



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, ____26/09/22____

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

_Oscar David Osorio Losada_____, con C.C. No. _1075293480_____,

_Luis Fernando Grajales Moreno_____, con C.C. No. _1075312749_____,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado CONCEPTUALIZACIÓN DE LOS PROCESOS OPERATIVOS DE PERFORACIÓN Y DISEÑO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO PARA POZOS GEOTERMICOS presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

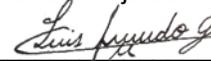
EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Oscar David Osorio Losada

Firma:  _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Luis Fernando Grajales Moreno

Firma:  _____



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN DE BIBLIOTECAS



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Conceptualización de los procesos operativos de perforación y diseño de fluidos de perforación y completamiento para pozos geotérmicos

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Osorio losada	Oscar David
Grajales Moreno	Luis Fernando

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2022

NÚMERO DE PÁGINAS: 97

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 4

Diagramas_X_ Fotografías_X_ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X_ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas_X_ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros_X_

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. _Geotermia_	_geothermal_	6. _____	_____
2. _Pozos geotérmicos _	_ geothermal wells_	7. _____	_____
3. _Fluidos de perforación_	_ drilling fluids_	8. _____	_____
4. _Fluidos de completamiento_	_ completion fluids_	9. _____	_____
5. _Oferta nacional_	_ national offer_	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En el presente trabajo investigativo se hace la recopilación de los aspectos relevantes concernientes a la energía geotérmica, su definición, los equipos y métodos utilizados para la producción de energía, sus usos, avances geotérmicos en Colombia, métodos de exploración, perforación y cementación, fluidos de perforación, aspectos a tener en cuenta a la hora de elaboración de fluidos de perforación, normativa internacional, similitudes y



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

diferencias con la industria de los hidrocarburos, ya que puede ser una alternativa de gran interés para la producción de energías amigables con el medio ambiente en Colombia.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

In the following research work was made the compilation through a literature review of the relevant aspects concerning geothermal energy, its definition, equipment and methods used for energy production, its uses, geothermal advances in Colombia, exploration methods, drilling and cementing, drilling fluids, aspects to consider when making drilling fluids,



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	4 de 4
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

international regulations, similarities and differences with the hydrocarbon industry, drilling and cementing, drilling fluids, aspects to take into account when elaborating drilling fluids, international regulations, similarities and differences with the hydrocarbon industry, since it can be an alternative of great interest for the production of environmentally friendly energy in Colombia.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz Perez

Firma: LHO

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla Camacho

Firma:

CONCEPTUALIZACION DE LOS PROCESOS OPERATIVOS DE PERFORACION Y
DISEÑO DE FLUIDOS DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO PARA POZOS
GEOTERMICOS

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería

Ingeniería de Petróleos

Neiva – Huila

2021

CONCEPTUALIZACION DE LOS PROCESOS OPERATIVOS DE PERFORACION Y
DISEÑO DE FLUIDOS DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO PARA POZOS
GEOTERMICOS

Oscar David Osorio Losada

20151136278

Luis Fernando Grajales Moreno

20152142499

Constanza Vargas Castellanos

Directora

Universidad Surcolombiana

Facultad de Ingeniería

Ingeniería de Petróleos

Neiva – Huila

2021

AGRADECIMIENTOS

Luis Fernando Grajales Moreno

Primeramente, a Dios por todas las oportunidades dadas en mi vida, principalmente mi carrera universitaria. A mi Madre María Claudia y mi abuela María de Jesús, por todos los esfuerzos realizados durante su vida para hacer de mí una persona mejor y más capacitada. A mi hermano y mis tíos por su apoyo incondicional durante mi formación, y a toda mi familia en general.

Oscar David Osorio Losada

Primero al ser creador que hizo todo esto posible, luego le agradezco a mi familia por brindarme todo el apoyo para salir adelante en la carrera y este trabajo de tesis, especialmente a mis padres.

Tabla de Contenidos

AGRADECIMIENTOS	3
1. RESUMEN	6
2. ABSTRACT	7
3. INTRODUCCION	7
4. OBJETIVOS	8
4.1 OBJETIVO GENERAL.....	8
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	8
5. ESTADO DEL ARTE, BASE CONCEPTUAL DE ENERGÍA GEOTÉRMICA Y OFERTA A NIVEL NACIONAL	9
5.1 Antecedentes y Generalidades	9
5.2 Recurso Geotérmico.....	10
5.3 Clasificación de la Energía Geotérmica.....	13
6. LA ENERGÍA GEOTÉRMICA Y SU PANORAMA EN COLOMBIA.....	16
6.1 Introducción	16
6.2 Definición de Áreas Geotérmicas	17
6.2.1 Bloques Geotérmicos	18
6.2.2 Consideraciones geológicas	19
6.3 Antecedentes de Estudios en Colombia	21
6.3.1 Mapa Preliminar de Gradientes Geotérmicos en Colombia.....	23
6.3.2 Estado energético de Colombia.....	26
6.4 Potencial Geotérmico en Colombia.....	27
6.4.1 Estimaciones del potencial geotérmico.....	28
6.4.2 Usos del Recurso Geotérmico en Colombia	30
6.4.3 Barreras para el Desarrollo.....	30
6.4.4 Proyectos en desarrollo	32
6.5 Proyectos Geotérmicos Asociados a Pozos Petroleros	43
6.5.1 Proyecto Parex Campo Maracas	43
6.5.2 Campo Rumba.....	44
6.5.3 Campo Chichimene.....	44
7. OPERACIONES EN PERFORACIÓN DE POZOS GEOTÉRMICOS	45
7.1 La perforación de Pozos Geotérmicos.	45
7.1.1 Planificación de la Perforación de un Pozo Geotérmico.....	46
7.1.2 Diseño de un Pozo Geotérmico.....	47

7.1.3	Perforación de Pozos Exploratorios	48
7.1.4	Perforación de Pozos de Desarrollo	48
7.2	Selección del Equipo de Perforación.	49
7.2.1	Torres de Enfriamiento.....	49
7.2.2	Brocas.....	51
7.2.3	Crossover.....	52
7.2.4	Martillos de Percusión.....	53
7.2.5	Drill Pipe	53
7.2.6	Tubos de perforación con aislamiento.	54
7.2.7	Ensamblaje de Fondo (BHA)	55
7.2.8	Motor Direccional	56
7.3	Técnicas de perforación geotérmica.....	57
7.3.1	Circulación Inversa de Doble Tubo	58
7.3.2	Perforación Bajo Balance.....	58
7.3.3	Perforación Direccional.....	59
8.	FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA POZOS GEOTÉRMICOS.....	60
8.1	Generalidades acerca de los Fluidos para Perforar Pozos Geotérmicos	60
8.2	Tipos de Fluidos Utilizados en Perforación de Pozos Geotérmicos	61
8.2.1	Lodos Base Agua	61
8.3	Propiedades de los Fluidos de Perforación para Pozos Geotérmicos.....	64
8.3.1	Densidad.....	64
8.3.2	Viscosidad.....	64
8.3.3	Filtrado	66
8.3.4	pH.....	68
8.4	Caso Aplicado	68
9.	CEMENTACIÓN DE POZOS GEOTÉRMICOS	69
9.1	Operaciones de cementación en pozos geotérmicos	69
9.1.1	Cementación Primaria.....	70
9.1.2	Cementación para Pérdida de Circulación	70
9.1.3	Cementación por Circulación Inversa.....	70
9.2	Fluido de Cementación Espumado para Pozos Geotérmicos.....	72
10.	PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS GEOTERMICOS.....	73
10.1	Problemas Operacionales Durante La Perforación De Pozos Geotérmicos	73
10.1.1	Pérdidas de Circulación.....	73

10.1.2	Pega de Tubería.....	74
10.1.3	Inestabilidad de Pozo	74
10.2	Sismicidad en Entornos Geotérmicos:.....	75
11.	NORMATIVA APLICABLE EN LA FABRICACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN GEOTÉRMICA.....	77
11.1	Normativa Colombiana.....	77
11.1.1	Clase de recurso y propiedad:	77
11.1.2	Definición y uso del recurso:	77
11.1.3	Gestión del recurso:.....	78
11.2	Otras Normas de Interés	80
12.	IMPACTO AMBIENTAL DE LOS PROYECTOS GEOTÉRMICOS	82
12.1	Generalidades sobre Apreciaciones Ambientales de la Perforación de Pozos Geotérmicos	82
12.1.1	Emisiones Atmosféricas.....	83
12.2	Impacto Ambiental Durante la Perforación.....	84
12.2.1	Perturbaciones Superficiales	85
12.2.2	Gestión de Residuos	85
12.2.3	Gestión del Ruido.....	86
12.2.4	Emisiones de Gas	86
12.2.5	Uso del Agua.....	86
12.2.6	Salud y Seguridad.....	86
13.	CONCLUSIONES	88
14.	RECOMENDACIONES.....	89
15.	ANEXOS	90
16.	BIBLIOGRAFIA	93

1. RESUMEN

En el presente trabajo investigativo se hace la recopilación de los aspectos relevantes concernientes a la energía geotérmica, su definición, los equipos y métodos utilizados para la producción de energía, sus usos, avances geotérmicos en Colombia, métodos de exploración, perforación y cementación, fluidos de perforación, aspectos a tener en cuenta a la hora de elaboración de fluidos de perforación, normativa internacional, similitudes y diferencias con la industria de los hidrocarburos, ya que puede ser una alternativa de gran interés para la producción de energías amigables con el medio ambiente en Colombia.

2. ABSTRACT

In the following research work was made the compilation through a literature review of the relevant aspects concerning geothermal energy, its definition, equipment and methods used for energy production, its uses, geothermal advances in Colombia, exploration methods, drilling and cementing, drilling fluids, aspects to consider when making drilling fluids, international regulations, similarities and differences with the hydrocarbon industry, drilling and cementing, drilling fluids, aspects to take into account when elaborating drilling fluids, international regulations, similarities and differences with the hydrocarbon industry, since it can be an alternative of great interest for the production of environmentally friendly energy in Colombia.

3. INTRODUCCION

La prospección y explotación de yacimientos geotérmicos es una fuente de energía limpia y renovable; los procesos operativos presentan gran similitud con la perforación y operación de pozos petroleros, por lo que estudiar investigaciones y actividades realizadas en pozos geotérmicos plantean paralelos conceptuales con la perforación de pozos petroleros bajo condiciones extremas, como la exposición a altas presiones y temperaturas (HPHT) y a zonas altamente fracturadas, propias de los entornos geotérmicos; lo que presupone técnicas de perforación, fluidos de perforación y completamiento y condiciones operacionales con altos estándares para atender la problemática típica de este tipo de pozos.

4. OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la compilación de los procesos operativos para la perforación y estrategias de diseño de los fluidos de perforación y completamiento, capaces de resistir las condiciones extremas de presión y temperatura (HTHP) de los pozos geotérmicos.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Construir una base conceptual de energía geotérmica, oferta a nivel nacional y estado del arte.
- Construir un documento matriz de las operaciones de perforación de pozos geotérmicos, en lo referente a las técnicas de perforación y a los fluidos empleados, caracterizando la problemática principal y cómo debe ser atendida.
- Consolidar la normativa aplicable en la fabricación de fluidos para la perforación de pozos geotérmicos. Elaborar flujogramas de operaciones y del diseño de los fluidos.

5. ESTADO DEL ARTE, BASE CONCEPTUAL DE ENERGÍA GEOTÉRMICA Y OFERTA A NIVEL NACIONAL

El calor es una forma de energía y la energía geotérmica es el calor contenido en el interior de la Tierra que genera fenómenos geológicos a escala planetaria; el término energía geotérmica es a menudo utilizado para indicar aquella porción del calor de la Tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre. (Dickson & Fanelli, 2004)

5.1 Antecedentes y Generalidades

La energía geotérmica viene siendo utilizada desde hace siglos con fines térmicos, pero la producción de electricidad a partir del calor de la tierra es mucho más reciente.

El primero en hacerlo fue Piero Ginori Conti en Larderello, Italia, en 1904. Un siglo después, aquella tierra de la Toscana sigue produciendo, indefinidamente energía renovable, calor y electricidad. (hasta 547 MW), sin embargo, la utilización del calor fue lo que más rápidamente ensanchó horizontes. En 1930 Islandia fue el primer país en organizar un servicio de calefacción geotérmica doméstico a gran escala, concretamente en la ciudad de Reykjavic. En la década anterior ya se había empezado a utilizar la geotermia para calentar invernaderos. La primera aplicación industrial del calor de la tierra tuvo lugar, sin embargo, muy lejos de la isla de los volcanes. Fue en una fábrica de pulpa y papel de Kawerau, en Nueva Zelanda, allá por los cincuenta.

En Islandia, apenas unos años después, comienzan a emplear el calor generado por la tierra en la industria textil en el lavado de lanas. Más allá de esos hitos concretos de la historia, es, tras la crisis del petróleo, cuando el interés por esta fuente limpia de energía se dispara en todo el mundo. Así, entre 1975 y 1995, el crecimiento medio de la electricidad geotérmica alcanza el 9% anual, mientras los usos directos crecen a razón de seis puntos porcentuales al año, tasas ambas altísimas si las comparamos con las registradas por otras fuentes de energía no renovables y más contaminantes. A lo largo de los últimos años, sin embargo, ese crecimiento se ha ralentizado ligeramente. No obstante, la utilización de bombas de calor para aprovechar las fuentes geotérmicas y los avances en el conocimiento de la roca seca caliente (hot dry rock) hacen prever un relanzamiento de la geotermia, sobre todo para climatización dentro del sector de la construcción.

Los yacimientos de alta temperatura fueron los primeros en ser aprovechados para generar electricidad, el primer aprovechamiento eléctrico tuvo lugar en Larderello, como ya se ha mencionado anteriormente. Según la Asociación Internacional de Geotermia, hay plantas que producen electricidad a partir del calor de la tierra en 23 países. En Islandia la geotermia ya genera el 18% de la electricidad; en Filipinas, y según datos del Banco Mundial, hasta el 27%.

No obstante, es la calefacción el uso más frecuente de esta fuente limpia de energía. Según, John W. Lund, director del Geo-Heat Center de Oregón, la calefacción de espacios estaría, entre los usos directos, el más frecuente en todo el mundo con un 33%, baños, saunas y similares alcanzarían una cuota del 19%; los invernaderos el 14%; la bomba de calor para calefacción y aire

acondicionado un 12%; el calentamiento de agua de piscifactoría el 11%; y la industria el 10% restante. (Cárcel & Martínez, 2015)

Existen 3 tipos de plantas para generar energía eléctrica procedente de los recursos geotérmicos, se determinaron en función de las características, naturaleza y profundidad del fluido geotermal disponible:

- Plantas de vapor seco: el fluido proviene de fracturas del suelo, el vapor se caracteriza por su estado de saturación y no es tratado de ninguna manera, es dirigido a las turbinas para comenzar a generar electricidad.
- Plantas flash: el fluido que llega a la superficie es una mezcla de vapor y líquido, la presión dependerá del pozo y de la temperatura. Antes de encaminarlo a las turbinas, se dirige a unos separadores de vapor y agua, en donde el vapor se conduce para generar electricidad y el líquido se deshecha.
- Plantas de ciclo binario: es utilizada cuando la temperatura del recurso geotérmico no es demasiado alta (entre 120-150°C) o el fluido geotérmico tiene una elevada salinidad. Se basan en evitar el uso directo del fluido termal y utilizar un fluido secundario, normalmente de carácter orgánico, que tenga un comportamiento termodinámico mejor, es decir, bajo punto de ebullición y alta presión de vapor a bajas temperaturas. El fluido geotermal entrega el calor al fluido secundario a través de un intercambiador de calor, y este fluido es calentado y vaporizado. Este vapor acciona la turbina y posteriormente es enfriado y condensado.

Las principales emisiones de las plantas geo termoeléctricas consisten en vapor de agua, con un contenido mínimo de gases. Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) que se liberan son comparables con las que se emitirían a la atmósfera por descargas naturales (fumarolas o géiseres), son pequeñas a comparación de emisiones por quema de combustibles fósiles. En los desarrollos modernos de construcción los sistemas de calefacción y refrigeración que utilizan energía geotérmica consiguen una reducción en la emisión de CO₂ de hasta el 10%.

La generación de electricidad siempre producirá emisiones, pero éstas van a depender del tipo de fuente que sea utilizada. Por ejemplo, las emisiones de CO₂ por quema de gas se traducen a 453 gramos por kilowatt/hora, utilizando hidrocarburos como el petróleo, obtenemos 906 gramos por kilowatt/hora y utilizando carbón 1042 gramos por kilowatt/hora. En contraste, la geotermia produce entre 13 y 272 gramos de CO₂ por kilowatt/hora. Considerando estos factores, la generación geo termoeléctrica mundial ha disminuido considerablemente la liberación de toneladas de dióxido de carbono, 32 mil toneladas de óxidos de nitrógeno, 78 mil toneladas de óxidos de azufre y 17 mil toneladas de partículas dañinas a la atmósfera, todo esto comparado si se utilizara una producción equivalente a las plantas carboeléctricas. (Fuentes, 2020)

5.2 Recurso Geotérmico

Los sistemas geotérmicos pueden ser descritos esquemáticamente, como se presenta en la figura 1, como la convección de agua en la parte superior de la corteza terrestre, la cual, en un espacio confinado, transfiere calor desde una fuente de calor a la superficie. La fuente de calor, el reservorio, el área de recarga y las vías de conexión por las cuales el agua superficial ingresa en el

reservorio (que en la mayoría de los casos emerge nuevamente a la superficie), constituyen las partes fundamentales de un sistema hidrotermal. La existencia de un sello, integrado por unidades o estructuras geológicas que actúan de cubierta impermeable, cierra el sistema favoreciendo la concentración de calor.

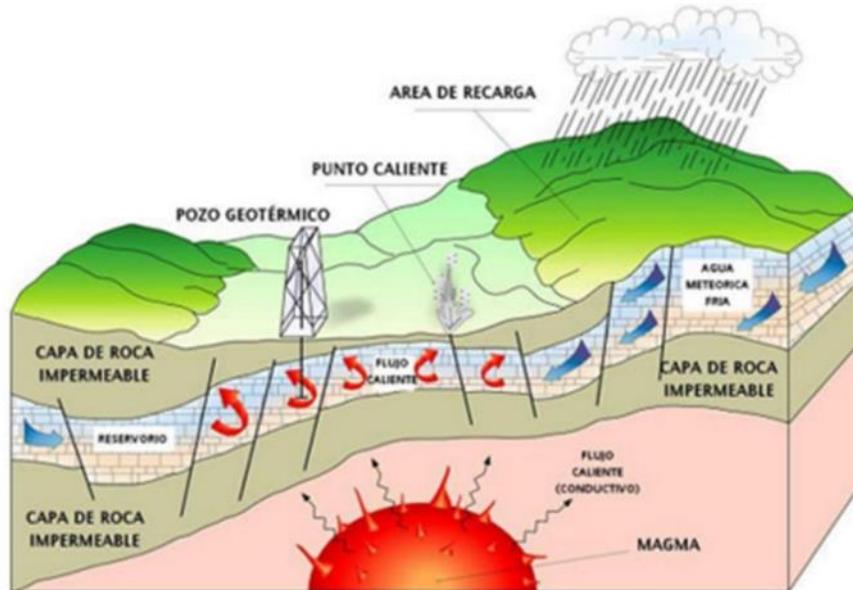


Figura 1. Representación sistema geotérmico. (Velandia, 2016)

Los recursos geotérmicos se encuentran generalmente confinados en áreas de la corteza terrestre donde el flujo de calor, más alto que en áreas vecinas, calienta el agua contenida en rocas permeables en profundidad (reservorios). Los recursos con el mayor potencial se encuentran principalmente concentrados en los límites entre placas, donde la actividad geotérmica tal como manantiales calientes, fumarolas, geiseros, etc, es frecuente. Los volcanes activos también constituyen un tipo de actividad geotérmica, pero con características particulares. También existen sistemas geotérmicos en regiones no afectadas por fenómenos volcánicos recientes, ya sea con flujo de calor elevado o normal. La circulación profunda de fluidos a través de fallas o estratos plegados, adelgazamiento de la corteza o calor residual de cuerpos ígneos instruidos en la corteza pueden ser fenómenos que generen campos geotérmicos.

Las zonas activas constituyen sectores propicios donde la convección magmática permite la concentración de flujo de calor, aumentando el gradiente geotérmico a valores sensiblemente mayores que los normales, entendiéndose como gradiente geotérmico al aumento de la temperatura en la corteza terrestre en función de la profundidad, el cual normalmente es de 33°C por kilómetro. Sin embargo, existen regiones donde el valor de dicho gradiente es varias veces superior al normal. Las temperaturas originadas varían entre los 150° y 350°C a profundidad muy variable, posibilitando la producción de fluidos de alta temperatura. Estas regiones se relacionan con los sistemas geotérmicos de alta temperatura y, aunque sólo se limitan a ciertos sectores de la corteza, su interés radica en la posibilidad de producir energía eléctrica.

En las regiones donde la corteza terrestre tiene un comportamiento relativamente estable, como el que ofrecen las plataformas continentales, existen áreas que presentan concentración de calor con flujos que tienen gradientes del orden de los 30°C a los 50°C por kilómetro de profundidad. Si en estas regiones existen estructuras favorables y se pueden realizar perforaciones apropiadas, es posible obtener fluidos con temperaturas del orden de los 50°C a 100°C a profundidades relativamente someras. Estas corresponden a los sistemas geotérmicos de baja temperatura, ampliamente distribuidos y en una gran variedad de ambientes geológicos; sus aplicaciones están vinculadas a un uso directo del calor en múltiples emprendimientos económicos.

La energía geotérmica virtualmente puede ser provista en cualquier lado. De todos modos, la mayoría de los sistemas geotérmicos de alta y media temperatura, los cuales son los mejores para la generación de energía eléctrica, se encuentran localizados en las cercanías de la actividad volcánica, como por ejemplo a lo largo de los bordes de las placas tectónicas (zonas de subducción, como la mayoría del “Anillo de Fuego” del Pacífico), dorsales medio oceánicas (como Islandia o las Azores), rifts oceánicos (como el Rift de África Oriental) o hot spots (como Hawái). En la figura 2 pueden identificarse cada una de estas zonas alrededor del mundo (Irena, 2017 citado en (Gonzalez, 2019))

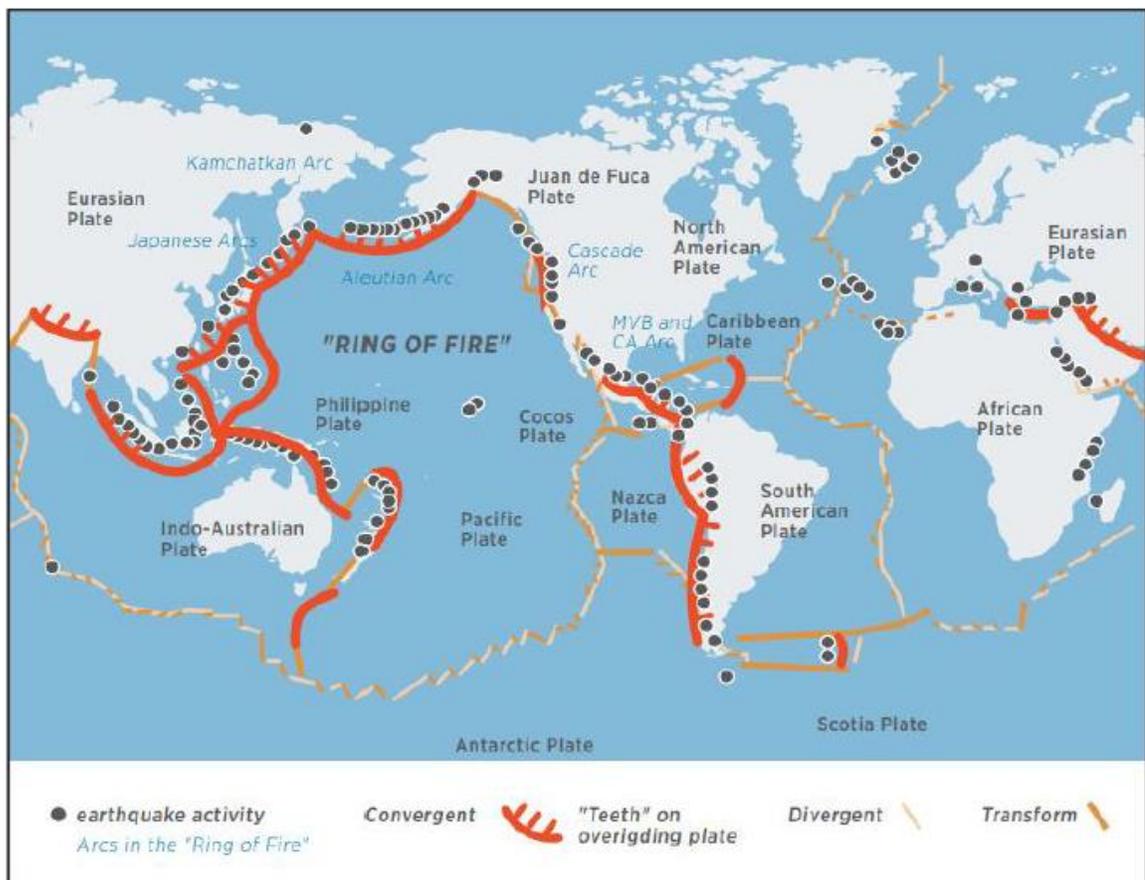


Figura 2. Placas tectónicas y actividad geológica global. Irena, citado en (Gonzalez, 2019)

Para el caso de la generación de energía eléctrica, es necesario disponer de recursos de alta o media entalpía, los cuales normalmente se encuentran localizados en regiones donde las placas tectónicas están activas.

La principal ventaja de esta tecnología es que es que a pesar de ser una energía de fuente renovable no depende de las condiciones climáticas y posee altos factores de capacidad; es por eso por lo que la geotermia es capaz de proveer energía eléctrica de base, así como también ofrecer servicios auxiliares de flexibilidad en el corto y largo plazo en algunos casos.

Existen diferentes tecnologías para aprovechar la geotermia con diferentes niveles de madurez. Las tecnologías para usos directos tal como calentamiento urbano, bombas de calor geotérmicas, invernaderos entre otras aplicaciones ampliamente usadas pueden considerarse maduras. La tecnología utilizada para la generación de energía eléctrica a partir de reservorios hidrotermales con alta permeabilidad también es madura y rentable, dado que se explota desde 1913. En la figura 3 se grafican las tres tecnologías que más se utilizan para explotar el recurso geotérmico (U.S. Department of Energy, 2019 citado en (Gonzalez, 2019)). Con las plantas que utilizan tecnología dry steam (vapor seco) y flash se alcanzan temperaturas de más de 180°C. Los campos de temperatura media son cada vez más utilizados para desarrollar plantas binarias. Adicionalmente, nuevas tecnologías están siendo desarrolladas, como los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS, Enhanced Geothermal Systems). (Gonzalez, 2019)

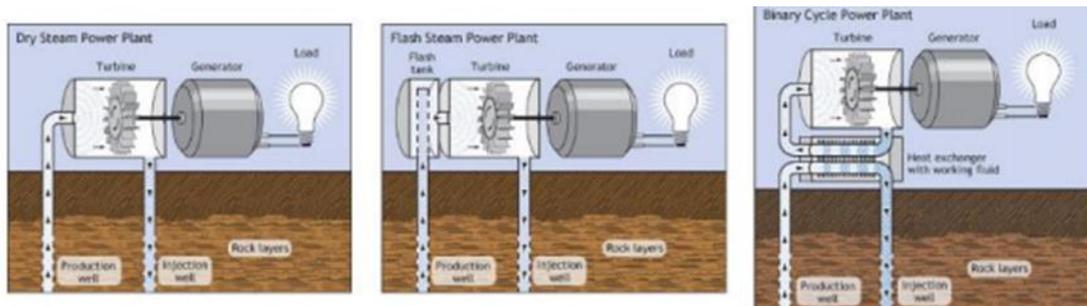


Figura 3. (a) Tecnología dry steam (vapor seco). (b) Tecnología Flash. (c) Tecnología Binaria. Fuente: (U.S. Department of Energy, 2019 citado en (Subsecretaría de Energías Renovables Eficiencia Energética, 2019))

5.3 Clasificación de la Energía Geotérmica

Ya definida la energía geotérmica, esta fuente de energía renovable y potencialmente utilizable en una gran variedad de sectores en la actualidad, podemos clasificarla en dos formas diferentes, según la temperatura del subsuelo en la que podemos encontrarla, o bien atendiendo a las tecnologías utilizadas para su extracción. (Llopis & Angulo, 2008 citado en (Cárcel & Martínez, 2015)). Para una mejor explicación se adjuntan las tablas 1 y 2, donde se refleja el tipo de yacimiento y sus temperaturas de extracción, así como la posterior utilización de dicha energía extraída. Hay que mencionar, que, para la climatización a base de energía geotérmica en edificios, solamente se utilizará la energía geotérmica de muy baja entalpía y baja entalpía, mediante la utilización de bombas de calor geotérmicas. (Cárcel & Martínez, 2015)

TIPO DE YACIMIENTO		RANGO DE TEMPERATURA	USO PRINCIPAL
Muy Baja Entalpía	Subsuelo con/sin Agua	$5\text{ °C} < T < 30\text{ °C}$	Climatización
	Aguas Subterráneas	$10\text{ °C} < T < 30\text{ °C}$	
Baja Entalpía	Aguas Termales	$22\text{ °C} < T < 50\text{ °C}$	Balnearios, Acuicultura
	Zonas Volcánicas	$T < 100\text{ °C}$	Calor Distrito
	Almacenes Sedimentarios Profundos		
Media Entalpía		$100\text{ °C} < T < 150\text{ °C}$	Electricidad Ciclos Binarios
Alta Entalpía		$T > 150\text{ °C}$	Electricidad

Tabla 1. Clasificación Según la Temperatura del Suelo (IGC. Instituto Geológico de Cataluña, 2014 citado en (Cárcel & Martínez, 2015))

TECNOLOGÍA	TIPO DE YACIMIENTO	TEMPERATURA
Bomba de Calor	Muy Baja Entalpía	$5\text{ °C} < T < 30\text{ °C}$
Uso Directo Bomba de Calor	Baja Entalpía	$30\text{ °C} < T < 100\text{ °C}$
Ciclos Binarios	Media Entalpía	$100\text{ °C} < T < 150\text{ °C}$
Uso Directo Ciclo Binario	Alta Entalpía	$T > 150\text{ °C}$

Tabla 2. Según Tecnología de Extracción (IGC. Instituto Geológico de Cataluña, 2014 citado en (Cárcel & Martínez, 2015), p.104)

Las condiciones para que un yacimiento sea considerado como un yacimiento geotérmico son mencionadas a continuación por (DiPippo, 2012 citado en (Palacio et al., 2020)):

- Una gran fuente de calor a una profundidad técnica y económicamente viable
- Un reservorio permeable
- Suficiente suministro de fluido geotérmico (agua al estado líquido o vapor)
- Una capa sello superior (roca impermeable)
- Un mecanismo de recarga confiable

La necesidad de una alta temperatura puede compensarse con una mayor profundidad de perforación y la ausencia del agua circulante en el reservorio puede solucionarse con su inyección desde la superficie. (Chamorro-Camazón, 2009 citado en (Palacio et al., 2020))

Ha sido entonces posible que el aprovechamiento del calor se concrete, gracias a la implementación de técnicas que permiten asegurar la permeabilidad y circulación de fluidos a través de los Sistemas Geotérmicos Mejorados (EGS por sus siglas en inglés). (Bendall et al., 2014 citado en (Palacio et al., 2020))

Esta tecnología ha sido desarrollada desde el año 1970 con el concepto HDR (Hot Dry Rock) (Tenzer, 2001), lo que permite garantizar la viabilidad en la extracción de calor y generación

de energía mediante la perforación a grandes profundidades y creación de fracturas en la formación geológica impermeable. (Brace, 1980 citado en (Palacio et al., 2020))

Para esto, se requiere la ayuda de procesos de fracturación hidráulica, un proceso que busca generar fracturas en la roca, y/o aumentar el tamaño, la extensión y la conectividad de las existentes. (Burton et al., 2014 citado en (Palacio et al., 2020)). Esta práctica es utilizada para la optimización de la productividad en pozos donde la alta temperatura y la permeabilidad se dan simultáneamente (Olasolo, 2014). Para la estimulación donde los recursos hidrotermales no se encuentran presentes (McClure y Horne, 2014). Las principales etapas de desarrollo de un sistema EGS se muestran esquemáticamente en la figura 4.

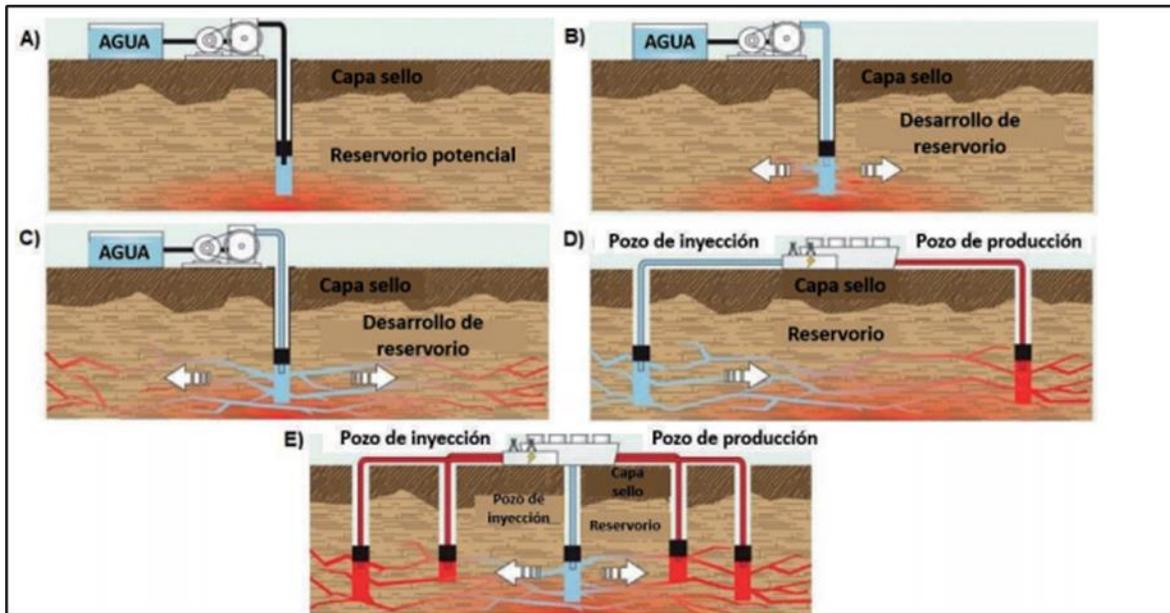


Figura 4. Etapas de un EGS. A. Un pozo de inyección es perforado en un basamento de alta temperatura, de baja permeabilidad y con poca cantidad de fluidos. B. Se inyecta agua con suficiente presión para asegurar un nuevo fracturamiento o la apertura de las fracturas existentes. C. Se continúa el bombeo de agua al interior del reservorio para expandir las fracturas. D. Un pozo de producción es perforado con la intención de interceptar el sistema de fracturas para extraer el calor del yacimiento estimulado. E. Pozos de producción adicionales son perforados para extraer grandes volúmenes de calor y utilizar estos recursos para la generación eléctrica, entre otros usos (tomado y modificado de U.S. (Department of Energy, 2004 citado en (Palacio et al., 2020)).

6. LA ENERGÍA GEOTÉRMICA Y SU PANORAMA EN COLOMBIA

6.1 Introducción

En Colombia se han presentado dos crisis energéticas en menos de 23 años y aún la electricidad proviene principalmente de plantas hidroeléctricas y en segundo lugar de combustibles fósiles como el petróleo, carbón, gas natural y gas licuado del petróleo, cuyas reservas se están agotando rápidamente y el desabastecimiento energético, cada vez más notorio en nuestro país. Por otro lado, con el fenómeno del niño, que se presenta cíclicamente en países del pacífico, se disminuye drásticamente los niveles de las fuentes hídricas, abastecedoras de las hidroeléctricas, y en Colombia aún no se tienen planes de contingencia para el momento en que sus principales fuentes de energía se vean desabastecidas. (Pabón & Castillo, 2016), por lo que es necesario ampliar el portafolio energético del país en pro de lograr un mejor aprovechamiento de los recursos, evitar las crisis energéticas, y disminuir las emisiones de efecto invernadero, para lo cual la energía geotérmica es una posibilidad que valdría la pena revisar.

6.2 Definición de Áreas Geotérmicas

En la tabla 3 podemos observar las distintas identificaciones que se han hecho de las áreas geotérmicas importantes a través de distintos estudios.

Área geotérmica	Referencia de la Identificación
Complejo volcánico Chiles- Cerro Negro	OLADE y Geotérmica Italiana (1982)
Volcán Azufral	
Volcán Doña Juana	
Volcán Sotará	
Volcán Puracé	
Volcán de Paipa	
Volcán Galeras	
Volcán Cumbal	
Volcán Nevado del Huila	
Volcán Cerro Bravo	
Volcán Nevado del Ruiz Sectores: Nereidas-Botero Londoño	CHEC, CONTECOL, Geotérmica Italiana (1983); Geocónsul (1992)
Villamaría-Termals	
Haciendo Granates	
Volcán Paramillo de Santa Rosa	
Laguna del Otún	
Volcán Nevado del Tolima	SGC (2013)
Volcán Cerro Machín	
San Diego	SGC (2020)
Volcán de Sibundoy	
Caldera Gabriel López	
Sotará – Sucubún	
Iza	

Tabla 3. Áreas con recursos hidrotermales, identificados en Colombia. (Alfaro et al., 2020)

Las áreas geotérmicas se consideran como zonas de estudio en donde se han hecho, o se proyecta hacer, trabajos de exploración por parte del SGC y que fueron definidas con base en atributos geológicos y la localización de los manantiales termales. Se deben entender como áreas preliminares donde, en muchos casos, no se ha realizado el reconocimiento de campo. Hasta el momento, solamente se han realizado trabajos de exploración (geología, geofísica y geoquímica) en seis de estas áreas. Lo anterior quiere decir que dichas áreas pueden variar (en extensión) a medida que se conozca más acerca de ellas. Independiente de lo anterior, el cálculo del potencial no se basó en el tamaño del área geotérmica sino más bien, en el área generada por un buffer alrededor de un manantial o la unión de varios manantiales termales. No se tienen en cuenta los sistemas geotérmicos ciegos, es decir, que la delimitación de las áreas es basada en características visibles en superficie, pero no se descarta el potencial geotérmico que pueda existir sin mostrar manifestación superficial, o incluso estar en zonas no volcánicas y en cuencas sedimentarias. Un total de 21 áreas geotérmicas se han definido en todo el territorio colombiano como se muestra en

la figura 5, separadas geográficamente y relacionadas directamente a la presencia de actividad volcánica. Del total de las áreas, solo dos se encuentran en la Cordillera Oriental, Paipa e Iza. La mayoría se ubican en la Cordillera Central, estas son: San Diego, Cerro Bravo, Villamaría – Terales, Nereidas Botero Londoño, Hacienda Granates, Santa Rosa, Laguna de Otún, Nevado del Tolima, Cerro Machín, volcán del Huila, caldera Gabriel López, caldera Paletará, volcanes de Sotará – Sucubún, volcanes Doña Juana-Las Ánimas, volcanes Galeras-Morasurco y el volcán de Sibundoy. En el límite del flanco occidental de la Cordillera Central y flanco oriental de la Cordillera Occidental se encuentran las áreas geotérmicas de Azufral, Cumbal y Chiles - Cerro Negro.

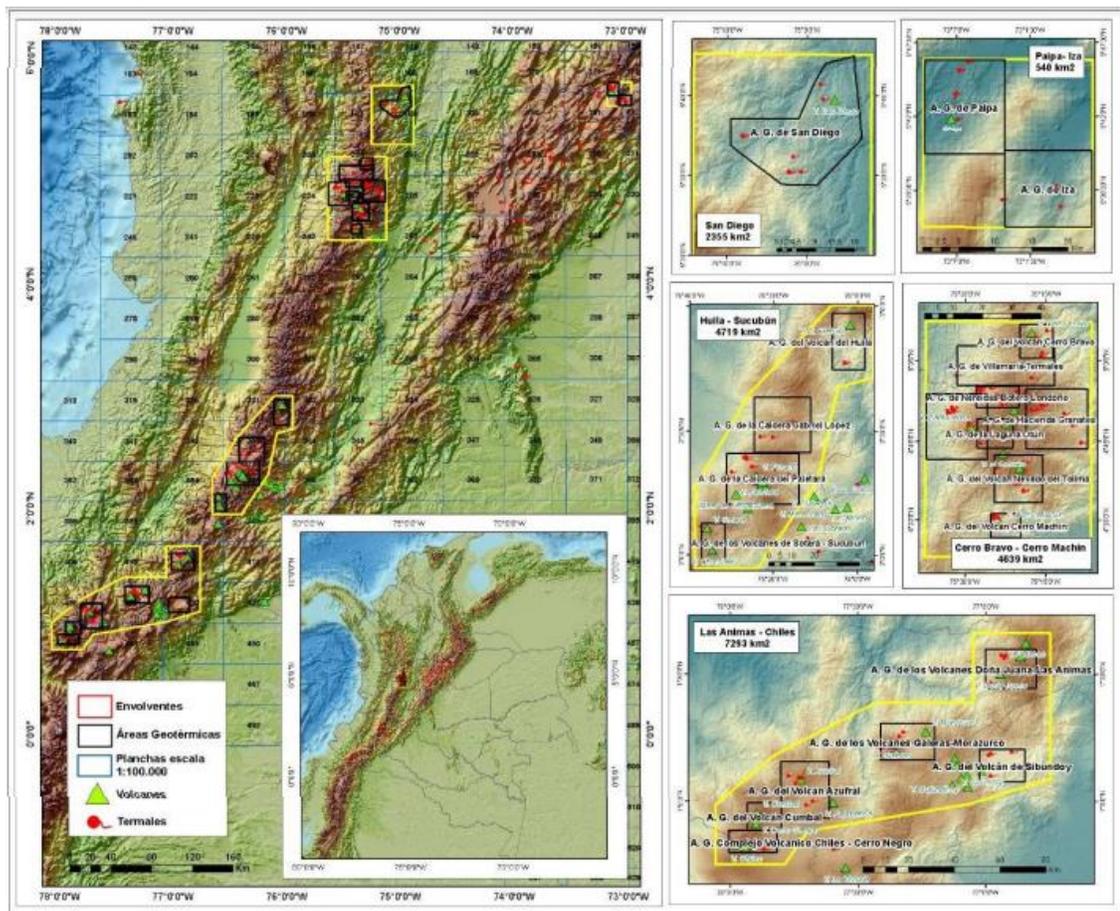


Figura 5. Localización de las áreas geotérmicas (polígonos negros) y bloques geotérmicos (polígonos amarillos). (Alfaro et al., 2020)

6.2.1 Bloques Geotérmicos

Los bloques son polígonos que agrupan diferentes áreas geotérmicas dependiendo de la ubicación geográfica. En total son cinco bloques, estando una de ellas, San Diego, conformada por una sola área geotérmica. El tamaño y la forma de los bloques se basa en la distribución de las áreas geotérmicas como se evidencia en la figura 5 y en la tabla 4, dejando un espacio considerable

más allá del límite de las áreas de estudio. El bloque Paipa – Iza agrupa a estas dos áreas geotérmicas. El bloque Cerro Bravo – Cerro Machín agrupa ocho áreas, el bloque Huila - Sucubún agrupa cinco áreas, mientras que el bloque Las Ánimas – Chiles agrupa seis áreas geotérmicas.

Área Geotérmica	Área (Km2)	Bloque	ÁREA (Km2)
A. G. de Paipa	143	Paipa – Iza	540
A. G. de Iza	127		
A. G. de San Diego	495	San Diego	2355
A. G. del Volcán Cerro Bravo	133	Cerro Bravo – Cerro Machín	4639
A. G. de Villamaría-Termal	457		
A. G. de Nereidas-Botero Londoño	108		
A. G. de Hacienda Granates	363		
A. G. del Volcán de Santa Rosa	473		
A. G. de la Laguna de Otún	123		
A. G. del Volcán Nevado del Tolima	280		
A. G. del Volcán Cerro Machín	88		
A. G. del Volcán del Huila	359	Huila – Sucubún	4719
A. G. de la Caldera Gabriel López	606		
A. G. de la Caldera del Paletará	741		
A. G. de los Volcanes de Sotará – Sucubún	246		
A. G. de los Volcanes Doña Juana - Las Ánimas	378		
A. G. de los Volcanes Galeras - Morasurco	381	Las Ánimas – Chiles	7293
A. G. del Volcán de Sibundoy	283		
A. G. del Volcán Azufra	516		
A. G. del Volcán Cumbal	176		
A. G. Complejo Volcánico Chiles – Cerro Negro	203		

Tabla 4. Tabla Áreas y bloques geotérmicos. (Alfaro et al., 2020)

6.2.2 Consideraciones geológicas

Las descripciones de la geología de las áreas geotérmicas, así como del posible reservorio presentadas en las fichas geológicas, se basaron en los mapas y cortes geológicos a diferentes escalas descritos en trabajos anteriores. En el caso de la descripción de reservorio geotérmico, se describió la geología deducida por los cortes, a una profundidad mínima y máxima de 0.5 y 3 km respectivamente. De cualquier manera, el cálculo del potencial no tuvo en cuenta la litología de

cada reservorio, debido a que se tomaron los mismos valores de propiedad físicas de las rocas para todas las áreas geotérmicas. Inicialmente, y sin tener información de perforaciones para confirmar lo contrario, se cree que la permeabilidad de la mayoría de los posibles reservorios estaría dada por porosidad secundaria en rocas ígneas y metamórficas.

Los resultados de la estimación del potencial energético de los recursos geotérmicos son resumidos a continuación en la tabla 5, para áreas geotérmicas y departamentos, respectivamente.

Área Geotérmica	Termal es	Clúster es	Calor**(EJ)	Interva lo confian za 90%	Calor recupera ble (EJ)	Potencia ** (MWe)	Interva lo confian za 90%
Paipa	14	4	4,31	3,41 a 5,22	0,5	21,50	10,96 a 32,04
Paipa*	14	--	2,87	--	--	20,89	--
Iza	4	3	2,72	2,27 a 3,14	0,3	12,09	6,45 a 178,73
San Diego	15	6	12,51	11,45 a 13,6	1,15	141,85	118 a 165
Volcán Cerro Bravo	8	4	7,94	6,96 a 8,92	0,88	79,73	63,49 a 95,98
Villamaría-Termal es	9	3	4,83	4,03 a 5,62	0,51	38,50	27,39 a 49,71
Nereidas-Botero Londoño	14	5	12,19	10,55 a 13,83	1,31	100,72	71,60 a 129,85
Hacienda Granates	19	9	11,57	10,39 a 12,76	1,36	67,24	52,04 a 82,43
Volcán de Santa Rosa	20	3	10,66	9,27 a 12,05	1,07	137,24	105,6 a 168,9
Laguna Otún	1	1	0,63	0,3 a 0,95	0,08	0,08	0,03 a 0,13
Nevado del Tolima	18	4	8,66	7,50 a 9,82	1,17	82,70	60,70 a 104,71
Volcán Cerro Machín	14	2	10,05	8,29 a 11,81	1,14	129,94	93,65 a 166,23
Volcán del Huila	4	1	0,76	0,37 a 1,14	0,09	0,1	0,03 a 0,16
Caldera Gabriel López	8	4	5,15	4,55 a 5,75	0,57	24,78	19,69 a 29,83
Caldera del Paletará	21	8	14,27	12,86 a 15,67	1,48	117,96	96,13 a 139,78
Volcanes de Sotará – Sucubún	2	2	2,82	2,37 a 3,27	0,3	17,43	12,06 a 22,62

Área Geotérmica	Termal es	Clúster es	Calor**(EJ)	Interva lo confianza 90%	Calor recupera ble (EJ)	Potencia ** (MWe)	Interva lo confianza 90%
Volcanes Doña Juana-Las Animas	6	3	5,30	4,62 a 5,99	0,55	37,84	29,82 a 45,86
Volcanes GalerasMorasurco	8	4	4,87	4,22 a 5,51	0,68	29,49	20,68 a 38,29
Volcán de Sibundoy	4	3	3,09	2,66 a 3,52	0,33	9,8	5,52 a 12,83
Volcán Azufra	8	6	9,6	8,69 a 10,52	0,91	81,9	67,41 a 96,36
Volcán Cumbal	1	2	2,56	1,59 a 3,51	0,25	15,66	5,41 a 25,90
Complejo Volcánico Chiles - Cerro Negro	5	3	4,14	3,5 a 4,8	0,48	23,77	16,98 a 30,55
TOTAL	203	80	138,60	136,76 a 140,43	15,11	1170,20	1138,81 a 1201,58

Tabla 5. Calor almacenado y potencia eléctrica en áreas geotérmicas definidas. (Alfaro et al., 2020)

6.3 Antecedentes de Estudios en Colombia

Principalmente desde 1968 se realizaron los primeros estudios preliminares en Colombia con referencia a la exploración geotérmica, fue específicamente en la zona del Macizo Volcánico del Ruiz. La tabla 6 muestra de manera organizada y en forma breve los acontecimientos importantes relacionados al estudio de la geotérmica. (Abril, 2017)

AÑOS	ACONTECIMIENTOS
1968	Chec y Enel. Realizaron el primer estudio geotérmico en Colombia en el Macizo Volcánico del Ruiz. Se trató principalmente en el reconocimiento y determinación de condiciones ideales para la producción eléctrica, los resultados a pesar de ser positivos no fueron concluyentes debido a la alta incertidumbre sobre esta Zona
1979	Empiezan estudios de reconocimiento de campos geotérmicos entre Colombia y Ecuador, Olade, Aquater, BRGM y Geoteritaliana
1980	Chec. Adelanta etapa de prefactibilidad. “Los estudios geoquímicos, hidrológicos, hallaron fuentes de calor, pero con indecisión dado el desconocimiento de la permeabilidad de formaciones rocosas”,
1997	Chec. Perforación de un pozo con una profundidad de 1466 m en el pozo Nereidas I. Se rompieron las tuberías, por la presencia de rocas duras, pero lograron encontrar agua a 240 °C. “Se encontró permeabilidad primaria pero no permeabilidad secundaria lo cual generó incertidumbre sobre el reservorio”.
1998	Estudios de investigación de los sistemas geotermales de las áreas de los Volcanes Azufral y Cumbal. INGEOMINAS 1998-1999-2008-2009
2000	En el lapso de estos años la Universidad Nacional, INGEOMINAS, y empresas privadas desarrollaron exploraciones en la mayor parte del territorio nacional
2008	INGEOMINAS realiza el Mapa Geotérmico de Colombia
2011-2013	Estudios de prefactibilidad sobre recursos geotérmicos en dos áreas seleccionadas ubicadas en el Macizo Volcánico del Ruiz (ISAGEN, VID/Fondo Japonés. Consorcio NIPPON KOEI-GEOTHERMAL E – INTEGRAL. 2011-2013
2011-2014	Inversiones en metodologías de exploración. Complementación del modelo descripción del subsuelo, asesoría y acompañamiento para la etapa de perforación exploratoria.

Tabla 6. Orden Cronológico de Principales Sucesos en el Estudio de la Geotermia en Colombia. (Abril, 2017)

6.3.1 *Mapa Preliminar de Gradientes Geotérmicos en Colombia.*

El mapa preliminar de gradientes geotérmicos de Colombia representado en la figura 6, es el resultado del trabajo conjunto del Ingeominas y la Agencia Nacional de Hidrocarburos que incluyó el análisis y procesamiento de las mediciones de temperatura registradas en 4.414 pozos en las diferentes cuencas sedimentarias del país y del único pozo geotérmico realizado en Colombia (Nereidas - 1). (Alfaro et al., 2009)

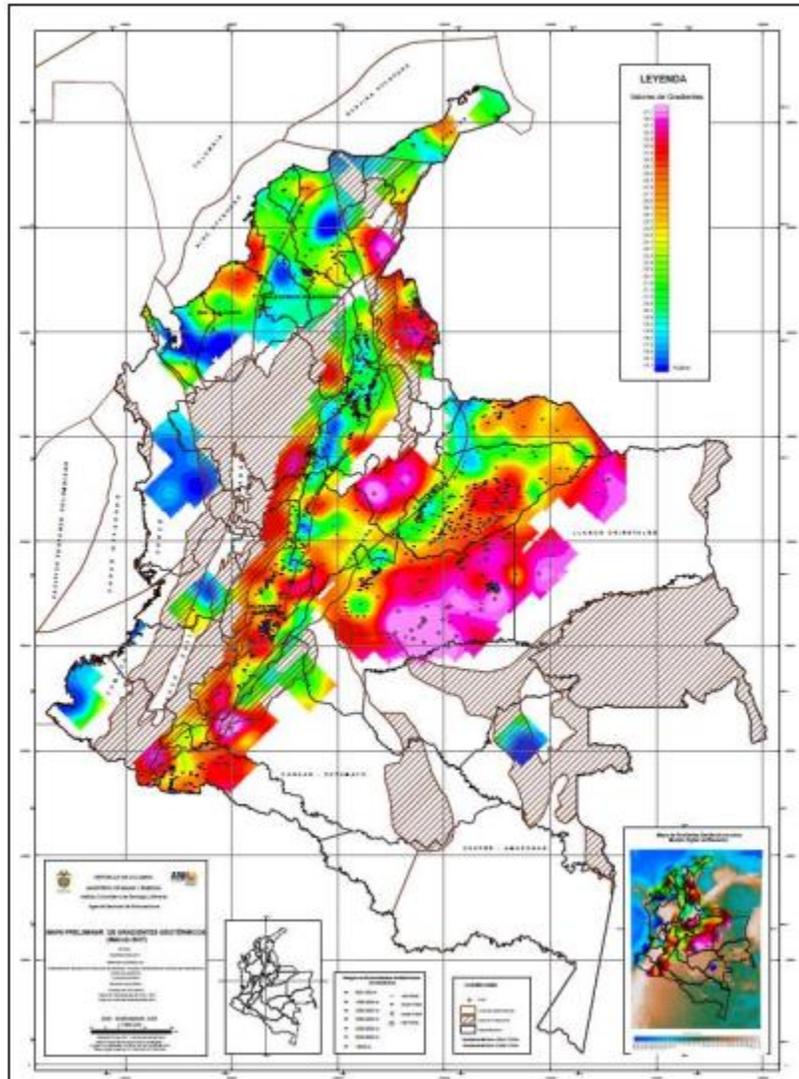


Figura 6. *Mapa Geotérmico Colombiano, citado en (Alfaro et al., 2009)*

Como los flujos de calor terrestre intervienen en los procesos de maduración termal de la materia orgánica que da lugar a los yacimientos de petróleo, gas y carbón, tienen relación directa con los procesos geodinámicos y la composición litológica de la corteza terrestre y pueden constituir importantes fuentes de energía, la realización de este tipo de estudios es de vital

importancia para la industria petrolera, el entendimiento geológico y la economía nacional en general. (Alfaro et al., 2009)

Entre los resultados más relevantes de esta fase del proyecto de elaboración del mapa geotérmico de Colombia se destaca la identificación de: 1) Variaciones verticales de los gradientes geotérmicos en las principales cuencas sedimentarias del país como se muestra en la figura 7. En términos generales se observa que los valores de los gradientes térmicos y su dispersión disminuyen con la profundidad; 2) Cuatro anomalías positivas en el gradiente geotérmico ($>40^{\circ}\text{C}/\text{km}$) en la extensión del territorio continental del país evaluada (alrededor del 55%). Éstas se presentan en las cuencas sedimentarias de los Llanos Orientales, Cordillera Oriental, Caguán - Putumayo y sobre la Cordillera Central; 3) Una anomalía geotérmica en la Cuenca de los Llanos Orientales cuya magnitud no es consistente con la presencia de un basamento estable y que por lo tanto requiere ser analizada con más detalle; 4) Posibles anomalías negativas del gradiente geotérmico con valores inferiores a $20^{\circ}\text{C}/\text{km}$ en las cuencas sedimentarias de Guajira, Guajira Marino, Sinú - San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Urabá, Chocó y Tumaco. Las cuales dada la baja densidad de información requieren ser estudiadas con mayor detalle; y 5) gradiente térmico máximo registrado en Colombia (alrededor de $140^{\circ}\text{C}/\text{km}$) en el pozo Geotérmico Nereidas - 1 ubicado en el flanco occidental del Nevado del Ruiz. (Alfaro et al., 2009)

Cuenca	No. de pozos	Gradiente mínimo (°C/Km)	Gradiente máximo (°C/Km)	Gradiente promedio (°C/Km)	Gradientes	Porcentaje	Rango de profundidad (m) para mediciones de temperatura
					>40 °C/Km	>40 °C/Km	
Valle Medio del Magdalena	2329	6,9	65,4	22,2	17,0	0,7	500-4816
Llanos Orientales	861	8,2	59,4	29,8	59,0	6,9	515-6276
Valle Superior del Magdalena	479	11,2	59,4	27,4	20,0	4,1	516-4019
Catatumbo	398	14,9	54,0	28,1	9,0	2,3	503-3441
Caguán-Putumayo	194	5,0	64,6	29,9	4,0	2,1	530-3702
Valle Inferior del Magdalena	137	9,5	31,4	22,4			705-4276
Cordillera Oriental	113	13,5	53,2	26,6	6,0	5,3	568-5823
Sinú – San Jacinto	54	14,4	60,5	26,9	2,0	3,7	518-3967
Guajira	17	15,2	24,3	20,9			1212-2961
Área no prospectiva (ANP)	7	16,2	139,6				759-5239
Cesar Ranchería	6	22,7	43,7	28,0			565-3371
Chocó	4	14,0	18,2	16,6			1982-4734
Urabá	3	14,4	25,4	18,2			616-3688
Cauca-Patía	2	15,0	25,0				1532-3091
Tumaco	2	15,1	18,4				2374-4355

Tabla 7. Gradientes geotérmicos aparentes estimados para cuencas sedimentarias de Colombia. Resumen. Citado en (Alfaro et al., 2009)

Se realizó un estudio de la variación de la temperatura en función de la profundidad de los pozos existentes en algunas de las principales cuencas del país, dicho estudio se representa en la figura 7, que vemos a continuación.

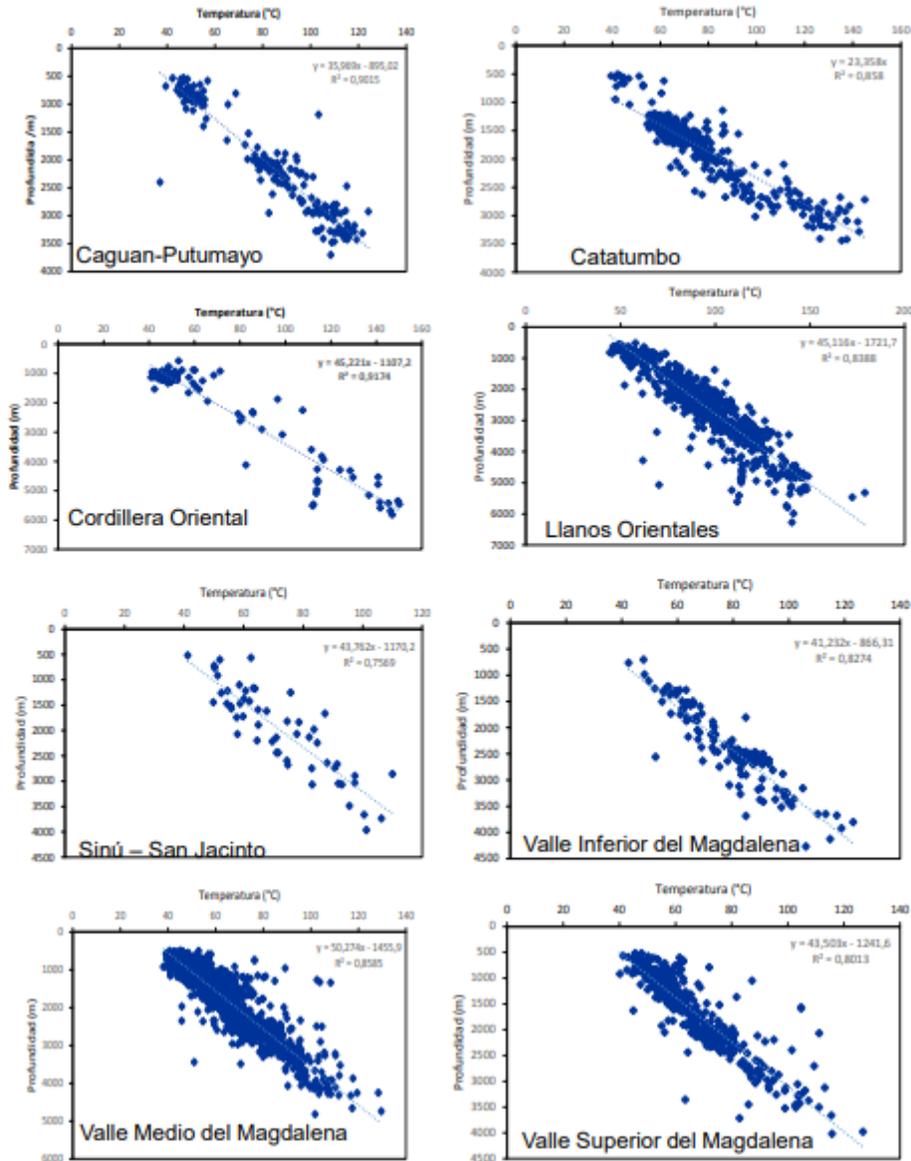


Figura 7. Variación de la temperatura en función de la profundidad en pozos de cuencas con mayor número de datos disponibles. Las temperaturas más altas, por encima de 150°C, son registradas en pozos de las cuencas Catatumbo, Cordillera Oriental y Llanos Orientales. (Alfaro et al., 2009)

6.3.2 Estado energético de Colombia

Según un informe de UPME del 2014 predomina la generación mediante energía Hidráulica (64,1%), combustible fósil (30,9%) y otros: centrales menores de generación de energía, (Abril, 2017). Colombia se encuentra en la búsqueda de ampliar su canasta energética con el propósito de disminuir la dependencia de fuentes no renovables y provenientes de recursos hídricos. Adicionalmente, el país ha definido unos objetivos en los que establece reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% para el 2030. Una de las opciones que puede ser un componente en la solución de ambos objetivos es el empleo de la energía geotérmica, la cual se fundamenta en el uso del calor del subsuelo para fines eléctricos y térmicos. Dicha

energía se caracteriza por ser de generación firme, renovable y con altos factores de capacidad, en torno al 90%, lo que la ha convertido en una energía atractiva a nivel internacional. Colombia, por su posición privilegiada en el cinturón volcánico de los Andes, tiene un potencial geotérmico elevado, el cual a pesar de sus ventajas no ha sido explotado en la actualidad. (Velandia, 2016).

En el caso colombiano la geotermia se considera como un recurso natural renovable y por ende es de propiedad y administración del estado (L. I. Betancur, 2015 citado en (Velandia, 2016)), encabezado directamente por el Ministerio de Ambiente. Los permisos de uso y concesiones del recurso se rigen mediante el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Se dictamina el tiempo de duración de los permisos de estudio, 2 años con posibilidad de prórroga, que se considera corto para el necesario en la ejecución de un proyecto de esta índole, adicional a la entrega de muestras del recurso natural afectado a la autoridad competente (N. Marzolf, 2014 citado en (Velandia, 2016)). Por otra parte, las concesiones necesarias son otorgadas por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), una para la explotación y generación de electricidad y la otra para el uso y mantenimiento del recurso agua, indispensable para llevar a cabo la operación de la central (L. I. Betancur, 2015 citado en (Velandia, 2016)), En términos de pago la energía está sujeta a ley 99, en la cual se dictamina un 4% de las ganancias por generación eléctricas destinadas a reparación por deterioros ambientales. Actualmente, el Ministerio de Ambiente se encuentra en proceso de reglamentar un decreto en el cual se configure los lineamientos del manejo de la geotermia en el país, pero por problemas administrativos la diligencia se ha retrasado sin dejar un tiempo de referencia de salida próximo. (Velandia, 2016)

6.4 Potencial Geotérmico en Colombia

En Colombia se evidencia este potencial geotérmico en zonas adyacentes a los volcanes Chiles, Cerro Negro, Cumbal, Azufral, Galeras, Doña Juana, Sotará, Puracé, Nevado del Huila, Nevado del Ruiz y Nevado del Tolima como se puede evidenciar en la figura 8. La historia eruptiva reciente y la presencia de fuentes de aguas termales, fumarolas y zonas de alteración hidrotermal superficial, podrían ser evidencia de la existencia de un recurso geotérmico con características adecuadas para su uso, con fines de generación de energía eléctrica (Montenegro F., 2015 citado en (Abril, 2017)).

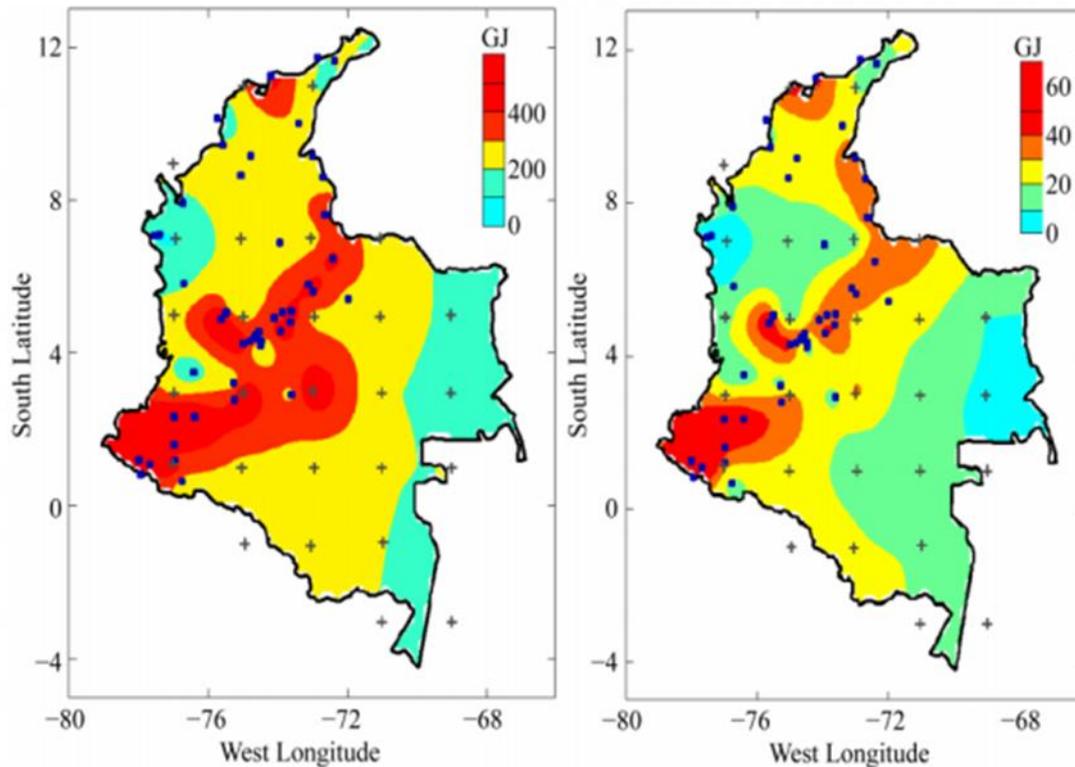


Figura 8. Distribución Base de Recursos Geotérmicos (Panel Izquierdo) y Recursos Recuperables (Panel Derecho) en Colombia. Fuente: PINTO, V; MANNATHAL H. 2017. *Advances in Assessment of Geothermal Resources of South América*, citado en (Abril, 2017)

El potencial geotérmico, puede ser evidenciado en primera instancia mediante manifestaciones geotérmicas, en Colombia las zonas hidrotermales son una de las más comunes además son muy relacionadas a zonas volcánicas. Las principales áreas de ocurrencia de los sistemas hidrotermales (región andina), donde se espera el mayor gradiente geotérmico, no han sido documentadas por mediciones de temperatura directa, excepto Nereidas-1, el pozo geotérmico de exploración donde una temperatura de 200°C se registró a 1.356 m de profundidad (Monsalve et al., 1998), equivalente a un gradiente geotérmico aparente de aproximadamente $136^{\circ}\text{C}/\text{km}$. (Alfaro C, 2015 citado en (Abril, 2017))

6.4.1 Estimaciones del potencial geotérmico.

En el trabajo presentado por el servicio geológico colombiano (SGC) del 2020 se estimó para Colombia, un calor almacenado de 138.60 EJ y una capacidad eléctrica de 1170.20 MWe, para recursos geotérmicos relacionados con sistemas hidrotermales asociados a sistemas volcánicos.

La mayoría de los recursos hidrotermales de sistemas geotérmicos asociados a volcanes ($69.38\% = 778\text{ MWe}$) se concentran en el segmento norte de la Cordillera Central, desde el sistema geotérmico de San Diego hasta el de Cerro Machín.

Los recursos geotérmicos de alta entalpía ($> 200^{\circ}\text{C}$), que corresponden a Nereidas – Botero Londoño, Cerro Machín, Cerro Bravo, Paramillo de Santa Rosa, San Diego, Caldera del Paletará, Chiles Cerro Negro, Azufral y Paipa, tienen un calor almacenado total de 85.6 EJ y una potencia eléctrica total de 834.6 MWe, que corresponde al 70 % del potencial calculado para todo el territorio.

Para los sistemas geotérmicos no relacionados con volcanes, se calculó un calor almacenado de 49.56 EJ y una potencia eléctrica de 24.95 MWe. Estos sistemas se encuentran en 16 departamentos de las regiones Caribe, Pacífico, Orinoquía y principalmente, en la región Andina. La mayor concentración de calor almacenado y potencia eléctrica corresponde al departamento del Huila, con valores de 7.08 EJ y 12.09 MWe, respectivamente. Estos recursos están relacionados con manantiales termales probablemente controlados por sistemas de fracturas.

Si bien no se cuenta con estudios de exploración suficientes que permitan la identificación de rocas en las que se alojarían los posibles reservorios geotérmicos, la cartografía geológica a escalas 1:100.000 y 1:25.000, sugieren que éstos se alojarían no solo en rocas de permeabilidad primaria como secuencias vulcanosedimentarias y piroclásticas, sino que algunos de ellos estarían, al menos parcialmente en lavas, principalmente de composición andesíticas, rocas metamórficas e ígneas de permeabilidad secundaria, como el Complejo Cajamarca en la Cordillera Central y el Grupo Diabásico en la Occidental, así como en batolitos como el del Bosque, Sonsón y La Plata, además de stocks graníticos, como el de Manizales y Florencia, en sistemas de la Cordillera Central.

El potencial geotérmico calculado en el trabajo realizado por el Servicio Geológico Colombiano equivale a cerca del 7% de la capacidad eléctrica instalada estimada en 2018 para Colombia, en 17.720 MWe. Recursos relacionados con manantiales termales por fuera de áreas geotérmicas en donde se estimó una baja capacidad instalada, tendrían un potencial geotérmico, al menos aprovechable en usos directos, como contribución a los objetivos de uso racional y eficiente de la energía.

Las estimaciones del potencial energético realizadas en dicho trabajo son preliminares y serán actualizadas a medida que aumente el conocimiento de las características de los reservorios geotérmicos, a través de estudios de exploración de superficie y de perforaciones. Dado que la estimación se basó en la presencia de manifestaciones superficiales, no se incluyen sistemas geotérmicos ciegos, posibles recursos de roca seca caliente, ni recursos asociados a cuencas sedimentarias.

La capacidad eléctrica estimada en este trabajo es del mismo orden de magnitud que la calculada por Gawell, Reed y Wright (1999), entre 700 y 1370 MWe. Es probable, sin embargo, que el recurso geotérmico alojado en el subsuelo del territorio colombiano sea mayor al de estas estimaciones, teniendo en cuenta que como se dijo en el párrafo anterior, no se incluyen todos los recursos geotérmicos existentes.

La capacidad eléctrica calculada en este estudio es significativa frente a la meta de gobierno de alcanzar 1500 MWe, que llegó a 2250 MWe en las subastas de energías renovables realizadas en el año 2019; es decir que la diversificación de las energías renovables podrían incorporar no solo las fuentes eólica, solar (fotovoltaica) y biogás, sino también la geotérmica cuyas ventajas como fuente altamente confiable e independiente de las condiciones climáticas, la hace competitiva frente a las otras fuentes renovables mencionadas. (Alfaro et al., 2020)

6.4.2 Usos del Recurso Geotérmico en Colombia

De acuerdo con (Haraldsson & Olade, 2013 citado en (UPME, 2015)), el potencial para desarrollo de generación eléctrica a partir del recurso geotérmico en Colombia por ahora se estima en el orden de 1 a 2 GW (1000 MW a 2000 MW). (UPME, 2015)

Aun así, los balnearios y las zonas turísticas son las únicas aplicaciones que Colombia hace de este recurso, en departamentos como Cundinamarca, Boyacá, Norte de Santander, Antioquia, Caldas, Risaralda, Tolima, Cauca, Nariño, Putumayo, Magdalena y Chocó. “La utilización de energía para este propósito se estima en 300 TJ / año y la capacidad a 18 MW. (Abril, 2017)

Por otro lado, en concordancia con el impulso de energías renovables no convencionales se cuenta con la ley 1715 de 2014, con la cual se crearon mecanismos fiscales para incentivar la inversión de los privados. Todo proyecto geotérmico se encuentra sujeto a las siguientes particularidades (UPME, 2016 citado en (Velandia, 2016)):

- Deducción especial en la determinación del impuesto sobre la renta.
- Depreciación acelerada.
- Exclusión de bienes y servicios de IVA.
- Exención de gravámenes arancelarios.

Todos estos mecanismos son beneficiosos; sin embargo, no han sido suficientes pues aún no han sido reglamentados en su totalidad. Por otro lado, siguiendo la experiencia internacional se espera que dichos incentivos no sean suficientes para desarrollar la energía geotérmica al no atacar de manera directa al riesgo de la etapa exploratoria. Adicionalmente, el sector eléctrico colombiano se caracteriza por ser enteramente privado lo que implica un desarrollo bajo libre competencia y sin subsidios, lo que conlleva a que la ley 1715 sea el único apoyo que se le da a las energías renovables no convencionales que en muchos casos no alcanzan a competir con los costos generados en una central hidroeléctrica o una térmica. (Velandia, 2016).

6.4.3 Barreras para el Desarrollo

En el caso de la energía geotérmica, el desarrollo de proyectos de mediana escala (del orden de 50 MW) para el aprovechamiento de este recurso, principalmente para generación eléctrica, corresponde al tipo de proyectos actualmente en etapa de gestión para licenciamientos por parte de grandes agentes generadores nacionales. Sin embargo, la materialización de estos primeros proyectos geotérmicos en el país enfrenta algunas barreras cruciales como son principalmente la ausencia de garantías normativas en materia de derechos de uso y concesión del recurso que permitan a los inversionistas incurrir en las grandes inversiones requeridas en su fase exploratoria. Sin la eliminación de tal riesgo a través de un marco normativo ceñido a la naturaleza de la exploración y la explotación geotérmica será muy difícil lograr la materialización de estos proyectos. Otra barrera la representa el riesgo inherente asociado con la misma fase exploratoria del recurso la cual se traduce en términos de altos costos de inversión (similares a los involucrados en el caso de la exploración petrolera), requiriéndose destinar sumas del orden de 6 a 8 millones de dólares por pozo con probabilidades de éxito del orden de 20%, es decir, niveles de preinversión del orden de 30 a 40 millones de dólares para determinar la ubicación apropiada para construir un

proyecto. Considerando el actual estado de iniciativas en torno a la energía geotérmica en Colombia, la tabla 8 presenta el conjunto de 4 barreras principales identificadas para el desarrollo de este cuarto nicho de oportunidad, junto con los resultados de priorización obtenidos para este caso. (UPME, 2015)

TEMA	DESCRIPCION DE LA BARRERA
LICENCIAMIENTO	De acuerdo con el Código de Recursos Naturales de 1974 y las disposiciones de la ANLA a este respecto (Decreto 2041 de 2014), el operador puede aplicar para la obtención de una licencia exploratoria, mas no son claros los términos de exclusividad o temporalidad bajo los cuales le puede ser otorgada una concesión para el uso del recurso. Esto representa un alto riesgo para el inversionista.
INFLEXIBILIDAD Y DESVIACIONES	Teniendo en cuenta que los proyectos geotérmicos a ser desarrollados en Colombia corresponden en promedio con capacidades mayores a 20 MW, la condición de planta “despachable” y la penalización por desviaciones hoy en día asociadas a este tipo de plantas podría afectar la participación de la fuente en el mercado.
RIESGO	Las fases de estudio y exploración del recurso geotérmico pueden ser asimiladas con los procesos de exploración de hidrocarburos, que se caracterizan por altos costos a raíz de las relativamente bajas probabilidades de éxito y el riesgo asociados con la actividad
CONOCIMIENTO	Si bien existe amplia experiencia internacional en el desarrollo de proyectos geotérmicos, en Colombia no se cuenta con la experiencia o probada capacidad para desarrollar tal tipo de proyectos.

Tabla 8. Barreras Identificadas y Priorizadas en el Caso de la Energía Geotérmica. (UPME, 2015)

6.4.4 *Proyectos en desarrollo*

Actualmente en Colombia hay en desarrollo 4 proyectos exclusivamente diseñados para producir energía eléctrica a partir de la geotermia, los cuales trataremos a continuación.

6.4.4.1 *Volcán Nevado del Ruíz*



Figura 9. Cráter Arenas. Volcán Nevado del Ruíz. <https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/> citado en (Alfaro et al., 2020)

En 1968, la empresa italiana Ente Nazionale per la Energia Elettrica (ENEL), en colaboración con la CHEC, realizó el primer estudio geotérmico del complejo volcánico Nevado del Ruiz. En esta investigación se describieron las características litológico-estratigráficas, la vulcanología, los eventos estructurales y el sistema hidrogeológico para determinar la existencia de condiciones favorables para la circulación de fluidos que puedan ser utilizados en la generación de energía eléctrica. (Alfaro et al, 2000 citado en (Moreno et al., 2020))

En 1983, la CHEC realizó un estudio de prefactibilidad para el desarrollo de un proyecto geotérmico en el complejo volcánico Nevado del Ruiz, donde se extrajeron conclusiones detalladas sobre el origen y evolución del sistema hidrotermal asociado al volcán. Además, se determinaron propiedades como el pH, la conductividad, la temperatura y otros parámetros del sistema hidrotermal. (CHEC et al, 1983 citado en (Moreno et al., 2020))

El único pozo geotérmico de exploración en Colombia (Nereidas 1) fue perforado en 1997 por GEOANDINA SA (GESA) en el flanco occidental del VNR. El pozo alcanzó una profundidad máxima de 1469 metros y atravesó siete unidades litológicas con alteración hidrotermal. La temperatura medida en el fondo del pozo fue de aproximadamente 200°C; sin embargo, el estudio sugirió un reservorio geotérmico con temperaturas más altas ya que la presencia de una epidota en el sótano indica temperaturas superiores a 250°C. (Monsalve et al, 1998 citado en (Moreno et al., 2020))

En el año 2000, INGEOMINAS publicó el primer mapa geotérmico de Colombia en el que se muestra la temperatura interpolada a una profundidad de 3 km, la cual se considera una profundidad factible desde el punto de vista de los costos de perforación para el desarrollo de proyectos de geotermia profunda (INGEOMINAS, 2000 citado en (Moreno et al., 2020))

Las investigaciones recientes (2010-2014) relacionadas con los recursos geotérmicos del complejo volcánico Nevado del Ruiz han sido realizadas principalmente por ISAGEN, el SGC, CHEC, la Universidad Nacional de Colombia y el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación (COLCIENCIAS). (Forero, 2012) caracterizó las alteraciones hidrotermales en el flanco noroeste del VNR a través de análisis petrográficos, difracción de rayos X y la relación de isótopos estables en aguas termales. (Mejía et al., 2012) realizó un estudio de la geología estructural alrededor del VNR a partir de fotografías aéreas, características morfológicas tectónicas, datos de estrías de fallas y cálculos de campos de tensión. En este estudio, se supuso que la actividad hidrotermal al oeste del VNR era causada por los controles estructurales del área. (Rayo, 2012) desarrolló un modelo de la evolución geoquímica y térmica del volcán a partir de análisis petrográficos, microestructurales y químicos de minerales y geoquímica de rocas. Ese mismo año, (Rojas, 2012) presentó un estudio de la relación entre la susceptibilidad magnética y la conductividad eléctrica y térmica del sistema volcánico Nevado del Ruiz basado en información geofísica, como datos geo eléctricos, magneto métricos, magnetotelúricos y registros de pozos. (Almaguer, 2013) realizó un estudio magnetotelúrico en el sector norte del VNR, determinando las áreas de alta conductividad eléctrica asociadas a temperaturas anómalas, las cuales son de gran interés para la energía geotérmica. (Citados en (Moreno et al., 2020))

(Mejía et al., 2014) realizaron una investigación actualizada sobre el complejo volcánico Ruiz, que incluyó la perforación de tres pozos exploratorios con profundidades que oscilan entre 174 y 300 m en 2011. Estos autores también construyeron un modelo conceptual geotérmico y sugirieron ubicaciones para cinco nuevos pozos exploratorios con profundidades que oscilan entre de 1,7 a 2,7 km. Estos autores mencionaron que la siguiente etapa sería la perforación de pozos, la evaluación del yacimiento, la planificación del campo y el diseño de una planta geotérmica. En este estudio se proyectó para el año 2018 la construcción y operación de una planta de 50 MW. (Mejía et al., 2014 citado en (Moreno et al., 2020))

(González-García y Jessell, 2016) presentaron un modelo geológico 3D del macizo volcánico Ruiz-Tolima para evaluar la incertidumbre del área. En consecuencia, se obtuvo una representación más rigurosa de la geología del complejo volcánico, reforzando la información disponible sobre esta zona. (Citado en (Moreno et al., 2020))

Un estudio del potencial geotérmico en el VNR fue realizado por (Vélez et al., 2017) a través de la evaluación de las propiedades térmicas de las rocas y la construcción de un modelo numérico 2D de transferencia de calor y flujo de aguas subterráneas en un perfil geológico ubicado en la zona noroeste de la VNR. (Citado en (Moreno et al., 2020))

(Ceballos, 2017 y Ossa, 2018) con el apoyo de la CHEC, realizaron un análisis cartográfico, geológico y estructural de un área dentro de un proyecto geotérmico en el Valle de Nereidas, donde se sugirieron 6 zonas como posibles ubicaciones para pozos exploratorios, con varias de estas ubicaciones definidas por zonas de sintaxis tectónica de dilatación formadas entre dos fallas con movimientos opuestos, lo que producirá zonas topográficas hundidas y fracturadas y promoverá el flujo de agua subterránea. (Citado en (Moreno et al., 2020))

En 2018, (Moreno et al.), realizaron un modelado 2D del flujo de agua subterránea y la transferencia de calor en un yacimiento geotérmico fracturado en el área noroeste de la VNR. Este trabajo concluye y valida que la permeabilidad secundaria, representada principalmente por fallas geológicas locales y regionales, se comporta como un conducto natural que conecta la superficie con ambientes geológicos profundos, y es responsable de la actividad hidrotermal observada en la superficie. (Moreno et al., 2020)

Actualmente, la Universidad de Medellín está trabajando para caracterizar y modelar un reservorio geotérmico fracturado al noroeste de la VNR y para caracterizar aguas termales en el área Nereidas-Botero Londoño a través de análisis geoquímicos. (Vélez et al., 2017 y Moreno et al., 2018. Citados en (Moreno et al., 2020))

Actualmente se encuentran en ejecución dos proyectos en estado de prefactibilidad para el desarrollo de energía geotérmica en la VNR por parte de las empresas ISAGEN y CHEC.

Desde 1994, GESA, una subsidiaria de CHEC, ha tenido una licencia ambiental para el proyecto geotérmico, lo que ha permitido a GESA avanzar en un diseño de perforación profunda y determinar el potencial en el área del Valle de Nereidas CHEC, 2016. ISAGEN solicitó licencia ambiental en febrero de 2014 para un proyecto de generación geotérmica de 50 MW en el macizo volcánico del Ruiz (áreas A y B) ANLA, 2014. Sin embargo, esta licencia aún no ha sido otorgada por CORPOCALDAS, la Autoridad Ambiental que supervisa este proyecto. (Citado en (Moreno et al., 2020))

De acuerdo con una disertación de (Ramírez, 2017) en el Encuentro Nacional de Geotermia (RENAG) 2017, algunos temas que ha enfrentado CORPOCALDAS en el estudio de la licencia ambiental otorgada a CHEC y en el proceso de otorgamiento de la licencia ambiental a ISAGEN son de carácter técnico y científico. desconocimiento al interior de CORPOCALDAS en el tema de la geotermia y la superposición espacial de los proyectos presentados por ISAGEN y CHEC mostrados en la figura 10. Estos temas se presentaron como barreras que retrasan el establecimiento de los proyectos geotérmicos liderados por estas empresas. (Citado en (Moreno et al., 2020))

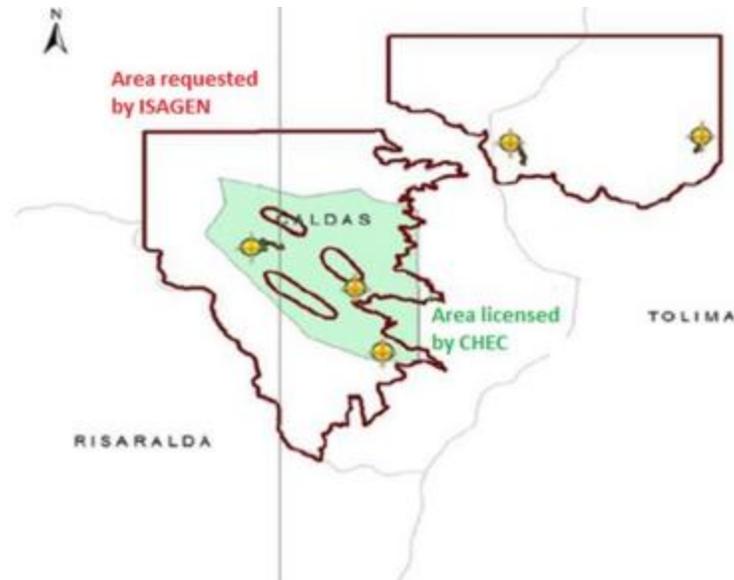


Figura 10. Áreas con potencial para el desarrollo geotérmico en Colombia. (Ramírez Baena, 2017 citado en (Moreno et al., 2020))

En 2015, CHEC formó una alianza con LAGEO, una empresa salvadoreña con amplia experiencia en el desarrollo y operación de proyectos geotérmicos, para mejorar el conocimiento en el Valle de Nereidas y diseñar y construir 3 pozos profundos del 2016 al 2018 (López, 2016). Por otro lado, ISAGEN pretendía evaluar el yacimiento a través de perforaciones exploratorias entre 2013 y 2017 y diseñar la planta geotérmica. Además, ISAGEN tiene como objetivo construir y operar la planta geotérmica entre 2017 y 2021 (ISAGEN, 2016). Sin embargo, debido a los problemas antes mencionados, la empresa aún no cuenta con la licencia ambiental para el adecuado desarrollo del proyecto. (Citado en (Moreno et al., 2020))

Según las aportaciones del SGC en RENAG 2017, los campos de estudio en los que ya se ha trabajado para el Nevado del Ruiz son la geología y la geoquímica del agua. Además, ha habido avances en gravimetría, magnetometría, modelado magnetotérmico 2D, modelado geotérmico 2D, modelado conceptual y mapeo del área geotérmica. Finalmente, el SGC menciona que aún están pendientes estudios más específicos sobre geología estructural, sondeos de temperatura, modelos magnetotérmicos 3D, gases difusos y geoquímica de gases (Radón). En 2018, el SGC planeó realizar o completar estudios magnetotérmicos, geoquímicos de agua y gas, y el mapeo del área geotérmica. (Alfaro, 2017 citado en (Moreno et al., 2020))

La cantidad y diversidad de estudios que se han realizado desde 1968 para estudiar el potencial y aprovechamiento de los recursos geotérmicos en VNR hace de esta zona la zona geotérmica más investigada de Colombia.

Actualmente, el proyecto de construcción hidroeléctrica más grande y ambicioso de Colombia, Hidro-Ituango, se encuentra en estado de emergencia desde el 28 de abril de 2018, cuando ocurrió un deslizamiento de tierra en el túnel de derivación, generando un alto riesgo de inundación para las comunidades aguas abajo de la represa. (El País, 2018). Este proyecto es liderado y desarrollado por EPM, que al igual que la CHEC, forma parte del grupo empresarial EPM. Debido a las cuantiosas sumas de dinero que ha tenido que pagar el grupo EPM en concepto de multas e indemnizaciones a la comunidad, el grupo ha recurrido a la venta de activos para

garantizar su liquidez, reducir costos dentro de la organización de la empresa y detener todas las nuevas inversiones en proyectos de generación eléctrica. (EPM, 2018). Por otra parte, debido a la reciente venta de acciones de ISAGEN en poder del gobierno colombiano, los planes de inversión y el desarrollo de nuevos proyectos de generación pueden verse afectados. La situación actual de las dos empresas que más invirtieron en el desarrollo del proyecto geotérmico en el volcán Nevado del Ruiz puede retrasar el desarrollo de este proyecto. (Citado en (Moreno et al., 2020))

6.4.4.2 Volcanes Tufiño–Chiles–Cerro Negro



Figura 11. Complejo volcánico Chiles – Cerro Negro. <https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/> citado en (Alfaro et al., 2020)

En 1978, las primeras actividades de reconocimiento geotérmico fueron desarrolladas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), el cual realizó un estudio geológico regional y creó un inventario de manifestaciones térmicas en la zona. Al año siguiente, en 1979, OLADE desarrolló un estudio de reconocimiento geotérmico en Ecuador, donde las condiciones geovolcánicas e hidrogeoquímicas de la zona Tufiño-Chiles-Cerro Negro se encontraron favorables para la existencia de sistemas geotérmicos. (Coviello, 2000 citado en (Moreno et al., 2020))

En 1982, OLADE, en colaboración con INECEL y Geotérmica Italiana, desarrolló un estudio sobre el aprovechamiento de los recursos geotérmicos del área de Tufiño correspondiente a la primera fase de un estudio de prefactibilidad para esta área, donde se especificaron las posibles anomalías térmicas regionales y se propusieron modelos geotérmicos para el complejo volcánico Tufiño-Chiles-Cerro Negro. (INECEL, OLADE, 1982 citado (Moreno et al., 2020))

En 1983, ICEL (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica) presentó un informe preliminar de prefactibilidad, Fase I, que describe la geo vulcanología de Chiles–Cerro Negro, Cumbal y los sistemas volcánicos Nasate, analizando sus fuentes termales, alteración hidrotermal, estructuras, hidrología, geoquímica y clasificación de aguas y presentando un esquema de posibles sistemas

geotérmicos (ICEL, 1983). Este mismo año, OLADE, en colaboración con INECCEL, ICEL y Geotérmica Italiana, presentó un informe que describe el vulcanismo en el Cuaternario y, en particular, la sucesión estratigráfica del complejo volcánico Chiles-Cerro Negro. (Chancusig, 2017 citado en (Moreno et al., 2020))

En 1987, la Agencia Consultora Aquater presentó un estudio de prefactibilidad. Este estudio definió dos posibles horizontes para la producción de fluidos geotérmicos: un reservorio profundo con una profundidad aproximada de 2000 m y temperaturas >200 °C y un reservorio poco profundo que oscila entre 500 y 1000 m de profundidad con temperaturas de aproximadamente 150 °C. (Coviello, 2000, OLADE et al., 1987 citados en (Moreno et al., 2020))

Durante aproximadamente 2 décadas (1990–2009), este proyecto geotérmico binacional estuvo estancado por razones políticas. El proyecto se retomó en 2009 cuando HIGGECO Cía. Ltda. perforó el primer talud vertical, conocido como PGT-1, que alcanzó una profundidad de 554,30 m; sin embargo, no se midió su temperatura. (Chancusig, 2017 citado en (Moreno et al., 2020))

En julio de 2010, se firmó un acuerdo binacional entre los gobiernos de Colombia y Ecuador para la generación de electricidad mediante energía geotérmica. En ejecución de este convenio, en 2012, ISAGEN y la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) firmaron un convenio específico de cooperación técnica con el objeto de continuar con los estudios de prefactibilidad del proyecto geotérmico binacional Tufiño-Chiles-Cerro Negro. El área donde se desarrollaría el proyecto abarca aproximadamente 49000 hectáreas, con una capacidad de generación estimada de 138 MW. (Mejía et al., 2014 citado en (Moreno et al., 2020))

En 2015, ISAGEN y CELEC presentaron un informe que contiene mapas geológicos a escala 1:10.000, alteraciones hidrotermales e información estructural de la zona. Además, ISAGEN y CELEC realizaron 10 mediciones de datos radiométricos y relogaron el pozo PGT-1. Este informe menciona que no se realizaron estudios geofísicos para definir el embalse porque la comunidad en el territorio colombiano no autorizó estos estudios. (Chancusig, 2017, CELEC EP e ISAGEN, 2015 citado en (Moreno et al., 2020))

(Bocanegra y Sánchez, 2017) mapearon las fallas encontradas en la región de interés para el proyecto geotérmico binacional con base en minería de datos y validaciones en campo. En el mismo año, (Chancusig, 2017) caracterizó la secuencia litoestratigráfica y la mineralogía de la alteración hidrotermal del pozo PGT-1, y los resultados validaron el modelo geotérmico conceptual propuesto en 1988. Citado en (Moreno et al., 2020).

Actualmente, el proyecto binacional de generación eléctrica a través de energía geotérmica del volcán Tufiño-Chiles-Cerro Negro se encuentra en etapa de prefactibilidad y es liderado por las empresas ISAGEN y CELEC. Se esperaba que este acuerdo binacional terminara en 2018, sin embargo, teniendo en cuenta la venta de la participación colombiana en ISAGEN y el estatus del proyecto como parte de un acuerdo binacional, ISAGEN, en su informe de gestión de crecimiento de 2016, (ISAGEN, 2016), solicitó al Ministerio de Minas y Energía designaría otra entidad de gobierno para dar continuidad al proyecto geotérmico binacional, con el cual se vincularía a las inversiones realizadas. Citado en (Moreno et al., 2020))

6.4.4.3 Volcán Azufral



Figura 12. Volcán Azufral. <https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/> citado en (Alfaro et al., 2020)

El interés por el área geotérmica del volcán Azufral comenzó en 1982 con el informe de OLADE sobre los recursos geotérmicos en Colombia, que clasificó a esta área como de alta prioridad para el posible desarrollo de un proyecto geotérmico (OLADE, 1982). Desde este año, el SGC ha desarrollado y apoyado numerosos estudios con el objetivo de identificar el potencial geotérmico de esta zona. (Cepeda et al., 1987) realizaron un estudio que involucró la caracterización química y petrográfica de los volcanes Azufral, Cumbal y Chiles–Cerro Negro. Se realizaron estudios sobre la actividad del volcán Azufral y su evolución petrológica, vulcanológica y geoquímica, y se presentó un primer Informe de visita y reconocimiento sobre la prefactibilidad geotérmica del volcán Azufral fase 1. (Calvache et al., 1997 citado en (Moreno et al., 2020))

Entre 2005 y 2007 se realizaron una serie de estudios de campo para recolectar datos gravimétricos, magneto-métricos, geo-eléctricos y sísmicos, los cuales fueron descritos en el proyecto Exploración de Aguas Subterráneas del SGC en colaboración con la Universidad Nacional de Colombia. Algunos de estos trabajos son el Estudio Gravimétrico de la Cuenca Hidrogeológica del Valle Guachucal-Azufral, Nariño y la Sierra de Nariño. (Neiza, 2006). (Garzón, 2006); el Esquema Estructural para la Exploración Hidrogeológica en la Sierra de Nariño (Velandia, et al.); la interpretación de la información geoquímica de afloramientos termales en Colombia. (Aguirre y Barragán, 2006) y Magnetometría Aplicada a la Exploración de Aguas Subterráneas en Nariño (Vásquez, 2007). Citados en (Moreno et al., 2020)

(Carvajal et al., 2008) presentaron el primer modelo geotérmico del volcán Azufral creado mediante la identificación de zonas de alteración hidrotermal, que ilustra un sistema geotérmico maduro de alta temperatura ($>250\text{ }^{\circ}\text{C}$) con una fuente de calor magmático localizada principalmente al este del volcán. Estos resultados fueron consistentes con un modelo geoquímico

basado en la distribución y caracterización de las manifestaciones termales y fumarolas del volcán Azufra. (Carvajal et al., 2008 citado en (Moreno et al., 2020))

Ponce, 2013 publicó un estudio sobre la exploración de los recursos geotérmicos del volcán Azufra a partir de la interpretación de posibles anomalías de campo. Ponce encontró un área donde los gradientes geotérmicos varían entre $120^{\circ}\text{C km}^{-1}$ y $250^{\circ}\text{C km}^{-1}$, además de litologías de baja densidad que probablemente permitirían la presencia de fluidos calientes. Esta observación demostró la posible existencia de un campo geotérmico de temperatura media-alta en el área de influencia del volcán Azufra. Citado en (Moreno et al., 2020)

En 2015, Alfaro et al., presentó un modelo conceptual preliminar del sistema geotérmico de Azufra basado en una integración de estudios existentes que incluían información sísmica del programa de monitoreo de actividad volcánica. Este estudio concluyó que un sistema geotérmico de alta temperatura, con una temperatura cercana a los 225°C , domina la actividad actual del volcán Azufra. Las manifestaciones termales y las alteraciones superficiales hidrotermales están regidas principalmente por fallas y sus intersecciones. El depósito geotérmico posiblemente tenga entre 2 y 2,5 km de profundidad. Las zonas de descarga se ven favorecidas por fallas con orientaciones NW-SE, que transportan fluidos desde el centro de la estructura volcánica 6-8 km hacia el este, donde se acumulan. Finalmente, los autores mencionaron que el fluido geotérmico obtiene un importante aporte de agua superficial a lo largo de su ascenso. Citado en (Moreno et al., 2020)

Según el SGC en RENAG 2017 (Alfaro, 2017) un proyecto en el área geotérmica del volcán Azufra se encuentra en estado de prefactibilidad. Los campos de estudio en los que ya se ha trabajado son la geología, la gravimetría, la magnetometría, la geología estructural, los sondeos de temperatura, el modelado magnetotérmico 2D y 3D y la geoquímica del agua. Se mencionó que actualmente se están realizando modelos geológicos y conceptuales en 3D, además de estudios de geoquímica de gases y gas difuso (Radón) y el mapeo del área geotérmica. Para 2018, se espera que el SGC complete los estudios de geoquímica del gas, el modelo geológico 3D y el mapeo del área geotérmica. Citado en (Moreno et al., 2020)

6.4.4.4 Área geotérmica de Paipa



Figura 13. Complejo de domos Alto Los Godos. Volcán de Paipa. <https://www2.sgc.gov.co/sgc/volcanes/> citado en (Alfaro et al., 2020)

El primer estudio en el área geotérmica de Paipa fue realizado por Boussingault y Roulín, 1849, quienes realizaron un análisis químico de las aguas termales y describieron la alta salinidad del área. Navia y Barriga, 1929 realizaron una descripción geológica de la zona, en la que revelaron la existencia de bancos de sal, incluyeron las caracterizaciones fisicoquímicas y radiactivas de algunos de los afloramientos termales y realizaron un estudio benéfico de las aguas. En estos estudios no se mencionó el potencial de producción de energía geotérmica del área de Paipa. Citado en (Moreno et al., 2020))

En el estudio publicado por OLADE en 1982 sobre el reconocimiento de los recursos geotérmicos de Colombia, se menciona a la zona de Paipa como un área con potencial geotérmico de prioridad media a alta, debido principalmente a criterios geológicos, como la existencia de anillos volcánicos de depósitos piroclásticos, los fenómenos de alteración hidrotermal, la existencia de rocas de composición riolítica, el carácter alcalino y su edad de 2,5 millones de años. Este estudio también clasificó las aguas termales según su composición química. (OLADE et al., 1982 citado en (Moreno et al., 2020))

En 1983, ICEL solicitó al Japan Consulting Institute que realizara un estudio preliminar de factibilidad para la construcción de una planta geotérmica en Boyacá. Este estudio concluyó que, aunque algunos yacimientos geotérmicos pueden ser adecuados para la explotación, se requieren actividades de exploración más avanzadas. (Japan Consulting Institute, 1983 citado en (Moreno et al., 2020))

(Ferreira y Hernández, 1988) definieron sistemas geotérmicos basados en su geología y geoquímica y en el análisis de isótopos estables de agua y gases, identificando estos sistemas como fuentes de calor debido a la intrusión magmática dentro de una secuencia sedimentaria; un

yacimiento de porosidad primaria en formación sedimentaria (Une); un yacimiento poco profundo con permeabilidad secundaria en rocas fracturadas; una capa de sellado de arcilla (Grupo Churuvita); una zona de recarga de permeabilidad primaria; y una zona de descarga alimentada por fluidos profundos que fluyen a través de una falla normal con orientación NE-SW. Además, se estimó una temperatura del yacimiento superior a 200°C utilizando geotermómetros alcalinos. Citado en (Moreno et al., 2020)

Bertrami et al., 1992 mencionaron la existencia de un sistema geotérmico de alta temperatura en la zona de Paipa basado en la composición química e isotópica de las fases acuosa y gaseosa de los afloramientos térmicos de la zona. Citado (Moreno et al., 2020)

Varios estudios han sido realizados desde 2002 por SGC (antes INGEOMINAS), con el propósito de comprender mejor el sistema geotérmico en el área de Paipa. (Alfaro, 2002) y (Alfaro, 2002) desarrolló estudios sobre la geoquímica en fase acuosa de afloramientos térmicos, y (Velandia, 2003) desarrollaron un informe técnico sobre la cartografía geológica y estructural del área a escala 1:25000. Citado en (Moreno et al., 2020))

(Alfaro et al., 2005) formularon un modelo geotérmico conceptual preliminar basado en la integración de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos existentes, en el que concluyeron que la fuente de calor en el área de Paipa es magmática con una edad inferior a 2,5–2,1 millones de años y que está relacionada al volcán Paipa. El estudio señaló que el reservorio probablemente se encuentra en una caldera, de aproximadamente 3 km de diámetro, formada por el volcán Paipa, que probablemente esté asociada a fallas normales como la Paipa–Iza y el Cerro Plateado y rodeada de áreas fracturadas por el ascenso de magma y/o agua. Finalmente, los autores señalaron que el área de descarga está controlada estructuralmente, principalmente en el sector ITP-Laceros. Citado en (Moreno et al., 2020))

En los últimos años se han realizado estudios de resistividad y geofísica, gravimetría y magnetometría (Vásquez, 2012) (Rojas, 2016), que podrían integrarse y contribuir a la revisión del modelo geotérmico existente. Citados en (Moreno et al., 2020)

El SGC organizó un simposio en 2016 para celebrar los 100 años de producción científica, donde se actualizó el modelo conceptual geotérmico del área geotérmica de Paipa por parte del grupo de Exploración de Recursos Geotérmicos. (Alfaro, 2016 citado en (Moreno et al., 2020))

La tabla 9 muestra un resumen de los estudios científicos existentes (finalizados o en curso) para las áreas geotérmicas descritas anteriormente. La mayoría de los estudios existentes en el Volcán Azufral y Paipa están siendo realizados o guiados por el SGC. En el caso de VNR, se están realizando estudios por parte del SGC, ISAGEN y CHEC. Finalmente, en el caso de los volcanes Tufiño–Chiles– Cerro Negro, la mayoría de los estudios están siendo o fueron realizados por ISAGEN y CELEC EP. (Moreno et al., 2020)

Estudios científicos		Nevado del volcán Ruíz (VNR)	Tufiño–Chiles–Cerro Negro volcanes	Azufral volcán	Azufral volcán
Geología		*	*	*	*
Geología Estructural		*	*	*	*
Gravimetría		*	*	*	*
Magnetometría		*	*	*	*
Magnetotelúrico	Modelo 2D	*	*	*	*
	modelo 3D	-	-	*	*
Geoquímica Fluidos	Agua	*	*	*	*
	Gases	*	-	*	*
	Gases difusos	-	-	*	*
Modelo geológico 3D		*	-	*	*
Modelo conceptual		*	*	*	*
Mapa Geotérmico		*	-	*	*

Tabla 9. Resumen de los estudios científicos existentes para las áreas geotérmicas descritas anteriormente. (Moreno et al., 2020)

6.4.4.5 Otras Áreas Geotérmicas Potenciales

De acuerdo con un estudio realizado por (OLADE et al., 1982) y el plan de investigación geotérmica desarrollado por el SGC, existen otras áreas en Colombia que se consideran potencialmente aptas para el desarrollo de proyectos de generación de energía geotérmica: la zona del volcán San Diego, el Cerro el volcán Machín, la zona de Santa Rosa de Cabal en el departamento de Risaralda, la zona de los volcanes Galeras, Cumbal y Puracé, entre otros. La mayoría de estos proyectos se encuentran en etapa de exploración, excepto el área del volcán San Diego, que se encuentra en etapa de prefactibilidad temprana. El SGC es la entidad que lidera la mayor parte de los proyectos de exploración y reconocimiento de recursos geotérmicos en Colombia. (Moreno et al., 2020)

6.5 Proyectos Geotérmicos Asociados a Pozos Petroleros

6.5.1 Proyecto Parex Campo Maracas



Figura 14. Planta de Generación Geotérmica, Campo Maracas, Parex. Tomada de (Juntos Contribuimos, 2021)

El Ministerio de Minas y Energía y Parex Resources presentaron oficialmente el primer piloto para la generación de energía eléctrica a través de geotermia, en el Campo Maracas de San Luis de Palenque en Casanare. El piloto generará hasta 72.000 kWh de energía eléctrica, equivalentes al consumo promedio de 480 familias en un mes, y permitirá reducir hasta 550 toneladas de CO₂ anuales. El proyecto produce el equivalente a la cantidad de energía que consumirían 480 familias en un mes. (Minenergía. Yopal, Casanare. 24 de marzo de 2021).

En el municipio de San Luis de Palenque, el Ministerio de Minas y Energía y la empresa Parex Resources Colombia dieron inicio al primer piloto de generación de energía eléctrica a través de geotermia, dando continuidad a la transición energética que lidera el país en la región con la incorporación de energías renovables no convencionales a la matriz eléctrica colombiana. El proyecto, desarrollado en articulación con la Universidad Nacional de Colombia (UNAL) sede Medellín, es un piloto de coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica a partir de recursos geotérmicos en el campo Maracas y busca, principalmente, aprovechar las altas temperaturas y volúmenes de agua producidos en la extracción de hidrocarburos, para generar energía eléctrica por medio de equipos especializados instalados en superficie.

El piloto producirá aproximadamente 100 kW efectivos de energía eléctrica, que reemplazarán un 5% de la energía generada de combustibles fósiles, logrando reducir hasta 550 Ton CO_{2e} anuales. De esta manera, el sistema podrá generar una cantidad de energía de hasta 72.000 kWh, equivalente a la cantidad de energía que consumirían 480 familias en un mes. "Además de energía solar y eólica, la Transición Energética de Colombia, que ya es una realidad,

también significa avanzar en la incorporación de nuevas tecnologías. Hoy de la mano de Parex Resources, inicia un nuevo capítulo en esta historia de la Transición, que nos permitirá convertir el calor que se produce en las capas más internas de planeta, en la energía eléctrica que tanto necesitamos en la corteza, gracias a la geotermia", aseguró el ministro de Minas y Energía, Diego Mesa.

Esta no es la única apuesta de Parex Resources en materia de Transición Energética, la compañía avanza en un segundo piloto en el Campo Rumba, y en la construcción de una granja solar de 3,5 hectáreas en el departamento de Casanare, con capacidad para generar hasta 3 MW. "Estamos complacidos de aportar con este tipo de proyectos, al cumplimiento del plan de cambio climático del Gobierno Nacional. Parex, promoviendo iniciativas de innovación dentro del equipo, ha logrado estructurar y desarrollar este piloto que tiene como objetivo principal, evaluar el aprovechamiento de los recursos geotérmicos de campos petroleros en los Llanos Orientales para la coproducción de hidrocarburos y energía eléctrica.

Estamos seguros de que este proyecto impulsará en la región de los Llanos Orientales, y a nivel nacional, nuevas iniciativas de investigación, desarrollo e implementación que permitan avanzar en la estrategia de cambio climático que tenemos como compañía y el país", dijo Daniel Ferreira, presidente de Parex Resources. Por su posición geográfica y geológica privilegiada, al estar situado en el cinturón Fuego del Pacífico, Colombia reúne todas las condiciones para el desarrollo de este tipo de proyectos. De acuerdo con datos del Servicio Geológico Colombiano, los recursos geotérmicos almacenados del país rondan los 138,60 EJ y una potencia eléctrica de 1.170,20 megavatios. Este proyecto, que recibió el premio a la Innovación de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET) en la categoría "Innovación en gestión socioambiental y energías renovables", se suma a la hoja de ruta del Gobierno Nacional en su apuesta por un sistema energético más competitivo, eficiente y resiliente (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

6.5.2 Campo Rumba

"Parex tiene otro piloto en Campo La Rumba (baja entalpía), en el municipio de Aguazul en Casanare, con capacidad: 35 kW y generación de 672 kWh/día, equivalente al consumo de 117 hogares." (Mouthón, 2021)

6.5.3 Campo Chichimene

"Por su parte, Ecopetrol está desarrollando otro piloto en Chichimene (también de baja entalpía), en Acacías, Meta con una capacidad de 2 MW y generación de 38.400 kWh/día, equivalente al consumo de 6.659 hogares." (Mouthón, 2021)

7. OPERACIONES EN PERFORACIÓN DE POZOS GEOTÉRMICOS

La prospección y obtención de los recursos geotérmicos está altamente ligada con los procesos petroleros, por esta razón y debido a los altos costo que conlleva perforar un pozo, el primer paso para la exploración de yacimientos geotérmicos, será una rigurosa exploración superficial, que me permita evidenciar en superficie (directa o indirectamente) las condiciones del yacimiento geotérmico, siendo de gran interés zonas con presencia de volcanes por estar ligados a las altas temperaturas y en la mayoría de los casos tener presencia de acuíferos. Y la finalidad de lo anterior será determinar la viabilidad económica del prospecto, y las capacidades de este para otorgar un determinado potencial energético en el periodo de producción. Partiendo por la perforación de pozos exploratorios, y en base a esto, evaluando posibles futuros proyectos de perforación de pozos de desarrollo.

Las formaciones geotérmicas son bastante diferentes de las formaciones convencionales y las diferencias podrían notarse teniendo en cuenta la temperatura, la geología y la geoquímica. Naturalmente, la temperatura en el subsuelo aumenta a medida que uno se profundiza y se conoce como el gradiente geotérmico. Estas formaciones generalmente se perforan en áreas con alto gradiente geotérmico, principalmente en los bordes de las placas continentales en casos donde las anomalías en la corteza terrestre inducen el aumento del magma, volcanes y terremotos. Las formaciones tienen temperaturas extremas, bajo presión, altamente fracturadas, defectuosas y permeables. Debido a esas características, el problema de la pérdida de circulación se produce fácilmente. Las rocas metamórficas e ígneas son los tipos de rocas que se encuentran a menudo y sus fluidos de formación generalmente contienen sólidos disueltos y gases altamente corrosivos como CO₂ y H₂S, que pueden causar problemas de salud adversos y dañar los equipos de fondo de pozo (Hole, 2008 citado en (Prol-Ledesma, 2001)).

7.1 La perforación de Pozos Geotérmicos.

La preparación de un proyecto de perforación consta de dos partes distintas, pero estrechamente relacionadas: la planificación del pozo y el diseño del pozo. "Planificar" significa enumerar, definir, programar y presupuestar toda la multitud de actividades individuales necesarias para perforar el pozo, y "diseñar" significa especificar todos los parámetros físicos (profundidad, diámetro, etc.) que definen el propio pozo... Una consideración especial en algunas regiones es la posibilidad de encontrar recursos de hidrocarburos mientras se perfora el pozo geotérmico. Si este es el caso, puede afectar el diseño del revestimiento, la selección del equipo de perforación, los requisitos de registro de lodo y muchos otros aspectos del plan del pozo. (Finger & Blankenship, 2010)

Es importante aclarar y recordar que cada pozo tiene sus características geológicas, mecánicas, térmicas y de presión propias que lo hacen único y diferencian de los otros, haciendo que cada uno varíe en programación y presupuesto, y como consecuencia su estudio y planificación son de igual forma individuales. Este proyecto está orientado a mencionar los procesos de mayor generalidad, evidencias de las problemáticas encontradas en casos reales y que por ende son los más utilizados a nivel mundial en perforación geotérmica.

Todas las operaciones realizadas para los estudios, planificaciones, diseños, exploración, explotación y producción están altamente ligados a la perforación de pozos de petróleo y gas; y a raíz de la alta demanda energética no solo a nivel nacional (Colombia), sino también a nivel global, agregando el auge que han tomado y seguirán tomando las energías “limpias” o renovables; es importante que actuales y futuros ingenieros de petróleos vean la posibilidad de tener un campo laboral en la “ingeniería geotérmica”, que permita de esta forma contribuir a las necesidades y requerimientos en materia energética de la sociedad actual, de una manera limpia y amigable con el medio ambiente, sin dejar de poner en práctica los conocimientos teórico-prácticos base que se han obtenido en procesos de formación académica y laboral.

7.1.1 Planificación de la Perforación de un Pozo Geotérmico

Si se desea alcanzar un proyecto exitoso se debe partir de bases sólidas con lo cual se tenga un paso a paso a seguir durante su desarrollo, por esto se debe tener una muy buena planificación de la perforación, donde exista una comunicación constante de todas partes involucradas en el proyecto (contratistas y prestadores de servicio), con la finalidad no solo de tener una operación económicamente rentable, sino también de evitar incidentes y accidentes que comprometan la integridad de las personas, de las operaciones que se realizan y/o del medio ambiente.

Según (Finger & Blankenship, 2010), la descripción del plan debe ser estrictamente detallada, que, por ejemplo, para especificar la perforación de un intervalo entre dos profundidades dadas y la colocación de la tubería de revestimiento en él, se requeriría, como mínimo, la siguiente información:

- Tamaño y tipo de broca, donde también se debe especificar el WOB (weight on bit) y la ROP (rate of penetration) recomendadas para cada tramo a perforar.
- Configuración de BHA (bottom hole assembly), que puede variar a lo largo del proyecto por cambios drásticos de litología, daño de herramientas o si se requiere motores de fondo o herramientas adicionales para perforación direccional del pozo.
- Tipos de broca a utilizar y su vida útil que será afectada por los tipos de roca que se han perforado y por el WOB y la ROP con la que esta herramienta haya trabajado.
- El plan direccional, del cual debe estar enterada toda la cuadrilla de perforación, además de un monitoreo constante por parte del ingeniero direccional.
- El fluido o fluidos de perforación a utilizar, caudales, volúmenes, MW, propiedades reológicas y demás características para un correcto funcionamiento del lodo.
- Registros y sondeos que se deban realizar durante la perforación o antes de la instalación de la tubería de revestimiento.
- Pruebas de presión u otras que se requieran luego de la cementación de intervalos o al llegar a la zona de interés.
- Tamaño, peso, conexión y grado de la tubería de revestimiento, y si se trata de un revestimiento y también dichas características para la sarta de perforación.
- Detallado programa de cementación que asegure obtener un pozo de óptimas condiciones de seguridad.
- Análisis de problemas operativos y procedimiento a seguir si se prevé encontrar durante las operaciones de perforación o cementación.

Aunque la planificación del proyecto debe ser rigurosa, dicho plan debe ser flexible ante posibles imprevistos y cambios que se deban aplicar, los cuales solo deben ser indicados por el personal encargado y con capacidad para tomar estas decisiones y cambios, que además deberán siempre estar indicados en reportes oficiales, para un posterior estudio y evaluación de las lecciones aprendidas.

7.1.2 Diseño de un Pozo Geotérmico

Una correcta planificación permitirá realizar un riguroso y detallado diseño, para el cuál es importante tener la mayor información que sea posible, donde es de gran importancia los reportes y datos obtenidos de proyectos realizados anteriormente en la zona a perforar, sin embargo, comúnmente se carece de esta información por lo cual el personal encargado del diseño deberá esforzarse por realizar un excelente trabajo con la poca información que se tenga.

En la investigación realizada por (Finger & Blankenship, 2010), se menciona que la información óptima requerida para un buen diseño de pozo deberá contener y considerar los siguientes parámetros:

- Finalidad de pozo a perforar: al igual que en pozos de petróleo y gas en geotermia se encuentran pozos de diferente propósito, producción, inyección, exploración o reparación, y esta finalidad influirá directamente en el diseño que requiere el pozo, por ejemplo, dependiendo de su funcionalidad se hallaran variaciones como el diámetro del hueco, tipo y calidad de la cementación y el revestimiento entre otras.
- Condiciones de superficie o de pozos poco profundos: este parámetro se verá afectado directamente por altas temperaturas encontradas en zonas someras y/o por manifestaciones geotérmicas superficiales, las cuáles complicaran las operaciones y por tanto el diseño del pozo, que en la mayoría de los casos requerirá la instalación adicional de revestimientos con la finalidad de mejorar la seguridad y tener mayor manejo en posibles operaciones de control de pozo. En estos casos se recomienda un buen plan de perforación direccional o la perforación de pozos exploratorios para tener un mejor conocimiento y estudio de las condiciones superficiales.
- Condiciones del yacimiento: se requiere tener buena información de la posible zona de interés, es fundamental datos de presión y temperatura los cuales se pueden obtener de pozos aledaños o de estudios geofísicos, sin embargo, la química es de gran importancia ya que permitirá realizar un diseño óptimo del revestimiento y cemento a utilizar en el yacimiento y a estimar el costo de estos.
- Requisitos logísticos: el diseño del proyecto de perforación puede verse afectado por factores externos como el clima, disponibilidad de equipos, permisos necesarios para el desarrollo de la operación, el manejo de fluidos y desechos resultantes de las operaciones. Además de problemas de suministros de agua y controles ambientales, los cuales deben ser tenidos en cuenta por el personal encargado del diseño.
- Probables problemas en la perforación: realizar una rigurosa planificación del proyecto, permitirá desarrollar un diseño proyectado a mitigar cualquier riesgo y/o problema operativo, que se prevea a partir de la información adquirida de pozos aledaños o de un conocimiento general de la zona y el yacimiento geotérmico, por ejemplo el diseño de lodos de perforación que puedan llegar a usarse durante las operaciones como píldoras para perdidas de circulación, o fluidos con características apropiadas para solucionar problemas que puedan darse en zonas

de alta corrosión o de temperaturas elevadas. Además de equipos pensados para perforar en formaciones de HPHT, o la instalación de martillos y herramientas direccionales que puedan llegar a necesitarse en casos específicos. Además de una correcta elección de los parámetros de peso en la broca, velocidad de rotación, y la configuración de la hidráulica en profundidades específicas.

- Requisitos del revestimiento: siendo de gran importancia en el diseño del proyecto debido a las condiciones extremas de presión y temperaturas a la que estará sometido, y por presencia de fluidos corrosivos, se determina la cantidad de revestimientos a correr y sus profundidades de asentamiento.

7.1.3 Perforación de Pozos Exploratorios

Luego de tener el resultado de los estudios realizados en el prospecto geotérmico, se procede a establecer un plan para la perforación, teniendo como base un número entre tres y cinco pozos para perforar dependiendo de la magnitud del reservorio, el tipo de roca a atravesar, profundidad a la que se planea llegar y ante todo por, como se mencionó anteriormente, los altos costos que conlleva este proceso.

De igual forma en el avance de la perforación se debe ir realizando un estudio de los ripios que van llegando a superficie y muy importante un análisis de núcleos siendo estos últimos más precisos debido a que se conocen las profundidades exactas a las que fueron colectadas dichas muestras y las cuales permiten determinar factores importantes como porosidad y permeabilidad. El estudio de los cortes de la perforación es importante porque con ellos se puede hacer un análisis rápido sobre mineralogía y la interacción de la roca con el fluido termal, además por medio del estudio de los ripios se pueden hacer mediciones indirectas de la temperatura del reservorio mediante el análisis de inclusiones fluidas presentes en dichos recortes.

Antes del completamiento del pozo es importante el corrido de registros a hueco abierto que me permitan analizar parámetros como: temperatura, conductividad y potencial eléctricos, velocidad sísmica, flujo vertical y horizontal, entre otros.

Generalmente se deja estabilizar las propiedades del pozo entre cuatro y ocho semanas monitoreando constantemente los registros anteriormente mencionados. Y luego de esto se puede evaluar la cantidad de fluido presente, la temperatura y presión reales del yacimiento y la capacidad eléctrica medida en kilowatts que podemos obtener en dicho campo. Con esta información se puede hacer un análisis de la viabilidad en la perforación de nuevos pozos o del proceso a seguir para obtener la cantidad necesaria de watts esperada en superficie. (Prol-Ledesma, 2001)

7.1.4 Perforación de Pozos de Desarrollo

Por medio del análisis de resultados obtenidos principalmente de los pozos exploratorios, se procede a la perforación de pozos de desarrollo, los cuales tendrán como finalidad la producción o inyección del fluido del yacimiento geotérmico, ejecutando su perforación en los lugares de mayor estrategia para la óptima obtención de los fluidos geotérmicos del yacimiento.

7.2 Selección del Equipo de Perforación.

Para poder perforar los pozos geotérmicos es necesario conocer la geología general de los yacimientos geotérmicos (principalmente rocas volcánicas y metamórficas), así como la relación que existe entre la tectónica de placas y la ubicación de los sistemas geotérmicos. Una práctica importante durante la perforación de pozos es la toma de registros (geofísicos, de presión, de temperatura y de diámetro de pozo). El proceso de perforación de los pozos geotérmicos difiere un poco al realizado en los pozos de hidrocarburos, sin embargo, existen diferencias en el equipo, herramientas y las técnicas empleadas, que deben de ser consideradas durante todo el proceso de perforación. Parámetros como las altas temperaturas que se manejan en los pozos geotérmicos, la geología volcánica fracturada a perforar y los fluidos altamente corrosivos son los que principalmente hacen la diferencia. La perforación de pozos geotérmicos generalmente se realiza con el objetivo de extraer los fluidos a altas temperaturas del subsuelo a la superficie, sin embargo, es normal que para la explotación de un campo también se perforen pozos que realicen el proceso inverso (inyección), a manera de mantener el volumen de fluido en el yacimiento. Por ello, el tipo de terminación dependerá del objetivo del pozo (tipos de pozos) y las condiciones geológicas de la formación. (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014)

7.2.1 Torres de Enfriamiento

Cuando se hace circular lodo en un pozo, se alcanza un equilibrio entre las diferentes transferencias de calor. El lodo de fondo de pozo es más frío que la temperatura de formación, mientras que el lodo del tope de pozo es más cálido que la temperatura de formación. La amplitud de esta desviación y también la diferencia de temperatura entre el fondo y la parte superior de la formación dependen esencialmente de la tasa de flujo del lodo. A su vez, esto depende del diámetro del pozo, ya que el caudal suele disminuir con el tamaño de la broca. (Maury & Guenot, 1995)

Por supuesto, el factor más crítico en el sistema de circulación es la alta temperatura del medio circulante. En la mayoría de los pozos productores, la temperatura del fondo del pozo es de aproximadamente 500 °F y la temperatura de circulación es de aproximadamente 200 °F. En algunos de los pozos extremadamente calientes se utiliza una torre de enfriamiento para reducir las temperaturas. La torre de enfriamiento reduce la temperatura de circulación alrededor de 30 °F a 40 °F, que es suficiente para evitar que el lodo se vea afectado por la alta temperatura. (Cromling, 1973)

La figura 15 muestra una torre de enfriamiento comúnmente utilizada para la reducción de temperatura de los fluidos utilizados para la perforación de pozos geotérmicos.



Figura 15. Torre de enfriamiento utilizada comúnmente en Islandia para perforación geotérmica de alta temperatura. (Hanson, 2019)

7.2.2 Brocas

Las brocas de perforación ilustradas en la figura 16, son herramientas que van enroscadas en el extremo inferior de la sarta de perforación, y están dotadas de elementos cortantes, que sirven para penetrar las formaciones en el subsuelo, estableciendo contacto entre la zona productora y la superficie (...) La selección y condiciones de operación de la broca constituyen uno de los problemas más importantes que debe encarar el ingeniero de perforación, y para ello es muy importante conocer los fundamentos de diseño a fin de identificar las diferencias existentes entre las brocas disponibles en el mercado así como también los avances más recientes en el área de diseño de brocas de perforación. (Ramos, 2011)

7.2.2.1 Brocas de diamantes naturales e impregnados: Las brocas de diamantes naturales están construidas por muchos diamantes colocados en una matriz de carburo de tungsteno. Su mejor comportamiento lo obtienen en formaciones que no sean frágiles, de alta dureza y abrasividad (...) Las características más importantes en el diseño de las brocas de diamantes naturales se observan en el perfil de la corona, el mecanismo de corte de la formación y el tamaño y número de diamantes. (Ramos, 2011)

7.2.2.2 Brocas de diamantes policristalinos: Las brocas de diamantes policristalinos compactos (PDC) aparecieron en el mercado en los años 70. Su elemento cortante lo constituye un disco o capa de diamante policristalino sintético, adherido a un sustrato de carburo de tungsteno mediante un proceso de alta presión y temperatura (...) Las brocas PDC fueron diseñadas para obtener altas tasas de penetración en formaciones blandas, firmes y medianamente duras, no abrasivas. Las mismas no pueden usarse en formaciones duras y abrasivas por el hecho de que los cortadores PDC experimentan un excesivo desgaste mecánico, incrementado térmicamente por el calor generado por la fricción entre el cortador y la formación (...) algunas características importantes en el diseño de las brocas de diamantes policristalinos, relacionados con el perfil de la corona, la limpieza hidráulica de la broca, el tipo de cortadores y el mecanismo de corte. (Ramos, 2011).

7.2.2.3 Brocas excéntricas: Estas brocas presentan una geometría única que les permite perforar y ensanchar simultáneamente. Una broca excéntrica perfora un agujero ligeramente mayor al diámetro para compensar en ciertas formaciones, tales como arcilla esquistosa o sal, que se deforman y alargan después de haber sido perforadas. Para lograr esto, las brocas tienen que ser capaces de pasar a través del diámetro interior de la tubería de revestimiento de un pozo, entonces perforar un agujero sobredimensionado (...) El mecanismo de corte de las brocas excéntricas es por cizallamiento, que permite perforar la formación sin producir impacto en la misma. La ventaja que presenta es que se obtienen volúmenes de corte de apreciable magnitud, aumentado consecuentemente la tasa de penetración. (Ramos, 2011).

7.2.2.4 Brocas tricónicas: Con dientes de acero fresados que forman parte del propio cono o dientes de metal duro (normalmente carburo de tungsteno) insertados en el cuerpo del cono de acero. Las brocas con dientes fresados son menos caras, pero sólo son

adecuadas para las formaciones más blandas. Las brocas de insertos se utilizan en formaciones de dureza media a alta, y el tamaño, la forma, los cojinetes y el número de insertos varían para adaptarse a las condiciones específicas de perforación. Las brocas están disponibles con cojinetes de rodillos o de deslizamiento, dependiendo de las condiciones de funcionamiento, y los cojinetes, juntas y lubricantes deben estar especificados para soportar altas temperaturas si las brocas se van a utilizar en la perforación geotérmica. (Finger & Blankenship, 2010).

7.2.2.5 Brocas bicónicas: La geometría de la broca bicónica por tener solo dos (2) conos, permite un mayor espacio, que permite incrementar el diámetro y longitud de los cojinetes entre 15 a 25% (mayor durabilidad de los cojinetes). La cantidad de dientes es menor que su equivalente en tricónica y la carga puntual más alta por diente, mejora la penetración en la roca y por ende la ROP. (Ramos, 2011).

7.2.2.6 Brocas corazonadoras: Estas brocas son completamente diferentes de las brocas de "perforación rotatoria" descritas anteriormente. El núcleo se extrae del pozo recuperando un "tubo de núcleo" del BHA con un cable, en lugar de sacar toda la sarta de perforación, como se hace en la extracción de núcleos de tipo petrolero. Por consiguiente, la extracción de núcleos es mucho más rápida, aunque la velocidad de penetración de la extracción de núcleos suele ser bastante baja. Gran parte del volumen de roca extraído del pozo es en forma de núcleo, y los propios recortes de roca son mucho más pequeños, porque prácticamente toda la extracción de núcleos de roca dura se realiza con brocas impregnadas de diamante que trituran la roca. (Finger & Blankenship, 2010)

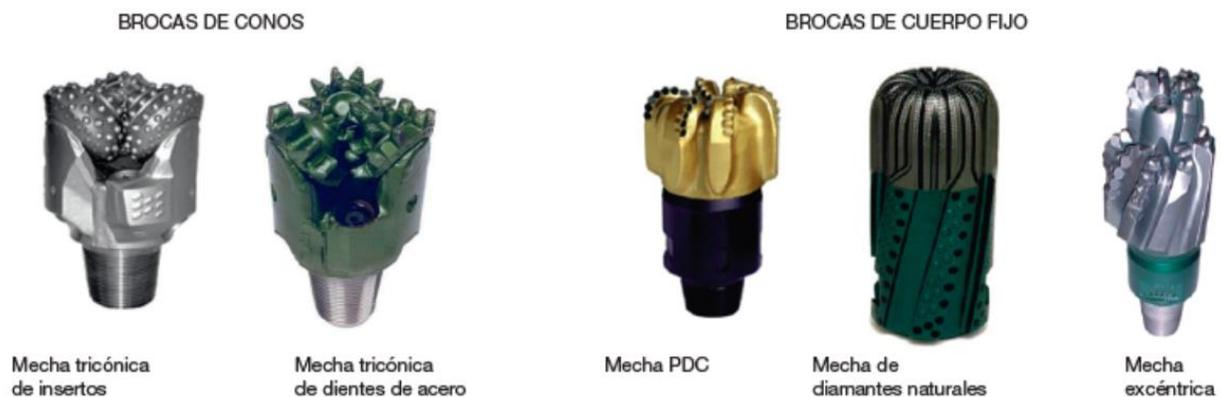


Figura 16. Tipos de brocas de perforación. (Ramos, 2011)

7.2.3 Crossover

Es el componente que va inmediatamente arriba de la broca y puede alojar también una válvula de no retorno. Es una pieza tubular metálica con dos conexiones tipo caja y es empleada para conectar la broca con el siguiente elemento de la sarta. Su longitud varía normalmente entre 0.3 y 1 metro. La válvula de no retorno que aloja este elemento sirve para asegurar que el flujo no circule a la inversa dentro de la sarta, en la industria geotérmica esto adquiere interés debido a que

los fluidos calientes causarían daño si regresaran hasta el piso de perforación. (González et al., 2016).

7.2.4 Martillos de Percusión

Son herramientas que se colocan en la sarta de perforación, constan principalmente de una camisa-pistón reciprocante, la cual mediante un mecanismo de accionamiento proporciona una carga de impacto a la broca. Las brocas empleadas con esta herramienta son normalmente de cortadores fijos con insertos de carburo de tungsteno especiales. (González et al., 2016)

Se usan para manejar y liberar la sarta de perforación cuando se tengan pegadas de tubería.

7.2.5 Drill Pipe

Según (Finger & Blankenship, 2010) las principales consideraciones al elegir la tubería son las siguientes:

Resistencia: los principales requisitos son la resistencia a la tracción y a la torsión, para que la tubería pueda sacar la sarta de perforación del agujero (a menudo con un poco de sobretensión necesaria debido a puntos estrechos, o incluso a una tubería parcialmente atascada) y pueda aplicar el par necesario para girar la broca. La presión interna puede ser un problema en algunos casos, y la resistencia a la flexión es importante en la perforación direccional. Los grados de resistencia más altos pueden ser susceptibles a la fragilidad por sulfuro de hidrógeno. El par de torsión de la perforación suele estar limitado por las conexiones de la tubería de perforación, por lo que pueden ser deseables las conexiones de alto par de torsión.

Tamaño: dado que varias configuraciones de tuberías diferentes pueden ser suficientemente resistentes, un factor importante para la selección del tamaño es la hidráulica. El diámetro interno de la tubería debe ser lo suficientemente grande como para evitar una caída de presión excesiva en el fluido de perforación circulante. También es necesario que el diámetro interior de la tubería sea lo suficientemente grande como para pasar cualquier herramienta de registro prevista, y que el diámetro exterior de las juntas de las herramientas de la tubería de perforación sea lo suficientemente pequeño como para que puedan utilizarse herramientas de pesca de gran tamaño en caso de problemas. Por lo general, la restricción de pesca se traduce en que el diámetro exterior de la herramienta de la tubería de perforación sea lo suficientemente pequeño como para pasar a través de la tubería de revestimiento más pequeña que se vaya a utilizar, con suficiente espacio libre para el mismo flujo de fluido, de nuevo sin una caída de presión excesiva, en el exterior de la tubería.

Resistencia a la corrosión: Muchos fluidos de formación son corrosivos; esto es especialmente cierto en muchas perforaciones geotérmicas. Hay una serie de grados especiales de tubos de perforación fabricados con aleaciones diseñadas para entornos corrosivos.

Presencia de H₂S: en la mayoría de los sistemas geotérmicos requiere que la tubería de perforación sea adecuada para el servicio de H₂S y cumpla con la norma NACE 0175, o la más restrictiva IRP 1.

Resistencia al desgaste: Dado que muchas formaciones geotérmicas son extremadamente abrasivas, la tubería de perforación tiende a desgastarse mucho más rápido que en otros tipos de perforación. El "hard-banding" como lo muestra la figura 17 (aplicación de capas de material resistente al desgaste, como el carburo de tungsteno, en los diámetros exteriores de las juntas de las herramientas) es habitual en la perforación geotérmica, aunque el hard-banding también puede dañar la tubería de revestimiento si se pasa mucho tiempo perforando.



Figura 17. Hardbanding. (Hardbanding | Castolin Eutectic, 2022)

7.2.6 Tubos de perforación con aislamiento.

(Finger & Jacobson, 2000) realizaron su estudio sobre este tipo de tuberías al considerar el concepto general de tubo de perforación, con tres enfoques básicos: tubo de pared simple con revestimiento aislante en el interior; tubo de pared simple con aislamiento en el exterior; y tubo de doble pared con aislamiento en el espacio anular, o volumen, entre los tubos. Las ventajas y desventajas de cada método se resumen en la tabla 10.

COMPARACION TUBERIA DE PERFORACION CON AISLAMIENTO		
METODO DE FABRICACION	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Una pared - Aislamiento interior	Peso ligero; aislamiento protegido del desgaste por abrasión e impacto con la tubería de revestimiento o pozo; mínima erosión de los recortes; podría aislar las juntas de la herramienta.	El aislamiento fallido podría tapan la broca o el motor de fondo de pozo; difícil de instalar, reparar o reemplazar; requiere un aislamiento resistente y fuerte.
Una pared - Aislamiento exterior	Peso ligero; aislamiento fácil de aplicar; el fallo del aislamiento no tendría un efecto grave en la circulación	El aislamiento es vulnerable a la erosión y a los impactos; probablemente no podría aislar las juntas de las herramientas o las zonas de manipulación de las tuberías; requiere un aislamiento resistente y fuerte
Doble pared	Protección confiable para aislamiento; ningún requisito de resistencia (excepto a la compresión) o tenacidad en el aislamiento; no se requiere desarrollo de material aislante.	La tubería es pesada; la fabricación y el material son costosos; la reducción de interior afecta a la hidráulica.

Tabla 10. Comparación diferentes tipos de tubería de perforación aislada. (Finger & Jacobson, 2000)

7.2.7 Ensamblaje de Fondo (BHA)

Con la finalidad de demostrar la importancia que tiene el diseño del BHA en las operaciones de perforación, a continuación, se expondrá un caso aplicado elaborado por (Cardoe et al., 2021) de la realización de un proyecto geotérmico en Finlandia de 2 pozos piloto.

El proyecto tuvo como objetivo generar 40 MW de energía térmica libre de emisiones. Se perforaron dos pozos de 6400 m MD y 6213 m MD (profundidad medida) a través de formaciones de gneis granítico duro y abrasivo. Las condiciones típicas de pérdida y desgaste de la estructura de corte y el desgaste del diámetro del calibre de entre 3/16 de pulgada y 1/4 de pulgada contribuyeron a un par excesivo, incidencias atascadas, baja tasa de penetración (ROP) y dificultades para lograr la tasa de construcción (...) La sección direccional del primer pozo se perforó con una ROP promedio por debajo de 2 m/h una longitud de recorrido promedio de 56 m por broca. El pozo tomó 246 días de perforación y 44 BHA para lograr TD (profundidad total). Las mejoras de diseño incluyeron protección mejorada del calibre, sistema hidráulico de la broca para minimizar la erosión del cono y la consiguiente pérdida de compactación de TCI (inserto de carburo de tungsteno). Se introdujo una nueva tecnología de materiales híbridos TCI con una mejora del 100% en la resistencia al desgaste y la durabilidad en comparación con los grados convencionales, para perforar estas formaciones graníticas duras y abrasivas (...) Se seleccionaron los nuevos BHA y el plan de perforación en función de la selección del diseño de la broca para

reducir el desgaste de los componentes del BHA, mejorar el control direccional y reducir las disfunciones de perforación.

Una vez que estos factores estuvieran bajo control, se podría implementar un enfoque de bajo riesgo para extender los límites de revolución de la broca para los rodamientos sellados de cono de rodillo, en base a los parámetros de fondo de pozo y los embotamientos previos de la broca, lo que lleva a longitudes de ejecución más largas (...) La combinación del diseño de la broca y las mejoras de material con un BHA y un plan de perforación seleccionados correctamente aumentaron las longitudes de ejecución y la ROP. La sección direccional de 8.5 pulgadas del segundo pozo se perforó con un aumento del 13% en la ROP promedio y un aumento del 69% en la longitud promedio del recorrido. Entre pozo y pozo, se realizó una reducción de 77 días en AFE (autorización de gasto) (...) El cambio de BHA de sistema rotativo direccional (RSS) a BHA de motor de fondo se implementó por dos razones: rendimiento direccional y costo. Durante la perforación del primer pozo, se observó una pérdida de control direccional a través de las fallas y zonas de fractura del granito. El impulso de la formación fue evidente y se requirieron altas fuerzas de dirección para la corrección. Se observó desgaste de los componentes de BHA como resultado de las altas velocidades de rotación de la sarta.

Desde el primer pozo, se observó desgaste en todos los componentes del BHA, incluidos los estabilizadores modulares utilizados en el RSS. Como resultado, varias unidades de dirección sufrieron daños irreparables, lo que es muy costoso. En el Pozo 1, el metraje total perforado por RSS fue de 598 m, requiriendo 12 brocas (...) Teniendo en cuenta la reducción del desgaste del BHA, el uso de motor permite velocidades de rotación de la sarta más lentas, lo que reduce la distancia de deslizamiento del estabilizador, la tubería de perforación y la carcasa para reducir el desgaste de los componentes. En el primer pozo se seleccionó un BHA de motor de baja velocidad con una serie de RPM operativa recomendada entre 30 y 60. Se logró un total de 828 m de metraje perforado con 10 brocas con esta configuración de BHA. El aumento en el metraje perforado en ROP comparables con el cambio a un BHA de motor en el Pozo 1, llevó a que se seleccionara un BHA de motor para el 92% de la distancia de perforación planificada en el Pozo 2.

7.2.8 Motor Direccional

En la investigación realizada por (Stefánsson et al., 2018) se desarrolló una novedosa tecnología para la optimización de los procesos de perforación, principalmente en el desarrollo de proyectos direccionales y pozos horizontales resistentes a las condiciones típicas de los yacimientos geotérmicos.

La clasificación típica para equipos de fondo de pozo durante la perforación de petróleo y gas es de entre 150 ° C y 175 ° C (...) El proyecto incluyó pruebas de laboratorio, pruebas de campo y el despliegue de campo completo del sistema de perforación (...) La explotación de los yacimientos geotérmicos requiere la perforación direccional en profundidad en formaciones duras, y no existe un sistema de perforación de yacimientos de petróleo y/o gas convencional capaz de resistir a las temperaturas de 300 ° C que se encuentran en los pozos geotérmicos (...) El sistema de perforación completo y el sistema de medición durante la perforación (MWD) que (Stefánsson et al., 2018) describieron en su investigación, por requerimiento, operan a 300 ° C durante al menos

50 horas y a profundidades de hasta 10,000 m (...) El sistema MWD consiste en un paquete de medición direccional de fondo de pozo completo con fuente de energía y telemetría.

La base del motor de metal con metal (M2M) es un motor de lodo estándar con un conjunto de cojinetes lubricados con lodo y transmisión de titanio. Desarrollar el conjunto de cojinetes para soportar 300 ° C es sencillo: la temperatura de 300 ° C no afecta a la mayoría de las piezas, que están hechas de aleaciones de acero. El desarrollo de la sección de potencia es más desafiante. El elastómero que falta causa una diferencia importante con respecto a las secciones de potencia convencionales. Las secciones de potencia convencionales tienen un ajuste de interferencia leve para minimizar las fugas de fluido entre el rotor y el estator y para asegurar la eficiencia del motor. Para la sección de potencia M2M, esto significa que se producirán fugas de fluido y el desafío es minimizar la cantidad de fluido que se escapa entre el rotor y el estator (...) En teoría, es posible diseñar perfiles de rotor y estator de tal manera que las cámaras estén perfectamente selladas y no sea posible la fuga de fluido.

En realidad, las tolerancias de fabricación siempre están presentes e impiden un sistema perfectamente sellado. Una mayor precisión geométrica en la fabricación del conjunto de rotor y estator se traduce directamente en una mayor eficiencia de la sección de potencia (...) La primera prueba de prototipo de una sección de potencia M2M confirmó la funcionalidad del diseño, y enfatizó la importancia de las piezas precisas y la necesidad de protección contra el desgaste en el rotor y el estator (...) Tras la prueba inicial del dinamómetro, el motor funcionó durante 50 horas en una prueba de resistencia a 2500 l/min y presión diferencial constante. Aunque la velocidad de rotación del motor bajó de 80 rpm a 50 rpm, la prueba de resistencia fue un éxito. Aunque el desgaste de la sección de potencia de metal con metal provocará una producción de potencia decreciente durante el curso de una operación de perforación, será predecible y, por lo tanto, controlable. En comparación, un estator elastomérico, especialmente a altas temperaturas, puede fallar catastróficamente si se sobrecarga por un período corto o si los aditivos de lodo deterioran el elastómero. (Stefánsson et al., 2018)

7.3 Técnicas de perforación geotérmica

A continuación, presentaremos algunas técnicas que han sido usadas históricamente para la perforación de pozos geotérmicos, es importante resaltar que algunas de estas técnicas fueron de gran uso en su época, pero gracias a los avances tecnológicos se quedaron obsoletas, debido a que no son eficientes como por ejemplo la perforación por percusión.

Las técnicas de perforación más utilizadas según la presente investigación son la perforación bajo balance, por la eficiencia que se obtiene al perforar zonas comunes de yacimientos geotérmicos. Y la perforación direccional por el alcance de trayectoria que obtiene dentro de la zona de interés geotérmica.

7.3.1 *Circulación Inversa de Doble Tubo*

Este método hace circular el fluido de perforación a través del anular de una sarta de perforación de doble pared. Los recortes con fluido de perforación luego regresan a través de la sarta interior. Esto reduce la pérdida de fluido de perforación y el riesgo de atascamiento diferencial y alto torque al mantener fluido alrededor de la broca y el conjunto del fondo del pozo. (Petty et al., 2005).

Las ventajas de la perforación de circulación inversa de doble tubo en comparación con los sistemas rotativos de lodo convencionales son que, con el sistema de doble tubo, los fluidos limpios circulan en el fondo del pozo en el espacio anular entre la roca y la tubería de perforación. Este fluido regresa a la superficie llevando los recortes dentro del tubo interior. Este método no requiere que el nivel de fluido en el espacio anular esté en la superficie o cerca de ella, lo que permite una perforación eficiente con pérdida de circulación total. También protege la formación de taponamientos con cortes de perforación y proporciona un medio rápido y eficiente de realizar perforaciones de gran diámetro. Los sistemas de perforación rotativos de lodo convencionales bombean los fluidos a presión por el centro de la tubería de perforación en lugar de por el espacio anular entre la roca y la tubería de perforación. A medida que el lodo convencional regresa a la superficie, introduce recortes de perforación que obstruye la formación. (Rickard et al., 2001).

7.3.2 *Perforación Bajo Balance.*

La perforación bajo balance es una aplicación común en formaciones altamente fracturadas y sometidas a presión por debajo de lo normal. Razones técnicas como el daño de la formación, la perforación en zonas agotadas, dan lugar a un valor más económico en la operación de perforación. Hay varias formas de lograr una presión de pozo bajo balance durante la perforación. Una de las técnicas más comunes es la perforación con aire, lodo aireado y espuma o comúnmente conocida como perforación aireada. Perforar con aire, fluido aireado y espuma puede conllevar numerosas ventajas. A pesar de las ventajas, también presenta más desafíos en diseño y operación. El transporte de corte debe calcularse correctamente para lograr una condición de fondo de pozo limpio. Los parámetros de aire y gas deben diseñarse adecuadamente para evitar el colapso de la formación. Todos ellos deben estar correctamente diseñados manteniendo la condición de bajo balance (...) Se requieren condiciones de bajo balance durante la perforación de canales fracturados y formación de baja presión. Hay dos parámetros como variable a controlar en esas técnicas, la tasa de aire y la tasa de líquido. La combinación inadecuada de caudal de aire y líquido puede provocar otros problemas de pozo. La falta de presión en el fondo del pozo por debajo de la zapata de revestimiento puede provocar problemas de inestabilidad, la capacidad de carga de corte inadecuada puede conducir al empaquetamiento de cortes y el aire a alta velocidad conduce a un problema de washout en el pozo. Estos problemas deben tenerse en cuenta mientras se mantienen las condiciones de bajo balance. (W. A. Nugroho et al., 2017).

Cuando las formaciones son impermeables, el fluido de formación no puede fluir libremente. En esta situación, la presión diferencial resultará en la fractura y el derrumbe de la formación. Esto no sólo aumentará la cantidad de fluido de formación que entre al pozo, sino que llenará el anular del pozo con derrumbes, taponando el pozo y llevando a una posible pega de tubería y a un difícil análisis de los cortes, pues llegarían al tiempo muestras de la parte superior

del pozo por los derrumbes. La perforación bajo balance puede incrementar dramáticamente las tasas de penetración. De hecho, contando con el equipo de superficie apropiado, la perforación bajo-balance tiene varios beneficios, como daño muy pequeño a la formación y al reservorio, sin pérdidas de circulación ni pegas diferenciales de tubería, sin arrancar los contenidos de la formación y de hecho hay una continua prueba de formación. (Hawker et al., 2001)

7.3.3 Perforación Direccional.

La perforación direccional en pozos geotérmicos es un desafío debido, en la mayoría de los casos, a las rocas volcánicas duras, la presencia de cavidades o cavernas y las altas temperaturas que provocan pérdidas de circulación masivas, roturas de perforación y dificultad para girar y controlar la dirección de manera estable durante la perforación. Estos causan una condición crítica que reduce la calidad del pozo: altos Dog Leg Severity (DLS), pozo estrecho y ocurrencia de tubería atascada. Además, esto conduce a una mayor tensión y deformación experimentadas por el revestimiento y provoca una reducción y falla del límite elástico. Por lo tanto, es esencial que se optimice el diseño y la operación de perforación direccional, en particular la trayectoria. (Marbun et al., 2021).

Este tipo de técnica conlleva a varios problemas adicionales, como por ejemplo en casos de pega de tubería se corre el riesgo de perder toda la sarta por la dificultad en los posibles trabajos de pesca que se puedan llegar a necesitar. Por eso esta técnica solo se puede llevar a cabo en los pozos donde las condiciones geológicas lo permitan.

8. FLUIDOS DE PERFORACIÓN PARA POZOS GEOTÉRMICOS

8.1 Generalidades acerca de los Fluidos para Perforar Pozos Geotérmicos

Las operaciones de perforación y completamiento se ven altamente influenciadas por las características extremas de presión y temperatura comunes en los pozos geotérmicos. Por esta razón la planificación y fabricación de los fluidos de perforación requiere que sus propiedades reológicas cumplan de una manera óptima con sus funciones en el pozo mediante una buena estabilidad a condiciones de HPHT. Adicionalmente es importante monitorear constantemente las propiedades del fluido que llega a superficie, esto evitará posibles problemas que ocurran durante el proceso como lo son inestabilidad del hoyo, pegadas de tubería, patadas o arremetidas de pozo, disminución de la rata de penetración por mala limpieza, entre otros.

La perforación de pozos geotérmicos es una parte vital de un proyecto geotérmico después de que se haya realizado una extensa exploración e investigación científica en superficie. La perforación es una de las actividades más costosas de un proyecto geotérmico. En el proyecto de perforación, el sistema de circulación ocupa una parte del coste del pozo. La selección del fluido de perforación del pozo geotérmico es vital para el éxito del proyecto. Por lo tanto, es importante seleccionar un fluido de perforación que proporcione los mejores resultados en términos de coste seguridad, alcance de la profundidad deseada y rendimiento del pozo. Los fluidos de perforación son necesarios para eliminar los recortes del pozo, refrigerar y lubricar la broca y la sarta de y la sarta de perforación, y para controlar las presiones durante la perforación. Los distintos fluidos de perforación se seleccionan de acuerdo con la presión del yacimiento, la temperatura y la técnica de perforación utilizada. Los fluidos de perforación geotérmica que se utilizan habitualmente son el lodo a base de agua, sólo agua, lodo aireado o agua y espuma. (Chepkech, 2011).

De los tanques de almacenamiento o tanques de lodo, el fluido de perforación es bombeado a través de la tubería de perforación, saliendo por los jets de la broca y regresando por el espacio anular, llevando a su paso los ripios que se van generando con la perforación, y de esta manera mantiene una óptima condición de limpieza del pozo. Finalmente, al llegar a superficie el fluido es circulado por una serie de equipos que se encargan de que el lodo cumpla nuevamente con las propiedades iniciales para poder que este se bombee nuevamente al interior del pozo.

Según (Finger & Blankenship, 2010), los registros de perforación de una serie de pozos geotérmicos en varios yacimientos mostraron los rangos de propiedades típicos, los cuales se muestran en la tabla 11.

PROPIEDAD	VALOR	
DENSIDAD	1.03 – 1.15 (g/cm ³)	8.6 – 9.6 (ppg)
VISCOSIDAD DE EMBUDO	35 – 55 (seg)	
pH	9.5 – 11.5	
VISCOSIDAD PLASTICA	0.01 – 0.02 (Pa-s)	10 – 20 (cp)
YIELD POINT	35 – 125 (kPa)	730.99 – 2610.68 (lb/ft ²)

Tabla 11. Valores Típicos de las Propiedades de Lodos de Perforación Geotérmica. (Finger & Blankenship, 2010)

8.2 Tipos de Fluidos Utilizados en Perforación de Pozos Geotérmicos

Los pozos geotérmicos se encuentran principalmente cerca de la zona de falla con estructura compleja y desarrollo de fracturas, la mayoría de las cuales pasarán a través de las capas de arcilla, arena y grava del cuaternario y la formación de lutitas y conglomerados arenosos, etc. del terciario. La perforación de pozos geotérmicos generalmente es con una alta tasa de perforación y gran calibre, y la mayor parte del pozo en el fondo tiene una sección de pozo abierto, lo que significa tener un lodo con bajo contenido de sólidos, densidad media, baja viscosidad, se requiere baja pérdida de fluidos, buena reología y capacidad de construcción de revoque (baja pérdida de fluidos y torta de lodo delgada y elástica, etc.). (Qi, 2014)

Actualmente, hay cuatro tipos principales de fluidos de perforación que se utilizan para la perforación geotérmica. Son los siguientes: lodos base agua (arcillas y polímeros), sólo agua, aire-espuma, y fluido aireado (...) Los fluidos de perforación utilizados en la industria geotérmica son similares a los fluidos de perforación utilizados en la industria petrolera, pero no tienen que ser tratados con aditivos químicos en la misma medida. Como la mayor parte de las perforaciones geotérmicas se realizan en roca dura y no hay problemas de sobrepresión que requieran un lodo pesado, se puede utilizar un lodo bastante "simple". Debido al calentamiento que sufre el fluido de perforación en el pozo, se requiere una torre de refrigeración para evitar que el lodo se caliente demasiado. (Chepkech, 2011)

8.2.1 Lodos Base Agua

El lodo de perforación, por lo general, está formado por tres componentes principales, el primero es una base líquida, que para pozos geotérmicos será agua dulce, adicional debe contener sólidos reactivos o viscosificantes, entre los cuales encontramos arcillas como la bentonita y además polímeros, cuya función será dar las características de viscosidad óptimas al lodo, y por último debe incorporar sólidos inertes que se encargan de ajustar la densidad del lodo sin afectar sus propiedades reológicas.

Según (Finger & Blankenship, 2010), el agua salada está casi totalmente restringida a la perforación de pozos de hidrocarburos, pero cuando se perfora sin retorno en un pozo geotérmico se puede utilizar la salmuera geotérmica generada en pozos cercanos.

- Lodo de bentonita: el lodo se prepara mediante la adición de una mezcla de bentonita y agua; la concentración requerida de arcilla bentonita de alto rendimiento es solo 5-7% en peso de agua. El lodo se estabiliza y, por lo tanto, sus propiedades están en un rango para controlar las condiciones del pozo. La sosa cáustica es el principal aditivo para mantener un pH alto de 9,5 a 10,5. Generalmente, el lodo de bentonita se utiliza en la perforación del pozo superior hasta el punto en que hay pérdida de circulación (a veces denominado punto de subida del lodo) o hasta profundidades convencionales. (Chepkech, 2011). Es un hecho bien conocido que los lodos a base de bentonita no funcionan a temperaturas superiores a 250 ° F. Además, los lodos de bentonita no cumplen con las propiedades de lodo deseadas, como viscosidad, pérdida de agua, etc., debido a la degradación de la bentonita a altas temperaturas. También se realizó un experimento para una muestra de lodo de bentonita a 300 ° F de temperatura. Sin embargo, la excesiva floculación del lodo debido a la degradación de las arcillas bentoníticas impide realizar las mediciones de sus propiedades. Los estudios y resultados han revelado que los lodos a base de bentonita tienen muy buenas propiedades de filtración dinámica a temperaturas de hasta 250 °F. Sin embargo, han perdido su estabilidad por encima de los 250 °F. (Osgouei et al., 2012).
- Lodo de sepiolita: (Ettehadi et al., 2021) en sus pruebas realizadas a lodos arcillosos, evidenciaron una fuerza de gel más fuerte, una red más estable y una alta estabilidad mecánica para el lodo de sepiolita ponderado con contaminación de arcilla activa a altas temperaturas. Esta propiedad característica del lodo de sepiolita es muy importante para proporcionar una limpieza eficiente del pozo durante la perforación y dejar los recortes en suspensión en condiciones estáticas (...) Las características evidenciadas durante las pruebas en la muestra de lodo de sepiolita contaminada ponderada a 300 °F, hacen que esta muestra de lodo sea una buena opción para usarse en altas temperaturas, particularmente en formaciones activas ricas en arcilla. Esta es también la otra prueba de la alta estabilidad termo-estructural de los fluidos de perforación de sepiolita. Adicionalmente, el comportamiento de endurecimiento/espesamiento a velocidades bajas y moderadas y altas temperaturas es una evidencia notable que aclara la capacidad de este lodo de perforación en la construcción de estructuras de gel, proporcionando una limpieza eficiente del pozo y previniendo la tendencia a la precipitación de la barita.
- Lodo de polímero: Este sistema de lodo debe tener una gran capacidad para inhibir la dispersión de la hidratación de los recortes y la lutita cerca de la cara del pozo, logrando así evitar derrumbes en la pared del pozo, y a prueba de fugas. Además, puede suspender y excluir cortes de manera efectiva para asegurar una perforación rápida y eficiente. (Qi, 2014)
La introducción de aditivos poliméricos en los fluidos de perforación a base de agua conduce a mejores resultados en las propiedades reológicas. Los lodos a base de agua tienen varias funciones, como estabilizar el pozo mediante la producción de un revoque de lodo, limpiar el pozo y eliminar los recortes del pozo. Básicamente, los polímeros ayudan en la suspensión de arcilla, en ciertos materiales donde la bentonita es el componente principal, polímeros como la carboximetilcelulosa permite aumentar la viscosidad y también ayuda a controlar o reducir las propiedades de filtración, las propiedades de flujo se conservan adecuadamente a mayor temperatura y presión. Los derivados de celulosa tienen varias funciones en la industria, el derivado de celulosa es bueno para estabilizar y revocar y suspender arcillas, causando así un incremento en la viscosidad y manteniendo la pérdida de fluidos. El enfoque sobre las

propiedades reológicas de la carboximetilcelulosa mostró un mayor comportamiento tixotrópico del lodo con un aumento de la carboximetilcelulosa, además el polímero mostró un comportamiento de viscosidad dominante a bajas concentraciones. (Adeyemi et al., 2020) Las ventajas del uso de lodos base agua son: mejor lubricación que otros fluidos, proporciona mejor limpieza en el pozo, reducción de pérdidas de circulación por formación de revoque, reducción del riesgo de atascamiento. (Chepkech, 2011)

- Lodos aireados (espuma): A menudo se requieren condiciones de bajo balance durante la perforación de canales fracturados y formación de baja presión (comúnmente encontradas en yacimientos geotérmicos). Las aplicaciones comunes para lograr condiciones de bajo balance son el lodo aireado. Hay dos parámetros como variable a controlar en esta técnica, la tasa de aire y la tasa de líquido. La combinación inadecuada de caudal de aire y líquido puede provocar otros problemas en el pozo. La falta de presión en el fondo del pozo por debajo de la zapata de revestimiento puede provocar problemas de inestabilidad del pozo, la capacidad de carga de corte inadecuada puede provocar que el empaquetamiento. El aire a alta velocidad conduce a un problema de lavado del pozo. Estos problemas deben tenerse en cuenta mientras se mantienen las condiciones de bajo balance. (W. A. Nugroho et al., 2017).

Los métodos para reducir la presión hidrostática del pozo son agregar gas al sistema. El gas adicional dará como resultado una caída de presión debido al reemplazo del fluido empujado por el gas, de modo que la densidad del sistema disminuirá por sí sola. El parámetro más importante en el diseño de fluidos de perforación aireados es determinar la capacidad de carga en un sistema mixto de fluido de perforación. Para una tasa de inyección de gas específica y la tasa de inyección del fluido debe poder elevar todo el corte perfectamente formado en el fondo del pozo hasta la superficie. (Wakhyudin et al., 2018).

La productividad del pozo parece estar mejorada, ya que los fluidos de perforación aireados resuelven el problema de la pérdida de circulación que conduce a la formación de tortas de lodo que, en consecuencia, disminuyen la porosidad y permeabilidad de las formaciones (...) La inyección de aire en el lodo de perforación crea burbujas en el lodo. Debido a las propiedades de tensión superficial de las burbujas en relación con las de la roca y el lodo de perforación, las burbujas tienden a rellenar la fractura o las aberturas de los poros en la pared del pozo cuando el lodo aireado intenta fluir hacia las fracturas y los poros. Este bloqueo de burbujas limita el flujo del lodo de perforación hacia estas secciones de pérdida de circulación y, por lo tanto, permite que los procesos de perforación progresen de manera segura. Estos fluidos se han utilizado para perforar pozos poco profundos y profundos desde mediados de la década de 1930. (Jia'en Lin, 2018).

Las principales ventajas de la perforación con aire-espuma son: mayor eficiencia en la limpieza de la broca, aumento de la rata de perforación, cero riesgos de pega diferencial, mínima erosión de las paredes del pozo, sin pérdidas de circulación en zonas porosas, disminución del consumo de agua. (Chepkech, 2011)

8.3 Propiedades de los Fluidos de Perforación para Pozos Geotérmicos

8.3.1 Densidad

A medida que aumenta la profundidad, el peso soportado por la torre de perforación se vuelve cada vez mayor. Dado que una fuerza igual al peso del lodo desplazado eleva tanto la tubería de perforación como la tubería de revestimiento, un aumento en la densidad del fluido de perforación necesariamente da como resultado una reducción considerable del peso total que debe soportar el equipo de superficie. (Chepkech, 2011)

Si se espera que las presiones de formación sean altas, entonces se puede pesar el fluido para ayudar a controlarlas, pero, como suele ser el caso en los pozos geotérmicos, si las presiones de formación son bajas, entonces el fluido debe ser lo más ligero posible para evitar la pérdida de circulación. (Finger & Blankenship, 2010)

Se necesita una comprensión completa del efecto de la densidad del lodo y su relación con el consumo de energía y el comportamiento de generación de caída de presión para mejorar la eficiencia de las operaciones de perforación geotérmica. El consumo de energía aumenta con la densidad del lodo a tasas de lodo más altas. El aumento es atribuible a la creciente cantidad de energía que se necesita para transportar eficazmente el lodo de alta densidad y / o la mezcla de lodo de alta densidad y recortes. El consumo de energía aumenta con el aumento de la densidad del lodo. (Bello & Teodoriu, 2012)

Es importante mencionar como agentes para aumentar la densidad la barita, el cloruro de sodio y el carbonato de calcio. En la investigación realizada por (Erge et al., 2020), basada en el diseño de fluidos de perforación en Turquía, son mencionados estos aditivos. Sin embargo, para la barita es importante evitarse al máximo su uso como precaución para evitar los daños a la formación. El uso combinado de cloruro de sodio y carbonato de calcio para obtener un lodo de 10.3 ppg, mantuvo por debajo del 4% la cantidad de sólidos totales, evitando así el riesgo de daños a la formación.

8.3.2 Viscosidad

Una propiedad importante que debe tener todo lodo de perforación es la viscosidad, la cual controla un factor importante como lo es la limpieza del pozo, ayuda a sacar los recortes cuando se está circulando y genera suspensión de los recortes cuando se detienen la circulación de lodo.

La arcilla de bentonita de alta calidad es el principal viscosificante utilizado en la perforación geotérmica. Varios polímeros, disponibles tanto en forma líquida como en polvo, también son útiles, pero tienden a degradarse a altas temperaturas durante largos períodos de tiempo, por lo que su uso principal es para píldoras de alta viscosidad para limpiar el pozo antes de cementar, disparar u otras actividades que requieren detener la circulación. A veces también es necesario disminuir la viscosidad, si los sólidos perforados o la gelificación a alta temperatura la han elevado demasiado. (Finger & Blankenship, 2010)

En la investigación titulada “Importancia y complicaciones de la reología del fluido de perforación en la perforación geotérmica” realizada por (Mohamed et al., 2021), se mencionan los siguientes tipos de aditivos poliméricos, celulosa poli-aniónica de baja viscosidad (PAC-L) de Baroid, polímeros sintéticos de pérdida de fluidos (THERMA CHEK y POLYAC PLUS) de Halliburton y hectorita sintética (THERMA -VIS) de Halliburton. Estos aditivos se utilizan comúnmente para mantener la viscosidad del fluido y controlar la pérdida de fluido en pozos geotérmicos. Se realizó una prueba utilizando un reómetro HPHT (Grace modelo M5600), partiendo de la temperatura ambiente. La temperatura se elevó hasta 190,6 °C (375 °F), mientras que se aplicó una presión constante de 400 psi para evitar la evaporación del fluido. Los experimentos se llevaron a cabo a una velocidad de cizallamiento constante de 170 l/s. La celulosa poli-aniónica (PAC-L) mostró la viscosidad aparente más alta a temperatura ambiente, alrededor de 18 cP; luego, la viscosidad aparente se redujo drásticamente con la temperatura para alcanzar 4 cP a 107,2 °C (225 °F). Luego, el fluido mantuvo su viscosidad a medida que la temperatura se incrementaba a 190,6 °C (375 °F). La drástica disminución de la viscosidad del fluido indica una escasa estabilidad térmica del PAC-L a altas temperaturas. Comparando otros polímeros, POLYAC PLUS mantuvo una viscosidad más alta que THERMA CHEK a lo largo de los experimentos con una diferencia de alrededor de 3 cP. Ambos polímeros mostraron una ligera reducción de la viscosidad aparente con la temperatura, lo que indica una mejor estabilidad térmica que el PAC-L. La viscosidad de THERMA-VIS comenzó a 17 cP y aumentó gradualmente a 60 cP y se estabilizó en 148,9 °C (300 °F). El aumento de viscosidad se atribuye a la hidratación inducida térmicamente de la hectorita sintética, ya que está diseñado para activar y generar viscosidad a alta temperatura (+130 °C).

La figura 18 muestra la comparación del efecto de la temperatura sobre la viscosidad de diferentes aditivos poliméricos.

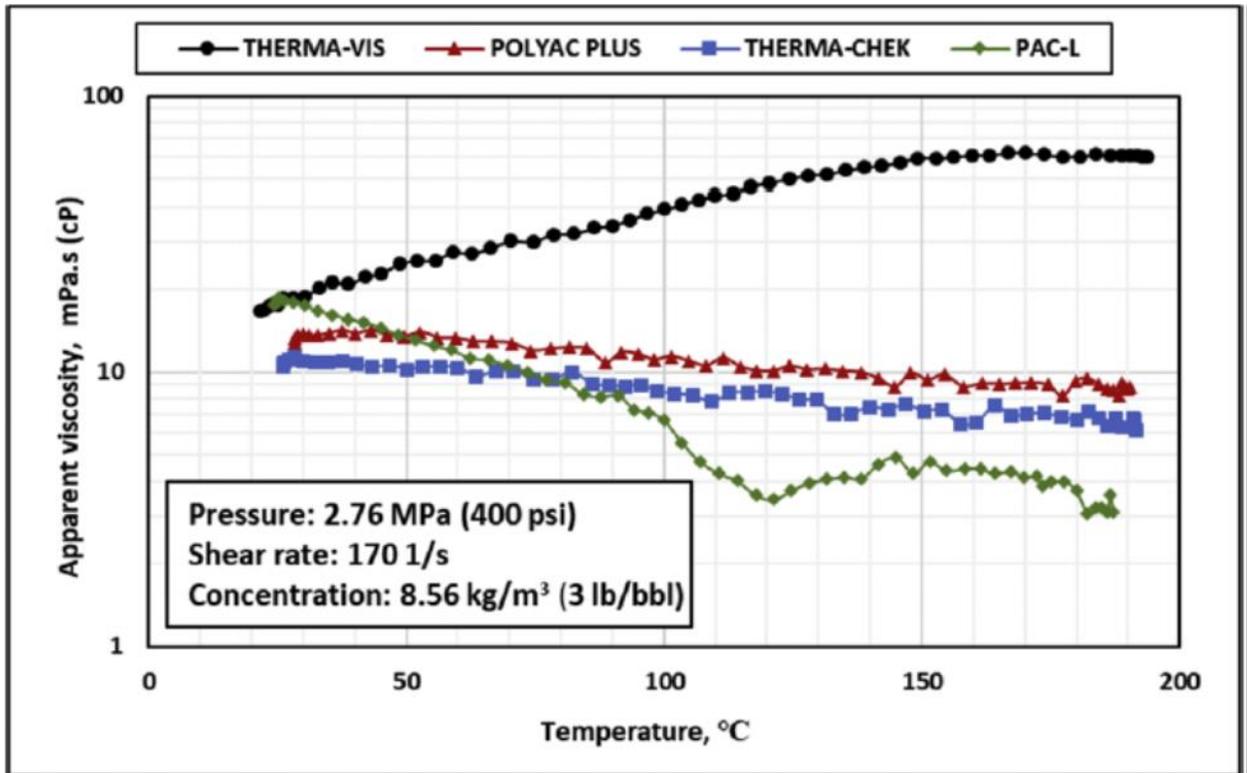


Figura 18. Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de diferentes aditivos poliméricos. (Mohamed et al., 2021)

8.3.3 Filtrado

Las pérdidas de lodo de perforación son el problema más impredecible y desafiante en las operaciones de perforación geotérmica. Las altas temperaturas y un ambiente corrosivo hacen que el diseño de un fluido de perforación geotérmico sea una tarea muy compleja. La presencia de altas temperaturas agrava los problemas debido a la degradación térmica de los aditivos de los fluidos de perforación. Además, la degradación térmica implica la reología del lodo que afecta la densidad circulante equivalente (ECD). Los materiales de pérdida de circulación (LCM) se utilizan para el fortalecimiento de las condiciones de perforación de pozos en estos entornos. (Vivas & Salehi, 2021)

En el pasado, los requisitos de filtrado geotérmico solían ser más rigurosos de lo necesario. Es importante analizar los requisitos de filtrado, no solo para cada pozo, sino para cada intervalo, de modo que no se utilicen aditivos costosos sin una buena causa. El lignito ha sido durante mucho tiempo el reductor de pérdida de agua geotérmica más común, pero los polímeros patentados también se están volviendo comunes. (Finger & Blankenship, 2010)

(Altun et al., 2014) en su estudio “Personalización de los fluidos de perforación a base de sepiolita a altas temperaturas” tienen como objetivo caracterizar las propiedades reológicas y de filtración de lodos a base de sepiolita a altas temperaturas y determinar su capacidad de taponamiento en formaciones permeables. Las muestras de lodo se llevaron hasta una temperatura de 204 °C y se probaron con un viscosímetro y un filtro prensa HTHP. Y se utilizó CaCO₃ como

píldora para la pérdida de circulación. Los resultados experimentales revelan que el lodo de sepiolita no flocula hasta 204 ° C y produce tasas de filtración adecuadas de filtro prensa HTHP. Sin embargo, las pérdidas de fluidos obtenidas con el dispositivo de taponamiento de permeabilidad (PPA) fueron inaceptables. Por tanto, el resultado del filtro prensa HTHP no es un factor decisivo para seleccionar un lodo eficaz. Sin embargo, los lodos de sepiolita con CaCO₃ pueden iniciar efectivamente el fenómeno de taponamiento en un tiempo relativamente corto y dar bajas pérdidas de fluido y extender el uso de CaCO₃ como material de pérdida de circulación.

En la tabla 12 se muestran los valores de pérdida de fluido calculados a partir de datos del dispositivo de obstrucción de permeabilidad para dos tipos de lodos a diferentes temperaturas.

			Tamaño de Poro del Disco de Cerámica (μ)	Pérdida Instantánea (mL)	Pérdida Total de Fluido (mL)	Tasa de Filtración Estática (mL/min ^{1/2})
Base Lodo	80 °F	S ₁	10	122	150	5.11
			20	240.6	285.4	8.18
			35	308.8	384	7.16
		S ₂	10	86	106	3.65
			20	339	381	7.67
			35	384	462	14.24
Base Lodo con CaCO ₃	80 °F	S ₁	10	1.4	18.6	3.14
			20	3.2	17.6	2.63
			35	1	15.8	2.70
		S ₂	10	1.6	10	1.53
			20	6	24	3.28
			35	6.8	25.2	2.99
	150 °F	S ₂	10	3.2	21.2	3.29
	200 °F	S ₂	10	1.2	26.4	4.6
	300 °F	S ₂	10	2.2	51.4	8.98
	350 °F	S ₁	10	0.2	40.6	7.4
			20	0.6	44.2	7.96
			35	2.6	43	7.37
		S ₂	10	2	44.4	7.74
			20	2	44.4	7.74
			35	0.4	41.6	7.52
380 °F		S ₁	20	0	63.4	11.83
400 °F		S ₁	20	4	133.2	23.58
380 °F		S ₁	35	0	73.6	13.22
400 °F	S ₁	35	0	261.2	52.35	

Tabla 12. Valores de pérdida de fluido calculados a partir de datos del Dispositivo de Obstrucción de Permeabilidad. (Altun et al., 2014)

8.3.4 pH

La alcalinidad del fluido es importante para el control de la corrosión, las propiedades reológicas en los lodos bentoníticos y para su reacción con ciertos componentes de la formación; el pH normal es de 9.5 a 10.5, pero los valores más altos no son infrecuentes. Es necesario un pH alto para controlar el efecto de algunos contaminantes del pozo (CO₂ y H₂S), reducir la corrosión y aumentar la solubilidad de algunos componentes del lodo (lignito, etc.). La adición de soda cáustica (NaOH) ha sido el método tradicional para aumentar la alcalinidad, pero la potasa cáustica (KOH) se está volviendo más común en la perforación geotérmica debido a sus beneficios para la estabilidad del pozo. (Finger & Blankenship, 2010)

8.4 Caso Aplicado

En cuanto a fluidos de perforación se llevó a cabo un estudio reológico titulado “Propiedades reológicas térmicas in situ de los lodos de perforación”, dependiente de la temperatura, de tres diferentes tipos de lodos de perforación recomendados para ambientes cálidos, esto por medio de la implementación del reómetro dinámico HTHP y del viscosímetro clásico. Las pruebas fueron realizadas en un rango de temperatura entre 100 y 500 °F con incrementos de 10 °F y a una presión constante de 700 psi y seis diferentes velocidades de corte. Un lodo base lignosulfonato, el segundo base bentonita/polímero fueron implementados en esta prueba, estos utilizados comúnmente en perforación geotérmica y el tercero era un lodo base sepiolita. Los dos lodos base polímeros utilizados en un pozo geotérmico de Turquía demostraron baja viscosidad a temperaturas superiores a los 300 °F, mientras que el lodo base sepiolita evidenció una mayor viscosidad y sufrió mínimos cambios en las propiedades reológicas aún con temperaturas de hasta 500 °F. Esto se daba porque al someter los polímeros a elevadas temperaturas, estos se degradaban y perdían sus propiedades. También, durante el desarrollo de este estudio, se evidenció la alta tolerancia de este lodo en medios salinos. Por estas razones los investigadores concluyeron que el uso de sepiolita en lugar de la bentonita trae grandes ventajas en la perforación de pozos de elevada temperatura. Sin embargo, también se evidencia que, a temperaturas mayores a los 400 °F, las pérdidas de agua medidas en mililitros tienden a ser elevadas, siendo la concentración de 342 Kg/m³ de sepiolita la que mejor reduce estas pérdidas. (Ettahadi & Altun, 2018)

Como consideración personal, estas pérdidas excesivas de agua podrían traer problemas adicionales en la perforación de pozos, ya que se sumarían a las pérdidas de circulación que evidencia el lodo en zonas altamente fracturadas como las que se encuentran asociadas a yacimientos geotérmicos.

9. CEMENTACIÓN DE POZOS GEOTÉRMICOS

La perforación de pozos geotérmicos generalmente se realiza con el objetivo de extraer los fluidos a altas temperaturas del subsuelo a la superficie, sin embargo, es normal que para la explotación de un campo también se perforen pozos que realicen el proceso inverso (inyección), a manera de mantener el volumen de fluido en el yacimiento. Por ello, el tipo de terminación dependerá del objetivo del pozo (tipos de pozos) y las condiciones geológicas de la formación. La terminación de un pozo geotérmico es el proceso operativo que se realiza después de haber cementado la última tubería de revestimiento (TR de producción) con el objeto de crear óptimas condiciones tanto para dejar produciendo el pozo (pozos productores) como para permitir la inyección de fluidos (pozos inyectoros). El proceso de terminación de un pozo geotérmico dependerá en primera instancia del tipo de pozo, principalmente si es exploratorio, productor o inyector (muy poca variación), dado que en la industria geotérmica es necesario perforar pozos de inyección donde se pretenda explotar un campo geotérmico, por lo que son muy comunes. Durante la etapa de exploración de campos geotérmicos, es común que se perforen los denominados pozos de diámetro reducido (slim wells), sin embargo, para su terminación no difieren de los pozos convencionales más que en el diámetro. (Delgado & Juárez, 2014)

Se realizó un estudio titulado “Desarrollo y aplicación de lechada de cemento no Pórtland para pozos geotérmicos de ultra alta temperatura con condiciones supercríticas”. En dicho estudio se evaluaron dos mezclas diferentes de harina de sílice de cemento Portland, además una mezcla de cemento de fosfato de aluminato de calcio. Estas muestras fueron curadas a 200 °C y 206 bares, luego se calentaron a 450 °C y a presión ambiente. Aunque las tres muestras mostraron grietas luego de la prueba, el cemento no Portland, demostró mejores condiciones para la aplicabilidad en procesos geotérmicos de alta presión y temperatura, por esta razón los investigadores decidieron implementar el uso de modificadores que no alteraran las condiciones de resistencia a las altas temperaturas, para así mejorar las propiedades mecánicas de dicho cemento. En la segunda fase las muestras modificadas fueron sometidas a procesos de curado adicionales a 550 °C y presión ambiente. Por lo tanto, concluyeron que el uso de un cemento de fosfato de aluminato de calcio con química y propiedades mecánicas adecuadas no solo trae mejores ventajas en aplicaciones de pozos de petróleo, gas y geotérmicos, sino que también provee una mayor resistencia al ser implementado en ambientes altamente corrosivos. (di Martino & Ruch, 2018)

9.1 Operaciones de cementación en pozos geotérmicos

Esta operación tiene como objetivo crear una barrera en el espacio anular dentro del pozo y la tubería de revestimiento para protegerla en determinadas circunstancias ambientales y mantener la tubería de revestimiento en su posición. También es responsable de proteger la carcasa de los fluidos de formación. (Allahvirdizadeh, 2020). En comparación con los pozos de petróleo y gas, los pozos geotérmicos presentan desafíos únicos para las operaciones de cementación. Se necesitan un diseño de cementación sólido y las mejores prácticas adecuadas durante las operaciones de cementación para lograr los objetivos de cementación en los pozos geotérmicos. Los pozos geotérmicos plantean desafíos de gradientes de fractura bajos y pérdida de circulación masiva debido a numerosas fracturas, que a menudo conducen a la necesidad de trabajos de

cementación remedial, como cementación por compresión y tapones de pérdida de circulación. (Putra et al., 2021)

9.1.1 Cementación Primaria

En pozos geotérmicos, la cementación primaria solo se realiza en las secciones superficiales e intermedias. Esta es una operación simple que se realiza justo antes de ingresar a la zona del yacimiento geotérmico. Se evita bombear cemento en la zona de producción o yacimiento porque podría alterar la producción de vapor. La operación de cementación primaria más crítica es la del revestimiento intermedio, ya que es esta sarta la que "ve" el vapor a medida que fluye hacia la superficie. Por lo tanto, la integridad del cemento detrás del casing intermedio es primordial. (Putra et al., 2021)

9.1.2 Cementación para Pérdida de Circulación

En una condición de pérdida de circulación total (típicamente > 500 bbl/hora), se prefiere bombear lechada de cemento con una densidad más alta y una tasa de desarrollo de resistencia de gel más rápida. Se ha observado que esto aumenta la tasa de éxito de los tapones de cemento por pérdida de circulación. En condiciones severas de pérdida de circulación (típicamente 200-500 bbl/hora) donde se requiere obtener retornos de fluidos para continuar perforando, un trabajo de cemento correctivo es una de las opciones para mitigar o curar las pérdidas. En la pérdida de circulación parcial (típicamente de 10 a 200 bbl/hora), la densidad del líquido debe ajustarse con respecto a la presión de fractura esperada para evitar aumentar la tasa de pérdida. (Putra et al., 2021)

9.1.3 Cementación por Circulación Inversa

A nivel mundial, muchos pozos experimentan problemas de pérdida de circulación que requieren la reducción de las presiones de circulación para permitir la colocación adecuada del cemento para proporcionar una cobertura total en el anular. Para ayudar a minimizar estas presiones de circulación, se bombeó cemento directamente en el anillo, lo que redujo significativamente las presiones de colocación y permitió la colocación del cemento sin pérdidas aparentes, este proceso es conocido como técnica de colocación de circulación inversa. (Moore et al., 2005)

Según (Bour et al., 2013), al bombear el cemento con el método de cementación por circulación inversa, el cemento no necesita pasar la zapata de revestimiento de temperatura más alta, por lo que solo se retarda por la temperatura a la que se colocaría. En las últimas décadas, la implementación de la cementación por circulación inversa se ha implementado en un número selecto de pozos debido a las ventajas que brinda sobre el método de colocación de cementación convencional. Estas ventajas incluyen:

- Reducción de las presiones de circulación. La reducción de densidad equivalente de circulación durante la colocación del cemento reduce en gran medida el riesgo de fractura inducida por la presión de una formación durante la colocación del cemento y la pérdida de

circulación, lo que da como resultado una cobertura de cemento baja o insuficiente. La falta de cobertura de cemento puede ser especialmente perjudicial en los pozos geotérmicos. Las sartas de revestimiento sin cemento colocadas a lo largo de todo el intervalo pueden estar expuestas a fluidos corrosivos o pueden fallar debido a una carga de temperatura cíclica extrema en el revestimiento.

- Desarrollo más rápido de la resistencia a la compresión. Se puede lograr una resistencia a la compresión más rápida, porque el retardador necesario para colocar el cemento se puede reducir gradualmente a medida que avanza el trabajo. Para un trabajo de cemento de circulación convencional, todo el cemento debe bombearse alrededor del fondo del pozo donde la temperatura de circulación es máxima. Cuando se deben cubrir largos intervalos con cemento, la alta carga de retardante haría prácticamente imposible el fraguado a temperaturas superficiales frías. Con circulación inversa no todo el cemento circula al fondo del pozo. Por lo tanto, solo el cemento que se coloca en el fondo del pozo necesita ser retardado para la temperatura máxima de circulación del fondo del pozo. Las etapas de cemento por encima de la etapa inferior se pueden mezclar y bombear con progresivamente menos retardador, lo que les permite fraguar mucho más rápido en toda la longitud del pozo cementado.
- Reducción de la potencia hidráulica. Normalmente, la densidad del fluido de perforación es mucho menor que la del cemento que se coloca en un pozo. Por lo tanto, para trabajos de cementación convencional, se debe levantar un fluido más pesado (cemento) con un fluido mucho más ligero (fluido de perforación), lo que significa que se necesitan más caballos de fuerza durante el bombeo y la colocación. Para los trabajos de circulación inversa, el cemento más pesado se mueve hacia abajo por el espacio anular mientras que el fluido de perforación más liviano se eleva por el interior de la tubería de revestimiento. En la mayoría de los trabajos de circulación inversa, la presión de la bomba necesaria para la colocación se reduce en gran medida.
- Mejoras medio ambientales. Para trabajos de cementación convencional, se usa una cierta cantidad de cemento en exceso para asegurar que se bombee suficiente cemento para compensar las zonas de pérdida y la contaminación interfacial. La mayoría de las veces, un volumen significativo de este exceso de cemento se devuelve al pozo y debe eliminarse. La eliminación de este cemento no fraguado y / o contaminado tiene un impacto medioambiental y económico. Los trabajos de circulación inversa pueden ayudar a minimizar este exceso de cemento y la necesidad de eliminar los líquidos contaminados. Dado que no se hace circular cemento de regreso a la superficie y, en su mayoría, se perfora el cemento fraguado sólido dentro de la carcasa después del trabajo. Esto reduce el riesgo y el impacto ambiental.
- Menor tiempo de espesamiento y menor costo. Para los trabajos de cementación convencional, la lechada de cemento debe retardarse para que permanezca fluida no solo durante el tiempo en que se mezcla y se bombea a su lugar, sino también durante el tiempo en que se desplaza hacia abajo de la tubería de revestimiento. Para algunos trabajos en pozos muy profundo y de gran tamaño, puede llevar horas desplazar el cemento. La eliminación del tiempo necesario para desplazar el cemento puede resultar en ahorros de costos. Además, se pueden usar productos químicos menos retardadores en un trabajo de circulación inversa. Una reducción en la cantidad de productos químicos retardantes de cemento costosos puede resultar en una reducción en el costo total del trabajo.

9.2 Fluido de Cementación Espumado para Pozos Geotérmicos

El cemento de espuma se fabrica combinando correctamente tres elementos: lechada de cemento, agentes espumantes y un gas (generalmente nitrógeno). El proceso de fabricación de cemento de espuma no es difícil de realizar correctamente si mezcla los materiales adecuados con la técnica adecuada. Es relativamente fácil hacer espuma de cemento estable cuando se comprende la química y la mecánica del proceso de formación de espuma. Cuando se habla de cemento espumado, un término que se encuentra comúnmente es "calidad de la espuma". Este término se refiere a una relación de volumen del gas en comparación con el volumen total de espuma. Por ejemplo, una espuma de "calidad 60" es aquella en la que el volumen de gas constituye el 60% del volumen total de espuma. Este concepto es simple si está considerando condiciones estáticas o que no cambian. Una vez que la presión y la temperatura comienzan a cambiar, como cuando se hace circular cemento hasta el fondo en un trabajo de revestimiento, cambia el volumen de nitrógeno y, por lo tanto, la calidad de la espuma. Para una lechada de calidad dada que comienza a cierta presión, el aumento de la presión aplicada sobre la lechada disminuye el volumen y la calidad de la espuma. (Taiwo & Ogbonna, 2011)

La adición de nitrógeno a lechadas es un método eficaz para reducir la densidad de la lechada cuando es apropiado tener lechadas de menor peso. Como resultado, los cementos nitrificados pueden reducir en gran medida las presiones hidrostáticas aplicadas a las formaciones expuestas en el anular, reduciendo el potencial de pérdidas por circulación. (Berard et al., 2009).

Cabe realizar la aclaración de que el uso de este tipo de fluido de cementación es opcional y se emplea en zonas de altas permeabilidad y fracturas.

10. PROBLEMAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS GEOTERMICOS

10.1 Problemas Operacionales Durante La Perforación De Pozos Geotérmicos

10.1.1 Pérdidas de Circulación

La pérdida de circulación es la pérdida parcial o total del lodo de perforación en circunstancias severas en la formación perforada. Las formaciones con alta permeabilidad, incluidas las formaciones con fallas, fracturas y articulaciones, son las zonas potencialmente con la posible ocurrencia de pérdida de circulación. (Allahvirdizadeh, 2020)

La pérdida de circulación es un problema desafiante que se encuentra al perforar pozos geotérmicos, ya que la mayoría de las formaciones geotérmicas están fracturadas por la naturaleza. Generalmente, los tratamientos para la pérdida de circulación se clasifican en dos categorías principales; métodos preventivos y correctivos. Los métodos preventivos se definen como los métodos utilizados para prevenir las pérdidas de circulación en primer lugar. Por el contrario, se introducen métodos correctivos para detener las pérdidas y mitigar su impacto en las operaciones de perforación. Por lo general, los materiales de pérdida de circulación se introducen en la formulación del fluido de perforación para mitigar las pérdidas de fluido formando un sello eficiente en la formación perforada que se puede mantener durante las operaciones de perforación. (Mohamed et al., 2021)

La pérdida de circulación del fluido de perforación es el problema principal y más antiguo en una operación de perforación que afecta directamente el costo de perforación. Incrementará el tiempo no productivo resultando en un mayor costo. En un estudio, se indicó que los costos relacionados con la pérdida de circulación fueron alrededor del 10% del tiempo no productivo total pasado en el Golfo de México entre 1993 - 2003. Dado que el fluido de perforación y las sustancias de pérdida de circulación son normalmente costosos (entre el 25 y el 40% del costo total de perforación está relacionado con los costos del fluido de perforación), la pérdida de estos materiales puede afectar significativamente los costos. En el área de Hengill en Islandia, el 75% de los pozos geotérmicos perforados encontraron problemas de pérdida de circulación y colapso del pozo. Estos problemas pueden llevar a que el trabajo de cemento deficiente ponga en peligro la integridad del pozo. La pérdida de circulación es un desafío complejo que requiere un método multidisciplinario como el diseño de pozos, análisis mecánico de la roca, diseño de fluidos de perforación, como materiales de pérdida de circulación y prevención de pérdidas, e hidráulica de perforación. Informes indican que la implementación de métodos convencionales de la industria petrolera puede superar o no el problema de la pérdida de circulación. El uso de materiales de pérdida de circulación suele ser la primera opción. Los tapones de cemento y la perforación a ciegas (no retorno) se pueden implementar en formaciones severas fracturadas por baja presión. Sin embargo, es posible que el uso de tapones de cemento tampoco tenga éxito debido a la temperatura desconocida en el fondo del pozo para calcular la cantidad de retardador que se agregará a la lechada. En algunas operaciones geotérmicas, el silicato de sodio resultó ser efectivo para ser bombeado por delante de la lechada de cemento. (Allahvirdizadeh, 2020)

10.1.2 Pega de Tubería

La tubería atascada ocurre de manera rutinaria en las operaciones de perforación con varios niveles de severidad debido al efecto combinado de las propiedades del yacimiento, los factores de diseño de ingeniería y la intervención del equipo de perforación. Estos factores incluyen, entre otros: litología de la formación, presión de poro, perfil del pozo, propiedades del lodo de perforación, tamaño del pozo, configuración del BHA, tiempo inmóvil de la tubería y experiencia del equipo de perforación. (Alshaikh et al., 2018)

Principalmente existen dos tipos de pega de tubería durante la perforación; pega de tubería mecánica y pega de tubería por presión diferencial. Las principales causas de la pega de tubería mecánica son la acumulación de cortes, la inestabilidad de la formación, las formaciones no consolidadas, las fracturas o formaciones con fallas y posibles bloques de cemento. La pega de tubería por presión diferencial es causada por la diferencia de presión entre las formaciones y el pozo. Las características naturales de la prospección geotérmica crean una alta probabilidad de que se produzcan pegas tanto mecánicas como diferenciales durante la perforación. (W. Nugroho et al., 2017)

La acumulación de cortes generalmente se presenta en el área donde se redujo la velocidad del lodo. La parte superior del drill collar de perforación donde el espacio anular entre la sarta y el pozo aumenta, crea una zona de baja velocidad. El ensanchamiento del pozo también crea una zona de baja velocidad. En pozo desviado u horizontal, los cortes son arrastrados al fondo por la gravedad. Cuando se saca la sarta, los cortes acumulados en la parte superior del drill collar de perforación pueden provocar que la tubería se atasque. (W. Nugroho et al., 2017)

La formación naturalmente fracturada y la zona de baja presión son comunes en la perforación geotérmica. La inestabilidad del pozo provoca derrumbes. La diferencia de presión entre el pozo y la formación causa pegas diferenciales. La mayoría de las formaciones perforadas en pozos geotérmicos son formaciones de presión subnormal. La presión de formación más baja que la presión hidrostática del fluido de perforación puede causar una pega diferencial de la tubería. (W. Nugroho et al., 2017)

Un área que afecta negativamente el rendimiento de la perforación es el tiempo no productivo (NPT). Las pegas de tubería representan aproximadamente el 25% del NPT y esto se traduce en el costo de aproximadamente 2 años de plataforma por cada año. Una revisión de los incidentes de tubería atascada identificó las principales causas de tubería atascada como mecánica (empaquetadura) y pega diferencial. (Muqem et al., 2012)

10.1.3 Inestabilidad de Pozo

Generalmente, para la mayoría de los tipos de rocas, la cohesión de la roca disminuye con la temperatura porque la temperatura inducirá grietas térmicas y disminuirá aún más la resistencia de la roca al aflojar la cohesión entre las partículas. Las temperaturas más altas conducen a la expansión de los granos minerales y al crecimiento de grietas, y aumenta la distancia entre las moléculas, lo que reducirá efectivamente la cohesión.

Durante el proceso de perforación de los reservorios geotérmicos, no se puede ignorar la influencia del estrés térmico causado por los cambios de temperatura en la roca circundante de la pared del pozo. La tensión térmica interactúa con la tensión original de la roca circundante de la pared del pozo, lo que puede provocar el colapso e inestabilidad del del pozo. Especialmente para depósitos geotérmicos de alta temperatura ($> 150\text{ }^{\circ}\text{C}$), el colapso del pozo y las pegas de tubería a menudo ocurren durante la perforación y exhiben características y múltiples repentinas. (Jian Zhang et al., 2019)

Durante el proceso de perforación, la presión de poro y el equilibrio de tensiones se alteran, lo que conducirá a la inestabilidad del pozo. En la perforación geotérmica, cuando el fluido de perforación deja de circular, la temperatura del fondo del pozo comienza a aumentar, y es muy probable que ocurra el daño en la pared de roca causado por el aumento de temperatura. Hay tres razones principales para la falla de la roca en la pared del pozo. En primer lugar, la presión de poro y la distribución de la tensión cambian con el tiempo. En segundo lugar, el estrés térmico generado por el aumento de temperatura agrava la concentración de estrés del pozo, y finalmente el aumento de temperatura y la hidratación, lo que resulta en los cambios en los parámetros de la mecánica de las rocas. En este trabajo, con base en la distribución de temperatura del pozo después de que el fluido de perforación deja de circular, se establece un modelo de acoplamiento multicampo Termo-Fluido-Sólido considerando el cambio de temperatura en tiempo real para investigar el efecto del aumento de temperatura del pozo en la estabilidad del pozo después de que el fluido de perforación deja de circular. (Jian Zhang et al., 2019)

10.2 Sismicidad en Entornos Geotérmicos:

Se han observado movimientos ligeros inducidos en sitios del Sistema Geotérmico Mejorado (EGS) a nivel mundial, pero la magnitud 5.5 del evento que ocurrió debido a la ruptura de la falla críticamente estresada en el sitio de Pohang EGS en Corea del Sur fue inusual; este evento correspondió a un terremoto de "fuga". Los términos terremoto de "fuga" o "desencadenado" se han utilizado para describir la ruptura más allá del volumen afectado por la estimulación. El agua inyectada a presión en sistemas acuíferos profundos ha provocado varios movimientos ligeros en muchos lugares. Por ejemplo, la inyección a baja presión en campos geotérmicos indujo un movimiento de magnitud 4.6 en el campo Geiseres en el norte de California en la década de 1980. Además, la inyección de agua a alta presión en una roca seca caliente y compacta en un sitio de EGS en Basilea, Suiza, provocó una serie de movimientos en 2006 y 2007, siendo el evento más grande un evento de magnitud 3.4. Otros ejemplos incluyen la inyección de agua salada en un pozo de 14107 ft de profundidad en Paradox Valley, Colorado, EE. UU., que provocó más de 1.500 eventos de magnitud mayor o igual a 1, incluido un movimiento de magnitud 3.9 en 2013, y la inyección de aguas residuales en Oklahoma, EE.UU., que ha aumentado la sismicidad de la región desde 2008 e inducido terremotos de magnitud 5.7 y 5.8 en 2011 y 2016 respectivamente. (Kaown et al., 2021)

El evento de Pohang del 15 de noviembre de 2017 fue el segundo movimiento más fuerte de Corea del Sur en magnitud 5.5 y el más destructivo desde que comenzó la observación instrumental en 1978. Junto al epicentro, estaba en funcionamiento un proyecto geotérmico para desarrollar un EGS. El sitio del EGS experimental está ubicado en el área de Pohang, que exhibe un flujo de calor y un gradiente geotérmico relativamente más altos en comparación con otras áreas en Corea del

Sur. Durante el desarrollo del EGS, se perforaron dos pozos geotérmicos a una profundidad de aproximadamente 14107 ft y se realizaron pruebas de estimulación hidráulica mediante la inyección de agua a alta presión en los pozos. Las profundidades focales de los movimientos M 3.2 y M 5.5 se estimaron en 13451 ft y 14107 ft, que estaban muy cerca del casing dañado a 12467 ft. Después del choque principal, ocurrió una desviación abrupta del nivel de agua entre los pozos PX-1 y PX-2 de aproximadamente 2427 ft. También se han informado respuestas hidrológicas después de movimientos en varios estudios. Por ejemplo, se observó un aumento en el caudal de los arroyos después del evento de San Simeón (California) de 2003, mientras que otros estudios identificaron nuevos arroyos y manantiales que se originaron en aguas subterráneas en montañas adyacentes después del terremoto de 2014 de South Napa M 6.0 en California, EE. UU. También se observó un aumento de la descarga de la corriente después de un terremoto inducido por inyección de M 5.8 cerca de Pawnee, Oklahoma, EE. UU., En 2016. (Kaown et al., 2021)

Los mecanismos básicos que subyacen a los movimientos inducidos se resumen primero, destacando la teoría de Biot, la teoría de Mohr-Coulomb, el análisis de tendencia al deslizamiento y la teoría de la presión crítica. La acumulación y difusión de presión de poro se considera comúnmente en estos mecanismos y está fuertemente relacionada con los mecanismos de los eventos sísmicos. En particular, las fallas preexistentes cercanas a estados de estrés crítico pueden ser más sensibles al fluido de trabajo geotérmico, que se inyecta directa e indirectamente en las fallas. La inyección de fluido modifica las tensiones en las fallas a una temperatura superior a 150 ° C y provoca la influencia químico-mineralógica sobre la corrosión asistida por tensiones. Por lo tanto, la activación de la falla inducida por la inyección está fuertemente influenciada por los procesos termo-hidro-mecánico-químico acoplados. Los procesos termo-hidro-mecánico-químico acoplados podrían mejorar aún más las estrategias de inyección al comprender bien las respuestas a fallas y, posteriormente, controlar las actividades de inyección. Después del cierre del pozo, los mecanismos de sismicidad inducida después de la inyección son incluso poco conocidos y pueden ser controlados por el cambio en la tensión efectiva, factores poro-elásticos y procesos termo-mecánicos. Cabe señalar que, en algunas circunstancias, sin importar el fluido que se inyecte, la operación humana puede provocar sismicidad inducida, que no es controlable ya que está dictada por fallas ocultas cercanas. (Rathnaweera et al., 2020)

11. NORMATIVA APLICABLE EN LA FABRICACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN GEOTÉRMICA

11.1 Normativa Colombiana

En Colombia la geotermia se encuentra catalogada como un recurso natural renovable, cuya propiedad y administración es competencia del Estado. La anterior afirmación se sustenta en las siguientes disposiciones normativas:

11.1.1 Clase de recurso y propiedad:

El Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente (Decreto – Ley 2811 de 1974), señala al respecto lo siguiente:

Artículo 3, literal g: Los recursos geotérmicos son considerados como un recurso natural renovable y, por lo tanto, objeto de regulación de dicho Código.

Artículo 42: Pertenecen a la Nación los recursos naturales renovables.

Artículo 167: Son recursos energéticos primarios:

- La energía solar
- La energía eólica
- Las pendientes, desniveles topográficos o caídas
- Los recursos geotérmicos
- La energía contenida en el mar.

Artículo 174: Sin perjuicio de derechos adquiridos, la Nación se reserva el dominio de los recursos geotérmicos.

11.1.2 Definición y uso del recurso:

El Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente define el recurso geotérmico así:

Artículo 172: Para los efectos de este Código, se entiende por recursos geotérmicos:

- La combinación natural del agua con una fuente calórica endógena subterránea cuyo resultado es la producción espontánea de aguas calientes o de vapores.
- La existencia de fuentes calóricas endógenas subterráneas a las cuales sea posible inyectar agua para producir su calentamiento, o para generar vapor.

Artículo 173: También son recursos geotérmicos, a que se aplican las disposiciones de este Código y las demás legales, los que afloran naturalmente o por obra humana con temperatura superior a 80 grados centígrados o a la que la ley fije como límite en casos especiales. Los recursos geotérmicos que no alcancen los 80 grados centígrados de temperatura mínima serán considerados como aguas termales.

Artículo 175: Los recursos geotérmicos pueden tener entre otros, los siguientes usos:

- Producción de energía
- Producción de calor directo para fines industriales, o de refrigeración o calefacción
- Producción de agua dulce
- Extracción de su contenido mineral

11.1.3 Gestión del recurso:

Teniendo en cuenta que el recurso geotérmico es de propiedad de la Nación, su administración debe asignarse a alguna entidad gubernamental. Es así como la Ley 99 de 1993 “por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones” dispone al respecto lo siguiente:

Artículo 2: Crea el Ministerio de Ambiente “como organismo rector de la gestión del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, encargado de impulsar una relación de respeto y armonía del hombre con la naturaleza y de definir, en los términos de la presente ley, las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables y el medio ambiente de la Nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible.”

Artículo 6: Establece una cláusula general de competencia, en la cual se indica que el Ministerio de Ambiente ejercerá, en lo relacionado con el medio ambiente y los recursos naturales renovables, las funciones que no hayan sido expresamente atribuidas por la Ley a otra autoridad. Teniendo en cuenta que la geotermia es un recurso natural renovable a cargo de la Nación, se puede concluir a partir de las normas citadas que su gestión está en cabeza del Ministerio de Ambiente. (Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. Decreto Ley 28 de 1974 y decretos reglamentarios citado en (Marzolf, 2014). De otra parte, el uso y aprovechamiento del recurso geotérmico requiere de la obtención de permisos, concesiones y licencias ambientales, los cuales estarán a cargo de otras autoridades ambientales, según corresponda, como lo son las Corporaciones Autónomas Regionales.

En la figura 19, 20 y 21 podemos encontrar diagramas de flujo donde se resume el proceso de estudios y tramites ambientales que se deben realizar en Colombia para comenzar a realizar proyectos geotérmicos.



Figura 19. Estudios y trámites ambientales en reconocimiento y prefactibilidad. (Marzolf, 2014)

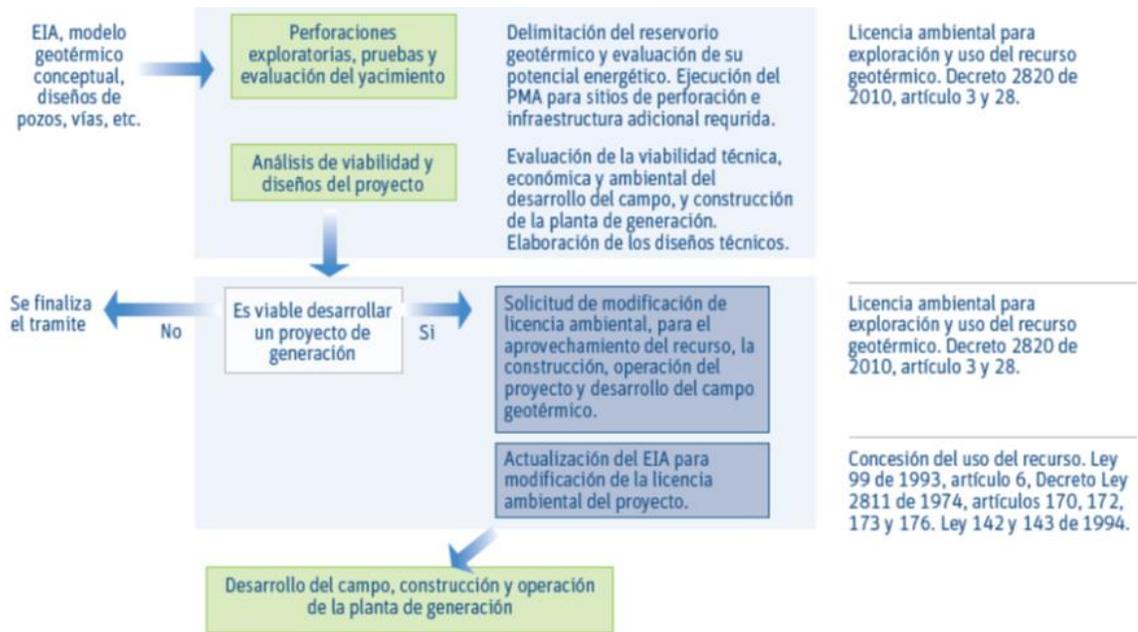


Figura 20. Estudios y trámites ambientales en factibilidad. (Marzolf, 2014)

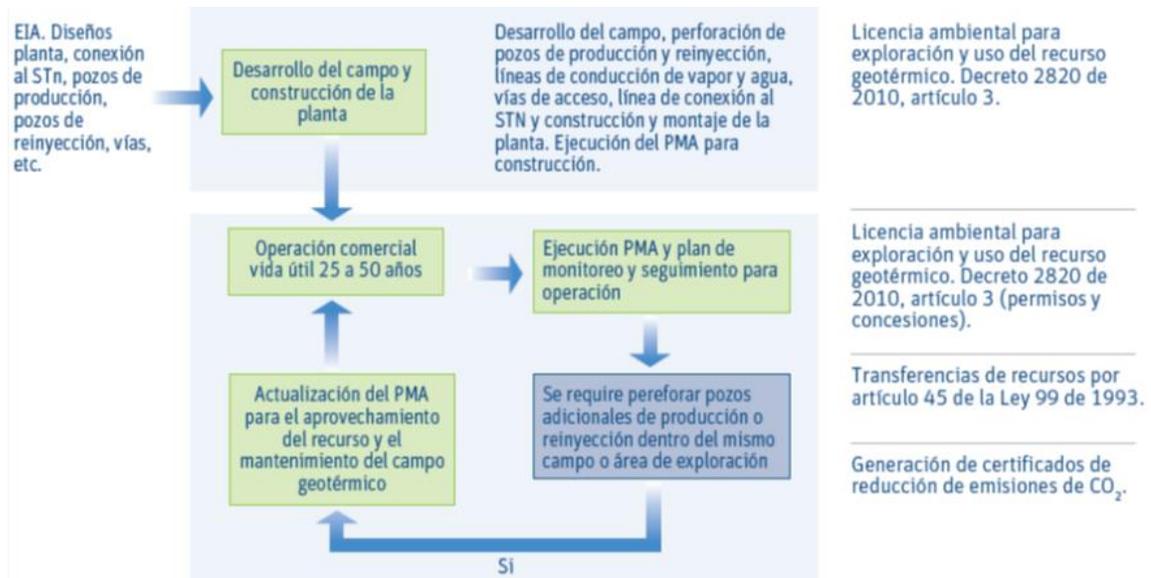


Figura 21. Estudios y trámites ambientales para construcción y operación. (Marzolf, 2014)

Este ejercicio se encuentra basado en la experiencia adquirida por ISAGEN en el desarrollo del proyecto geotérmico del Macizo Volcánico del Ruiz

11.2 Otras Normas de Interés

(Marzolf, 2014) en su recopilación mencionan las siguientes normas de interés enfocadas en los recursos geotérmicos:

- La mitigación del cambio climático, la reducción de los aportes de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y el desarrollo de fuentes no convencionales de energía es un compromiso de Estado que se encuentra explícito en el Plan Energético Nacional (PEN) 2010–2030, en el Plan Nacional de Desarrollo 2010–2014 (Artículo 105 de la Ley 1450 de junio de 2011), la Ley de Uso Racional de Energía (Ley 697 de 2001) y el Decreto 3683 de 2003.
- Plan Energético Nacional (PEN) 2010–2030. Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo.
- Plan Nacional de Desarrollo 2010–2014 (Ley 1450 de junio de 2011, artículo 105), Por el cual el Gobierno Nacional ordena el diseño e implementación de una política nacional encargada de fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación en las energías solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, undimotriz y demás alternativas ambientalmente sostenibles, así como una política nacional orientada a valorar el impacto del carbono en los diferentes sectores y a establecer estímulos y alternativas para reducir su huella en nuestro país.
- Ley de Uso Racional de Energía (Ley 697 de 2001). Mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones. En el artículo 2 se señala que es deber del estado dictar las normas necesarias para viabilizar el uso de las energías renovables.
- Decreto 3683 de 2003. Por la cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 sobre el Uso Racional y Eficiente de la Energía.

- Plan Nacional de Desarrollo de Fuentes No convencionales de Energía (FNCE), específicamente Eólica, Solar, Biomasa, PCH (Pequeñas Centrales Hidráulicas), Energía de los océanos, Geotermia y Energía Nuclear.
- Ley 1111 de 2006 y decretos reglamentarios, consagra beneficios tributarios aplicables al desarrollo de proyectos de generación, lo cual puede incluir los siguientes aspectos: Desarrollo de energías renovables; disminución de la emisión de gases de efecto invernadero; inversiones en desarrollo científico y tecnológico; inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente (MDL); renta exenta por venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas; descuento Tributario (IVA) para importación de maquinaria pesada para industrias básicas y contratos de estabilidad jurídica.

12. IMPACTO AMBIENTAL DE LOS PROYECTOS GEOTÉRMICOS

Existen diferentes percepciones ambientales y algunos temores sobre los efectos de esta tecnología sobre el ambiente y la comunidad. Algunas de estas percepciones podrían ser erradas y se basan en el desconocimiento de la tecnología.

12.1 Generalidades sobre Apreciaciones Ambientales de la Perforación de Pozos Geotérmicos

A este respecto, la Asociación de Energía Geotérmica (GEA) realizó en el año 2004 una intensiva labor de recopilación de información sobre el desarrollo de plantas de geotermia para generación de energía y sobre plantas en operación. (Alyssa Kagel, Diana Bates, & Karl Gawell, actualizado en 2007 citado (Marzolf, 2014)), y sobre el cual nos basaremos para presentar las características ambientales de la tecnología.

La energía geotérmica es considerada en todo el mundo como una forma de energía limpia y renovable. Se estima que el flujo de calor del interior de la tierra es cercano a los 42 millones de megavatios de energía, los cuales continuarán fluyendo por algunos miles de millones de años más, razón por la cual se considera una fuente ilimitada de energía. Los recursos geotérmicos han sido usados desde la antigüedad con fines medicinales y agropecuarios. En la actualidad existen plantas de generación con más de cien años. El mayor productor del mundo es Estados Unidos donde se genera un promedio anual de 15 mil millones de kW/h lo que equivalen a la combustión de cerca de 25 millones de barriles de petróleo o su equivalente en carbón. El desarrollo y uso de un campo geotérmico implica el diseño y construcción de una serie de pozos de producción y de reinyección, vías, líneas de conducción de fluidos y de energía eléctrica. El vapor una vez realiza el trabajo en la turbina es condensado y se reinyecta al reservorio geotérmico, junto con los fluidos de menor temperatura que son colectados en los separadores de vapor y agua. Los pozos de producción y de reinyección son aislados con tuberías de recubrimiento, igualmente se cementa el espacio entre la pared del pozo y la tubería de recubrimiento. Para condensar el vapor comúnmente se usan torres de enfriamiento con un circuito de agua en ciclo cerrado. Estas acciones genéricas y comunes a esta tecnología son de vital importancia para considerar este tipo de energía como limpia y renovable, por las siguientes razones:

- El vapor usado para generación proveniente del pozo se recupera y condensa con el fin de reinjectarlo al reservorio geotérmico, por tanto, este no se emite a la atmosfera.
- Para condensar el vapor se requiere un sistema de enfriamiento. La forma más eficiente de enfriamiento para el trópico es con agua en ciclo cerrado, por tanto, las demandas de agua superficial son bajas, solo para reposición del agua evaporada en el proceso de enfriamiento.
- Mientras la planta se encuentre en producción el agua y vapor fluyen desde el reservorio hacia la planta. El vapor condensado y el agua colectada en los separadores de vapor se reinyecta. De esta manera se mantiene un flujo de agua constante desde el reservorio hacia la planta y de esta al reservorio.
- No se generan vertimientos líquidos provenientes del proceso de generación, pues los fluidos son reinjectados.
- Los pozos de producción son revestidos internamente de manera que se evita la contaminación de las aguas subterráneas con aguas calientes provenientes del reservorio.

- Los pozos de reinyección son revestidos internamente de manera que se evita la entrada de aguas subterráneas frías al reservorio.
- El recurso geotérmico está disponible todo el año independientemente de las variaciones climáticas o hidrológicas.
- La energía geotérmica podría desplazar una parte importante del consumo de carbón y gas utilizado para generación de energía eléctrica
- La geotermia contribuye con la reducción de la emisión de Gases de Efecto de Invernadero
- Las instalaciones para geotermia demandan porciones pequeñas de territorio para su desarrollo
- Si se mantiene el equilibrio energético entre la extracción de los fluidos geotérmicos y la reinyección de los condensados al reservorio, este mantendrá su producción de manera indefinida o mientras no se agote la fuente de calor.

12.1.1 Emisiones Atmosféricas

Es común apreciar fotografías e imágenes de centrales geotérmicas con penachos de lo que a simple vista parecen emisiones atmosféricas. Sin embargo, estos penachos son principalmente vapor de agua y una fracción menor de gases no condensables como CO₂, que provienen de purgas y válvulas de alivio o escapes de presión de manera ocasional o vapor de agua que sale de la torre de enfriamiento. En una planta geotérmica no se usan combustibles fósiles y por tanto está no emite gases de combustión. La energía requerida para los sistemas de arranque, lubricación y control requerida, cuando la planta se encuentra apagada, se toma de la red eléctrica nacional y solo en determinados casos se dispone de un motor diésel para el arranque en negro (black start) o cuando la red no suministra energía, lo cual es una situación excepcional. Este tipo de plantas tienen un factor de operación cercano al 90%, es decir operan de manera continua por lo menos 330 días al año. Con base en un estudio de caso para plantas de generación de energía de diferente tecnología, existentes en Los Estados Unidos de América, la Asociación Internacional de Geotermia (IGA) afirma: “Un estudio de caso de una planta de carbón con lavadores de gases y otras tecnologías de control de emisiones emite al día; 24 veces más dióxido de carbono; 10.837 veces más dióxido de azufre, y 3.865 veces más óxidos de nitrógeno por megavatio hora que una planta de energía geotérmica de vapor.”

Un ejemplo de las emisiones de gases a la atmósfera para diferentes tecnologías, de acuerdo con el estudio de caso reportado por la IGA se muestra en la tabla 13.

Emisión	Óxidos de Nitrógeno (NO_x)	Dióxido de Azufre (SO₂)	Material Particulado (PM)	Dióxido de Carbono (CO₂)
Impactos Esperados	Irritación de los pulmones, Tos, Formación de Smog, Deterioro de la calidad del agua	Problemas respiratorios, Opresión en el pecho, enfermedades respiratorias, daño del ecosistema	Asma, bronquitis, cáncer, deposición atmosférica, disminución de la visibilidad	Calentamiento global, aumento del nivel del mar, riesgo de inundaciones, derretimiento de los glaciares
Planta Geotérmica (lb/MWh)	0	0-0.35	0	0-88.8
Planta de Carbón (lb/MWh)	4.31	10.39	2.23	2.191
Emisiones compensadas por Explotación Geotérmica (millón ton/año)	32	78	17	16.000.000

Tabla 13. Emisión de Contaminantes. (Alyssa et al., 2007 citado en (Marzolf, 2014))

En la tabla 14 se presentan las emisiones de contaminantes producidas por las 3 principales fuentes de energía convencional, y se compara con las emitidas por la energía geotérmica.

Emisión lb/MWh	Carbón	Aceite Combustible	Gas Natural	Geotérmica
Óxidos de Nitrógeno	4.31	4	2.96	0
Dióxido de Azufre	10.39	12	0.22	0.35
Material Particulado	2.23	-	0.14	0

Tabla 14. Contaminantes por Diferentes Tecnologías. (Alyssa et al., 2007 citado en (Marzolf, 2014))

12.2 Impacto Ambiental Durante la Perforación

Hace unos años, el lodo usado se vertía a cielo abierto, contaminando el medio ambiente natural. Esto ya no es aceptable, y el fluido de perforación debe eliminarse de una manera en la que haya poca o ninguna contaminación del medio ambiente (Huang, 2001 citado en (Chepkech, 2011)). Los productos químicos utilizados en el fluido de perforación también pueden contaminar el medio ambiente, generando una variedad de problemas ambientales (Hunt, 2000 citado en

(Chepkech, 2011)). Algunas de las preocupaciones ambientales, de salud y seguridad que surgen de los fluidos de perforación se discuten a continuación.

Si bien el uso de lodos base aceite no es común en la perforación de pozos geotérmicos se debe tener en cuenta las siguientes apreciaciones, según la (Corporación Financiera Internacional, 2007) durante las actividades de exploración, desarrollo y operación pueden instalarse pozos de producción de vapor y reinyección. Los fluidos de perforación empleados durante las actividades de perforación pueden ser acuosos u oleosos, y pueden contener aditivos químicos para ayudar a controlar las variaciones de presión en el sondeo e impedir la pérdida de viscosidad. Los detritos procedentes de los lodos oleosos son especialmente preocupantes debido a los contaminantes oleosos que contienen, y pueden precisar un tratamiento y eliminación especiales dentro o fuera de la locación. Las recomendaciones para el manejo de los detritos y fluidos de perforación incluyen:

- La recuperación y almacenamiento de fluidos y detritos oleosos de perforación en tanques o pozos de almacenamiento dedicados, revestidos con una membrana impermeable, antes del tratamiento (p. ej. lavado), reciclaje y /o tratamiento final y eliminación.
- La reutilización de fluidos de perforación, cuando sea posible.
- La eliminación de tanques y pozos para evitar la descarga presente o futura de materiales oleosos en el suelo o en los recursos hídricos y el tratamiento / eliminación de los contenidos como residuos peligrosos o no peligrosos en función de sus propiedades.
- La eliminación de fluidos acuosos de perforación en el pozo de sondeo tras una valoración de la toxicidad. Los detritos acuosos suelen reutilizarse siempre que no sean tóxicos (p. ej. como relleno de construcción) o se eliminarán en un vertedero.
- Durante el tratamiento ácido de los pozos, el uso de revestimiento de pozo a prueba de fugas a profundidades adecuadas a la formación geológica para evitar la filtración de fluidos acídicos en las aguas subterráneas.

12.2.1 Perturbaciones Superficiales

Antes de que una plataforma se traslade a un sitio, los preparativos se realizan excavando el sitio de perforación y los estanques de recirculación. La excavación debe hacerse de acuerdo con las leyes ambientales de excavación del país o internacionales. La rehabilitación también debe hacerse mediante la plantación de pasto y tres locales (Huang, 2000; Mwangi 2007, citado en (Chepkech, 2011)).

12.2.2 Gestión de Residuos

La perforación geotérmica produce cantidades significativas de residuos sólidos; por lo tanto, se necesitan métodos de eliminación adecuados. Los fluidos de perforación geotérmica producen desechos como lodo de perforación, agua sucia, espuma, taladro y esquejes de cemento. El lodo de perforación se pierde a través de la circulación en el pozo o termina en tanques de lodo de perforación como desechos sólidos para su eliminación. La espuma de perforación y el agua sucia terminan en el estanque de recirculación. Si bien la espuma puede ser antiestética, es

totalmente biodegradable e inofensiva. El lodo residual debe almacenarse y transportarse de acuerdo con las prácticas ambientales, según lo estipulado en la política ambiental de la organización (Kubo, 2001 citado en (Chepkech, 2011)).

12.2.3 Gestión del Ruido

El gran compresor y las unidades de refuerzo utilizadas en la perforación de aire y aireada proporcionan una fuente adicional y significativa de ruido. Estas unidades están equipadas con ventiladores de refrigeración muy grandes que son la principal fuente de ruido. Sin embargo, las unidades de compresor y refuerzo ahora se pueden proporcionar con silenciamiento completo a los estándares de emisión de ruido aceptados. Durante la perforación por aire o aireada, se deben utilizar separadores/silenciadores de ciclones para minimizar el ruido a medida que se separan los fluidos que salen del pozo (Hole, 2006 citado en (Chepkech, 2011)).

12.2.4 Emisiones de Gas

Hay dos gases principales que podrían emitirse al perforar un pozo geotérmico. Estos son el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno. El dióxido de carbono no es altamente tóxico en comparación con el sulfuro de hidrógeno, pero a altas concentraciones puede ser fatal debido a la exclusión de oxígeno o la alteración del pH en la sangre. El sulfuro de hidrógeno es detectable para los humanos en bajas concentraciones por el característico olor a "huevo podrido". Es extremadamente peligroso, el primer gas venenoso utilizado en la Primera Guerra Mundial, y puede ser fatal incluso en bajas concentraciones. El sulfuro de hidrógeno se disuelve en agua y, por lo tanto, puede no ser un problema durante la perforación con lodo, agua o perforación aireada (Huang, 2000 citado en (Chepkech, 2011)). Sin embargo, es importante que el equipo de perforación tenga detectores de gas con alarma con el fin de identificar estos gases y que se tomen las medidas adecuadas cuando se superen los límites de emisión recomendados. Los lugares más peligrosos para la acumulación de gas y el envenenamiento están en el sótano y los tanques de lodo.

12.2.5 Uso del Agua

Todo el fluido de perforación y especialmente el agua deben reciclarse para conservar el agua y reducir la tensión en las fuentes de agua (lagos, ríos, etc.). Cuando las aguas superficiales son escasas y ya están sobreutilizadas, y la extracción de aguas subterráneas es igualmente problemática, la perforación aireada o la perforación con espuma deben considerarse como las primeras opciones (Ball, 2001 citado en (Chepkech, 2011)).

12.2.6 Salud y Seguridad

Se debe proporcionar equipo de protección personal (PPE), como orejeras, gafas, guantes, estaciones de enjuague ocular, equipos de respiración autónomos y otros equipos de seguridad, a los trabajadores que trabajan en fluidos de perforación y compresores de aire. Los botiquines de primeros auxilios necesarios deben proporcionarse junto con personal capacitado en el sitio de la plataforma. Además, una ambulancia o un vehículo de emergencia deben estar disponibles en el

sitio de la plataforma o cerca para ayudar en caso de emergencias. Las zonas de alta presión deben demarcarse y la entrada a esas zonas debe restringirse cuando se utiliza una presión alta peligrosa. (Chepkech, 2011).

13. CONCLUSIONES

Si bien es cierto que la energía geotérmica es un campo definido y estudiado, podemos decir que, en Colombia, aunque se han dado unos primeros pasos con una serie de estudios de gran importancia aún falta mucho por trabajar, ya que el potencial es muy grande y este puede hacer importantes aportes a la canasta energética nacional, que se ha visto afectada en los últimos años por los fenómenos climáticos y ambientales.

Colombia es un país que cuenta con todas las características para considerarse como un país con alto potencial de producción de energía geotérmica gracias a su ubicación geográfica debido a que se encuentra en la zona de influencia del cinturón de fuego del pacífico, placas de Nazca y Sudamericana, posee alta actividad volcánica, y cuenta con varias zonas de interés hidrotermal, cuyo potencial actualmente solo es explotado para fines turísticos.

Gracias a los conocimientos técnicos adquiridos por la industria del petróleo y gas a lo largo de su historia, se ha podido desarrollar en gran medida también la industria de la energía geotérmica, aplicando las técnicas, metodologías, equipos y herramientas usadas para exploración y producción de petróleo en las actividades de perforación y desarrollo de dichas zonas. Es importante resaltar el gran papel que han tenido los ingenieros de petróleos, profesionales afines, técnicos, tecnólogos pertenecientes también a la industria, en la incursión a este tipo de energía renovable.

Las complejas características que poseen los yacimientos geotérmicos, como por ejemplo zonas de alta presión y temperatura, formaciones altamente fracturadas y cavernosas, han llevado al desarrollo e implementación de nuevas metodologías para la fabricación de lodos (lodos aireados, espuma, polímeros, etc.) y tecnologías para los trabajos de perforación (EGS, perforación bajo balance, perforación inversa, etc.), que permitan que estas operaciones sean realizadas de forma segura y efectiva, superando las barreras que se puedan presentar durante la realización de estos proyectos.

Las grandes ventajas que nos ofrece la energía geotérmica con respecto a las fuentes tradicionales de energía como la hidroeléctrica y termoeléctrica, radica en que su impacto al medio ambiente y huella de carbono es mínimo, además si la comparamos con las fuentes de energía denominadas renovables como la solar y la eólica nos damos cuenta de que su producción no sería intermitente, sino que también la podríamos denominar energía renovable “continua”.

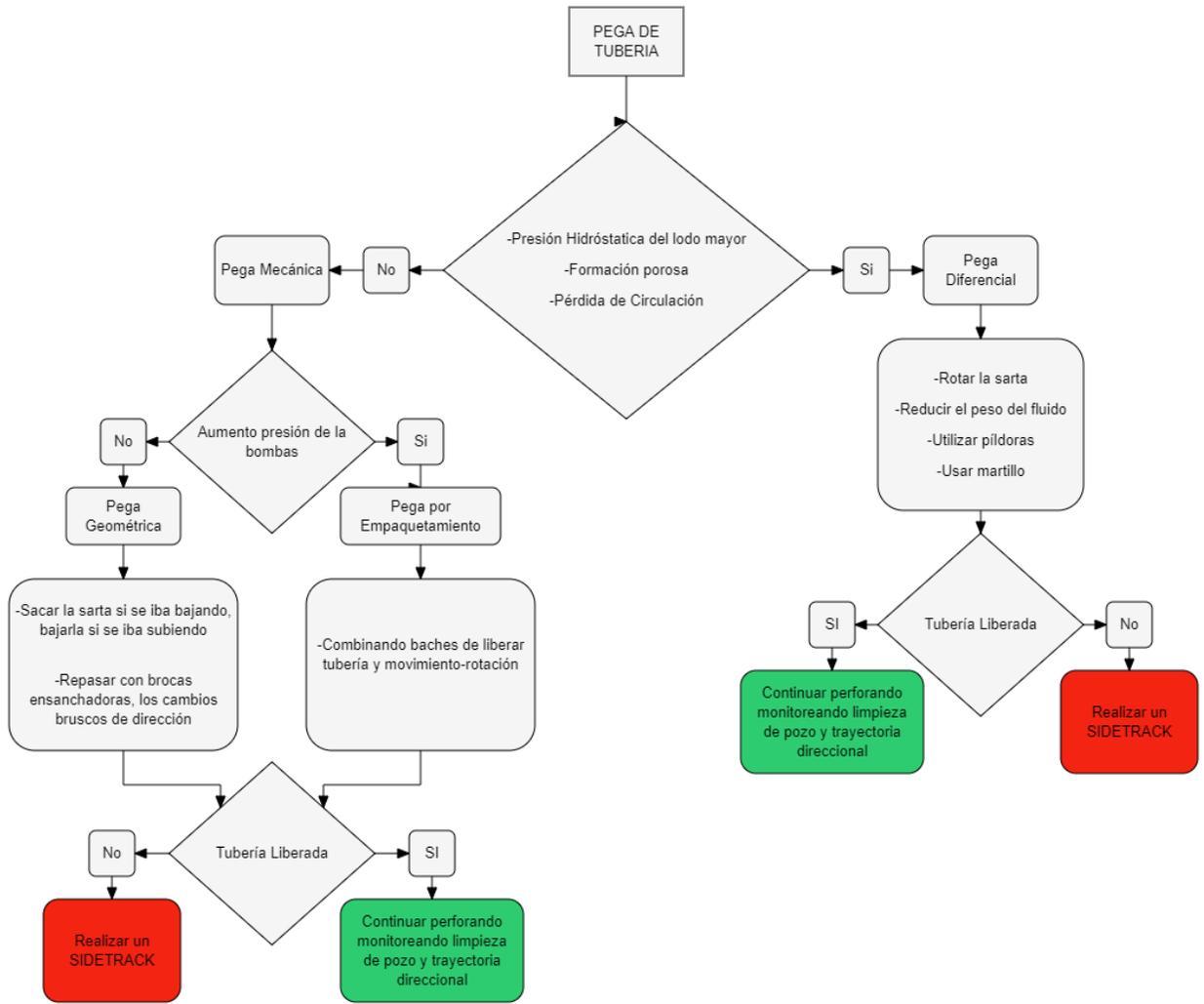
14. RECOMENDACIONES

Futuros estudios en Colombia deberían tener en cuenta la composición del agua de producción geotérmica, contenido de azufre, salinidad, oxígeno en solución, para de esta manera tener una noción de la vida útil y adecuación de los equipos de producción y generación geotérmica.

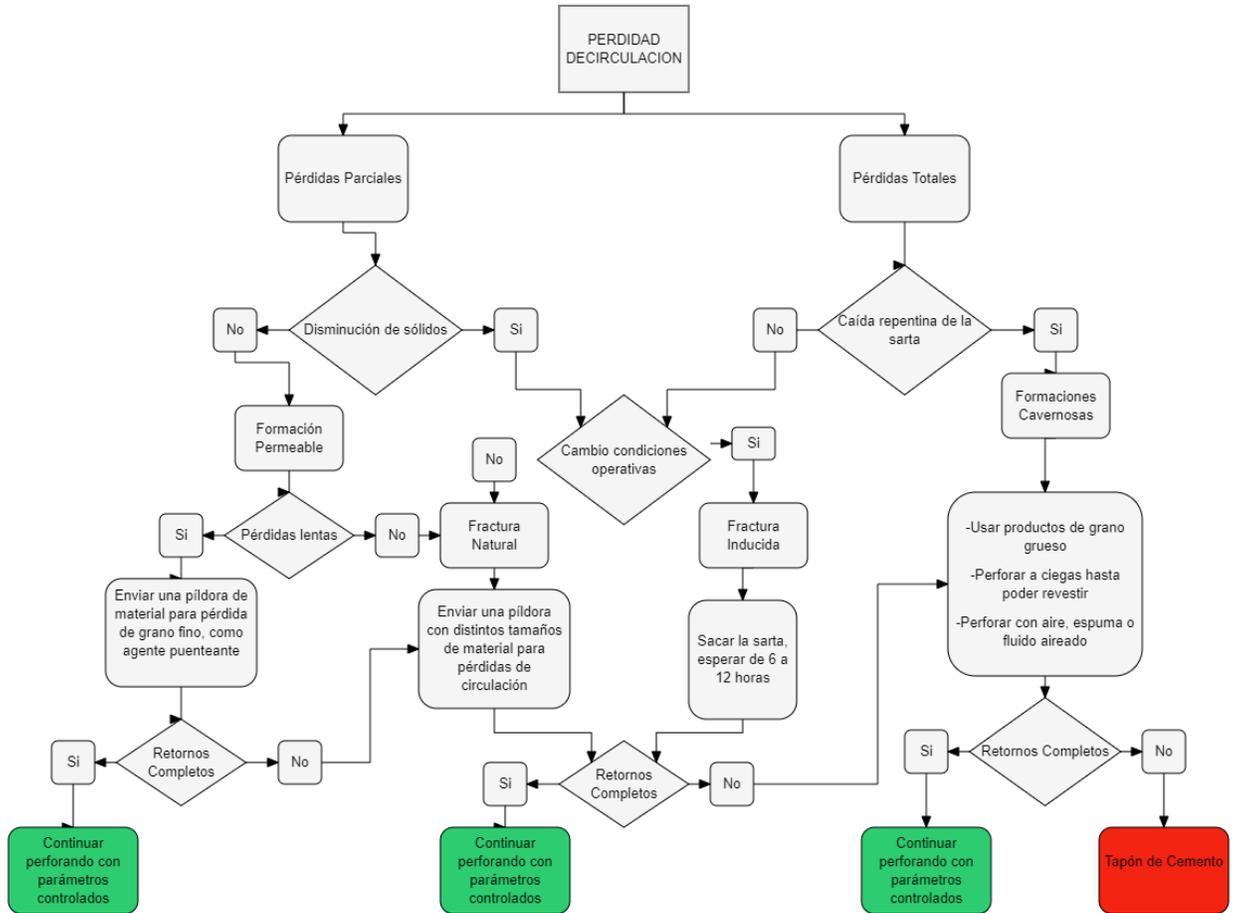
Realizar estudios de viabilidad económica de los pozos petroleros con potencial geotérmico, para así evaluar si es posible darles mayor vida útil en términos de producción energética.

En Colombia actualmente se han realizado normas que, si bien dan pautas para la regulación de la exploración, perforación, producción e impacto ambiental de los proyectos geotérmicos, todavía no existe un consolidado que permita tener mayor claridad específicamente de las operaciones netamente para proyectos de este tipo. Por eso será importante realizar una compilación de dicha normativa nacional.

15. ANEXOS



Anexo #1. Flujograma de operaciones ante pega de tubería.



Anexo #2. Flujo de operaciones antes pérdida de circulación.

EQUIPO	DIFERENCIAS CON OIL & GAS
Herramientas	<p>Todos los componentes plásticos deben resistir a temperatura y corrosión, por ejemplo, las válvulas y pistones del equipo.</p> <p>Uso de rig winterizado para controlar las condiciones climáticas de operación.</p> <p>Uso de esmalte cerámico en drill pipe y casing.</p> <p>Se recomienda uso del drill pipe grado S-135 en lugar de G-105.</p>
Control de pozos	<p>Uso de diverter y BOP's de mayor tamaño a las usadas en oil & gas.</p> <p>Uso de cabeza rotaria para cuando se va a efectuar la perforación underbalance</p>
Fluidos de perforación	<p>Lodo bentonítico que se convierte agua geotérmica.</p> <p>Altas cantidades necesarias de agua y lodo.</p> <p>A veces ante una pérdida de circulación las piscinas de lodos no son suficientes y se debe recurrir a una conexión con acueducto.</p> <p>El uso de carbonato es más alto por el tipo de roca a perforar</p>
Brocas	<p>Son de tamaño mayor.</p> <p>Son preferibles las tricónicas.</p> <p>El desgaste es mayor por la condición de alta temperatura.</p>

Anexo #3. Tabla de diferencias en la perforación con la industria oil & gas. Sacado de la conferencia “Perforación de pozos geotérmicos” presentada por el geólogo Daniele Edgar Girasoli, organizada por AGEOCOL, 2020.

16. BIBLIOGRAFIA

- Abril, M. (2017). *Estudio sobre la Generación de Energía Geotérmica para su Aprovechamiento en el Sector de la Construcción y las Cimentaciones.*
- Adeyemi, G., Fadairo, A., Ogunkunle, T., Oladepo, A., Oredoko, O., Vitoria, O., Tomomewo, O., & Ichi, E. (2020). Effect of Polymer Additives on the Rheology and Fluid Loss of Water Based Muds. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/203748-ms>
- Alfaro, C., Alvarado, I., Quintero, W., Vargas, C., & Briceño, L. A. (2009). *Mapa Preliminar de Gradientes Geotérmicos de Colombia.*
- Alfaro, C., Rueda, J., Casallas, Y., Rodriguez, G., & Malo, J. (2020). *Proyecto Investigación Geotérmica de Colombia.* Servicio Geológico Colombiano.
- Allahvirdizadeh, P. (2020). A Review on Geothermal Wells: Well Integrity Issues. *Journal of Cleaner Production*. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124009>
- Alshaiikh, A., Albassam, M., al Gharbi, S., & Al-Yami, A. (2018). *Detection of Stuck Pipe Early Signs and the Way Toward Automation.* <http://onepetro.org/SPEADIP/proceedings-pdf/18ADIP/2-18ADIP/D021S030R002/1200539/spe-192975-ms.pdf/1>
- Altun, G., Osgouei, A. E., & Ozyurtkan, M. (2014). Customization of Sepiolite Based Drilling Fluids at High Temperatures. In *American Rock Mechanics Association.*
- Bello, O., & Teodoriu, C. (2012). *Development of a Model to Calculate Rig Power Requirements for Geothermal Applications.* <http://onepetro.org/SPENAIC/proceedings-pdf/12NAICE/All-12NAICE/SPE-162958-MS/1653789/spe-162958-ms.pdf/1>
- Berard, B., Hernández, R., & Nguyen, H. (2009). *Foamed Calcium Aluminate Phosphate Cement Enables Drilling and Cementation of California Geothermal Wells.* <http://onepetro.org/SPEWRM/proceedings-pdf/09WRM/All-09WRM/SPE-120845-MS/1785854/spe-120845-ms.pdf/1>
- Bour, D., Hodson-Clarke, A., & Russell, P. (2013). *First Reverse Circulation Cement Job in Australia Executed in HP-HT Geothermal Well in Cooper Basin.* <http://onepetro.org/SPEURCE/proceedings-pdf/13URCE/All-13URCE/SPE-167067-MS/1593511/spe-167067-ms.pdf/1>
- Cárcel, F., & Martínez, D. (2015). La Energía Geotérmica de Baja Entalpía. *3C Tecnología*, 4(3), 96–108. <https://doi.org/10.17993/3ctecno.2015.v4n3e15.96-108>
- Cardoe, J., Nygaard, G., Lane, C., Saarno, T., & Bird, M. (2021). *Oil and Gas Drill Bit Technology and Drilling Application Engineering Saves 77 Drilling Days on the World's Deepest Engineered Geothermal Systems EGS Wells.* 1–13. <https://doi.org/10.2118/204121-ms>
- Chepketch, S. (2011). Geothermal Drilling Fluids. In *Geothermal Training Programe* (Vol. 10).
- Corporación Financiera Internacional. (2007). *Guías sobre Medio Ambiente, Salud y Seguridad Generación de Energía Geotérmica.* <http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/Environmental>

- Cromling, J. (1973). *Geothermal Drilling in California*. <http://onepetro.org/JPT/article-pdf/25/09/1033/2338174/spe-4177-pa.pdf/1>
- Delgado, D., & Juárez, R. (2014). *Procesos de Perforación y Terminación de Pozos Geotérmicos*.
- di Martino, G., & Ruch, A. (2018). Non-Portland Cement Slurry Development and Application for Ultrahigh-Temperature Geothermal Well with Supercritical Conditions. *Proceedings of the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference, APDT, 2018-Augus*. <https://doi.org/10.2118/190974-ms>
- Dickson, M., & Fanelli, M. (2004). *¿Qué es la Energía Geotérmica?*
- Erge, O., Sakaoglu, K., Sonmez, A., Bagatir, G., Dogan, H. A., Ay, A., & Gucuyener, I. H. (2020). Overview and Design Principles of Drilling Fluids Systems for Geothermal Wells in Turkey. In *Geothermics* (Vol. 88). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101897>
- Ettehad, A., & Altun, G. (2018). In-situ thermal rheological properties of drilling muds. *Proceedings of the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 2018-Janua*(January), 29–31. <https://doi.org/10.2118/189349-ms>
- Ettehad, A., Ülker, C., & Altun, G. (2021). Nonlinear Viscoelastic Rheological Behavior of Bentonite and Sepiolite Dilling Fluids Under Large Amplitude Oscillatory Shear. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109210>
- Finger, J., & Blankenship, D. (2010). Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling. *Sandia Report (SAND2010-6048)*, December, 84. http://artikel-software.com/file/geothermal_drilling_handbook.pdf
- Finger, J., & Jacobson, R. (2000). *Development and Testing of Insulated Drillpipe*.
- Fuentes, B. (2020). Energía geotérmica: Geología, Usos y Beneficios. *UNO Sapiens*, 3(5), 26–28. <https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/prepa1/issue/archive>
- Gonzalez, M. (2019). *Estado del Arte de la Tecnología de Generación de Energía Eléctrica a partir de la Geotermia*.
- González, O., Heredia, L., Márquez, F., & Zarco, S. (2016). *Problemas Durante la Perforación y Cementación de Pozos en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto*.
- Hanson, P. (2019, June 3). *Drilling Fluids for Geothermal Drilling - GeoEnergy Marketing*. GeoEnergy Marketing Services. <https://www.geoenergymarketing.com/energy-blog/drilling-fluids-for-geothermal-drilling/>
- Hardbanding | Castolin Eutectic*. (2022). <https://www.castolin.com/en-NB/service/hardbanding>
- Hawker, D., Vogt, K., & Robinson, A. (2001). *Manual de Perforación. Procedimientos y Operaciones en el Pozo* (3rd ed.).
- Jia'en Lin. (2018). *Springer Series in Geomechanics and GeoenGineering*. <http://www.springer.com/series/8069>

- Jian Zhang, Y. L., Yousheng Chen, & Han Jindong. (2019). Effect of Temperature Recovery on Time-Dependent Wellbore Stability in Geothermal Drilling. *American Rock Mechanics Association*.
- Juntos Contribuimos. (2021, March 30). *Parex, Pionero en el País con Proyecto de Generación de Energías Limpias - Juntos Contribuimos*. <https://juntoscontribuimos.com/2021/03/parex-inaugura-planta-de-energia-geotermica-hito-en-la-transicion-energetica-en-colombia/>
- Kaown, D., Lee, K.-K., Kim, J., Woo, J.-U., Lee, S., Park, I.-W., Lee, D., Lee, J.-Y., Kim, H., Ge, S., & Yeo, I.-W. (2021). Earthquakes and Very Deep Groundwater Perturbation Mutually Induced. In *Scientific Reports* (Vol. 11, Issue 1). Nature Research. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-92937-y>
- Marbun, B. T. H., Ridwan, R. H., Nugraha, H. S., Sinaga, S. Z., & Purbantanu, B. A. (2021). Review of Directional Drilling Design and Operation of Geothermal Wells in Indonesia. In *Renewable Energy* (Vol. 176). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.078>
- Marzolf, N. (2014). *Emprendimiento de la Energía Geotérmica en Colombia*. <https://www.researchgate.net/publication/283328511>
- Maury, V., & Guenot, A. (1995). *Practical Advantages Of Mud Cooling Systems For Drilling*. <http://onepetro.org/DC/article-pdf/10/01/42/2088175/spe-25732-pa.pdf/1>
- Ministerio de Minas y Energía, M. (2021, March 24). *Inicia el Primer Piloto para la Generación de Energía Geotérmica en Casanare*. <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24279957>
- Mohamed, A., Salehi, S., & Ahmed, R. (2021). Significance and Complications of Drilling Fluid Rheology in Geothermal Drilling: A Review. *Geothermics*, 93(January). <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102066>
- Moore, R., Bour, D., Reed, S., & Hernandez, R. (2005). *High-Temperature Wells With Lost-Circulation Demands and Reverse-Circulation Techniques Using Foamed-Cement Systems: Two Case Histories*. <http://onepetro.org/DC/article-pdf/20/02/133/2089916/spe-84563-pa.pdf/1>
- Moreno, D., López, I., & Blessent, D. (2020). Geothermal Energy in Colombia as of 2018 [Pontificia Universidad Javeriana]. In *Ingeniería y Universidad* (Vol. 24, Issue 1). <https://doi.org/10.11144/Javeriana.iyu24.geic>
- Mouthón, L. (2021, June 17). *Comienzan Pilotos de Geotermia en Colombia*. <https://www.elheraldo.co/economia/comienzan-pilotos-de-geotermia-en-colombia-826348>
- Muqeem, M., Weekse, A., & Al-Hajji, A. (2012, April 8). *Stuck Pipe Best Practices- A Challenging Approach to Reducing Stuck Pipe Costs*. 1. <http://onepetro.org/SPESATS/proceedings-pdf/12SATS/All-12SATS/SPE-160845-MS/1648014/spe-160845-ms.pdf/1>
- Nugroho, W. A., Sumantri, M., & Wibisono, D. (2017). Design and Application of Aerated and Foam Drilling Fluid, Case Study in Drilling Operation in Indonesia. *Society of Petroleum Engineers*. <https://doi.org/10.2118/186233-ms>

- Nugroho, W., Hermawan, S., & Lazuardi, B. (2017). Drilling Problems Mitigation in Geothermal Environment, Case Studies of Stuck Pipe and Lost Circulation. In S. <http://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-pdf/17APOG/3-17APOG/D031S004R004/1315163/spe-186922-ms.pdf/1>
- Osgouei, A. E., Ozyurtkan, M. H., Altun, G., & Dilsiz, E. A. (2012). Dynamic Filtration Properties of Clay Based Drilling Muds Under Elevated Temperatures. *SPE International*. <https://doi.org/10.2118/163325-ms>
- Pabon, M. C., & Castillo, M. C. (2016). *Monografía de Investigación Sobre el Potencial que Tiene Colombia para la Implementación de Energías no Convencionales*.
- Palacio, M., Blessent, D., López, J., & Moreno, D. (2020). Enhanced Geothermal Systems: Review and Analysis of Case Studies. *Boletín de Geología*, 42(1), 101–118. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n1-2020006>
- Petty, S., Fairbank, B., & Bauer, S. (2005). Lessons Learned in Drilling DB-1 and DB-2 Blue Mountain, Nevada. In *30th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*.
- Prol-Ledesma, R. M. (2001). *El Calor de la Tierra*. <http://books.google.com/books?id=A8kxyJy0VtsC&pgis=1>
- Putra, A., Azwar, C., Johri, A., Osman, A., & Tanoto, E. (2021). *Obtaining Zonal Isolation in Geothermal Wells*. <http://onepetro.org/SPEAPDT/proceedings-pdf/20APDT/1-20APDT/2445799/spe-201068-ms.pdf/1>
- Qi, L. (2014). The Application of Polymer Mud System in Drilling Engineering. *Procedia Engineering*, May. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.06.192>
- Ramos, J. (2011). *Estado del Arte de Brocas de Perforación*.
- Rathnaweera, T., Wu, W., Ji, Y., & Pathegama, R. (2020). Understanding Injection-Induced Seismicity in Enhanced Geothermal Systems: From the Coupled Thermo-Hydro-Mechanical-Chemical Process to Anthropogenic Earthquake Prediction. In *Earth-Science Reviews* (Vol. 205). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103182>
- Rickard, W. M., Johnson, B., Mansure, A. J., & Jacobson, R. D. (2001). Application of Dual-Tube Flooded Reverse Circulation Drilling to Rye Patch Lost Circulation Zone. *Geothermal Resources Council Transactions*, 25, 133–138.
- Stefánsson, A., Duerholt, R., Schroder, J., Macpherson, J., Hohl, C., Kruspe, T., & Eriksen, T.-J. (2018). *A 300 Degree Celsius Directional Drilling System*.
- Taiwo, O., & Ogbonna, J. (2011). *Foam Cementing Design and Application: A Cure for Low Gradient-Associated Problems in Deepwater Operations in the Gulf of Guinea*. <http://onepetro.org/SPENAIC/proceedings-pdf/11NAICE/All-11NAICE/SPE-150767-MS/1682370/spe-150767-ms.pdf/1>
- UPME, U. de P. M.-E. (2015). *Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia*. <http://www1.upme.gov.co/sgic/>

- Velandia, J. (2016). *Propuesta de Mapa de Ruta para la Incurción de la Energía Geotérmica en la Canasta Energética Colombiana*.
- Vivas, C., & Salehi, S. (2021). *Wellbore Strengthening for Geothermal Applications: Experimental Study of Thermal Degradation of LCM to Address Wellbore Tensile Failure*.
- Wakhyudin, A., Setiawan, D., & Marjuan, O. D. (2018). Aerated Drilling Cutting Transport Analysis in Geothermal Well. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 103(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/103/1/012008>