

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE POSGRADO

DIPLOMADO EN GEOTERMIA PARA AMÉRICA LATINA  
EDICIÓN 2017



TEMA: “CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA, GEOLÓGICA Y  
REOLÓGICA DE BENTONITA Y ATAPULGITA PARA SU USO  
EN FLUIDOS DE PERFORACIÓN”

PRESENTAN:

Ingrid María García Joya

Edie Beatriz Hernández Calderón

ASESORES:

Ing. David Alexis Galicia

Lic. Elizabeth Torio de Henríquez

CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2017



## Resumen

Se realizó un análisis mineralógico, fisicoquímico y reológico de dos arcillas: bentonita y atapulgita. El análisis mineralógico se realizó con un microscopio binocular que permitió definir las características físicas como color, textura y partículas en las muestras.

El análisis fisicoquímico se realizó por absorción atómica, para la determinación de sodio, magnesio, calcio, hierro, aluminio y sílice amorfa; haciendo énfasis en dos de ellos, el sodio y el magnesio, que influyen en la capacidad de hidratación y por consiguiente hinchamiento y dispersión de los minerales de arcilla.

El análisis reológico permitió conocer la viscosidad de embudo de las muestras, dando como resultado una alta viscosidad de la bentonita respecto a la atapulgita para las condiciones a las que se realizó el ensayo.

## Índice

Introducción .....	1
Planteamiento del Problema .....	2
Justificación del Estudio.....	3
Objetivos.....	4
General .....	4
Específicos.....	4
Marco Teórico.....	5
Desarrollo de Proyectos Geotérmicos.....	5
Tipos de perforación.....	6
Perforación por percusión .....	6
Perforación rotatoria.....	6
Funciones de los fluidos de perforación.....	10
Propiedades Reológicas de los Fluidos de Perforación .....	12
Densidad ( $\rho$ ).....	12
Viscosidad Plástica (PV).....	13
Punto Cedente (YP).....	14
Viscosidad Aparente (AP).....	14
Esfuerzo de Gel.....	14
Viscosidad de Embudo (o Viscosidad de Marsh). .....	15
Filtración .....	15
Clasificación de fluidos de perforación en relación a la fase continua .....	16
Lodos con agua como fluido base .....	16
Aditivos para lodos base agua .....	17
Lodos con aceite como fluido base: .....	18
Aditivos para lodos base aceite .....	19
Minerales de arcilla.....	19
Minerales de arcilla y la perforación .....	20
Funciones de las arcillas en perforación.....	20
Bentonita.....	22
Atapulgita .....	24
Metodología.....	26

Caracterización mineralógica .....	26
Descripción de las arcillas empleando microscopio binocular .....	26
Bentonita .....	26
Atapulgita.....	31
Caracterización fisicoquímica.....	35
Digestión ácida asistida con microondas .....	35
Espectrofotometría de absorción atómica.....	38
Caracterización reológica .....	40
Densidad .....	40
Viscosidad plástica .....	40
Esfuerzo de Gel.....	40
Viscosidad de Embudo o de Marsh.....	41
Análisis de Resultados.....	42
Caracterización mineralógica .....	42
Caracterización fisicoquímica.....	43
Caracterización reológica.....	44
Densidad .....	44
Viscosidad .....	44
Esfuerzo de Gel.....	45
Viscosidad de embudo (o viscosidad de Marsh) .....	46
Filtración.....	47
Conclusiones y Recomendaciones .....	48
Agradecimientos .....	49
Referencias Bibliográficas .....	50

## Introducción

El funcionamiento de una central geotérmica o geotermoeléctrica se basa en la compleja operación de un sistema campo-planta. Sin embargo, antes de llegar a ese momento, ha sido necesario llevar a cabo diferentes actividades que aseguren el buen desempeño y rentabilidad de la planta. Entre esas actividades se encuentra la perforación, que es el único método para comunicar los reservorios con la superficie, y de esta manera obtener el fluido que esté almacenado en él, por lo tanto es de gran importancia la investigación e implementación de nuevos métodos y tecnologías que faciliten esta actividad.

La perforación, ya sea de tipo exploratoria o profunda, es un proceso complejo que cuenta con cinco sistemas para ser realizado, los cuales son el de circulación, potencia, rotativo, izaje o elevación y de control (preventores). Uno de los sistemas más importantes es el sistema de circulación, que está compuesto por diferentes equipos y por los fluidos de perforación, los cuales tienen un papel clave en todo este procedimiento. Entre las funciones principales de los fluidos de perforación está la obtención de los recortes necesarios que se utilizan para conocer el tipo de formación que está siendo atravesada, y por consiguiente, la cercanía del recurso. También ayudan a minimizar el daño en la formación, lubricar la sarta de perforación, proporcionar fuerza hidráulica, etc.

Para que un lodo de perforación tenga las propiedades adecuadas que permitan su utilización en esta actividad, es de suma importancia realizar una buena formulación. En el caso de la industria geotérmica, las arcillas se añaden a este fluido con el fin de alcanzar la consistencia adecuada que permita cumplir con las propiedades requeridas por la formación.

En el presente trabajo se analizará las propiedades fisicoquímicas, geológicas y reológicas de dos tipos de arcillas. Una de ellas, la bentonita, se utiliza ampliamente en esta industria en la actualidad, pues es conocida por aportar buenas características a los fluidos de perforación y por funcionar a las condiciones naturales que se manejan a nivel nacional. La otra, la atapulgita, tiene menos aplicación que la bentonita; sin embargo según las fuentes bibliográficas consultadas, tiene un buen rendimiento en presencia de ambientes altamente salinos (como el agua geotérmica) y a altas temperaturas, caso contrario a la bentonita, por lo que se llevan a cabo pruebas preliminares para comparar el rendimiento de estas mezclas.

## Planteamiento del Problema

Uno de los aspectos clave en las perforaciones de pozos, sean estos de exploración, producción o reinyección, es el uso de fluidos de perforación; los cuales deben cumplir con requisitos mínimos para cumplir con sus funciones. Una de las funciones principales que cumplen dichos fluidos es el transporte de recortes de la formación perforada, esto para analizar los minerales presentes y de esa forma estimar el alcance de la perforación. En este tipo de fluidos se busca tener la consistencia adecuada, esto es, una viscosidad y una capacidad de arrastre lo suficiente como para soportar el peso de dichos recortes. Para la formulación de lodo actual, la bentonita es la arcilla que se emplea con el fin de obtener una buena consistencia. La bentonita se debe mezclar con agua fresca para que aumente su volumen y la mezcla tenga las propiedades reológicas requeridas.

Mientras la perforación avanza, el agua fresca disponible para la mezcla disminuye. Por lo que es necesario una alternativa. Dado que la bentonita con agua geotérmica, la cual está disponible en vertederos y en condensadores, no produce las propiedades necesarias, otra arcilla podría ser de utilidad.

La atapulgita es una arcilla que, según la teoría, mantiene sus propiedades al mezclarse con agua con alto contenido de salinidad y a altas temperaturas. Para verificar lo anterior se llevan a cabo pruebas en las cuales se compara el rendimiento de las dos arcillas al ser mezcladas con agua destilada y agua geotérmica.

## Justificación del Estudio

El presente estudio surge ante la búsqueda de opciones alternativas para el uso de agua superficial por agua geotérmica en la perforación de pozos. Se busca obtener un fluido de perforación que cumpla con las propiedades fisicoquímicas y reológicas adecuadas y que a la vez permita aprovechar el agua de los pozos ya perforados, cuyo contenido de sales y valores de temperatura son elevados. Específicamente se plantea utilizar agua de vertedero como sustituyente del agua superficial.

## Objetivos

### General

Caracterizar físicoquímica, mineralógicamente y reológicamente la de bentonita y la atapulgita.

### Específicos

- Caracterizar las propiedades físicas y químicas de la atapulgita para usos futuros con agua geotérmica.
- Comparar el desempeño de la atapulgita respecto a la bentonita para su uso en los fluidos de perforación.
- Conocer el comportamiento de la bentonita y la atapulgita con el agua geotérmica y observar las diferencias respecto al comportamiento con agua desionizada.

## Marco Teórico

### Desarrollo de Proyectos Geotérmicos

El desarrollo de proyectos geotérmicos involucra una serie de fases que deben ser ejecutadas paulatinamente para delimitar las zonas potenciales para la explotación del recurso. Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 1978), dichas fases son la que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Etapas del desarrollo de proyectos.

Fase	Actividades
<p align="center"><b>Reconocimiento</b></p>	<p>Evaluación de toda la información relativa existente (mapas geológicos, síntesis geológica regional, estratigrafía, geología estructural, historia volcánica, mapas topográficos, información sobre fuentes termales y otros tipos de manifestaciones superficiales, recolección de datos geofísicos de las zonas de interés, hidrología, meteorología, entre otros).</p> <p>Investigación de campo y análisis de laboratorio (trabajo geoquímico e hidrogeológico de la zona delimitada o campo geotérmico mediante el muestreo de las aguas de la zona de reconocimiento, las cuales pueden ser manantiales fríos o termales, aguas superficiales o de pozos).</p>
<p align="center"><b>Prefactibilidad</b></p>	<p>Exploración del área potencial, mediante los siguientes estudios:</p> <p>Geológicos, hidrogeológicos y geoquímicos.</p> <p>Geofísicos y de pozos someros.</p> <p>Gradiente térmico.</p> <p>Estudios de impacto ambiental y trámite de licencias ambientales.</p>
<p align="center"><b>Factibilidad</b></p>	<p>Perforación exploratoria.</p> <p>Análisis de estudios de viabilidad técnica y económica de ejecución del proyecto.</p> <p>Diseño de la planta.</p> <p>Elaboración de estudios de impacto</p>

	ambiental para el desarrollo del campo, construcción y operación de la planta. Adquisición de licencia ambiental para el seguimiento del proyecto. Estudios de factibilidad de conexión eléctrica a la red.
<b>Desarrollo</b>	Perforación de pozos productores y reinyectores. Ejecución del Plan de Manejo Ambiental (PMA) del proyecto.
<b>Explotación</b>	Construcción y puesta en operación de la planta generadora. Construcción de obras civiles asociadas al proyecto. Operación y mantenimiento de la planta.

Fuente: Elaboración propia, adaptado de (OLADE, 1978) y (Castillo, 2017).

Las etapas de interés para la presente investigación son las relacionadas con la perforación de pozos, ya sean de exploración, como de producción y reinyección.

### Tipos de perforación

Existen dos tipos principales de perforación, los cuales son por percusión y por rotación. En geotermia se utiliza la perforación por rotación.

### Perforación por percusión

Fue el método más utilizado cuando se iniciaron las primeras perforaciones petroleras, se emplea principalmente en pozos someros, donde se una tubería pesada de acero con una barrena suspendida por un cable en la parte inferior se eleva y deja caer numerosas veces, lo que provoca un rompimiento de la roca. Para extraer los recortes después de cierta profundidad, se retira el sistema de compactación y se inserta un achicador, que es una tubería abierta con una válvula en el fondo. El proceso es ineficiente debido a la necesidad de extraer el equipo de perforación para la remoción de los recortes (Instituto Americano del Petróleo, 2001, págs. 1.4-1.6).

### Perforación rotatoria

Consiste en el movimiento circular de una barrena que permite la fractura de la formación rocosa (Schlumberger, s.f.). El equipo de perforación se muestra en la Figura 1, el mismo consta de cinco sistemas: de elevación, rotación, circulación, potencia y control de reventones o sistema de preventores (Polío, 2017).

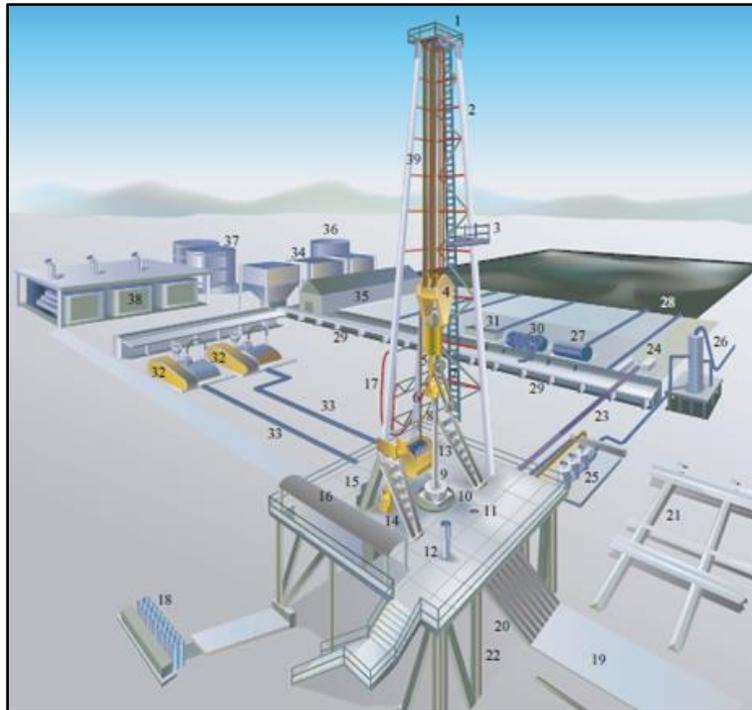


Figura 1. Sistema de perforación. Fuente: (Oil & Gas Portal).

- |  |                                   |                                    |
|--|-----------------------------------|------------------------------------|
| 1. Bloque corona   | 2. Mástil                         | 3. Encuelladero o piso del torrero |
| 4. Bloque viajero  | 5. Gancho                         | 6. Cabeza de inyección             |
| 7. Elevadores  | 8. Kelly                          | 9. Cojinete del Kelly              |
| 10. Buje maestro (master bushing)                            | 11. Agujero de ratón              | 12. Agujero de rata                |
| 13. Malacate   | 14. Indicador de peso             | 15. Consola del driller            |
| 16. Consola del perforador                                   | 17. Manguera rotaria              | 18. Unidad de acumulación.         |
| 19. Pasadizo o rampla  | 20. Rampa de tubería              | 21. Rejilla para tubos             |
| 22. Subestructura  | 23. Línea de retorno del lodo     | 24. Zaranda o criba vibratoria     |
| 25. Estrangulador o complejo de válvulas de estrangulamiento | 26. Separador gaseoso de lodo     | 27. Degasificadora                 |
| 28. Tanque de reserva  | 29. Tanques de lodo               | 30. Desarenador                    |
| 31. Desarcillador o delimitador (mud cleaner)                | 32. Bombas de lodo                | 33. Líneas de descarga de lodo     |
| 34. Almacenamiento de lodo a granel                          | 35. Tanque de preparación de lodo | 36. Tanque de agua                 |
| 37. Almacenamiento de combustibles                           | 38. Motores y generadores         | 39. Línea de perforación           |

El sistema de elevación está compuesto por el malacate, mástil, bloque de corona, bloque viajero o gancho, elevadores y por el cable de perforación (Polío, 2017).

El sistema de rotación lo componen la cabeza de inyección, el Kelly, la mesa rotaria o top drive, el buje maestro y la sarta de perforación.

El sistema de potencia está compuesto por motores de combustión interna, que por lo general funcionan a base de combustibles fósiles como el diésel. Dicho sistema brinda energía en forma eléctrica o mecánica según el equipo que se utilice.

El sistema de control de reventones está compuesto por la válvula de apuñalamiento, el sistema de purga, el estrangulador, equipos de preventores de reventones (BOP), entre otros (Alberta Energy and Utilities Board, 2006).

El sistema de circulación se compone por los tanques de lodo, caseta de preparación de lodos, bombas de lodo, tubo vertical (stand pipe), una manguera rotaria, pileta de almacenamiento de lodo a granel, desarenador, desarcillador, tanque de reserva y zaranda vibratoria.

La Figura 2, muestra el sistema de circulación de fluidos o lodos de perforación, el cual inicia en los tanques de preparación de lodo, donde se elabora la mezcla según especificaciones requeridas de acuerdo a la formación y la etapa de la perforación; la mezcla es almacenada en el tanque de lodos, donde las bombas de desplazamiento positivo accionan el sistema permitiendo el recorrido del mismo en la sarta de perforación mediante el tubo vertical (o stand pipe), el cual entrega el lodo a la manguera rotaria, para luego pasar por el kelly, la columna de perforación y finalmente salir por la barrena (Arenívar, Martínez, & Rivera, 2012). El lodo sale con los recortes por el espacio anular entre la tubería de perforación y la pared del pozo y se conduce en la línea de descarga hasta la zaranda o criba vibratoria, que permite la separación de los recortes. El lodo remanente se coloca en los tanques, donde se da un asentamiento del mismo (Instituto Americano del Petróleo, 2001, págs. 1.12, 1.13). Posteriormente pasa por una zona donde se da una agitación parcial para entrar a la degasificadora, luego a la desarenadora y por último al limo o desarcillador. Después es llevado al tanque inicial, donde se recircula en el proceso. En esta última etapa se colocan aditivos como viscosificantes, defloculantes, reductores de filtrado, controladores de pH, precipitantes de calcio, lubricantes, inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno, entre otros aditivos con el fin de alcanzar las condiciones deseadas para un óptimo desempeño (Galicia, 2017).

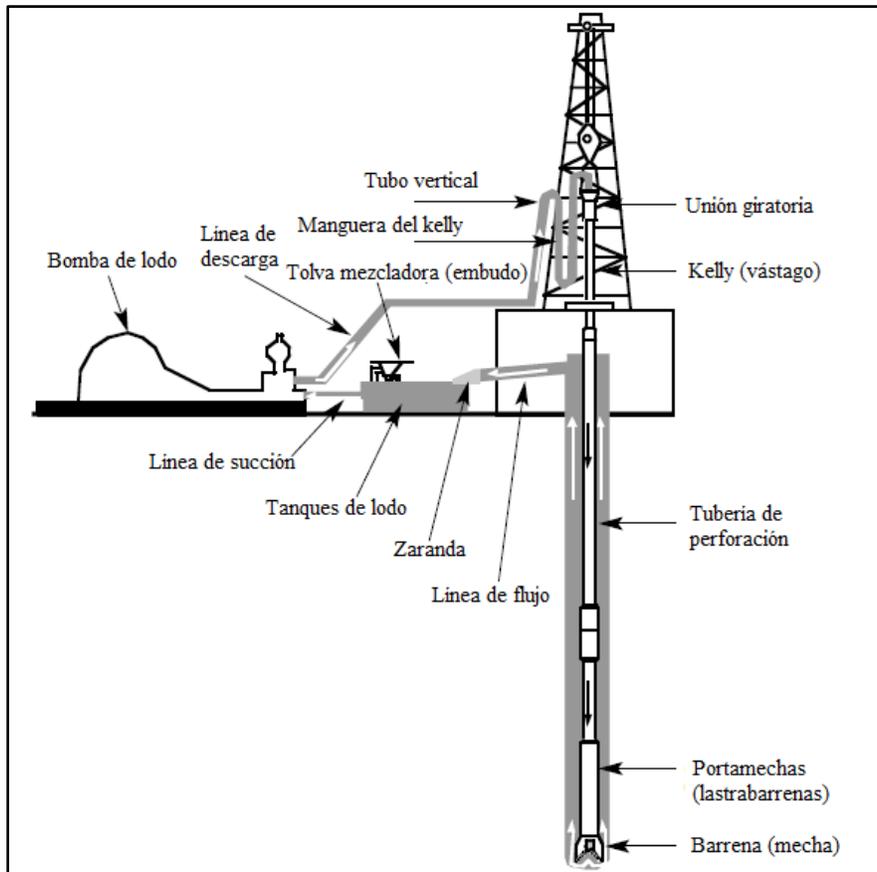


Figura 2. Sistema de circulación de lodo de perforación. Fuente: (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 1.12).

## Funciones de los fluidos de perforación

Los fluidos o lodos de perforación cumplen con al menos los siguientes requisitos:

- Transportar los recortes.

El lodo de perforación debe cumplir con ciertas características reológicas para un óptimo desempeño en la operación. Algunos de los parámetros a considerar son la densidad, viscosidad y capacidad de arrastre del fluido, pues deben ser lo suficientemente altas como para tener la capacidad de transportar los recortes a la superficie. Otros factores a considerar son la velocidad de inyección del lodo y la rotación de la tubería, ya que altas velocidades producirán un efecto de limpieza del hoyo, además de facilitar el arrastre de recortes (Amoco Production Company , 1994, pág. 1.5).

- Mantener la estabilidad mecánica y química del pozo.

La formulación varía en función de las demandas del pozo (litología de la formación) y de la etapa de perforación (Galicia, 2017). Los lodos también controlan la corrosión de los tubulares y de las herramientas dentro del pozo. La estabilidad mecánica se logra en la medida en que el lodo sirve para sostener no sólo los recortes, sino también parte del peso de la sarta de perforación y del revestimiento (Schlumberger, 2004, pág. 16).

- Evaluar constantemente la formación.

Los recortes arrastrados son separados en las cribas vibratorias y se les hace un análisis geológico, que permite conocer los minerales presentes en la etapa actual y así inferir el avance en la perforación y estimar el fin de la misma (Quezada, 2017, pág. 24).

- Obturar las formaciones permeables.

El lodo de perforación crea una capa delgada y de baja permeabilidad en la pared del pozo, con el fin de evitar el paso de fluidos hacia la formación (Schlumberger, 2004, pág. 11) (Verduguéz & Carvajal , 2015).

- Enfriar y lubricar la barrena.

El lodo que sale de la barrena permite que ésta se enfríe y lubrique constantemente en la perforación, ya que absorbe el calor generado y lo transportan a la superficie, lubricando en la medida que reduce el torque y la fricción. Si las formaciones son de temperaturas demasiado altas, se tendrá que instalar un sistema de enfriamiento del lodo (Williamson, 2013).

- Transmisión de energía hidráulica a la barrena.

Las altas presiones y la tasa de penetración (ROP, de Rate of Penetration) a las que es inyectado el lodo, facilitan el proceso de perforación además de mejorar y optimizar la potencia hidráulica en la barrena (IADC, 2014).

- Controlar la presión de la sub-superficie o formación.

La presión en la formación es controlada por la presión hidrostática del lodo de perforación. Para tal fin se deben considerar ciertos aspectos, como lo son la densidad del lodo y la profundidad vertical verdadera (TVD, de True Vertical Depth) (Amoco Production Company , 1994, pág. 1.4). La presión ejercida por el lodo no debe exceder la presión de fractura de las rocas, esto con el fin de evitar pérdidas de circulación en el pozo (Williamson, 2013).

## Propiedades Reológicas de los Fluidos de Perforación

La reología es el estudio de la deformación y las características de flujo de las sustancias, es decir el estudio de la viscosidad de los fluidos (Mott, 2006, pág. 30). Los fluidos de perforación están clasificados como no newtonianos, debido a que su comportamiento ante los esfuerzos de corte no sigue una tendencia lineal, de manera que su viscosidad dependerá de la condición del fluido (como la temperatura) y del gradiente de velocidad que se le aplique. Específicamente, los fluidos de perforación se pueden modelar como Fluidos de Bingham, y por medio de la Ley de las Potencias; dichos fluidos se caracterizan por requerir un valor significativo de esfuerzo cortante antes de comenzar a fluir (Zhang, y otros, 2016, pág. 1358). Los fluidos de perforación deben cumplir con ciertas propiedades que permitirán un buen desempeño en el circuito de lodos. Algunas de las propiedades más importantes se mencionan a continuación.

### Densidad ( $\rho$ )

La densidad se define como la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia (Mott, 2006, pág. 14). En lodos de perforación se puede expresar como libras por galón (ppg), libras por pie cúbico (pcf), peso específico (sg) o kilogramos por metro cúbico ( $kg/m^3$ ) (Issuu, 2009). Se determina utilizando una balanza de lodo, como la que se muestra en la Figura 3; o de forma alternativa midiendo la cantidad de masa contenida en un recipiente de volumen conocido.



Figura 3. Balanza de lodos. Fuente: (Sino Mud, s.f.).

La densidad se calcula utilizando la Ecuación 1 (Mott, 2006, pág. 14).

$$\rho = \frac{m}{v}$$

Ecuación 1. Cálculo de densidad.

Donde:

$\rho$ : Densidad

$m$ : Masa

$v$ : Volumen

## Viscosidad Plástica (PV)

Representa la resistencia al flujo debida a fricciones mecánicas entre las partículas de un fluido, razón por la cual se busca que sus valores sean bajos. El equipo de medición que se utiliza para calcularla es el Viscosímetro de Fann (o viscosímetro rotacional de indicación directa), el cual funciona colocando una muestra en la taza del viscosímetro y calculando la lectura estable a 600 y 300 rpm. En la Figura 4 se muestra el viscosímetro utilizado en las pruebas que se presentan. Las unidades de medición son centi Poise (Cp).



Figura 4. Viscosímetro de Fann. Fuente: (Fann, 2014).

Para la obtención de la viscosidad plástica se utiliza la Ecuación 2 (Sánchez, 2015, págs. 44, 45).

$$PV = \varnothing_{600} - \varnothing_{300}$$

Ecuación 2. Cálculo de la viscosidad plástica.

Donde:

PV: Viscosidad plástica.       $\varnothing_{600}$ : Lectura a 600 rpm.       $\varnothing_{300}$ : Lectura a 300 rpm.

### Punto Cedente (YP)

Representa la resistencia inicial al flujo de un fluido o, de forma equivalente, el estrés que se debe aplicar para mover el fluido (DrillingFormulas.com, 2016). Indica las fuerzas coloidales entre partículas del fluido, lo que permite estimar su capacidad para arrastrar los recortes de la formación a condiciones dinámicas (Egy Petroleum Engineer, 2016). Se calcula en  $lb/100pies^2$ , utilizando la Ecuación 3.

$$YP = \emptyset_{300} - PV$$

Ecuación 3. Cálculo del punto cedente.

### Viscosidad Aparente (AP)

En el modelo reológico de Bingham, la viscosidad aparente es la mitad de la lectura dada a 600 rpm (ver Ecuación 4) en un viscosímetro rotacional de indicación directa (Instituto Americano del Petróleo, 2001, pág. 3.6).

$$AP = \frac{\emptyset_{600}}{2}$$

Ecuación 4. Cálculo de la viscosidad aparente.

### Esfuerzo de Gel

Es el esfuerzo cortante medido a una razón de corte baja después que un lodo se ha dejado reposar por un período de tiempo dado. Indica las fuerzas de atracción presentes en un fluido de perforación en condiciones estáticas. Se busca que su valor no sea muy alto, pues esto ocasionará floculación del lodo. Se relaciona con el punto cedente en que ambos representan medidas entre las fuerzas de atracción entre partículas en el lodo (Abdou, Dahab, Abuseda, & Elhossieny, 2015). El equipo utilizado para su medición es el viscosímetro rotacional de indicación directa y las unidades de medida son las  $lb/100pies^2$ . Su medición según la norma API 13 A (American Petroleum Institute, 1999), requiere de una lectura a 600 rpm y un descenso en la velocidad con un lapso de tiempo de 10 segundos y 10 minutos. Se calcula utilizando la Ecuación 5.

$$\text{Esfuerzo de gel} = \tau_{10min} - \tau_{10s}$$

Ecuación 5. Cálculo de esfuerzo de gel.

### Viscosidad de Embudo (o Viscosidad de Marsh).

Es una medida de la viscosidad que consiste en pasar cierta cantidad de lodo de perforación por un embudo con dimensiones conocidas, midiendo el tiempo en que se tarda en pasar un cuarto de litro (946 mL) de dicho lodo por el fondo del embudo (Almahdawi, Zarzor, & Jasim, 2014). El equipo utilizado para la medición de la viscosidad de Marsh se muestra en la Figura 5.



Figura 5. Embudo de Marsh y recipiente con marca de aforo a un cuarto de litro. Fuente: (Direct Industry, s.f.).

### Filtración

El proceso de filtrado indica la capacidad de un lodo para formar paredes y se calcula mediante un filtro prensa. La API establece que la prueba debe realizarse a temperatura superficial y a una presión de 100 psi, obteniendo como resultado el número de mililitros perdidos en 30 minutos. La muestra se coloca en el vaso de filtrado, donde se ejerce una presión de 100 psi sobre el mismo para determinar la velocidad a la cual se hace pasar un fluido a través del papel filtro. Al final se debe medir el espesor de la torta de filtrado que ha quedado. Se utiliza un papel filtro Whatman No. 50. La Figura 6 es un ejemplo de un filtro prensa API.



Figura 6. Filtro prensa API. Fuente: (Rigchina, s.f.).

## Clasificación de fluidos de perforación en relación a la fase continua

El componente de mayor proporción, es decir aquél donde todos los demás se encuentran, forma la fase continua de los lodos de perforación (Health and Safety Laboratory, 2000). Esencialmente, de acuerdo a su fluido base, los lodos de perforación pueden clasificarse como base agua y base aceite según el fluido base utilizado.

### Lodos con agua como fluido base

Emplear agua en los fluidos de perforación es la opción menos costosa, ya que tiene una alta disponibilidad. Estos lodos son empleados sin problemas en las fases iniciales del pozo, sin embargo después de esas fases comienza a ser necesario un mayor control sobre la composición química del lodo, resultando en formulaciones altamente específicas. Este tipo de lodos se emplea ampliamente en pozos de exploración. En la **Error! Reference source not found.** se observan los componentes de un lodo típico a base de agua de gel de bentonita:

Tabla 2. Componentes de un lodo típico a base de agua de gel de bentonita. Densidad 1300 kg/m<sup>3</sup>. Componentes añadidos a 1 barril de agua.

Componente	Cantidad	Masa (kg)	Volumen (L)	%Masa	%Volumen
Agua	1 bbl	159	158.99	65.33	84.92
Bentonita	20 ppb	9.1	9,07	3.73	4.85
Soda caustica	0.5 ppb	0.23	0.22	0.09	0.12
Carbonato de sodio	0.5 ppb	0.23	0.10	0.09	0.05
CMC de viscosidad alta	1.5 ppb	0.68	0.47	0.28	0.25
CMC de viscosidad baja	3.5 ppb	1.59	1.09	0.65	0.58
Barita	160 ppb	72.58	17.28	29.82	9.23

Fuente: (Health and Safety Laboratory, 2000).

## Aditivos para lodos base agua

A continuación se mencionan los principales aditivos presentes en los lodos base de agua (Health and Safety Laboratory, 2000).

### Agentes de peso

Se agregan para proveer suficiente carga hidrostática, de manera que esta coincida con las presiones de formación. El agente más utilizado es el sulfato de bario (barita), el cual posee una gravedad específica de 4.2. También se utilizan el carbonato de calcio y la hematita.

### Productos inorgánicos espesantes y viscosificadores

Las arcillas que se agregan a los fluidos de perforación base agua (sobre todo la bentonita), tienen un papel muy importante en la viscosidad, fuerza espesante y tasa de filtración. La interacción entre el agua, partículas de arcilla y sales en los lodos son complejas, y tienen un papel determinante en las propiedades de una formulación específica. En presencia de iones de sodio, las partículas de la arcilla se dispersan en el agua, lo cual puede ocasionar una disminución de su fuerza espesante, pero permite la formación de una torta de filtrado firme, lo cual reduce la tasa de filtración. En sitios donde las formaciones salinas y las altas temperaturas propician la floculación de la bentonita, la arcilla atapulgita es usada como alternativa.

### Químicos alcalinos

Los lodos de perforación son retenidos en condiciones alcalinas (pH 9-11) para estabilizar las suspensiones de arcillas, mejorando la solubilidad de varios aditivos y reduciendo la corrosión en las tuberías y el casing. Por lo general, se emplea hidróxido de sodio para regular el pH (Galicia, 2017, pág. 13).

### Químicos para salinidad

Sales inorgánicas son agregadas a los lodos base agua para formar salmueras que controlan las propiedades de las arcillas suspendidas y de las arcillas de formación. El cloruro de sodio es usado frecuentemente en sistemas de bentonita.

### Antiespumantes

La espuma producida en los lodos de perforación es un problema aceptable hasta que representa un peligro cuando la liberación del gas formado es impedida. Disminuir la fuerza espesante puede reducir el grado de espuma formada, pero podría comprometer las propiedades del lodo. Por lo tanto se lleva a cabo la adición de agentes

antiespumantes tales como estearato de aluminio y fosfatos de alquilo para eliminar los problemas.

### **Inhibidores de corrosión e incrustación**

Los lodos de perforación con base de agua pueden producir corrosión debido a la presencia de oxígeno disuelto. Por lo general, esto puede ser controlado manteniendo un pH de 9-10, con la adición de cal, hidróxido de sodio o hidróxido de potasio. Los inhibidores de incrustaciones ocasionalmente se añaden para prevenir la precipitación de carbonato de calcio en las superficies dentro del sistema.

### **Lubricantes de perforación**

Se agregan para disminuir la fricción. Se emplean asfalto sulfonado y otras emulsiones pesadas de hidrocarburos.

### **Emulsificadores**

Se añaden para dispersar cantidades pequeñas de aceite, que ascienden de las formaciones siendo perforadas o que se agregan para aumentar la lubricación. Los emulsificadores para lodos con base de agua son predominantemente solubles en agua, e incluyen ácidos grasos, sulfonatos y polioxilatos.

### **Lodos con aceite como fluido base:**

Estos lodos son por lo general más costosos que los que emplean agua, sin embargo su buen desempeño técnico y velocidad de perforación llevan a que sean una mejor opción a partir de cierta profundidad. Comparados a los lodos que emplean agua, estos lodos proveen una alta estabilidad a la perforación, reducen los lavados, tasas de filtración bajas, bajos daños por las formaciones, buena estabilidad a alta temperatura y alta lubricación. En la Tabla 3 se observan los componentes de un lodo típico a base de aceite:

Tabla 3. Componentes de un lodo típico a base de aceite. Densidad 1318 kg/m<sup>3</sup>, salinidad 22.5%, radio aceite-agua de 65:35. Componentes combinados para obtener 1 barril.

Componente	Cantidad	Masa (kg)	Volumen (L)	%Masa	%Volumen
Fluido base	0.52 bbl	63.64	83.31	30.37	52.40
Viscosificador	5 ppb	2.26	1.40	1.08	0.88
Emulsificador 1	0.8 gpb	2.89	3.02	1.38	1.90
Emulsificador 2	0.4 gpb	1.49	1.51	0.71	0.95
Cal	5 ppb	2.26	1.00	1.08	0.63
Agua	0.30 ppb	47.15	47.22	22.50	29.70
CaCl <sub>2</sub>	30.2 ppb	13.70	3.35	6.54	2.11
Barita	167.7 ppb	76.15	18.16	36.34	11.42

Fuente: (Health and Safety Laboratory, 2000).

### Aditivos para lodos base aceite

En el caso de los aditivos de este tipo de lodos, algunos son similares a los que se emplean en los lodos con base de agua (agentes de peso, químicos alcalinos, emulsificadores, productos inorgánicos espesantes), por lo que a continuación se mencionan los aditivos en los que difieren.

### Salmueras

Minimizan las interacciones entre los lodos y las formaciones de arcillas y sal, además de aportar densidad al lodo. Incrementa la capacidad de sostener los recortes, ya que posee una mayor viscosidad que el aceite o la salmuera por separado. En la mayoría de ocasiones, se utiliza cloruro de sodio para formar la salmuera.

### Lignitos

Los químicos basados en lignitos son usados en lodos basados en aceite para el control de pérdida de fluido. Estos materiales ayudan además a estabilizar emulsiones invertidas como una propiedad secundaria.

### Minerales de arcilla

Los minerales de arcilla son materiales encontrados de forma natural en la superficie terrestre, ya que son el mayor constituyente de las rocas sedimentarias, se componen de minerales finos que en su mayoría son silicatos. Su diversidad de propiedades, entre las

cuales destacan su capacidad de hinchamiento y de intercambio catiónico, su comportamiento plástico en medios húmedos y sus bajas permeabilidades, permite que sean atractivas desde un punto de vista económico (Guggenheim, pág. 371). Pueden tener diferentes colores, texturas y presentar diferentes propiedades al reaccionar (García Romero & Suárez Barrios).

### **Minerales de arcilla y la perforación**

En la industria de la perforación, el mineral de arcilla es comúnmente denominado como “reactivo” debido a que cuando se encuentra hidratado tiende a hincharse, volverse viscoso y acumularse alrededor de las brocas (Dugan, 2011).

El término “arcilla” es usado para referirse a cualquier partícula mineral cuyo tamaño se encuentra por debajo de los dos micrones. Para poder tratar de forma efectiva con las arcillas reactivas, el contratista de perforación debe ser capaz de identificar condiciones de un suelo reactivo, entender cómo y por qué la arcilla reacciona de la manera que lo hace y cómo modificar el comportamiento del suelo reactivo (Dugan, 2011).

El mineral de arcilla responde al contacto con el agua, expandiéndose (o hinchándose); efecto que será multiplicado si se aumenta la superficie de contacto, es decir si las partículas de arcilla tienen un menor tamaño.

La inhibición de arcillas implica el uso de polímeros, como por ejemplo la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA), la cual crea una película de polímero que recubre y retrasa la hidratación de las arcillas, retrasando a su vez la reactividad. Sin embargo, los polímeros de PHPA no crean una resistencia de gel significativa y no proporcionan un control de pérdida de fluido adecuado; por lo tanto, es importante agregar los polímeros de PHPA a un fluido de perforación que ya contenga la cantidad de arcilla suficiente para desarrollar las propiedades de trabajo necesarias (Dugan, 2011).

### **Funciones de las arcillas en perforación**

Las arcillas aportan diferentes propiedades a los lodos de perforación que permiten que el proceso sea llevado a cabo de manera eficiente, sin embargo debe saberse elegir el tipo de arcilla que proveerá las propiedades necesarias dependiendo del caso. A continuación se muestran algunas de las propiedades que aportan las arcillas a los fluidos de perforación.

## Propiedades de flujo y densidad

Los fluidos de perforación comúnmente consisten en agua a la que se le ha agregado suficiente arcilla para proveer una alta viscosidad y una alta resistencia a esfuerzos de corte. El grado de plasticidad de los lodos incrementa con su tiempo de residencia. La adición de la arcilla también resulta en un aumento de la densidad. Por lo general el valor de viscosidad de los lodos debe aproximarse a los 15cP. Se debe llegar a un balance de las propiedades que aporta la arcilla al fluido de perforación, ya que por ejemplo un lodo que sea altamente plástico y con una baja viscosidad es indeseable por que se necesitarían altas presiones de bombeo para circularlo (Larsen, 1952).

Es importante tomar en cuenta el tamaño de partícula de la arcilla, debido a que una arcilla con una partícula muy pequeña (~1 micrón) genera un lodo demasiado espeso, por otro lado, una arcilla con tamaño de partícula demasiado grande (60-80 micrones) tiende a sedimentar o incluso es removido por los desarenadores (Larsen, 1952).

## Propiedades de sello

Las arcillas se emplearon inicialmente en los lodos de perforación para prevenir las pérdidas del fluido. La torta de filtrado que se genera en las paredes de los pozos incrementa su grosor dependiendo de factores como la viscosidad del fluido, la presión diferencial a través de la torta y sobretodo la permeabilidad de la torta (Larsen, 1952). Esta permeabilidad depende de los sólidos que componen el lodo (los cuales en su mayoría provienen de las arcillas).

## Otras propiedades

Speller (citado por Larsen, 1952) descubrió hace varios años que la bentonita contribuye a la reducción de corrosión por fatiga del acero cuando es empleada en lodos de perforación (Larsen, 1952). Las arcillas son importantes en los lodos de emulsión, donde funcionan como agentes emulsificadores, y también tienen cierta importancia en los lodos con base aceite. A continuación se describen las dos arcillas fundamentales de interés en el estudio:

## Bentonita

La bentonita es una arcilla de grano fino, la cual posee aplicaciones en diferentes áreas de la industria. Su color beige claro se debe al contenido de hierro que posee. En la Figura 7 se muestra la bentonita utilizada en esta investigación (Sipag Bisalta, s.f.).



Figura 7. Arcilla bentonita. Fuente: Elaboración propia (2017).

A pesar de compartir una estructura elemental común, los diferentes tipos de bentonita son muy diferentes con respecto a su composición química, así como respecto al estado físico de sus constituyentes, los cuales le aportan diferentes propiedades y determinan sus aplicaciones en la industria (Sipag Bisalta, s.f.).

La bentonita pertenece al grupo de arcillas del tipo montmorillonita. La montmorillonita es un agregado de placas laminares, empaçadas y unidas por fuerzas electroquímicas y que contienen agua de interposición (agua que no forma parte de la sustancia propiamente, sino que se encuentra incluida en el interior de los cristales, sin integrarse a la estructura y que puede vaporizarse por calentamiento) (Sipag Bisalta, s.f.). Cada una de las placas consiste en tres capas dispuestas en forma de “sándwich”: la capa central es de alúmina octaédrica ( $Al_2O_3$ ) y las capas superior e inferior son de sílice tetraédrica ( $SiO_2$ ). El ión de silicio y el ión de aluminio suelen sufrir sustituciones isomorfas por metales de baja valencia, como el magnesio y el hierro. Estas sustituciones conducen a un desequilibrio de carga, el cual es compensado por intercambio de cationes, en particular calcio ( $Ca^{2+}$ ), magnesio ( $Mg^{2+}$ ) y sodio ( $Na^+$ ), junto con moléculas de agua unidas por fuerzas ión-dipolo. Estos iones migran a las capas externas de sílice y son la principal causa de la hidratación (y posterior hinchamiento) en la red cristalina (Sipag Bisalta, s.f.). En la Figura 8 se muestra la estructura de la montmorillonita.

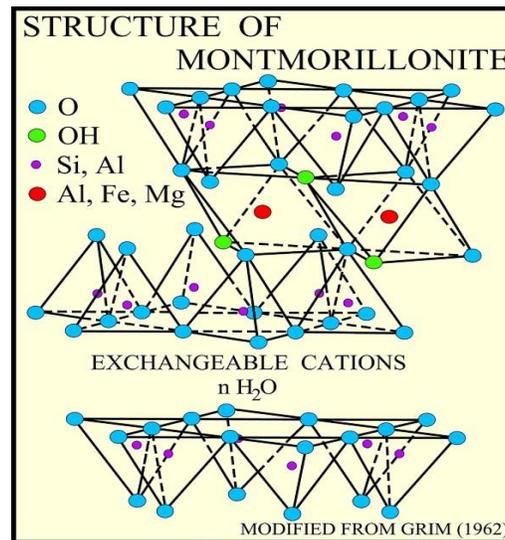


Figura 8. Estructura de la Montmorillonita (Alchetron, s.f.).

Se supone una formulación general de cada placa como sigue:  $[(Si^{Al})_4(Al^{Fe,Mg})_2O_{10}(OH)_2]_2 \cdot M_n \cdot mH_2O$ , donde los símbolos M y  $mH_2O$  se refieren a los cationes intercambiables y el agua de interposición, respectivamente. Desde un punto de vista químico, las bentonitas pueden distinguirse dependiendo de la calidad y la cantidad de las bases intercambiables; en particular, se tiene bentonitas de calcio y bentonitas de sodio (dependiendo del catión intercambiable predominante). Los depósitos más grandes en la tierra contienen bentonitas de calcio, las cuales sin embargo tienen menos capacidad de hidratación e hinchamiento que las bentonitas de sodio. La bentonita de sodio puede absorber una masa de agua equivalente a muchas veces su masa cuando se encuentra seca (Sipag Bisalta, s.f.).

La formación de la bentonita implica la alteración de vidrio volcánico a minerales de arcillas; esto requiere hidratación (ya sea por absorción o por combinación con agua) y pérdidas de álcalis, bases y posiblemente sílice, con la preservación de las texturas del vidrio volcánico original. La bentonita se produce en las rocas que se depositaron del período Ordovícico a Neógeno (hace aproximadamente 488.3 a 2.6 millones de años) (Encyclopedia Britannica, s.f.).

### Atapulgita

La atapulgita es una arcilla de color gris claro-casi blanco que posee algunas aplicaciones en la industria, principalmente en construcción, minería y perforación. En la Figura 9 se muestra la atapulgita utilizada en esta investigación.



Figura 9. Arcilla atapulgita. Fuente: Elaboración propia (2017).

La atapulgita es un mineral de arcilla de la clase de los filosilicatos (pertenece al llamado grupo de la palygorskita) cuyas partículas tienen forma de aguja. Su composición química y algunas de sus propiedades son bastante similares a las de la montmorillonita (Haden).

En la estructura de la atapulgita, largas cadenas dobles de tetraedros de sílice corren paralelas al eje de la fibra. Las cadenas están unidas por magnesio y aluminio en coordinación octaédrica para producir tiras similares en estructura a los minerales de tres capas. Estas tiras de tres capas se unen en las esquinas mediante enlaces Si - O - Si, en un estructura que se asemeja a un tablero de ajedrez en sección transversal con canales libres que recorren la longitud de la estructura en forma de aguja. (Haden). La Figura 10 muestra la estructura de la palygorskita.

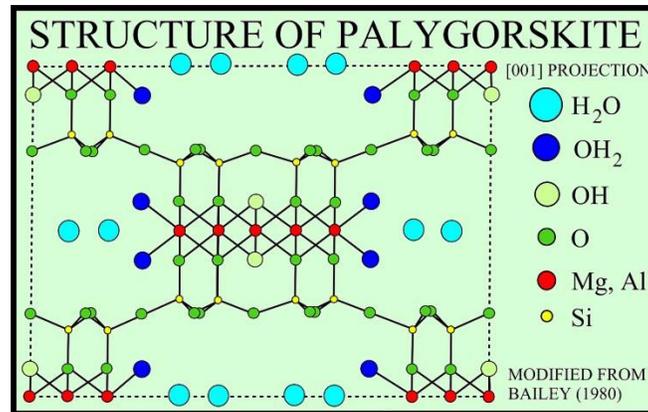


Figura 10. Estructura de la palygorskita (atapulgita) (Alchetron, s.f.).

La estructura particular de la atapulgita le confiere propiedades específicas que difieren con la mayoría de las arcillas. En primer lugar, ya que la estructura es tridimensional, no puede haber hinchazón del tipo de la montmorillonita. En segundo lugar, es evidente que la ruptura será más fácil a lo largo de los enlaces Si – O – Si, sosteniendo las tiras de tres capas, de ahí la razón por la que la forma es del tipo aguja en lugar de ser una placa (Haden).

A diferencia de varios tipos de montmorillonita, las cuales son activadas por tratamiento ácido, la atapulgita es activada por calor (temperaturas entre 300-350°C). La atapulgita forma buenas suspensiones en el agua; esta suspensión es excepcional ya que concentraciones relativamente altas de iones sodio causan cambios leves en sus características. Debido a esto, también es ampliamente empleada como lodo de perforación para pozos de petróleo, donde se encuentran aguas subterráneas muy salinas (S. Robertson).

Las propiedades coloidales de la atapulgita resultan cuando las partículas están dispersas en un medio líquido hasta el punto que las agujas individuales son más o menos capaces de un movimiento relativo independiente unas de otras (S. Robertson). En contraste con las bentonitas que se hinchan y dispersan parcialmente de manera espontánea debido a la penetración de agua entre las capas unitarias, la estructura tridimensional de la atapulgita prohíbe cualquier acción de hinchamiento interno (S. Robertson).

## Metodología

### Caracterización mineralógica

#### Descripción de las arcillas empleando microscopio binocular

Se analizó una muestra de bentonita y otra de atapulgita en un microscopio binocular LEICA EZ4 HD como el que se muestra en la Figura 11. Se describió las características físicas, de color, tamaño y forma de partículas; así como su reacción con ácido clorhídrico (HCl 10%) y con agua (destilada, de suministro público y geotérmica).



Figura 11. Microscopio binocular LEICA EZ4 HD empleado para observar las arcillas. Fuente: (Labequim, s.f.).

#### Bentonita

Observada de forma macroscópica, la bentonita empleada en lodos de perforación tiene un color beige claro, su textura es suave al tacto y su tamaño de grano es fino, de manera que movimientos leves de la muestra conllevan a la dispersión en el aire de algunas partículas. En la Figura 12 se observa una muestra de bentonita:



Figura 12. Bentonita. Fuente: Elaboración propia (2017).

Al colocar una pequeña cantidad de muestra al microscopio, con un aumento del 20x al 35x, se observa la presencia principalmente de partículas color beige bastante finas, indiferenciadas individualmente (grano fino), pero también de partículas negras pequeñas y partículas blancas, casi transparentes, de un mayor tamaño. Todas las partículas tienen una forma entre sub-redondeada y redondeada. En la Figura 13 se observa una muestra total de bentonita en el microscopio:



Figura 13. Muestra total de bentonita observada en el microscopio. Fuente: Elaboración propia (2017).

En el caso de las partículas de color beige y de color negro, por ser de tamaño tan pequeño no se puede emplear la regla para medir sus dimensiones. Para las partículas blancas se registraron dimensiones que van desde los 0.2mm a los 0.8mm aproximadamente. Las partículas negras se encuentran en un porcentaje aproximado de 20-30% dentro de la muestra, y las partículas blancas de 5-10%. Para la estimación de los porcentajes de partículas negras y blancas se utilizó la Figura 14.

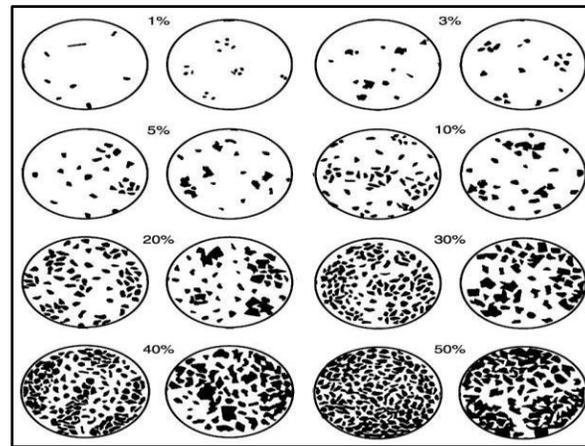


Figura 14. Referencia empleada para determinar los porcentajes del contenido de partículas.

Fuente: (Torio de Henríquez, 2017).

En la Figura 15 se observa parte de la muestra de bentonita donde sobresalen las partículas blancas y negras.



Figura 15. Muestra de bentonita con presencia partículas de color blanco y negro. Fuente:

Elaboración propia (2017).

Adicionalmente, se encontró en la muestra un cristal de mayor tamaño que el resto de partículas, de unos 2mm, de color blanco-transparente. Debido a que en la muestra tomada solo se encontró ese cristal, se puede afirmar que conforma un porcentaje menor al 1% dentro de la arcilla. En la Figura 16 se observa el cristal de mayor tamaño:



Figura 16. Cristal encontrado en muestra de bentonita. Fuente: Elaboración propia (2017).

Se empleó un imán para verificar si alguna de las partículas de la muestra posee propiedades magnéticas. Sin embargo, ninguna de ellas presentó atracción hacia el mismo. Luego se comprobó si alguna de las partículas de la muestra presentaba reacción con ácido, para lo cual se utilizó ácido clorhídrico (HCl) al 10%. Tanto las partículas beige como las partículas negras no presentaron reacción con el ácido; por otro lado, las partículas blancas sí reaccionaron, generando efervescencia y disolviéndose en el ácido (ver Figura 17). El cristal de mayor tamaño tampoco presentó reacción:



Figura 17. Cristal en ácido clorhídrico al 10%, sin reaccionar. Fuente: Elaboración propia (2017).

Posteriormente se realizaron pruebas para verificar el comportamiento de la bentonita con agua. Se añadieron pocas gotas de agua, de manera que la muestra no se saturara completamente, sino que apenas se humedeciera. Se observa que la bentonita presenta hinchamiento al entrar en contacto con el agua. Comparada con su aspecto sin hidratar, con agua tiene un volumen mayor y su textura deja de tener aspecto granulado fino y presenta una apariencia esponjosa, así como una sensación viscosa al tacto. En este primer caso se utilizó agua destilada. En la Figura 18 se observa una parte de la bentonita seca y la otra parte humedecida:



Figura 18. Comparación de bentonita sin hidratada y hidratada con agua destilada. Fuente: Elaboración propia (2017).

Finalmente se realizó una comparación entre el aspecto y comportamiento presentado por la bentonita al interactuar con agua destilada, agua de suministro público y agua geotérmica. Como se puede observar en la Figura 19, desde el microscopio, el comportamiento mostrado es casi similar, ya que tanto con agua destilada como con agua de suministro público, la bentonita muestra un aumento en su volumen (hinchamiento) y una apariencia ligosa; con agua geotérmica siempre hay cierto aumento de volumen, pero menor:

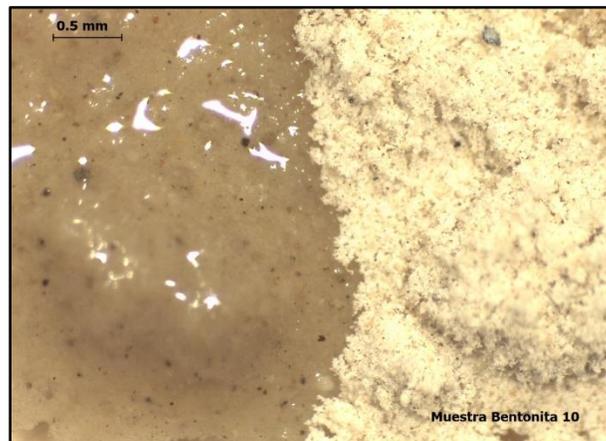


Figura 19. Comparación de bentonita hidratada y no hidratada con agua geotérmica. Fuente: Elaboración propia (2017).

A simple vista (ver Figura 20) las diferencias son mayores, ya que tanto en el caso del agua destilada como el de agua de suministro público, el levantamiento de la zona humedecida es muy evidente.

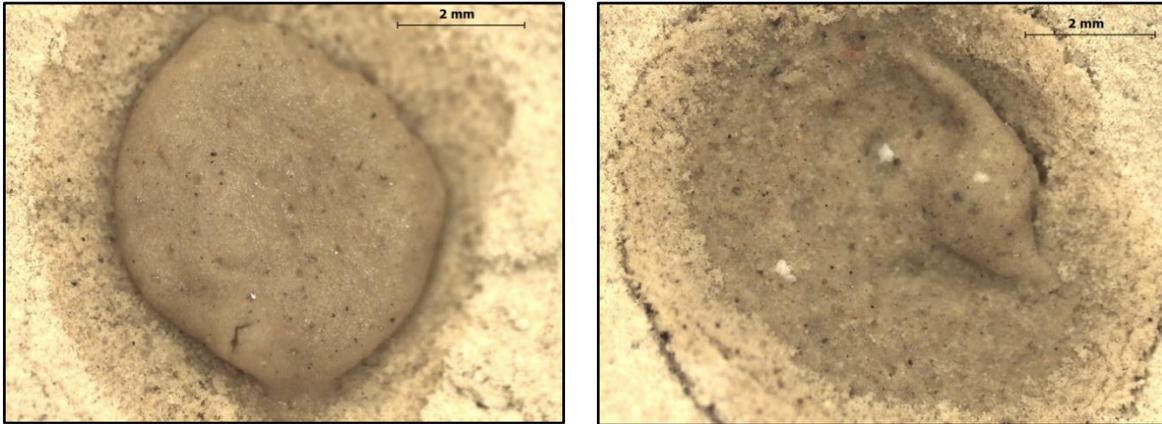
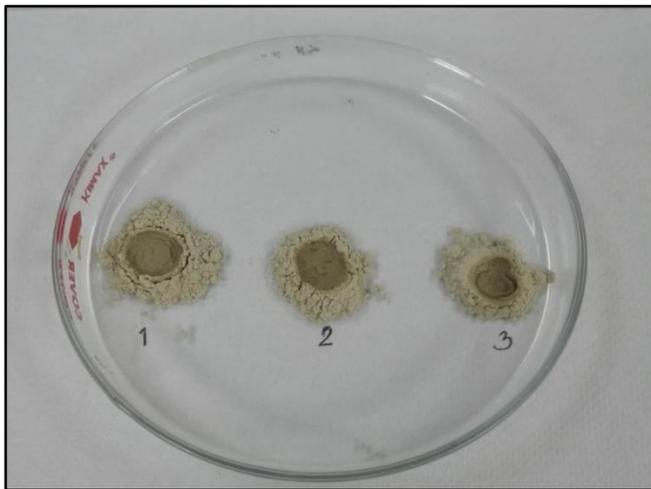


Figura 20. Comparación de bentonita hidratada con agua destilada y agua de suministro público.

Fuente: Elaboración propia (2017).

Sin embargo, con el agua geotérmica no se aprecia levantamiento alguno, por el contrario, la zona humedecida se compacta. La Figura 21 muestra el comportamiento de la bentonita con los tres tipos de agua mencionados.



- 1) Agua destilada.
- 2) Agua geotérmica.
- 3) Agua de suministro público.

Figura 21. Comparación de bentonita hidratada con agua destilada, agua geotérmica y agua de suministro público. Fuente: Elaboración propia (2017).

### Atapulgita

Para la atapulgita se procedió de una manera similar a la bentonita. De forma macroscópica se observa que tiene un color gris claro, casi blanco, su textura es suave al tacto y su tamaño de grano es fino, de manera que movimientos leves de la muestra conllevan a la dispersión en el aire de algunas partículas. En la Figura 22 se observa una muestra de atapulgita:



Figura 22. Atapulgita. Fuente: Elaboración propia (2017).

Al colocar cierta cantidad de muestra sobre una caja Petri y observar al microscopio, con un aumento del 20x al 35x, se confirmó la presencia principalmente de partículas color gris claro-blanco bastante finas, indiferenciables individualmente (grano fino), pero también de partículas casi transparentes, y en mucha menor cantidad de partículas negras. En la Figura 23 se observa una muestra total de atapulgita en el microscopio:



Figura 23. Muestra total de atapulgita colocada en el microscopio. Fuente: Elaboración propia (2017).

A diferencia del caso de la bentonita, las dimensiones de las partículas que componen la atapulgita son mucho menores (probablemente ya procesada), prácticamente indiferenciables, de manera que no pudieron medirse utilizando la misma regla (ver Figura 24). Las partículas casi transparentes se encuentran en un porcentaje aproximado del 30-40% dentro de la muestra, y las partículas negras en un 1%.

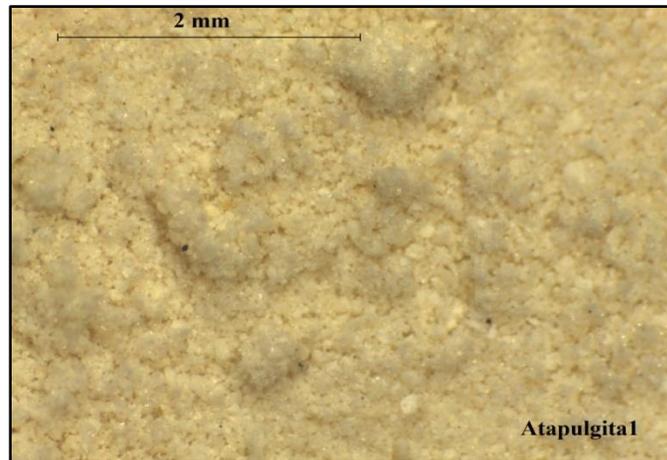


Figura 24. Muestra de atapulgita y sus componentes. Fuente: Elaboración propia (2017).

Se empleó un imán para verificar si alguna de las partículas de la muestra posee propiedades magnéticas. Sin embargo, ninguna de ellas presentó atracción.

Se verificó si las partículas de la muestra presentaban reacción con ácido clorhídrico (HCl) al 10%. A diferencia del caso de la bentonita, para la atapulgita no se pudo separar alguna de las partículas observadas en la muestra, ya que el tamaño de grano era demasiado pequeño para utilizar las pinzas, por lo que el ácido se agregó a toda la muestra. Se observó un burbujeo leve general en la muestra. Finalmente, se llevaron a cabo las pruebas con agua. Primero se humedeció una muestra con pocas gotas de agua destilada. Comparada con la bentonita, la atapulgita no presenta un hinchamiento muy marcado, pero la textura es un poco viscosa al tacto también. En la Figura 25 se pueden comprobar estas observaciones:

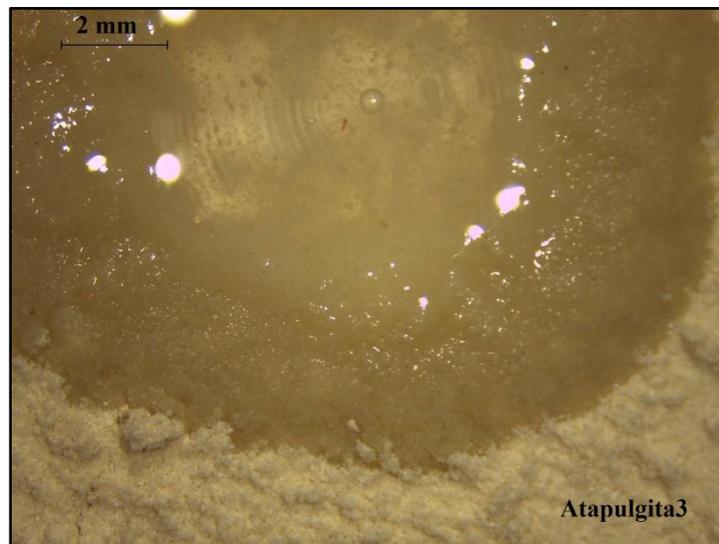


Figura 25. Comparación de atapulgita hidratada y sin hidratar con agua destilada. Fuente: Elaboración propia (2017).

Realizando la comparación entre el aspecto y comportamiento presentado por la atapulgita al interactuar con agua destilada, agua de suministro público y agua geotérmica, se puede apreciar que los tres casos difieren muy poco entre sí (ver Figura 26).



- 1) Agua destilada.
- 2) Agua geotérmica.
- 3) Agua de suministro público.

Figura 26. Comparación de atapulgita hidratada con agua destilada, agua geotérmica y agua de suministro público. Fuente: Elaboración propia (2017).

Su textura al tacto es suave y menos viscosa que la bentonita, manteniendo una forma específica al ser manipulada, similar al caso de la plastilina. Esto es apreciable principalmente en el caso de la atapulgita con agua geotérmica.

En el microscopio no se observa diferencia alguna entre los tres casos.

## Caracterización fisicoquímica

### Digestión ácida asistida con microondas

#### Materiales y reactivos

Balanza analítica

Embudos plásticos pequeños

Matraces volumétricos de 50 mL

Micropipeta de 5 mL

Espátula

Papel filtro circular de 110 mm diámetro,  
sin cenizas

Microondas de reacción acelerada y  
accesorios

Gradilla para cubetas

Ácido nítrico concentrado

Ácido fluorhídrico concentrado

Se prepararon los materiales que estarían en contacto con la muestra, lavándolos y posteriormente enjuagándolos con agua desionizada.

Se pesó aproximadamente 0.5000 g de muestra de bentonita y atapulgita, tal como se muestra en la Figura 27.



Figura 27. Pesada de muestra. Fuente: (Cabral, 2016).

A cada tubo se le añade 5 mL de agua desionizada, 2 mL de ácido fluorhídrico (este ácido se añade sólo cuando se realizará un análisis de sílice amorfa) y 5 mL de ácido nítrico concentrado. Este paso se realiza en la cámara extractora de gases (ver Figura 28).



Figura 28. Digestión ácida. Fuente: (Cabrales, 2016).

Se armó el equipo para la digestión, colocando las cubetas en una camisa térmica y posteriormente se colocaron en el carrusel anotando el número de la muestra que se ha colocado en cada celda (ver Figura 29).

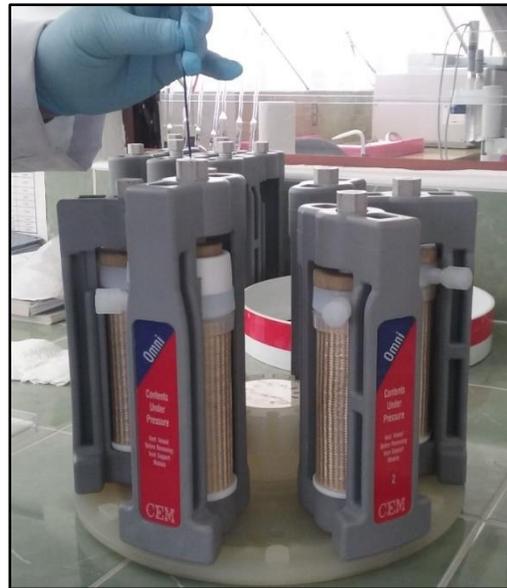


Figura 29. Muestra en carrusel. Fuente: Elaboración propia (2017).

Se introdujo el carrusel con las muestras en el equipo y se cargó el método. La digestión se realizó a 180 psi y 210°C. Se extraen las muestras cuando la temperatura ha descendido al menos a 35°C. En la Figura 30 se muestra el microondas de reacción acelerada utilizado.



Figura 30. Microondas de reacción acelerada. Fuente: Elaboración propia (2017).

Las muestras se filtraron y aforaron en balones volumétricos de 50 ml (ver Figura 31).



Figura 31. Filtrado de muestras. Fuente: Elaboración propia (2017).

Finalmente se trasegó el contenido de los balones a frascos rotulados (ver Figura 32) para su posterior análisis.



Figura 32. Muestras digeridas. Fuente: Elaboración propia (2017).

## Espectrofotometría de absorción atómica

### Materiales y equipo

Espectrofotómetro de absorción atómica	Solución estándar de 1000 ppm de sodio
Solución estándar de 1000 ppm de calcio	Solución estándar de 1000 ppm de magnesio
Solución estándar de 1000 ppm de aluminio	Solución estándar de 1000 ppm de silicio
Solución estándar de 1000 ppm de hierro	

Se analizaron sodio, calcio, magnesio, hierro, aluminio y sílice amorfa mediante el método de llama en un espectrofotómetro de absorción atómica. La Figura 33 muestra el equipo utilizado.



Figura 33. Espectrofotómetro de absorción atómica. Fuente: Elaboración propia (2017).

## Caracterización reológica

### Densidad

Se siguieron las proporciones especificadas en la Norma API 13A para analizar las propiedades de suspensión:  $22.5 \pm 0.01$  g de bentonita a  $350 \pm 5$  mL de líquido y  $20.0 \pm 0.01$  g de atapulgita a  $350 \pm 5$  mL de líquido. Se realizaron dos diluciones de arcillas, una con agua desionizada y otra con agua geotérmica. Con estas proporciones se realizaron los siguientes cálculos para conocer la cantidad de masa a tomar de cada arcilla si se desea preparar muestras a una mayor escala. Así, para 2L de muestra, se tiene:

$$\begin{array}{c} \text{Bentonita} \\ \frac{22.5 \text{ g}}{350 \text{ mL}} * 2000\text{mL} = 128.6 \text{ g} \end{array}$$

$$\begin{array}{c} \text{Atapulgita} \\ \frac{20.0 \text{ g}}{350 \text{ mL}} * 2000\text{mL} = 114.3 \text{ g} \end{array}$$

### Viscosidad plástica

Las pruebas de viscosidad plástica, viscosidad aparente, punto cedente y esfuerzo de gel se realizaron en un Viscosímetro de Fann, como el que se muestra en la Figura 34.



Figura 34. Viscosímetro de Fann. Fuente: Elaboración propia (2017).

### Esfuerzo de Gel

- 1) Se colocó la muestra recién agitada en el vaso del viscosímetro hasta la marca de aforo. Se encendió el motor con el conmutador en alta velocidad, específicamente

a una velocidad de 600 rpm durante 15 segundos y se anotó la lectura estabilizada. Después de los 15 segundos, se colocó en velocidad neutra (6 rpm en este caso).

- 2) Se apagó el motor durante 10 segundos.
- 3) Se inició la lectura con el conmutador en baja velocidad, con la palanca en 3 rpm. Se tomó la lectura estabilizada.

Se repitió el procedimiento hasta el punto 2, donde ahora se apaga el motor durante 10 minutos.

### Viscosidad de Embudo o de Marsh

La viscosidad de embudo se midió con un embudo de Marsh como el que se muestra en la Figura 35.



Figura 35. Viscosímetro de Marsh. Fuente: Elaboración propia (2017).

- 1) Se colocó 1500 mL de la mezcla homogénea en el embudo de Marsh, por la rejilla superior. Teniendo el cuidado de tapan la parte inferior con un dedo.
- 2) Se inició la descarga (retirando el dedo) contando el tiempo en el cronómetro hasta que se llena un cuarto (946 mL) de la mezcla en el recipiente. Previo a esto se debe marcar la señal de aforo en el vaso.
- 3) Se lavaron los equipos para el análisis de otras muestras.

## Análisis de Resultados

### Caracterización mineralógica

La Tabla 4 muestra un resumen de la caracterización mineralógica física realizada a la bentonita y atapulgita.

Tabla 4. Cuadro comparativo de las propiedades físicas de atapulgita y bentonita.

Propiedad	Atapulgita	Bentonita
<b>Textura</b>	Polvo grueso	Polvo fino
<b>Magnetismo</b>	No presenta	No presenta
<b>Reacción con HCl 10%</b>	Leve	Leve (reaccionan sólo las partículas blancas)
<b>Hinchamiento con agua desionizada</b>	No presenta	Presenta
<b>Hinchamiento con agua geotérmica</b>	Leve, la zona húmeda se compacta	No presenta
<b>Hinchamiento con agua de suministro público</b>	No presenta	Presenta

Fuente: Elaboración propia (2017).

### Caracterización fisicoquímica

Los resultados de absorción atómica para el análisis de sodio, magnesio, calcio, aluminio, hierro y sílice amorfa para bentonita y atapulgita, se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Comparación de resultados de parámetros en muestras de arcilla.

Parámetro	Atapulgita (%)	Bentonita (%)
Sodio	0.0	5.3
Calcio	9.2	1.7
Magnesio	24.6	1.9
Sílice	37.2	75.1
Hierro	7.6	3.7
Aluminio	21.3	12.3
Total	100	100

Fuente: Elaboración propia (2017).

En la Tabla 5 se muestran las concentraciones de los elementos sodio, calcio, magnesio, sílice hierro y aluminio obtenidos a partir del método de absorción atómica para ambas muestras de arcilla. El sodio es el principal causante de la hidratación y posterior aumento de volumen en las arcillas. Como se observa, la atapulgita no contiene sodio, lo cual puede explicar el poco aumento de volumen que sufre al entrar en contacto con agua, a diferencia del caso de la bentonita.

El calcio también contribuye a la hidratación de las arcillas, pero en menor medida que el sodio.

El magnesio incrementa la capacidad de expansión de las arcillas y como consecuencia produce alta viscosidad y plasticidad. Como se observa, la atapulgita contiene mayor cantidad de magnesio, lo cual concuerda con su comportamiento similar al de plastilina, poco fluido, al mezclarse con agua. La gran capacidad de hidratación que le confiere el ión  $Mg^{+2}$  al suelo facilita la acumulación de sodio, proceso que tiene como consecuencia alteración de las características físicas, tales como un aumento de la densidad aparente y la plasticidad del suelo, cambios importantes de volumen y alta capacidad de retención de humedad (Aristizábal, 2009).

### Caracterización reológica

Para llevar a cabo pruebas reológicas que determinen si las propiedades de un lodo son aptas para emplearlo como fluido de perforación, es necesario elaborar las mezclas necesarias. Para esta investigación se utilizaron cuatro mezclas: atapulgita + agua destilada, atapulgita + agua geotérmica, bentonita + agua destilada y bentonita + agua geotérmica. Tanto la bentonita como la atapulgita se emplearon en una forma ya procesada, es decir como se distribuye a nivel comercial. El agua geotérmica proviene del vertedero de los pozos 1-B y 1-C, y posee la composición que se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6. Composición promedio de Na, Ca y Mg del pozo 1-B.

Pozo	Na (ppm)	Ca (ppm)	Mg (ppm)
1-B	3310.33	42.13	0.05
1-C	4886.64	829.25	0.31

Fuente: Elaboración propia (2017).

Como se observa en la Tabla 6, únicamente se ha tomado en cuenta la concentración de sodio, calcio y magnesio del agua debido a que estos cationes son los que han sido identificados como influyentes en las propiedades reológicas presentadas por los lodos de perforación.

### Densidad

Se asume una densidad de líquido (agua destilada o agua geotérmica) de 1g/mL. Se obtiene un aumento de volumen aproximado de 50mL al agregar las arcillas en cada contenedor con 2L de líquido. Mediante los siguientes cálculos se obtiene la densidad de cada muestra de lodo preparado:

$$\text{Bentonita} \quad \frac{128.6 \text{ g} + 2000 \text{ g}}{2050 \text{ mL}} = 1.04 \frac{\text{g}}{\text{mL}}$$

$$\text{Atapulgita} \quad \frac{114.3 \text{ g} + 2000 \text{ g}}{2050 \text{ mL}} = 1.03 \frac{\text{g}}{\text{mL}}$$

### Viscosidad

Se realizaron mediciones en el Viscosímetro de Fann a 600 y 300 rpm, sin embargo, al comparar los resultados obtenidos con datos bibliográficos, estos presentaban una diferencia significativa, por lo que se consideró no tomarlos en cuenta, ya que no serían datos comparables con la teoría. Considerando lo anterior, se consultó un estudio en el que se analizaron los rangos de las propiedades reológicas de lodos a base de atapulgita y otros a base de bentonita, obteniendo los valores que se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Propiedades reológicas de bentonita y Atapulgita.

Arcilla	PV	YP	AV	$\tau_{10s}$	$\tau_{10min}$	$\Delta\tau$
<b>Atapulgita</b>	4	15.5	19.5	8.5	15	6.5
<b>Bentonita</b>	5.5	12	17.5	9.5	18.25	8.75

Fuente: Adaptado de (Zhang, y otros, 2016, pág. 1359).

### Esfuerzo de Gel

Se determinó el esfuerzo de gel realizando mediciones a 10 segundos y 10 minutos de las cuatro muestras y se obtuvo los datos que se muestran en la Tabla 8. Resultados para esfuerzo de gel.

Tabla 8. Resultados para esfuerzo de gel.

Muestra	RPM	$\tau_{10s}$	$\tau_{10min}$	$\Delta\tau$
<b>Atapulgita/agua destilada</b>	600	4	4	
	6 (Caída)	3	2	
	3 (Reinicio)	1	1	0
<b>Atapulgita/agua</b>	600	4	4	
	6 (Caída)	3	2	
	3 (Reinicio)	1	1	0
<b>Bentonita/agua destilada</b>	600	158	155	
	6 (Caída)	9	12	
	3 (Reinicio)	3	3	0
<b>Bentonita/agua geotérmica</b>	600	38	38	
	6 (Caída)	6	7	
	3 (Reinicio)	1	1	0

Fuente: Elaboración propia (2017).

A partir de los resultados obtenidos se infiere que las condiciones y proporciones a las que fueron realizadas las pruebas no favorecieron el desarrollo de las propiedades reológicas necesarias para un óptimo funcionamiento en fluidos de perforación.

### Viscosidad de embudo (o viscosidad de Marsh)

En la Tabla 9 se muestran los resultados obtenidos utilizando el embudo de Marsh con las cuatro muestras preparadas.

Tabla 9. Resultados obtenidos del viscosímetro de Marsh.

Muestra	Tiempo promedio (s)	Viscosidad (s/L)
<b>Atapulgita/agua destilada</b>	26.92	28.45
<b>Atapulgita/agua</b>	26.49	28.00
<b>Bentonita/agua destilada</b>	228.93	242.00
<b>Bentonita/agua geotérmica</b>	50.18	53.04

Fuente: Elaboración propia (2017).

Los resultados muestran que la bentonita con agua destilada es la que presenta una mayor viscosidad por este método. Al realizar el procedimiento, esta mezcla se tardó 228.93 segundos en fluir hasta el volumen determinado de 946 mL.

Las dos mezclas de atapulgita presentaron valores muy bajos, lo cual significa que no desarrollaron una viscosidad considerable, lo cual puede deberse a diferentes factores, como la temperatura, tiempos de residencia y la cantidad de agua utilizada para la dilución.

La bentonita con agua geotérmica fue la muestra intermedia, con un resultado ni muy bajo ni muy alto a comparación con el resto, lo cual significa que desarrolló cierta viscosidad en el tiempo.

Se comparó los resultados obtenidos con un estudio en el que se realizaron varias pruebas para la determinación de la viscosidad de Marsh (Almahdawi, Zarzor, & Jasim, 2014). La Tabla 10 muestra los valores seleccionados de dicho estudio, así como sus valores promedio (última fila subrayada).

Tabla 10. Viscosidad de embudo a diferentes densidades.

Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Tiempo (s)	Viscosidad (s/L)
1.045	35.14	37.15
1.04	44.4	46.93
1.035	55.6	58.77
1.04	49.88	52.73
1.047	49.13	51.93
1.049	49	51.80
1.035	40	42.28
1.04	39	41.23
1.035	45	47.57
1.043	46.76	49.43
1.035	43.78	46.28
<b><u>1.04</u></b>	<b><u>45.2</u></b>	<b><u>47.83</u></b>

Fuente: (Almahdawi, Zarzor, & Jasim, 2014).

Según Almahdawi, Zarzor & Jasim (2014), el valor promedio de la viscosidad para bentonita en s/L es de 47.83 s/L; esto se compara con el dato obtenido en el laboratorio, el cual es de 242.00 s/L para el agua desionizada y de 53.04 s/L para el agua geotérmica. Se estima que la variación de estos datos se debe al tiempo que el tiempo de hidratación fue máximo (Galicia, 2017), ya que la mezcla utilizada fue la que se empleó en las demás pruebas y se le dejó un tiempo de reposo de 16 horas, sin perturbación alguna. La temperatura para ese rango de tiempo varió entre 24.2 y 24.6 °C.

### Filtración

La prueba de filtrado no se realizó debido a fallas en el equipo.

## Conclusiones y Recomendaciones

### Conclusiones

La atapulgita es un mineral de arcilla que posee partículas en forma de aguja y una estructura tridimensional que la diferencia de minerales de arcilla como la montmorillonita sódica (o bentonita), con estructura en forma de placas, lo cual le confiere propiedades particulares como la incapacidad de presentar hinchamiento al ser humedecida, esta propiedad se observó tanto en el microscopio binocular al humedecer una muestra y no percibir un aumento significativo en su volumen, como al realizar la mezcla de atapulgita – agua destilada/agua geotérmica según las especificaciones de la norma API 13A y observar que la arcilla sedimentó al fondo del contenedor en ambos casos.

La atapulgita no puede emplearse como arcilla para lodo de perforación si únicamente se le agrega agua geotérmica de vertedero con las composiciones químicas y temperaturas de los pozos analizados y en la proporción indicada en la norma API 13 A, debido a que con esta mezcla la arcilla no llega a desarrollar las propiedades reológicas que son necesarias para que un fluido de perforación cumpla con las funciones requeridas. Lo anterior se observó en las pruebas con el reómetro y el viscosímetro de Marsh, en las cuales la mezcla no presentó resultados propios de un fluido que ha desarrollado el esfuerzo de gel (0.477 lb/gal obtenidos vs 15 lb/gal teóricos) y la viscosidad apropiadas.

La bentonita presentó un mejor rendimiento en las pruebas reológicas, tanto su mezcla con agua destilada como con agua geotérmica, a comparación con la atapulgita, lo cual fue evidente desde la elaboración de las propias mezclas, ya que se observó que después de un tiempo de residencia de 16 horas las mezclas con atapulgita tenían la arcilla sedimentada al fondo de los contenedores, mientras que las de bentonita estaban más uniformes y mostraban consistencia viscosa.

### Recomendaciones

- Realizar el análisis de los minerales de arcilla en un Difractómetro de Rayos X para poder correlacionar la composición mineralógica con el análisis químico.
- Analizar las diferencias en las propiedades que presentan de los lodos de perforación realizados con atapulgita al calentar la muestra a diferentes valores de temperatura, de manera que se pueda averiguar si el calentamiento activa las propiedades de la arcilla.
- Realizar mezclas en diferentes proporciones de atapulgita-agua para determinar si las propiedades presentadas por la arcilla se vuelven adecuadas al agregar más o menos cantidad de agua de lo establecido por la norma API 13A.
- Realizar ensayos a diferentes temperaturas para observar su influencia en los resultados obtenidos.
- Realizar la prueba de viscosidad de embudo o de Marsh con una mezcla recién hecha, sin previo reposo.

## Agradecimientos

A Dios, dador de todas las cosas.

La culminación de esta investigación no se habría llevado a cabo sin el valioso aporte de las personas que a continuación se mencionan, quienes nos brindaron su tiempo y experiencia para la ejecución de diversas actividades en el desarrollo de la misma. Agradecemos profundamente a:

Wilfredo Vásquez por su ayuda en la recolección de las muestras de agua.

Saúl Jacinto por brindarnos herramientas para la recolección de las muestras.

Orlando Cabrales por su tiempo, trabajo y paciencia para enseñarnos y ayudarnos en la digestión y preparación de las muestras.

Astrid Figueroa y Edwin Melara por el tiempo y dedicación empleados en el análisis de espectrofotometría de absorción atómica.

Anabella Salaverría de Mayorga por facilitarnos algunos equipos que necesitamos para ejecutar las pruebas, por su paciencia, carisma, compañía y comprensión.

Jeannette Ascencio por brindarnos la información que requerimos en el momento preciso.

Harold Selva por su apoyo en las pruebas y en el uso de algunos equipos.

José Tenorio por facilitarnos el trabajo en el laboratorio.

Arturo Quezada por brindarnos valiosa bibliografía.

Emilio Miranda por su ayuda en las pruebas reológicas.

Nuestros asesores:

Elizabeth Torio de Henríquez por su calidad como docente, por enseñarnos a utilizar los equipos, por su dedicación en la elaboración de este proyecto y por su dulzura.

David Galicia por los equipos facilitados, el tiempo invertido, su apoyo y dirección para darle forma y sentido a esta investigación.

A todos los docentes del diplomado por transmitirnos su valioso conocimiento.

A nuestros compañeros por su grata compañía y los buenos momentos compartidos.

A las instituciones La Geo, Universidad Nacional de El Salvador, UNU-GTP, NDF e ICEIDA quienes fueron la columna vertebral de todo y nos permitieron enriquecernos profesionalmente. Muchas gracias.

## Referencias Bibliográficas

- Abdou, M., Dahab, A., Abuseda, H., & Elhossieny, M. (Octubre de 2015). Comparative study os using Water-Based mud containing Multiwall Carbon Nanotubes versus Oil-Based mud in HPHT fields. *Elsevier*, 1-6. doi:10.1016/j.ejpe.2015.10.008
- Alberta Energy and Utilities Board. (2006). *Drilling Blowout Prevention Requirements and Procciditures*. Recuperado el 24 de Noviembre de 2017
- Alchetron. (s.f.). *Palygorskite*. Recuperado el 22 de Noviembre de 2017, de <https://alchetron.com/Palygorskite>
- Almahdawi, F., Zarzor, A., & Jasim, N. (Marzo de 2014). Apparent viscosity direct from Marsh Funnel test. *Iraqi Journal of Chamical and Petroleum Engineering*, 15(1), 51-57. Recuperado el 24 de Noviembre de 2017, de <https://www.iasj.net/iasj?func=fulltext&ald=86359>
- American Petroleum Institute. (1999). *Drilling Fluid Materials*. Information Handling Services. Recuperado el Noviembre de 2017
- Amoco Production Company . (1994). *Drilling Fluids Manual*. Amoco Production . Recuperado el 22 de Noviembre de 2017
- Arenívar, B., Martínez, G., & Rivera, I. (2012). *Evaluación fisicoquímica de arcillas naturales existentes en el Campo Geotérmico de Berlín, Usulután y elaboración del diagnóstico de su comportamiento reológico durante la perforación de pozos geotérmicos*. Tesis de grado, Universidad de El Salvador , Escuela de Ingeniería Química e Ingeniería de Alimentos, Ciudad Universitaria. Recuperado el 22 de Noviembre de 2017
- Aristizábal, A. (2009). *Efecto de altas saturaciones de Mg+2 y Ca+2 en las propiedades físicas de un suelo del Valle del Cauca*. Tesis Magistral, Universidad Nacional de Colombia , Facultad de Ciencias Agropecuarias, Palmira. Recuperado el 25 de Noviembre de 2017, de <http://www.bdigital.unal.edu.co/1794/1/7005002.2009.pdf>
- Cabrales, O. (2016). *Instrucción de la Digestión Ácida Asistida por Microondas*. La Geo, Santa Tecla. Recuperado el Noviembre de 2017
- Castillo, J. (2017). *El Proyecto Geotérmico: Exploración, Desarrollo y Utilización* . La Geo, Santa Tecla. Recuperado el 19 de Noviembre de 2017
- Direct Industry. (s.f.). *Viscosímetro Marsh Funnel de laboratorio*. Recuperado el 22 de Noviembre de 2017, de <http://www.directindustry.es/prod/rigchina-group-company/product-39431-1618568.html>
- DrillingFormulas.com. (21 de Enero de 2016). *Yield Point (YP) of Drilling Fluids*. Recuperado el 24 de Noviembre de 2017, de <http://www.drillingformulas.com/yield-point-yp-of-drilling-fluids/>
- Dugan, G. (11 de Febrero de 2011). *National Driller*. Recuperado el 20 de Noviembre de 2017, de National Driller: <https://www.nationaldriller.com/articles/88196-drilling-fluids-clay-getting-out-of-a-sticky-situation>

- Egy Petroleum Engineer. (21 de Abril de 2016). *Yield Point and Gel Strength Mud Properties*. Recuperado el 24 de Noviembre de 2017, de <http://www.egyptroleum.com/2016/04/yield-point-and-gel-strength-mud.html>
- Encyclopedia Britannica. (s.f.). *Encyclopedia Britannica*. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017, de Encyclopedia Britannica: <https://www.britannica.com/science/bentonite>
- Fann. (2014). *Model 35 Viscosimeter*. Recuperado el 25 de Noviembre de 2017, de <http://www.fann.com/fann/products/oil-well-cement-testing/viscosity/visc-model35.page>
- Galicia, D. (2017). Fluidos de Perforación . *Perforación Geotérmica*. Santa Tecla. Recuperado el 21 de Noviembre de 2017
- García Romero, E., & Suárez Barrios, M. (s.f.). *Las arcillas: propiedades y usos*. España.
- Guggenheim, S. (s.f.). *Introduction to the Properties of Clay Minerals* . Recuperado el 25 de Noviembre de 2017, de Mineralogical Society of America : [http://www.minsocam.org/msa/Monographs/Mngrph\\_03/MG003\\_371-388.pdf](http://www.minsocam.org/msa/Monographs/Mngrph_03/MG003_371-388.pdf)
- Haden, W. L. (s.f.). *Attapulgit: Properties and Uses* . New Jersey.
- Health and Safety Laboratory. (Marzo de 2000). *Health and Safety Executive*. Recuperado el 18 de Noviembre de 2017, de Health and Safety Executive: <http://www.hse.gov.uk/research/otopdf/1999/oto99089.pdf>
- IADC. (2014). *IADC Drilling Manual*. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017, de International Association of Drilling Contractors: <http://www.iadc.org/wp-content/uploads/2015/08/preview-fl.pdf>
- Instituto Americano del Petróleo. (2001). Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación . En *Manual de Fluidos de Perforación*. Texas: Energy API. Recuperado el Noviembre de 2017
- Issuu. (16 de Diciembre de 2009). *Fluidos de control*. Recuperado el 22 de Noviembre de 2017, de <https://issuu.com/biliovirtual/docs/fluidos-de-control>
- Labequim. (s.f.). *Estereomicroscopios*. Recuperado el Noviembre de 2017, de Instrumentación para Laboratorio: <http://www.labequim.com.mx/html/EZ4HD.htm>
- Larsen, D. H. (1952). Use of Clay in Drilling Fluids. *Clays and Clay Minerals*, 269-281.
- Mott, R. (2006). Viscosidad de los fluidos. En R. Mott, *Mecánica de Fluidos* (Sexta ed.). México: Pearson Educación. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017
- Oil & Gas Portal. (s.f.). *Drilling Technologies*. Recuperado el 22 de Noviembre de 2017, de <http://www.oil-gasportal.com/drilling/technologies/?print=pdf>
- OLADE. (1978). Metodología de Exploración Geotérmica. *Fases de Reconocimiento y Prefactibilidad*, (págs. 11-26). Quito, Ecuador. Recuperado el 19 de Noviembre de 2017, de <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0238.pdf>
- Polío, J. (2017). Equipo de perforación y sus componentes principales. *Perforación Geotérmica*, (págs. 22-74). Santa Tecla. Recuperado el 20 de Noviembre de 2017

- Quezada, A. (2017). *Minerales de Alteración Hidrotermal . Fundamentos de Geología y Vulcanismo*, (págs. 11-26). Santa Tecla. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017
- Rigchina. (s.f.). *Filtro Prensa API Baja Presión, Temperatura Baja (LPLT)*. Recuperado el Noviembre de 2017, de <http://trends.directindustry.es/rigchina-group-company/project-39431-126605.html>
- S. Robertson, R. H. (s.f.). *Some notes on attapulгите*. Praga.
- Sánchez, R. (2015). *Optimización del fluido de perforación para superar problemas potenciales en perforación de pozos en el Lote Z-1 Yacimiento Corvina - Región Tumbes*. Tesis de grado, Universidad Nacional de Piura, Facultad de Ingeniería de Minas, Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo, Piura. Recuperado el 24 de Noviembre de 2017, de <http://repositorio.unp.edu.pe/bitstream/handle/UNP/980/MIN-SAN-VIL-15.pdf?sequence=1>
- Schlumberger. (2004). *Introducción a los Fluidos de Perforación. Programa de Entrenamiento Acelerado para Supervisores*.
- Schlumberger. (s.f.). *Rotary Drilling* . Recuperado el 20 de Noviembre de 2017, de Oilfield Glossary : [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/rotary\\_drilling.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/rotary_drilling.aspx)
- Sino Mud. (s.f.). *Drilling Test Equipment Mud Balance*. Recuperado el 22 de Noviembre de 2017, de Your One-stop Drilling Fluids Source: [https://pycxzc.en.alibaba.com/product/60156389683-800890112/Drilling\\_test\\_equipment\\_Mud\\_Balance\\_True\\_Water\\_Mud\\_Balance\\_Digital\\_Display\\_Mud\\_Balance.html](https://pycxzc.en.alibaba.com/product/60156389683-800890112/Drilling_test_equipment_Mud_Balance_True_Water_Mud_Balance_Digital_Display_Mud_Balance.html)
- Sipag Bisalta. (s.f.). *la Bentonite*. Recuperado el 22 de Noviembre de 2017, de la Bentonite: <http://www.bentonite.it/bentonite-structure.php>
- Torio de Henríquez, E. (Noviembre de 2017). *Estimación de porcentajes en minerales. Santa Tecla, El Salvador* . Recuperado el Noviembre de 2017
- Verduguéz, P., & Carvajal , C. (2015). *Lodos de Perforación: Funciones. Curso de Lodos de Perforación Base Agua*, (pág. 4). La Paz, Bolivia. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017
- Williamson, D. (2013). *Defining Drilling Fluids: Drilling Fluid Basics. Oilfield Review Spring, 25(1), 63-64*. Recuperado el 23 de Noviembre de 2017, de Schlumberger: [http://www.slb.com/resources/oilfield\\_review/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors13/spr13/defining\\_fluids.ashx](http://www.slb.com/resources/oilfield_review/~media/Files/resources/oilfield_review/ors13/spr13/defining_fluids.ashx)
- Zhang, T., Li, T., Liu , Y., Li, Y., Guo, G., Cui, J., & Zhou, F. (2016). *Preparation and Rheological Properties of Attapulгите Gel for Aqueous Suspensions. Advances in Computer Science Research, 59, 1356-1368*. Recuperado el 24 de Noviembre de 2017

