

Estado del arte del efecto de altas temperaturas en la estabilidad de fluidos de perforación
geotérmicos

Camila Fernanda Ortiz Camacho

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Químico

Director

Emiliano Ariza León

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

Jeimy Alejandra Peña Mateus

Ingeniera de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Bucaramanga

2024

Dedicatoria y agradecimiento

Agradezco primero a Dios por permitirme desarrollar todo este trabajo, concederme salud y poder culminarlo satisfactoriamente. Dedico este logro a la memoria de quien en vida fue mi abuelo Salvador Camacho, quien, aunque ya no se encuentra entre nosotros, era un creyente fiel de mis capacidades y siempre me impulsó a alcanzar mis objetivos; a mis padres, agradezco todos y cada una de sus enseñanzas pues sé que para ellos es un gran logro tener a su primera Ingeniera, a Santiago Esteban Ortiz por estar ahí todo el tiempo para mí, darme apoyo incondicional y creer en mí; a Jorge Díaz y Luz Mery Rodríguez por ser soporte incondicional y emocional en momentos difíciles. Agradezco enormemente a Omar y Juan Pablo Mesa Colmenares porque sin su ayuda no habría podido culminar satisfactoriamente todo este recorrido. A Nelly Rodríguez, Lady Rojas y Nicolay García, por brindarme ánimos todo el tiempo y ser mi soporte en momentos difíciles, mil gracias, chicos. A mi director y codirectora, les agradezco su confianza y su apoyo incondicional, incluso cuando las cosas se pusieron difíciles. También agradezco a todas aquellas personas que de alguna manera han contribuido a mi crecimiento personal y profesional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	9
1. Objetivos	11
1.1 Objetivo General	11
1.2 Objetivos Específicos.....	11
2. Generalidades de la perforación geotérmica.....	12
2.1 Sistemas geotérmicos.....	12
2.2 Componentes empleados en la perforación geotérmica.....	12
2.3 Complicaciones reológicas de un pozo de perforación.....	14
2.3.1 Entorno hostil.....	14
2.3.2 Reología del fluido de perforación	15
2.3.3 Estabilidad del fluido de perforación	15
2.3.4 Limpieza de los pozos en el avance de la perforación.....	16
2.3.5 Hidráulica de pozo	17
2.3.6 Geopresiones.....	17
3. Los Fluidos de Perforación.....	17
3.1 Composición de un lodo de perforación	18
3.2 Funciones de un lodo de perforación	18
3.3 Propiedades del fluido de perforación	19
4. Fluidos de Perforación empleados en Geotermia	21
4.1 Lodos a base de agua	22
4.1.1 Lodo de bentonita	22

4.1.2 Lodo polimérico.....	23
4.1.3 Lodos Mezcla Bentonita-polímeros.....	24
4.1.4 Perforación con agua.....	24
4.2 Perforación con aire y lodos aireados	25
4.2.1 Perforación con aire y espuma.....	27
4.3 Lodos a base de aceite.....	27
5. Clasificación y comportamiento de los fluidos de perforación de acuerdo con su entalpía de yacimiento.....	28
5.1 Comportamiento de los fluidos a condiciones de baja, media y alta entalpía.	29
5.1.1 Caso1: Lodo de bentonita, agua y lodo espumante.....	29
5.1.2 Lodo de bentonita	32
5.1.3 Caso 2: Lodo polimérico.....	33
5.1.4 Caso 3: Mezcla polimero-bentonita	35
5.1.5 Fluidos ligeros.....	36
6. Prospectos Geotérmicos Colombianos	37
6.1 Volcán Nevado del Ruíz	38
6.2 Sistema Geotérmico Tufiño, Chiles-Cerro Negro	39
6.3 Área Geotérmica de Paipa	39
6.4 Volcán AzufraL.....	40
6.5 Área Geotérmica de San Diego.....	40
7. Conclusiones.....	43
Referencias Bibliográficas	46

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Propiedades típicas de un fluido de perforación geotérmica.</i>	21
Tabla 2. <i>Clasificación de los recursos geotérmicos planteada por diferentes autores</i>	29
Tabla 3. <i>Formulación de aditivos</i>	33
Tabla 4. <i>Formulación de fluidos geotérmicos para prospectos colombianos.</i>	41

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Diagrama de una sarta de perforación con sus principales partes.</i>	13
Figura 2 <i>Tipos de sistemas de fluidos aireados de perforación de acuerdo con el porcentaje de aire suministrado.</i>	26
Figura 3 <i>Gráfico de desempeño en % de transporte de sólidos (CTP).</i>	31
Figura 4 <i>Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de diferentes aditivos poliméricos.</i>	34
Figura 5 <i>Espesor y peso de la torta de fluido de perforación después de 16 horas de laminación en caliente a 200 °C</i>	36
Figura 6. <i>Relación de gas-líquido requerida versus la real para lograr eficiencia=0.65</i>	37

Resumen

Título: Estado del arte del efecto de altas temperaturas en la estabilidad de fluidos de perforación geotérmicos

Autor: Camila Fernanda Ortiz Camacho

Palabras Clave: Geotermia, fluidos de perforación, temperatura, entalpía.

Descripción: la energía geotérmica podría definirse como el calor que puede ser extraído del interior de la tierra y convertido en electricidad, usado como balneario o como fuente de calor directo. Durante años la humanidad ha buscado energías que satisfagan la demanda mundial y generen el menor impacto ambiental posible, es allí donde cobra importancia la energía geotérmica, disponible en gran cantidad de lugares de todo el mundo como en zonas de actividad volcánica, zonas de falla o en formaciones geológicas con alta cantidad de material radiactivo. Para extraer tal energía es necesario realizar una perforación sobre la superficie hasta los reservorios geotérmicos, durante el proceso de perforación, se debe emplear fluidos que disminuyan la fricción entre las partes, arrastren los recortes, disminuyan la temperatura, reduzcan las pérdidas de circulación, controlen las presiones de fondo, entre otros. No obstante, tales fluidos suelen ser sometidos a condiciones extremas, como rocas abrasivas, ambientes corrosivos y altas temperaturas, por lo cual se debe garantizar que el fluido seleccionado mantenga sus propiedades a lo largo del tiempo de uso. Es bien sabido que los fluidos más empleados son los lodos a base de agua y bentonita, además, se agregan agentes de control de densidad y viscosidad, pero también pueden emplearse otros, tales como aire, fluidos a base aceite, espumas, polímeros, entre otras sustancias. Los polímeros, por ejemplo, ante los cambios de temperatura deben estar constantemente en observación, puesto que pueden degradarse, es por lo que deben ser formulados particularmente para cada reservorio. A pesar de que los lodos bentoníticos son los más empleados, su eficiencia podría ser mejor, los lodos base aceite presentan conflictos ambientales, mientras que los lodos de espuma y los aireados, requieren de gran cantidad de equipos para bombear el fluido. Particularmente, en Colombia se cuenta con algunos prospectos a ser explotados, sin embargo, se hace necesario llevar a cabo mayor investigación al respecto.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: Emiliano Ariza León. Doctor en Ingeniería Química. Codirector: Jeimy Alejandra Peña Mateus. Ingeniera de Petróleos

Abstract

Title: State of the art of the effect of high temperatures on the stability of geothermal drilling fluids.

Author(s): Camila Fernanda Ortiz Camacho

Key Words: Geothermal, drilling fluids, temperature, enthalpy.

Description: geothermal energy could be defined as the heat that can be extracted from within the earth and converted into electricity, used for bathing or as a direct heat source; for years humanity has been looking for energies that satisfy global demand and generate the least possible environmental impact, this is where geothermal energy becomes important and is available in many places around the world, such as in areas of volcanic activity, fault zones or geological formations with a high amount of radioactive material. To extract such energy, it is necessary to drill above the surface to geothermal reservoirs during the drilling process, fluids must be used to reduce friction between the parts, drag the cuttings, reduce the temperature, reduce circulation losses, control bottom pressures, among others. However, such fluids are often subjected to extreme conditions, including as abrasive rocks, corrosive environments, and high temperatures, so it must be ensured that the selected fluid maintains its properties throughout the time of use. It is well known that the most used fluids are water and bentonite-based, plus density and viscosity control agents are added, but others can also be used, such as air, oil-based fluids, foams, polymers, among other substances. Polymers must be constantly monitored due to temperature changes, as they can degrade, so they need to be specially formulated for each reservoir. Bentonite muds are the most used, although, their efficiency could be higher. Oil-based one's present environmental conflicts, as do foamed and aerated slurries, and require a large amount of equipment to pump the fluid. Particularly, in Colombia there are some prospects to be exploited, but more research is needed.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director: Emiliano Ariza León. Doctor in Chemical Engineering. Co-director: Jeimy Alejandra Peña Mateus. Petroleum Engineer

Introducción

Las naciones alrededor del mundo están cambiando sus políticas ambientales. La contaminación del aire, el agua y el suelo, el calentamiento global y la deforestación son problemáticas que han hecho que se busquen alternativas con menor impacto ambiental y que puedan suplir las necesidades energéticas del planeta. Es aquí donde aparece la energía geotérmica como una alternativa viable para abordar estas problemáticas. La energía geotérmica es definida como *“la energía extraída del interior de la tierra mediante la perforación de pozos en zonas calientes situadas bajo sistemas volcánicos para ser empleada como energía alternativa por el hombre”* (Mohamed et al., 2021). No obstante, no todos los reservorios pueden ser empleados para la generación de energía eléctrica, puesto que se emplean pozos de alta entalpía, con temperaturas desde 100 °C a 250 °C o más (González et al., 2016).

Las actividades propias de la perforación ya sean en pozos de agua, petróleo o geotérmicos, no podrían llevarse a cabo sin la ayuda de sustancias encargadas de facilitar, mantener la eficiencia y seguridad del proceso, así como de proteger los materiales empleados. Estas sustancias son conocidas como fluidos de perforación (Karakosta et al., 2021). Dentro de las funciones de un fluido de perforación cabe mencionar: remoción de los recortes perforados del pozo, enfriamiento y lubricación de la broca, lubricación de la sarta de perforación, control de la presión del fondo de pozo y reducción de las pérdidas del fluido de perforación al formarse una torta de filtración semipermeable (Hole, 2008).

El proceso de perforación de pozos geotérmicos es muy importante y costoso, en especial el sistema de circulación. La selección de un fluido de perforación que se ajuste a las condiciones del pozo y ofrezca buenos resultados en cuanto a rendimiento, costos y profundidad de perforación,

influirá directamente en el éxito o fracaso de un proyecto de tal magnitud (Chemwotei, 2011). La perforación de pozos geotérmicos se ve sometida a condiciones muy diferentes a las presentadas en pozos de perforación de petróleo y gas. La formación es hostil, con una variedad de temperaturas, roca dura y abrasiva, pues los yacimientos geotérmicos suelen encontrarse en rocas ígneas o metamórficas caracterizadas por un alto contenido de cuarzo, así como ambientes corrosivos, lo que dificulta el correcto desempeño de los materiales empleados para los equipos de fondo de pozo (Vivas et al., 2020). Las condiciones de alta presión y temperatura del pozo hacen necesario el uso de fluidos de perforación con alta estabilidad térmica, capaces de trabajar a altas temperaturas y evitar cualquier complicación, como daños en los revestimientos y herramientas de fondo de pozo, pérdida de circulación, entre otras (Mohamed et al., 2021).

La energía geotérmica en comparación con otras como la solar o eólica presenta la desventaja de que sus costos de instalación son grandes y los tiempos de desarrollo son mayores, las materias primas son más costosas, el acceso a los sitios de explotación es difícil y por tanto la perforación requiere grandes inversiones (González Barajas, 2018). El presente estado del arte busca recopilar las experiencias y aprendizajes de casos de estudio alrededor del mundo, con el propósito de servir de guía para futuros proyectos en el país. Sin embargo, aunque ya se ha desarrollado investigación de posibles proyectos en el país, es necesario continuar los estudios para el desarrollo de tal energía.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Realizar una revisión del estado del arte del efecto del incremento de la temperatura sobre la estabilidad de los fluidos de perforación en pozos geotérmicos.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar los diferentes tipos de fluidos de perforación empleados en pozos geotérmicos mediante casos de estudio a nivel mundial.

Analizar el efecto de la alta temperatura sobre las propiedades de los fluidos de perforación para perforación en pozos geotérmicos.

Revisar el comportamiento de las propiedades de los fluidos de perforación teniendo en cuenta los niveles de entalpía del yacimiento.

Plantear los tipos de fluidos de perforación que se ajusten a los posibles proyectos geotérmicos en Colombia por rangos de temperatura y entalpía.

2. Generalidades de la perforación geotérmica

2.1 Sistemas geotérmicos

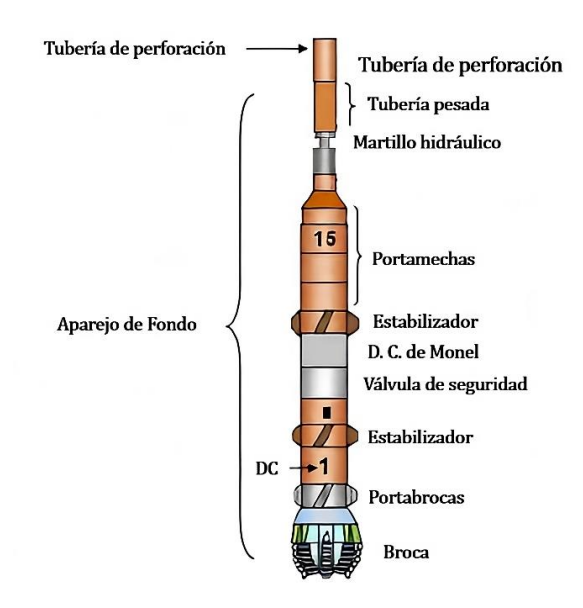
Los sistemas geotérmicos son una fuente de energía renovable que tiene el potencial de generar electricidad y calor, los sistemas geotérmicos convencionales se componen de tres elementos principales: una fuente de calor, un reservorio y un fluido (González Barajas, 2018). La fuente de calor puede ser una intrusión magmática superficial (5 km a 10 km) una región con flujo de calor proveniente del gradiente geotérmico o una combinación de ambas. El reservorio es una cantidad de rocas permeables desde las cuales los fluidos en circulación transportan el calor y el fluido geotérmico puede ser agua, vapor o una mezcla de ambos. En la mayoría de los casos, el fluido es agua meteórica que se ha calentado a medida que circula por el reservorio (Y. K. García & Sánchez, 2019).

2.2 Componentes empleados en la perforación geotérmica

La sarta de perforación es un conjunto de herramientas que se utilizan para perforar un pozo geotérmico. Se compone de varios tubos conectados entre sí por medio de uniones enroscadas (Figura 1), lo que transmite el sentido de rotación a la broca y permite la circulación de los fluidos de perforación en su interior (González Barajas, 2018).

Figura 1.

Diagrama de una sarta de perforación con sus principales partes.



Nota: Adaptado de (González Barajas, 2018)

La tubería de perforación sin duda es la parte de mayor longitud de la sarta de perforación, puesto que consta de varias secciones en forma de cilindro (González Barajas, 2018), se fabrica usualmente en acero y el diámetro y espesor son seleccionados de acuerdo con los requerimientos propios del reservorio, no obstante, en la industria geotérmica los diámetros de tubería deben ser adecuados para transportar el fluido sin pérdidas. En general, los diámetros más grandes son adecuados para fluidos con viscosidad baja, mientras que los diámetros más pequeños son adecuados para fluidos con viscosidad alta. Los recubrimientos térmicos son comunes en las tuberías porque las altas temperaturas de los fluidos pueden deformar las herramientas electrónicas utilizadas para tomar registros (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014). La broca es la herramienta

que permite perforar, siempre ha sido objetivo de mejoras en cuanto a geometría y materiales, todo con el fin de optimizar el proceso (González Barajas, 2018).

2.3 Complicaciones reológicas de un pozo de perforación

Los fluidos de perforación geotérmicos en general están sometidos a condiciones extremas, las rocas presentes en las formaciones incluyen granito, granodiorita, cuarcita, grauvaca, basalto y toba volcánica; al compararlas con las perforaciones de petróleo, las perforaciones geotérmicas son más calientes, duras (mayor a 240 MPa de resistencia a la compresión), así como abrasivas por la presencia de cuarzo, fracturadas, corrosivas, con alto contenido de sólidos y alta presión. Las propiedades del fluido de perforación geotérmico son importantes para el buen funcionamiento del pozo y para reducir los costos de perforación. La perforación de pozos geotérmicos es más costosa que los pozos convencionales para petróleo y gas, ya que requieren mayores caudales, diámetros y uso de herramientas con metalúrgica especial. Además, cada pozo geotérmico es diferente, lo que puede afectar a las propiedades del fluido necesarias. (Finger & Blankenship, 2012).

2.3.1 Entorno hostil

Uno de los desafíos de la perforación geotérmica es el ambiente en el que se desarrollan los proyectos, así como el control, integridad y pérdida de circulación de los pozos, sin olvidar las altas temperaturas; las formaciones a perforar son duras, por lo que la selección de materiales de revestimiento y construcción de la maquinaria son importantes, también lo son los fluidos a emplear en el proceso, pues serán los encargados de la lubricación de la broca, y el buen funcionamiento de la sarta de perforación. Los entornos en los cuales se lleva a cabo la perforación

de pozos geotérmicos son formaciones de roca volcánica de granito, cuarcita, granodiorita y grauvaca, conocidas por su dureza y abrasividad, lo que se refleja en el desgaste de la broca (Mohamed et al., 2021).

2.3.2 Reología del fluido de perforación

Las operaciones de perforación son costosas, el costo de las operaciones de perforación varía entre el 40 – 60 % del costo total del proyecto geotérmico, al compararlo con industrias como la petrolera, significa un alto costo en perforación y bajos ingresos, lo que supone una desventaja, sin embargo, la correcta selección de un fluido impactará directamente en el costo total de la operación, un fluido se selecciona principalmente con base en criterios específicos del pozo, tomando en cuenta que cumple funciones de enfriar y lubricar la broca, controlar la presión de formación y mejorar la estabilidad del pozo, se deben realizar grandes esfuerzos para la correcta selección, formulación de los fluidos y optimización de las propiedades del fluido de perforación, particularmente en condiciones de alta presión y alta temperatura. Las propiedades reológicas del fluido afectan muchos parámetros de perforación, como la velocidad de penetración, la limpieza del pozo, la hidráulica del pozo, la formación de tortas de filtración y la estabilidad del pozo y también del fluido de perforación (Mohamed et al., 2021).

2.3.3 Estabilidad del fluido de perforación

Como lo menciona Mohamed et al., 2021 “La estabilidad tanto física como química tiene gran importancia en la selección del fluido, la estabilidad química se refiere a la capacidad de resistencia del fluido de perforación a la interacción química que podría resultar entre los contaminantes y los componentes del fluido de perforación y la estabilidad física es la resistencia

del fluido de perforación a las condiciones físicas del fondo del pozo que se encuentran durante la perforación y la circulación, tales como alta temperatura, alta presión y corte excesivo”. En los pozos geotérmicos, las altas temperaturas son determinantes puesto que promueven la degradación térmica de los aditivos poliméricos y modifican sus propiedades reológicas.

2.3.4 Limpieza de los pozos en el avance de la perforación

Transportar recortes perforados es una de las funciones del lodo de perforación, cuando la limpieza es correcta, los recortes son transportados fuera del hueco por el fluido, en caso de que lo anterior no suceda, los recortes se tienden a asentar, formando un lecho móvil, que puede ser erosionado por el fluido de perforación, o puede generar un lecho estacionario que desencadenará en otros problemas del pozo, como lo es reducción del área de flujo, pega de la tubería, disminución de tasas de penetración y en general afecta la estabilidad del pozo (Mohamed et al., 2021), esta función va de la mano con la densidad, puesto que un sistema con densidad muy alta reduce la tasa de penetración y puede generar desgaste por abrasión en las tuberías de perforación. La viscosidad también influye en la limpieza de agujeros, se sabe por ejemplo que la sepiolita y la atapulgita (más conocida en la industria como bentonita) pueden generar efectos adversos en perforación, como lo son inestabilidad del pozo, torta de filtración más gruesa y puntos de fluencia inadecuados (Vivas & Salehi, 2021). La atapulgita por sí sola no es recomendable emplearla en perforación, puesto que posee estructura tridimensional y por tanto no puede aumentar su tamaño al ser humedecida y tampoco generar las condiciones reológicas requeridas (I. M. García & Hernández, 2017).

2.3.5 Hidráulica de pozo

Se refiere a las pérdidas de presión asociadas con el flujo de los fluidos de perforación en el espacio anular, muchos problemas en perforación están asociados con la hidráulica de pozo, temas como la limpieza de recortes, atascamiento de tuberías, tasas de penetración, pérdida de circulación o el abultamiento de la broca requieren especial atención precisamente en la hidráulica del pozo además de la reología, modelos como el de plástico de Bingham, ley de potencia o el modelo de Herschel-Buckley son los modelos de reología más comúnmente empleados en fluidos de perforación y que podrían describir de una manera más acertada su comportamiento (Mohamed et al., 2021).

2.3.6 Geopresiones

Están relacionadas con la corteza terrestre y principalmente son consideradas tres: la presión de sobrecarga, (presión resultante del efecto de una formación sobre otras debajo de ella) la presión de formación (presión a la cual están los fluidos confinados en la roca y les permite fluir hacia el exterior) y la presión de fractura relacionada con la resistencia de las rocas ante los esfuerzos. Comprender e interpretar tales presiones permite evitar atascamientos, seleccionar correctamente el fluido de perforación, maximizar la velocidad de perforación y reducir efectos en zona de alta presión (Santos Montes & Huerta Díaz, 2019).

3. Los Fluidos de Perforación.

El Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling (Finger & Blankenship, 2012) presenta una buena descripción del recorrido del fluido de perforación: “fluye por la tubería de

perforación, a través de las boquillas de la barrena y retrocede por el espacio anular entre la tubería y la pared del pozo, transportando los recortes producidos por la acción de la broca sobre la roca”.

3.1 Composición de un lodo de perforación

Principalmente se compone de tres partes (Finger & Blankenship, 2012):

- Líquido base: agua dulce, salmuera de pozo o aceite.
- Sólidos activos: arcillas, polímeros agregados con el fin de generar una suspensión coloidal (viscosificadores).
- Sólidos inertes: partículas de la formación, densificantes.

También hay presencia de iones en menor proporción, que mediante tratamiento químico pueden ser eliminados en el caso de los iones indeseables.

* Fase química: Que le da propiedades que requiere el fluido de perforación para cumplir su función tales como aditivos para ajuste de pH, dispersantes, entre otros.

3.2 Funciones de un lodo de perforación

Los lodos de perforación cumplen múltiples funciones relacionadas con la estabilidad, limpieza o control del pozo, como lo son (Finger & Blankenship, 2012):

- Limpieza de recortes perforados del pozo
- Enfriamiento y limpieza de broca
- Lubricación de la sarta de perforación
- Mantener la estabilidad del pozo
- Permitir la recopilación de información geológica.

- Formación de torta de filtración semipermeable con el fin de evitar las pérdidas de fluido del pozo.
- Control de presión de formación.
- Transmisión de potencia hidráulica.

3.3 Propiedades del fluido de perforación

El diseño de los lodos de perforación implica ciertas propiedades que deben monitorearse y controlarse en todo momento, aunque es un tema complejo, es fundamental en la selección del fluido de perforación más conveniente para el proyecto (Finger & Blankenship, 2012).

- **Viscosidad:** la importancia de la viscosidad radica en que debe ser tan alta para ser capaz de sacar los recortes de pozo al tiempo que el fluido circula y, además, mantenerlos en suspensión al detener la circulación.
- **Tixotropía:** propiedad de los fluidos a formar una estructura de gel, cuando el fluido se encuentra estático y regresar al estado de fluido al ser aplicado sobre este un esfuerzo cortante, con lo cual mantiene en suspensión los recortes de pozo, evitando que se depositen en el fondo (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014).
- **Densidad:** Está relacionada con las presiones de formación, si son altas, el fluido deberá tener mayor densidad, pero, si por el contrario son bajas, el fluido será más ligero. Es decir, el fluido de perforación debe tener la densidad adecuada para que la columna hidrostática mantenga los fluidos presionados dentro del yacimiento (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014).

- **pH:** esta propiedad asegura contar con un fluido que no cause corrosión en las tuberías de perforación y demás componentes del taladro, deberá tener valores entre 9,5 a 11,5 (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014).
- **Torta de filtración:** formación de una capa impermeable en la pared del pozo, que se corresponde a parte de la fase sólida del lodo que se deposita en las paredes del hueco con el fin de evitar pérdidas de la fase líquida del lodo o fluido de perforación en la formación de roca (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014).
- **Contenido de sólidos:** es un parámetro que indica qué tan bien se limpia el lodo cuando regresa a superficie, es decir si se retiran los ripios o recortes perforados para que pueda volver a inyectarse al pozo y cumplir sus funciones: puede indicar si se requiere mejora su tratamiento o desecharlo. Un valor alto indica que la densidad es mayor lo que reduce la velocidad de penetración y con ello el desgaste del equipo de perforación (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014).

En la Tabla 1, se muestran los valores típicos de las propiedades antes mencionadas en los fluidos geotérmicos, sin embargo, el éxito de un proyecto de ese tipo, involucra también la estabilidad de las propiedades sin importar las fluctuaciones en presión o temperatura, el fácil tratamiento en caso de pérdida y las pruebas asociadas con el control de tales propiedades, para determinar en todo momento que se cumplen los requerimientos y de ser necesario, indicar tratamientos a seguir (Finger & Blankenship, 2012).

Tabla 1.

Propiedades típicas de un fluido de perforación geotérmica.

PROPIEDAD	RANGO
Densidad	1,03 – 1,15 g/cm ³
Viscosidad de embudo	35 – 55 seg
pH	9,5 – 11,5
Viscosidad plástica	0,01 – 0,02 Pa. s
Límite de elasticidad	35 – 125 kPa

Nota. Adaptado de (Finger & Blankenship, 2012; Vivas & Salehi, 2021)

4. Fluidos de Perforación empleados en Geotermia

En un inicio los fluidos de perforación geotérmicos pudieron considerarse como un sistema de prueba y error, los fluidos tomados en consideración fueron los empleados en la perforación de petróleo y gas, por medio de pruebas buscaban los fluidos que se acoplaran mejor a las condiciones de operación de los pozos geotérmicos, sin considerar temas importantes como la rentabilidad o el correcto desempeño y estabilidad del fluido a altas entalpías (Tuttle, 2005). Actualmente el éxito o fracaso de un proyecto de perforación geotérmica se mide de acuerdo con la operación sin imprevistos, con tiempos no productivos cortos, previniendo daños en formación y logrando tasas de producción máximas (Erge et al., 2020).

Usualmente en la perforación de pozos geotérmicos son empleados fluidos aireados, fluidos líquidos o mezclas entre ellos, agua o salmuera de pozo (Chemwotei, 2011). En la selección de los fluidos de perforación más adecuados influyen principalmente aspectos como la temperatura, la estabilidad del pozo y el daño en formación (Erge et al., 2020); otros factores para

tener en cuenta son los ambientes corrosivos y abrasivos, las temperaturas y presiones elevadas, fracturas y pérdida de circulación, entre otros (Vivas & Salehi, 2021).

4.1 Lodos a base de agua

En el lodo de perforación geotérmica a base de agua se emplea agua dulce o salmuera geotérmica, a la vez que se agregan sustancias inertes con el fin de aumentar su densidad y por consiguiente la capacidad de carga de recortes de pozo (Chemwotei, 2011). Gracias a los avances tecnológicos, pueden emplearse en condiciones bastante críticas de alta presión y temperatura o en reservorios offshore de aguas profundas y ultra profundas y dado que las concentraciones de compuestos contaminantes presentes en el fluido son relativamente bajas, por su rentabilidad y que pueden estar disponibles fácilmente, son empleados con mucha frecuencia en la industria (Karakosta et al., 2021).

4.1.1 Lodo de bentonita

Los lodos a base de bentonita se caracterizan por ser capaces de manera efectiva de eliminar los recortes del fondo del pozo, suspender partículas gruesas y pesadas, requieren poco tratamiento térmico y tienen comportamiento tixotrópico, propiedad indispensable para mantener suspendidas partículas durante periodos sin circulación, el fluido permite la formación de una capa de fluido gelificado en la pared del pozo, lo que funcionan como revestimiento protector (Hole, 2008).

El lodo principalmente está compuesto por agua, bentonita y sosa cáustica, además de aditivos para controlar algunas condiciones del fondo del pozo, como lo son: diluyentes (controlan viscosidad y fuerza del gel), agentes de control de pérdida de fluidos, densificantes, materiales para pérdida de circulación (controlan la pérdida del fluido de perforación a la formación) y

aditivos para el control de corrosión (Hole, 2008). La sosa cáustica tiene la función de controlar el pH del sistema (9 – 10), se emplea también carbonato de sodio para el tratamiento del agua de reposición antes de agregar la bentonita, no se requiere controlador de pérdida de fluido porque la bentonita también cumple esta función, cabe mencionar que el sistema es económico y tienden los sistemas a cuidar las fuentes de agua cercanas (Erge et al., 2020).

4.1.2 Lodo polimérico

Son utilizados cuando se prevén problemas de estabilidad de pozo en la sección intermedia, se requiere que la reología del fluido sea baja para reducir la invasión del lodo hacia la formación y garantizar que los recortes del pozo se mantengan en suspensión, los valores de gel se mantengan en rangos bajos para evitar problemas de presión; son un poco más costosos en comparación con los de bentonita (Erge et al., 2020), los aditivos poliméricos principalmente cumplen funciones de mantener las condiciones reológicas y evitar que el pozo colapse. Un aspecto importante para tener en cuenta en lodos poliméricos es la selección del polímero a emplear, lo anterior debido a que funcionan usualmente por rangos de temperatura, con lo cual hay que tener principal cuidado, pues puede darse el caso de que el lodo empiece un proceso de degradación. Presentan mejores propiedades lubricantes, lo que reduce el desgaste de la broca, pueden suspender mejor las partículas en comparación con los lodos de bentonita debido a que ejerce la fuerza de gel y además puede ser bombeado a viscosidades mucho mayores (Chemwotei, 2011). Además, presenta una notoria hidrofiliidad y mayor volumen hidrodinámico posterior a la hidratación y son formulados para cada caso en particular. Los polímeros empleados pueden venir de fuentes naturales (polisacáridos como el quitosano, almidones, goma de guar, quebracho o taninos, entre otros) o producidos en entornos controlados bajo ciertos parámetros (como la goma Xantana), y los que

son completamente sintéticos (poliacrilatos y polímeros de óxido de etileno) (Karakosta et al., 2021).

En la actualidad hay variada investigación tanto en polímeros como en nano polímeros, que son materiales en escala nanométrica diseñados con el fin de mejorar las condiciones fisicoquímicas, hidrodinámicas, térmicas y eléctricas de los fluidos (Karakosta et al., 2021).

4.1.3 Lodos Mezcla Bentonita-polímeros

Se suelen utilizar en secciones intermedias donde no se espera problemas de estabilidad de pozo, usualmente están compuestos por bentonita, defloculantes y polímeros, las contaminaciones percibidas durante la perforación usualmente requieren de carbonato de sodio y defloculantes para su tratamiento, aunque depende del pozo principalmente (Erge et al., 2020). Los polímeros presentan estabilidad de acuerdo con rangos de temperatura establecidos por lo cual al emplear cambios significativos en temperatura deben ser sometidos a inspección constante puesto que pueden iniciar un proceso de degradación. Se busca combinar las propiedades de baja viscosidad sólida conferidas por el lodo polimérico con las propiedades de filtración de los lodos de bentonita, obteniendo un lodo con mejores características en comparación con cada uno por separado (Chemwotei, 2011).

4.1.4 Perforación con agua

El agua es un fluido de perforación relativamente económico, puede ser usada agua dulce o salmuera de pozo, es usada usualmente para perforar luego de una zona de pérdida no sellable, sin embargo, los recortes no son eliminados completamente en formación, lo que puede hacer que la sarta de perforación se atasque. El uso del agua como fluido de perforación logra que la

temperatura de fondo de pozo sea menor lo que se refleja en la prolongación de la vida útil de la broca, las tasas de penetración son relativamente altas, se disminuye la posibilidad de que haya atascamiento diferencial, no obstante, se necesita un suministro continuo de agua muy alto, aproximadamente 3500 Lpm (litros por minuto), el agua no presenta comportamiento tixotrópico, (cambio de la viscosidad al ser sometido a una presión), por lo que se requiere mayor velocidad de fluido anular, los recortes tienden a asentarse y generan atascamiento en la sarta de perforación (Hole, 2008).

Debido a que los recortes no retornan a la superficie, no pueden ser analizados y por tanto no hay datos geológicos, los recortes se lavan hacia zonas permeables, lo que reduce por supuesto, la permeabilidad dado que el agua presenta mayores velocidades de deslizamiento en comparación con los lodos, es necesario mayores velocidades de flujo anular y como se presenta pérdida de gran volumen de líquido hacia la formación, se requerirá grandes periodos de recuperación del pozo (Chemwotei, 2011).

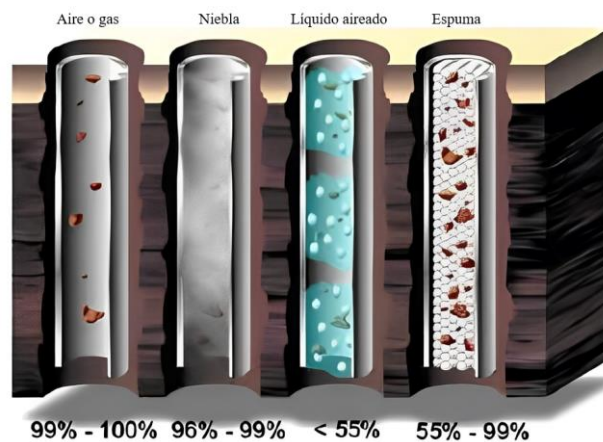
4.2 Perforación con aire y lodos aireados

Preparados mediante la adición de aire, niebla, líquido aireado o sistemas de fluidos aireados de perforación. Como se observa en la Figura 2, hay diferentes tipos de fluidos aireados en función del porcentaje de aire suministrado (González Barajas, 2018). La perforación con aire se realiza al agregarse aire comprimido al sistema de circulación de fluido de perforación, dado que mantiene la circulación en éste y limpia los recortes de pozo, reduciendo el riesgo de atasco en la sarta de perforación. Se presenta reducción en la densidad de la columna a diferentes profundidades, sin embargo, en el fondo del pozo la presión hidrostática es mayor por lo que la densidad será mayor, por otra parte, en la parte superior, la densidad del fluido será menor (Hole,

2008). Usualmente en este tipo de fluido se emplea aire o nitrógeno a alta velocidad (Karakosta et al., 2021).

Figura 2

Tipos de sistemas de fluidos aireados de perforación de acuerdo con el porcentaje de aire suministrado.



Nota: Adaptado de (González Barajas, 2018)

En comparación con el agua como fluido, el aire permite retirar los recortes de pozo de éste y reduce la posibilidad de bloqueo, también presentan una productividad relativamente mejor en zonas permeables y de baja presión. Una desventaja de este tipo de fluido es que requiere de maquinaria especializada para garantizar el manejo de los recortes y los fluidos de formación. Puede ser empleado en forma de Nieblina, como gotas de agua o lodo arrastradas por una corriente de aire; Espuma, como burbujas de aire atrapadas por una película de agua que contiene un tensoactivo estabilizador de la espuma y espuma estable, que tiene materiales encargados de fortalecer la película, tales como polímeros orgánicos o bentonita (Karakosta et al., 2021).

4.2.1 Perforación con aire y espuma

Con la tecnología de perforación bajo balance, la espuma actúa limpiando la broca de manera más eficiente, lo que prolonga su vida útil, el proceso es más rápido, no hay atascamiento diferencial y hay mínimo daño o erosión al pozo, sin embargo, la mezcla para obtener la espuma es bastante compleja, además de que el costo es alto, se requiere de suficiente experiencia para obtener las condiciones deseadas, al igual que con el agua, es difícil recoger muestras geológicas para estudio y es importante mencionar que si no se mantiene bajo control, podría ocasionar un gran desastre ambiental.

Se presentan dos posibles variantes: la perforación con presurización, empleada para cambiar el medio de circulación, evita fugas y desprendimientos; la perforación con espuma de aire, usada para aumentar la resistencia al aumento de la temperatura y la capacidad de transporte de arena del fluido de espuma (Song et al., 2022). Las espumas tienen principal aplicación en formaciones secas, climas áridos y climas árticos (Delgado Cid & Juárez Ortega, 2014).

4.3 Lodos a base de aceite

Presentan mayor estabilidad térmica y reológica, además, en términos de eficiencia de perforación son mucho mejores que los lodos a base de agua y son más costosos en comparación, además que tienen mayores implicaciones ambientales asociadas a ellos (Mohamed et al., 2021). Principalmente empleados Diesel o aceite mineral, presentan propiedades de inhibición; empleados principalmente en condiciones especiales tales como: altas temperaturas, pozos de alto ángulo y alcance extendido y lutitas hidratables, o en lodos de alta densidad, perforaciones con altas concentraciones de sal. Está compuesto por agentes emulsionantes, agentes de suspensión y agentes de control de filtración (Karakosta et al., 2021). Los fluidos a base aceite han sido

empleados desde 1920, sin embargo, el impacto ambiental de estos es importante; el fluido como tal presenta entre el 1 y el 15 % de agua o en el caso del lodo inverso, que va del 5 % al 50 % y requiere de emulsificantes para mantener la estabilidad del lodo (Karakosta et al., 2021).

Las altas presiones hacen que los fluidos base aceite aumente su viscosidad y punto de rendimiento, puesto que cambian su volumen debido a la compresión (Mohamed et al., 2021). La inestabilidad en los fluidos de perforación también puede darse por la separación de los agentes densificantes, véase al caso de la barita en el fenómeno de hundimiento de barita, que tiene lugar en pozos verticales inclinados, las partículas sólidas se separan de las líquidas, se adhieren a las paredes del pozo, por lo que la densidad de la columna del pozo y el peso del fluido no alcanza a controlar la presión y se pierde el control del pozo (Mohamed et al., 2021).

Cabe resaltar que los fluidos base aceite han sido restringidos por leyes de protección ambiental y en su lugar se busca emplear fluidos base agua con condiciones mejoradas similares a los fluidos base aceite (Mao et al., 2020), sin embargo, en la industria petrolera son ampliamente utilizados en la perforación de lutitas hidrófilas y zonas productoras de alta temperatura, incluso en zonas donde se requiere baja densidad del fluido y trabajos de reparación del pozo (González Barajas, 2018).

5. Clasificación y comportamiento de los fluidos de perforación de acuerdo con su entalpía de yacimiento

La clasificación de los pozos de perforación geotérmica según la temperatura no es estándar, pero se sugiere una clasificación según la entalpía del yacimiento, según lo que proponen varios autores como se relaciona en la Tabla 2; sin embargo, para el presente documento y según Mohamed et al., 2021 se clasifican en: baja entalpía (menos de 150 °C), entalpía media (entre 150

°C y 200 °C) y alta entalpía (mayor a 200°C). La temperatura de los pozos geotérmicos supera la temperatura crítica del agua, lo que hace que las operaciones de perforación y terminación sean complejas y requieran especial cuidado. Los lodos geotérmicos, en general, presentan diferencias de comportamiento al aumentar la temperatura, dependiendo de la concentración de aditivos. Sin embargo, en términos generales, su comportamiento es comparable (Vivas & Salehi, 2021).

Tabla 2.

Clasificación de los recursos geotérmicos planteada por diferentes autores

CLASIFICACIÓN DE LOS RECURSOS	(A) [°C]	(B) [°C]	(C) [°C]	(D) [°C]	(E) [°C]
Baja entalpía	<90	<125	<100	≤150	≤190
Media entalpía	90-150	125-225	100-200	-----	-----
Alta entalpía	>150	>225	>200	>150	>190

Nota. (A) Mufler y Cataldi (1978); (B) Hochtstein (1990); (C) Benderitter Y Cormy (1990); (D) Nicholson (1993); (E) Axelsson Y Gunnlaugsson (2000). Adaptado de (González Barajas, 2018)

5.1 Comportamiento de los fluidos a condiciones de baja, media y alta entalpía.

Los recursos geotérmicos de media y baja entalpía suelen utilizarse con fines de balneología o calefacción, sin embargo, la falta de tecnología es un factor que atrasa el aprovechamiento del recurso (González Barajas, 2018).

5.1.1 Caso1: Lodo de bentonita, agua y lodo espumante

Caso de estudio México, perforación de pozos a mediana y baja entalpía ($T < 200$ °C), se busca un lodo capaz de funcionar correctamente bajo condiciones de presencia de estratos

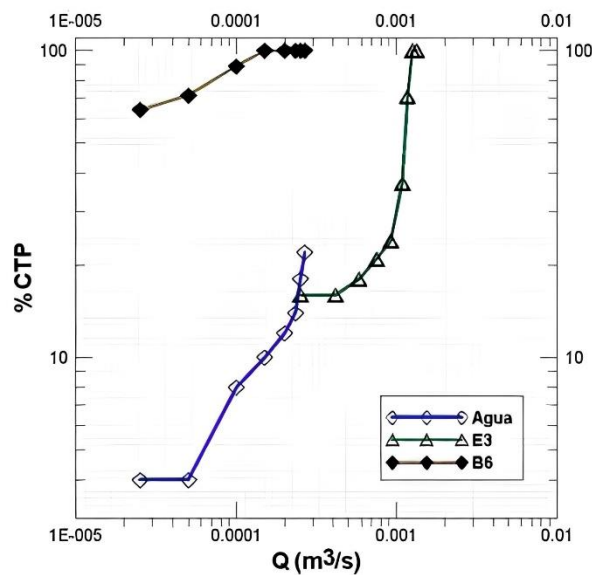
permeables y formaciones con permeabilidad secundaria debido a fracturas, además que el autor busca opciones más económicas que aseguren la rentabilidad de los proyectos. Para la preparación de lodo base agua con adición de bentonita, el porcentaje másico de bentonita a agregar debe estar entre el 4 % y el 7 %, según lo cual se toma un valor de 4,25 %, además, para la evaluación de permeabilidad se tomaron valores de 1 %, 3% y 3.5% lo último con el objetivo de determinar el efecto producido al variar la concentración. En el caso de los fluidos aireados, fue empleado un surfactante aniónico linear con fosfatos y silicatos, la concentración debe estar entre 0.018 a 0.027 kg de surfactante por litro de agua, se tomaron las concentraciones de 0.0181, 0.022 y 0.027 kg de surfactante por litro de agua para la prueba de permeabilidad. La prueba de permeabilidad de Darcy o conductividad hidráulica fue realizada en un medio poroso obtenido con muestras de riolita y andesita, obteniendo datos que en la aproximación de Davis corresponden a arenas y gravas, justamente los materiales empleados. La conductividad hidráulica se ve disminuida por el uso de lodos de perforación bentoníticos, debido a su consistencia arcillosa, se adhiere a las paredes de los poros y logra sellar los estratos. Por otra parte, los fluidos espumantes logran remover la bentonita adherida a las paredes del estrato, para el caso en que se contamina el estrato con lodo de bentonita antes de emplear fluidos espumantes (González Barajas, 2018). Para la prueba de transporte de sólidos (Figura 3), se empleó primero agua, para transportar partículas que tenían una densidad de 1.950 kg/m^3 desde el fondo de la sección de pruebas hasta el exterior; mediante una relación de masa a la entrada y salida del sistema se halló el porcentaje de masa recuperado. Se realiza la comparación entre los resultados obtenidos para agua, y las sustancias que presentaron los mejores resultados para los aireados y los de bentonita; se puede observar que presentó mejor capacidad de acarreo la B6, que corresponde a un lodo convencional de bentonita que presenta la mayor viscosidad y mayor densidad, y de los fluidos espumantes fue E3, dado que presenta la

mayor viscosidad de los espumantes empleados, puesto que tiene alto contenido de surfactante, también se pudo observar que a altas velocidades anulares, es capaz de transportar partículas de hasta 13,5 mm de diámetro, comparado con los lodos a base de bentonita que presentan buenos resultados a bajas velocidades anulares, mientras el agua no presenta buenos resultados debido a la baja viscosidad y densidad (González Barajas, 2018).

Se concluye con la investigación, que los lodos convencionales de bentonita, además que son los más empleados a nivel mundial, permiten prolongar la vida útil de la broca y la sarta de perforación, sin embargo, al perforar en zonas permeables, es mejor emplear fluidos espumantes (González Barajas, 2018).

Figura 3

Gráfico de desempeño en % de transporte de sólidos (CTP).



Nota: % CTP contra tasa de flujo, para $\phi_{p1} = 7 \text{ e}^{-0.3}$ m. Adaptado de (González Barajas, 2018)

5.1.2 Lodo de bentonita

Dentro de los principales retos que debe enfrentar un lodo de perforación encontramos la estabilidad térmica, alta resistencia a la fricción e inestabilidad de las paredes del pozo, por lo cual revisar su rendimiento y comportamiento con el aumento de la temperatura es importante para evitar fallas y con ello el aumento en los costos del pozo, aunque sus aplicaciones son amplias en la perforación geotérmica, el lodo percibe un comportamiento en el cual su límite elástico aumenta a temperaturas elevadas, lo que se relaciona con la floculación del fluido (Mohamed et al., 2021).

No todas las bentonitas son adecuadas para su uso en condiciones de alta temperatura. La sepiolita y la atapulgita, por ejemplo, pueden provocar inestabilidad del pozo, una torta de filtración más gruesa, una viscosidad plástica inadecuada y un punto de fluencia inadecuado (Vivas & Salehi, 2021). La floculación del lodo de bentonita a altas temperaturas (>121 °C) provoca cambios en sus propiedades reológicas, lo que puede causar daño a la formación y reducir la permeabilidad del reservorio. Estos cambios pueden afectar negativamente a la cantidad de energía extraída del pozo (Mohamed et al., 2021)

Un ensayo realizado por Vivas & Salehi, 2021, en el cual, una mezcla de bentonita, lignito (control de filtración y defloculación) y cal (control de alcalinidad), componentes sometidos a estudios por separado previamente, arrojaron resultados positivos a estabilidad térmica; la mezcla fue sometida a una prueba de dos etapas, con aumento de temperatura de 32,2 °C a 148,9 °C para la primera etapa, en la segunda, se mantuvo constante a 148,9 °C durante 1 hora, con lo que se observó que la viscosidad aparente no presentó cambios significativos, por lo que se reafirma la estabilidad térmica tanto de los materiales como de la mezcla, la formulación puede ser observada en la tabla 3. Por otra parte, también se identificó que la sosa cáustica empleada para el control de alcalinidad presenta deficiente estabilidad térmica, con tendencia a gelificarse.

Tabla 3.*Formulación de aditivos*

ADITIVO	CONCENTRACIÓN kg/m^3	Propiedad
Bentonita	71,3	Viscosificador
Cal	2,85	Control de alcalinidad/pH
Lignito	14,27	Filtrado
Barita	345,78	Densificador

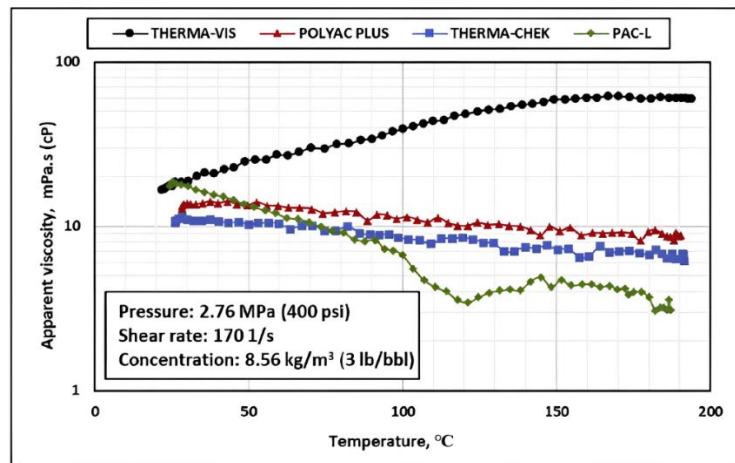
Nota. Adaptado de (Vivas & Salehi, 2021)

5.1.3 Caso 2: Lodo polimérico

Los aditivos poliméricos se degradan a altas temperaturas por lo que reducen la viscosidad del lodo y con ello su rendimiento en la perforación (Mohamed et al., 2021), los polímeros sufren serias afectaciones para algunos casos, sin embargo, investigaciones al respecto, arrojan resultados importantes en diluciones de lodo e inhibición del gel (Vivas & Salehi, 2021); en la Figura 4 se puede observar los comportamientos de 4 tipos de aditivos poliméricos, empleados en un caso de revisión en el golfo de México, se observa el comportamiento de THERMA-VIS que aumenta su viscosidad con el aumento de la temperatura, situación contraria se presenta con PAC-L que disminuye la viscosidad aproximadamente hasta los 120 °C y luego presenta un comportamiento más estable, por el contrario, POLYAC PLUS Y THERMA-CHEK presentan comportamientos con leve disminución en la viscosidad aparente con el aumento de la temperatura y una leve diferencia, siendo mayor en el primero (Mohamed et al., 2021).

Figura 4

Efecto de la temperatura sobre la viscosidad de diferentes aditivos poliméricos.



Nota: Adaptado de (Mohamed et al., 2021)

Los polímeros con memoria de forma son unos materiales investigados con el fin de actuar directamente en el sellado de fracturas durante la perforación geotérmica; básicamente mediante tratamientos térmicos y deformación, se programa el material para que realice su función, sus ventajas principales son el bajo costo, flexibilidad, amplia gama de aplicaciones, alta recuperabilidad de forma y son fáciles de fabricar. Dentro de un estudio realizado por (Magzoub et al., 2021), se plantea emplear tales polímeros en conjunto con fibra de cedro entre 63-1200 μm para sellar fracturas en un probador de taponamiento de permeabilidad equipado con disco ranurado y una segunda prueba en un simulador de fractura dinámica. Se obtiene con el simulador, presiones de 300 psi con un tiempo de reconstrucción de 7 minutos, en éste experimento, la temperatura solo alcanzó 300 °F que precisamente es la temperatura de transición vítrea, por lo cual el polímero no se activó al no superar tal barrera, lo que puede ser un factor determinante al ser empleado en la industria, a pesar de ser menor la presión, al tener una mayor escala dinámica,

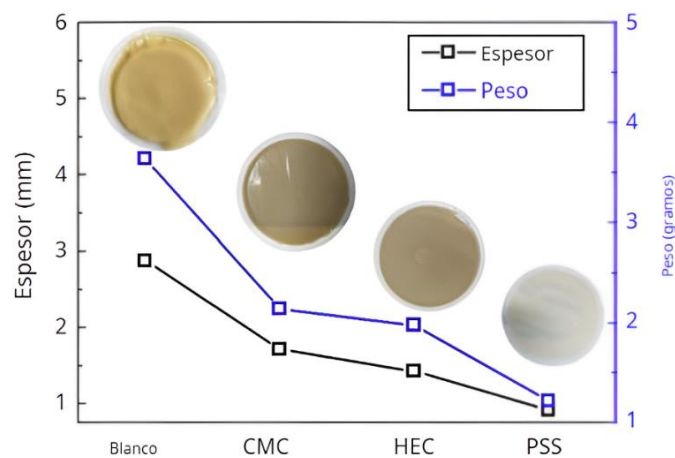
se puede intuir que los polímeros con memoria de forma pueden representar una buena solución en el sellado de fracturas. En cuanto a los nano polímeros es importante la correcta investigación y determinación de los parámetros necesarios para el caso en particular, puesto que podría presentarse que el material no se mantenga estable en todas sus condiciones y pueda afectarse el normal curso de la perforación (Yang et al., 2022).

5.1.4 Caso 3: Mezcla polímero-bentonita

La bentonita por si sola presenta una estabilidad térmica baja (Vivas & Salehi, 2021), sin embargo, al ser mezclada con un aditivo polimérico mejora considerablemente sus propiedades a altas temperaturas brindando estabilidad al fluido, disminución en pérdida de fluido y con ello reduciendo la posibilidad de falla a altas temperaturas y alta presión; el polímero empleado en el caso de estudio de la provincia de Xinjiang en China, es el poli,4-estirenosulfonato de sodio, PSS, sustancia empleada para disminuir las pérdidas de fluido, brinda mayor estabilidad en las propiedades reológicas, así como mayor control de filtración al aumentar la temperatura (Liu et al., 2020). En la Figura 5, se puede observar que PSS presenta mejor dispersión de partículas finas de bentonita a una temperatura de 200 °C (alta entalpía) por lo cual evita la aglomeración de partículas. Es importante también resaltar que el lodo previamente fue sometido a una prueba de envejecimiento en horno de rodillos por laminación, con el fin de determinar la estabilidad a alta temperatura de las soluciones, PSS mantiene unas buenas propiedades de filtración, muy parecidas antes y después del tratamiento.

Figura 5

Espesor y peso de la torta de fluido de perforación después de 16 horas de laminación en caliente a 200 °C



Nota: Adaptado de (Mohamed et al., 2021)

5.1.5 Fluidos ligeros

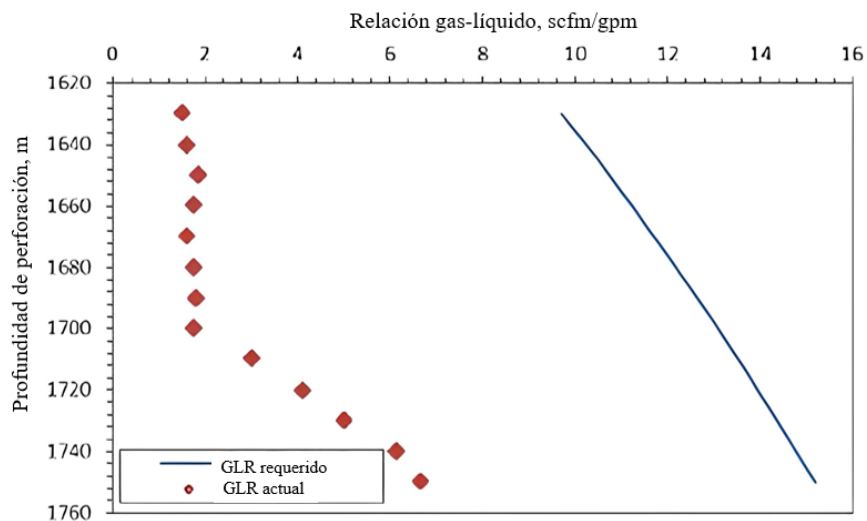
En pozos donde la temperatura es un gran problema, el uso de fluidos aireados es una buena alternativa, hay 3 categorías de fluidos ligeros, aire, espuma o fluido aireado. El aire puede ser empleado en lugares donde no hay producción de líquido. La espuma puede ser empleada para levantar partículas más grandes y pesadas y los fluidos aireados se emplean cuando es necesaria una presión hidrostática ligera, debajo de la presión de formación. En casos donde la temperatura es muy alta se agrega surfactante para superar el efecto del calor (Nugroho et al., 2017).

La perforación geotérmica rotatoria por medio de aire es empleada en reservorios dominados por la presencia de vapor, lo anterior con el fin de evitar daño a la formación, sin embargo, suele presentarse el ataque de H₂S y oxígeno lo que provoca rápida erosión en los

equipos tubulares (Santos Montes & Huerta Díaz, 2019), el caso de estudio presenta una tubería atascada, precedido de una condición de alto torque relacionado con la limpieza del pozo, aspecto fundamental al emplear fluidos ligeros en pozos a alta temperatura puesto que se deben cumplir requisitos volumétricos mínimos, para lograr una espuma estable, la calidad debe mantenerse entre 0.65 y 0.97 relación gas/líquido (Figura 6), sin embargo este parámetro se ve afectado directamente por condiciones de presión y temperatura (Nugroho et al., 2017).

Figura 6.

Relación de gas-líquido requerida versus la real para lograr eficiencia=0.65



Nota. Scfm: pies cúbicos estándar por minuto, gpm: galones por minuto. Adaptado de (Nugroho et al., 2017)

6. Prospectos Geotérmicos Colombianos

En Colombia, hasta el momento solo se ha perforado un pozo exploratorio profundo (Taussi et al., 2023), sin embargo, actualmente se desarrolla investigación en prospectos

importantes que pueden ser tomados en cuenta para desarrollos geotérmicos (Alfaro, 2015; Y. K. García & Sánchez, 2019), los cuales son:

- Volcán Nevado del Ruíz
- Sistema Geotérmico Tufiño-Chiles-Cerro Negro
- Área geotérmica de Paipa
- Volcán Azufral
- Área geotérmica de San Diego.

Varias empresas se han interesado en desarrollar investigación y viabilidad de las perforaciones en los diferentes sistemas encontrados como prospecto (Alfaro, 2015)

6.1 Volcán Nevado del Ruíz

Ubicado en la Cordillera Central de Colombia, entre los departamentos de Caldas y Tolima, compuesto por varios complejos donde se destacan rocas sedimentarias (lutitas negras, areniscas, conglomerados, calizas y fósiles), rocas volcánicas-sedimentarias (basaltos, flujos piroclásticos, diques diabásticos, lutitas negras, areniscas, conglomerados y calizas), *las unidades están superpuestas por la Ignimbrita, una serie de depósitos de flujo piroclástico y antiguas coladas de lava* (Acosta, 2020). Se presentan temperaturas superiores a los 150 °C y se podría considerar como un sistema de alta entalpía tomando como referencia un estudio empleado para estimar la capacidad calorífica en el reservorio (Vélez et al., 2018). Se estima que tiene un potencial de 50 MW y se espera que genere un ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero de alrededor de 77.394 t CO₂ por año; la primera exploración se desarrolló en el pozo Nereidas, alcanzando una profundidad de 1469 m, registrando una temperatura de hasta 200 °C, sin embargo, fueron pozos no productivos (Acosta, 2020).

6.2 Sistema Geotérmico Tufiño, Chiles-Cerro Negro

Está ubicado sobre la frontera que comparte Colombia con Ecuador, cerca al municipio de Cumbal, en el departamento de Nariño, a 80 km al suroeste de Pasto, capital del departamento. Se presenta alteración hidrotermal, fluidos a altas temperaturas con evidencia de silicificación, y argilización (caolín y otras arcillas) (Y. K. García & Sánchez, 2019). De acuerdo con estudios realizados en una colaboración entre Colombia y Ecuador, se estimó un potencial geotérmico de 130 a 138 MWe, *es probable que esté conformado por dos capas de reservorio, la primera a una profundidad >1500m y temperaturas mayores a 200 °C y el segundo con profundidad 500-1000m y temperatura 100-150 °C*, (Taussi et al., 2023), así como reservorios con presencia de sustancias corrosivas. La litología varía entre rocas duras (lavas andesíticas y dacíticas) y depósitos de naturaleza variable como derrubios, till, lahares y flujos piroclásticos hasta arcillolitas, areniscas, limolitas, basaltos y diabasas (Y. K. García & Sánchez, 2019).

6.3 Área Geotérmica de Paipa

Ubicado en la Cuenca de la Cordillera Oriental cuyas unidades geológicas son principalmente sedimentarias, formaciones de calizas, lutitas, areniscas, limolitas, pedernal y cuarzo. Se presentan 18 manifestaciones geotérmicas, en su mayoría aguas termales y una chimenea de vapor, dos sistemas hidrotermales con temperaturas superiores a 230 °C para el primario y 75 °C para el secundario. Se indica la existencia de una densa red de fracturas como los son, Hornito, Canocas, El Batán, El Bizcocho, Cerro Plateado y Las Peñas (Calderón-Chaparro & Vargas-Cuervo, 2019).

6.4 Volcán Azufral

Volcán ubicado en el departamento de Nariño, estructura poligenética formada por andesitas del plioceno-pleistoceno, domos de lava y piroclastos (Moreno Alfonso, 2018), muy cerca han sido encontrados depósitos de avalancha de abigarrado, masivo, clastos angulosos con fracturas en rompecabezas, megaclastos, inyecciones de material; se identifican fuentes cálidas y termales, fumarolas, cráteres de erupciones hidrotermales y zonas de alteración hidrotermal. Presencia de manantiales cálidos ($T > 36.7$ °C) y zona de fumarolas ($T > 87$ °C); la temperatura del reservorio se calcula mayor a 180 °C y con potencial de generación de electricidad de 16,4 y 81,9 MWe.

6.5 Área Geotérmica de San Diego

Abarca un área de 460 km² y está localizada en el municipio de Samaná-Caldas cerca de los límites que comparte con Antioquia, geográficamente ubicada en el flanco oriental de la Cordillera Central de Colombia, hace parte del extremo norte de la franja de volcanes de esta cordillera. *Geografía dominada por el complejo Cajamarca con predominio de esquistos alimínicos, cuarcitas, esquistos verdes y en menor proporción anfibolitas, la única unidad sedimentaria corresponde al horizonte fosilífero de Berlín de edad cetácea, compuesta por sales, areniscas, conglomerados y limolitas calcáreas* (Rueda-Gutiérrez, 2019). Presenta un basamento metapelítico con metamorfismo de grado bajo, algunas lentes de anfibolitas y mármoles, se habla de temperaturas bajas que limitan el potencial de generar energía y altas concentraciones de bicarbonato, calcio y magnesio (Claudia Maria & Jesus Bernardo, 2019).

Tabla 4.

Formulación de fluidos geotérmicos para prospectos colombianos.

PROSPECTO COLOMBIANO	T [°C]	ENTALPÍA	GEOQUÍMICA	GEOLOGÍA
Volcán Nevado del Ruíz	>150 °C	Alta	Presencia de Vapor de agua, dióxido de carbono, aguas carbonatadas, aguas ácidas sulfatadas, aguas cloruradas con pH que va desde 1,6 a 7,4 (SGC)	Las rocas del volcán están compuestas principalmente de minerales como feldespato potásico, cuarzo y biotita. se destacan rocas sedimentarias (lutitas negras, areniscas, conglomerados, calizas y fósiles), rocas volcánicas-sedimentarias (basaltos, flujos piroclásticos, diques diabásticos, lutitas negras, areniscas, conglomerados y calizas), las unidades están superpuestas por la Ignimbrita, una serie de depósitos de flujo piroclástico y antiguas coladas de lava (Acosta, 2020)

FLUIDOS A EMPLEAR:

El agua es un fluido de perforación versátil que se puede utilizar en una variedad de condiciones geotérmicas. Sin embargo, en áreas con temperaturas muy altas, puede ser necesario agregar aditivos o inhibidores para mejorar su estabilidad y propiedades.

Los fluidos poliméricos están diseñados para resistir mejor las altas temperaturas y las condiciones adversas. Pueden ser más costosos, pero ofrecen mejores propiedades térmicas y químicas en comparación con los fluidos a base de agua o arcilla. Los poliacrilatos son polímeros que pueden ayudar a mantener la viscosidad del lodo a altas temperaturas.

Sistema Geotérmico Tufiño-Chiles-Cerro Negro	100-150 °C	Media	El fluido geotérmico es de composición mixta, con un predominio de agua con sales disueltas. Las sales disueltas más comunes son los cloruros, los sulfatos y los bicarbonatos. El vapor geotérmico es de composición mixta, con un predominio de vapor de agua con trazas de dióxido de carbono y otros gases, (Taussi et al., 2023).	La litología varía entre rocas duras (lavas andesíticas y dacíticas) y depósitos de naturaleza variable como derrubios, till, lahares y flujos piroclásticos hasta arcillolitas, areniscas, limolitas, basaltos y diabasas (Y. K. García & Sánchez, 2019)
---	------------	-------	--	---

FLUIDOS A EMPLEAR: se podría considerar un fluido de perforación a base de agua con aditivos apropiados para las condiciones geotérmicas específicas de la región. Pueden incluir polímeros, inhibidores de arcilla y otros componentes para controlar la presión y la temperatura.

Es importante para comprender el potencial del sistema para la generación de energía geotérmica. El alto contenido de sales disueltas en el fluido geotérmico puede dificultar la extracción de energía, pero también puede ser utilizado para la producción de productos químicos y otros compuestos.

Área geotérmica de Paipa	>230 °C	Alta	Presenta una composición mixta con predominio de agua y sales disueltas, principalmente cloruros, bicarbonatos y sulfatos. Vapor geotérmico: Compuesto principalmente por vapor de agua con trazas de dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y otros gases.	Las unidades geológicas son principalmente sedimentarias, formaciones de Calizas, lutitas, areniscas, limolitas, pedernal y cuarzo.
---------------------------------	---------	------	---	---

FLUIDOS A EMPLEAR: un fluido de perforación compatible podría ser a base de agua con aditivos específicos para condiciones geotérmicas locales. Se podrían considerar polímeros y sales para controlar la presión y la temperatura.

Volcán Azufral	> 180 °C	Alta	Los estudios han revelado que el sistema geotérmico del volcán está alimentado por un reservorio de magma de composición andesítica. El magma se origina en el manto terrestre y asciende a la superficie a través de fracturas en la corteza terrestre. El fluido geotérmico del volcán Azufral contiene una gran cantidad de sales disueltas. Las sales disueltas más comunes son los cloruros, los sulfatos y los bicarbonatos.	Estructura poligenética formada por andesitas del plioceno-pleistoceno, domos de lava y piroclastos muy cerca han sido encontrados depósitos de avalancha de abigarrado, masivo, clastos angulosos con fracturas, megaclastos, grava y arena (Moreno Alfonso, 2018).
-----------------------	----------	------	---	--

FLUIDOS A EMPLEAR: La elección del fluido de perforación para un volcán como el Azufral dependería de varios factores, incluyendo la temperatura, la composición del suelo y la presión en la zona de perforación. Dado que el volcán Azufral se caracteriza por tener emisiones de gases sulfurosos, se deben tener precauciones especiales.

Un fluido de perforación adecuado podría ser una mezcla diseñada para resistir altas temperaturas y entornos corrosivos, teniendo en cuenta la presencia de compuestos de azufre. Los fluidos a base de aceite sintético o aceites minerales modificados podrían ser opciones, ya que ofrecen estabilidad térmica. Además, podrían incorporarse inhibidores de corrosión y aditivos específicos para contrarrestar los efectos de los gases sulfurosos.

Área geotérmica de San Diego.	74 – 90 °C	Baja	Se observa la presencia de gases como vapor de agua, dióxido de carbono y sulfuros. La actividad geotérmica en esta área puede ser atribuida a la interacción de fluidos subsuperficiales con las capas geológicas presentes (Rueda-Gutiérrez, 2019)	Predominio de esquistos alimínicos, cuarcitas, esquistos verdes y en menor proporción anfibolitas, la única unidad sedimentaria corresponde al horizonte fosilífero de Berlín de edad cetácea, compuesta por sales, areniscas,
--------------------------------------	------------	------	--	--

conglomerados y limolitas calcáreas (Rueda-Gutiérrez, 2019).

FLUIDOS A EMPLEAR: un fluido de perforación adecuado podría ser a base de agua con aditivos para controlar la presión y la temperatura, como polímeros y sales, asegurándose de cumplir con los requisitos ambientales y regulatorios locales.

7. Conclusiones

La selección adecuada de fluidos de perforación es crucial para el éxito de un proyecto geotérmico. Los diferentes tipos de fluidos, como agua, salmuera, lodos a base de bentonita, lodos poliméricos, lodos mezcla bentonita-polímeros y lodos a base de aceite, presentan ventajas y desventajas en términos de estabilidad, limpieza de recortes, costos y consideraciones ambientales. La elección del fluido adecuado depende de factores como la temperatura, la estabilidad del pozo, geología, geoquímica y el daño en la formación. Además, se destaca la importancia de considerar el impacto ambiental de los fluidos de perforación geotérmica. En resumen, la selección y comprensión de los diferentes tipos de fluidos geotérmicos son fundamentales para garantizar la eficiencia y sostenibilidad de los proyectos geotérmicos.

La temperatura ejerce un impacto significativo en la estabilidad de los fluidos utilizados en la perforación geotérmica. Las elevadas temperaturas pueden afectar tanto la estabilidad química como física de estos fluidos, incluyendo propiedades como la densidad, viscosidad y pérdida de circulación. Además, la temperatura influye en aspectos cruciales como la limpieza del pozo, la hidráulica de este y la formación de tortas de filtración.

La estabilidad térmica y la viscosidad de los fluidos, especialmente en el caso de lodos de bentonita y polímeros, representan desafíos cruciales. Por este motivo, se subraya la necesidad de investigar y desarrollar aditivos que mejoren la estabilidad térmica de los fluidos de perforación. Estos hallazgos son esenciales para asegurar la eficiencia y sostenibilidad de los proyectos geotérmicos.

Es importante destacar que diferentes tipos de fluidos pueden comportarse de manera distinta en condiciones extremas. Por ejemplo, los fluidos de bentonita tienden a flocularse a temperaturas superiores a 150 °C, siendo recomendable el uso de mezclas con bentonita y/o polímeros para temperaturas ligeramente más altas, aunque con un costo asociado mayor. Para temperaturas muy elevadas, superiores a 200 °C, se sugiere el uso de polímeros con memoria de forma, sin embargo, su formulación debe adaptarse a las condiciones específicas del yacimiento.

Colombia cuenta con varios prospectos geotérmicos con un gran potencial para generar electricidad. Estos prospectos se encuentran en áreas con temperaturas que van desde 100 °C hasta más de 230 °C, con litologías variadas que incluyen formaciones de caliza, lutitas, areniscas, limolitas, pedernal, cuarzo, esquistos alumínicos, cuarcitas, esquistos verdes y anfibolitas. La importancia de estos prospectos radica en su capacidad para contribuir a abordar las necesidades energéticas del país y para ofrecer una alternativa viable para enfrentar problemáticas ambientales. Además, el estudio y desarrollo de estos prospectos geotérmicos en Colombia representan una oportunidad para la investigación y la innovación en el campo de la energía geotérmica, lo que podría tener un impacto significativo en el desarrollo sostenible y la diversificación de la matriz energética del país.

Se recomienda realizar un estudio a nivel de laboratorio sobre el comportamiento fisicoquímico y reológico de los fluidos de perforación propuestos para perforar pozos geotérmicos, teniendo en cuenta los rangos de entalpía de los prospectos colombianos en energía geotérmica analizados en el presente trabajo.

Referencias Bibliográficas

- Acosta, L. (2020). *Propuesta desarrollo de proyecto geotérmico en Colombia-Caldas*.
- Alfaro, C. (2015). Improvement of Perception of the Geothermal Energy as a Potential Source of Electrical Energy in Colombia, Country Update. In *Proceedings World Geothermal Congress*.
- Calderón-Chaparro, R. A., & Vargas-Cuervo, G. (2019). Determination of hydrothermal prospects in the geothermal region of paipa (Boyacá, Colombia), using remote sensing and field data. *Earth Sciences Research Journal*, 23(4), 265–282. <https://doi.org/10.15446/esrj.v23n4.77810>
- Chemwotei, S. C. (2011). *GEOTHERMAL DRILLING FLUIDS*.
- Claudia Maria, A. V., & Jesus Bernardo, R. G. (2019). Early Exploration of San Diego Geothermal Area, Northwest Colombia. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 249(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/249/1/012011>
- Delgado Cid, D., & Juárez Ortega, R. I. (2014). *Procesos de perforación y terminación de pozos geotérmicos* [Tesis de Licenciatura]. Universidad Nacional Autónoma de México.
- 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. *Geothermics*, 88. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101897>
- Finger, J., & Blankenship, D. (2012). *SANDIA REPORT-Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling*. <http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0#online>
- García, I. M., & Hernández, E. B. (2017). *Caracterización Físicoquímica, geológica y reológica de bentonita y atapulgita para su uso en fluidos de perforación*.

- García, Y. K., & Sánchez, J. J. (2019). Geological contributions to the conceptual geothermal model in the region of the volcanoes Chiles - Cerro Negro (Colombia-Ecuador). *Boletín de Geología*, 41(1), 151–171. <https://doi.org/10.18273/revbol.v41n1-2019008>
- González Barajas, J. J. (2018). *Estudio experimental de fluidos de perforación para pozos geotérmicos de baja entalpía y pozos de agua*.
- González, O., Heredia, L. A., Márquez, F., & Zarco, S. (2016). *Problemas durante la perforación y cementación de pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto*.
- Hole, H. (2008). *DRILLING FLUIDS FOR DRILLING OF GEOTHERMAL WELLS*.
- Karakosta, K., Mitropoulos, A. C., & Kyzas, G. Z. (2021). A review in nanopolymers for drilling fluids applications. *Journal of Molecular Structure*, 1227. <https://doi.org/10.1016/j.molstruc.2020.129702>
- Liu, J., Dai, Z., Xu, K., Yang, Y., Lv, K., Huang, X., & Sun, J. (2020). Water-based drilling fluid containing bentonite/poly(sodium 4-styrenesulfonate) composite for ultrahigh-temperature ultradeep drilling and its field performance. *SPE Journal*, 25(3), 1193–1203. <https://doi.org/10.2118/199362-PA>
- Magzoub, M., Salehi, S., Li, G., Fan, J., & Teodoriu, C. (2021). Loss circulation prevention in geothermal drilling by shape memory polymer. *Geothermics*, 89. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101943>
- Mao, H., Yang, Y., Zhang, H., Zhang, J., & Huang, Y. (2020). A critical review of the possible effects of physical and chemical properties of subcritical water on the performance of water-based drilling fluids designed for ultra-high temperature and ultra-high pressure drilling applications. In *Journal of Petroleum Science and Engineering* (Vol. 187). Elsevier B.V. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106795>

- Mohamed, A., Salehi, S., & Ahmed, R. (2021). Significance and complications of drilling fluid rheology in geothermal drilling: A review. In *Geothermics* (Vol. 93). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102066>
- Moreno Alfonso, S. C. (2018). *Caracterización geológica de un depósito de avalancha de escombros localizado al nororiente del volcán Azufral (Nariño, Colombia)*.
- Nugroho, W. A., Hermawan, S., & Lazuardi, B. H. (2017). *Drilling Problems Mitigation in Geothermal Environment, Case Studies of Stuck Pipe and Lost Circulation*. <http://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-pdf/17APOG/3-17APOG/D031S004R004/1315163/spe-186922-ms.pdf/1>
- Paravantis, J., Kontoulis, N., Cazenave, F., Papakostas, V., Paravantis, J. A., Gerbaud, L., & Velmurugan, N. (2022). Environmental Impacts of Water-Based Fluids in Geothermal Drilling. In *European Geothermal Congress*. www.europeangeothermalcongress.eu
- Rueda-Gutiérrez, J. B. (2019). Contributions to the Magmatism knowledge of the Central Cordillera of Colombia in its Eastern Flank: Geothermal Area of San Diego, Samaná, Caldas. *Boletín de Geología*, 41(2), 45–70. <https://doi.org/10.18273/revbol.v41n2-2019003>
- Santos Montes, E., & Huerta Díaz, J. A. (2019). *Desarrollo de pozos geotérmicos y aplicaciones de la Geotermia*.
- Song, X., Li, G., Huang, Z., Shi, Y., Wang, G., Song, G., & Xu, F. (2022). Review of high-temperature geothermal drilling and exploitation technologies. *Gondwana Research*. <https://doi.org/10.1016/j.gr.2022.10.013>
- Taussi, M., Tardani, D., Tassi, F., Gorini, A., Aguilera, E., Capaccioni, B., & Renzulli, A. (2023). A conceptual model for the Tufiño-Chiles-Cerro Negro (TCCN) geothermal system (Ecuador-Colombia): New insights into geothermal exploration from chemical and isotopic

composition of hydrothermal fluids. *Journal of Geochemical Exploration*, 249. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2023.107214>

Tuttle, J. D. (2005). *Fluidos de perforación para la industria geotérmica: innovaciones recientes* (Vol. 29).

Vélez, M. I., Parra-Palacio, E., Córdoba, S., López-Sánchez, J., & Raymond, J. (2018). Geothermal potential assessment of the Nevado del Ruiz volcano based on rock thermal conductivity measurements and numerical modeling of heat transfer. *Journal of South American Earth Sciences*, 81, 153–164. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2017.11.011>

Vivas, C., & Salehi, S. (2021). Rheological investigation of effect of high temperature on geothermal drilling fluids additives and lost circulation materials. *Geothermics*, 96. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2021.102219>

Vivas, C., Salehi, S., Tuttle, J. D., & Rickard, B. (2020). Challenges and Opportunities of Geothermal Drilling for Renewable Energy Generation. In *GRC Transactions* (Vol. 44).

Yang, J., Kane, A., Drdriksen, T., Thorshaug, K., Stenerud, G., Vagenes, B., & Lund, B. (2022). Novel environmentally friendly nano-additives for drilling fluids. *ARMA-American Rock Mechanics Association*.