

01178
L
201



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

SISTEMAS GEOTERMICOS DE ROCA SECA Y CALIENTE
(UNA FUENTE DE ENERGIA NO CONVENCIONAL)

T E S I S

Que para obtener el grado de:

MAESTRO EN INGENIERIA ENERGETICA

P R E S E N T A

FAUSTINO ALONSO REYES

DIRECTOR: DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ



México, D. F.

1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

C O N T E N I D O

PREFACIO.....	VII
AGRADECIMIENTOS.....	VIII
RESUMEN.....	XIV
INTRODUCCION.....	1
CAP I) CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS DE ROCA SECA Y CALIENTE.....	4
CAP II) TECNICAS DE ESTIMULACION.....	18
II.1) FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y TERMICO.....	20
A) Teoría del Fracturamiento.....	22
B) Fracturamiento Hidráulico.....	30
C) Fracturamiento Térmico.....	41
D) Otras Técnicas de Fracturamiento.....	44
II.2) EXPLOSIONES SUBTERRANEAS.....	46
II.3) ACIDIFICACION DE LA ROCA.....	58
CAP III) SISTEMAS DE CIRCULACION Y FLUIDOS DE TRABAJO.....	72
CAP IV) RECURSOS DE ROCA SECA Y CALIENTE EN MEXICO.....	85
CAP V) ASPECTOS ECONOMICOS MAS RELEVANTES PARA LA EXPLOTACION DE LOS SISTEMAS DE ROCA SECA Y CALIENTE.....	116
CAP VI) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	145
APENDICES.....	150
APENDICE A) Perforación Direccional.....	150
APENDICE B) Propergoles.....	153
APENDICE C) Factores De Conversión.....	156
APENDICE D) Nombres y Símbolos de los Multiplicadores más Comunes del Sistema Internacional.....	160
APENDICE E) Eras Geológicas de la Tierra.....	161

LISTA DE NOMENCLATURA.....	162
REFERENCIAS.....	163
BIBLIOGRAFIA.....	181
INDICES.....	189
INDICE DE FIGURAS.....	189
INDICE DE TABLAS.....	191
GLOSARIO.....	192

RESUMEN

Con éste trabajo México se integra al selecto grupo de países que han efectuado estudios sobre los sistemas de roca seca y caliente (RSC), en él se efectúa un análisis teórico sobre los mismos, estudiando sus características principales y las tecnologías existentes; estudiando 40 zonas con posibilidades para su explotación en México; para finalmente hacer un análisis económico de los mismos, en el que se concluyó que si bien los sistemas de RSC todavía no resultan competitivos con la mayor parte de las fuentes convencionales de energía, si lo son ya con algunas de las más caras, como las que se emplean en las horas pico.

ABSTRACT

The material presented in this dissertation allows Mexico to incorporate to the select group of countries that have made studies to develop hot dry rock resources (HDR).

As a starting point, a theoretical study of these resources is conducted, establishing their main characteristics and mentioning existing technologies. Forty areas with possibilities for HDR exploitation in Mexico are studied, including an economic analysis of them, concluding that at present they cannot compete with most conventional sources of energy, but that they could compete with some sources which are used at the peak hours and are more expensive.

No hay nada como un sueño
para crear el futuro

-Victor Hugo-

INTRODUCCION

Como se sabe, y debido -principalmente- a razones de índole económica, actualmente se explotan únicamente en el mundo los denominados sistemas o recursos geotérmicos hidrotermales.

Sin embargo, existen otros sistemas que si bien es cierto también caen dentro de la categoría de recursos geotérmicos, no cumplen con todas las características de los yacimientos geotérmicos tradicionales, motivo por lo cual se les considera como sistemas geotérmicos no convencionales, ellos son: [1]¹

- a) Sistemas Geotérmicos de Roca Seca y Caliente
- b) Sistemas Geotérmicos Geopresurizados
- c) Sistemas Geotérmicos de Masas de Magma
- d) Sistemas Geotérmicos Marinos.

Estos sistemas no se explotan en la actualidad de manera comercial, ya que su aprovechamiento plantea problemas técnicos y económicos que aun no han podido resolverse de forma satisfactoria.

¹ Para obtener una idea más general sobre las principales características de estos recursos, se recomienda consultar la referencia 1.

No obstante, su importancia deberá crecer a futuro ya que, en general, presentan algunas ventajas (con respecto a los sistemas hidrotermales) y características que los hacen muy atractivos, entre las que destacan su mayor potencialidad y abundancia.

Para poder llegar a explotar estos sistemas, es imprescindible ahondar más en el conocimiento acerca de lo que pasa en el interior de la Tierra -el cual resulta ser todavía muy vago y, en algunos casos, nulo- ya que su aprovechamiento potencial se encuentra estrechamente vinculado a dicho conocimiento.

Aunque por el momento ninguno de estos sistemas resulta económicamente competitivo con las fuentes tradicionales de energía, es importante no descuidar su estudio, ya que muy posiblemente a futuro contribuirán a satisfacer las necesidades energéticas mundiales, participando, a la vez, de forma significativa en la diversificación de las fuentes de energía [1].

Se estima que, en un futuro no muy lejano la energía geotérmica convencional pueda representar del orden de un 2 a un 5% del suministro mundial de energía.

En México se tienen un total de 740 MWe de capacidad geotérmica instalada, lo que comparada con los 27,000 MWe de capacidad instalada total, no representa más que el 2.75% en potencia y el 5% en energía, sin embargo dichas cantidades representan un ahorro muy importante de combustibles para el país, además de que contribuyen a la diversificación de las fuentes de energía y han permitido, en casos como el de Cerro Prieto en Baja California, satisfacer del orden del 80% de las necesidades de energía del Estado, y exportar los excedentes producidos a los EUA.

Dependiendo del desarrollo de los sistemas geotérmicos no convencionales, esta proporción puede incrementarse significativamente, ya que la energía contenida en las rocas es prácticamente infinita, en términos del consumo humano.

Debido a la importancia técnico-económica y a la amplia investigación y experimentación que se ha estado llevando a cabo sobre los sistemas de roca seca y caliente, este trabajo se enfoca a los mismos, definiéndolos, mostrando sus características, potencialidad, ubicación, ventajas y desventajas, etc.; se describen -y se profundiza en- las técnicas de estimulación existentes; se investigan los sistemas de circulación y los fluidos de trabajo; se localizan y estudian las zonas en México con posibilidades para la instalación de sistemas de roca seca y caliente; y se analizan los principales parámetros económicos para el desarrollo del recurso. Todo ello con el objetivo de ubicarlo en su justo lugar, como un recurso energético aprovechable a mediano y largo plazo.

La cultura es la única
riqueza que no se compra

-Anónimo-

CAP I) CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS DE ROCA SECA Y CALIENTE

Aunque en la naturaleza abundan las masas de roca seca y caliente (RSC) con una gran cantidad de energía geotérmica almacenada desde hace millones de años,² ésta no es fácil de extraer debido, principalmente, a dos razones:

- a) Escasa o nula porosidad y permeabilidad primaria de las rocas encajonantes y de la propia roca caliente; y escasez de conductos naturales (fracturas o fallas) que podrían causar porosidad y permeabilidad secundaria.
- b) Ausencia de fluidos capaces de transmitir el calor de la roca por convección. (Recuérdese que en los yacimientos hidrotermales el agua contenida de forma natural, o reinyectada, es la que efectúa dicha función).

² Se estima que la duración promedio de una cámara magmática es de 2-10 millones años. [59] [71] Sin embargo, en términos prácticos se considera que la cámara magmática no debe tener una antigüedad mayor a uno ó dos millones de años a fin de que no se haya enfriado tanto que deje de ser atractiva [87].

Actualmente se considera que los requerimientos mínimos para extraer comercialmente energía de la roca seca y caliente son:

- Un área mínima de contacto entre la roca y los conductos del fluido inyectado
- Profundidad del recurso no mayor a los 4 Km
- Temperaturas entre los 200 y los 250 °C [50] [52].

Los sistemas de roca seca y caliente, también conocidos como recursos petrotérmicos (Pariisky y Diadkin, 1973) [2], poseen temperaturas que varían entre los 90 y los 650 °C. [1] [3], y presentan una baja conductividad térmica por lo que, si se desean obtener cantidades importantes de energía, se requieren áreas de contacto muy grandes para la transferencia de calor.

Esto último no parece ser un gran problema debido a que la ocurrencia y cantidad de este tipo de rocas dentro del subsuelo es enorme.

Banwell y Meidav estimaron en 1971 que la cantidad de regiones con gradientes térmicos varias veces superior al normal (y que no presentan manifestaciones superficiales hidrotermales) es del orden de un décimo de la superficie continental terrestre [4]. Aun más, gran cantidad de geólogos concuerdan en afirmar que los sistemas de roca seca y caliente tienen una incidencia, por lo menos, dos o tres veces mayor que la de los sistemas hidrotermales [4]; si bien otros autores consideran que puede ser hasta 5 veces mayor.

Conviene señalar que, en general, la frecuencia de ocurrencia de sistemas geotérmicos es menor entre mayor sea su temperatura, tal y como se muestra en la figura 1.

Una forma más de determinar la posición y potencialidad de los sistemas de roca seca y caliente es a través de la medición del flujo de calor, tal y como se muestra en la tabla 1.

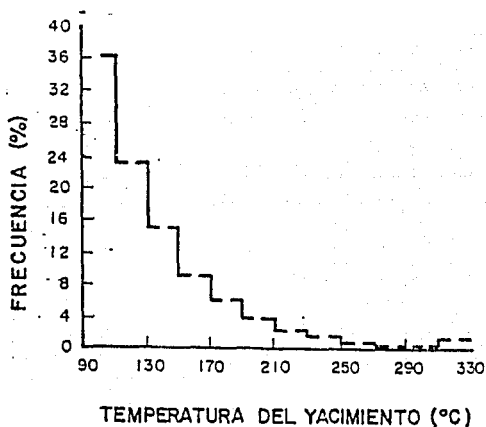


FIGURA 1) FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE SISTEMAS GEOTERMICOS CON BASE EN SU TEMPERATURA [6].

SISTEMA FLUJO DE CALOR
(MW/M²S)

Escudos Terrestres	50
Promedio Terrestre	60
Estructuras Volcánicas	
Recientes	100
Zonas de Dispersión	100-200
Zonas Geotérmicas	300-400

TABLA 1) FLUJO DE CALOR TERRESTRE [66].

Para dar una idea de la potencialidad de los recursos de roca seca y caliente, basta con mencionar que en 1980, Armstead calculó que el calor contenido en las rocas cristalinas de baja permeabilidad podría, en principio, satisfacer las necesidades de energía del mundo [5]. Se ha estimado asimismo que debajo de la superficie de los Estados Unidos, a profundidades menores de 10 Km, la roca seca y caliente contiene aproximadamente 33 millones de exajoules³ de energía, con casi un 40% de los recursos (poco más de 13 millones de exajoules) contenidos en rocas con temperaturas superiores a los 150 °C. [3] [7] [8] [9] [10].

³ 1 Exajoule = Energía anual necesaria para una ciudad moderna de aproximadamente 3 millones de habitantes.

Considerando que el consumo de energía de los Estados Unidos en los años ochenta (de todas las fuentes) fue de casi 80 Exajoules por año, se puede apreciar que dicho recurso podría satisfacer las necesidades de energía de los EUA por poco más de 175,000 años. Pero si tan sólo el 2% de los 13 millones de Exajoules de energía (con temperaturas superiores a los 150 °C) pudiera explotarse en forma económica, podrían satisfacerse las necesidades completas de energía de los EUA (sin incluir el transporte) al ritmo actual de consumo, por más de 2000 años [3] [9] [10].

Este 2% no resulta ser una cifra exorbitante, ya que algunos modelos simples han mostrado que pueden alcanzarse proporciones de extracción de energía de la roca seca y caliente de un 1 a un 2 % y aun más.⁴ Obviamente los porcentajes de recuperación dependen significativamente de la tecnología empleada, por lo que es de esperarse que se incrementen a futuro.

Otro cálculo efectuado señaló que la energía térmica que puede extraerse de solo 164 Km³ de roca granítica, es equivalente a toda la energía utilizada en los EUA durante 1972, equivalente a 12 billones de barriles de petróleo.

Un estudio reciente efectuado por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE [73], señala que del total de energía obtenida en el campo de Tejamaniles, en Los Azufres, Michoacán, México, el 42.5% se disipa durante el proceso de con-

⁴ Señalado por Batchelor, et al en Preliminary Studies of Dry Rock Geothermal Exploitation in South West England. (Citado en [11]).

versión: el 37.8% se evapora: el 10.8% se reinyecta y el 9% se transforma en electricidad. Por lo que -argumenta- de la energía térmica total disponible en el yacimiento se recupera un 2.6% en forma de energía eléctrica. Otros estudios [82] señalan que del calor "in-situ" contenido en los yacimientos es factible de extraerse entre un 2.5 y un 5%.

Se sabe que el potencial aprovechable de la roca seca y caliente -con la tecnología actual- es equiparable al menos con la actual producción de energía.⁵ Se prevé que en un futuro cercano podrán instalarse por este medio 100,000 Mwt[15].

Los sistemas de roca seca y caliente presentan varias ventajas con respecto a los sistemas geotérmicos hidrotermales entre las que se tienen:

- Mayor Abundancia: Que le faculta tener una mayor flexibilidad y ubicación para su explotación, lo que permite reducir las líneas de conducción de los fluidos geotérmicos, así como las líneas de transmisión de energía eléctrica (debido a la localización más cercana de las instalaciones geotérmicas con respecto a los consumidores). Además, conforme se reduce la distancia de conducción y transmisión, aumenta la eficiencia en la utilización de los fluidos así como las posibilidades de enviarlo en forma directa a los consumidores para fines tales como calefacción, cocción, refrigeración y procesos industriales, entre muchos más.

⁵ Del orden de 59,810 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP). (Información tomada de un informe de la OLADE de enero de 1992) [84]

- Menor Contaminación: Debido a que no se desecha el agua extraída del subsuelo (durante la explotación) sino que se recircula la que se inyecta, se eliminan los problemas de hundimiento del terreno (Subsistencia) [10] [12]. De hecho, los asentamientos no pueden darse ya que estos se producen al extraerse los fluidos contenidos en los poros, produciendo un colapso de la estructura porosa, lo cual no se da en este caso [51] [58] [71].

Adicionalmente se evita la contaminación térmica de lagos y arroyos. Se considera que la única contaminación que puede producirse en estos sistemas, es la de la pluma ascendente de aire caliente que, por otra parte, se calcula no tendrá ningún efecto ambiental significativo [4].

- Almacenamiento de Energía: Se ha demostrado que pueden operar como un sistema de almacenamiento de energía, lo cual los convierte en una fuente energética más versátil. El agua podría reinyectarse en estos sistemas a la máxima presión en las horas de baja demanda, confinando la energía hidráulica y térmica, y almacenándola para liberarla en las horas pico [11]. Sin embargo, la factibilidad de emplear la RSC como un sistema de almacenamiento de energía debe analizarse previamente, desde el punto de vista técnico-económico, en cada una de las zonas.

- Menores Pérdidas de agua: Las pérdidas de agua -de la que se inyecta al yacimiento para su explotación- pueden ser muy reducidas. Otros estudios [46], sin embargo, señalan que las pérdidas, al parecer, no son tan pequeñas y que pueden ser del orden de una tercera parte del volumen inyectado, si bien razonablemente estables. En realidad,

las pérdidas dependerán, substancialmente, del control que se tenga de las fracturas [51], y es muy probable que sean mayores al principio, ya que datos recientes indican que después de un cierto tiempo ya no se pierde tanto líquido inyectado, recuperándose desde un 70 hasta casi un 100% del mismo [52] [56]. Esto puede deberse, muy probablemente, a que las fracturas se saturen con el líquido inyectado.

Todas las ventajas antes señaladas resultan serlo independientemente de las que -al igual que los sistemas geotérmicos hidrotermales- presentan sobre otras fuentes de energía, tales como [1]: Bajo costo de operación; Posibilidad de una gran diversidad de usos; ser una fuente renovable de energía en términos del consumo humano; representar un muy importante ahorro económico y de combustibles; posibilidad de tener altos factores de planta y una alta confiabilidad.

Entre las desventajas que se observan para la explotación de estos sistemas, se tiene:

- Profundidad: Ya que los sistemas de roca seca y caliente suelen encontrarse en niveles profundos de la corteza terrestre. Es por ello que al tratar de desarrollar un yacimiento geotérmico de roca seca y caliente, el primer paso deberá consistir en la selección del sitio apropiado, lo cual deberá hacerse en una región con un gradiente geotérmico anormalmente alto⁶ -al menos 3 veces mayor al

⁶ El gradiente geotérmico mundial varía entre 8 y 40 °C/Km, con un promedio global de 30 °C/Km.

normal [82]- y en el que las rocas ígneas calientes no se encuentren a profundidades muy grandes en el subsuelo. Si se cumple con lo anterior, la explotación de los sistemas de roca seca y caliente resultará -en principio- económicamente atractiva. Adicionalmente debe considerarse que la permeabilidad y porosidad de las rocas disminuyen sensiblemente con la profundidad, principalmente en las rocas volcánicas [50] [51].

- **Tecnología Incipiente:** Este es otro de los inconvenientes en el aprovechamiento de este recurso, ya que su explotación depende de técnicas que, por una parte, son difíciles de aplicar y que, por la otra, no han sido plenamente probadas. Estas técnicas incluyen la perforación direccional⁷ en rocas macizas duras, y la creación de grandes y bien definidas fracturas en las formaciones rocosas. Además, se requiere de herramientas e instrumentos sofisticados que puedan funcionar, por períodos relativamente largos, en un medio ambiente hostil [14]; esto es, a altas temperaturas (del orden de 300 a 350 °C) [52] y altas presiones. De hecho, la falta de herramientas de alta temperatura es actualmente un freno importante en el desarrollo de los sistemas de roca seca y caliente, sin embargo se sabe que durante los inicios de la industria petrolera se tuvieron problemas semejantes que finalmente fueron resueltos.

- **Sismicidad.** Aunque algunos autores han señalado la posibilidad de que los eventos sísmicos puedan representar

⁷ Consultar el Apéndice A, donde se abunda sobre el tema.

algún problema, al parecer -y contrariamente a lo que podría suponerse- la microsismicidad aunada a la explotación de los sistemas de roca seca y caliente no resulta ser un problema.

Hasta ahora se sabe que la mayor parte de los eventos sísmicos ocurren debajo de los pozos (Baria, 1985) [46], y muy cerca (del orden de 300 m) de los puntos de inyección [67].

Si bien es cierto que la actividad microsísmica después de la estimulación masiva generalmente tiende a decrecer, parece ser que los sistemas geotérmicos resultan ser sensitivos a la presión, ya que la frecuencia de eventos se incrementa rápidamente, sobre todo cuando -dependiendo del campo- las presiones del pozo alcanzan ciertos valores [61].

Aunque no ha podido determinarse aun con exactitud, si la sismicidad es debida a la presión absoluta o al diferencial de presión entre los pozos.

Lo que si se sabe es que si bien puede haber sismicidad en regiones en las que no exista ningún flujo en la estructura principal, no existe ninguna evidencia que parezca señalar lo contrario; esto es, que pueda haber flujo sin sismicidad [61], ya que se ha observado asimismo, que la única sección de los pozos que produce fluidos, es aquella dentro del área de microsismicidad (ver figura 2) [46] [56]. Adicionalmente, se sabe también que en cuanto se suspende la estimulación la sismicidad decrece rápidamente, y que posteriormente no se produce ya ningún evento sísmico como consecuencia de lo anterior; esto es, se ha demostrado que la sismicidad que se crea como consecuencia de la estimulación es pasajera y de poca importancia [46] [67].

En algunos experimentos [46] se observó que cuando el fluido inyectado para realizar la estimulación fue agua, la región sísmicamente activa creció incontrolablemente hacia abajo, debido a lo severo de la anisotropía. Por ello se inyectó gel masivamente a fin de controlar la viscosidad del fluido de estimulación e inhibir la sismicidad del campo, obteniéndose resultados exitosos.

Lo que sí es un hecho, es que el monitoreo de la microsismicidad inducida durante las pruebas de inyección hidráulica ha demostrado ser fundamental en el conocimiento del tamaño y crecimiento de las regiones estimuladas (Baria, et al, 1989; Mock, 1989; Matsunaga, 1990) [67].

Por otra parte, y al igual que los sistemas geotérmicos tradicionales, los sistemas de roca seca y caliente tienen las siguientes desventajas con respecto a otras fuentes de energía [1]:

- Un alto costo del Kw instalado
- Requieren de grandes inversiones en exploración
- Su explotación queda circunscrita a zonas específicas ya que solo se puede realizar en el lugar donde se localiza el yacimiento
- No permiten determinar previamente la capacidad a instalar.

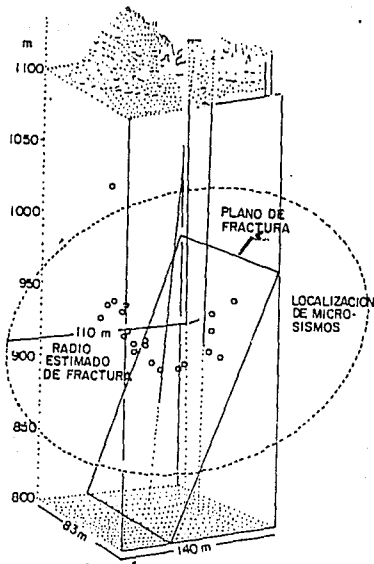


FIGURA 2) VISTA EN PERSPECTIVA DE POZOS, PLANO ESTIMADO DE FRACTURAS Y AREA DE MICROSISMICIDAD [56].

El estado actual de la tecnología basa el principio de explotación de los sistemas de roca seca y caliente, en la creación de conductos permeables adecuados (mediante el fracturamiento de la roca que, de otra forma, sería impermeable) que permitan la circulación en el interior de las fracturas de un fluido que capture el calor originalmente contenido en la roca y lo transporte a la superficie, donde será finalmente aprovechado.

Pero para que la explotación resulte económicamente factible, es imprescindible que el régimen de transferencia de la energía térmica (calor) al fluido sea alto y que este sistema de "drenaje" térmico se aplique a una gran masa de roca [15].

Actualmente existen varias técnicas en estudio cuyo fin es el de maximizar la cantidad de calor transferido, creando los conductos permeables adecuados para que ello ocurra.

Estas técnicas, que se detallan más adelante, son:

- 1.- Fracturamiento Hidráulico y Térmico
- 2.- Explosiones Subterráneas
- 3.- Acidificación de la Roca

En la figura 3 se muestra gráficamente la diferencia en el incremento de la producción acumulada, empleando los métodos de fracturamiento y acidificación.

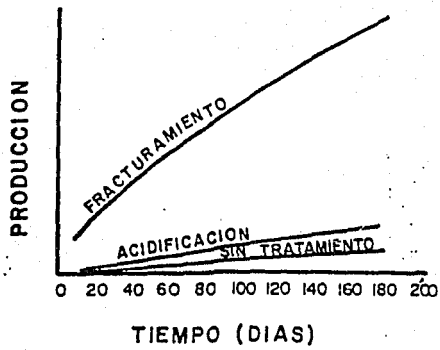


FIGURA 3) INCREMENTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS ESTIMULADOS MEDIANTE DIFERENTES TECNICAS [45].

Conocer, y no obstante pensar que no conocemos, es el más alto logro; no conocer, y sin embargo pensar que conocemos, es una enfermedad

-Lao-Tse-

CAP II) TECNICAS DE ESTIMULACION

Se entiende por estimulación de un pozo cualquier acción emprendida con el fin de eliminar, o al menos disminuir, cualquiera de las causas de una baja productividad del mismo, con objeto de incrementar la conductividad o capacidad productiva de la formación [36].

Con frecuencia la estimulación consiste simplemente en la reparación del daño causado por la invasión de un lodo pobremente acondicionado [64]. De hecho, la principal fuente de daños a la formación consiste en el contacto de ésta con fluidos extraños al yacimiento [37].

Existen muchas causas potenciales de la existencia de producciones anormalmente bajas en los pozos, las cuales deberán detectarse y evaluarse a través de una buena Ingeniería de Desarrollo de campo.

Entre las más importantes se tienen: Baja permeabilidad de la formación rocosa, baja presión del yacimiento, daño de la formación, y una alta viscosidad de los fluidos del yacimiento, entre otras [36] [45].

Dado que en los sistemas de roca seca y caliente se deben crear cauces adecuados para la circulación de los fluidos inyectados, se requiere aplicar algunas de las técnicas conocidas de estimulación. En este capítulo se estudiarán aquellas que se conocen hasta el momento, con el objeto de lograr una mejor explotación de dichos sistemas.

CAP II.1) FRACTURAMIENTO HIDRAULICO Y TERMICO

El método de fracturamiento es el más efectivo y estudiado en la actualidad para la estimulación de pozos ubicados en yacimientos de baja permeabilidad, si bien resulta ser menos ambicioso que el método de explosiones subterráneas.

Este método puede subdividirse en fracturamiento hidráulico o térmico dependiendo de si, respectivamente, se utiliza algún fluido a presión o se aprovecha la contracción térmica de las rocas.

Con el método de fracturamiento, se busca establecer un contacto entre el líquido transportador de calor y la roca caliente. Este método se basa en la conductividad térmica natural de la roca, y pretende obtener -a través de un fluido conductor- una adecuada transferencia de calor de la zona de captación la cual, debido a la baja permeabilidad de las rocas involucradas, suele ser una fractura producida hidráulica o térmicamente.

En éste proceso, el fluido extractor y transportador de calor circula en las fracturas existentes entre un pozo de inyección y un pozo de producción que interesectan las fisuras.

Estas últimas desempeñan el papel de un intercambiador natural de calor entre la roca seca y caliente y el fluido transportador.

Pese a sus bondades y conveniencia, el método de fracturamiento presenta dos grandes desventajas que son:

- a) La dificultad para crear una fractura, o un sistema de fracturas, que permita la interconexión entre el pozo inyector y el pozo captador del fluido empleado; especialmente si las fracturas son verticales.
- b) La baja o poca calidad de la superficie de contacto entre el fluido y la roca, lo que ocasiona un pobre intercambio de calor [16] [69].

Por lo que respecta a la sismicidad debe decirse que ha quedado plenamente demostrado que si bien es cierto que durante la inyección se induce una actividad sísmica, ésta siempre ha resultado ser en pequeña escala e insensible para los animales y humanos, por lo que pese a que no debe olvidarse, hasta el momento no representa ningún riesgo importante; aunque no existe la menor duda de que coincide con las fases de inyección [64].

A) Teoría del Fracturamiento

De acuerdo con las teorías clásicas, las fracturas hidráulicas se propagan en la dirección de los esfuerzos principales, perpendicularmente a la componente de mínimo esfuerzo (el menos compresivo) de los esfuerzos tectónicos a que están sujetas las rocas -aun y cuando las presiones no se orienten en dicho sentido- tal y como lo demostraron sucesivamente Hubbert y Willisen en 1957, Scheidegger en 1962, Kehle en 1964 y Haimson y Fairhurst en 1969 [18] [19] [20]; así como una gran cantidad de experimentos que se han realizado en diversas partes del mundo [61] [63].

En realidad, la creación de fracturas en rocas reales es casi aleatoria; de hecho, la orientación y crecimiento de las fracturas inducidas depende de las condiciones geológicas (esfuerzos verticales in-situ y propiedades de las rocas) y es prácticamente nada lo que puede controlarse por procedimientos mecánicos e hidráulicos [37].

Por su parte, el comportamiento mecánico de las rocas y sus parámetros térmicos y elásticos (porosidad, permeabilidad absoluta, conductividad térmica, calor específico, compresibilidad, resistividad, etc.) se ven afectados -fundamentalmente- por la presión y el gradiente de temperatura en el lugar; pero también por factores tales como la alteración hidrotermal y el flujo conductivo de calor.

En localidades geológicas tectónicamente relajadas, se estima que el esfuerzo mínimo es horizontal a profundidades mayores de 0.5 a 1 Km [69] y dado que se sabe que el aprovechamiento de los sistemas geotérmicos de roca seca y caliente normalmente requiere de profundidades mayores a esas (de 3 a 5 Km, o más), es de esperarse que las fracturas creadas sean en la dirección del esfuerzo principal (vertical) y perpendiculares a la dirección del esfuerzo mínimo (horizontal); esto es, con una dirección vertical [45] lo cual se ha comprobado por medio de registros de temperatura y empaques de impresión [37].

Sin embargo, algunos tipos de yacimientos podrían encontrarse a profundidades someras (del orden de 400 a 500 m) [45] [69], por lo que las fracturas tenderían mayoritariamente a presentarse de forma horizontal, facilitando con ello su intersección con los pozos verticales.

Actualmente se sabe que muchas características de las fracturas a poca profundidad (como la forma en que se crean, sus pérdidas de agua, etc.) son diferentes de aquellas a profundidades mayores [69].

Estudios realizados sobre el análisis de esfuerzos [16] han mostrado que, considerando un sólido impermeable, es teóricamente posible conectar dos fracturas hidráulicas creadas a partir de dos pozos. Estos estudios mostraron también que los esfuerzos necesarios para fracturar son proporcionales a la presión de los fluidos dentro de la roca [16].

Adicionalmente, investigaciones numéricas y de laboratorio llevadas a cabo por Cornet en 1978 [18], demostraron que es posible desarrollar fracturas perpendiculares a la dirección mayor del esfuerzo principal -al menos en pequeñas distancias- sin embargo este proceso es muy difícil que pueda

darse ya que aun y cuando pudiera logarse que una pequeña parte de la fractura pudiese crecer de forma horizontal, inmediatamente tendería a continuar en la dirección vertical; además de que es muy inestable [18] [51] [53] [58].

Así, la orientación de las fracturas en éste proceso específico de propagación dependerá de: [18]

- La distribución de las presiones en las fracturas
- La resistencia anisotrópica de la superficie de las rocas
- El estado in-situ de esfuerzos en las rocas

En un sistema fracturado hidráulicamente, la roca se enfría paulatinamente conforme la fractura inicial se va formando. El fracturamiento térmico creará nuevas fracturas, preferencialmente cerca del lugar donde la primera de ellas se formó (donde el agua está más fría), y estas fracturas deberán propagarse también bajo la alta presión ejercida en ese punto.

Por consiguiente, al terminar el fracturamiento, el yacimiento deberá parecerse más a un cilindro fracturado que a un plano formado por una familia de fracturas paralelas [4].

Esto se corrobora con cálculos matemáticos, correlacionados a su vez con experimentación de campo, que indican que las fracturas resultantes de un fracturamiento hidráulico se producirán en forma de un fino cilindro vertical orientado, de sección elíptica [17], tal como se muestra en la figura 4^B.

^B En realidad éste es un modelo muy simplificado, ya que, en la práctica, la formación de fracturas en una matriz anisotrópica se comporta de manera fractal. Esto es, de forma aleatoria, pero con una cierta regularidad [42] [50] [72].

Otros cálculos han mostrado que que el fracturamiento en un yacimiento crece de forma preferencial hacia abajo y lateralmente, a menos que el espacio entre fracturas sea muy pequeño (1.5 cm o menos) [4].

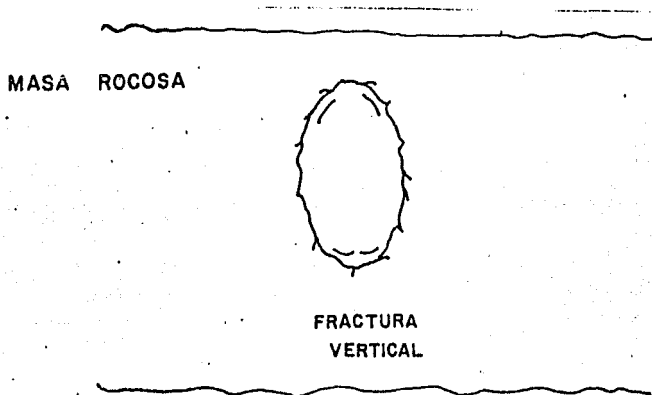


FIGURA 4) FRACTURA VERTICAL PRODUCIDA POR FRACTURAMIENTO HIDRAULICO [4]

Por su parte, la eficiencia en la creación de las fracturas se ve afectada por: [43]

- La caída de presión por fricción en la sarta
- La caída de presión por fricción, debida a la viscosidad en el flujo de las fracturas
- La caída de presión por el filtrado del fluido (leak-off) en la formación.

A su vez, la conductividad de las fracturas será función del tipo, concentración y distribución del sustentante colocado; del espesor del mismo; de la concentración de residuos de gel⁹ en las paredes de la fractura; de la resistencia del material a los esfuerzos tendientes a cerrar las fracturas (generalmente relacionados con la profundidad y la presión en los poros del yacimiento); de las características de la formación (temperatura, etc.); y de los fluidos existentes en el yacimiento que sean potencialmente corrosivos (ya que degradan los sustentantes) [49] [86].

Si se desean obtener fracturas en más de una dirección, deberá determinarse con precisión la orientación de las fracturas principales, así como su resistencia anisotrópica.

Lo anterior resulta muy difícil de lograr, ya que las fracturas son muy abundantes y su comportamiento resulta ser caótico o, al menos, extremadamente complicado de predecir con la técnica actual.

No obstante, en 1971 McClain propuso y mostró que la orientación de las fracturas podría determinarse mediante geófonos estratégicamente colocados [4].

En lo referente a los tipos de fracturas, debe decirse que su apertura y frecuencia son muy variables dependiendo del yacimiento, pero como ejemplo puede señalarse que un estudio realizado en Francia por Genter y Traineau en 1992 [68] mostró lo siguiente:

⁹ El agente de gelificación más empleado, sobre todo en la industria petrolera, es la goma guar [43].

- Juntas Subhorizontales: Se constituyeron fundamentalmente por fracturas naturales sin ningún indicio de movimiento, con un ancho promedio menor a 0.5 mm, y representaron el 4.5% de todas las fracturas naturales.
- Fracturas Menores: Fueron el tipo de estructura más abundante, con un ancho promedio de 0.5 mm, agrupándose comúnmente en racimos de fracturas con zonas de alta concentración de fracturamiento, donde la máxima densidad de fracturamiento llegó a exceder las 20 por metro; representaron el 69% del número total de fracturas.
- Fallas Mayores: Fracturas naturales que mostraron posibles movimientos y se encontraron llenas de depósitos minerales, su ancho promedio fue de 2.4 mm y su densidad de distribución fue prácticamente igual a la de las fracturas menores, por lo que junto con estas formaron la zona principal, de fracturas. Representaron el 25% del número total de fracturas.
- Fracturas Abiertas: Estas se localizaron principalmente dentro de zonas con una alta densidad de fracturamiento, y mostraron una apertura moderada de 1.5 mm, pero con un promedio de 25 mm sellados con depósitos. Representaron solo el 1% de las fracturas naturales.

Por lo que toca a la densidad de las fracturas en una zona, esta suele dividirse en baja (menos de una por metro) y alta (más de 20 por metro) [68].

En otro estudio Perkins y Kern mostraron en 1961 que la apertura de una fractura hidráulica, para el caso de rocas sedimentarias, es del orden de 1 mm [20] [50], por lo que para poder obtener cantidades razonables de energía de los sistemas geoter-

micos de roca seca y caliente, se requieren grandes volúmenes de roca y velocidades de flujo dentro de las fracturas [20],¹⁰ particularmente conforme el pozo perforado y la intersección de las fracturas se acercan [58]; estas altas velocidades y aceleraciones se traducen en diversos tipos de flujos no darcianos -a menudo turbulentos- y en un incremento de las pérdidas de presión. No obstante, debe señalarse que la recuperación de energía depende fundamentalmente de la conductividad misma de la fractura [58].

Por lo que respecta a la extracción de energía, se ha calculado [4] que se requeriría de un área igual a la superficie de una esfera de 204 m de radio para recuperar 100 MW de energía térmica del agua a una temperatura de 260 °C.

Robinson et. al. calcularon en 1971 que podrían extraerse en promedio 89 Mwt, por un espacio de 20 años, a través de las caras expuestas de las fracturas originales de un sistema de fracturas de 915 m de radio con una temperatura de 299 °C, sin embargo es probable que estos cálculos hayan sido conservadores, ya que no se tomaron en cuenta los efectos producidos por el fracturamiento térmico [4]. De hecho, otros estudios similares que si consideraron dichos efectos, mostraron que un sistema de fracturas de 305 m de radio sería suficiente -y aun mayor- que el requerido para obtener los 89 Mwt antes mencionados con las condiciones indicadas [4].

¹⁰ Lo anterior con objeto de lograr que la cantidad mínima de energía que se extraiga sea suficiente para justificar económicamente el proyecto.

De lo anterior puede inferirse que el fracturamiento térmico, al menos en algunos casos, puede reducir hasta a una tercera parte el radio de fracturas necesarias para obtener una misma cantidad de energía.

Así, empleando el método de fracturamiento, que se basa en el aprovechamiento del calor de las caras de las fracturas, se estimó que la circulación de agua durante 25 años provocaría una caída de 1°C desde la superficie, por lo que el área asociada a la extracción de calor deberá ser de 5.2 millones de metros cuadrados o el equivalente a 18 fracturas de 300 m de radio.

Otros autores señalaron que una geometría alternativa consistente en una esfera de roca altamente fracturada de 160 m de radio, podría dar una eficiencia de extracción de 20% (contra un 1-2%), para la misma potencia [11].

Otros estudios [11] señalan que para poder obtener de forma satisfactoria 100 MWt de un sistema de roca seca y caliente por un espacio de 25 años, se requeriría extraer calor de un volumen de 3.6 millones de metros cúbicos de roca, abatiéndose la temperatura de dicho volumen en 100°C a 35 m de la superficie.

Si se considera que las eficiencias de extracción que pueden obtenerse en los sistemas de RSC son de un 1 a un 2%; se requeriría entonces interconectar un volumen de 360 millones de metros cúbicos de roca al sistema, para obtener los 100 MWt antes señalados.

B) Fracturamiento Hidráulico.

Desde julio de 1947 y marzo de 1949 en que se realizaron los primeros intentos, en forma experimental, en el fracturamiento hidráulico de una formación sedimentaria, este método ha sufrido infinidad de mejoras, mismas que han producido que haya cobrado un gran auge, sobre todo en la industria petrolera, lo que ha llevado a que su uso sea actualmente una práctica común [37] [86].

Basta con ver que cerca del 25 al 30% de las reservas totales de hidrocarburos de los EUA se han convertido económicamente producibles gracias a esta técnica, para darse cuenta de su importancia actual [86].

Se estima que en cerca del 35% al 40% de los pozos petroleros que se perforaron en los últimos años se emplearon técnicas de fracturamiento hidráulico [49] [86]. De ellos, el 75% logró aumentar considerablemente su producción [37].

Las formaciones de calizas, dolomitas, areniscas y conglomerados son las más favorables para el empleo de esta técnica, y si bien no es aplicable en formaciones inconsolidadas, en algunos casos se han obtenido resultados exitosos [43].

Aunque el fracturamiento hidráulico no cambia en sí la permeabilidad del yacimiento, sí crea una nueva estructura alta-

mente permeable dentro de la parte del mismo que está en contacto con el pozo [45], alterando con ello el patrón de flujo del yacimiento¹¹ [49].

Lo anterior resulta fundamental, si se considera que la permeabilidad es el factor más importante que incide en el diseño de los parámetros de fractura.

Sin embargo, algunos experimentos [46] han mostrado que pese a que la impedancia (resistencia al flujo) de las rocas disminuye en algunos casos a menos de la tercera parte después de la estimulación, ésta puede ser en muchos casos todavía muy alta para una explotación comercial.

Las formaciones compactas o de poca permeabilidad (usualmente menor a 1 md) son normalmente buenas candidatas para el empleo del fracturamiento hidráulico. El fracturamiento en formaciones de alta permeabilidad no es recomendable, ya que los beneficios que se obtienen disminuyen rápidamente cuando la permeabilidad del yacimiento sobrepasa los 10 md [45].

De hecho, a medida que la permeabilidad de la formación se aproxima a la permeabilidad de la fractura creada, el posible incremento de producción se acerca a cero. Es por ello que puede esperarse un mayor incremento de producción con la creación de fracturas en zonas productivas de baja permeabilidad, que con fracturas en zonas de alta permeabilidad [43].

Aunque la distancia entre fracturas, como es obvio, varía significativamente dependiendo del tipo de rocas, esfuerzos existentes, etc.; a manera de ejemplo puede decirse que en campos

¹¹ Los patrones de flujo -en orden de importancia- pueden ser: Esféricos, semiesféricos, radiales y lineales [50].

como el de Cornwall en Inglaterra, se detectaron -después de las operaciones de fracturamiento hidráulico- zonas con un alto fracturamiento (con espacios entre fracturas de entre 100 y 500 mm) y extensas zonas intactas (de hasta 30 m entre las mismas) esparcidas todas de forma muy irregular [61].

Por lo que hace a los fluidos de fracturación, estos pueden clasificarse en [43]:

- Fluidos Newtonianos (base agua y base hidrocarburos)
- Soluciones de polímeros
- Soluciones de polímeros entrecruzados (cross-linked)

El volumen necesario de fluido fracturante es una función de la permeabilidad natural del yacimiento, del espesor del mismo, y de la complejidad de los patrones de fractura existentes en la zona [11] [49]; y tiende siempre a seguir los caminos de menor resistencia a la fractura [43].

Para que el fracturamiento arroje buenos resultados, resulta esencial asegurarse que el volumen de fluido fracturante sea inyectado de la forma más uniforme posible; además, al diseñarse el fluido deberá buscarse que cuente con las siguientes propiedades [37] [43].

- Baja pérdida por filtrado (a fin de confinarlo en la formación)
- Poder de acarreo (habilidad para transportar el sustentante)
- No ser dañino a la formación (ser compatible con la roca y sus fluidos y causar el menor daño a la permeabilidad)

- Bombeable
- Bajo costo
- No peligroso
- Fácil de preparar
- Removible de las fracturas y la formación
- Inyección con bajas pérdidas de presión por fricción

Actualmente los fluidos inyectados suelen ser generalmente de base agua, ya que hasta el momento son los que han dado mejores resultados en función de sus parámetros técnico-económicos, por ser menos peligrosos, tener mayor peso específico (lo que les permite tener una mayor presión hidrostática que reduce la presión de inyección, esto es, la potencia y el costo de bombeo) y ser económicos.

Desde hace algunos años, sin embargo, se ha venido experimentando con otros fluidos fracturantes los cuales -se cree- tendrán una gran aplicabilidad a futuro, por lo que el empleo del agua, como fracturante principal, pasaría a un segundo término [66].

Por el momento no resulta siempre muy conveniente su empleo, ya que no ha podido resolverse por completo el problema que representan para los mismos las altas temperaturas existentes en las rocas secas y calientes [21].

De hecho, independientemente del fluido de fracturación de que se trate, a la mayoría de ellos resulta conveniente agregarles pequeñas cantidades de una serie de aditivos muy variados

con objeto de darles las características deseadas, tales como agentes gelificantes, para disminuir las pérdidas por filtrado; bactericidas; inhibidores de incrustaciones; surfactantes; ácidos y álcalis para controlar el pH; etc. [43] [63] [66].

El fracturamiento hidráulico se realiza mediante el bombeo desde la superficie de un fluido con ciertas características químicas, mismo que se inyecta a altas presiones y en grandes cantidades dentro de un pozo perforado expresamente para ello (Figura 5). Cuando en el pozo se alcanza cierta presión, se empiezan a formar fracturas en alguna parte del mismo; estas fracturas crecen conforme aumenta la presión de bombeo, y siguen creciendo mientras se logre mantener un bombeo mayor que las fugas que se tienen como consecuencia de la permeabilidad de las rocas. No obstante, la presión debe mantenerse por debajo de un punto crítico, a fin de prevenir un crecimiento vertical de la fractura excesivo o indeseable [45].

En la figura 6 se muestra la relación entre el radio de fractura estimado y el volumen de agua inyectado.

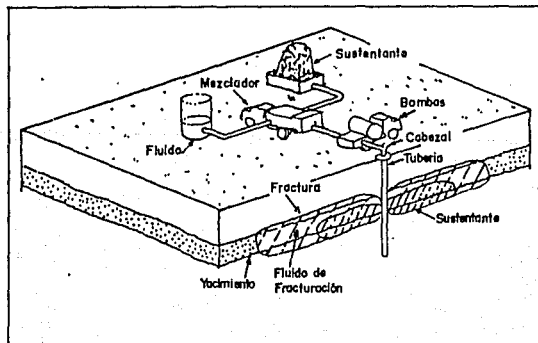


FIGURA 5) PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO [86].

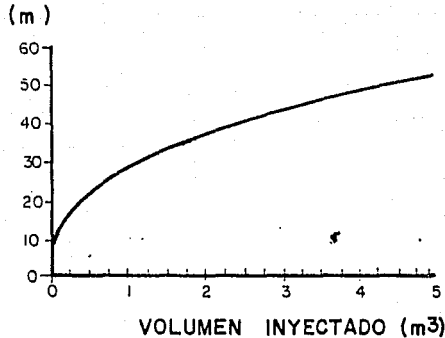


FIGURA 6) RELACION ENTRE EL RADIO ESTIMADO DE FRACTURA Y EL VOLUMEN INYECTADO DE AGUA [56].

En la etapa inicial del fracturamiento se bombea el fluido fracturante, sin sustentante, con una presión lo suficientemente alta para provocar la falla de la roca y con ello su fractura, así como para establecer la propagación de las ya existentes [86]. Una vez iniciada la fractura, sus dimensiones deben aumentarse mediante la inyección de fluido fracturante, de forma tal que la apertura de la fractura sea suficiente para permitir la posterior libre entrada de una suspensión consistente en la mezcla de un fluido fracturante-agente sustentante, sin que se "arene" el pozo [4] [37] [45]. Esta suspensión continúa extendiendo la fractura e introduce profundamente el sustentante dentro de la fractura.

Después de que los materiales son bombeados, el fluido sufre una transformación química, convirtiéndose en uno de menor viscosidad, por lo que tiende a fluir de regreso hacia fuera del pozo, dejando una fractura sustentada altamente conductora [86].

El sustentante o material de soporte cumple la función de mantener abierta la fractura inducida y, posteriormente, debe permitir circular libremente a través de él al fluido fracturante, mientras el pozo este produciendo.

En algunos experimentos, como el de Fenton Hill en los EUA, se descubrió que después del cese del bombeo y el fracturamiento, las caras de las fracturas se "autosustentaban" debido a los contactos entre la rugosidad de las caras [63].

Aunque esto reduce sensiblemente los costos, ya que permite que no se requiera ningún sustentante, no es común y mas bien resulta ser una excepción y un método limitado.

Se sabe que a bajas concentraciones de sustentante la conductividad de una fractura es muy elevada para bajos esfuerzos, pero también resulta ser muy sensible ante los incrementos de los mismos. Esto es, cuando la presión de cierre aumenta, y no existe un sustentante, la conductividad disminuye significativamente [43].

Es importante considerar también que conforme aumenta la concentración de sustentante, el ancho de la fractura empaquetada también se incrementa ya que hay menor empotramiento y rotura en los granos por disminuirse el esfuerzo sobre cada grano.

Sin embargo, la adición de una cantidad mayor de sustentante incrementa la obstrucción del mismo al paso de fluidos, obteniéndose como efecto neto una disminución en la conductividad de la fractura [43].

Algunos experimentos han mostrado que la impedancia de las rocas, después del emplazamiento de los materiales sustentantes, se ha visto reducida hasta en un 50% [56].

Cabe señalar que la sustentación de las fracturas resulta especialmente conveniente para los yacimientos de areniscas [45].

Los sustentantes deben seleccionarse considerando varios factores, como son: Su estabilidad a altas temperaturas, su resistencia a la presión, y su costo.

Al colocarse debe analizarse tanto su cantidad como su ubicación.

Entre los sustentantes más comunes actualmente se tienen: Las camas cerámicas (constituidas fundamentalmente de aluminio u óxido de circonio) [86]; las arenas recubiertas de resina y la arena sinterizada; la bauxita sinterizada¹² y la bauxita cubierta de resina; la arena refinada¹³ [48] [49] [86]; y las microperlas de vidrio [52]. En la figura 7 se muestra la permeabilidad de varios de éstos sustentantes sometidos a diversas presiones.

12 En el mercado europeo se suele emplear el Oxido de Zirconio como una alternativa a la bauxita sinterizada [86].

13 Aunque la arena común se utiliza como un sustentante en la industria petrolera, su empleo no resulta apropiado en la industria geotérmica, ya que sus propiedades no resisten las altas temperaturas que se manejan en la mayoría de los pozos geotérmicos [55].

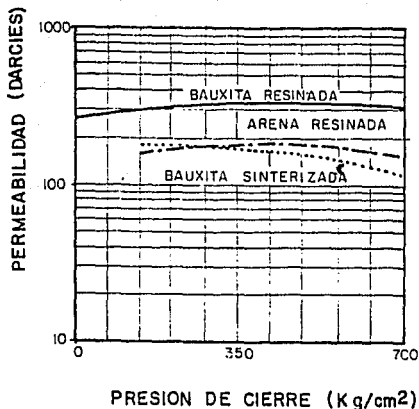


FIGURA 7) PERMEABILIDAD, ANTE DIVERSOS ESFUERZOS, DE SUSTENTANTES INSENSIBLES A LA TEMPERATURA [55].

En general puede decirse que las cerámicas se emplean cuando se requiere una densidad intermedia entre la arena y la bauxita sinterizada o cubierta de resina [86].

Si bien las arenas recubiertas de resina no resultan sensibles ante los cambios de temperatura o los efectos de la presión, tienen una permeabilidad ligeramente menor que la bauxita cubierta de resina. Vale la pena mencionar que una de las ventajas del recubrimiento con resina es que contribuye a aliviar los altos esfuerzos causados por el contacto entre granos y, por lo tanto, a mejorar la capacidad de acarreo de los sustentantes¹⁴, además de consolidar los mismos por medio de la adhesión de partículas de sustentante, por lo que los materiales cubiertos con resina se vuelven más cohesivos [86].

¹⁴ Así, sin serlo, el recubrimiento de resina funciona como una especie de lubricante y amortiguador [51] [53].

En general, por ser de origen orgánico, estas resinas no resisten temperaturas muy altas [52].

Por su parte, la bauxita sinterizada ligeramente triturada resulta ser mucho más resistente que la arena, e inerte a las salmueras geotérmicas, pero no es fácil de transportarse por los fluidos fracturantes [55] [86].

A su vez, la bauxita cubierta de resina es el sustentante más fuerte conocido en la actualidad, y entre sus características se tiene que no muestra sensibilidad a la temperatura, ni decremento de su permeabilidad cuando se encuentra soportando una carga importante, por lo que resulta ser la más apropiada para profundidades significativas [55] [86].

Normalmente, a bajas presiones de confinamiento, y debido a cuestiones económicas, suelen usarse arenas, pese a su baja conductividad; A elevadas presiones, del orden de los 55 Kgf/cm² (8000 psi) se usan microesferas de vidrio; y a presiones más allá de los 55 Kgf/cm² se emplean sustentantes como la bauxita sinterizada [43].

Un problema que debe considerarse al emplear los sustentantes manufacturados, es que su precio es muy alto; por lo que un tratamiento de gran volumen con los mismos resulta sumamente costoso. Sin embargo siempre debe analizarse su uso, ya que su mayor conductividad puede subsanar el problema de los costos.

Asimismo, diversos estudios de esfuerzos a largo plazo, han demostrado que los factores ambientales, en especial la temperatura, pueden reducir considerablemente la permeabilidad de

todos los sustentantes (como se muestra en la figura 8) resultan también muy severos los efectos de la arena [49].

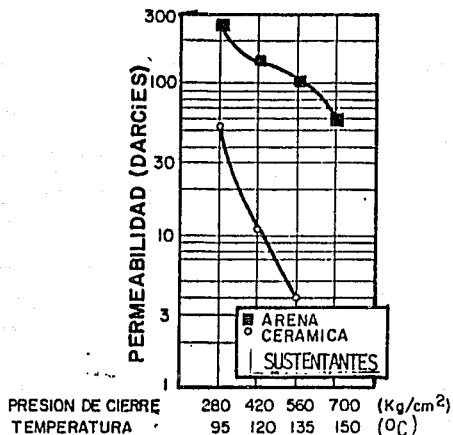


FIGURA 8) PERMEABILIDAD DE LOS SUSTENTANTES ANTE LOS EFECTOS DE LA TEMPERATURA Y LA PRESION [49].

En México se ha efectuado fracturamiento hidráulico en al menos tres pozos geotérmicos de los campos de Los Azufres, Michoacán; en dos pozos del campo Los Humeros en Puebla; y en un pozo del campo de la Primavera. En los dos primeros campos se obtuvieron resultados más o menos satisfactorios, mientras que en el tercero no [50] [71] [88].

C) Fracturamiento Térmico.

El fracturamiento térmico se basa en el hecho demostrado por Harlow y Fracht en 1972 [4] en el Laboratorio de Los Alamos, de que los esfuerzos térmicos producidos por la contracción diferencial de las rocas calientes, debido a su enfriamiento por la inyección de agua fría, inducen fracturas adicionales que se propagan por sí solas, lo que trae como consecuencia un mejoramiento en las condiciones iniciales de permeabilidad; así como al hecho de que el patrón de fracturas en rocas secas y calientes es bastante más complejo que en las rocas relativamente más frías.

Hasta el momento este método presenta menos expectativas como método individual para inducir fracturas, no obstante, tiene buenas perspectivas si se le combina con el fracturamiento hidráulico, ya que se ha estimado que el fracturamiento térmico puede ampliar la vida útil de los sistemas de roca seca y caliente más allá de los 10 o 15 años estimados para las fracturas iniciales [12]. Se sabe también, que si el gradiente térmico entre la roca y el agua inyectada es muy pequeño, las fracturas no se producirán o, en caso de hacerlo, lo harán muy lentamente [4].

De hecho, algunos geólogos han expresado sus dudas en el sentido de que la roca granítica pueda fracturarse cuando se enfríe. No obstante, los experimentos realizados hasta ahora [4] parecen aclarar dichas dudas, ya que en pruebas de laboratorio se demostró que si una muestra de granito, de

aproximadamente 30 cm por lado, es calentada a 315 °C durante varios días, y luego se le aplica agua a temperatura ambiente, presentará fracturas aproximadamente a los 20 minutos; habiéndose obtenido resultados semejantes en pruebas realizadas con basaltos [4].

Por otra parte, se ha estimado también que el crecimiento del sistema de fracturas del yacimiento debe ser más rápido en el fondo y en las vecindades de los pozos, ya que ahí el agua contacta a las rocas más calientes [4].

Resulta sumamente importante el hecho de que tanto en el caso de fracturas hidráulicas como térmicas, se tiene la ventaja de que una vez que se han creado, los esfuerzos necesarios para hacerlas crecer resultan menores que aquellos que se requirieron para crearlas, lo cual fue demostrado por Kutter y Fairhurst en 1971 [17]. Por ello, una vez creadas las fracturas el bombeo deberá mantenerse a una presión menor, hasta que las fracturas alcancen el radio o longitud deseada.

En ambos casos, la competitividad económica de los sistemas creados dependerá significativamente de la eficiencia con que se puedan fracturar las rocas, por lo que para poder explotarlos será necesario mejorar en el futuro las técnicas de fracturamiento y de mantenimiento de la permeabilidad.

Después de 45 años de experiencia e investigación, las técnicas para determinar la forma in-situ de las fracturas, dimensiones (largo, ancho y peso), simetría con el pozo, conductividad de las fracturas, etc., no han sido todavía plenamente desarrolladas. Adicionalmente las técnicas para medir las propiedades in-situ de las rocas y los esfuerzos en el yacimiento, que afectan sensiblemente la propagación de las fracturas, no se han perfeccionado.

Sin embargo, y pese a que la capacidad humana para optimizar los diseños y estimar los costos es con frecuencia limitada, se han logrado avances significativos en la tecnología del fracturamiento.

Finalmente vale la pena señalar que a últimas fechas se le ha dado una gran importancia a los métodos de prefracturamiento, ya que han demostrado ser muy útiles en la estimulación de pozos, por lo que su empleo resulta ampliamente recomendable [11].

D) Otras Técnicas de Fracturamiento

Un método más que se ha propuesto para tratar de incrementar la permeabilidad de las rocas (sobre todo de las graníticas) consiste en el aumento del microfracturamiento natural mediante la aplicación de ciclos de presión en los poros; método que probablemente llevaría a un aumento de la porosidad (la cual en la práctica y antes del proceso de estimulación es muy baja, sobre todo en las rocas graníticas) aunque no necesariamente a un aumento en la permeabilidad [4].

Este método se basa en el principio bien conocido de que el incremento rápido de la presión en un poro produce la fractura hidráulica de la roca. La idea consiste en impedir la creación de una fractura hidráulica, manteniendo la presión por debajo de la presión de fractura y variándola de forma cíclica.

De esta forma se ha estimado que es posible propagar el microfracturamiento, debido al efecto de fatiga creado en el material como consecuencia de las variaciones en la presión en los poros [16]. Sin embargo, debe decirse que hasta el momento los experimentos realizados al respecto no han dado resultados satisfactorios; esto es, no se ha podido mejorar significativamente la permeabilidad de las rocas [16].

Un método más de fracturamiento consiste en el fracturamiento con espumas. Dicha técnica fue propuesta a fines de 1973, y actualmente constituye una de las técnicas más innovadoras para la estimulación de pozos.

El fluido fracturante está constituido por agua, un agente espumante y nitrógeno o bióxido de carbono, los cuales forman una emulsión homogénea de gas en agua al mezclarse en determinadas proporciones [37].

Debido sus propiedades, las espumas fracturantes resultan ser un fluido ideal para el fracturamiento de formaciones poco permeables y/o sensibles al agua.

Estas propiedades son: Alta capacidad de acarreo del sustentante, baja pérdida de filtrado, baja pérdida de presión por fricción, alta viscosidad en la fractura inducida, daño prácticamente nulo a la formación, y limpieza rápida después de su empleo [37].

Sin embargo, y pese a todas esas características, las espumas fracturante presentan la gran desventaja de tornarse inestables a temperaturas mayores de los 80 °C, por lo que se estima difícil que con las técnicas actuales puedan emplearse en los sistemas de roca seca y caliente.

CAP II.2) EXPLOSIONES SUBTERRANEAS

El objetivo de provocar explosiones subterráneas, a través de explosivos convencionales¹⁵ o nucleares, es crear un sistema de fracturas isotrópicas en la roca que permita un contacto directo entre ésta y el fluido transportador de calor, en toda la parte de la roca que haya resultado mecánica y térmicamente afectada a consecuencia de la explosión.

Como se sabe, debido a la baja conductividad térmica de las rocas, se requiere de un área de transferencia de calor muy grande si se desean obtener cantidades significativas de energía.

De lo anterior se deduce uno de los inconvenientes del método de explosiones, ya que se requiere una gran potencia explosiva para fracturar la cantidad necesaria de rocas, lo cual puede resultar sumamente caro con los precios actuales de los explosivos, sobre todo si se trata de los convencionales.

Actualmente se han desarrollado sistemas que consisten en la introducción de una herramienta explosiva que permite asegurar que al explotar exista una pérdida mínima de presión entre el pozo y el sistema de fracturas conectadas; y que por el contrario, la mayor parte de la fuerza explosiva se aplique en la formación lo que, obviamente, reduce los requerimientos de explosivos [61].

¹⁵ Por explosivos convencionales se entienden todos aquellos que no se basan en procesos de fisión o fusión nuclear.

Sin embargo, una ventaja del fracturamiento mediante explosivos -de cualquier tipo- sobre el fracturamiento hidráulico, es que su uso controlado puede mejorar la permeabilidad de las rocas adyacentes a los pozos e iniciar nuevas fracturas, las cuales a su vez pueden estimularse hidráulicamente con objeto de crear un patrón de baja impedancia entre los pozos, mismo que se interconectará con el sistema natural de fracturas [69].

Se sabe que la combinación de explosivos y fracturamiento hidráulico, seguida por la circulación de agua, puede reducir la impedancia del sistema hasta en 50 veces menos que aquella que se obtendría con el fracturamiento hidráulico únicamente [69].

Otra ventaja más del fracturamiento por explosiones consiste en que la red de fracturas se produce por la propagación de las ondas de choque creadas por las mismas [2], por lo que el sistema iniciado resulta más eficiente [11].

Se han realizado varios programas de investigación que han demostrado que a través de explosivos en diversas posiciones del subsuelo se facilita el crecimiento de un yacimiento multifracturado desde un punto determinado; esto permitirá que los yacimientos puedan ser estimulados en cualquier posición que se desee [11].

Varias de estas teorías plantean que antes de proceder a fracturar hidráulicamente debería realizarse un pretratamiento a base de explosiones [11] [61]. En todos estos casos el problema de la temperatura ha quedado solucionado gracias a los modernos detonadores y explosivos [11].

Estos estudios han demostrado que los sistemas de fracturas iniciados bajo un pretratamiento explosivo son mucho mejores que aquellos iniciados hidráulicamente. De hecho, en sistemas pretratados de esta forma, se han logrado obtener porcentajes de recuperación del fluido inyectado del 100% después de 25 horas de trabajo, mientras que los sistemas sin pretratamiento perdían todavía el 20% del fluido inyectado después de 200 horas [11].

Para obtener el fracturamiento deseado, se han propuesto dos tipos básicos de explosivos:

- Convencionales
- Nucleares.

Dentro de los primeros se han estudiado diversos tipos que van desde los explosivos clásicos a los propergoles y las espumas a base de nitrógeno. Con estos dos últimos se han obtenido muy buenos resultados [28] [29] [30] [31] [32] [34].

Para mayor información sobre los propergoles se sugiere consultar el apéndice B donde se trata el tema con mayor profundidad.

Asimismo, se han probado diversos tipos de cargas (esféricas y cilíndricas) y se ha demostrado que las características mecánicas de las rocas tienen una influencia considerable en la extensión de la zona fracturada [33].

Por lo que toca a los explosivos nucleares, se sabe que cualquier aplicación de los mismos bajo la superficie contribuye a una alta eficiencia de fracturamiento [11]; y aunque estos efectos están empezando a conocerse, se obtienen fracturamientos que si bien son más complejos también son más eficientes para los fines deseados, contrariamente a lo que sucede con el fracturamiento hidráulico, en el que se obtienen largas fracturas sencillas (generalmente verticales) sin tener un completo control sobre su orientación.

Se ha estimado también que, adicionalmente a la creación de una cavidad en la roca, y de la chimenea fracturada resultante, deberán crearse una multiplicidad de fracturas, similares a aquellas resultantes de la utilización de explosivos convencionales, pero más extendidas y uniformes [35].

Por otro lado, la energía térmica depositada en la roca por una explosión nuclear se disipa rápidamente, lo que se traduce en que una parte importante de dicha energía se degrade a calor de baja temperatura [35]. De hecho, Heckmann [35] calculó que del 90 al 95% de la energía nuclear liberada en una explosión se queda localmente en forma de energía térmica residual.

Por consiguiente, los efectos del calor depositado en la roca alrededor de la explosión se podrán observar durante largos períodos de tiempo. Aun más, este calor remanente se suma al calor propio de la roca.

El aprovechamiento de los sistemas de roca seca y caliente -a través del fracturamiento por explosiones nucleares- presenta otro problema, como es el hecho de que pueden producir, directa o indirectamente, sismos.

En el campo geotérmico de Cornwall, Inglaterra -por ejemplo- después de la estimulación con explosivos se detectaron varios miles de eventos sísmicos con una magnitud local máxima de 0.6 en la escala de Richter.

Varios cientos de esos eventos tuvieron una magnitud suficiente para ser detectados en un sismómetro superficial [61].

Por ello, el uso de explosivos nucleares a gran escala deberá circunscribirse a zonas con una baja densidad poblacional y en las que no existan grandes estructuras creadas por el hombre como edificios, puentes, túneles, presas, etc.

En lo que respecta a los efectos físicos y químicos de las explosiones nucleares subterráneas, se estima que no serían muy impactantes, gracias a los nuevos desarrollos en la tecnología de los llamados explosivos o bombas "limpias", los cuales liberan radiación con vidas medias muy cortas, reduciéndose así los problemas inherentes a su empleo. Sin embargo, esto último deberá estudiarse más a fondo para poder garantizar -sin lugar a dudas- dicha aseveración.

En realidad, los radionúclidos que pueden producir contaminantes [35] se limitan a los isótopos de hidrógeno y carbono 14 (C14) y a los gases nobles radiactivos, principalmente kriptón 85 (Kr85), a menos que las partículas radiactivas sean transportadas mecánicamente [35]. Pero cuando la producción de agua se inicie, y conforme continúe, los contaminantes irán siendo purgados del yacimiento, por lo que la contaminación radiactiva disminuirá progresivamente.¹⁶

¹⁶ Obviamente, esto no se cumple si se cuenta con un sistema de reinyección -sin filtrado- ya que se estarían reinyectando continuamente los contaminantes radiactivos.

Vale la pena señalar que la radiactividad total asociada a una explosión nuclear es función tanto del explosivo como del medio ambiente en el cual se detone, ya que dependiendo del tipo de roca y del tipo de explosivos pueden excitarse diversos tipos de elementos radiactivos.

Charlot et al. demostraron en 1971 [4] que si bien la mayor parte de los radionúclidos se encuentran atrapados en las paredes de la caverna creada y en la roca fundida por la explosión, algunos pueden tener todavía la solubilidad suficiente en el vapor para llegar a la superficie. No obstante, los mismos investigadores reconocen que los datos disponibles al momento únicamente permiten presuponer -que no aseverar- que lo anterior no sería un problema severo.

La American Oil Shale, conjuntamente con otros investigadores [17] propuso en 1971 un sistema para generar energía eléctrica a partir de la roca seca y caliente conocido como "fracturamiento cónico",¹⁷ en el cual la roca es fracturada mediante un arreglo secuencial de explosivos nucleares insertados, en una serie de pozos, y detonados en la roca.

En la figura 9 se muestra en forma esquemática un sistema de roca seca y caliente, cuando se fractura a través de explosivos. Se ha estimado que 1.6 Km^3 de roca a 350°C , cuando son enfriados a 150°C , pueden producir una cantidad de energía utilizable equivalente a 300 millones de barriles de petróleo [17], lo cual indica un elevado potencial económico.

¹⁷ Tomado del término en inglés: Plowshare: Otra traducción que podría, tal vez, resultar apropiada, sería "malla", "malla enrejada" ó "enrejado".

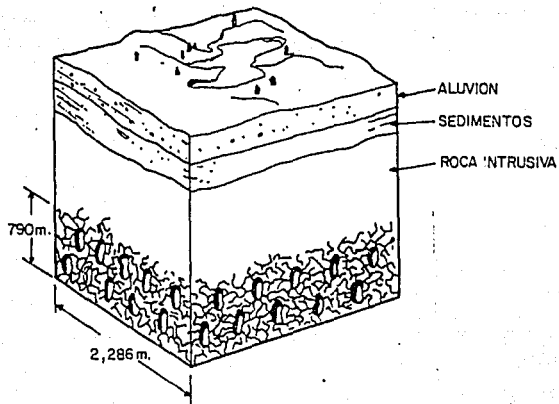
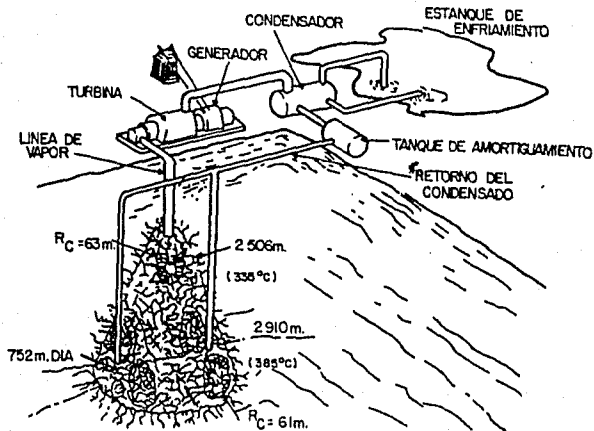


FIGURA 9) SISTEMA HIPOTETICO DE ROCA SECA Y CALIENTE
DESARROLLADO A PARTIR DE EXPLOSIVOS NUCLEARES [17].

En la figura 10 se muestra otro arreglo de lo que podría ser el sistema de explotación de la roca seca y caliente a partir del sistema de fracturamiento cónico, provocado por explosiones nucleares secuenciales, en éste caso a diferentes profundidades.



R_c = radio de la cavidad formada por la explosión.

FIGURA 10) APROVECHAMIENTO DE LA ROCA SECA Y CALIENTE A PARTIR DEL SISTEMA DE FRACTURAMIENTO CONICO [17].

Si se define como factor de recuperación de energía de las explosiones nucleares subterráneas la eficiencia en el fracturamiento provocado, es posible estimar un rango de valores razonable, si bien éste nunca ha sido medido [11]. Kutter y Fairhurst calcularon en 1971 que el incremento en el fracturamiento radial mediante explosiones sucesivas, puede aumentar significativamente el factor de recuperación [11].

Atchinson, por su parte, reportó en 1968 [11] datos sobre experimentos en granitos, en los que los volúmenes

fracturados (establecidos previamente mediante una explosión confinada) incrementaron su factor de recuperación hasta 36 veces cuando la explosión fue realizada en una superficie libre.

Se han propuesto varios arreglos para producir el fracturamiento en los sistemas cónicos. En la tabla 2 se muestra la cantidad necesaria de explosivos nucleares para producir un sistema que permita la operación de una central geotermoelectrica de roca seca y caliente con una capacidad de 200 MW, por un período de 30 años, un factor de planta de 80%, una temperatura de la roca de 350 °C, y una profundidad de emplazamiento de los explosivos de 3 Km, a través de un arreglo dual [11].

EFICIENCIA DE FRACTURAMIENTO (M)	NUMERO DE EXPLOSIVOS PARA UNA POTENCIA DADA DE:		
	200 Kt	500 Kt	1000 Kt
20	238	96	48
54	106	42	22
129	48	20	10

Donde:

$$M = \left(\frac{R_f}{R_c} \right)^3 eh$$

Rf= Radio de la fractura o de fracturamiento.

Rc= Radio de la cavidad creada.

eh= Factor de mejoramiento.

TABLA 2) EXPLOSIONES NUCLEARES REQUERIDAS EN UN ARREGLO DUAL [17].

La combinación del incremento en la eficiencia de la conversión térmica, con el incremento del calor sensible disponible en la roca, contribuye a disminuir el número de explosivos o explosiones necesarias para producir el fracturamiento requerido en un factor mayor a 2.5 veces [17], lo cual disminuirá considerablemente los costos.

Por otra parte, la posibilidad de reducir a futuro los diámetros de los pozos en que se emplacen los explosivos, contribuirá también a disminuir los costos del sistema [17].

Sin embargo para poder lograr la utilización eficiente del sistema de enrejado, aun hay una serie de cuestiones que deben resolverse, entre las que destaca el problema del flujo de los fluidos ascendentes, ya que será muy importante poder conducir el agua y el vapor desde áreas de baja permeabilidad a áreas de alta permeabilidad, disponiendo de una buena comunicación entre ellas, sin la necesidad de una gran cantidad de conductos.

La disolución de la sílice es también un problema importante que requiere de mayor investigación, ya que debido a las altas temperaturas y presiones existentes, una gran cantidad de ese mineral puede ser transportada a la superficie junto con los fluidos producidos, provocando incrustaciones.

En caso de un acarreo excesivo, quizá sea necesario implementar un sistema de eliminación de sílice para evitar problemas de incrustación.

Finalmente, el tamaño requerido de los explosivos para convertir el sistema en económico puede constituir también un problema.

Lógicamente, si se van descubriendo yacimientos con mayores temperaturas de la roca, los costos tenderán a decrecer.

Por ello, la economía de escalas jugará un papel muy importante a través de la explotación de grandes sistemas.

En síntesis, la eficiencia de explotación de los sistemas de roca seca y caliente dependerá significativamente de la eficiencia de fracturamiento de la roca a través de los explosivos. Por ejemplo, se ha estimado [17] que para una planta de 200 MW los arreglos de baja eficiencia de fracturamiento no serían atractivos, aun y cuando se empleasen explosivos de gran poder; mientras que con fracturamientos de una eficiencia intermedia, se estima que podrían instalarse plantas competitivas empleando cargas explosivas de 500 Kt o más.

A su vez, con fracturamientos altamente eficientes podrían tenerse plantas competitivas con cargas explosivas de 300 Kt en adelante [17].

De hecho, entre más eficiente sea el sistema de fracturamiento se requerirá una menor cantidad de explosivos y -por lo tanto- los costos deberán tender a disminuir, lo cual se muestra en la figura 11.

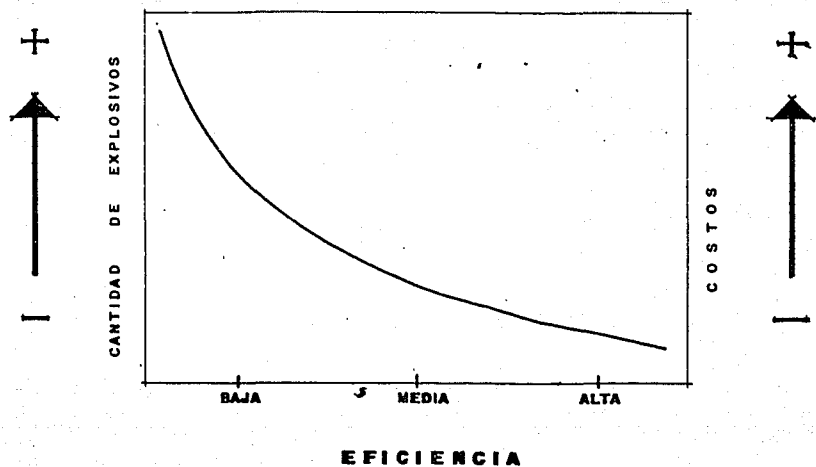


FIGURA 11) RELACION ENTRE EFICIENCIA DE FRACTURAMIENTO, EXPLOSIVOS REQUERIDOS Y COSTOS [66].

CAP II.3) ACIDIFICACION DE LA ROCA

Este es el último de los métodos empleado para estimular una formación. El método consiste en la creación de agujeros que penetren profundamente en la formación [49], ó en la limpieza de depósitos indeseables en la formación; lográndose así un incremento -o la restauración- de la permeabilidad del yacimiento [62], con lo que se obtiene un aumento en la productividad de los pozos perforados en el.

Conviene aclarar que si bien la acidificación incrementa la permeabilidad y la porosidad, a través de la disolución de compuestos, en realidad lo que crea es una especie de cavernas o canales comunmente llamados "agujeros de gusano" [37], por lo que -en sentido estricto- no crea fracturas. En este capítulo, y con objeto de facilitar la mejor comprensión de lo expuesto, se les denominará siempre "fracturas".

El método de acidificación se ha utilizado básicamente en la industria petrolera y únicamente tiene utilidad para cierto tipo de rocas, fundamentalmente para aquellas que reaccionan ante algunos ácidos, como las formaciones que contienen materiales carbonatados¹⁸, tales como las calizas y las

¹⁸ Generalmente en las rocas que contienen cementante calcáreo, este consiste en carbonato de calcio; si bien hay excepciones [59].

dolomias que reaccionan con el ácido clorhídrico (HCl) y, en menor grado, con los ácidos fórmico y acético. También puede emplearse, aunque de forma menos amplia, en formaciones que contengan materiales silícicos como las areniscas con cementantes de carbonatos y las arcillas, en los que resulta más eficiente y apropiado el empleo del ácido fluorhídrico (HF) o de combinaciones del mismo con otros ácidos [36] [62].

En el caso de las formaciones calcáreas, cuando se efectúan uno o más tratamientos, a menudo se obtienen resultados espectaculares en lo que al mejoramiento de la producción se refiere, especialmente cuando la producción inicial es baja [64].

Por lo que respecta al ácido clorhídrico, éste es el solvente más ampliamente utilizado, ya que es el producto que puede obtenerse de forma más económica y eficiente para el aumento de la permeabilidad en la mayoría de las formaciones [36]. Debe considerarse sin embargo que, en general, las formaciones con menos del 10% de solubilidad no pueden estimularse con éste tipo de ácido. No obstante el HCl sí resulta ser sumamente recomendable para cualquier tipo de formación en la que se desee eliminar el efecto Skin, el cual consiste en un daño superficial de la formación debido a la invasión de fluidos y sólidos incompatibles con la misma [36].

En general, debe considerarse que las características de las rocas varían dependiendo de diversos factores relacionados con su profundidad, tales como la presión, temperatura, etc.; por ello la acción de los ácidos en un mismo material puede variar sensiblemente dependiendo de la profundidad [59].

La acidificación es un método simple consistente en la inyección de una solución diluida de ácidos en las formaciones productivas (ya sea geotérmicas, de petróleo o de gas); el ácido entra en los canales de flujo y los amplía, con lo que facilita el paso de los fluidos al pozo, incrementándose con ello su potencial de producción [36]. Este incremento varía sensiblemente dependiendo del tipo de yacimiento y sus condiciones, pero en algunos casos se ha logrado aumentarlo cerca de 15 veces [53].

Cuando el grabado de la cara creada en la fractura se termina, y la presión se mantiene, el canal abierto subsiste.

Esta fractura tendrá, por lo tanto, una alta conductividad, siempre y cuando la resistencia de la roca sea suficiente para prevenir el colapso.

Por ello, se dice que la estimulación se logra cuando después del tratamiento permanece abierto un canal, o una serie de canales, con una alta conductividad o permeabilidad.

En algunos casos, como cuando se desean estimular areniscas, no es uno, sino varios, los fluidos que se inyectan secuencialmente [49]. Primero, se realiza un pretratamiento -generalmente con ácido clorhídrico- a fin de disolver los carbonatos y prevenir la precipitación del fluoruro de calcio.

Posteriormente, se inyecta un "lodo ácido" que consiste normalmente en ácido fluorhídrico o en una mezcla de ácido clorhídrico y fluorhídrico que disuelve las arcillas y la sílice fina que se encuentran en los canales de los poros.

Para prevenir la precipitación de la sílice hidratada y otros componentes en la zona cercana al pozo, se inyecta otro fluido más que puede ser una solución de cloruro de amonio, ácido clorhídrico o nitrógeno, a fin de desplazar el lodo ácido.

En general, el tipo de acidificación a emplear depende del régimen de bombeo y del número y tamaño de las fracturas [36].

Los volúmenes empleados en la acidificación varían significativamente dependiendo de las características del yacimiento y del grado de daño de la formación [49].

Por otra parte, todos los ácidos empleados en la estimulación requieren de: [37]

- Un inhibidor de la corrosión, para reducir la velocidad de ataque a las tuberías
- Un reductor de fricción, para incrementar los ritmos de bombeo o inyección
- Un reductor de pérdida de filtrado

El empleo y concentración de los inhibidores de la corrosión ácida debe reducirse al mínimo, ya que estos productos químicos pueden ser absorbidos por la superficie de las rocas reduciendo su permeabilidad.

Debe considerarse asimismo, que la efectividad de los inhibidores decrece a altas temperaturas y los costos de los mismos se incrementan substancialmente a temperaturas por arriba de los 120 °C, dejando de ser rentables [62].

Otro problema en el empleo de los inhibidores actuales radica en su tendencia a formar sólidos insolubles que suelen da-

Har a la formación, ello resulta especialmente problemático cuando se tienen que emplear altas temperaturas, ya que estas requieren de grandes cantidades de inhibidores [62].

Los inhibidores funcionan a través de la fijación de una capa de moléculas del mismo a la superficie metálica.

Dicha capa cumple la función de mantener separado al ácido de la superficie y, a la vez, retarda algunos de los pasos de la corrosión [36].

Los tratamientos ácidos pueden dividirse en dos categorías básicas:

- Acidificación de matriz
- Fractura ácida

Una forma más de clasificar los tratamientos ácidos, aunque menos empleada, los divide en función del ácido utilizado en: [37]

- Ácidos minerales (Como el HCl y el HF)
- Ácidos orgánicos (Que contienen carbono, como el ácido fórmico y el ácido acético)
- Ácidos en polvo (Como el sulfámico y el cloroacético)
- Mezclas de ácidos (Como el HCl con ácido acético, el HCl con fórmico y el ácido fluorhídrico con fórmico)
- Sistemas de ácidos retardados (Como los gelificados, los químicamente retardados y los emulsificados)

En la acidificación de matriz, el flujo ácido es confinado en los poros naturales y canales de flujo presentes en la roca de la formación (incrementándose así los canales de flujo) manteniéndose la presión de fondo en un valor menor al requerido para inducir fracturas. Este método es muy empleado en formaciones no fracturadas, ya que en ellas la matriz solo puede ser acidificada cuando la presión del tratamiento permanece menor que la presión de fractura de la roca [36]. La intención de este tipo de tratamiento es la de aumentar la permeabilidad de la formación productiva, y es muy usado tanto en yacimientos de carbonatos como de areniscas [36] [37].

Debido a la gran superficie que establece contacto con el ácido en los tratamientos de acidificación de matriz, el tiempo de reacción es muy corto, por lo que la formación solo queda tratada a unas cuantas pulgadas de la pared del pozo [37].

En el método de fractura ácida, también conocido como inyección ácida, la solución ácida se inyecta a presiones mayores a las requeridas para fracturar la formación o abrir las fracturas existentes [36] [37] [45].

Con esto se logran ampliar los canales de flujo y, al mismo tiempo, se crean nuevos canales debido a las fracturas inducidas. Este tipo de tratamiento resulta especialmente recomendable para yacimientos en rocas carbonatadas [36].

En ambos tipos de acidificación, la efectividad de la estimulación depende de la penetración en la formación productiva de una extensa red de canales que posteriormente servirán como un sistema de recolección para transportar los fluidos desde la roca hasta el pozo [36].

Sin embargo, en los procesos de acidificación a altas temperaturas debe considerarse que la mayoría de los ácidos son consumidos rápidamente por el material reactivo inmediatamente adyacente al pozo, antes de que logren penetrar de forma significativa [62].¹⁹ Y sin una adecuada penetración de la formación este método resulta muy poco útil.

Por lo que se refiere a la distancia que el ácido penetrará en la formación (determinando así la longitud de la fractura creada) ésta queda definida por: [36] [37]

- La velocidad del ácido (El ritmo de inyección)
- El ritmo de pérdida del fluido de la fractura a la formación
- La velocidad de reacción del ácido con la formación.

A su vez, el ritmo y la velocidad de reacción del ácido depende de: [37]

- El área de contacto entre el ácido y la formación
- La temperatura
- La presión de inyección
- La concentración del ácido
- El tipo de ácido
- Las propiedades físicas y químicas de la roca
- La velocidad de inyección del ácido
- La pérdida del fluido

¹⁹ La mayor parte de los ácidos tradicionales no resultan aplicables por encima de los 120 °C, sin embargo en los últimos años se han desarrollado nuevos tipos de ácidos que pueden trabajarse a temperaturas de hasta 370 °C [62].

Es claro que la longitud y amplitud de la fractura serán mayores mientras menor sea la pérdida de fluido. La velocidad de reacción debe ser baja para que el ácido penetre y sea mayor la longitud de la fractura [37]. Por ello a mayor gasto, mayor será la fractura; y a menor temperatura de la formación, menor será la velocidad de reacción y mayor la longitud de la fractura [37].

Se sabe que la máxima penetración del ácido activo se logra cuando se neutraliza completamente la primera parte (volumen) del ácido inyectado. Si bien es cierto que los volúmenes adicionales de ácido inyectado efectúan un ataque extra de las caras ya expuestas de la fractura, también lo es que no penetran más allá que el primer volumen.

Sin embargo, este ataque adicional a las fracturas, previene el cierre total cuando se libera la presión de acidificación [36].

Después de la acidificación debe existir un flujo libre desde el pozo hacia las fracturas y fisuras recién creadas.

Es por ello que es muy importante que los productos de reacción soluble y reprecipitados y las arenas insolubles, arcillas y limos desalojados por la reacción del ácido sean completamente removidos después de la acidificación.

Es también importante para la eficiencia de la acidificación, y para una buena operación de limpieza, el mantener la compatibilidad entre la solución tratante, la formación y sus fluidos [36].

Debe mencionarse que al fracturar con ácido se presentan dos problemas principales: [37]

- El cierre de las fracturas, cuando se tratan formaciones calcáreas relativamente homogéneas.
- El taponamiento de la fractura, cuando se liberan cantidades apreciables de partículas finas insolubles en ácido.

Se han realizado también otros estudios tendientes a lograr la lixiviación química del cuarzo contenido en las rocas cristalinas [38].

Asimismo, experimentos de laboratorio de flujo a través de fracturas, mostraron que a 200 °C, el hidróxido de sodio incrementa la permeabilidad de las caras de las fracturas [38].

Igualmente, se observó que la sílice se disuelve de forma preferencial cuando se añade etanol a la solución [38].

De estudios realizados en algunas rocas cristalinas (granitos, granodioritas y gneis) se determinó que la única solución química que permitió tanto un incremento en la permeabilidad como una pérdida de peso fue el hidróxido de sodio, el cual adicionalmente presenta la ventaja de minimizar los problemas de corrosión, además de haberse demostrado que su utilización es factible desde el punto de vista económico [39].

El Hidróxido de sodio resulta especialmente efectivo con los granitos y los gneis, y aunque en su empleo no puede hablarse de acidificación -ya que es una base- se ha conservado el término puesto que se refiere más al proceso que al pH del agente utilizado.

Entre los problemas que se presentan se encuentra el relativo al hecho de cómo mantener la permeabilidad alcanzada ya que la limpieza con agua, posterior a la utilización del hidróxido de sodio, presenta en varias ocasiones un efecto negativo, al deteriorar la permeabilidad. Sin embargo, esto se puede evitar si se realiza una limpieza previa con una solución de cloruros.

De diversos estudios realizados se ha podido concluir que la estimulación química puede incrementar substancialmente la inyectividad -y posiblemente la productividad- de algunos pozos geotérmicos [39] [40] [41]; no obstante, el tratamiento a realizar deberá ser diseñado con base en los materiales específicos de cada formación y para ambientes a temperaturas elevadas (hostiles).

Los primeros tratamientos para la estimulación de pozos se comenzaron a utilizar durante el siglo pasado como un medio para reactivar o rejuvenecer los pozos petroleros viejos o con baja producción. Es muy posible que el primer método empleado para estimular un pozo haya sido el de explosión, a través de un experimento realizado en Titusville, Pennsylvania, a mediados de 1800.

No fue sino hasta 1894 en Lima, Ohio, cuando se realizó la primera estimulación ácida, siendo en 1932 en Green Pool, Michigan; cuando se usó por primera vez una solución ácida con inhibidores. Es gracias al advenimiento de las soluciones con los mencionados inhibidores que el daño a las tuberías y metales pudo reducirse considerablemente, por lo que el método comenzó a emplearse de forma más amplia [36].

Entre las mejoras más importantes que se han realizado a las soluciones ácidas para la estimulación de pozos se tienen:
[36]

- El uso de fluoruros para acidificaciones de areniscas (1933).
- El agregado de surfactantes para reducir la tensión superficial e interfacial (1935), obteniéndose con ello una mejor penetración en formaciones compactas.
- El agregado de agentes desmulsificantes (1938).

Aunque se han logrado muchas mejoras a los aditivos, no han podido resolverse todavía por completo los problemas creados por las altas temperaturas, por lo que el desarrollo de aditivos resistentes a las mismas, resulta ser una necesidad urgente para poder continuar con el mejoramiento y progreso de la energía geotérmica de la roca seca y caliente

Se han desarrollado asimismo infinidad de surfactantes, inhibidores orgánicos, agentes amortiguadores, agentes secuestrantes, retardadores²⁰, productos químicos y técnicas para controlar las velocidades de reacción del ácido, así como técnicas y productos para controlar la distribución del ácido en la formación [36].

²⁰ Normalmente, los retardadores solo se requieren para temperaturas entre los 250 y los 350 °C [62].

En los últimos años se han realizado algunos experimentos de acidificación en yacimientos geotérmicos, y aunque estos se han limitado a sistemas hidrotermales y a cierto tipo de formaciones de ambiente sedimentario, es muy probable que con los nuevos avances y descubrimientos en el área pueda aplicarse a futuro en sistemas de roca seca y caliente.

A manera de ejemplo se citan algunos casos de la aplicación de los métodos de acidificación en sistemas geotérmicos hidrotermales, con el objetivo de incrementar la permeabilidad de las rocas.

El método de acidificación de matriz fue aplicado en una formación de calizas de Dakota del Sur, empleándose ácido clorhídrico, el cual permitió aumentar en un 42% el calor disponible para utilizarse en la calefacción de un hospital, representando un aumento en los costos de sólo un 11% [39].

J.P. Griess identificó incrementos del doble, y hasta del triple, en los flujos de los pozos después del tratamiento, por lo que sugirió el método de acidificación como una herramienta rutinaria en el desarrollo de dichos pozos.

El aumento de los flujos obtenidos representó asimismo un decremento en los tiempos de amortización del capital invertido, pasando de 14.4 años a 8.9 [39].

El ejemplo anterior constituyó uno de los primeros tratamientos con ácido conocidos en un pozo geotérmico hidrotermal, para la producción directa de calor [39], si bien debe señalarse que se trató de un campo de baja entalpía (del orden de 100 °C).

A temperaturas del orden de los 200 °C, o más, el empleo de los métodos actuales de acidificación resulta muy difícil ya

que se presentan, principalmente, dos problemas: Uno, que los ácidos orgánicos se descomponen a esas temperaturas y dos que las tuberías se dañan sensiblemente. Además, los inhibidores actuales tampoco suelen funcionar eficientemente por arriba de esas temperaturas y algunos que podrían emplearse -como el cianuro- resultan ser extremadamente venenosos y peligrosos.

Por lo pronto, con los desarrollos actuales, la acidificación solo resulta aplicable en campos de mediana energía (entalpías entre 900 y 1400 Kj/Kg, y temperaturas entre 80 y 180 °C) o -si los costos lo justifican- en campos de baja energía (entalpías entre 300 y 900 Kj/Kg, y temperaturas entre 15 y 80 °C) [1] [52].

Otro ejemplo de la aplicación del método de acidificación en un sistema geotérmico hidrotermal -pero en su variante de fractura ácida- empleando inhibidores y con temperaturas del orden de los 200 °C, es el que efectuó el Ente Nazionale per L'Energia Elettrica (ENEL) en el campo geotérmico de Latera, Italia [40]. Este método dió mucho mejores resultados que el fracturamiento hidráulico simple practicado en otros pozos de la misma zona [40].

Como consecuencia de la realización conjunta del fracturamiento hidráulico y la acidificación, se observaron los siguientes efectos en las fracturas: [40]

- Microdeslizamiento de las caras de las fracturas
- Remoción de los recortes y el lodo depositados en las fracturas naturales conectadas con el pozo.

- Lixiviación ácida de los depósitos hidrotermales localizados en las fracturas naturales (es decir, se abrieron fracturas autoselladas por el depósito previo de minerales de alteración)
- Contracción y fracturamiento posterior de las formaciones de roca seca y caliente debido a los esfuerzos térmicos.

El experimento llevado a cabo en Latera mostró que el fracturamiento hidráulico combinado con la inyección de ácidos y de agua, incrementó significativamente la inyectividad de gran parte de los pozos durante períodos cortos (horas o días), debido a la apertura de grandes fracturas que no se cerraron completamente después de la reinyección [40].

Por lo tanto, no queda duda de que la acidificación resulta ser una alternativa más a emplear en la explotación de sistemas geotérmicos de roca seca y caliente; si bien, pese a ser una técnica conocida, requiere todavía de mucho trabajo de investigación y ensayo.

Los que saben mucho se
admiran de pocas cosas;
los que no saben nada se
admiran de todo

-Seneca-

CAP III) SISTEMAS DE CIRCULACION Y FLUIDOS DE TRABAJO

Por lo que se refiere a la forma de hacer circular el fluido de trabajo para extraer la energía geotérmica de la roca seca y caliente, se han propuesto varias opciones.

La primera de ellas consiste en la instalación de un sistema de flujo concéntrico, como el mostrado en la figura 12.

En este sistema el agujero -perforado con un diámetro mayor al normalmente utilizado en pozos geotérmicos- ha servido previamente para crear el hidrofracturamiento. Después, como se ve en la figura señalada, se colocan las tuberías concéntricamente, de tal modo que por el centro se inyecta agua fría, la cual después de calentarse en la zona hidrofracturada, se recupera por las tuberías periféricas, llevándola hasta el intercambiador de calor en la superficie.

Se sabe que si bien todos los puntos por los que retorna el agua se encuentran en posiciones que aceptan el fluido durante la inyección, lo contrario no sucede siempre ya que algunas de las zonas que permiten el paso del agua durante la inyección (zonas de baja presión) no producen ningún fluido [61].

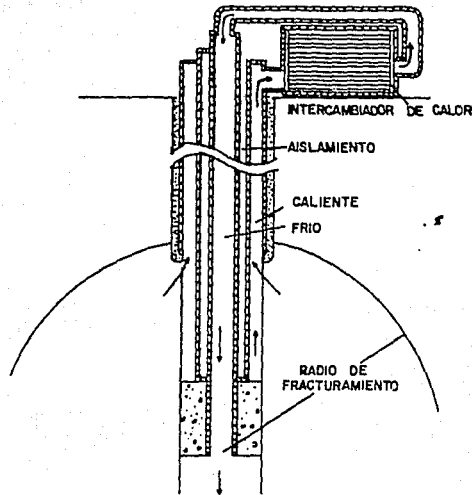


FIGURA 12) SISTEMA DE CIRCULACION POR TUBERIAS CONCENTRICAS [2]

Este sistema tiene la desventaja de requerir arreglos complejos de tuberías, con aislamiento térmico entre la tubería central, conductora de agua fría, y la periférica, conductora de agua caliente; pero posee la enorme ventaja de que un solo pozo permite inyectar el agua fría y recuperar el agua caliente, asegurándose así la conexión que, cuando se usan dos pozos, no siempre se logra.

Dado que los pozos son la parte más cara de los proyectos geotérmicos, podría pensarse que éste método puede reducir los costos sensiblemente, sin embargo, falta todavía analizar con mayor detalle esta técnica y hacer un balance entre la reducción de los costos consecuencia de la perforación de un solo pozo, aunque de mayor diámetro; y aquellos que se incrementan por la necesidad de más tubería y de aislamiento térmico.

Todo ello sin considerar el aumento en las dificultades de explotación y el incremento en la complejidad de las técnicas.

Por lo pronto, se estima que en aquellos lugares en los que no se considere muy difícil perforar un segundo pozo (que intercepte la parte superior del sistema de fracturas, unos 60 m al lado de la primera tubería) será más recomendable la utilización del sistema de circulación por tuberías separadas, a través de dos pozos, aun y cuando incremente los costos [4] (figura 13).

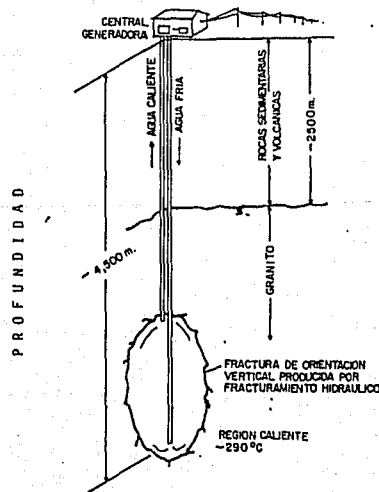


FIGURA 13) SISTEMA DE CIRCULACION POR TUBERIAS SEPARADAS [4].

Sobre este sistema de circulación se han propuesto varias opciones más, resultando particularmente interesantes las propuestas de Goff et al. [13] y la de Foster [22], las cuales se muestran gráficamente en las figuras 14 y 15 respectivamente.

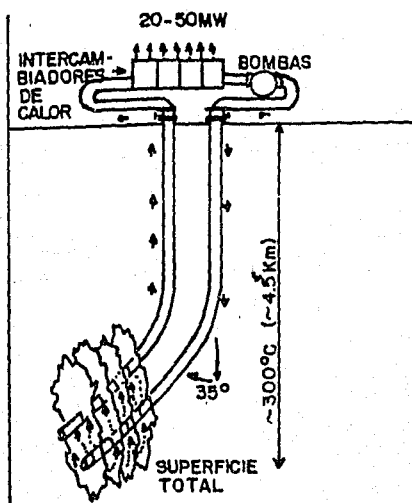


FIGURA 14

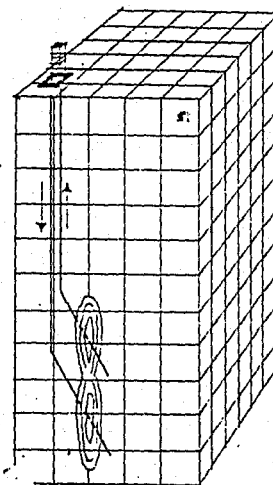


FIGURA 15

FIGURAS 14 Y 15) VARIANTES DE SISTEMAS DE CIRCULACION POR TUBERIAS SEPARADAS [13] [22]

En la propuesta de Goff et al. (Fig. 14), la idea consiste en crear una sistema de varias fracturas, a diversos intervalos entre si, de tal manera que la superficie fracturada a profundidad se incremente, aumentando en igual proporción la temperatura del agua fría que se inyecta en el pozo inferior; dado que por la profundidad todas las fracturas tenderán a ser verticales, ambos pozos deberán ser desviados al alcanzar la profundidad apropiada, lo cual obliga a que los pozos sean perforados, en su parte horizontal, en la dirección del esfuerzo mínimo [53].

En la propuesta de Foster (Fig. 15), la idea es crear una sola zona de fracturas concéntricas en ambos pozos (inyector y productor), realizando varios hidrofracturamientos en el mismo punto, a diversas presiones, hasta que ambas fracturas se unan en una sola.

Dado que los sistemas de roca seca y caliente requerirán de un cierto tiempo para su perfeccionamiento, se estima que para la explotación de los primeros desarrollos, independientemente del sistema de circulación empleado, puede resultar conveniente emplear un sistema de ciclo binario (figura 16) en el cual el fluido geotérmico, que pasa a través de un intercambiador de calor en la superficie, proporciona la energía térmica necesaria para evaporar y sobrecalentar un fluido de trabajo secundario que posee un punto de ebullición inferior al del agua [1].

Los sistemas de ciclo binario resultan termodinámicamente superiores a los sistemas geotérmicos tradicionales [1] y, hasta el momento, resultan más económicos cuando no se tienen altas temperaturas; además presentan las siguientes ventajas:

Se reduce el consumo de agua ya que no la requieren como fluido de trabajo, aunque si en las torres de enfriamiento que -por otra parte- suelen ser secas; pueden emplearse fluidos de trabajo que tengan una densidad de vapor mayor que la presenta el agua a temperaturas bajas (esto es, no de ebullición, y normalmente menores a los 60-80 °C); requiere de turbinas menores y más económicas y que, además, tienen una mayor eficiencia isoentrópica (Milora y Tester, 1976); no utilizan fluidos de trabajo corrosivos en la turbina; etc. [1] [63].

Tester estimó en 1981 [63] que con temperaturas del orden de 230 °C, y dependiendo del fluido de trabajo seleccionado, los sistemas de ciclo binario presentan eficiencias de entre un 50 y un 65%.

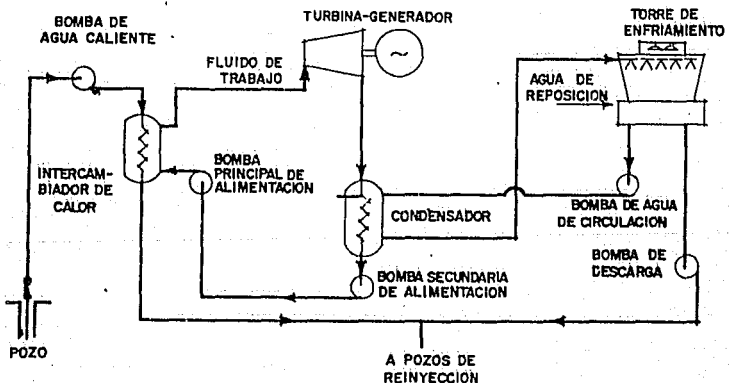


FIGURA 16) SISTEMA DE GENERACION POR CICLO BINARIO [1].

Por otra parte, si se logra que al ascender el agua, ésta no alcance el punto de ebullición y se convierta en vapor o una mezcla agua-vapor (hasta llegar a la superficie) éste sistema presentará entonces varias ventajas, ya que como mostraron Smith, Potter, et al. [4], si el fluido de trabajo es agua en lugar de vapor sobrecalentado, puede transmitirse -a través de las tuberías- cerca de diez veces mayor cantidad de energía térmica a la superficie, ya que el agua es un mejor captador de energía que el vapor (por su baja velocidad). Debe aclararse, sin embargo, que la energía por unidad de masa del vapor es significativamente mayor que la energía por unidad de masa del agua [51].

Si bien es cierto que los sistemas a base de vapor acarrearán menos sólidos disueltos a la superficie que los sistemas de agua caliente, y por lo mismo resultan ser menos propensos a provocar incrustaciones, también lo es que algunos de los gases que contienen representan un mayor problema que en los sistemas con agua caliente, ya que en estos el gas se mantiene disuelto siempre y cuando el agua pase sin evaporarse, tanto a través del intercambiador de calor como en su camino de regreso por la tubería de retorno [4].

Una ventaja adicional de la utilización de un sistema con agua radica en que la viscosidad de la misma decrece conforme aumenta su temperatura, lo cual contribuye a inducir la circulación a través de las nuevas fracturas creadas; [4] en cambio, en el vapor sobrecalentado sucede lo contrario, como puede observarse gráficamente en la figura 17. Por consiguiente, el agua de circulación a alta temperatura tiende a seguir los caminos más "calientes", mientras que los flujos de vapor circulan más fácilmente por las trayectorias "frías" [4].

Esto es, el agua de circulación a altas temperaturas se mueve más fácilmente en las zonas más calientes, mientras que el vapor se mueve más fácilmente en las zonas de menor temperatura.

Esto resulta especialmente importante cuando las cavidades crecen a través de fracturamientos térmicos, si bien debe considerarse que el crecimiento a través de los mismos es muy limitado.

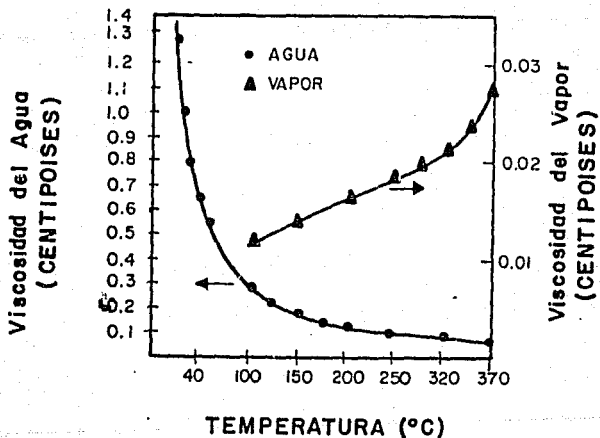


FIGURA 17) VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL VAPOR VS. LA TEMPERATURA [4].

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

No obstante las ventajas en la utilización del agua caliente -en lugar de vapor- como fluido de trabajo, se sabe que los sistemas de fracturas presentan una resistencia (impedancia) al flujo de agua circulante. White determinó en 1981 [5] que esta impedancia afecta negativamente los costos de los sistemas de roca seca y caliente de dos formas:

- Limita el promedio máximo de flujo que puede circular a través de la roca.
- Reduce la producción útil de energía eléctrica en el sistema, ya que se requiere parte de la misma para bombear y circular el agua a través del sistema de fracturas.

Un ejemplo de lo que podría ser la técnica más adecuada para aprovechar la energía de los sistemas de roca seca y caliente, es el que se ha estado aplicando, aún a nivel experimental, en Fenton Hill, en la Caldera de Valles, Nuevo México, EUA, bajo la responsabilidad del Laboratorio de Los Alamos [1] [10] [12] [22] [23] [24] [63].

La técnica consiste en perforar un pozo hasta una profundidad en la que se alcancen temperaturas del orden de los 250 a 300 °C; una vez logrado esto, se induce el fracturamiento hidráulico y térmico de las rocas aledañas, por medio del bombeo de un fluido -normalmente agua- a presiones elevadas.

Con lo anterior se pretende inducir un sistema de fracturamientos, mismo que será interceptado por un segundo pozo -que se perfora posteriormente, cerca del primer pozo, y a una profundidad semejante-²¹ de tal manera que el fluido frío que se bombea en el primer pozo pueda ser captado por el segundo pozo, pero a una temperatura mayor a la inicial, gracias a la transferencia de calor de la roca hacia el fluido que circula entre uno y otro pozo.

Aunque los intentos realizados en la fases I y II del proyecto de Los Alamos no dieron los resultados esperados, se obtuvieron importantes logros en los pozos perforados a profundidades entre los 3 y 4 Km.

Los principales resultados obtenidos fueron, entre otros, los siguientes: [10] [12] [63] [70].

- Se logró operar en el campo, pequeñas unidades de generación por ciclo binario.
- Se mostró que la resistencia al flujo fue tan pequeña que la cantidad de energía requerida para bombear el agua a través de las fracturas y los pozos, fue solo una pequeña fracción de la cantidad de energía eléctrica que podría obtenerse de la energía térmica extraída de la roca.

²¹ Otra opción consistiría en perforar primero los dos pozos y posteriormente tratar de interconectarlos a través de un sistema de fracturamientos, sin embargo esta alternativa no se recomienda por lo pronto, en tanto no se perfeccionen las técnicas de fracturamiento, de forma tal que pueda tenerse un buen control del crecimiento y dirección de las fracturas creadas.

- El promedio de pérdidas del agua circulada, debido a la permeabilidad de las rocas alrededor de las fracturas, fue de entre un 10 y un 15% en la primera fase, y un 30% en la segunda.

Esto es, en el segundo pozo se recuperó entre el 70 y el 90% del agua inyectada en el primero, si bien con una temperatura menor.

- Pese a las características de los experimentos, se obtuvieron en la primera fase entre 3 y 5 MWt (de los 10 previstos originalmente), por más de 9 meses, con un declinamiento de la temperatura de solo 8 °C; y del orden de 10 MWt en la segunda fase (de los 35 MWt esperados).
- La calidad del agua circulada fue buena, con un pH aproximado de 6.5 y un contenido total de sólidos disueltos de 3000 ppm.
- La actividad sísmica inducida fue despreciable.

Si bien la relativamente baja potencia producida, a consecuencia de las razones antes expuestas, no justifica por el momento la conversión económica del calor contenido en los sistemas de roca seca y caliente, se espera que con base en los estudios, desarrollo de tecnología y experimentación, este recurso llegará a ser una realidad técnico-económica a futuro.

Debe considerarse además que las estimaciones de los costos se han basado en consideraciones tales como el que las fracturas se limitarían a un diámetro no mayor a 360 m, solo 20%

mayor que el demostrado en la práctica; que solo podría obtenerse una tercera parte de la energía contenida en el yacimiento; y que los efectos y beneficios del fracturamiento térmico eran despreciables. Aun más, se asumió que cuando se obtuviese la tercera parte de la energía contenida en el yacimiento, éste se abandonaría, por lo que se despreció también la posibilidad de explotar el calor de las rocas o zonas aledañas, ya sea profundizando los pozos o desviándolos hacia zonas atractivas [63].

Actualmente se desarrolla ya la fase III del proyecto, la cual conceptualmente se estima consistirá en el desarrollo de un yacimiento de RSC de 550 MWT que permita realizar pruebas de largo plazo, con objeto de determinar la posibilidad de instalar a futuro una planta de 75 MWe (figura 18).

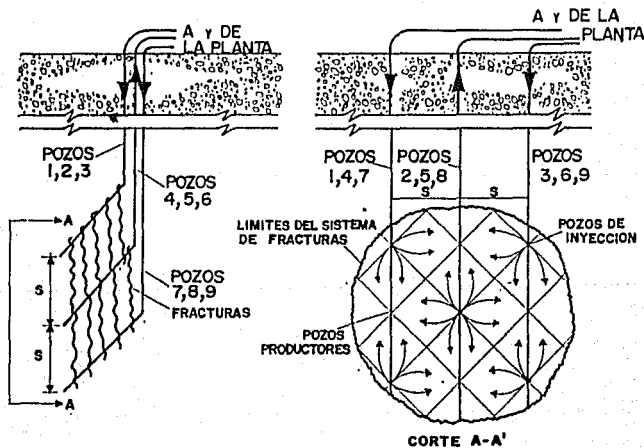


FIGURA 18) YACIMIENTO DE ROCA SECA Y CALIENTE PARA UNA PLANTA DE 75 MWe [63].

Aunque se han realizado otros estudios y pruebas sobre la explotación de los sistemas de roca seca y caliente, en otros lugares de Estados Unidos [9]; así como en Mayet de Montagne y Soultz-sous-Forêts en Alsacia, Francia [16] [18] [19] [26] [67] [68]; Falkenberg, Bavaria y Urach, Alemania [25] [63] [67]; Suecia [27]; Rosemanowes Quarry en Cornwall y Camborne, Inglaterra [46] [55] [63] [67]; y en Yakedake, Japón [63] [67]; todos ellos son mucho menos trascendentales e importantes²² que el que se llevó a cabo en la Caldera de Valles, en Nuevo México, EUA.

22 Si bien los programas de Gran Bretaña en el área también son de cierta importancia, solo los Estados Unidos han logrado alcanzar temperaturas potenciales de producción [61].

En cuestiones de cultura y el
saber, solo se pierde lo que
se guarda, y se gana lo que se
da

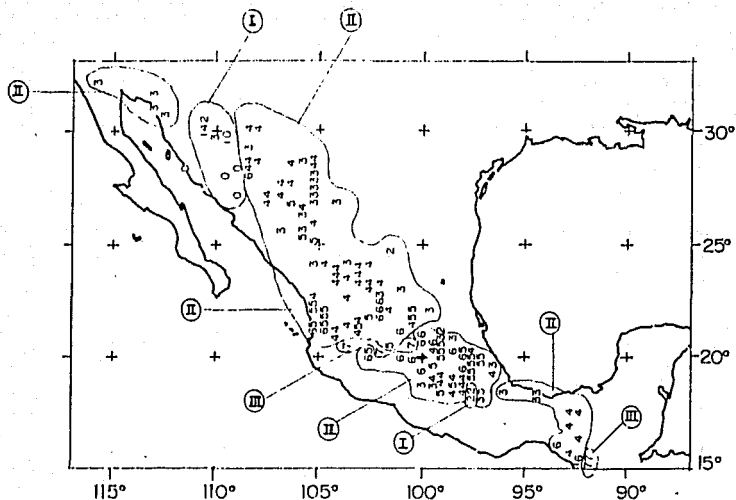
-Machado-

CAP. IV) RECURSOS DE ROCA SECA Y CALIENTE EN MEXICO

El primer problema que se presenta al tratar de estudiar la ubicación y cantidad de recursos de roca seca y caliente en México, es el absoluto desconocimiento existente en la materia ya que, al parecer, el presente es el primer estudio que sobre el tema se efectúa en México.

De hecho, cualquier zona con altas temperaturas resulta, en principio, interesante para su estudio con miras a su posible explotación como fuente de energía de roca seca y caliente.

En la figura 19 se muestra la temperatura de algunas zonas de la República Mexicana.



GRUPO	ESCALA	ENTALPIA	TEMPERATURA DE LA ZONA (°C)
I	(0,1,2)	BAJA	15-75
II	(3,4,5,6)	MEDIA	75-175
III	(7,8,9)	ALTA	>175

Nota: Los números en el mapa indican la temperatura en grados centígrados de acuerdo con la siguiente escala:
 9 = $T > 225$; 8 = $200 < T < 225$; 7 = $175 < T < 200$; 6 = $150 < T < 175$;
 5 = $125 < T < 150$; 4 = $100 < T < 125$; 3 = $75 < T < 100$; 2 = $50 < T < 75$;
 1 = $25 < T < 50$; 0 = $T < 25$.

FIGURA 19) TEMPERATURA DE DIVERSAS ZONAS DE LA REPUBLICA MEXICANA [1] [83]

En particular, existen varias zonas que se consideran con posibilidades para la explotación futura de yacimientos de roca seca y caliente en México, las cuales se señalan más adelante, mostrándose sus principales características y riesgos, así como los estudios con que se cuenta y la factibilidad para la explotación de sistemas de roca seca y caliente de cada una de ellas [66].

Z O N A

CARACTERISTICAS. RIESGOS. ESTUDIOS Y FACTIBILIDAD

1) EJE NEOVOLCANICO (Varios Estados)

CARACTERISTICAS: También conocido como Eje Neovolcánico, Faja Volcánica, Eje Volcánico Transmexicano y -antiguamente- como Meseta o Cordillera de Anahuac; aunque tal vez el nombre más adecuado para el mismo podría ser el de Arco Volcánico Transmexicano. Si bien por sus características -como región- no ofrece grandes posibilidades para el desarrollo de sistemas de roca seca y caliente, dentro del mismo se localizan una gran cantidad de volcanes, y algunas zonas, que -en lo particular- si representan posibilidades importantes (las cuales se ennumeran y detallan más adelante).

En el Eje Neovolcánico se manifiesta con frecuencia un vulcanismo activo en localidades específicas, algunas de ellas con un vulcanismo reciente, pliocuaternario²³, representado por grandes estratovolcanes, un gran número de conos monogenéticos y derrames menores. Los estratovolcanes más importantes son: El Volcán de Fuego, Nevado de Colima, Iztacihuatl, Popocatepetl, Pico de Orizaba-Cofre de Perote, Nevado de Toluca y La malinche.

Otros estratovolcanes de menores dimensiones, pero no por ello menos importantes son el Tequila, Jorullo, Ceboruco, Sanganguey, y el San Juan. La mayor parte de los estratovolcanes antes señalados se encuentran ya sea en una etapa fumarólica, que puede representar la etapa final de su actividad; en el principio de una nueva fase, como el Popocatepetl y el Ceboruco; o con una actividad prácticamente nula, como es el caso del Parícutín, el Sanganguey, el Tequila, La Malinche (cuya última manifestación ocurrió hace unos 12,000 años) o el cofre de Perote, del que no se conoce ninguna erupción [75]. Cuenta con sistemas hidrotermales locales.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y volcánico (probabilidad de 7 eventos volcánicos por cada 100 años). Se prevé que la actividad eruptiva de sus grandes volcanes compuestos o estratovolcanes será de naturaleza explosiva [75].

23 Para mayor información sobre las eras geológicas de la tierra consultar el Apéndice E.

ESTUDIOS: Geología general de la región (muy precisa en algunas zonas). Geofísica²⁴ parcial, muy detallada en algunas zonas. Geoquímica regional de fluidos y rocas, muy detallada en algunas zonas. Perforación en varias zonas.

FACTIBILIDAD²⁵: Media.

2) VOLCANES ACTIVOS (Varios Estados)

CARACTERISTICAS: En general, y en principio, todo volcán activo puede ofrecer posibilidades para el desarrollo y explotación de los sistemas geotérmicos de roca seca y caliente. Vale la pena mencionar que la mayor parte de ellos -que no todos- se localizan dentro del Eje Neovolcánico (reseñado más atrás); todos ellos -eso sí- se detallan más adelante.

RIESGOS: En México hay trece volcanes activos con alto riesgo volcánico -sin menospreciar el sísmico- a saber: Tres Vírgenes, Chichonal, Tacaná, Volcán de Fuego o Volcán de Colima, Bárcena, Tequila, Jorullo, Ceboruco, San Pedro Lagunillas, Popocatepetl, Pico de Orizaba, y Los Tuxtlas (San Andrés y San Martín).

²⁴ Para mayor información respecto a los métodos geofísicos se sugiere consultar la referencia 1.

²⁵ Debe considerarse que al hablar de factibilidad, en todos los casos, se trata básicamente de la factibilidad técnica; y que la estimada para cada una de las zonas detectadas y estudiadas se determinó solo de forma preliminar, y en base a los estudios existentes a la fecha, por lo que es muy probable que con el estudio posterior y a detalle de las mismas, las factibilidades pudiesen variar significativamente.

ESTUDIOS: Si bien el nivel de estudios y conocimiento entre un volcán y otro varía significativamente, en general puede decirse que pese a sus riesgos sísmicos y volcánicos, los volcanes activos se encuentran poco estudiados.

FACTIBILIDAD: Alta.

3) ISLAS REVILLAGIGEDO (Archipiélago de las Revillagigedo)

CARACTERISTICAS: Islas muy poco estudiadas, localizadas 600 Km mar adentro, frente a Manzanillo, Colima.

Cuentan con varios volcanes de muy reciente actividad, como el Bárceña que hizo erupción en 1952, y el Evermann (que se incluye más adelante) que recientemente ha dado muestras de actividad.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y muy alto riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con una geología muy burda, aunque actualmente se está trabajando en ella. Geofísica prácticamente nula (sísmica pasiva). La geoquímica es muy raquítica y, fundamentalmente, de rocas: en realidad las islas están muy poco estudiadas.

FACTIBILIDAD: Desconocida (Se estima de media a alta).

4) VOLCAN EVERMANN (Archipiélago de las Revillagigedo)

CARACTERISTICAS: Volcán perteneciente al archipiélago, localizado específicamente en la Isla Socorro. Se trata de un volcán de escudo de poco más de 1000 m de altura s.n.m. que ha presentado erupciones en 1848, 1896, 1905 y la última el 22 de mayo de 1951. Desde fines de 1992 y hasta los primeros meses de

1993 ha dado muestras de actividad, mostrando un nivel muy bajo de actividad sísmica y 3 fumarolas al pie del volcán, con temperaturas entre los 80 y 100 °C. Se sabe muy poco acerca de este volcán.

RIESGOS: De bajo a medio riesgo sísmico. Alto riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología muy burda, mínima geofísica (sísmica pasiva) y geoquímica.

FACTIBILIDAD: Desconocida (Se estima de media a alta).

5) DELTA DE BAJA CALIFORNIA (B.C.)

CARACTERISTICAS: Es una zona tectónica activa, ya que por ahí pasa una continuación de la Falla de San Andrés. Cuenta también con sistemas hidrotermales²⁶, que reciben aportaciones del Río Colorado cuyas infiltraciones representan aportes importantes al subsuelo. No existe un vulcanismo joven.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico. Bajo a medio riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con geología regional de la zona y topografía de alta precisión [91]. Geofísica regional (Aeromagnetometría y flujo de calor) y, puntualmente, de detalle (sondeos eléctricos y sísmica pasiva). Al parecer no hay geoquímica.

FACTIBILIDAD: Baja a media.

²⁶ En el caso de esta y cualquier otra área que cuente con sistemas hidrotermales, debe considerarse que cuando se habla de posibilidades para la explotación de sistemas de RSC, se refiere a aquellas zonas o áreas ubicadas dentro del mismo yacimiento que NO poseen características apropiadas para emplearse -en principio- como sistemas hidrotermales.

6) LAGUNA SALADA (B.C.)

CARACTERISTICAS: Depresión estructural reciente, localizada al occidente de Cerro Prieto, conformada por rocas sedimentarias en las que se ha detectado una extensa zona de anomalías. Las exploraciones se continúan hacia el sur, donde han aparecido zonas aun más atractivas que en la parte norte. Si bien no existen manifestaciones volcánicas en la superficie, si cuenta con una zona con una importante actividad tectónica. Algunos estudiosos consideran posible pueda estar asociada a la Falla de San Andrés.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico. Bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología, geofísica (resistividad, magnetometría, aeromagnetometría, gravimetría, sísmica pasiva, percepción remota) y geoquímica, regional y de detalle. Pozos de gradiente. Se tiene planeado perforar próximamente varios pozos exploratorios profundos.

FACTIBILIDAD: Baja.

7) COMPLEJO VOLCANICO DE LAS TRES VIRGENES (B.C.S.)

CARACTERISTICAS: Localizado al norte de Santa Rosalía, se encuentra conformado por tres volcanes andesíticos en una zona tectónicamente activa. Existen manifestaciones termales superficiales con temperaturas del orden de 90 °C. Este complejo resulta atractivo para la explotación de sistemas de roca seca y caliente, por sus características consistentes en altas temperaturas y una permeabilidad prácticamente nula [71].

RIESGOS: Riesgo sísmico alto. Riesgo volcánico bajo a medio.²⁷
ESTUDIOS: Se cuenta con geología regional y de detalle completa. Geofísica local y detallada (resistividad, magnetometría, magnetoteluria, gravimetría, termometría, flujo de calor y percepción remota). Geoquímica de fluidos y rocas local y detallada. Se tiene un pozo exploratorio completo que encontró temperaturas del orden de los 240 °C, a una profundidad de 1200 m, pero con una producción casi nula de fluidos.

Durante 1993 se espera perforar tres pozos exploratorios que, seguramente, permitirán conocer el campo con mayor detalle.

FACTIBILIDAD: Alta a media.

8) VOLCAN CHICHONAL (Chiapas)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán de tamaño medio, andesítico, de tipo compuesto, localizado en una zona con vulcanismo reciente y una recarga importante. Aunque se formó en el terciario presenta actividad en el cuaternario.

Aparentemente todas sus manifestaciones han sido siempre del tipo explosivo. Se estima está asociado a la subducción de la Placa de Cocos en la Trinchera Mesoamericana. A su alrededor se encuentran, incluso, manantiales.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y volcánico (Hizo erupción en marzo y abril de 1982, aunque se estima un intervalo promedio de recurrencia de 600 años [81]). Estudios efectuados por la CFE en 1981 y 1985 dictaminaron la zona como de alto riesgo para el desarrollo de proyectos geotérmicos.

²⁷ Algunos otros estudiosos consideran que el riesgo sísmico, al igual que el volcánico, va de medio a alto. [59]

ESTUDIOS: Geología general y de detalle. Se cuenta con un poco de geofísica (resistividad, aeromagnetometría) muy regional y burda, efectuada antes de las erupciones de 1982 por CFE y PEMEX, respectivamente. Geoquímica de fluidos y rocas de detalle (al menos con datos hasta las erupciones de 1982).

FACTIBILIDAD: Alta.

9) VOLCAN TACANA (Chiapas)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán cuaternario compuesto, vulcanismo reciente de tipo fumarólico en su cima, ha manifestado varias erupciones de vapor y/o gas, la última hace 5 o 6 años, con grandes posibilidades de que exista una buena recarga [91]. De tamaño mucho mayor que el Chichonal, se considera se encuentra en uno de los límites de la Cadena Centroamericana. Se conoce muy poco acerca de él.

RIESGOS: De alto a muy alto riesgo sísmico (pero asociado al vulcanismo) y muy alto riesgo volcánico. Estudios realizados por la CFE en 1981 y 1985 dictaminaron la zona como de alto riesgo para el desarrollo de proyectos geotérmicos, sobre todo considerando que el área que representa mayor interés desde el punto de vista geotérmico se encuentra en las proximidades del volcán y dentro del principal colapso caldérico.

ESTUDIOS: Geología de detalle. Se cuenta con una geofísica no muy completa (resistividad, monitoreos sísmicos y percepción remota). Geoquímica de fluidos completa y a detalle, no se cuenta con una geoquímica de rocas muy detallada.

FACTIBILIDAD: Alta.

10) SISTEMA DE FALLAS POLOCHIC-MOTAHUA (Chiapas)

CARACTERISTICAS: Es un sistema compresivo (que no favorece el vulcanismo) pero se asocia a un sistema secundario de naturaleza tensional que es el tipo de sistema ideal para que exista magmatismo [59], por lo que podría llegar a presentar características propicias para la explotación de sistemas de roca seca y caliente: Sus manifestaciones volcánicas se presentan fundamentalmente en Guatemala. Sin embargo, algunos otros autores [71] estiman difícil tenga posibilidades importantes para la explotación de sistemas de roca seca y caliente, ya que no consideran tenga gran vinculación con el vulcanismo activo, asimismo consideran posible tenga alguna relación con el Tacaná [71] [91].

RIESGOS: Muy alto riesgo sísmico (fallas transcurrentes) y alto riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con geología general y, en algunas zonas, puntual y detallada; una geofísica muy vaga; y una geoquímica de fluidos incipiente. No se cuenta con geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Media a baja.

11) PROLONGACION SUR DEL RIFT DE RIO GRANDE (Coahuila-Chihuahua)

CARACTERISTICAS: Aunque no está plenamente demostrada su existencia en el lado mexicano, se cree muy probable exista en México una prolongación del rift, el cual viene desde los EUA, con orientación NNW-SSE. Es un sistema muy antiguo (39 millones de años) por lo que se estima difícil ofrezca expectativas. Si bien, ciertamente, no se conocen sus aspectos jóvenes, los cuales

-tal vez- podrían resultar atractivos, ya que se considera probable que pudiera estarse reactivando [71] [91]. Es una zona tectónicamente activa con una recarga que podría ser importante²⁸ y posiblemente con un alto flujo de calor (esto último solo se ha probado del lado americano). La zona resulta muy atractiva para la explotación de nuevos materiales, útiles en la fabricación de fibras, plásticos, etc.

RIESGOS: Se desconoce en realidad el riesgo sísmico, sobre todo el relacionado con los aspectos jóvenes del Rift, pero se estima bajo. Muy bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Buena geología regional en la parte mexicana (entre Ojinaga y Ciudad Juárez) y, en algunas partes, muy puntual; poco estudiado en México, si bien se encuentra muy estudiado en la parte americana. No se tiene geofísica general de la zona, si bien se cuenta con percepción remota, y geofísica de detalle en algunas zonas, como en Ojinaga, donde se efectuaron estudios de resistividad y aeromagnetometría. Geoquímica regional de fluidos, detallada en algunas áreas, y muy vaga en el caso de las rocas; en ambos casos efectuada en buena parte por PEMEX.

FACTIBILIDAD: Media a baja.

12) VOLCAN DE FUEGO O VOLCAN DE COLIMA (Jalisco)²⁹

CARACTERISTICAS: Estratovolcán que resulta ser el aparato volcánico de más alto riesgo en el país. Es urgente se estudien con mayor detalle sus períodos de actividad y reposo. Durante

²⁸ Otros autores señalan que la recarga es escasa [71].

²⁹ En realidad tanto el Volcán de Fuego como el Nevado de Colima se encuentran dentro del Estado de Jalisco, en sus límites con el Estado de Colima [71].

los últimos 20 años ha originado pequeños derrames andesíticos, presentando actualmente condiciones muy semejantes a las que tenía el volcán Santa Elena (EUA) antes de su erupción en 1980 [75]. Cuenta con varios conos asociados.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y un muy alto riesgo volcánico (probabilidad de 5 eventos volcánicos por cada 100 años).

ESTUDIOS: Geología regional, muy completa en el volcán. Desafortunadamente no se cuenta con una muy buena Geofísica (solo se tienen monitoreos sísmicos, algo de magnetometría y percepción remota). Geoquímica de fluidos y rocas regional y completa, muy detallada también en el volcán.

FACTIBILIDAD: Alta (Aunque con un riesgo sumamente grande).

13) NEVADO DE COLIMA (Jalisco)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán cuyo magmatismo se estima ha ido emigrando hacia el sur³⁰, al volcán de fuego. Aunque no se estima tenga grandes posibilidades para el desarrollo de sistemas geotérmicos de roca seca y caliente, su cercanía con el volcán de fuego hace que sus posibilidades no sean nulas, ya que en cualquier momento podría activarse [59].

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y de mediano a bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional: muy completa en el volcán. Geofísica muy vaga (percepción remota). Geoquímica regional, también muy completa en el volcán.

FACTIBILIDAD: Baja a media.

30 De hecho, algunos autores lo suponen extinto.

14) LAGO DE CHAPALA (Jalisco)

CARACTERISTICAS: Podría tener posibilidades en su zona de distensión (Tectonismo distensivo reciente). Posee características semejantes a las de Pathé y Araró, en Michoacán. Dentro de este punto se incluyen las zonas geotérmicas hidrotermales de Ixtlán De Los Hervores y Los Negritos, que se localizan en la prolongación oriental del Graben de Chapala, las cuales se consideran con posibilidades muy bajas para la explotación de sistemas de roca seca y caliente.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y de bajo a medio riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional. Geofísica muy vaga (algo de magnetometría y percepción remota efectuada con la NASA hace unos 20 años aproximadamente [89]). Geoquímica de fluidos regional y una geoquímica de rocas muy incipiente.

FACTIBILIDAD: Media a baja.

15) LA PRIMAVERA (Jalisco)

CARACTERISTICAS: En realidad es una caldera, no un volcán.

Existen indicios de un vulcanismo reciente en su entorno. Cuenta con sistemas hidrotermales. En general los pozos exploratorios perforados en este campo presentan una baja producción, pero con excelentes temperaturas. Adicionalmente, hay sectores del campo -en particular hacia el noreste de la zona de pozos- con elevadas temperaturas y baja permeabilidad, y en los que es probable no existan fluidos. Todos ellos podrían explotarse como sistemas de roca seca y caliente.

RIESGOS: Mediano a alto riesgo sísmico. Entre mediano y alto riesgo volcánico³¹.

ESTUDIOS: Geología, Geofísica (resistividad, potencial natural, potencial inducido, magnetometría, magnetoteluria, aeromagnetometría, gravimetría, sísmica pasiva, termometría, flujo de calor, percepción remota) y geoquímica de fluidos y rocas, general, y muy detallada en la caldera. Perforación exploratoria.

FACTIBILIDAD: Alta.

16) LA SOLEDAD (Jalisco)

CARACTERISTICAS: Zona localizada en la margen del río Santiago, cuenta con una serie de manantiales alineados a la falla activa de La Soledad. Posee un vulcanismo cuaternario reciente y una serie de domos riolíticos, con zonas muy intensas de alteración hidrotermal. Existen manantiales y fumarolas que muestran una alta temperatura, presión y gasto, por lo que presenta asimismo características importantes para la explotación de sistemas hidrotermales.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico. Bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología, Geofísica (resistividad, magnetometría gravimetría, percepción remota) y Geoquímica, regional y de detalle. Hace muchos años se perforó una barrena a 700 m que encontró gran cantidad de alteraciones hidotermales (fumarolas).

FACTIBILIDAD: Alta.

31 Algunos estudiosos [71] sostienen que el riesgo volcánico podría en realidad resultar muy bajo.

17) TEQUILA (Jalisco)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán cuaternario de tamaño pequeño a medio, pero compuesto, localizado al noroeste de Zapopan. Aparentemente ya llegó, al igual que el Nevado de Toluca, a su etapa final de evolución.

RIESGOS: De mediano a bajo riesgo sísmico y volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con geología general y en algunas zonas más detallada, un poco de geofísica, geoquímica de fluidos y una buena geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Media a alta.

18) ARARO (Michoacán)

CARACTERISTICAS: Zona de fallas en un área tectónicamente activa, localizada en el Eje Neovolcánico, al noroccidente de Los Azufres, en la porción sur del Graben de Cuitzeo, junto al lago del mismo nombre. Cuenta con manifestaciones volcánicas semejantes a las del Parícutín. Aunque la zona podría estar relacionada con Los Azufres, al parecer se trata más bien de una descarga lateral de la fuente alimentadora de los mismos.

Si bien es cierto que existen algunos domos ácidos cuaternarios, se estima que no tienen mayor relación con el termalismo. Se considera como una zona adecuada para el desarrollo de sistemas hidrotermales de baja o media entalpía (se han encontrado temperaturas de entre 80 y 120 °C).

RIESGOS: Alto riesgo sísmico. Bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología, geofísica (resistividad, magnetometría, magnetoteluria, gravimetría, termometría, flujo de calor.

percepción remota) y geoquímica general y de detalle. Se han perforado dos pozos profundos, aproximadamente a 2000 m, que presentaron temperaturas menores a los 150 °C.

FACTIBILIDAD: Baja a media.

19) DOMOS DE ZITACUARO (Michoacán)

CARACTERISTICAS: Domos cuaternarios de gran tamaño, muy recientes, que podrían implicar la existencia de una cámara magmática cercana a la superficie, pero están emplazados en un basamento antiguo tipo metamórfico, que le da características a la roca de muy poca permeabilidad. No existen manifestaciones termales en la superficie. Se encuentran todavía no bien estudiados.

RIESGOS: Medio a alto riesgo sísmico. Bajo a medio riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional y de detalle. Se cuenta con una geofísica mínima. Geoquímica regional muy vaga y, principalmente de rocas.

FACTIBILIDAD: Desconocida (Se estima de baja a media).

20) JORULLO (Michoacán)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán de composición andesítica, nacido a mediados del siglo XVIII, con características muy semejantes al Parícutin. Es un volcán muy poco estudiado.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y de bajo a medio riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional y local. No se cuenta con geofísica. Geoquímica de fluidos regional muy vaga. Muy poca geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Media a baja.

21) LOS AZUFRES (Michoacán)

CARACTERISTICAS: Cuenta con 95 MW instalados en sistemas geotérmicos hidrotermales. Al oriente del campo existe un sector en el que se han encontrado temperaturas altas (del orden de 250 °C) pero con permeabilidades prácticamente nulas. Por lo que en caso de comprobarse que no existen fluidos, podría resultar un buen candidato para su explotación como un sistema de roca seca y caliente.

RIESGOS: De mediano a alto riesgo sísmico y de bajo a medio riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional, general y detallada. Geofísica detallada (resistividad, potencial natural, potencial inducido, magnetometría, magnetoteluria, aeromagnetometría, gravimetría, sísmica pasiva, termometría, flujo de calor y percepción remota).

Geoquímica de fluidos y rocas detallada.

FACTIBILIDAD: Alta.

22) VOLCAN PARICUTIN (Michoacán)

CARACTERISTICAS: Volcán monogenético de 370 m de altura, que nació e hizo erupción en 1943, por lo que sus posibilidades a largo plazo como una fuente de energía de roca seca y caliente son prácticamente nulas. Sin embargo, y dado que presenta un vulcanismo reciente (de 1943 a 1952) es muy probable que pudiese

ofrecer expectativas en el corto y mediano plazo, ya que debe poseer todavía temperaturas importantes a profundidad.

RIESGOS: Mediano a alto riesgo sísmico, muy bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional, general y detallada. No hay geofísica. Geoquímica local y detallada de fluidos y, principalmente, de rocas.

FACTIBILIDAD: Baja para el largo plazo. Alta en el corto y, tal vez, mediano plazo.

23) ZONA DEL LAGO DE CUITZEO (Michoacán)

CARACTERISTICAS: Cuenta con varios volcanes pequeños, con características semejantes a las del Parícutín, y que al parecer son un remanente de actividades pasadas. Presenta posibilidades en su zona de distensión (tectónica distensiva reciente).

Cuenta con sistemas hidrotermales locales. En ella se incluyeron las zonas de San Agustín del Maíz, San Agustín del Pulque y San Juan Tararameo, en las que los estudios efectuados con miras a determinar sus posibilidades para el desarrollo de sistemas hidrotermales no mostraron grandes posibilidades.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico. Mediano riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional y de detalle. Geofísica (resistividad incompleta). Geoquímica de rocas y fluidos, general y de detalle. Perforación exploratoria local.

FACTIBILIDAD: Baja a media

24) CRATER DE SANTA MARIA DEL ORO (Nayarit)

CARACTERISTICAS: Se estima se trata de un cráter de explosividad freática de 11 Km de diámetro aproximadamente, localizado a unos 30 Km de Tepic, en el Graben de Tepic-Chapala, muy poco estudiado y conocido, que presentó manifestaciones en 1879. Otros autores consideran posible que en realidad se trate de una caldera.

Cuenta con un lago, en el cual se dice existe un manantial hidrotermal que aparece cuando aquel baja su nivel. Es posible exista oro en la zona [59].

RIESGOS: Medio a bajo riesgo sísmico. Alto riesgo volcánico (si se trata de una caldera) ó bajo riesgo volcánico (si se trata de un cráter).

ESTUDIOS: Geología regional no acabada. No hay geofísica.

Geoquímica de fluidos regional, no hay geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Desconocida (Se estima baja).

25) VOLCAN CEBORUCO (Nayarit)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán poligenético y compuesto. Vulcanismo reciente. Cuenta con sistemas hidrotermales.

Los estudios más recientes indican que el área con mayores posibilidades se encuentra en el subsuelo del mismo volcán³² [74]. Tiene una periodicidad promedio de erupciones de 125 años, habiendo ocurrido la última en 1870, por lo que existen posibilidades de que pudiese volver a hacer erupción próximamente.

32 Por lo que posiblemente resulte también atractivo para el desarrollo de sistemas geotérmicos de masa de magma.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y volcánico.

ESTUDIOS: Geología, geofísica (resistividad, magnetometría, magnetoteluria, aeromagnetometría, gravimetría, termometría, flujo de calor, percepción remota) y geoquímica de rocas y fluidos general y detallada. Dos pozos de gradiente en proceso.

FACTIBILIDAD: Alta a media.

26) VOLCAN SANGANGUEY (Nayarit)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán de altura media, naturaleza andesítica y características muy semejantes al Ceboruco. Cuenta con una intrusión de tipo ácido dentro de su cráter, como etapa final de su vulcanismo. Posee características más propicias para la posible existencia de sistemas hidrotermales [59].

RIESGOS: Riesgo sísmico de medio a alto. Mediano a alto riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con una geología regional, que resulta detallada en algunas zonas. Al parecer no existe prácticamente nada de geofísica. Se cuenta con algo de geoquímica de rocas y con una geoquímica de fluidos con mayor detalle.

FACTIBILIDAD: Media.

27) VOLCAN SAN JUAN (Nayarit)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán con morfología y características prácticamente iguales al Sangangüey y al Ceboruco, debido a su cercanía con estos.

RIESGOS: Riesgo sísmico de medio a alto. Mediano a alto riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con una geología regional, puntual en algunas zonas. Al parecer no existe prácticamente nada de geofísica. Se cuenta con algo de geoquímica de rocas y con una geoquímica de fluidos con mayor detalle.

FACTIBILIDAD: Media.

28) VOLCAN SAN PEDRO LAGUNILLA (Nayarit)

CARACTERISTICAS: Domo riolítico cuaternario, muy amplio, cercano a la Laguna de San Pedro, de composición andesítica, con manifestaciones termales superficiales en sus alrededores. Presentó actividad fumarólica en 1989 [91].

RIESGOS: De medio a alto riesgo sísmico y volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional y a detalle. Geofísica regional y de detalle (resistividad, magnetoteluria, magnetometría, gravimetría, sísmica pasiva, termometría y flujo de calor). Geoquímica de rocas y fluidos general y de detalle [71]. En el valle localizado entre el San Pedro y el Ceboruco se perforaron 3 pozos de gradiente a 200 m que obtuvieron temperaturas del orden los 110 a los 120 °C, aunque se estima que no fueron superiores debido a que no se alcanzó el acuífero [71].

FACTIBILIDAD: Media a alta.

29) CALDERA DE ACOCULCO (Puebla)

CARACTERISTICAS: Caldera volcánica muy poco conocida, probablemente cuaternaria, con materiales básicos muy recientes. Su evolución culminó con el emplazamiento de una serie de domos riolíticos (rocas ácidas). Cuenta con manantiales fríos y

calientes (con un gran desprendimiento de gases calientes); y con extensas zonas con alteraciones hidrotermales en la superficie. CFE estima empezar a hacer exploraciones en 1994.

RIESGOS: Medio a bajo riesgo sísmico. Bajo a medio riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional y de detalle. Geofísica regional y de detalle (solamente resistividad y percepción remota). Geoquímica de fluidos regional y de detalle, a través del estudio de gases raros (básicamente por la relación He3/He4) efectuado fundamentalmente por los soviéticos, los cuales definieron a la zona como un área con posibilidades importantes para la explotación de sistemas geotérmicos [71] [89]. No se tiene geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Desconocida (Se estima de media a alta).

30) VOLCAN IZTACIHUATL (Puebla)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán poligenético con una actividad cuaternaria. Se cree muerto.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico. Mediano riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con una geología muy general. Muy poca geofísica. Geoquímica de fluidos vaga, y una buena geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Media a baja.

31) VOLCAN POPOCATEPETL (Puebla)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán poligenético y compuesto. Vulcanismo reciente (1929). Presenta actividad fumarólica incipiente e intermitente.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y volcánico. La ciudad de Atlixco, Puebla correría el riesgo de desaparecer si se diese alguna erupción (probabilidad de 2.4 eventos volcánicos por cada 100 años).

ESTUDIOS: Pese a su riesgo, dimensiones, importancia y cercanía con grandes centros poblacionales, se ha estudiado muy poco. Se cuenta con una geología general y, en algunas zonas, de detalle.

Muy poca geofísica (Se tiene un sistema de monitoreo sísmico). Un poco de geoquímica de fluidos y una regular geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Media a alta.

32) LAS DERRUMBADAS (Puebla)

CARACTERISTICAS: Par de domos cuaternarios recientes, cuenta con sistemas hidrotermales.

RIESGOS: De bajo a medio riesgo sísmico y bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología, geofísica (resistividad, magnetometría, aeromagnetometría, gravimetría) y geoquímica de fluidos y rocas a detalle. Se cuenta con un pozo exploratorio incompleto que encontró temperaturas del orden de los 110 °C, a una profundidad de aproximadamente 600 m.

FACTIBILIDAD: Alta a media.

33) LOS HUMEROS (Puebla)

CARACTERISTICAS: En realidad no se trata de un volcan o un sistema de volcanes, sino de una caldera. Hay evidencias de un vulcanismo reciente (entre 20 y 500 mil años). Cuenta con 10 MW de sistemas geotérmicos hidrotermales en explotación, a boca de pozo. Casi todos los pozos de este campo (salvo dos) presentan temperaturas muy altas pero con escasa permeabilidad, por lo que resulta ser un candidato ideal para su explotación como un sistema de roca seca y caliente, con lo que se podría incrementar su producción de forma sensible; sin embargo, como resulta lógico, esto dependería -fundamentalmente- de los costos.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y bajo riesgo volcánico (en la estructura); en la zona, en realidad, el riesgo volcánico es alto.

ESTUDIOS: Geología, geofísica (Resistividad, magnetometría, gravimetría, termometría, flujo de calor, percepción remota) y geoquímica de fluidos y rocas, detallada.

FACTIBILIDAD: Alta.

34) AMEALCO (Querétaro)

CARACTERISTICAS: Caldera pliocénica, similar a la de La Primavera, localizada al norte del Eje Neovolcánico, con rocas de tipo andesítico (productos intermedios) y un diámetro de 8 a 10 Km, e interceptada por la falla de Acambay³³. Sus últimas explo-

³³ De esta falla, que tuvo erupciones ignimbríticas explosivas muy fuertes, se conoce muy bien su secuela de evolución.

Además de que sufrió un sismo muy fuerte en 1912 y en 1970 y presentó actividad en el sismo de 1985.

siones se dieron hace unos 4 millones de años. No cuenta con manifestaciones termales superficiales. Se considera tiene pocas probabilidades de presentar temperaturas importantes, aunque la CFE tiene planeado estudiarla como una zona con posibilidades para la explotación de sistemas hidrotermales [87].

RIESGOS: Alto a mediano riesgo sísmico. Bajo riesgo volcánico [71].

ESTUDIOS: Geología regional y detallada. No se cuenta con geofísica, mas que un estudio de percepción remota efectuado por la NASA [91]. Geoquímica de rocas general y detallada. No hay geoquímica de fluidos.

FACTIBILIDAD: Baja (Aunque es una zona poco conocida).

35) ZONA COSTERA DE SINALOA (Sinaloa)

CARACTERISTICAS: Afloramiento de rocas intrusivas graníticas (batolitos) de grandes dimensiones. Podría tener buenas posibilidades para el desarrollo de sistemas geotérmicos de roca seca y caliente -aunque en baja entalpía- debido a su edad, baja permeabilidad, y a la existencia de muy pocos fluidos con temperaturas del orden de 130 a 150 °C. Algunos autores estiman es probable que la energía existente sea un remanente de la energía original del cuerpo [59].

RIESGOS: Bajo riesgo sísmico y de bajo a muy bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología regional y de detalle. Se cuenta con una geofísica mínima. Geoquímica de fluidos regional, se tiene una geoquímica de rocas muy vaga.

FACTIBILIDAD: Baja.

36) VOLCAN PINACATE (Sonora)

CARACTERISTICAS: Volcán de tamaño medio. Se encuentra en un sistema muy reciente relacionado con una tectónica de naturaleza distensiva activa y actual. Posiblemente tenga alguna relación con la falla de San Andrés [59]. Vulcanismo básico con cámaras magmáticas muy profundas.

RIESGOS: Medio a alto riesgo sísmico. Bajo a mediano riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Se cuenta con geología local de detalle; una geofísica mínima (flujo de calor) y geoquímica detallada de fluidos y rocas [71] [89].

FACTIBILIDAD: Media a baja.

37) ZONA DE SONORA EN SUS LIMITES CON EUA (Sonora)

CARACTERISTICAS: Algunos autores creen posible pudiese tener posibilidades para el desarrollo de sistemas de roca seca y caliente [51] (por su relación con el área de conducción de Arizona, en los EUA); aunque, en si, la zona mexicana no se ha podido todavía definir con precisión [59] [71]. Es posible que la zona se encuentre en el proceso de formación de un Rift [91].

RIESGOS: Se estima tiene una bajo riesgo sísmico y volcánico, si bien son poco conocidos en realidad.

ESTUDIOS: Las exploraciones geológicas efectuadas en 1985 y 1986 por la CFE no mostraron ninguna actividad que pudiese relacionarse de manera efectiva con la geotermia. No se cuenta con geofísica ni geoquímica.

FACTIBILIDAD: Desconocida (Se estima baja).

38) PICO DE ORIZABA (Veracruz)

CARACTERISTICAS: Estratovolcán poligenético y compuesto, también conocido como Citlaltépetl, se encuentra localizado al final de la porción oriental del Eje Neovolcánico, al noroeste de la ciudad de Orizaba.

RIESGOS: Alto riesgo sísmico y de medio a alto riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Dadas sus dimensiones y riesgo, se encuentra muy poco estudiado. Se cuenta con una geología mínima (aunque actualmente se está trabajando en ella); geofísica regional (elaborada por PEMEX); no hay geoquímica de fluidos, solo un poco de geoquímica de rocas.

FACTIBILIDAD: Media a alta.

39) TUXTLAS (2) (Veracruz)

CARACTERISTICAS: Aquí pueden agruparse los volcanes San Andrés, y el Titépetl ó San Martín, ambos localizados al norte de la ciudad de San Andrés Tuxtla. Vulcanismo cuaternario. Ambos se encuentran en una zona poco estudiada, aunque se sabe que la composición de los productos que han expulsado no es semejante a la que se encuentra generalmente en el Eje Neovolcánico. Tienen características parecidas a las que se presentan en el vulcanismo hawaiano reciente [59].

RIESGOS: Se considera tienen un alto riesgo sísmico y volcánico³⁴.

³⁴ Algunos estudiosos [71] sostienen que dichos riesgos oscilan entre bajos y medios.

ESTUDIOS: Se cuenta con muy poca geología, básicamente a nivel regional. La única geofísica con que se cuenta es la gravimetría efectuada en la zona por PEMEX [91]. Geoquímica de fluidos regional, poca geoquímica de rocas, y no detallada.

FACTIBILIDAD: Media a alta.

40) SIERRA MADRE OCCIDENTAL (Varios Estados)

CARACTERISTICAS: Vulcanismo muy viejo (de 25 a 50 millones de años) con algunos, y aislados, volcanes monogenéticos de entre 5 y 12 millones de años. Cuenta con zonas geotérmicas hidrotermales muy locales, de baja y mediana entalpía (como en las Piedras de Lumbre en la Sierra Tarahumara). Algunos autores estiman que solo localmente podría haber residuos de magmas en enfriamiento entrampados, o a profundidad³⁵, que pudiesen representar una posibilidad para el desarrollo de sistemas de roca seca y caliente, por lo que resulta poco probable que existan zonas con posibilidades para la explotación de este tipo de sistemas

RIESGOS: Bajo riesgo sísmico; muy bajo riesgo volcánico.

ESTUDIOS: Geología general y, en algunas zonas, puntual y detallada. Geofísica puntual. Geoquímica de fluidos regional y no muy buena. Geoquímica de rocas puntual.

FACTIBILIDAD: Baja.

³⁵ Aquí las posibilidades podrían ser mayores, ya que dichos magmas podrían estar ligados a fracturas de la corteza, como en el caso del río San Pedro en el sur de Sinaloa [91].

Es muy importante considerar que en el norte del país, y en algunas otras partes de la República, existen muy pocas fuentes energéticas, por lo que ahí la explotación de los sistemas de roca seca y caliente resultaría aún más atractiva, ya que tendrían más posibilidades de resultar económicamente competitivos, además de que serían mucho más apreciados por ser recursos escasos y muy necesarios para esas vastas zonas del país que, adicionalmente, representan un enorme potencial económico.

Con objeto de poder visualizar mejor la ubicación de las zonas y lugares señalados a lo largo de este capítulo, en la figura 20 se muestran estos en un mapa de la República Mexicana.

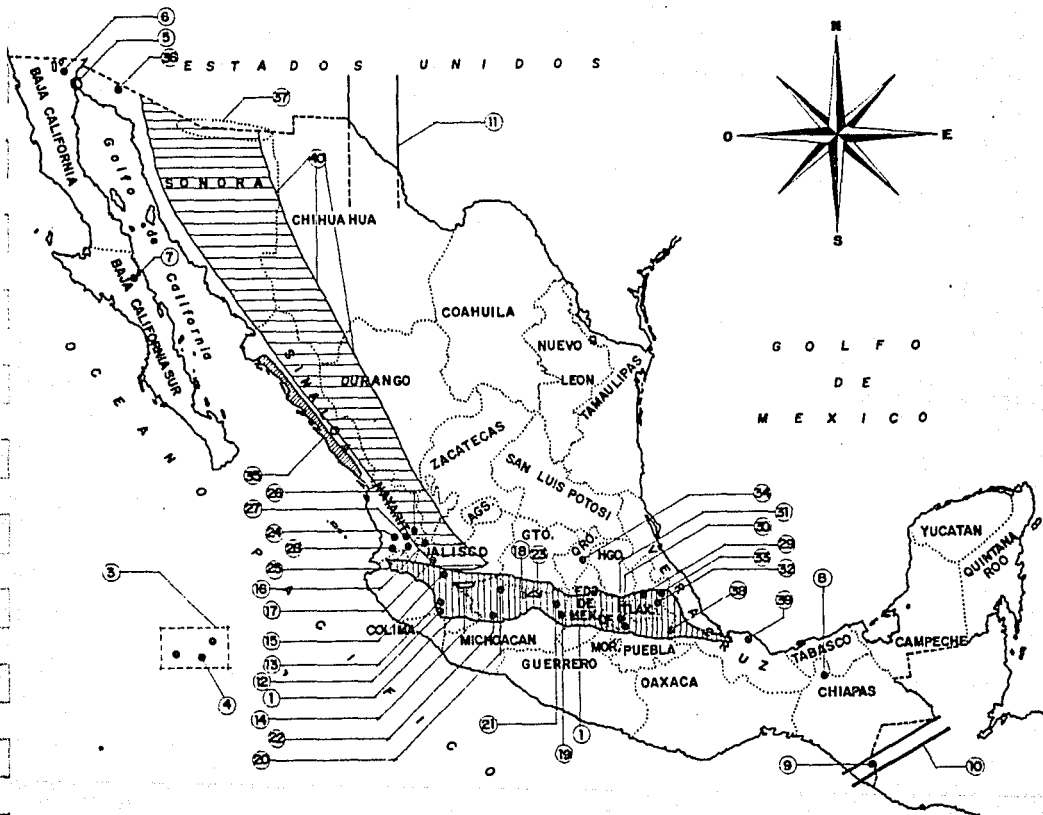


FIGURA 20) UBICACION DE ZONAS CON POSIBILIDADES PARA EL DESARROLLO FUTURO DE SISTEMAS GEOTERMICOS DE ROCA SECA Y CALIENTE EN MEXICO [66].

El hombre descubre la
verdad solo por la razón,
no por la fe.

-Leon Tolstoi-

CAP V) ASPECTOS ECONOMICOS MAS RELEVANTES PARA LA EXPLOTACION DE LOS SISTEMAS DE ROCA SECA Y CALIENTE

Como se mencionó varias veces a lo largo del texto, uno de los mayores problemas e impedimentos para el progreso de los sistemas geotérmicos de roca seca y caliente -si no es que el principal- es el de sus costos; por lo que resulta fundamental el desarrollo de técnicas y procedimientos que permitan disminuir los mismos, con objeto de lograr que dichos sistemas resulten competitivos.

Se prevé que lo anterior podrá lograrse en el mediano plazo como consecuencia, tanto de la investigación que se esta realizando en el área en diferentes partes del mundo, como de los avances tecnológicos en diversos campos relacionados -directa o indirectamente- con la geotermia.

Al igual que para la implementación de cualquier nueva tecnología, para poder desarrollar los sistemas de RSC resulta también indispensable la elaboración de estudios de factibilidad, tanto técnicos como económicos, que procuren maximizar el aprovechamiento de los recursos, los cuales por otra parte normalmente suelen ser escasos.

Al hacer la evaluación o análisis económico de un proyecto es muy importante saber diferenciar entre lo que es el análisis en sí mismo, y la decisión a tomar, ya que los análisis económicos son una ayuda para el que toma decisiones, pero nunca una sustitución del mismo [1] [90].

La evaluación económica del proyecto de RSC debe considerar asimismo que el valor del dinero se incrementa con el tiempo, lo que hace que los análisis tiendan a volverse más difíciles dado que la inflación -aun siendo pequeña- distorsiona las cifras. Cuando los proyectos son realizados por el Estado, las evaluaciones económicas analizan el mejoramiento que los mismos pueden producir en la economía en su conjunto [93].

Resulta asimismo conveniente realizar una evaluación financiera del proyecto en la que, independientemente de la viabilidad económica, se analicen otros aspectos como la disponibilidad de préstamos, el precio de venta de la electricidad, etc. con objeto de ver si el proyecto puede efectuarse en la realidad [93].

También es recomendable efectuar una evaluación del impacto social del proyecto. En este tipo de estudios se analiza la mejora que el proyecto producirá en diversos sectores de la sociedad, ya que no se tienen los mismos efectos si se invierte un peso en una zona marginada, que en una zona residencial. Por ello adicionalmente al estudio de los costos y beneficios (objetivo básico del inversionista privado) directos del proyecto se analizan los costos y beneficios indirectos del proyecto.

Dado su alto costo, este tipo de estudios solo suelen efectuarse en proyectos de grandes dimensiones.

En la evaluación social se consideran los efectos del proyecto en rubros tales como el Producto Nacional, la balanza de pagos, la generación de empleos, etc. En ella se determina también, como un índice de su justificación económica, la tasa de rentabilidad; pero las magnitudes de las variables que intervienen en su determinación se valoran no solamente a precios de mercado, sino también a precios sociales.

Por otra parte, resulta asimismo conveniente efectuar un análisis de sensibilidad, también llamado análisis paramétrico, el cual permite al analista y al que va a tomar las decisiones, determinar el impacto que los diversos factores pueden tener, de forma conjunta o independiente, en el desarrollo del proyecto y en su resultado final [90].

En el análisis de sensibilidad uno, o varios, de los parámetros se varían, mientras que los demás permanecen constantes; lo anterior se efectúa con objeto de determinar los efectos de la variación de un parámetro determinado -normalmente un aspecto desconocido- en el resultado final del proyecto.

La sensibilidad del costo de producción de energía eléctrica a partir de la geotermia varía con respecto a diversos factores técnicos y económicos tales como [90]:

a) Temperatura del fluido

Se sabe, sin lugar a dudas, que la temperatura del recurso es uno de los factores que más impactan en los análisis de sensibilidad y, desde luego, en los costos [90]. Adicionalmente es bien conocido por la termodinámica que solo parte de la energía obtenida de un fluido -y en ocasiones tan solo una pequeña parte- puede ser transformada en energía útil (trabajo), el resto debe ser regresada al medio ambiente, ya que de ella no puede obtenerse ningún trabajo.

En la figura No. 21 se muestra como varia el costo de producción de electricidad en función del gradiente geotérmico.

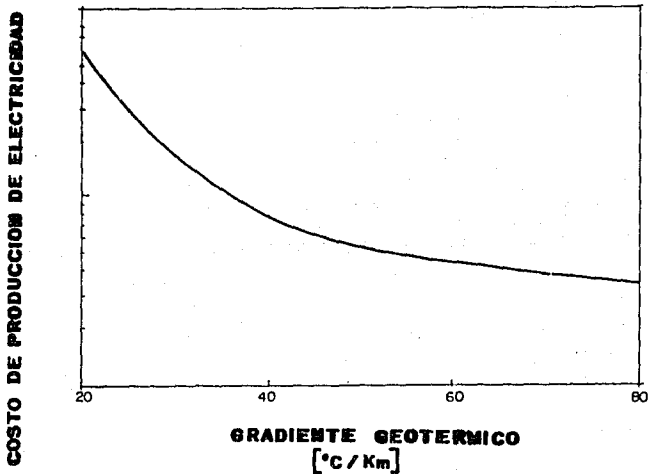


FIGURA 21) VARIACION DEL COSTO DE PRODUCCION DE ELECTRICIDAD EN FUNCION DEL GRADIENTE GEOTERMICO [69].

b) Caudal promedio

Los costos de generación varían inversamente con el caudal promedio de los pozos, y son mucho más sensibles a los caudales con bajas temperaturas que a aquellos con altas

temperaturas, debido a que la eficiencia de conversión de energía térmica a eléctrica se incrementa rápidamente con la temperatura. Por lo consiguiente, el número de pozos y el costo del abastecimiento de energía a la planta están directamente relacionados con el caudal promedio de los pozos [90]. El costo del sistema de recolección y transmisión de fluidos también se encuentra relacionado con el caudal promedio de los pozos; por lo que para una capacidad dada de planta, los promedios de caudal bajos requieren de un número mayor de pozos y de un sistema de transmisión de mayor longitud [90].

c) Costo de los pozos

El costo de los pozos es el factor individual más importante en la determinación de la viabilidad económica de los recursos geotérmicos, particularmente cuando se trata de recursos de baja calidad (bajas temperaturas y/o bajos caudales). A su vez el costo de los pozos depende substancialmente de factores tales como el acierto en la perforación de pozos productores, su profundidad y su vida útil [92].

d) Capacidad instalada

Los costos decrecen rápidamente con el incremento de capacidad de la planta, sobre todo a partir de los 50 MW [90]. La capacidad óptima a instalar debe determinarse marcando la diferencia entre el costo de transmisión de un fluido y la economía de escala que puede lograrse en base al tamaño de la planta. De hecho, entre más grandes sean las plantas se requerirán más pozos, con lo que la distancia y el costo de transmisión del fluido geotérmico se incrementa. Por lo tanto, la capacidad óptima de planta tiende a incrementarse

con el aumento de la calidad del fluido y de otros factores que favorecen la disminución de los costos de generación de energía, tales como: Mayor temperatura, mayor caudal promedio, menor espacio entre los pozos y menores costos de perforación [90].

e) Eficiencia de conversión

La eficiencia empleada determina la cantidad y, por consiguiente, el costo del fluido geotérmico requerido por la planta; aunque también los incrementos en la eficiencia suelen llevar aparejados aumentos en los costos. Así, un incremento en la eficiencia de conversión reducirá, en proporción directa, la cantidad de fluido geotérmico necesario. Dado que el suministro del fluido representa un porcentaje muy grande del costo total de energía generada en los sistemas con baja entalpía, los incrementos en la eficiencia resultan particularmente efectivos en la reducción de los costos de dichos sistemas. Algunos autores han estimado en un 15% la eficiencia neta de conversión térmica de los sistemas de RSC, aunque es muy probable que dicho valor resulte optimista y en realidad la eficiencia térmica máxima sea del orden de un 10% (valor muy similar al de las plantas geotérmicas hidrotermales) ó aun menor. Milora y Tester en 1976, y Pope et al en 1980, estudiaron que tan cerca de la eficiencia teórica óptima puede operarse un sistema real de forma económica. En dicho estudio determinaron que el costo de desarrollo del yacimiento, como producir el agua (pozos, etc.) y transportarla; con respecto al costo de convertir calor en energía eléctrica (intercambiadores de calor, bombas, turbinas, condensadores, etc.) resulta crítico en la determinación de que tan cerca del punto óptimo de e-

eficiencia debe operarse [63]. A su vez, la eficiencia termodinámica óptima depende de diversos factores como [63] El fluido de trabajo seleccionado; la temperatura del fluido geotérmico; la temperatura ambiente; la eficiencia mecánica de la turbina y el ciclo de alimentación de la bomba; el aprovechamiento de la temperatura en el intercambiador de calor primario y en el sistema de condensado. En la tabla No. 3 se muestran las eficiencias, factores de planta y vida útil para diversos tipos de centrales.

TIPO DE CENTRAL	EFICIENCIA NETA (%)	FACTOR DE PLANTA	VIDA UTIL (AÑOS)
Roca Seca y Caliente ^(a)	7-10	0.6-0.8	30
Geotermoelectrica	10-12	0.8-0.9	30
Termoelectrica	33	0.7-0.8	30
Turbogas gas	24	0.2 ^(b)	15
Turbogas Diesel	23.0	0.2 ^(b)	15
Ciclo combinado gas	54-55 ^(c)	0.5-0.6	25
Ciclo Combinado diesel	54-55 ^(c)	0.5-0.6	25
Diesel	43	0.6	20
Carboelectrica	35	0.7-0.8	30
Carboelectrica dual s/desulfurador	34	0.7-0.8	30
Carboelectrica dual c/desulfurador	33	0.7-0.8	30

TIPO DE CENTRAL	EFICIENCIA NETA (%)	FACTOR DE PLANTA	VIDA UTIL (AÑOS)
Nucleoeléctrica	32.5	0.65	30
Hidroeléctrica	85-90	0.2-0.6	50

(a) Se estima que la eficiencia y el factor de planta de los sistemas de RSC durante su desarrollo inicial, y debido a que se trata de una nueva tecnología, serían menores que los de los sistemas geotérmicos convencionales; si bien a futuro deberán tender a ser mayores.

(b) En México el factor de planta promedio es de 0.12

(c) En México la eficiencia es del orden del 44-45%

TABLA 3) EFICIENCIAS, FACTORES DE CARGA Y VIDA UTIL DE DIVERSOS TIPOS DE CENTRALES [1] [66] [93] [94]

f) Factor de carga

Se sabe que conforme el factor de carga decrece, el costo de generación se incrementa rápidamente, por lo que debe procurarse siempre que los sistemas de RSC tengan el mayor factor de carga posible.

g) Tipo de ciclo empleado

Es conocido que las imprecisiones en el funcionamiento del ciclo utilizado, pueden traducirse en una reducción del factor de carga; factor que, como se vió antes, afecta sensiblemente el costo de generación.

h) Factores financieros

La tasa de interés, que es determinada por el costo del capital, tiene un efecto muy importante en el costo de generación, ya que una gran proporción del mismo se deriva de la inversión inicial de capital. Debido a la naturaleza altamente intensiva de capital de los sistemas de RSC, la inflación en los costos de perforación y construcción juega un papel fundamental en el costo de generación. En contraparte, la inflación posterior al proceso de perforación y construcción afecta relativamente poco los costos, ya que los principales costos están asociados al capital inicial de inversión, mientras que los costos de operación resultan ser comparativamente pequeños [90]. Debe considerarse además el hecho de que las políticas de impuestos pueden jugar también un papel muy importante en los costos de generación, sobre todo en aquellas naciones en que los proyectos energéticos son desarrollados por particulares.

La economía de los sistemas de roca seca y caliente depende asimismo de factores tales como el número de fracturas y el tiempo esperado de vida del sistema, los cuales resultan ser parámetros fundamentales en la producción de energía. Esto se muestra en la figura 22 en la que se aprecia que, para un número determinado de fracturas, puede producirse más energía por año si se reduce el tiempo esperado de vida del sistema.

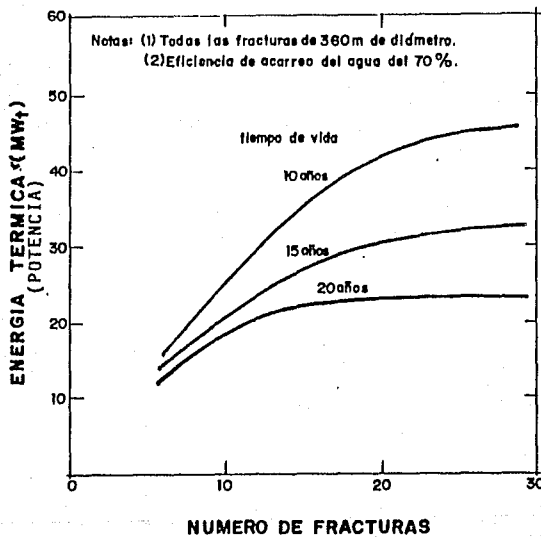


FIGURA 22) EFECTO DEL TIEMPO DE VIDA Y EL NUMERO DE FRACTURAS EN LA PRODUCCION DE ENERGIA [63].

Así, por ejemplo, con diez fracturas podrían extraerse 25 Mwt durante 10 años; ó podrían obtenerse 18 Mwt por 20 años.

Por ello, la cantidad de energía a obtener deberá determinarse en base a la variación del número de fracturas, o de los períodos de vida, dependiendo de lo que resulte más conveniente para el proyecto desde el punto de vista económico y en base a las características y expectativas que de él se desean.

Si se centra el interés en el número de fracturas puede observarse, por ejemplo, que con 15 fracturas y durante un período de 10 años, pueden extraerse 35 Mwt; pero producir 45 Mwt en el mismo tiempo (que representa solo un 30% mas de potencia), requeriría cuando menos el doble de fracturas.

Se sabe además, y ello se corrobora en la figura 22, que cuando el número de fracturas sobrepasa las 25, la cantidad máxima de energía que puede obtenerse para un período de 10 años es exactamente el doble que para un período de 20 años; además de que a partir de 25 fracturas, la cantidad de energía que puede obtenerse en base al incremento de las mismas prácticamente no aumenta, por lo que se considera como un rango razonable la creación de entre 10 y 20 fracturas [63].

Si el principal punto de interés se enfoca a los períodos de vida, ya se vió que para un período de 10 años, y con 15 fracturas, se producen 35 Mwt; mientras que si se elige un período de vida de 20 años, con el mismo número de fracturas, se producirían del orden de 23 Mwt (cerca de un 33% menos de potencia).

Actualmente, en general, y debido a los altos costos de fracturamiento y perforación, resulta más conveniente tener sistemas con períodos de vida cortos, pero que requieran una menor cantidad de fracturas y/o pozos.

Adicionalmente, debe señalarse que el costo de producción de energía con los sistemas de roca seca y caliente depende también de otras variables como: El estado de esfuerzo de las rocas a una determinada profundidad; el tipo de roca; sus propiedades de fracturamiento; etc.

Dado que el costo es, sin lugar a dudas, uno de los factores más importantes en la determinación de la factibilidad económica de los recursos geotérmicos de RSC, el desarrollo de los mismos con miras a la producción de electricidad deberá basarse, en principio, en la localización de un yacimiento con un gradiente geotérmico anormalmente alto, del orden de $40\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ (con temperaturas de entre 200 y $300\text{ }^{\circ}\text{C}$) a una profundidad no muy grande (de 2 a 4 Km)³⁶ [50] [51] [52] [71] [88], y con rocas que contengan características físicas y químicas apropiadas (tipo, fracturamiento ante los esfuerzos naturales existentes, permeabilidad, etc.).

Sin embargo, si se desea emplear estos sistemas para otros usos que no sean la producción de electricidad -lo cual puede resultar sumamente atractivo- tales como los de calefacción, calor de proceso, invernaderos, etc., se requerirían temperaturas menores y gradientes del orden de 20 a $30\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{Km}$.

³⁶ Debe considerarse que las perforaciones que actualmente no resultan económicamente competitivas a determinadas profundidades, a futuro si pueden resultar serlo con el empleo de nuevas técnicas y el abaratamiento de los costos.

Como ya se dijo anteriormente, la potencialidad teórica total de los sistemas geotérmicos de roca seca y caliente es, desde el punto de vista de su mayor ocurrencia y potencialidad térmica teórica, significativamente mayor que la de los sistemas hidrotermales, si bien la tecnología requerida para su total aprovechamiento no se encuentra disponible todavía.

Aunque en sentido estricto los sistemas de roca seca y caliente no constituyen una fuente infinita de energía, en términos prácticos y considerando el actual consumo humano puede decirse que son una fuente masiva de energía. Debe analizarse sin embargo, que la vida útil del yacimiento estará determinada por el balance entre la recarga -natural o artificial- de energía que tenga, y la explotación que se efectúe. En términos generales puede decirse que para que estos sistemas resulten económicamente competitivos se necesita realizar una explotación intensiva que normalmente requerirá la extracción de una mayor cantidad de energía que la que se esté recargando. Sin embargo, dado que las cantidades de energía almacenadas en el interior de las rocas son enormes, puede pensarse que -sin ser infinitos en el sentido estricto- los sistemas de RSC tendrán vidas útiles muy grandes, que dependerán de las condiciones particulares de cada yacimiento y de los ritmos de explotación.

Estudios predictivos realizados en EUA por Mock en 1992 [70] estimaron que si tan solo el 10% de las áreas en los EUA con gradientes geotérmicos medios a moderados se pudiesen emplear para el desarrollo de sistemas de roca seca y caliente, el potencial técnicamente factible de aprovecharse sería de 19 millones de MWe por un período de 20 años, de los cuales el 20% (3.8 millones) se localizarían en sitios económicamente atractivos.

Por otra parte, esos mismos estudios estimaron que para el año 2030 se podrían producir -a lo sumo- 22,000 MWe³⁷ a partir de la energía geotérmica tradicional (hidrotermal) de temperaturas medias. Esta cifra representa del orden de 180 veces menos energía que la que se considera podría obtenerse de la energía geotérmica de la roca seca y caliente en el mismo plazo, en caso de contarse con la tecnología requerida para su aprovechamiento.

Cálculos efectuados en 1976 [69] en el Reino Unido predecían que en el sudoeste de dicha nación podría obtenerse un total de calor de la roca seca y caliente -con temperaturas del orden de 200 °C- equivalente a 36,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (aproximadamente 60 mil millones de MWh) el cual convertido a electricidad con una eficiencia del 10% representa un recurso de aproximadamente 6 mil millones de MWe [69].

Otro estudio realizado en 1982 en el mismo país [69] estimó que la energía eléctrica factible de obtenerse de la RSC, en toda la nación, podría oscilar entre 2,500 millones y 60, 000 millones de MWh para profundidades menores a los 8 ó 9 Km.

Si se considera que la generación anual de energía eléctrica en el Reino Unido es de aproximadamente 250 millones de MWh, puede estimarse que sería suficiente para satisfacer sus necesidades de energía eléctrica entre 10 y 240 años.

En 1985 Newton estimó [69] que con perforaciones del orden de los 9 Km, la energía de la roca seca y caliente en el Reino Unido podría proveer de 20,000 a 130,000 millones de MWh,

³⁷ Como referencia, a fines de 1992 se contaba en el mundo con 6.083 MWe de capacidad instalada de energía geotérmica hidrotermal.

con una razonable producción de energía eléctrica de 25 millones de MWh/año (lo cual representa el 10% de la demanda de electricidad del Reino Unido a 1992) por un período de aproximadamente 800 años.

Otro cálculo efectuado en 1990 [69] que estimó una tasa de descuento de 8% y un límite en la profundidad de las perforaciones de 6 Km (que es la que se estimó que podría alcanzarse en ese momento en términos práctico-económicos)³⁸ consideró que la cantidad de energía geotérmica de la RSC susceptible de obtenerse en el Reino Unido es de 1.880 millones de MWh, misma que alcanzaría -con base en su consumo actual- para poco más de 7 años.

Milora y Tester realizaron en 1976 [5] estudios termoeconómicos detallados en los que analizaron el costo de convertir calor en electricidad, a través de un sistema de roca seca y caliente, con base en diferentes gradientes térmicos de la tierra, en ellos determinaron que los costos de perforación, que se incrementan rápidamente con la profundidad o la temperatura, y los costos de la planta, que decrecen conforme aumenta la temperatura (ya que con altas temperaturas se requiere una menor cantidad de fluido para generar la misma cantidad de energía) deben combinarse a fin de obtener una profundidad económica óptima de los pozos.

Tester estimó también que para una planta que genere una cantidad significativa de energía eléctrica (75 MWe) los costos de desarrollo del yacimiento serían 1.5 veces mayores que los

³⁸ Otros estudiosos del tema estiman que la profundidad máxima promedio a la que actualmente puede perforarse de forma técnico-económica varía entre los 2 y los 4 Km [50] [51] [52] [71] [88].

costos del equipo de conversión. Lo anterior se debe fundamentalmente a los costos de perforación y fracturamiento, y sobre todo a estos últimos ya que las áreas a fracturar resultan ser enormes y la técnica muy costosa.

Por el contrario, en los actuales sistemas geotérmicos hidrotermales los costos del equipo de conversión son mayores que los costos de desarrollo del yacimiento. De hecho, en dichos sistemas, el costo del KW instalado se conforma de la siguiente manera: La central del 60 al 70% y la obtención del vapor (perforación) del 30 al 40% [71] [88].

Cálculos realizados por Mortensen en 1978 [10] estimaban que si los prototipos que se desarrollaran en los años siguientes resultasen exitosos y si se lograba tener sistemas de roca seca y caliente con una duración suficiente en su vida útil, en zonas con gradientes geotérmicos mayores a $40^{\circ}\text{C}/\text{Km}$, y promedios de flujo en los pozos por arriba de los 100 Kg/s, se podría producir energía eléctrica a precios competitivos con los de otras fuentes de energía; mientras que para otros usos como calefacción y calor de proceso, los sistemas de RSC serían económicamente competitivos con gradientes de 20 a $30^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ y caudales menores a 50 Kg/s. Otro estudio [13] concluyó que un sistema óptimo de roca seca y caliente debería tener temperaturas de 200 a 300°C y profundidades de 2 a 4 Km.

Los sistemas de RSC tienen un costo altamente intensivo de capital (del orden del 87% del costo total) siendo -por mucho- el más alto de todos sus costos [63]. Por ello la tasa de interés en la inversión resulta ser un parámetro fundamental en la estimación de los costos.

Los costos de capital se componen de los estudios de exploración; perforación de pozos; equipo de fracturamiento y terminado de pozos; y equipo superficial de planta [63]; y son dominados fundamentalmente por la perforación, equipo de fracturamiento y terminado de pozos que representan el 54% de los mismos; así como por el equipo superficial de planta que significa del orden del 34% de los costos de capital [63].

Los costos de perforación impactan sensiblemente en la economía de los sistemas de RSC debido a que se incrementan exponencialmente con la profundidad (figura 23) y sus efectos son mucho mayores en los sistemas de baja calidad (baja temperatura y caudal) y en aquellos de geología ignea [90].

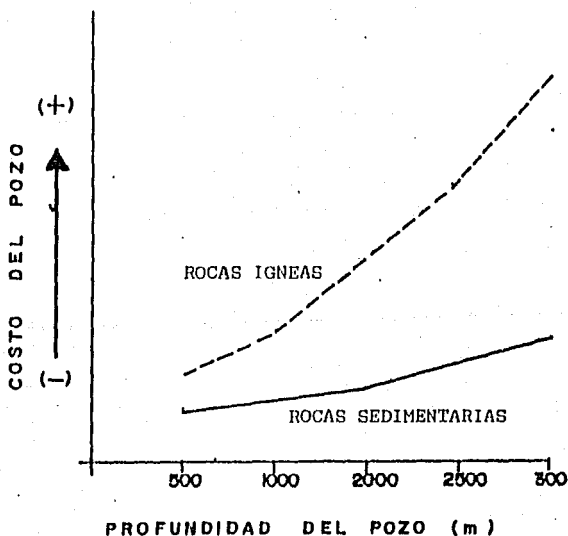


FIGURA 23) VARIACION DE LOS COSTOS DE LOS POZOS EN FUNCION DE LA PROFUNDIDAD [92]

Por ejemplo, el costo de incrementar la profundidad de un pozo de 4.3 Km en tan solo 940 m (para alcanzar aproximadamente 5.2 Km) representa el 70% del costo de perforar un nuevo pozo desde la superficie hasta los mismos 4.3 Km [63]. Por ello, cualquier mejora en los costos de perforación o -en menor grado- en el equipo superficial, repercutirá sensiblemente en los costos y competitividad del recurso.

No obstante, debe hacerse notar que con el perfeccionamiento y avance de los experimentos que se han realizado en diversas partes del mundo, se ha obtenido como resultado que los costos de perforación hayan ido disminuyendo comparativa y relativamente.

En Los Alamos, por ejemplo, los primeros pozos perforados costaron del orden de 5 veces más que los pozos tradicionales a la misma profundidad³⁹ y en condiciones semejantes; pero los últimos pozos costaron solamente el doble, pese a que se efectuó perforación direccional y se trató de perforaciones que formaban parte de un proceso experimental [63] [69].

Además debe considerarse que los costos de perforación en los sistemas de RSC se están comparando con los costos de tecnologías equivalentes (como la del petróleo y el gas) que tienen más de 70 años funcionando.

Lo anterior demuestra que con la experiencia y el desarrollo de mejores tecnologías, los costos de perforación en los sistemas de RSC podrán llegar a ser muy probablemente competitivos con los de los sistemas geotérmicos hidrotermales y los de otras fuentes de energía.

³⁹ A precios de 1993, la perforación de un pozo geotérmico hidrotermal a una profundidad del orden de 3000 m, y dependiendo del tipo de yacimiento, cuesta entre 2.5 y 3 millones de dólares [51] [52] [53] [58] [66] [71] [88].

En lo que se refiere a los equipos superficiales de planta, se estima que estos pueden emplearse por 30 años o más, y se prevé que podrían utilizarse para más de un sistema de RSC -en lugares adyacentes o muy cercanos al primero- por lo que para reusar los equipos superficiales éstos no tendrían ni siquiera que cambiarse de lugar [63].

Dado que en los sistemas de roca seca y caliente (a diferencia de los sistemas geotérmicos tradicionales y de los campos petrolíferos o de gas) los pozos se encuentran muy cercanos uno del otro, con objeto de asegurar que las fracturas se intersecten y el fluido inyectado pueda recuperarse, y debido a que cada pozo requiere fracturarse en varias ocasiones (ya que cuando las fracturas viejas declinan es necesario crear otras nuevas), resulta más conveniente comprar los equipos de fracturamiento y mantenerlos en el campo, en lugar de rentarlos, lo cual lógicamente influye en los costos de operación y mantenimiento.

A su vez, se sabe que las imprecisiones en los costos de operación de la central -que suelen ser pequeñas- normalmente no afectan mayormente los costos de generación. Aunque estos sí se incrementan rápidamente en función del decremento del factor de planta.

Por lo que toca a los costos actuales, cabe aclarar que los cálculos realizados pueden presentar variaciones sensibles según el país en que se efectúen. Los americanos, por ejemplo, se han mostrado siempre muy optimistas al respecto, sin embargo con el paso de los años la mayor parte de sus predicciones y estimaciones no se han cumplido todavía y el momento en que se alcance la competitividad del recurso con otras fuentes de energía se ha ido aplazando.

Otras naciones, como la inglesa, la alemana y la japonesa entre otras, no son tan optimistas al respecto e, incluso, consideran que la viabilidad del recurso solo podrá lograrse en el mediano o largo plazo. Pese a todo ello, es indudable que tarde o temprano el recurso resultará económicamente competitivo y técnicamente factible, por lo que es conveniente que se inicien desde ahora los estudios tendientes a su desarrollo como una fuente más de energía.

Un estudio realizado por Mock en 1992 [70], considerando precios de 1990 (trasladado por el autor a precios de 1992, estimando una inflación anual de 5%) calculó que el costo de generación de los 3.8 millones de MWe que dedujo podrían obtenerse de forma económica en los EUA, sería ligeramente superior a los 8.80 $\$/KWh$, pudiendo disminuir para el 2010 a 5.80 $\$/KWh$ y, en un plazo mayor, a 4.40 $\$/KWh$; siempre y cuando se lograsen desarrollar efectivamente todas las tecnologías propuestas y esperadas [70].

Algunos estudios efectuados en Gran Bretaña en 1992 [69], a precios del 90, estimaron que el costo de producción de energía eléctrica más económico, a partir de un sistema de roca seca y caliente de 4.5 MW, con un autoconsumo de 0.8 MW y tasas de descuento de 2 y 10% sería (trasladado por el suscrito a precios de 1992 y considerando igualmente una inflación de 5%) de 20.24 y 32.04 $US\$/KWh$, considerando una vida útil de la planta de 18 años y una profundidad máxima de perforación de 6 Km.

Otro estudio similar, pero para una planta de 3.3 MW y un autoconsumo "óptimo" de 0.5 MW, calculó un costo de producción de energía eléctrica de 32.04 y 57.35 $US\$/KWh$, considerando también una vida útil equivalente a 18 años y las mismas tasas de descuento [69].

Sin embargo, introduciendo en dicho análisis un auto-consumo -según los autores- más realista de 1.5 MW y una impedancia mayor, los costos de producción se incrementarían a precios de 42.17 y 89.41 US\$/KWh, con las mismas tasas de 2 y 10% respectivamente [69].

Como resultado de lo anterior [69], los ingleses estiman sumamente difícil que los sistemas geotérmicos de roca seca y caliente puedan proveer a corto plazo cantidades significativas de energía a precios razonables ya que -señalan- los pronósticos en los costos resultaron mayores a lo esperado inicialmente; además argumentan que aun suponiendo que se realizasen desarrollos tecnológicos importantes en el área, la producción con los mismos resultaría más cara que a través de otros sistemas renovables como la hidroelectricidad y la energía eólica, e incluso que la energía solar fotovoltaica [69].

Aunque las estimaciones practicadas por los americanos resultan ser mucho más optimistas, tienen a su favor el hecho de que fueron realizadas para capacidades de planta (del orden de los 75 MW o más) mismas que se prevé tendrán que tener los desarrollos geotérmicos de roca seca y caliente para poder ser competitivos. Mientras que, por otra parte, los cálculos efectuados por los ingleses fueron para plantas y desarrollos muy pequeños, casi de prototipo o experimentales, de entre 3 y 5 MW, por lo que no se pudieron considerar los posibles ahorros debidos a la economía de escala. Además no hay que olvidar que los ingleses no se encuentran al mismo nivel que los estadounidenses en lo que al desarrollo de la tecnología se refiere.

Es por ello que aunque ambas estimaciones resultan de sumo interés y utilidad, no pueden ni deben compararse ya que analizan dos casos sensiblemente distintos.

No obstante, no debe perderse de vista que la diferencia entre los cálculos realizados por los ingleses y los efectuados por los estadounidenses es muy significativa.

En la tabla No. 4 se comparan los costos de generación de electricidad con la RSC con los de otras fuentes de energía.

CENTRAL	INVERSION	COMBUSTIBLE	O & M	TOTAL	LUGAR
Roca Seca y Caliente	4.09 ---	3.18 ---	0.73 ---	8.80 ^(f) 11.44 ^(g)	--- ---
	---	---	---	13.20 ^(h)	3
	---	---	---	14.96 ⁽ⁱ⁾	---
Geotermo- eléctrica ^{(j)(k)}	2.87	2.24	0.50	5.61	12
Termoelec- trica ^(j)	1.99	4.24	0.67	6.90	8
Turbogas gas	4.29	3.76	1.02	9.07	5
Turbogas diesel	4.41	8.48	1.02	13.91	2
Ciclo combi- nado gas	1.52	2.23	0.53	4.28	16
Ciclo combi- nado diesel	1.54	4.56	0.55	6.65	10
Diesel	3.48	2.97	0.40	6.85	9
Carboelec- trica	2.37	1.95	1.10	5.42	14
Carboelec- trica dual s/desulfurador	2.49	1.67	1.10	5.26	15

CENTRAL	INVERSION	COMBUSTIBLE	O & M	TOTAL	LUGAR
Carboeléctrica dual c/desulfurador	3.02	1.60	1.29	5.91	11
Nucleoeléctrica ^(j)	5.16	1.23	0.72	7.11	6
Hidroeléctrica ^{(j)(1)}	5.12	0.31	0.14	5.57	13
Solar Térmica	---	---	---	10.0	4
Solar Fotovoltaica	---	---	---	20.0	1
Eoloeléctrica	---	---	---	7.0	7

Notas:

- a) Todos los precios se encuentran en US¢/KWh
- b) Precios medios de 1992
- c) Tasa de descuento del 10%
- d) Costos calculados en base a un escenario medio de precios
- e) 1 dolar americano = 3.20 N\$ mexicanos
- f) Esta cifra calculada por el investigador norteamericano Mock, representaría del orden de un 56% mas que los costos de generacion de una geotermica convencional y 27% sobre los de una termoelectrica
- g) Costos calculados considerando un 30% de sobreprecio sobre los precios estimados por lo americanos

- h) Idem al anterior, considerando un 50% de sobreprecio
- i) Idem al anterior, considerando un 70% de sobreprecio
- j) Los precios calculados fueron obtenidos como un promedio de los costos de las centrales con capacidades instaladas mas comunes
- k) El costo de combustible se refiere a la inversión, operacion y mantenimiento del campo geotermico, pero fundamentalmente a la reposicion de pozos y de vapores
- l) El costo del combustible corresponde al uso del agua. En México, por ejemplo, se determina por el precio que la CFE debe pagarle a la Comision Nacional del Agua por el uso de la misma.

TABLA 4) COMPARACION DEL COSTO DE GENERACION DE ELECTRICIDAD CON ROCA SECA Y CALIENTE, CONTRA OTRAS FUENTES DE ENERGIA [63] [66] [70] [84] [94] [96] [97] [98] [99] [100]

Dado que los cálculos efectuados por los investigadores de los Estados Unidos se consideran muy optimistas, el autor estima que un costo de generación de 13.20 US\$/KWh (50% de incremento) sería mas realista. Lo anterior colocaría a la roca seca y caliente por abajo de los costos de generación de la energía solar fotovoltaica y las plantas turbogas diesel; y medianamente por encima de los de las plantas solares térmicas y las turbogas gas.

Del análisis de sensibilidad efectuado se puede ver que considerando un 70% de incremento (14.96 US\$/KWh) sobre los precios estimados por los americanos, los sistemas de RSC serían más caros incluso que las plantas turbogas diesel, pero menos que las solares fotovoltaicas; mientras que con un 30% de incremento (11.44 US\$/KWh) las condiciones serían muy

semejantes a con un 50% de incremento, pero con una mayor competitividad.

De lo anterior puede deducirse que, por lo pronto, los sistemas de roca seca y caliente no resultan competitivos con las fuentes tradicionales de energía, siendo incluso más caros que algunas no convencionales y que también se encuentran en etapa de desarrollo y experimentación como las plantas solares térmicas.

No obstante, no debe olvidarse que los sistemas de roca seca y caliente tienen la gran ventaja, sobre otras fuentes de energía (al igual que los sistemas geotérmicos hidrotermales, la energía hidráulica, y la energía solar, entre otras) de no requerir combustibles, por lo que es de esperar que conforme los combustibles tradicionales (como el petróleo y el gas) sigan incrementando su precio al paso de los años -en base a su inevitable tendencia a escasear- los sistemas de roca seca y caliente vayan siendo cada vez más competitivos.

Por otra parte, es probable que el costo de las centrales nucleares pueda incrementarse sensiblemente debido a la oposición tan grande que tienen en muchos países del mundo, por lo que, de continuar así la tendencia, es posible que cada vez puedan resultar menos competitivas: a menos que se solucionen los problemas de contaminación ó se logren desarrollar sistemas económicos que funcionen en base a la fusión nuclear.

Pese a lo anterior, los sistemas de RSC tienen en contra el hecho de que no se ha probado todavía plenamente que su explotación resulte económicamente competitiva, ya que a la fecha no se ha desarrollado todavía un proyecto comercial; además de que requieren aún de una experimentación costosa y complicada.

La explotación en México de los sistemas de RSC podría resultar altamente conveniente desde muy diversos puntos de vista, incluyendo el económico, ya que contribuiría de forma significativa a disminuir el consumo de otros energéticos que no resultan ser renovables, como el petróleo y el gas; o que, independientemente de si son renovables o no, se poseen solo en pequeñas cantidades (como el carbón, el uranio, la energía hidráulica y la biomasa).

Al momento, por razones presupuestales y de competitividad del recurso, la investigación y desarrollo de los sistemas de roca seca y caliente no se ha iniciado aun en México, sin embargo sí resulta conveniente se comiencen ya los estudios preliminares tendientes a su posible explotación a futuro, basándose lo anterior en algunas cuestiones fundamentales como son:

- Los sistemas de roca seca y caliente tienen una mucho mayor ocurrencia y potencialidad que los sistemas geotérmicos hidrotermales.
- En México existen al menos 11 zonas con posibilidades importantes para el desarrollo de sistemas de RSC (Las regiones vecinas a los volcanes Tres Vírgenes, Chichonal, Tacaná, De Fuego, Parícutín [solo en el corto plazo], y Ceboruco; así como las zonas aledañas a los sistemas hidrotermales de La Primavera, La Soledad, Los Azufres, Las Derrumbadas y Los Humeros) además de que cualquier volcán activo, actual o futuro, puede en principio resultar atractivo. Adicionalmente se detectaron otras 14 zonas con posibilidades medias; independientemente de todas las zonas que podrían localizarse a futuro.

- Su competitividad técnico-económica seguramente irá creciendo con el paso del tiempo, sobre todo conforme los precios de los combustibles tradicionales se vayan incrementando y los problemas técnicos para su aprovechamiento vayan siendo resueltos.

- Representan una fuente alterna y masiva de energía, si bien limitada en cuanto a su magnitud puntual y su localización.

Lo importante no es lo que hicieron de nosotros, sino lo que nosotros hacemos con eso que hicieron de nosotros

-Jean Paul Sartre-

CAP. VI) CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del presente trabajo puede concluirse que los recursos geotérmicos de roca seca y caliente representan un gran potencial energético, el cual de desarrollarse a futuro -y conforme fuesen resultando cada vez más competitivos- podría permitir que dispusiesen de él una gran cantidad de naciones, tanto para la generación de energía eléctrica, como para aplicaciones directas de la energía térmica contenida en las rocas.

De hecho, se mostró que el potencial energético total de la roca seca y caliente es enorme en términos humanos, estimándose que a futuro, no antes del mediano plazo, podrían instalarse por este medio del orden de 100.000 MWt.

Quedó también demostrado que la obtención de energía de la roca seca y caliente es factible desde el punto de vista técnico, aunque requiere todavía de reducir sensiblemente sus costos a fin de poder resultar plenamente competitiva desde el punto de vista económico; lo cual se estima no resulte muy difícil a futuro, a través del mejoramiento de aspectos tecnológicos tales como la optimización de las técnicas de perforación y estimulación; el aventajamiento en el diseño y

empleo de sustentantes; el perfeccionamiento de los sistemas de circulación y los fluidos de trabajo, etc.

Para ello deberá concretarse que los progresos en la investigación y desarrollo se lleven efectivamente a la práctica; que se eliminen las barreras del mercado; y que se efectúe una investigación constante y profunda, claramente orientada al desarrollo del recurso.

Si lo anterior se logra, no cabe duda de que los recursos de roca seca y caliente podrán llegar a ser una realidad técnico-económica en el futuro medio.

Debe señalarse que aun y cuando no se lograra tener éxito en la explotación de sistemas de RSC para la obtención de energía eléctrica, los trabajos efectuados no serían inútiles, ya que se podrían emplear para el desarrollo de sistemas en baja entalpía en los centros urbanos o en el campo; o bien podrían utilizarse en desarrollos industriales o turísticos que seguramente resultarían de suma utilidad económica y social.

Por ello siempre que se intente desarrollar un sistema de RSC -considerando la incertidumbre que existe todavía en su explotación- resultará conveniente prever la posibilidad de utilizarlo como un sistema de baja entalpía en caso de que no resultase exitosa su aplicación para la generación de energía eléctrica. Así el proyecto no podría considerarse como totalmente erróneo y -aunque en menor escala- proporcionaría beneficios inmediatos, contribuyendo a la vez a disminuir las pérdidas por la inversión en un proyecto inicial fallido.

Por lo que toca a México debe señalarse que con este trabajo se pretendió sentar las bases para un estudio posterior de los sistemas de roca seca y caliente, más profundo y a

detalle, con el objeto de poder explotarlos económicamente a futuro.

Si bien los datos presentados para el caso de México son solamente preliminares e indicativos, y se encuentran basados en la poca información que existe al respecto y -fundamentalmente- en las investigaciones y deducciones realizadas por el autor, con el apoyo y asesoría de diversos especialistas y estudiosos del tema; puede concluirse que la explotación de los sistemas de roca seca y caliente en México resulta atractiva, al menos para el mediano plazo, ya que podría contribuir a disminuir el consumo de otros energéticos que además de no ser renovables, resultan más contaminantes o riesgosos y no se tienen en cantidades tales que no preocupe su consumo intensivo, ya que se sabe escasearán a futuro tanto en México como en el mundo, tal es el caso del petróleo, el gas, el carbón y el uranio entre otros.

Vale la pena señalar que si alguna virtud puede tener este trabajo es que constituye el primer esfuerzo que sobre la materia se ha efectuado en México, por lo que si bien ello le da una dosis importante de originalidad; también es cierto que lo anterior le hizo carecer de una falta absoluta de estudios previos sobre el tema, por lo que en realidad este trabajo comenzó solamente a abrir una pequeña brecha en el amplio camino de los recursos de roca seca y caliente en México.

No obstante lo anterior, se mostró que en el país existe una gran potencialidad, al menos teórica, para el desarrollo de sistemas de roca seca y caliente; además de que se detectaron 11 zonas con posibilidades importantes para el desarrollo del recurso, y otras 14 con posibilidades medias, que podrían ser mucho mayores si se estudiassen realmente a detalle. Además se localizaron 9 zonas con bajas posibilidades y 6 cuya factibilidad

se consideró desconocida debido al poco conocimiento actual de la zona.

Todo lo anterior, independientemente de todas aquellas zonas que podrían detectarse como potencialmente probables en base a estudios y exploraciones futuras y que posiblemente en este trabajo ni siquiera se vislumbraron.

Además si a los incrementos en los precios de los energéticos tradicionales, y las mejoras en las tecnologías propias del recurso, se suma el hecho de que la RSC es una fuente alterna y muy amplia de energía -si bien limitada en cuanto a su potencialidad puntual y ubicación- se tiene como resultado que la competitividad de la misma, en todos los campos, irá creciendo paulatina pero irrefrenablemente.

Por ello como una recomendación inmediata se desprende la necesidad de realizar en México un mayor y más detallado número de estudios, con el objeto de poder determinar con una precisión más amplia su potencialidad venidera, de forma tal que puedan darse los pasos necesarios a fin de que este recurso efectivamente pueda contribuir a futuro al esfuerzo por diversificar las fuentes de energía

Asimismo, se hace desde aquí una encomienda a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión de Energéticos de la Cámara de Diputados, para que analicen más a detalle las posibilidades de éste recurso, así como para que inicien los trabajos primarios de exploración, explotación y desarrollo, aun y cuando ésto último solo se efectúe en pequeña escala.

Finalmente puede decirse que si bien es cierto que la explotación de los recursos de roca seca y caliente no puede -ni podrá- satisfacer las necesidades energéticas totales de México o el mundo, si puede contribuir a futuro al esfuerzo de diversificación de las fuentes primarias de energía, participando así en el ahorro de los energéticos no renovables que, además, pueden y deben tener otros usos mucho más importantes y redituables que la generación de energía eléctrica.

A P E N D I C E A

[50] [51] [53] [54] [58] [66] [71]

(PERFORACION DIRECCIONAL)

La perforación direccional, y particularmente la horizontal, representa una importante alternativa para el desarrollo futuro de los sistemas de roca seca y caliente, ya que, como se mencionó en este trabajo, la mayoría de las fracturas que se presentan en los sistemas de roca seca y caliente son verticales; de ahí que con la perforación direccional podrían aprovecharse de forma mucho más eficiente dichos sistemas.

La perforación direccional, y en menor grado la horizontal, han sido ampliamente utilizadas en la perforación petrolera, sin embargo en geotermia no lo han sido tanto, y todavía hay mucho por hacer al respecto.

Actualmente, en los países más desarrollados en el área, no es nada raro la existencia de perforaciones horizontales de 600 m de longitud (siendo el actual récord del mundo de 1250 m) a profundidades de 3000 m [44].

Por otra parte, se ha probado que la perforación de trayectorias precisas empleando ésta técnica es factible.

De hecho, todas las perforaciones horizontales han podido lograrse a las profundidades previstas y las desviaciones hacia trayectorias verticales en que se ha incurrido, han variado sólo de algunos decímetros a algunos metros [44].

Adicionalmente, se ha estimado que los costos de las perforaciones horizontales -entre dos y tres veces mayores que los de las perforaciones verticales- se deben más que nada al hecho de tratarse de una técnica relativamente nueva [43] [51].

Se sabe además que en condiciones muy favorables los costos de algunas perforaciones horizontales pueden llegar a ser, incluso, menores que los de la perforación vertical [44].

Sin embargo, no todo son bondades en la perforación direccional, ya que se presenta también un factor adverso importante, como es el alto nivel de fricción que se da entre las tuberías de perforación con las tuberías de ademe (paredes del pozo).

Además, la fricción tiende a incrementarse conforme las curvas se vuelven más pronunciadas, por lo que resulta recomendable que las curvas, en la perforación horizontal, se inicien lo más profundo posible [44].

Otro problema que se presenta también es el debido al efecto del peso de la tubería, el cual se incrementa con la longitud de la sección horizontal de la tubería, por lo que dicho peso ya no solo no ayuda a perforar, sino que se convierte en una carga para el avance.

Sea cual fuere la causa de la fricción, ésta puede ser reducida considerablemente a través del empleo apropiado de lodos con altas propiedades lubricantes.

Sin embargo, la mejor manera de vencer la fricción es a través de la distribución de las cargas entre las fuerzas laterales y axiales, maniobrando la sarta de perforación mientras se rota la tubería.

De hecho, bajo los efectos de tensión, la rotación también resulta benéfica para aliviar ésta, aunque menos espectacular.

Un aspecto más que debe cuidarse durante la perforación direccional, es el evitar que se formen sólidos de alta densidad en los lodos de perforación -como los de bentonita a altas temperaturas [53]- ya que esto también acarrea grandes problemas.

Por otra parte, se sabe que por arriba de ángulos de 60 a 70 grados con respecto a la vertical (cuando se tiende a la horizontalidad) los riesgos se incrementan, mientras que, por el contrario, por abajo de esos valores los trabajos de perforación suelen ser más fáciles [44].

Adicionalmente, deben cuidarse también las vibraciones, ya que estas, junto con la tensión, son la principal causa de fallas durante la perforación direccional, además de que cuando ocurren dichas fallas, resultan ser más severas que en las perforaciones verticales.

A futuro se espera que el empleo de nuevos materiales, ligeros y poco friccionantes, permitirá mejorar las técnicas y los resultados de éste tipo de perforación, con lo que se espera que la perforación horizontal de más de 2000 m no será nada difícil [44].

Por todo lo anterior, puede decirse -definitivamente- que la perforación direccional y la horizontal son técnicas con mucho futuro.

En lo referente a México, y en campos geotérmicos, la perforación direccional se ha empleado en los campos de Los Azufres (en los pozos AZ16AD, AZ16D, AZ27 y AZ58) y en el de Cerro Prieto, en Baja California a fines de 1992 [50] [71].

También se ha efectuado, al menos, en algunos campos petroleros como en Reynosa, Tamaulipas y Agua Fria, Veracruz [53].

APENDICE B [54]

(PROPERGOLES)

Un propergol es una mezcla de sustancias (ergoles) que, al reaccionar en una cámara de combustión, engendran gases abundantes y muy calientes.

Los propergoles se distinguen de los combustibles empleados en los motores ordinarios en que su reacción se efectúa sin consumir oxígeno atmosférico.

Los cuerpos que reaccionan entre sí pueden hallarse aglomerados o mezclados en un solo producto o sustancia (monergol) ó en dos (biergol o diergol).

Los monergoles más simples se hallan constituidos por un líquido (agua oxigenada, óxido nitroso, etc.) que se descompone en cuerpos gaseosos (oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, etc.) en presencia de un catalizador a cuya particularidad deben su nombre de catergoles.

Llámase monergol simple u homogéneo, aquel en el que todos los constituyentes se hallan combinados en una misma molécula; como ocurre con el monergol sólido a base de nitrocelulosa y nitroglicerina, y con el monergol líquido compuesto de nitrato de etilo, nitrato de propilo y óxido de etileno.

Por el contrario, los monergoles compuestos son mezclas de moléculas diferentes que no se combinan entre sí, como el monergol sólido de perclorato de amonio y resinas sintéticas; y el monergol líquido de nitrilo y ácido nítrico.

Se denominan hipergoles o propergoles hipergólicos cuando los dos constituyentes se inflaman espontáneamente al entrar en contacto, como en la combinación del ácido nítrico con la anilina y sus derivados. Otra forma de comenzar la ignición de la mezcla es a través de un sistema de encendido (vía una resistencia eléctrica o por medio de una inyección inicial de una pequeña cantidad de hipergol).

Los mejores propergoles son aquellos que dan los gases más rápidos, o sea, aquellos en que la reacción produce las temperaturas más elevadas y engendra gases de moléculas más ligeras (que pueden ser expelidas con mayor rapidez). Recuérdese que el empuje que puede obtenerse es aproximadamente igual al producto de la masa de los gases por la velocidad de los mismos.

El más energético de los propergoles de uso corriente es el diergol (hidrógeno líquido más oxígeno líquido).

Teóricamente es posible obtener reacciones mucho más eficaces, pero su aplicación plantea todavía problemas técnicos que no han podido resolverse de forma práctica y segura.

De hecho, ciertos ergoles no pueden conservarse a las temperaturas ordinarias (como por ejemplo el ozono, oxidante mucho más energético que el oxígeno); mientras que otros son excesivamente activos (basta con exponer un pedazo de madera a la acción del flúor para que ésta se carbonice).

Los propergoles sólidos son los sucesores de la pólvora. se emplean en forma de bloques muy grandes y, si bien el empuje que pueden proporcionar es muy inferior al de los propergoles líquidos, presentan varias ventajas, como son:

- Almacenamiento y manipulación sencillos
- Densidad elevada (que permite tener una mayor potencia energética, en un menor espacio)

Finalmente, los litergoles son propergoles mixtos que permiten combinar las ventajas de los ergoles líquidos con las de los monergoles sólidos.

A P E N D I C E C [1] [60] [66] [77] [78] [79] [80]

(FACTORES DE CONVERSION)

a) ENERGIA, TRABAJO, CALOR

- 1 Joule (J) = 1 Kg (m²)/(s²) = 1 (N) (m) = (10⁷) erg = 0.7375 (ft) (lbf) = 10 (bar) (cm³)
- 1 BTU = 777.9 (ft) (lbf) = 1,055 J = 252 cal = 2.93/(10⁴) (Kw) (Hr)
- 1 Kw/Hr = 3.413 BTU = 1.341 Hp/Hr = 3.6 (10⁶) J = 8.601 (10⁵) cal
- 1 cal = 4.184 J = 4.186 (10⁷) erg
- 1 QUAD = 1.05 (10¹⁸) J = 1.05 Exajoules = 293,000 (10⁶) KWhe = (10¹⁵) BTU = 180 (10⁶) barriles de petróleo = (10¹²) pies cúbicos de gas = 40 (10⁶) toneladas de carbón
- 1 erg = 1 (dina) (cm) = 1/(10⁷) J
- 1 HFU (Heat Flow Unit) = 1 microcaloría/(cm²) (S)

b) FUERZA

- $1 \text{ N} = 1 \text{ Kg (m)}/(\text{s}^2) = 0.2248 \text{ lbf} = (10^5) \text{ dinas}$
- $1 \text{ lbf} = 4,448 \text{ N} = 32.174 \text{ (lbm) (ft)}/(\text{s}^2) = 448,800 \text{ dinas}$

c) LONGITUD

- $1 \text{ cm} = 0.3937 \text{ in}$
- $1 \text{ Km} = 0.6215 \text{ millas} = 3,281 \text{ ft}$
- $1 \text{ in} = 25.4/(10^3) \text{ m} = 2.54 \text{ cm}$
- $1 \text{ ft} = 0.3048 \text{ m}$
- $1 \text{ yarda} = 0.9144 \text{ m}$
- $1 \text{ milla} = 1,609.344 \text{ m}$

d) MASA

- $1 \text{ kg} = 2.205 \text{ lbm}$ $1 \text{ lbm} = 0.4535 \text{ Kg}$
- $1 \text{ ton americana} = 907.185 \text{ Kg}$
- $1 \text{ ton inglesa} = 1,016.05 \text{ Kg}$
- $1 \text{ onza} = 28.3495/(10^3) \text{ Kg}$

e) POTENCIA

- 1 watt = 1 J/s = 3.413 BTU/Hr = $1.341/(10^3)$ Hp = 860.42 cal/hr = 0.2389 cal/seg = 1 Kg (m²)/(s³)
- 1 Kw = 1.3405 Hp = 737.3 (ft) (lbf)/s
- 1 Hp = 2.545 BTU/Hr = 550 Ft (lbf)/s = 178.2 cal/s = 0.7457 Kw = 745.7 w
- 1 BTU/Hr = 12.97 (ft) (lb)/min = $3.929/(10^4)$ Hp = $2.93/(10^4)$ Kw = 0.2930 W

f) PRESION

- 1 Pa = 1 Kg/(m) (s²) = 1 N/(m²) = 10 dinas/(cm²)
- 1 bar = (10⁵) N/(m²) = 0.9869 atm = (10⁶) dinas/(cm²) = 100 Kpa
- 1 atm = 1.01325 bar = 1.013 (10⁶) dinas = 68,087 lbf/(ft) (S²) = 14.696 lbf/(in²)
- 1 psi = 1 lb/(in²) = 6,894.76 Pa = $1.45/(10^4)$ N/(m²) = 0.0703 kg/(cm²) = $6.805/(10^2)$ atm = 0.068947 bar
- 1 Kg f/(cm²) = 14.22 lbf/(in²)

g) TEMPERATURA

- $T_c = 5/9 (T_f - 32)$ $T_f = 9/5 T_c + 32$
- $T_k = T_c + 273.15 = 1.8 T(R)$ $T(R) = 5/9 T_k$

h) VOLUMEN

- $1 \text{ l} = 0.0353 (\text{ft}^3) = 0.2642 \text{ gal} = 1/(10^3) (\text{m}^3) = 61.025 (\text{in}^3)$
- $1 \text{ galón americano} = 3.7854/(10^3) (\text{m}^3) = 231 (\text{in}^3)$
- $1 \text{ galón inglés} = 4.5460/(10^3) (\text{m}^3)$

i) OTRAS

- Viscosidad Dinámica: $1 \text{ Poise} = 1\text{g}/(\text{cm} \cdot \text{s}) = 0.1 (\text{Pa} \cdot \text{s})$

A P E N D I C E D [79] [80]

**(NOMBRES Y SIMBOLOS DE LOS MULTIPLICADORES MAS
COMUNES DEL SISTEMA INTERNACIONAL)**

MULTIPLICADOR	PREFIJO	SIMBOLO	FACTOR
10^{18}	EXA	E	trillón
10^{15}	PETA	P	mil billones
10^{12}	TERA	T	billón
10^9	GIGA	G	mil millones
10^6	MEGA	M	millón
10^3	KILO	k	mil
10^2	HECTO	h	cien
10^1	DECA	da	diez
10^{-1}	DECI	d	décimo
10^{-2}	CENTI	c	centésimo
10^{-3}	MILI	m	milésimo
10^{-6}	MICRO	<i>u</i>	millonésimo
10^{-9}	NANO	n	mil millonésimo
10^{-12}	PICO	p	billonésimo
10^{-15}	FEMTO	f	mil billonésimo
10^{-18}	ATTO	a	trillonésimo

A P E N D I C E E [1]

(ERAS GEOLOGICAS DE LA TIERRA)

ERA	SISTEMA	PERIODO	EDAD (millones de años)	
ZENOZOICA	CUATERNARIO	Holoceno	0.01	
		Pleistoceno	2	
	TERCIARIO	Plioceno	5	
		Mioceno	24	
		Oligoceno	37	
		Eoceno	54	
Paleoceno		65		
MEZOZOICA		Cretácico	138	
		Jurásico	195	
		Triásico	230	
PALEOZOICA		Pérmico	290	
		Carbonífero	Pensilvánico	320
			Misisípico	350
		Devónico	405	
		Silúrico	435	
		Ordovícico	485	
		Cambrico	590	
	Precámbrico	más de 590		

LISTA DE NOMENCLATURA

BEP = Barriles equivalentes de petróleo

¢ = centavos

°C = Grados centígrados

cm = Centímetros

cm² = Centímetros cuadrados

et. al = "y otros" (en latín)

EUA = Estados Unidos de América

Kg = Kilogramos

Kgf = Kilogramos fuerza

Kj = Kilojoules

Km = Kilómetros

Kt = Kilotones ó kilotoneladas

m = Metros

m² = Metros cuadrados

m³ = Metros cúbicos

md = Milidarcies

mm = Milímetros

MW = Megawatts

MWe = Megawatts eléctricos

MWt = Megawatts térmicos

NASA = National Aeronautical Space Association

ppm = Partes por millón

psi = Libras sobre pulgada cuadrada

RSC = Roca seca y caliente

s = Segundos

e.n.m. = Sobre el nivel del mar

T = Temperatura

REFERENCIAS

- 1.- ALONSO, Reyes Faustino.
La Geotermia. Una Alternativa Energética. (Un Enfoque Sistémico).
Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM.
México, 1987.
- 2.- BERNARD, J.; EVANO, J.F.
Définition d` un Modèle Applicable a la Géothermie Off-Shore
par Fracturation Nucléaire.
Centre d` Etudes Nucléaires de Saclay. 2nd. United Nations
Development and Use of Geothermal Resources Symposium.
Proceedings Vol. 3, pp 1547-1558,
1976.
- 3.- McNAMARA, John J.; KAUFMAN, E. L.
Hot Dry Rock Geothermal Resource. Ownership and the Law.
Parts I, II. Geothermal Energy, Vol. 9, No. 2.
USA, February 1981.
- 4.- SMITH, Morton; POTTER, R.; BROWN, D.; AAMODT, R.L.
Induction and Growth of Fractures in Hot Rock.
Tomado de: KRUGER, Paul; OTTE, Carel
Geothermal Energy. Resources, Production, Stimulation.
Stanford University Press.
Stanford, California, USA, 1976.

- 5.- WHITE, A.A.L.
Maximum Tolerable Reservoir Impedances for Hot Dry Rock
Geothermics, Vol. 11, Num. 2, pag 121
Great Britain, 1982.
- 6.- BRESEE, J. C.
The Developing Field of Geothermal Energy
Revue de l'Institut Francais du Pétrole, vol. XXXV, no.
3.80035
France, mai-juin 1980.
- 7.- HERENDEEN, Robert A.; RANDALL, L. Plant
Energy Analysis of Four Geothermal Technologies
Energy, vol. 6, pp. 73-82. Pergamon Press LTD
Great Britain, 1981.
- 8.- PETTIT, Roland A.; BECKER, Naomi M.
Mining Earth's Heat: Development of Hot Dry Rock Geothermal
Reservoirs
Geothermal Energy, vol. 11, No. 7
July 1983.
- 9.- NUCKOLS, E.B.; MILES, D.; LANEY, R.; POLK, G.; FRIDDLE, H.;
SIMPSON, G.
Drilling Fluids and Lost Circulation in Hot Dry Rock
Geothermal Wells at Fenton Hill
Geothermal Energy, Vol. 11, No. 11
November 1983.
- 10.- MORTENSEN, Jeannette J.
Hot Dry Rock: A New Geothermal Energy Source
Energy, Vol. 3, Pergamon Press LTD
Great Britain, 1978.

- 11.- BATCHELOR, A. S.; PEARSON, C.M.; HALLADAY, N.P.
The Enhancement of the Permeability of Granite by Explosive and Hydraulic Fracturing
Second International Seminars of the Results of E.C. Geothermal Energy Research, 2, proceedings. Dordrecht, Holland: D. Reidel Publ. 6
Estrasburgo, 1980.

- 12.- MORTENSEN, Jeannette J.
The LASL Hot Dry Rock Geothermal Energy Development Project
Los Alamos Scientific Laboratory, University of California
USA, July 1977.

- 13.- GOFF, F.; LAUGHLING, A.; ALDRICH, J.; ANDER, M.; ARNEY, B.;
DECKER, E.; GARDNER, J.; HEIKEN, G.; KRON, A.; LA DELFE, C.;
PETTIT, R.; SHANNON, S.
Hot Dry Rock Geothermal Prospects, 1981
Geothermal Resources Council, Transactions, vol. 5
USA, October 1981.

- 14.- DENNIS, Bert R.
Borehole Survey Instrumentation Development for Geothermal Applications
SPWLA Twenty-First Annual Logging Symposium
USA, July 8-11, 1980.

- 15.- Informe del Grupo Técnico Sobre Energía Geotérmica
2o. Período de Sesiones, Comité Preparatorio de la
Conferencia de las Naciones Unidas sobre Fuentes de
Energía Nuevas y Renovables. Asamblea General de las
Naciones Unidas
Diciembre 11 de 1980

- 16.- LESSI, J.; SARDA, J. P.
Scale Models Studies of Well Linking by Hydraulic Fracturing
and Fatigue Microfracturing
Institut Francais du Pétrole
Sin fecha.
- 17.- BURNHAM, John B.; STEWART, Donald H.
Recovery of Geothermal Energy form Hot Dry Rock with Nuclear
Explosives
Tomado de: KRUGER, Paul; OTTE, Carel
Geothermal Energy. Resources, Production, Stimulation
Stanford University Press
Stanford, California, USA, 1976.
- 18.- CORNET, F.H.
Analysis of Hidraulic Fracture Propagation. A Field
Experimentation
Contract 564-78-1. EGF, INAG ATP Geothermie
Institut de Physique du Globe, Université Paris VI
Sin fecha.
- 19.- CORNET F.H.
Microismic and Acoustic Activity Associated with Hydraulic
Fracture Propagation
Contract 100-76 EGF, INAG, ATP Geothermie.
Institut de Physique du Globe, Université Paris VI
Sin fecha.
- 20.- MURPHY, Hugh; PEARCE, Robert
Pressure Losses in Fracture-Dominated Reservoirs: The
Wellbore Constriction Effect
University of California, Los Alamos Scientific Laboratory
U.S.A., sin fecha.

- 21.- HORTON, Roger L.
Fracturing Fluids for High Temperature Reservoirs
Drilling Review
USA, December 1982.
- 22.- FOSTER, John W.
A Private Commercial HDR Energy Extraction Program: Technical
Details, Expectations for Power Generation and Proprietary
Procedures
Geothermal Resources Council, Transactions, vol. 4
USA, September 1980.
- 23.- MURPHY, Hugh D.
Hot Dry Rock Geothermal Heat Extraction Experiments
Geothermal Resources Council, Transactions, Vol. 3
USA, september 1979.
- 24.- PETTIT, Roland A.
Completion of Hot Dry Rock Geothermal Well Systems
Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 8267
- 25.- KAPPELMEYER, O.; RUMMEL, F.
Investigations on an Artificially Created Frac in Shallow
and Low Permeable Environment
Second International Seminar on the Results of the EC.
Geothermal Energy Research, 2, proceeding. Dordrecht,
Holland: Reidel Publ. 6
Estrasburgo, 1980.

- 26.- BOUILLEAU, M.; BERTHOMIEW, G.; JOUANNA, P.
Heat Fracturing Physical Model
Civil Engineering Laboratory, Université des Sciences et
Techniques du Languedoc. Montpellier, France
Second International Seminar on the Results of EC.
Geothermal Energy Research. Proceeding. Dordrecht,
Holland: Reidel Publ. G
Estrasburgo, 1980.
- 27.- FREDRIKSSON, Allan
Varm Granitgrund Loser Framtida Energifragor ? Hot
Granite Rock will Solve the Energy Problems of the Future
in Sweden ?
Geothermal Energy, vol. 10, No. 1
January, 1982.
- 28.- YOUNG, Chapman; BARKER, D.B.; CLARK, H.C. Jr.
Field Tests of the Steam-Induced Explosive Fracturing
Technique
SPE Prod. Eng. v.1., No. 4, SPE 12840, pp 266-274
1986.
- 29.- MORRIS, Billy P.
Sonic Stimulation of Original Wells
Drill and Prod. Inst. sel pap, liberal,
paper 9, p. 16 Publicate by University of Kansas
Southwest Center.
Garden City, Kansas USA, february 5-6, 1974.
- 30.- LOVING, F.A.
A Study of Explosive Stimulation in Devonian Shale Gas Wells
IADC Explosives Conf. (Houston 81.08.09-11) trans. pp
269-276
USA, 1981.

- 31.- MOHAUPT, H. H.
Device for Stimulating a Subterranean Formation
can 1, 224, 714. (C 87.07.28, F 85.06.17 apl 484,207)
(17 pp: 10 claims), 1987.
- 32.- CAMPEAU, H.W.; ROSE, A.B.
Practical Applications of Dynamic Gas Pulse Well Stimulation
Techniques
33rd. ANNU Southwestern Petrol Short Course Ass. et al.
MTG (Lubbock, Texas, 86.04.23-24) pp 80-88
USA, 1986.
- 33.- BERRY, P.; CATALDI, C.; DANTINI, E.M.
Geothermal Stimulation with Chemical Explosives
ASME, Petrol. Div. Energy Technology Conference (Houston,
78.11 05-09) pp 13
Houston, Texas, USA, 1979.
- 34.- COVELL, J. R.; FAHY, J.L.; SCHREIBER, J.; SUDDUTH, B.C.;
TRUDELL, L.
Indirect In-Situ Retorting of Oil Shale Using the Tree
(Total Resource Energy Extraction) Process
17th. Colo. School of mines and Wyo. Univ. Oil Shale Sym-
posium (Golden, Colo., 16-18 april, 1984) proceedings pp
46-58
USA, 1988.
- 35.- TELLER, E. et al
The Constructive Uses of Nuclear Explosives
New York: Mc. Graw-Hill Book Co.
Usa, 1968.

- 36.- Estimulación Acida
Cia. Mexicana de Servicios Petroleros e Industriales, S.A.
de C.V. PETROMEX. Hughes Services Company. Centro de
Capacitación
Mendoza, Argentina, abril de 1983.
- 37.- GARAICOCHEA, P. Francisco
Apuntes de Estimulación de Pozos
Departamento de Explotación del Petróleo, División de
Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de
Ingeniería. UNAM.
México, 1985.
- 38.- SARDA, J.P.; ROQUE, C.
Permeability Stimulation of Crystalline Rocks by Chemical
Leaching
Institut Francais du Petrole. Second International Seminar
on the Results of E.C. Geothermal Energy Research, 2,
Estrasburgo. Proceedings. Dordrecht, Holland:D. Reidell
Publ. 6.
Estrasburgo, 1980.
- 39.- DOLENC, Max R.; STRAWN, John A.; PRESTWICH, Susan M.
Acidification of a Direct Heat Hydrothermal Well and its
Potential in Developing Additional Direct Heat Projects.
EG and G Idaho, Inc.
Referencia IIE E-494
USA, sin fecha.
- 40.- BARELLI, A.; CAPPETI, G.; MANETTI, G.; PEANO, A.
Well Stimulation in Latera Field
Geothermal Resources Council, Transactions. vol. 9, part II
USA, August 1985.

- 41.- MORRIS, C.W.; VERITY, R.V.
Chemical Stimulation Treatment of a Well in the Beowawe
Geothermal Field.
Geothermal Resources Council, Transactions, vol. 8
USA, August 1984.
- 42.- HURST, William
Model Evaluates Hydraulic Fractures, Determines Reservoir
Limit.
Petroleum Engineer International
February, 1985.
- 43.- Fracturación Hidráulica
Cia. Mexicana de Servicios Petroleros e Industriales, S.A.
de C.V. PETROMEX. Hughes Services Company. Centro de
Capacitación
Mendoza, Argentina, abril de 1983.
- 44.- ARMESSEN, Pierre; JOURDAN, Andre P.; MARIOTTI, Christian
Horizontal Drilling Has Negative and Positive Factors
Technology. Oil and Gas Journal
May 23, 1988
- 45.- ECONOMIDES, Michael J.
How To Engineer a Fracturing Treatment
Journal of Petroleum Technology
USA, November 1987
- 46.- BATCHELOR, Anthony S.
Reservoir Behaviour In A Stimulated Hot Dry Rock System
Sin fecha.

- 47.- Hot Dry Rock Research in Cornwall
European Communities
Contract EG-D2-003-UK
Geothermal Energy, Vol. 12, No. 7.
July 1984.
- 48.- MORRIS, C.W.; BUNYAK, M.J.
Fracture Stimulation Experiments at the Baca Project Area.
Proceedings Seventh Workshop Geothermal Reservoir
Engineering. SGP-TR-55.
Stanford university, USA. December 1981.
- 49.- CRAMER, David D.
Stimulation Techniques, Options are Varied
Oil and Gas Journal
Sept 5, 1988.
- 50.- Comunicación personal con el M. en C. Mario Cesar Suárez
Arriaga
- 51.- Comunicación personal con el Dr. Jesús Rivera Rodríguez
- 52.- Comunicación personal con el Ing. Sergio Mercado González
- 53.- Comunicación personal con el Dr. Fernando Samaniego Verduz-
co
- 54.- DE GALIANA, Mingot Tomás
Pequeño Larousse Técnico
Editorial Larousse
México, 1976.

- 55.- CAMPBELL, D.A.; SINCLAIR, A.R.; HANOLD, R.J.; VETTER, O.J.
A Review of the Geothermal Reservoir Well Stimulation
Program
USA., sin fecha.
- 56.- YAMAGUCHI, Tsutomu; SEO, Kunio; SUGA, Shogo; ITOH,
Toshinobu; KURIYAGAWA, Michio
Hydraulic Fracturing and Propping Tests at Yakedale Field in
Japan
Geothermal Resources Council, Transactions, vol. 8
August 1984.
- 57.- New Websters Dictionary of The English Language
Modern Desk Edition with Secretaries Guide.
Consolidated Book Publishers
Chicago, 1976.
- 58.- Comunicación personal con el Dr. Fernando Rodríguez de la
Garza
- 59.- Comunicación personal con el Dr. Luis Silva Mora
- 60.- SOMMARUGA, Claudio Dr.
Sistemi di Misura. Tavole di Conversione. Tabelle e
Diagrammi per Usi Geotermici. Rapporto No. 44
AGIP s.p.a. Esplorazione Risorse Geotermiche
Aggiornamento, Dicembre 1977.
- 61.- BATCHELOR, A. S.
The Stimulation of a Hot Dry Rock Geothermal Reservoir in
the Cornubian Granite, England.
Proceedings Eight Workshop Geothermal Reservoir Engineering
Stanford University
Stanford, California, December 1982.

- 62.- WATANABE, David J.
Method for Selectively Acidizing the Less Permeable Zones of
High Temperature Subterranean Formation
Referencia del IIE No. E-560
USA, april 14, 1981.
- 63.- MURPHY, H.; DRAKE, R.; TESTER, J.; ZYVOLOSKI, G.
Economics of a Conceptual 75 MW Hot Dry Rock Geothermal
Electric Power Station
Geothermics, vol. 14, No. 2/3, pp. 459-474
Great Britain, 1985.
- 64.- GOGUEL, J.
Fluid Production Technology: State-Of-The-Art,
Potentialities And Limitations
Geothermics, vol. 11, No. 2/3, pp. 154-156
Great Britain 1985.
- 65.- ARAGON, Aguilar Alfonso
Análisis de Posibilidades de Estimulación
Reporte 1386-021
Gerencia de Proyectos Geotermoelectricos, C.F.E.
Morelia, Michoacán, octubre de 1986.
- 66.- Investigación realizada por el autor
- 67.- BEAUCE, A.; JONES, R.; FABRIOL, H.; TWOSE, C.; HULOT, C.
Microseismic Monitoring of Hydraulic Experiments Undertaken
During Phase IIA Of The Soultz HDR Project (Alsace, France)
Seventeenth Workshop Geothermal Reservoir Engineering
Stanford University, USA. January 29-31, 1992.

- 68.- GENTER, A.; TRINEAU H.
Hydrothermally Altered And Fractured Granite As An HDR
Reservoir In The EPS-1 Borehole, Alsace, France.
Seventeenth Workshop Geothermal Reservoir Engineering
Stanford University, USA. January 29-31, 1992.
- 69.- MACDONALD, Paul; STEDMAN, Ann; SYMONS, Geoff
The UK Geothermal Hot Dry Rock R&D Programme.
Seventeenth Workshop Geothermal Reservoir Engineering
Stanford University, USA. January 29-31, 1992.
- 70.- MOCK, John E.
DOE Geothermal R&D Program Focused On Facilitating
Long-Term, Cost-Effective Private Resource development.
Seventeenth Workshop Geothermal Reservoir Engineering
Stanford University, USA. January 29-31, 1992.
- 71.- Comunicación personal con el Ing. Luis C.A. Gutierrez
Negrín
- 72.- MANDELBROT, B.B.
The Fractal Geometry of Nature
Ed. Freeman, San Francisco, 1983.
- 73.- SUAREZ, Arriaga Mario Cesar
Capacidad Energética del Sector Tejamaniles
Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía. Vol. 7, No. 3
Gerencia de Proyectos geotermoelectricos, Comisión Federal
de Electricidad.
México, septiembre-diciembre 1991.

- 74.- ALONSO, Espinosa Hector
Riesgo Geológico en Proyectos Geotérmicos
Mesas Redondas sobre Riesgo Geológico y Minería, vol. XXI.
Academia Mexicana de Ingeniería
México, 1988.
- 75.- CORDOBA, Mendez Diego A.
Riesgo Sísmico y Volcánico en la Porción Central de la
República Mexicana.
Mesas Redondas sobre Riesgo Geológico y Minería, Vol. XXI.
Academia Mexicana de Ingeniería
México, 1988
- 76.- DE LA CRUZ, Reyna Servando
Las Erupciones del Volcán El Chichón en 1982. Historia de
un Caso
Primer Taller Internacional del Volcán Chichón. Diez Años
Después.
Centro de Convenciones Del Carmen.
San Cristobal de las Casas, Chiapas, México. Mayo 13, 14
y 15 de 1992.
- 77.- RESNICK, Robert; HALLIDAY, David
Física, Para Estudiantes de Ciencias e Ingeniería. Parte I.
Editorial Continental
Mexico, septiembre de 1966.
- 78.- SONNTAG, Richard E.; VAN WYLEN, Gordon J.
Introducción a la Termodinámica Clásica y Estadística
Editorial Limusa
México, 1987.

- 79.- WARK, Kenneth
Termodinámica
Editorial Mc. Graw-Hill, 4ta. edición
México, 1986.
- 80.- Norma Oficial Mexicana
Sistema general de Unidades de Medida. Sistema
Internacional de Unidades (SI)
Dirección General de Normas. Secretaría de Patrimonio y
Fomento Industrial. Edición Especial de la Comisión
Federal de Electricidad
México, 1981.
- 81.- TILLING, Robert
1982 Eruption of El Chichon Volcano, Chiapas, Mexico:
Scientific and Human Lessons
Primer taller Internacional del Volcán Chichón. Diez Años
Después.
Centro de Convenciones Del Carmen
San Cristobal de las Casas, Chiapas, México. Mayo 13, 14 y
15 de 1992.
- 82.- CATALDI Rafaele
Conferencia pronunciada en la División de Estudios de
Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM
México, D.F., julio 5 de 1990.
- 83.- PROL, Ledezma Rosa María; JUAREZ, M. Gerardo
Geothermal Map of Mexico
Journal of Volcanology and Geothermal Research
Amsterdam, Holland, 1986.
- 84.- Comunicación personal con el Dr. Gustavo Rodriguez
Elizarraras

- 85.- JUAREZ, José Marín
Infundadas, Sospechas de Actividad Eruptiva en el Volcán
Evermann
Gaceta UNAM, número 2718
México, D.F., febrero 11 de 1993
- 86.- GIDLEY, John L.; HOLDITCH, Stephen A.; NIEROBE, Dale E.;
VEATCH Jr., Ralph W.
Recent Advances in Hydraulic Fracturing
Monograph volume 12, SPE. Henry L. Doherty series
USA, 1989.
- 87.- HIRIART Le Bert Gerardo
Geotermia
Revista Ingeniería Civil. No. 284
México, diciembre de 1992.
- 88.- Comunicación personal con el Ing. Hector Alonso Espinosa
- 89.- Comunicación personal con el Ing. Arturo Gonzalez Salazar
- 90.- BLOOMSTER, C.H.; MAEDER, P.F.
Economic Considerations
Tomado de: KESTIN, J., editor-in-chief
Sourcebook On The Production of Electricity From Geothermal
Energy, DOE.
Washington, D.C., USA, 1980.
- 91.- Comunicación personal con el Ing. Gustavo Diaz Velarde.
- 92.- PARKER, Danny S.; SIFFORD, Alex N.; BLOOMQUIST, Gordon R.
Estimating the Levelized Cost of Geothermal Electricity
Geothermal Resources Council, Transactions Vol. 9, Part I
USA, august 1985.

- 93.- Comunicación personal con el Act. David Urdaibay Zubillaga
- 94.- Costos y Parámetros de Referencia Para la Formulación de
Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación
Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programa-
ción, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones
12a. edición
México, 1992.
- 95.- Dictionary of Geological Terms
American Geological Institute
Ed. Anchor Press
Garden City, New York, 1976.
- 96.- Energy in Europe. Annual Energy Review
Commission of the European Communities. Directorate
General For Energy (DG XVII). Special issue
Brussels, Belgium, april 1993.
- 97.- Prix de l'Electricite Dans le Monde
Merlin-Gerin
France, sept 1992.
- 98.- WEINBERG, C.J.; WILLIAMS, R.H.
Energy From The Sun
Scientific American
USA, september 1990.

99.- QUINTO, Diez Pedro; TOLEDO, Velazquez Miguel; SANCHEZ, Silva
Florencio

Las Fuentes Renovables de Energía y la Generación de
Electricidad

Revista del Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y
Electrónicos, número 4

México, agosto de 1993.

100.- Comunicación personal con el Ing. Jacinto Viqueira Landa.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- ALONSO, Concheiro Antonio
Apuntes de la Materia Prospectivas Energéticas
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de
Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM.
México, 1987.
- 2.- ARELLANO, Francisco J.; VENEGAS, Salgado Saul
Estado Actual De la Exploración Geotérmica en Laguna Salada,
Baja California
Geothermia. Revista Mexicana de Geoenergía, Vol. 8, No. 3,
Morelia, Michoacán, México, septiembre-diciembre de 1992.
- 3.- ARMSTEAD, H.Christopher H.
Geothermal Economics
Geothermal Energy-Review of Research and Development
UNESCO, 3th imp.
Paris, Francia, 1977.
- 4.- Atlas Mundial de Selecciones
3ra. impresión, Selecciones del Reader's Digest
Kentucky, EUA, septiembre de 1980.
- 5.- BARNES, Joseph
Geothermal Power
Sin editor, ni fecha.

- 6.- BRITTENHAM, Terry L.; WILLIAMS, R. Edward; ROWLEY, John C.; NEUDECKER, Joseph W.
Directional Drilling Operations Hot Dry Rock Well EE-2
Geothermal Resources Council, Transactions, Vol.4
September 1980.
- 7.- CESARONI, Renzo; GIACCA, Diego; Schenato, Adelmo
Determining Frac Gradients While Drilling
Petroleum Engineer International. Vol 53, No. 7
June 1981.
- 8.- Cosmos. Gran Atlas Salvat
Vol. 7, Cartografía
Ed. Salvat
España, 1985.
- 9.- Costos y Parámetros de Referencia Para la Formulación de
Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Transmisión y Transformación
Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones
2a. edición
México, 1992.
- 10.- CRAMER, David D.
Knowledge of State-of-Art Techniques Important
Oil and Gas Journal
Aug 22, 1988.
- 11.- Diccionario Práctico de Sinónimos / Antónimos
Ed. Larousse.
México, D.F., 1986.

- 12.- DICKSON, David
Tecnología Alternativa
Colección Muy Interesante, Biblioteca de Divulgación
Científica. Ediciones Orbis, Segunda Edición.
España, 1985.
- 13.- ECONOMIDES, Michael J.; NOLTE, Kenneth G.
Reservoir Stimulation
Dowell Schlumberger
1987.
- 14.- FERNANDEZ, González Luis
Apuntes de la Materia Demanda y Precios de la Energía
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios
de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1988.
- 15.- FERRARI, Luca; PASQUARE, Giorgio; VENEGAS, Saul; Castillo
Daniel; ROMERO, Francisco
Estudio Geológico Estructural del Area Ceboruco-San Pedro y
Tectónica Regional del Sector Noroccidental del Rift de
Tepic
Geotermia. Revista Mexicana de Geoenergía. Vol. 9, No 1.
Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal
de Electricidad
Morelia, Michoacán, México, enero-mayo de 1993.
- 16.- GARCIA, Estrada Gerardo
Curso Informativo sobre Métodos Termométricos de Exploración
Morelia, Michoacán, 1983.

- 17.- GARDUÑO, Navarro Enrique
Apuntes de la Materia Tecnología y Economía del Petróleo, el Gas Natural y La Geotermia
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1988.
- 18.- GASTIL, R.G.; KRUMMENAGER, D.; JENSKI, W.A.
Reconnaissance of West Central Nayarit, Mexico
Geological Society of American Map and Chart Series
MC-24. Escala 1-200,000
1978.
- 19.- Guidelines for Giving a Truly Terrible Talk
Took from: PRATT, Dan; ROPES, Lev
35-mm Slides: A Manual for Technical Presentations
American Association of Petroleum Geologists
USA, 1978.
- 20.- HEBEIN, Jeffrey J.
Reservoir Fracturing in the Geysers Hydrothermal System:
Fact or Fallacy ?
USA, 1986.
- 21.- IPARREA, Valentín; MORENO, G. Salvador; MARTINEZ, P. Victor
Análisis Geológico y Geotécnico del Estrechamiento Tecarita
en el Río San Pedro, estado de Nayarit
México, 1985.
- 22.- JIMENEZ, Cisneros Blanca Elena
Apuntes de la Materia Energía y Medio Ambiente
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1988.

- 23.- KARASAKI, Kenzi
Well Test Analysis in Fractured Media
Ph.D. Thesis, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley
Laboratory, University of California
USA, april 1986.
- 24.- KESTIN, J. (Editor in Chief)
Sourcebook on the Production of Electricity From Geothermal
Energy
US DOE
Washington, D.C., U.S.A., 1980.
- 25.- KRUGER, Paul; OTTE, Carel
Geothermal Energy Resources, Production and Stimulation
Stanford University
USA, 1973.
- 26.- LEE y UYEDA
Terrestrial Heat Flow
American Geophysical Union
USA, 1968./85.
- 27.- Le RECHERCHE
Las Nuevas Energías
Colección Muy Interesante, Biblioteca de Divulgación
Científica. Ediciones Orbis
España, 1986.
- 28.- MAGAÑA, Echeverría Noe; HERNANDEZ, De La Torre Eduardo
Costo a Precios de 1984 de Centrales Geotérmicas
Informe ET-CP-0184
Gerencia de Proyectos Geotermoelectrónicos, Comisión Federal
de Electricidad
Morelia, Michoacán, México, diciembre de 1984.

- 29.- MANRIQUE, José A.; CARDENAS, Rafael S.
Termodinámica
Editorial Harla
México, 1976.
- 30.- MARTIN, Vivaldi Gonzalo
Curso de Redacción. Del Pensamiento a la Palabra
Ed. Prisma, XIX Edición corregida y aumentada
México, sin año.
- 31.- MORA, González I.; MURRIETA; Hernández J.L.
Monitoreo Sísmico de la Actividad Volcánica en el Sureste de México.
Primer Taller Internacional del Volcán Chichón. Diez Años Después.
Centro de Convenciones del Carmen
San Cristobal de las Casas, Chiapas, México. Mayo 13, 14 y 15 de 1992.
- 32.- ORTEGA, Carmona Ruben
Apuntes de la Materia Ingeniería de Sistemas Energéticos
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1988.
- 33.- PACE, Dale K.
Understanding Scenarios
First International Conference on Engineering Management
USA, sin fecha.

- 34.- RODRIGUEZ, Elizarrarás Gustavo
Apuntes de la Materia Seminario de Política Energética
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de
Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1988.
- 35.- SUAREZ, Arriaga M. Cesar
Como Escribir Artículos Técnicos
Geotermia, Revista Mexicana de Geoenergía. Vol. 3, No. 2
Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, Comisión Federal
de Electricidad.
México, mayo-agosto 1987.
- 36.- TARQUIN, Anthony T.
Ingeniería Económica
Ediciones Mac. Graw-Hill
México, 1976.
- 37.- URDAIBAY, Zubillaga David; ABURTO, Avila Jose Luis
Apuntes de la Materia Evaluación de Sistemas Energéticos
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de
Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1988.
- 38.- URDAIBAY, Zubillaga David; ABURTO, Avila Jose Luis
Apuntes de la Materia Planeación Energética
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de
Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1988.

- 39.- VIQUEIRA, Landa Jacinto
Apuntes de la Materia Energía y Desarrollo Económico
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de
Posgrado. Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1987.
- 40.- WALLER, Mejia Sergio
Apuntes de la Materia Trabajo de Investigación I
Maestría en Ingeniería Energética, División de Estudios de
Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM
México, 1987.
- 41.- World Energy Demand to 2020
Energy Research Group, Cavendish Laboratory
University of Cambridge
Published by the World Energy Conference
1977.
- 42.- YARZA De La Torre Esperanza
Volcanes de México
Editorial Aguilar, Segunda Edición
México, 1971.
- 43.- YOKOYAMA, Izumi
Comparative Study of Major Volcanic Eruptions with Special
Reference to Postclimatic Activity
Primer Taller Internacional del Volcán Chichón. Diez Años
Después
Centro de Convenciones Del Carmen
San Cristobal de Las Casas, Chiapas, México. Mayo 13, 14
y 15 de 1992.

INDICE DE FIGURAS

1)	Frecuencia de Ocurrencia de Sistemas Geotérmicos con Base en su Temperatura.....	06
2)	Vista en Perspectiva de Pozos, Plano Estimado de Fracturas y Area de Microsismicidad.....	15
3)	Incremento en la Productividad de Pozos Estimulados Mediante Diferentes Técnicas.....	17
4)	Fractura Vertical Producida por Fracturamiento Hidráulico.....	25
5)	Proceso de Fracturamiento Hidráulico.....	34
6)	Relación entre el Radio Estimado de Fractura y el Volumen Inyectado de Agua.....	35
7)	Permeabilidad, ante Diversos Esfuerzos, de Sustentantes Insensibles a la Temperatura.....	38
8)	Permeabilidad de los Sustentantes ante los Efectos de la Temperatura y la Presión.....	40
9)	Sistema Hipotético de Roca Seca y Caliente Desarrollado a Partir de Explosivos Nucleares.....	52

10)	Aprovechamiento de la Roca Seca y Caliente a Partir del Sistema de Fracturamiento Cónico.....	53
11)	Relación entre Eficiencia de Fracturamiento, Explosivos Requeridos y costos.....	57
12)	Sistema de Circulación por Tuberías Concéntricas.....	73
13)	Sistema de Circulación por Tuberías Separadas.....	74
14 y 15)	Variantes de Sistemas de Circulación por Tuberías Separadas.....	75
16)	Sistema de Generación por Ciclo Binario.....	77
17)	Viscosidad del Agua y del Vapor Vs la Temperatura.....	79
18)	Yacimiento de Roca Seca y Caliente para una Planta de 75 MWe.....	83
19)	Temperatura de Diversas Zonas de la República Mexicana...	86
20)	Ubicación de Zonas con Posibilidades para el Desarrollo Futuro de Sistemas Geotérmicos de Roca Seca y Caliente en México.....	115
21)	Variación del Costo de Producción de Electricidad en Función del Gradiente Geotérmico.....	119
22)	Efecto del Tiempo de Vida y el Número de Fracturas en la Producción de Energía.....	126
23)	Variación de los Costos de los Pozos en Función de la Profundidad.....	133

INDICE DE TABLAS

- 1) Flujo de Calor Terrestre.....07
- 2) Explosiones Nucleares Requeridas en un Arreglo Dual.....54
- 3) Eficiencias, Factores de Carga y Vida Util de Diversos Tipos de Centrales.....123
- 4) Comparación del Costo de Generación con Roca Seca y Caliente, Contra Otras Fuentes de Energía.....139

G L O S A R I O [1] [36] [42] [54] [57] [95]

Anisótropo: Es el cuerpo que no posee idénticas propiedades físicas y mecánicas en todas sus direcciones.

Batolito: Masa de magma o roca fundida que se ha solidificado en el subsuelo en forma de cúpula. En la práctica los batolitos se definen como cuerpos de grandes dimensiones con un afloramiento mínimo de 100 Km [59].

Calor Sensible: Calor contenido en un cuerpo, en este caso la roca, y que se transmite al medio circundante aumentando la temperatura. Este es un término actualmente en desuso [52].

Caudal: Sinónimo de gasto. Comúnmente se define como el flujo por unidad de tiempo.

Darcy: Unidad de permeabilidad que se originó en la hidráulica subterránea francesa a finales del siglo XIX y que es usada comúnmente por la industria petrolera. Se define como la permeabilidad de una muestra de 1 cm de longitud que, cuando se establece entre sus dos extremos una diferencia de presión de 1 Kg/Cm^2 , deja pasar por cada centímetro cuadrado de superficie 1 cm^3 por segundo de un líquido cuya viscosidad es de un poise.

Dolomía: Nombre de roca constituida fundamentalmente por dolomita.

Dolomita: Nombre de mineral (carbonato doble de Ca y Mg).

Domo: Estructura constituida por lavas ácidas muy viscosas, que se supone emergen de cámaras volcánicas someras, y que suele tener una forma muy parecida a un domo.

Factor de Carga: Relación entre la carga promedio durante un período de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho período.

Factor de Planta: Número de KWh generados en un año, entre el número de KWh que podrían generarse a plena carga.

Geófono: Instrumento constituido por un micrófono especial y un potente amplificador, que sirve para percibir ruidos subterráneos. Se conoce también con este nombre a un tipo de sismógrafo utilizado para las prospecciones sísmicas, especialmente las de yacimientos petroleros.

Graben: Término proveniente del alemán, que define un bloque de la superficie terrestre, generalmente más largo que su ancho, que se ha hundido o deprimido entre dos fallas aproximadamente paralelas. También se le conoce como fosa tectónica.

Impedancia de una Fractura: Diferencia de presión entre el flujo de entrada y el flujo de salida de la fractura, dividida entre el flujo promedio de salida [56].

Inhibidor Acido: Producto químico que retarda la corrosión del ácido, por lo tanto se emplea en todos los tratamientos ácidos con objeto de proteger los equipos. Los inhibidores se dividen en orgánicos e inorgánicos: Los primeros son una mezcla de uno o más productos químicos

activos con productos químicos de ayuda, tales como agentes humectantes y solventes. Actualmente solo se emplea un inhibidor inorgánico que es el arsénico y se emplea en diferentes concentraciones.

Inyectividad de un Pozo: Capacidad de un pozo -en realidad de la formación- de aceptación de un fluido que cae por gravedad, o que le es inyectado, en un cierto lapso de tiempo.

Isotrópico: Dícese, por oposición a anisotrópico, de los cuerpos y medios cuyas propiedades físicas se manifiestan igualmente en todas direcciones. Los cuerpos isotropos son homogéneos y no se hallan cristalizados (gases, líquidos, vidrio, etc.). Los cuerpos cristalizados pueden ser isotropos para determinada propiedad física, pero no para todas.

Permeabilidad: Capacidad de la roca para transmitir un fluido.

Permeabilidad Absoluta: Es la permeabilidad intrínseca, propia de la roca, al flujo de un fluido con una sola fase que la satura totalmente, y es independiente de la fase o fluido que contenga la roca.

Permeabilidad Efectiva: Es la facilidad que presenta la roca, dentro de un sistema roca-fluidos, al flujo de un fluido o fase que se encuentra presente con otros fluidos o fases, y su valor depende de la saturación de ese fluido o fase [58].

Permeabilidad Primaria: Es aquella que adquiere, desde el momento de su formación, la roca o un material cualquiera.

Permeabilidad Relativa: Proporción de la permeabilidad de un medio poroso, bajo cualquier condición, con respecto a la permeabilidad absoluta. Este término generalmente determina la permeabilidad a un fluido de una fase, cuando dos o más fases se encuentran presentes en el medio poroso. En otras palabras, es el cociente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta u otra permeabilidad base.

Permeabilidad Secundaria: Es la que adquieren las rocas o materiales por procesos posteriores a su formación, principalmente como consecuencia de fallas o fracturas.

Flowshare: The cutting edge of a plow; the part of the moldboard plow that cuts the furrow.

Rift: Zona de depresión de la superficie terrestre, en la que hay un adelgazamiento de la corteza.

Sinter: Depósito silícico que ocurre en forma de gel al pasar de altas temperaturas y presiones a temperatura ambiente.

Sinterizado: Material de propiedades refractarias a la temperatura, constituido por compuestos cerámicos conglomerados [52].

Superficie Libre: Consiste en el punto de contacto entre un medio poroso saturado de líquido y otro no saturado [50].

Surfactante: También conocido como agente tenso-activo, o surfactivo, consiste en un producto que, en disolución acuosa, se halla más concentrado en la

superficie de contacto con una sustancia no miscible que en la masa del disolvente. Esto es, modifica las condiciones existentes en la interfase entre dos fluidos.

Tasa de Descuento: Tasa que valoriza el dinero a través del tiempo y permite la comparación de flujos de dinero que ocurren en diversos períodos del mismo.

Tectónica Activa: Conjunto de procesos que incluye movimientos actuales de la litósfera.

Tectónica Distensiva: Es aquella en que la resultante de los esfuerzos de una zona consiste en un esfuerzo de tipo tensional, el cual -típicamente- suele producir fallas.

Volcán de Escudo: Volcán con poca elevación y una gran extensión (superficie), compuesto generalmente por lavas basálticas [71].

Volcán Monogenético: Volcán que nace, crece y muere.

Vulcanismo Compuesto: Aquel conformado por derrames de lava y depósitos de flujos piroclásticos (cenizas).