

EVALUACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO UTILIZANDO NANOPARTÍCULAS PARA LA INHIBICIÓN DE ARCILLAS Y MEJORAMIENTO DE LA LUBRICIDAD EN LA FORMACIÓN COLORADO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

NORIEGA HERNÁNDEZ MATEO  
NÚÑEZ OLAYA CARLOS ANDRÉS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.

2020

EVALUACIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO UTILIZANDO NANOPARTÍCULAS PARA LA INHIBICIÓN DE ARCILLAS Y MEJORAMIENTO DE LA LUBRICIDAD EN LA FORMACIÓN COLORADO EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

NORIEGA HERNÁNDEZ MATEO  
NÚÑEZ OLAYA CARLOS ANDRÉS

Proyecto integral de grado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Directora:  
Ana María Ulloa Castañeda  
Ingeniera de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.

2020

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

---

**Adriangela Chiquinquirá Romero**

---

**Nelson Fernández**

Bogotá D.C., Agosto de 2020

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del CLAUSTRO

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ-PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA**

Vicerrectoría Académica y de Investigaciones

**Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALEZ**

Vicerrector Académico y Financiero

**DR. RICARDO ALFONSO PEÑARANDO**

Secretaria General

**ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN**

Decano Facultad de Ingenierías

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## DEDICATORIA

*Dedico esto a mis padres por hacer posible este sueño, por confiar en mí y apoyarme en cada etapa de mi vida, no importa donde estén, siempre estaré con ustedes en cuerpo y alma. A mis hermanos que me ayudaron de alguna u otra manera en estos 5 años. A Alejandra Guachetá por su apoyo incondicional en los momentos más duros. A mi primo Carlos Eduardo tirado por el apoyo brindado al iniciar el proyecto. A la ingeniera Laura Valencia que fue la base para este proyecto, sin su ayuda este proyecto no hubiese sido posible. Al ingeniero Carlos Ospina porque fue quien nos ayudaron a iniciar el proyecto en Halliburton. Una mención especial al equipo de los laboratorios de Halliburton que nos apoyaron en todas las dudas que tuvimos y nos recibieron como a uno más. Y por último A mi amigo Carlos porque tuve la oportunidad de conocerlo mejor y darme cuenta la gran persona que es.*

**Mateo Noriega Hernández**

## DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a mis padres que sin importar las circunstancias siempre me han apoyado en cualquier decisión que tomo y con su guía me han hecho la persona que soy hoy en día. A mi hermano Juan Pablo quien a pesar de las diferencias no ha dejado de quererme y apoyarme. Mis Abuelos por siempre estar pendientes de mí. Mi tío Walter que siempre estuvo para guiarme en todo este camino brindándome un apoyo incondicional. A la ingeniera Laura Valencia que fue la base para este proyecto. Un agradecimiento especial a la Ingeniera Ana María Ulloa porque sin su paciencia y su guía este proyecto no sería posible. A los ingenieros Carlos Ospina y Juan Gustavo porque fueron los que nos ayudaron a iniciar el proyecto en Halliburton. Una mención especial al equipo de los laboratorios de Halliburton que nos apoyaron en todas las dudas que tuvimos y nos recibieron como a uno más. A mi amigo Mateo por darme la oportunidad de realizar este proyecto a su lado.*

**Carlos A. Núñez Olaya**

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente a Dios y a nuestras familias, por el apoyo incondicional que recibimos, a nuestros amigos y compañeros que creyeron en nosotros y a los que aún desde el cielo nos brindan su apoyo incondicional. De manera muy especial a la Ingeniera Ana María Ulloa por su orientación, dedicación, paciencia y apoyo incondicional en cada etapa de este proyecto.

A La UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por formarnos como profesionales, como personas y como ciudadanos, motivados por la investigación en las diferentes áreas del conocimiento.

HALLIBURTON LATIN AMERICA S R L SUCURSAL COLOMBIA por brindarnos el apoyo, soporte técnico e información necesaria para llevar a cabo el proyecto de investigación.

A la ingeniera Natalia Ospina de PETRORAZA S.A.A quien nos ayudó con la donación de las nanopartículas que fueron la base para la realización de las pruebas de laboratorio Guía

## CONTENIDO

	pág
<b>INTRODUCCIÓN</b>	18
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	20
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	20
1.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA	20
1.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA NANOTECNOLOGÍA	21
<b>2. METODOLOGIA Y DATOS</b>	30
2.1 ETAPA1. DESARROLLO LODO BASE	31
2.1.2 pruebas iniciales	32
2.2 ETAPA 2. ADICIÓN DE NANOADITIVOS	42
2.3 ETAPA 3. DESARROLLO DEL LODO CON NANOADITIVOS	43
2.4 ETAPA 4. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO	43
<b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS</b>	44
3.1 RESULTADOS PRUEBAS API FÍSICAS	44
3.2 PRUEBAS QUÍMICAS	51
3.3 PRUEBAS ESPECIALES	53
<b>4. CONCLUSIONES</b>	57
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	59
<b>ANEXOS</b>	61

## LISTA DE FIGURAS

	pág
<i>Figura 1. Reacción Esméctica hidratada</i>	23
<i>Figura 2. Balanza de lodo</i>	24
<i>Figura 3. Viscosímetro Rotacional</i>	25
<i>Figura 4. Celdas de filtrado</i>	26
<i>Figura 5. Caja pruebas Químicas</i>	27
<i>Figura 6. Equipo de hinchamiento lineal</i>	28
<i>Figura 7. Equipo de Lubricidad</i>	29
<i>Figura 8. Descripción del Proceso</i>	30
<i>Figura 9. Proceso Filtrado API</i>	32
<i>Figura 10. pH</i>	33
<i>Figura 11. Contenido de Solidos</i>	34
<i>Figura 12. Viscosidad de Embudo</i>	34
<i>Figura 13. Densidad API</i>	35
<i>Figura 14. Reología</i>	36
<i>Figura 15. Alcalinidad</i>	37
<i>Figura 16. Cloruros</i>	38
<i>Figura 17. Dureza</i>	38
<i>Figura 19. Procedimiento hinchamiento lineal</i>	39
<i>Figura 20. Prueba de lubricidad</i>	40
<i>Figura 21. Prueba Filtrado HPHT</i>	41
<i>Figura 22. Viscosidad Plástica</i>	45
<i>Figura 23. Punto cedente [YP]</i>	46
<i>Figura 24. Resistencia Gel FM Colorado</i>	47
<i>Figura 25. Resistencia Gel FM Mugrosa</i>	48
<i>Figura 26. Filtrado Formación Colorado</i>	49
<i>Figura 27. Filtrado Formación Mugrosa</i>	50
<i>Figura 28. Revoques</i>	50
<i>Figura 29. Hinchamiento Lineal Formación Colorado</i>	53
<i>Figura 30. Hinchamiento Lineal Formación Mugrosa</i>	54
<i>Figura 31. Lubricidad en Formación Colorado</i>	55
<i>Figura 32. Lubricidad de Formación Mugrosa</i>	56

## LISTA DE TABLAS

	pág
<i>Tabla 1. Formulación del lodo</i>	42
<i>Tabla 2. Formulación con Nano aditivos</i>	43
<i>Tabla 3. Densidad del lodo</i>	44
<i>Tabla 4. Viscosidad Embudo</i>	44
<i>Tabla 5. Retorta</i>	49
<i>Tabla 6. Resultados Pruebas Químicas</i>	51
<i>Tabla 7. Resultados Reunidos y desviación estándar</i>	61

## LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Relación Solidos /agua y relación aceite / agua	33
Ecuación 2. Viscosidad Plástica del Lodo	35
Ecuación 3. Punto Cedente / Yield Point	35
Ecuación 4. Medición de alcalinidad	36
Ecuación 5. Cantidad de cloruros	37
Ecuación 6. Dureza Cálcica	39

## ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo
<b>Bbls</b>	Barriles
<b>cc</b>	Centímetros cúbicos
<b>cP</b>	Centipoises
<b>ft</b>	Pies
<b>ft<sup>2</sup></b>	Pies cuadrados
<b>HPHT</b>	Alta presión y alta temperatura
<b>In</b>	Pulgadas
<b>lb</b>	Libra
<b>lpb</b>	Libra por barril
<b>lpg</b>	Libra por galón
<b>ml</b>	mililitro
<b>Mf</b>	medida de fenolftaleína
<b>Min</b>	minuto
<b>Hrs</b>	Horas
<b>MW</b>	Densidad del lodo
<b>Pf</b>	Punto de Fenolftaleína
<b>pH</b>	Potencial de Hidrógeno
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>psi</b>	Libras por pulgada cuadrada
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto Plástica
<b>VP</b>	Viscosidad plástica
<b>YP</b>	Yield point

## GLOSARIO

**DENSIFICANTE:** material sólido de alta gravedad específica y finamente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación.

**INHIBIDOR:** agente químico agregado a un sistema de fluidos para retardar o prevenir una reacción indeseable que tiene lugar en el fluido o con los materiales presentes en el ambiente adyacente.

**REOLOGÍA:** estudio de la manera en que se deforma y fluye la materia; incluye su elasticidad, plasticidad y viscosidad.

**LODO INHIBIDO:** un lodo que retarda o detiene la hidratación, hinchamiento y desintegración de las lutitas.

**LUTITAS:** roca sedimentaria de textura detrítica compuesta por partículas de tamaño 1/16 hasta 1/256 mm, constituida por cuarzo, limos y feldespatos.

**NANOPARTÍCULA:** es una partícula microscópica con tamaño de hasta 100 nm, que debido a su naturaleza tienden a ser más reactivas que en condiciones normales (macroscópicas). Actualmente son usadas en la medicina e industria en general.

**POLÍMERO:** es una molécula grande compuesta de unidades que se repiten. Los polímeros pueden calificarse por su estructura por su estructura y ser lineales, ramificados o cíclicos. En solución las cadenas de polímeros entrelazados pueden crear redes, presentando un comportamiento de viscosidad complejo

**REVOQUE:** capa delgada formada por la disposición de los sólidos del fluido de perforación en la pared del pozo; disposición que es causada por la presión de la columna de lodo. Debe ser impermeable, maleable, resistente y delgado. Según La Norma API 13B-1, el espesor del revoque se mide en 1/32" y se recomienda no sea mayor a 2/32".

**RESISTENCIA GEL:** el esfuerzo cortante medido a baja velocidad de corte después de que un lodo ha quedado en reposo durante un período (10 segundos y 10 minutos en el procedimiento normalizado del API).

**HPHT:** alta presión, alta temperatura.

**TIXOTROPÍA:** es la característica de un fluido, tal como algunos lodos de perforación, de formar una estructura gelificada con el tiempo cuando no está sujeto a cizalladura y luego fluidificarse cuando es agitado.

**VISCOSIFICANTE:** son productos que se agregan a los fluidos para mejorar la habilidad de estos para remover los cortes del hoyo y suspender el material

densificaste durante las maniobras. Los materiales más utilizados son las arcillas y los polímeros.

**LUBRICIDAD:** una medida del grado de lubricación.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> SCHLUMBERGUER. Oilfield Glossary. Schlumberguer all rights reserved. 2020. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>

## RESUMEN

El presente trabajo de grado se realizó con el objetivo de evidenciar el desempeño a nivel de laboratorio de nanopartículas como inhibidores de arcilla y lubricantes en un lodo base agua usado para la perforación de la formación Colorado, y en la formación Mugrosa, mediante pruebas Especificadas en la norma API 13B- para un lodo base agua (Water Base Mud [WBM]). Las cuales se dividen en pruebas físicas del tipo: densidad; viscosidad embudo, reología, filtrado API, cantidad de sólidos y pruebas químicas como lo son: alcalinidad; dureza Cálctica y cantidad de cloruros, estas pruebas con el fin de evaluar la influencia de la adición de nanopartículas en las propiedades básicas del fluido Adicional se corrieron la prueba de alta presión; alta temperatura (HPHT), lubricidad, hinchamiento lineal (Linear Swelling Meter [LSM]) y la prueba de lubricidad de tipo presión extrema (Extreme Pressure [EP]).

En Las pruebas básicas se observó un comportamiento estable en cuanto a densidad y viscosidad; en la reología hubo un incremento en la viscosidad plástica cercana a 13% que indicó un mayor número de solidos suspendidos, sin embargo la mejoras en el filtrado se evidenció al disminuir cerca de 20% y una mejor calidad del cake. Complementando las anteriores pruebas realizadas a la formulación del lodo de la formación Colorado, se comparó el porcentaje de hinchamiento en un fluido base con concentraciones de inhibición previamente establecidas y usadas en la formulación, con un fluido con nano-partículas disminuyendo de esta forma en un 13% el hinchamiento de los cortes analizados. En las pruebas de lubricidad se obtiene una mejora en el coeficiente de lubricidad cercana a 18%. Mejorando de esta forma el desempeño del fluido al adicionar las nanopartículas al fluido.

Palabras claves: Hinchamiento lineal, lubricidad, Filtrado Lodo, Reología.

## **ABSTRACT**

In the present grade work, the project was carried out with the objective of evidencing the performance at a laboratory level of nanoparticles as clay inhibitors and lubricants in a water-based mud used for drilling the Colorado formation, and in the Mugrosa formation, through tests specified in API 13B- standard for a water base mud (WBM). Which are divided into physical tests of the type: density; funnel viscosity, rheology, API filtering, number of solids and chemical tests such as: alkalinity; Calcium hardness and amount of chlorides, these tests in order to evaluate the influence of the addition of nanoparticles on the basic properties of the fluid. The high-pressure test was run; high temperature (HPHT), lubricity, Linear Swelling Meter [LSM] and the Extreme Pressure [EP] test.

In the basic tests, a stable behavior was observed in terms of density and viscosity; however, in rheology there was an increase in plastic viscosity close to 13%, which indicated a greater number of suspended solids, however, improvements in filtering were evidenced by decreasing about 20% and better cake quality. Complementing the previous tests carried out to the formulation of the mud of the Colorado formation; the percentage of swelling in a base fluid was compared with previously established inhibition concentrations used in the formulation, with a fluid with nanoparticles, thus reducing the swelling of the sections analyzed by 13%. In the lubricity tests, an improvement in the lubricity coefficient of close to 18% is obtained. Thus, improving the performance of the fluid by adding the nanoparticles to the fluid.

Key Words: Linear Swelling, lubricity, mud filtering, Rheology

## INTRODUCCIÓN

Uno de los aspectos más importantes durante las operaciones de perforación, y en general a toda la vida del pozo está asociado al diseño de los fluidos de perforación, que un buen diseño de lodo debe garantizar el control de las presiones internas del pozo (columna hidrostática), mantener estables las paredes del pozo, traer los recortes y perforados hasta la superficie, proporcionar energía hidráulica y lubricidad a la broca, mantener la formación en un daño apropiado, Mantener los sólidos en suspensión en estado estático (tixotropía), soportar los pesos de la sarta de perforación y del revestimiento presentes en la vida del pozo, evitar daños en la permeabilidad del yacimiento, permitir la obtención de información sobre el pozo, proteger todos los equipos de pozo de la corrosión y otros factores que puedan generar una necesidad de mantenimiento.<sup>2</sup>

El presente Trabajo de Grado tiene como objetivo analizar a nivel de laboratorio el comportamiento del desempeño del lodo de perforación base agua implementado en la formación Colorado de un Campo localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con respecto a un lodo modificado con nanopartículas de base sílica.

Uno de los métodos más novedosos son las nanopartículas las cuales a escala nano, como su nombre lo indica pueden llegar a ser más eficaces al momento de un tratamiento y aplicación en los fluidos de perforación como en las operaciones de recobro. Inicialmente se han venido trabajando este tipo de aditivo en controles de filtrado para dimensionar la efectividad en comparación a los métodos convencionales<sup>3</sup>, ante resultados positivos que se han venido evidenciado en adiciones a campos en específico, en materia de contexto se ha trabajado con oxido de grafeno para la disminución del daño de formación en campo Castilla con nano-aditivos<sup>4</sup> los cuales fueron provenientes de Estados Unidos, probados de igual manera en territorio americano para la estabilidad de lutitas, De esta manera se han trabajado también sin mucho éxito nano partículas en la inhibición de arcilla en el

---

<sup>2</sup> LEGUÍZAMO OCHOA, Daniel Rodrigo. Propiedades Fundamentales del fluido de perforación. Bogotá D.C. 2018. Cap 1. P. 9.

<sup>3</sup> VALENCIA QUICENO, Laura Maritza. Efecto de la distribución del tamaño de partículas a escala nanométrica en los fluidos de perforación base agua: Reducción del filtrado y espesor del revoque. Medellín. 2019. p. 88. Magister en Ingeniería – Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Escuela de Procesos y Energía. Departamento de Ingeniería.

<sup>4</sup>GARCÍA CALVO, Ana Melisa. MANJARREZ CALDERÓN Fabián Iván. evaluación técnica de un fluido de perforación base agua utilizando como aditivo nanopartículas de óxido de grafeno a escala de laboratorio para la inhibición de lutitas en los campos castilla y Chichimene de Ecopetrol S. A. Bogotá D.C. 2018. p. 155. ingeniero de petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. Ingeniería de petróleos.

campo castilla a nivel de laboratorio<sup>5</sup>, implementando nano aditivos de sílice fusionados con hierro de origen americano, contrastados con nano-partículas de sílice en fluido de acarreo de origen colombiano, sin un resultado representativo en cantidad muy reducidas, de igual manera los autores en sus recomendaciones propone que se mejore el uso de los nano aditivos nacionales con una implementación en mayor concentración a lo que se usó en la prueba, para lograr conseguir una disolución mayor y de esta manera compara con los aditivos norte americanos, los cuales han sido usados en los experimentos en fluidos base agua en lugares como Omán y Canadá.

Con este trabajo se busca demostrar la capacidad operativa de la nanotecnología a nivel de laboratorio para mejorar las condiciones de lubricidad e inhibición de arcillas en un lodo base agua usado actualmente en un campo de la formación colorado, lo cual, de ser demostrado, puede optimizar la eficiencia operativa de los campos en Colombia, Para la formación Colorado por parte de Halliburton Colombia no se han realizado estudios ni pruebas previas acerca del uso de nano-partículas el fluido de perforación, es por esto que es una oportunidad de probar el desempeño que tienen los nano-aditivos en este tipo de formaciones con alta presencia de arcillas.

El objetivo general de este trabajo de grado la evaluación en el desempeño de la adición de nanopartículas en un lodo base agua para mejoramiento de inhibición de arcillas y lubricidad en la zona intermedia durante operaciones de perforación en un pozo de la Formación Colorado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en donde los objetivos específicos planteados son:

- Evaluar el desempeño a nivel de laboratorio del fluido base agua usado actualmente en la perforación de un pozo de la Formación Colorado mediante pruebas fisicoquímicas.
- Evaluar el desempeño de un fluido base agua a nivel de laboratorio empleando un nano-aditivo para la inhibición de arcillas y lubricidad mediante pruebas fisicoquímicas.
- Establecer la eficiencia en laboratorio de los nano-aditivos para la inhibición de arcillas y lubricidad en un fluido de perforación base agua, respecto al lodo base.

Este estudio se centra en la hipótesis que busca mediante la adición de nano-partículas al fluido de perforación base agua mejorar las propiedades físico-químicas para un mejor control y una mayor estabilización de las arcillas al momento de perforar, de manera conjunta mejorará la lubricidad en el fluido a trabajar.

---

<sup>5</sup> SÁNCHEZ RUSSO, Laura Eugenia. VIVEROS RAMOS, Miguel Ángel. evaluación técnica a escala laboratorio de un fluido de perforación base agua utilizando nanopartículas de Im-200 para la inhibición de lutitas en el campo castilla de Ecopetrol s.a. Bogotá D.C. 2017. p. 102 ingeniero de petróleos. Fundación Universidad de América. Facultad de ingeniería. Ingeniería de petróleos

## 1. MARCO TEÓRICO

En el siguiente capítulo hablaremos de la importancia de un fluido de perforación, sus distintos tipos, junto con los avances que se han mostrado a nivel mundial con la nanotecnología y una breve descripción de las pruebas a realizar

### 1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación desde el inicio de la industria han jugado un papel muy importante, dado que una buena perforación se realiza con un gran desempeño del fluido de perforación<sup>6</sup>, dado que es el encargado de mantener la presión hidrostática en todo el pozo y ser la primera barrera para controlar influjos. Dentro de otras funciones que da el lodo tenemos la estabilidad del perforado para evitar derrumbes (cavings) en la perforación a esta función<sup>7</sup>. Es también el encargado de remover todos los recortes para evitar pegas a lo largo de la tubería<sup>8</sup>, dar estabilidad química al pozo de manera que las interacciones entre el fluido y el perforado, en estos casos se busca sobre todo en fluidos base agua (Water Base Mud; WBM) en los cuales se usan en ciertas ocasiones sólidos no dispersos con el fin de encapsular o minimizar y mitigar posibles interacciones entre el hueco y formación cuando se trata de formaciones reactivas<sup>9</sup>. De este mismo modo la fase continua debe cumplir con la característica de poder lubricar y enfriar la broca, para que esta pueda tener una vida útil prolongada, adicional a esto también se encarga de bajarle la temperatura a toda la sarta así mejorando las condiciones en el perforado<sup>10</sup>. Pero la responsabilidad del lodo también se da en superficie, llevando la mayor información posible sobre el perforado en los recortes que llegan a las zarandas<sup>11</sup>, junto con brindar el soporte parcial a la sarta de perforación<sup>12</sup>.

### 1.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA

El agua al ser el recurso hídrico por excelencia, al ser el material más abundante en el planeta y el solvente natural por excelencia puede ser tratado como la base de la mayoría de los lodos asegurando una mezcla de casi todos los compuestos, a diferencia del lodo base aceite (Oil Base Mud. OBM) este no contamina de la misma

---

<sup>6</sup> BAKER HUGHES. Drilling Fluids references Manual [PDF]. Segunda edición. 2017. Capítulo 1. p. 9.

<sup>7</sup> Ibid. p. 8.

<sup>8</sup> Ibid. p. 8.

<sup>9</sup> Ibid. p. 8.

<sup>10</sup> Ibid. p. 8.

<sup>11</sup> BAKER HUGHES, Drilling Engineering Workbook [PDF], Op, Cit., p. 11

<sup>12</sup> Ibid; p. 12.

manera y tiene un proceso de tratamiento más “sencillo” en contados casos. De esta misma manera es válido resaltar que al tener un pH neutro es ideal para trabajar en todo lugar (el agua).

La mayor complejidad de los lodos base agua; es el hinchamiento de arcillas las cuales como se reconoce por literatura son un gran problema para la perforación dado que son causantes de pegas las cuales generan un aumento en los NPT's, sin embargo, se han hecho avances en la tecnología como lo son los inhibidores de arcillas.

### 1.3 IMPLEMENTACIÓN DE LA NANOTECNOLOGÍA

Desde hace más de una década se ha implementado la nanotecnología a nivel comercial, sin embargo, desde 1959 el premio nobel de física el profesor Richard Feynman en su trabajo “En el fondo hay espacio de sobra”<sup>13</sup> (There's a Pretty Room at the Bottom) fue el primer hombre en hacer referencia a la nano tecnología, pero no fue hasta 1974 que Torino Taniguchi<sup>14</sup> introdujo el termino nanotecnología. De esta manera se vino una nueva ideología al mundo en términos de ciencia donde se establece según la National Nanotechnology Initiative junto a la IUPAC que los elementos nanos se establecen así cuando sus dimensiones son entre 1 – 100 nanómetros, esto con el fin de aprovechar esta escala sus propiedades.

Aun así se ha buscado mejorar las condiciones reológicas del lodo aprovechando las propiedades que este tamaño puede llegar a brindar, sin embargo la mayoría de los trabajos a nivel de campo son el tratamiento de los casos donde los materiales que ya se han usado previamente como lo es la carboximetilcelulosa (CMC) y el Xanthan que estudios demuestran que pueden generar efectos secundarios en los pozos cuando hay una degradación térmica<sup>15</sup> los cuales generan acciones directas no esperadas sobre la cara del perforado. Ante estos estudios las nanopartículas más utilizadas a nivel laboratorio son: el óxido de grafeno; nano tubos de carbono y nano sílice, esto mediante estudios realizados por Halliburton Baroid en Oman<sup>16</sup>,

---

<sup>13</sup> SPETC; 30 sep - 4 oct; 2019. Curso Introducción a la Nanotecnología. Neiva; SPE; 2019.

<sup>14</sup> Ibid, p. 6

<sup>15</sup> NASCIMENTO, D.R., OLIVEIRA, B.R., Saide, V.G.P., MAGALHÃES, S.C., SCHEID, C.M., CALÇADA, L., Effects of particle-size distribution and solid additives in the apparent viscosity of drilling fluids, Journal of Petroleum Science and Engineering (2019), doi: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106275>.

<sup>16</sup> Ibid, p. 3.

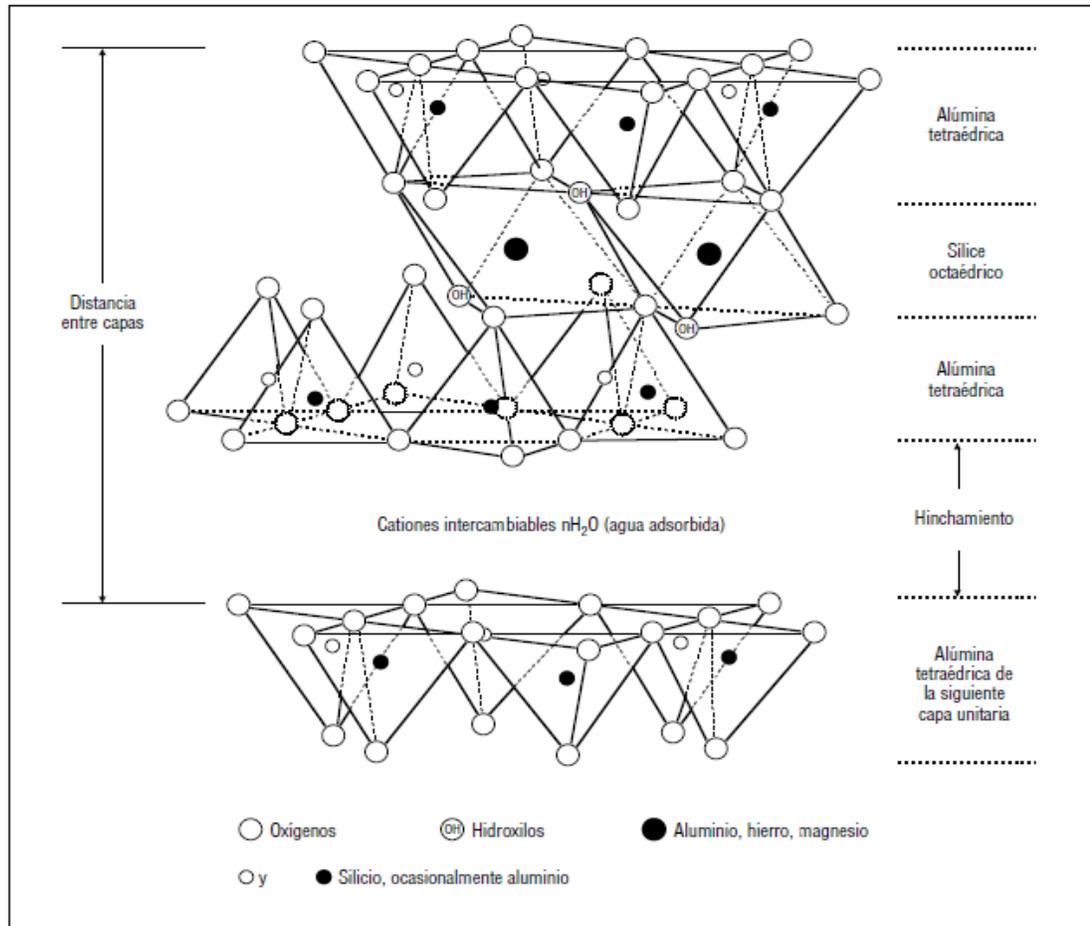
junto con mediciones de laboratorio por M-I SWACO (a Schlumberger Company) en Francia<sup>17</sup>.

De esta manera se busca emplear los beneficios en el tamaño de las partículas en las arcillas con el fin de entender su comportamiento de hinchamiento. Cabe resaltar que las arcillas más hinchables que se da en la literatura son: “las montmorillonitas laminares dado a su formación laminar al contacto con agua dulce se hinchan hasta en donde se unen y por ende las capas individuales se debilitan y las capas pueden separarse” (manual de fluidos de perforación) como puede apreciarse la estructura de la esméctica en la figura 1. De esta manera mediante pruebas de laboratorio se evidenciará el comportamiento de las nanopartículas en el hinchamiento de las arcillas y si hay alguna influencia considerable en la lubricidad del lodo.

---

<sup>17</sup> OFFSHORE MEDITERRANEAN CONFERENCE AND EXHIBITION. (11 th, March 20-22, 2013). Nanotechnology application in drilling fluids. SPE. 2013. p. 11.

Figura 1. Reacción Esméctica hidratada



Fuente: MI SWACO. Chemistry of shales. Drilling Fluids Engineering Manual Version 2.0 [PDF]. 2001 - Spanish Version Copyright M-I L.L.C.

## 1.4 PRUEBAS ESPECIALES PARA REALIZAR EN EL FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SU VARIACIÓN AL IMPLEMENTAR NANOPARTÍCULAS

1.4.1 Densidad. La densidad del lodo es primordial Principalmente al manejo de presiones. Aumentando la profundidad se aumenta la presión, esto conllevando a que el peso del lodo se tenga que aumentar para equilibrar condiciones y mantener estable la pared del hoyo. Otro aspecto fundamental que constituye el porcentaje de sólidos, tamaño y tipo presentes en el fluido, dado a sus características de mantener en suspensión estas partículas, facilitando su transporte hacia la

superficie<sup>18</sup>. En estas pruebas la nanopartícula no afecta dado el bajo el bajo peso del aditivo.

Figura 2. Balanza de lodo



Fuente: LEGUÍZAMO, Rodrigo. Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Solid Control School. Bogotá D.C. mayo. 2018. p. 39.

1.4.2 Reología. La prueba de reología consiste en usar un viscosímetro rotacional el cual funciona con una caja de cambios a 6 distintas velocidades ( $\Theta 600$ ,  $\Theta 300$ ,  $\Theta 200$ ,  $\Theta 100$ ,  $\Theta 6$  y  $\Theta 3$ ) esto con el fin de observar el comportamiento del fluido. De esta prueba podemos obtener los resultados de las pruebas como: Viscosidad plástica; la cual indica la fricción mecánica entre el fluido- fluido, fluido sólido<sup>19</sup>. El punto cedente es otra propiedad que la reología nos da de manera conjunta con la anterior propiedad de la viscosidad plástica, la cual muestra el esfuerzo cortante mínimo necesario para la deformación de un fluido y comience a desplazarse. También esta las resistencias de los geles las cuales se definen como el esfuerzo de corte del lodo a una baja tasa después que el fluido ha estado estático por un

<sup>18</sup> LEGUÍZAMO, Rodrigo. Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Solid Control School. Bogotá D.C. mayo. 2018. p. 39

<sup>19</sup> LEGUÍZAMO, Rodrigo. Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Solid Control School. Bogotá D.C. mayo. 2018. p. 173

cierto periodo específico (generalmente 10 segundos ,10 minutos e inclusive 30 minutos de ser necesario)<sup>20</sup>. De ser necesario para el nano-aditivo se estipulan que la reología se haga en HPHT para ver si se mantienen las mismas propiedades que en las pruebas API establecidas, esto con el propósito de ver desgaste en el aditivo.

Figura 3. Viscosímetro Rotacional



Fuente: FANN INSTRUMENTS. Product Catalog. Houston, Texas, United States of America. 2016. p. 10. Fann Instrument Company.

1.4.3 Filtrado API y HPHT. En esta prueba se busca revisar especialmente la cantidad de líquido de traspasa el cake procedente de una lechada mantenida contra el medio permeable, impulsado por una presión diferencial. En este trabajo de grado se realizaron las pruebas de filtrado convencional mediante la celda de 100 PSIA (figura 4-a) y la prueba de HPHT que es llevada a presión y temperatura de yacimiento con una celda especializada (figura4-b), cabe resaltar que una gran

---

<sup>20</sup> LEGUÍZAMO, Rodrigo. Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Solid Control School. Bogotá D.C. mayo. 2018. p. 189

variación en esta prueba es la conformación del revoque, el cual debe presentar una mejora significativa en la cual debe llegarse a evidenciar en la disminución del filtrado, esto debido a la distribución y tamaño de partícula.

Figura 4. Celdas de filtrado



Fuente: FANN INSTRUMENTS. Product Catalog. Houston, Texas, United States of America. 2016. p. 26. Fann Instrument Company.

1.4.4 Pruebas Químicas. En esta etapa se revisan todas las propiedades químicas del lodo, iniciando con la prueba de alcalinidad que es referida a la capacidad que tiene una solución a mezclarse o reaccionar con un ácido, esta prueba se hace en tres etapas en las cuales se evalúan con el lodo, el filtrado del lodo hasta dejar la solución en un pH neutro (8.3) y con filtrado hasta volver la solución de tipo acida con un pH cercano al 4.3<sup>21</sup>. Siguiendo las recomendaciones de la API se trabaja la prueba de dureza en la cual se busca la medida total de cationes divalentes de calcio y magnesio en el fluido de perforación base agua y es reportada comúnmente en contenido de calcio<sup>22</sup>. Con fin de evaluar el

<sup>21</sup> ENERGY API, American Petroleum Institute. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN: Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. 2001.

<sup>22</sup> LEGUÍZAMO, Rodrigo. Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Solid Control School. Bogotá D.C. mayo. 2018. p. 291

comportamiento de los aditivos estas pruebas suelen realizarse más de una vez, determinar estas propiedades es clave para saber el comportamiento en cualquier implementación en el campo.

Figura 5. Caja pruebas Químicas



Fuente: FANN INSTRUMENTS. Product Catalog. Houston, Texas, United States of America. 2016. Página 45. Fann Instrument Company.

1.4.1 Capacidad de intercambios catiónicos (CEC). Esta prueba consiste en ver la reacción química que hay entre las arcillas, muchas de estas arcillas tienen características similares a las de la bentonita comercial utilizada en los lodos, este aditivo es utilizado para control de filtración y viscosidad. La bentonita comercial usada en la preparación de los lodos contribuye a la absorción del azul de metileno<sup>23</sup>, Prueba que consiste en ser una de las más rápidas que pueden darse tanto en campo como en laboratorio, la prueba consiste en adicionar azul de metileno a una concentración de 0,01N y se miden la cantidad de mL que sea utilizado para llegar al punto final de  $\text{mes}/100\text{g}$ <sup>24</sup>, este el cual se puede evidenciar cuando se logren las 3 capas visibles en la hoja de prueba.

<sup>23</sup> BAKER HUGHES. Drilling Fluids references Manual. Segunda edición. 2017. Capítulo 1. p. 33

<sup>24</sup> HALLIBURTON. Baroid Drilling fluids Handbook. Segundo Edición. 1998. Capítulo 11. p.332

1.4.2 Prueba en de Hinchamiento Lineal. Esta prueba se resume en la adición del fluido que se plantea trabajar con los cortes de perforación en un recipiente. Donde este es puesto a condiciones deseadas (presión y temperatura), para ver la interacción roca-fluido en cierto tiempo, para posteriormente retirar el corte y medir (si hubo o no) un crecimiento en el recorte también cabe destacar este mismo equipo mide la reactividad del agua en la arcilla<sup>25</sup>.

Figura 6. Equipo de hinchamiento lineal



Fuente: FANN INSTRUMENTS. Product Catalog. Houston, Texas, United States of America. 2016. Página 40. Fann Instrument Company.

1.4.3 Prueba de lubricidad. En esta prueba se simula la rotación de tubería contra las paredes del pozo, mediante la aplicación de presión entre un anillo rotativo, un bloque estático y el líquido de prueba en el medio. En el cual se mide el torque ejercido entre las dos superficies es con la laminilla de líquido y posteriormente se hace una corrección por medio del factor del equipo con agua<sup>26</sup>.

---

<sup>25</sup> Ibid. p. 332

<sup>26</sup>FLÓREZ ARDILA, Diana Carolina; SERRANO, Marcela Villamizar; LOZA, Jaime Alberto; CALDERÓN, Zuly H. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando strain gages. El Reventón Energético. Bucaramanga, Revista Fuentes: El Reventón Energético, Vol. 9, N° 2 de 2011 - Jul/Dic - pp 43/5

Figura 7. Equipo de Lubricidad

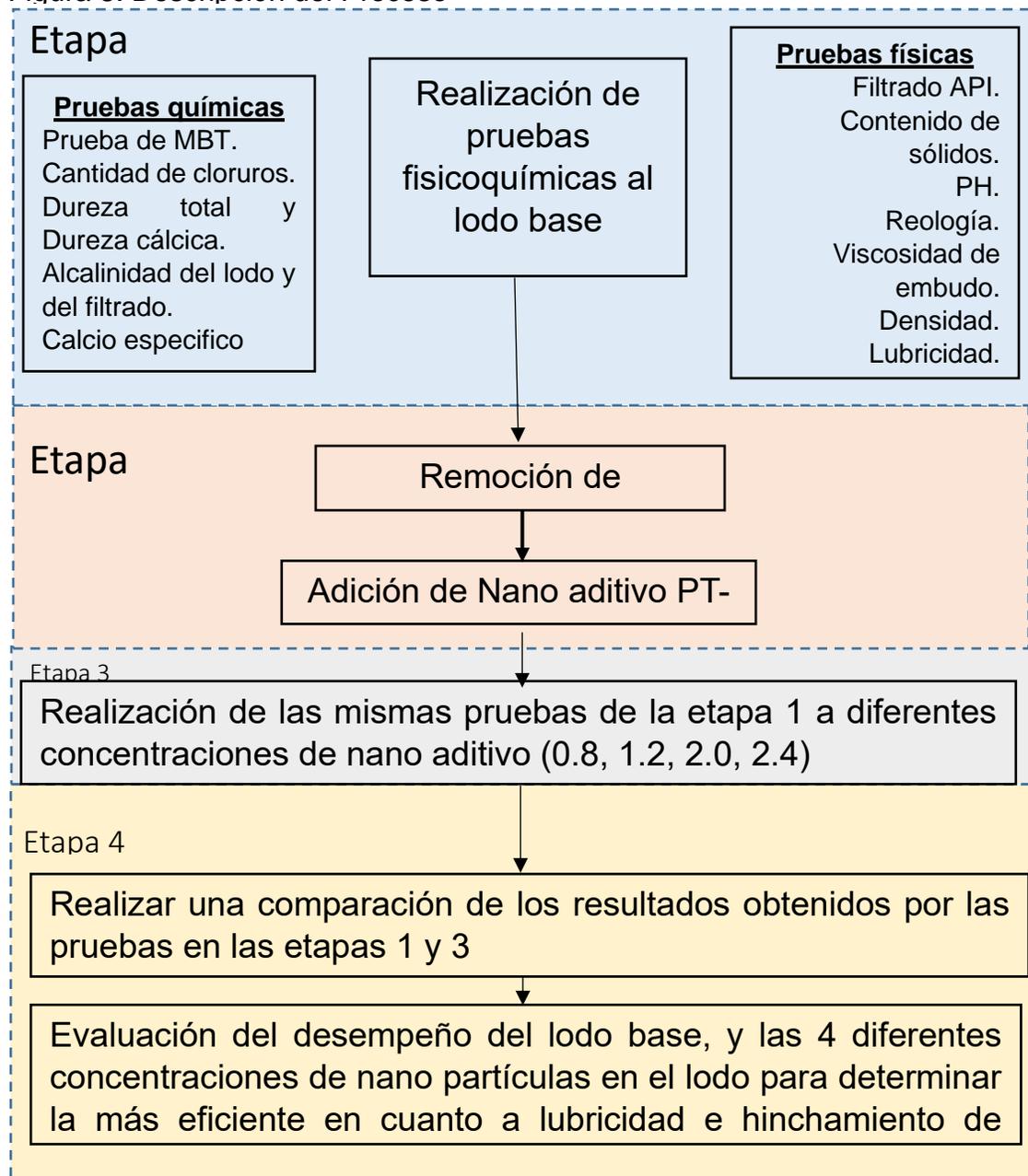


Fuente: FANN INSTRUMENTS. Product Catalog. Houston, Texas, United States of America. 2016. Página 30. Fann Instrument Company.

## 2. METODOLOGIA Y DATOS

En esta sección se describirá detalladamente la metodología aplicada y los datos que sirvieron de insumo para alcanzar los objetivos propuestos. El siguiente diagrama de flujo.

Figura 8. Descripción del Proceso



Fuente: Elaboración propia

## 2.1 ETAPA1. DESARROLLO LODO BASE

Durante esta etapa se hablará de las normativas usadas para la clasificación de la funcionalidad del nano-aditivo, las pruebas API que se le realizaron al lodo de la formación Colorado.

Para el estudio del fluido de perforación para la Formación mugrosa con solo dos concentraciones de nano partículas las cuales representaron los mejores resultados en la formación Colorado.

### 2.1.1 Normas Api.

#### 2.1.1.1 Api sepc 13<sup>a</sup>.

- Son las especificaciones para los fluidos que se deben usar en perforación, describe como estos deben ser usados, cumplir estándares, su compra, distribución y almacenados de manera adecuada.<sup>27</sup>

#### 2.1.1.2 Api 13.

- Es la norma la cual rige el procedimiento el cual se lleva a cabo en procesos con lodo base agua (Water Base Mud WBM) y las practicas que estos conllevan en campo. Como cualquier procedimiento en laboratorio para un estudio de fluido de perforación.<sup>28</sup>

#### 2.1.1.3 Api 13B ISO 10414.

- Son pautas las cuales deben cumplir los fluidos de perforación base agua (WBM) y base aceite (OBM), en el medio de pruebas físicas y químicas las cuales<sup>29</sup>

---

<sup>27</sup> API SEPC 13A. API Publishing Services, 1220 L Street NW, Washington, DC. 2010, p. 2.

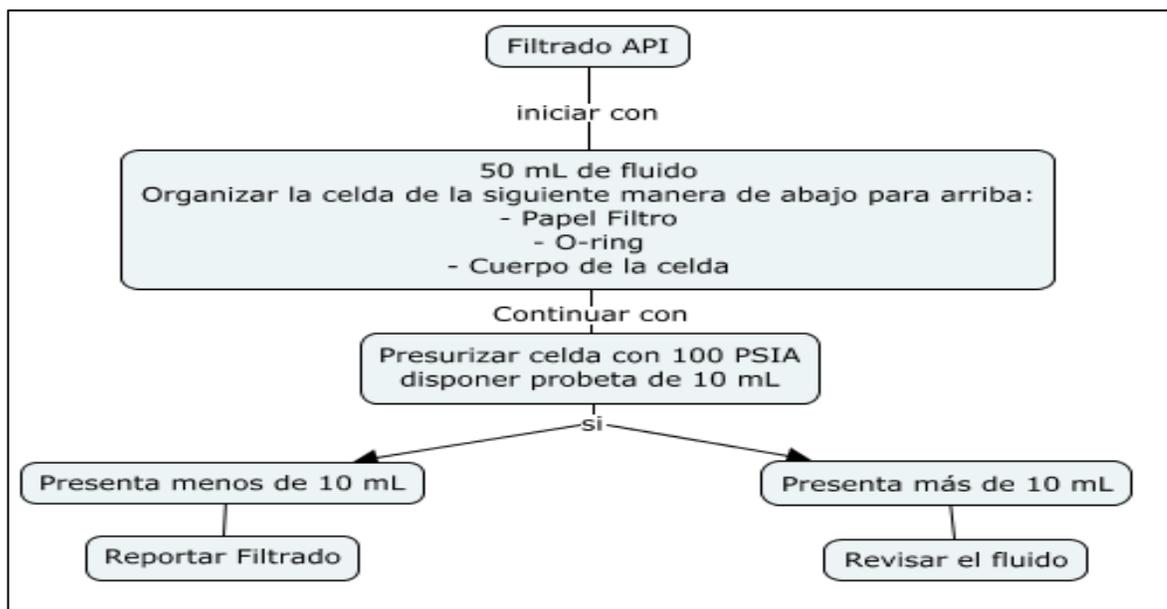
<sup>28</sup> API 13B. API Publishing Services, 1220 L Street NW, Washington, D.2005. p. 2.

<sup>29</sup>API 13B ISO 10414. API Publishing Services, 1220 L Street NW, Washington, DC.2009, 2.

2.1.2 Pruebas iniciales. La etapa 1 consiste en la realización de las pruebas en el lodo base tanto físicas como químicas para tener un punto de comparación con el nuevo aditivo, estas pruebas se basan principalmente en los estándares de la American Petroleum Institute (API) y cada una tiene un propósito diferente, descritos a continuación:

2.1.2.1 Filtrado API: Como se sabe en esta prueba se mide la filtración estática del fluido, la cual se ve influenciada por la altura y capacidad permeable del revoque, en estudios ya nombrados hechos en Omán, se evidencio un revoque menos permeable para esta prueba.

Figura 9. Proceso Filtrado API



Fuente: Autor propio

**2.1.2.2. PH:** Potencial de hidrogeno, mide la acidez o basicidad de un fluido, se utiliza un electrodo de alta precisión o la cinta de colores para mayor facilidad, se introducen en el lodo para determinar el pH.

Figura 10. pH



Fuente: Elaboración Propia

**2.1.2.3. Contenido de sólidos:** es una prueba en el que se mide la cantidad de sólidos que tiene el lodo de perforación, se utiliza un equipo de retorta, el cual, mediante la implementación de un alto calor proveído por una mufla, separa el contenido de agua y aceite en una probeta de 10 ml la cual dependiendo de hasta donde llegue, indica el volumen de sólidos presentes en una muestra.

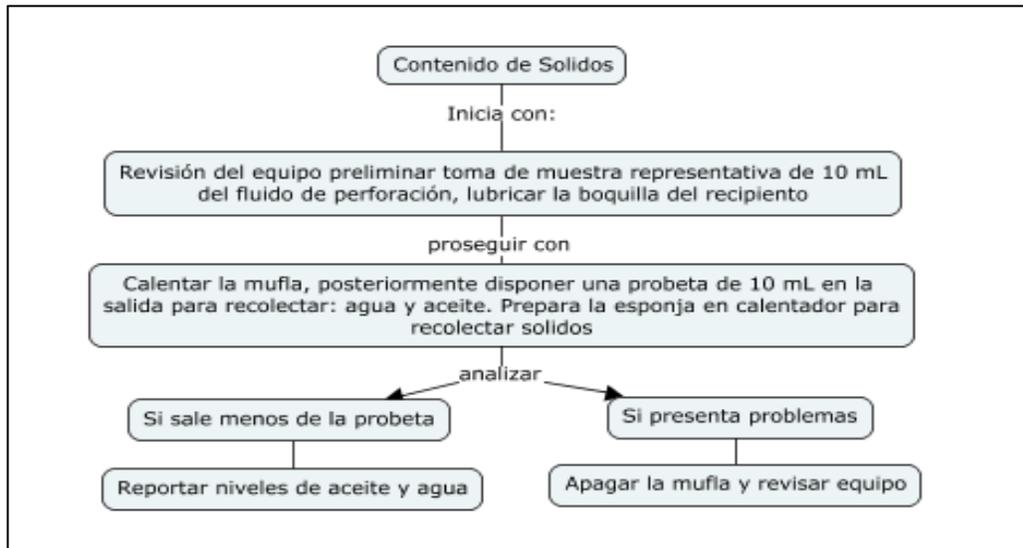
Ecuación 1. Relación Sólidos /agua y relación aceite / agua

$$RSA = \frac{\% \text{ sólido en la probeta}}{\% \text{ agua la probeta}}$$

$$RAA = \frac{\% \text{ Aceite en el probeta}}{\% \text{ agua el probeta}}$$

Fuente: BAKER HUGHES. Propiedades Fundamentales de los fluidos de perforación. Bogotá D.C. 2018.

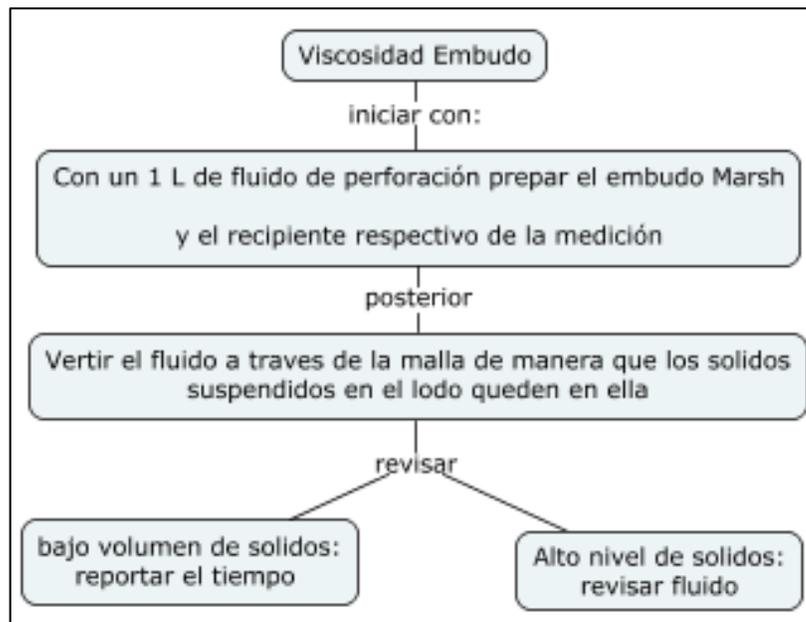
Figura 11. Contenido de Sólidos



Fuente: elaboración propia

**2.1.2.4. Viscosidad de embudo:** Mide en tiempo que tarda un fluido en llenar un cuarto de galón asumiendo que el agua tiene un tiempo de 26 seg/qt, se llena el embudo hasta casi su totalidad, y se empieza a contar el tiempo de llenado, cuando llegue a la marca indicativa del cuarto de galón se detiene.

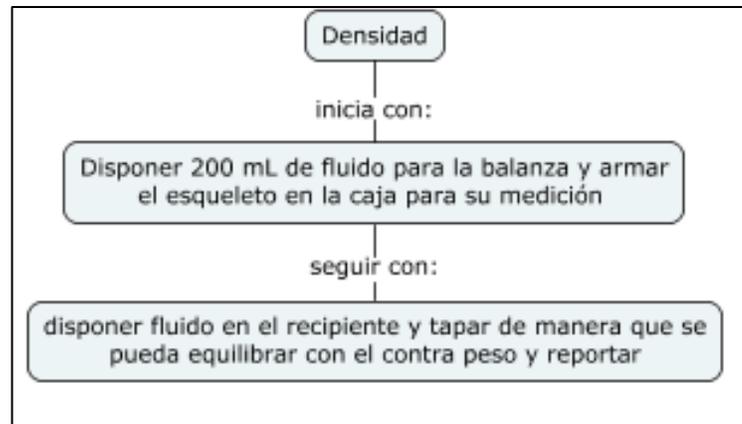
Figura 12. Viscosidad de Embudo



Fuente: elaboración propia

2.1.2.5. **Densidad:** prueba en la que se determina el peso de un fluido con respecto a su volumen, generalmente en libras/galón o gramos/cm<sup>3</sup>, esta es la capacidad que permite separar el agua del aceite del gas en un yacimiento, se utiliza una balanza de densidad, se llena el compartimento y se balancea moviendo un indicador hasta que quede en equilibrio y se lee el resultado.

Figura 13. Densidad API



Fuente: elaboración propia

2.1.2.9. **Reología:** se encargan de estudiar la deformación y el flujo de la materia, se medirán tres propiedades incluyendo viscosidad plástica, Yield Point, geles, para esto se pone el lodo en el vaso del reómetro y se calienta a 120°C, se toman las medidas a las diferentes velocidades (θ600, θ300, θ200, θ100, θ6 y θ3)

Ecuación 2. Viscosidad Plástica del Lodo

$$VP(cP) = \theta 600 - \theta 300$$

*Viscosidad plástica (cP)= lectura de θ600 rpm- lectura de θ300 rpm*

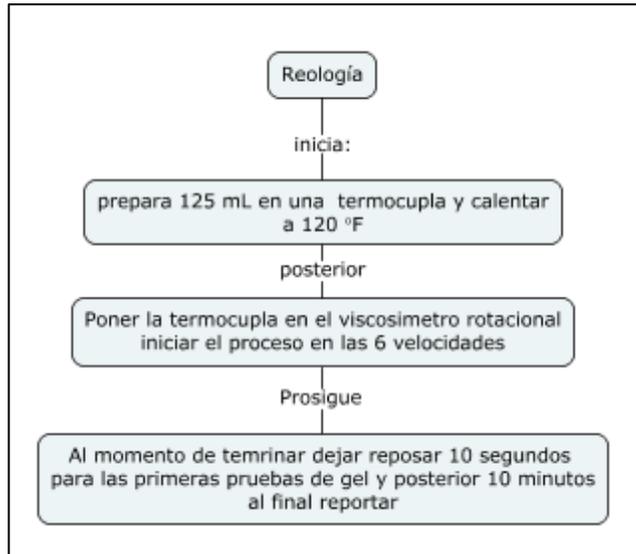
Ecuación 3. Punto Cedente / Yield Point

$$YP\left(\frac{lb}{100ft^2}\right) = \theta 300 - PV(cP)$$

*Yield Point= lectura de θ300 rpm – Viscosidad Plástica*

Fuente: BAKER HUGHES. Propiedades Fundamentales de los fluidos de perforación. Bogotá D.C. 2018

Figura 14. Reología



Fuente: elaboración propia

**2.1.2.7. Alcalinidad:** es la referencia a la capacidad de una solución o mezcla para reaccionar con un ácido, su intercambio catiónico y de igual manera la procedencia de la alcalinidad del lodo. Adicional se evidencia el porcentaje de Cal libre en la solución<sup>30</sup>

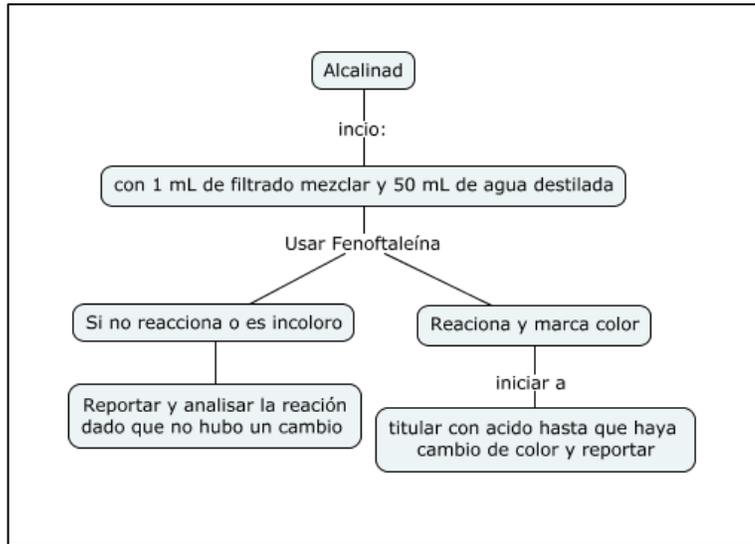
Ecuación 4. Medición de alcalinidad

$$Pf \text{ ó } Mf \text{ ó } Pm = \frac{\text{cm}^3 \text{ de Acido Sulfurico}}{\text{cm}^3 \text{ de Muestra}}$$

Fuente: BAKER HUGHES; Manuel fluidos, Bogotá D.C. 2018

<sup>30</sup> LEGUÍZAMO, Rodrigo. Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Solid Control School. Bogotá D.C. mayo. 2018. p. 273

Figura 15. Alcalinidad



Fuente: elaboración propia

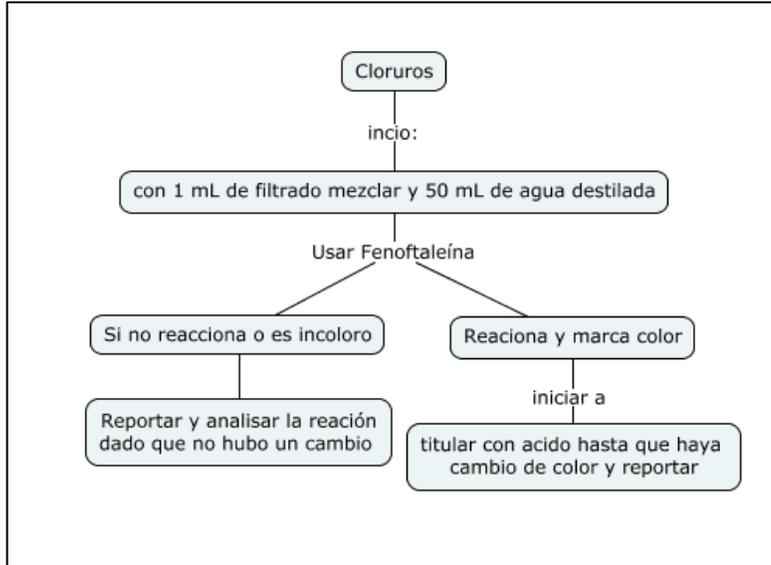
**2.1.2.9. Cloruro:** es la cantidad de iones cloruro presentes en el filtrado del lodo para el cual se usó el nitrato de plata ( $\text{AgNO}_3$ ) a una concentración de 0,0282N (0,001 gr)

Ecuación 5. Cantidad de cloruros

$$Cl^- = 1.000 \frac{cm^3 \text{ de } AgNO \text{ gastados}}{cm^3 \text{ muestra de filtrado}}$$

Fuente: Propiedades Fundamentales de los fluidos de perforación. Bogotá D.C. 2018

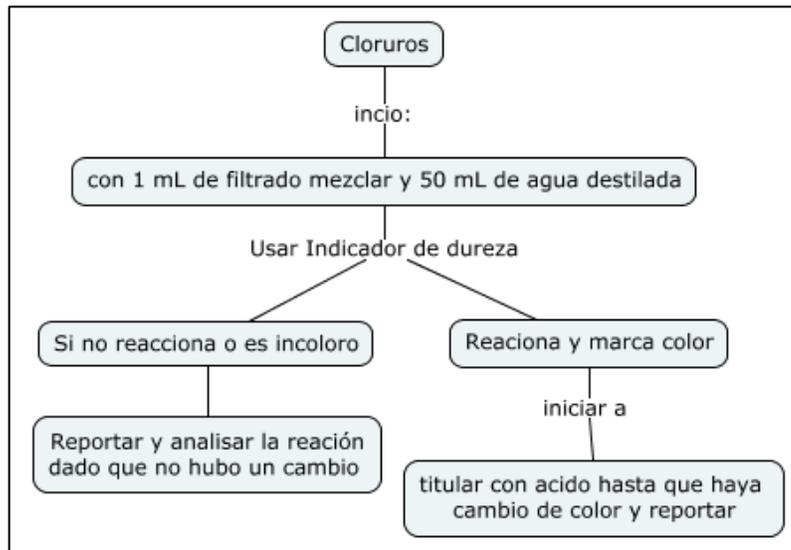
Figura 16. Cloruros



Fuente: elaboración propia

**2.1.2.10. Dureza total:** consiste en determinar la cantidad de iones de calcio y magnesio presentes en el lodo.

Figura 17. Dureza



Fuente: elaboración propia

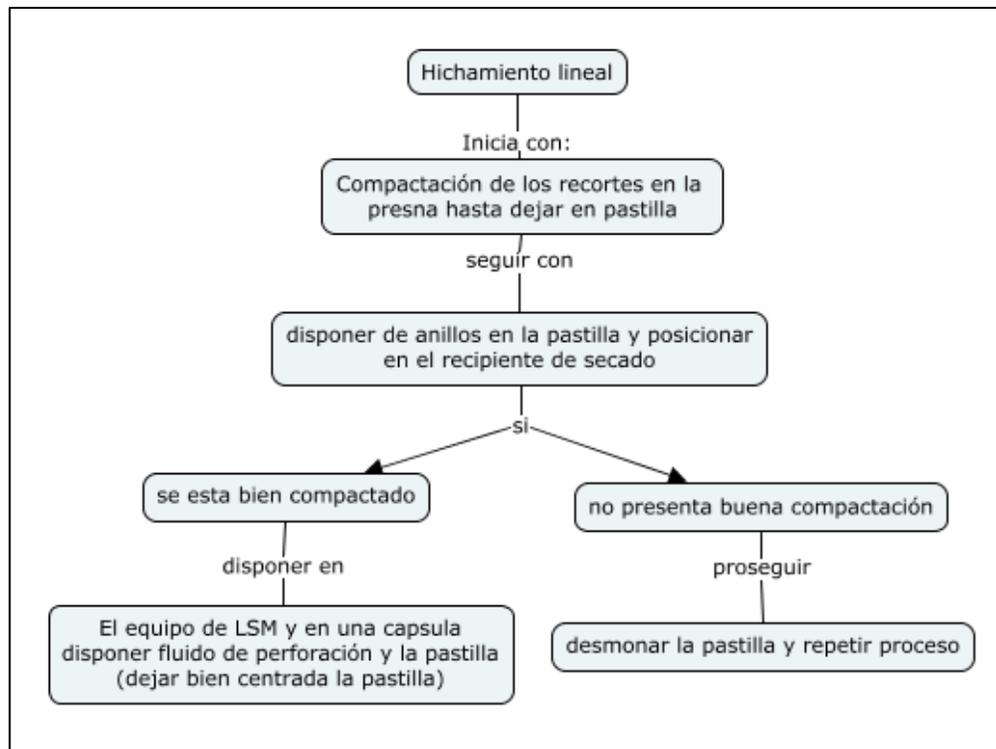
Ecuación 6. Dureza Cálcica

$$Ca^{++} = 400 \frac{Vol. EDTA \text{ gastado}}{Vol. Muestra}$$

Fuente: BAKER HUGHES. Propiedades Fundamentales de los fluidos de perforación. Bogotá D.C. 2018

**2.1.2.12. Hinchamiento lineal:** es un método que examina la interacción entre el fluido de perforación y las muestras de formación que contienen arcillas mientras el fluido está en movimiento, se utilizan arcillas sintéticas o recortes de perforación, y mediante un sensor se determina el crecimiento que va teniendo mediante la interacción con el lodo, hasta que se estabilice en aproximadamente 72 horas. Los pasos para seguir son:

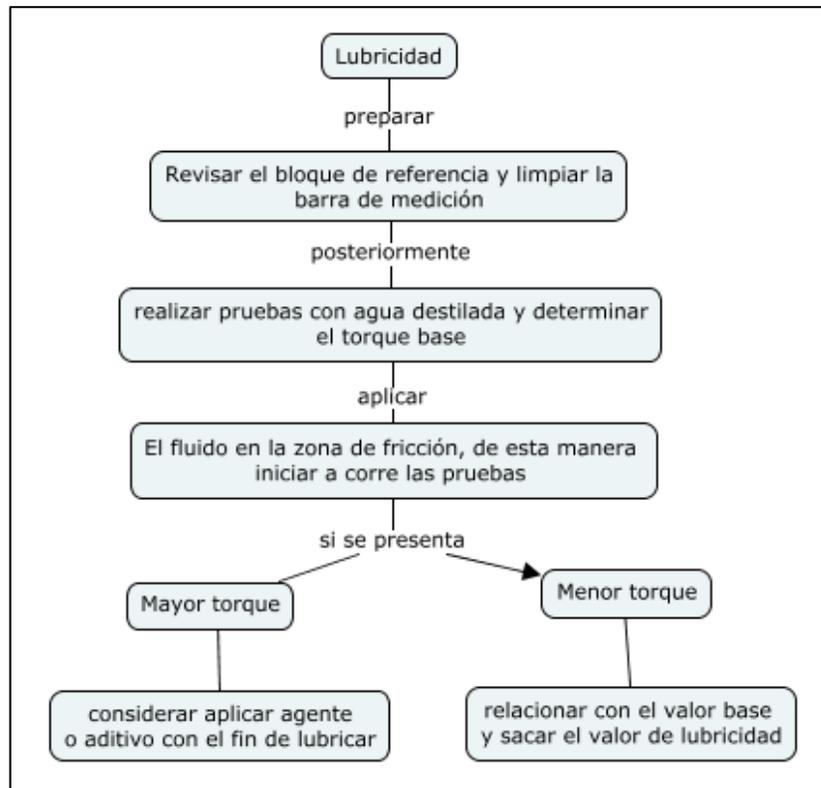
Figura 18. Procedimiento hinchamiento lineal



Fuente: elaboración propia

**2.1.2.13. Prueba de lubricímetro:** se mide la calidad lubricante de los fluidos de perforación. Se utiliza una pieza metálica rozando otro metal y se determina el coeficiente de lubricidad que presenta el lodo, debido a su importancia en el tema estos son los pasos para seguir para la prueba:

Figura 19. Prueba de lubricidad

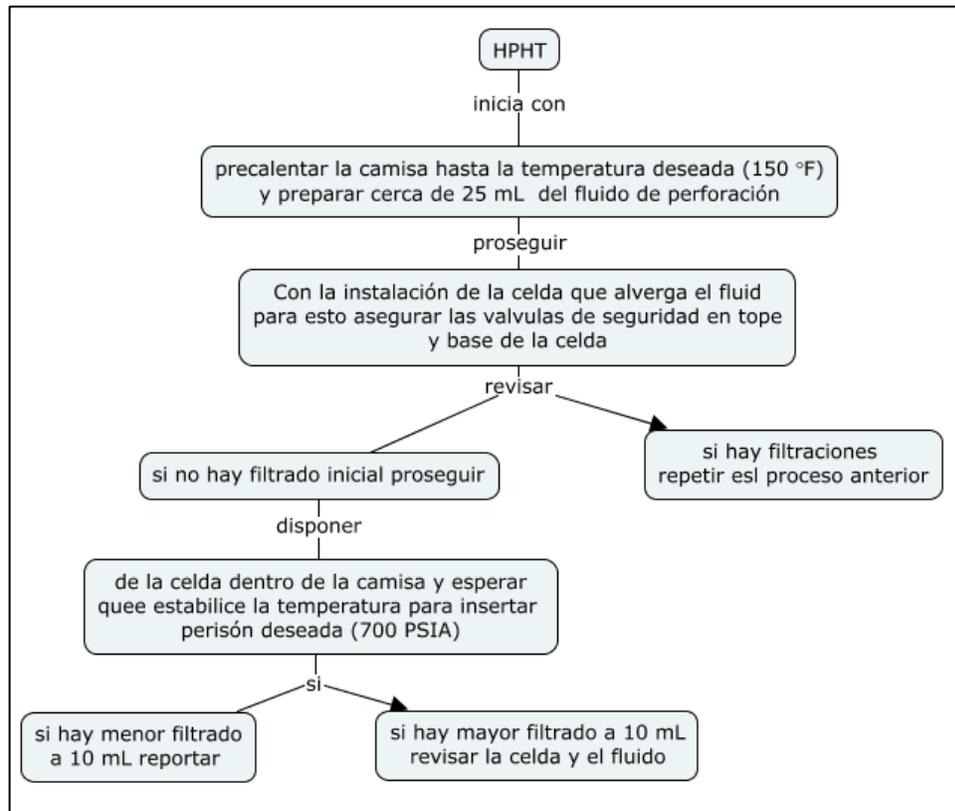


Fuente: elaboración propia

**2.1.2.14. Filtrado HPHT:** esta prueba es similar al filtrado API, dado que la información sobre la filtración del fluido de perforación hacia la formación bajo condiciones estimadas del hoyo. Tanto la temperatura como la presión pueden variar, las condiciones recomendadas por la API son 150 F y presión 500 PSIA. El valor indicado del filtrado HPHT es igual a dos veces los CC del filtrado captados

después, esto dado que la celda del filtrado HPHT e igual a la mitad del área de filtración.<sup>31</sup>

Figura 20. Prueba Filtrado HPHT



Fuente: elaboración propia

<sup>31</sup> LEGUÍZAMO, Rodrigo. Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación. Bogotá D.C. Solid Control School. 2018, mayo. p. 118. ISBN 978-958-48-3948-0

2.1.3 Formulación del Lodo. A continuación, se encuentra las formulaciones bases con concentraciones promedio de posibles formulaciones a emplear en la perforación de la formación colorado y mugrosa, estas formulaciones ya fueron ajustadas a nivel de laboratorio para facilidad del lector.

Tabla 1. Formulación del lodo

Producto	Concentración (g/mL) Fm Colorado	Concentración (g/mL) Fm Mugrosa
Viscosificante	5	2
Inhibidor	24	6,5
Controlador de filtrado	7,5	3
Agente alcalino	3,74	1,25
Controlador de filtrado 2	2,4	5,5
Agente de puenteo	50	7
Agente de puenteo 2	75	25
Agente de puenteo 3	75	25
Agente de puenteo 4	40	55

*Fuente: Elaboración propia con base en, Halliburton Baroid.*

## 2.2 ETAPA 2. ADICIÓN DE NANOADITIVOS

En esta etapa se remueven los inhibidores de arcilla presentes en el lodo y se sustituyen por los nano aditivos, que son un compuesto sintético con una base silica de baja densidad y bajo peso, su tamaño de partícula ronda los 5.6 nm a 560 nm los cuales permiten reducir contactos extensos entre el lodo y la tubería o el metal, generando teóricamente mayor deslizamiento (lubricidad) y además son compuestos no reactivos y neutralizadores de arcillas que impiden problemas por interacción de arcillas con el lodo.

### 2.3 ETAPA 3. DESARROLLO DEL LODO CON NANOADITIVOS

En la etapa 3 se van a realizar las mismas pruebas de la etapa 1 con el lodo utilizando el nano aditivo a diferentes concentraciones (0.12, 0.8, 1.2, 1.6, 2.0 y 2.4 PPM) para obtener diferentes resultados y determinar cuál es la más apta para cumplir las necesidades de lubricidad e hinchamiento de arcillas.

Tabla 2. Formulación con Nano aditivos

Producto	Concentración (g/mL) Fm Colorado	Concentración (g/mL) Fm Mugrosa
Viscosificante	1	2
Nano aditivos (ppm)	0.12,0.8,1.2,1.6,2.4	
Controlador de filtrado	1,5	3
Agente alcalino	0,75	1,25
Controlador de filtrado 2	3	5,5
Agente de puenteo	50	7
Agente de puenteo 2	75	25
Agente de puenteo 3	75	25
Agente de puenteo 4	40	55

Fuente: elaboración propia

### 2.4 ETAPA 4. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

El propósito de la etapa 4 es reunir los datos obtenidos por los 6 lodos preparados, es decir, el lodo base y los 5 lodos a diferentes concentraciones de nano aditivos, y determinar cuáles mostraron mejores desempeños, en las pruebas de lubricidad e hinchamiento lineal.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se mostrarán los resultados y su respectivo análisis explicado en la metodología. De igual manera se usó la formulación de la formación colorado y se adicione la formulación de la formación mugrosa para representar y contrastar los resultados y conocer el comportamiento de los nano-aditivos en las pruebas de laboratorio.

#### 3.1 RESULTADOS PRUEBAS API FÍSICAS

Las pruebas físicas API que se trabajaron son: reología; viscosidad embudo, contenido de sólidos, filtrado API y PHT. Se mostrarán los resultados para la formulación de los lodos para la formación colorado y formación mugrosa, antes y después de ser alterado por la nanopartícula a distintas concentraciones.

3.1.1. Densidad Api. Podemos apreciar en la tabla 3 que la densidad API no fue influenciada por el nano-aditivo, al no presenciar ninguna irrupción e inclusive manteniéndose constante en todas las concentraciones.

Tabla 3. Densidad del lodo

Formación Colorado								
Propiedades API	Unidades	base	0.12(ppm)	0.8(ppm)	1.2(ppm)	1.6(ppm)	2.0(ppm)	2.4(ppm)
M.W	ppg	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3

Fuente: elaboración propia

3.1.2. Viscosidad Embudo. En la viscosidad embudo podemos apreciar un aumento constante de una tendencia cercana de 0,01. Lo cual muestra que la concentración de nano-partículas tiene una mínima incidencia en el comportamiento de la viscosidad de embudo, esto posiblemente a algún aumento en los sólidos suspendidos o variación en la temperatura de la prueba

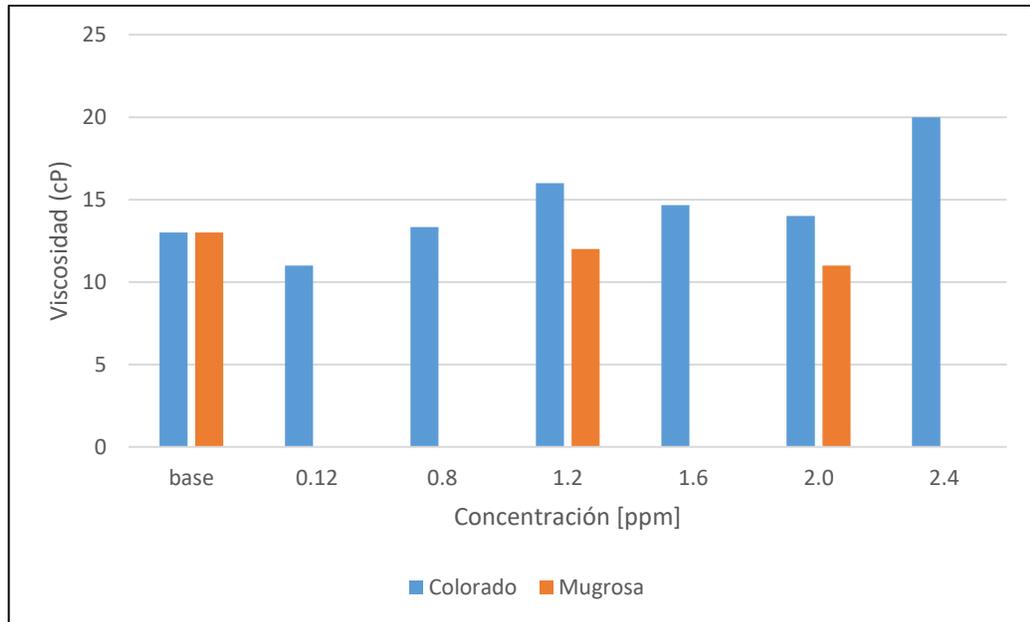
Tabla 4. Viscosidad Embudo

Formación Colorado								
Propiedades API	Unidades	base	0.12(ppm)	0.8(ppm)	1.2(ppm)	1,6(ppm)	2.0(ppm)	2.4(ppm)
Viscosidad	sec/ qt	51,83	51,84	51,84	51,84	51,85	51,86	51,86

Fuente: elaboración propia

**3.1.3 Propiedades reológicas:** las lecturas de las propiedades de Viscosidad plástica, punto cedente y resistencia gel:

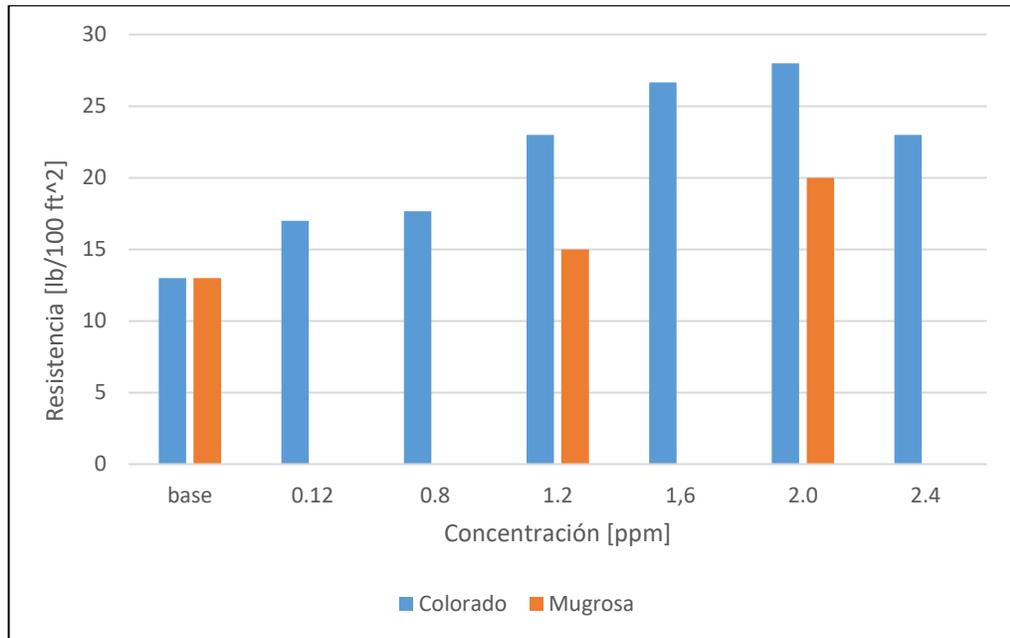
Figura 21. Viscosidad Plástica



Fuente: elaboración propia

En la figura 22, se puede evidenciar una disminución de la viscosidad plástica en el fluido con concentración de 0.8 ppm de nanopartículas con respecto al lodo base, de manera continua, podemos ver un incremento constante de hasta la concentración de 1.2 ppm en la Formación Colorado mientras que en la Formación Mugrosa disminuye constantemente. De manera continua se evidencia un cambio en la concentración de 1.6 PPM donde se observa una disminución de la viscosidad plástica nuevamente constante has 2.0 ppm donde los fluidos analizados decrecen contantemente. Finalizando podemos ver un alza considerable en la viscosidad de 2.4 ppm. Podemos ver que se presentaron inconsistencias debió a los altos valores de la reología de  $\Theta 300$ .

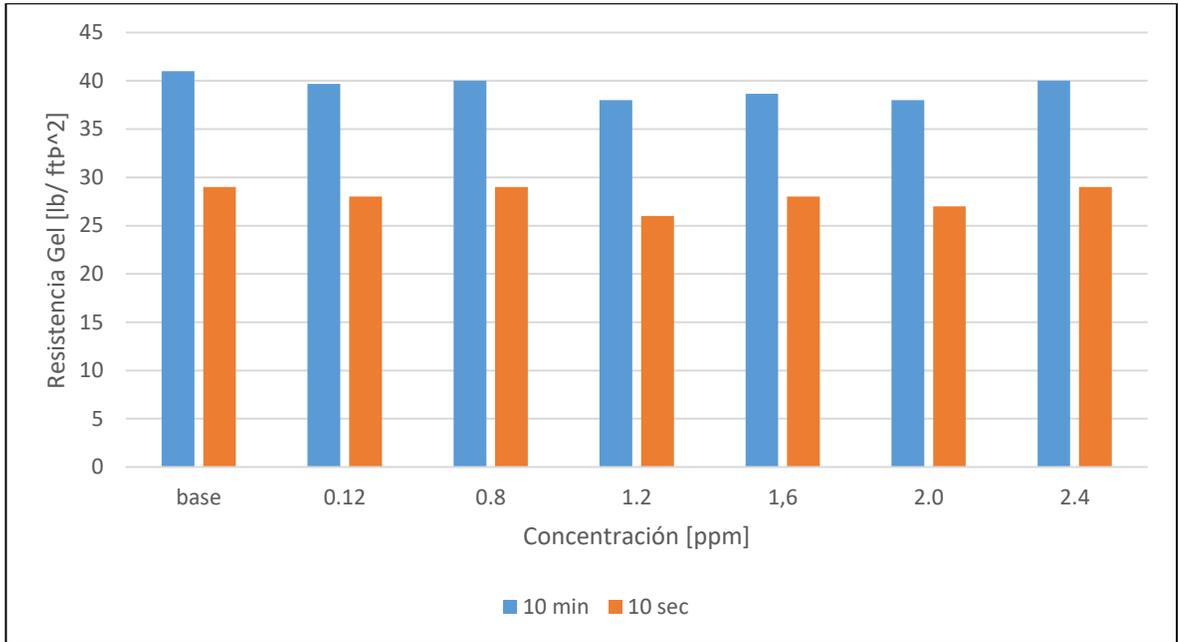
Figura 22. Punto cedente [YP]



Fuente: elaboración propia

En la figura 23, Podemos evidenciar un incremento de la resistencia al flujo constante desde la concentración de 0.8 ppm de nano partículas hasta llegar a la concentración de 2.0 ppm.. Se evidencia que la nano-partícula influye en el aumento del punto cedente del lodo obteniendo resultados en el rango óptimo de 20-30 lb/100 ft<sup>2</sup>, por tanto, las concentraciones que cumplen estos requerimientos concentran en el rango de 1.2 ha 2.0 ppm.

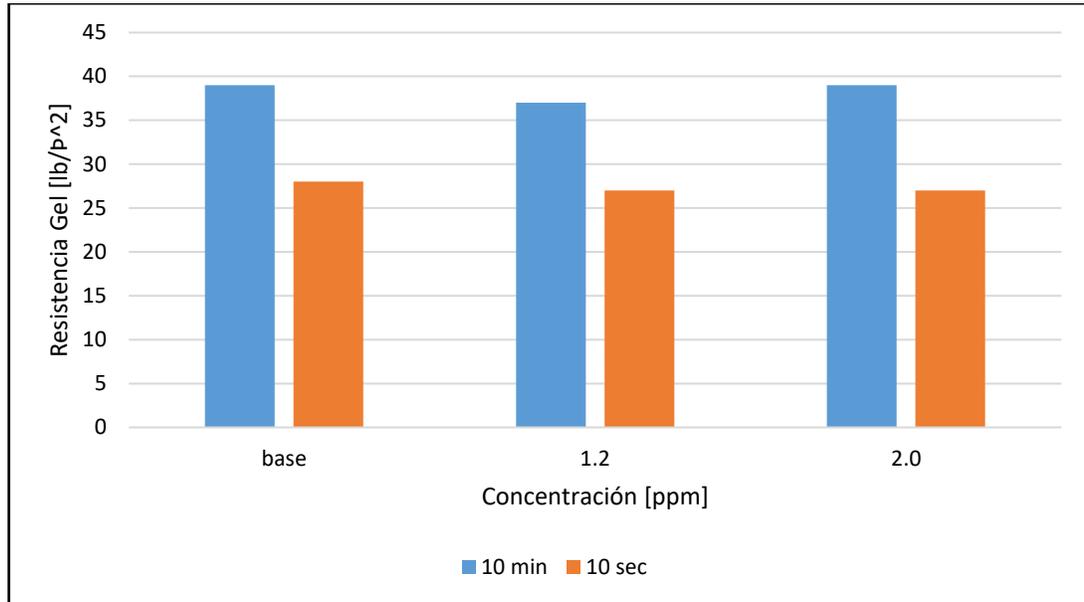
Figura 23. Resistencia Gel FM Colorado



Fuente: elaboración propia

En la figura 24, se puede apreciar que la resistencia gel disminuye progresivamente desde la primera aplicación de la nano-partícula en ambos intervalos de tiempo, sin embargo, se puede observar un cambio en la tendencia en el fluido con una concentración de 1.6 ppm lo cual indica que la medida de prueba puede estar errónea.

Figura 24. Resistencia Gel FM Mugrosa



Fuente: elaboración propia

En la figura 25, podemos apreciar la resistencia en gel para la formación mugrosa donde se evidencia una disminución constante de la resistencia lo cual nos indica un mejor comportamiento a la adición de la nanopartícula en ambos intervalos de tiempo con esto respecto al lodo base.

**3.1.4 Contenido de Sólidos.** Como podemos apreciar en la prueba de retorta se llega las relaciones de: aceite-agua (OWR) que su máximo es igual al 1,23% está en un rango aceptable en la normatividad API, cabe resaltar que este aumento puede indicar que el lubricante usado de base aceite no reacciona de la misma manera posterior a la concentración de 1.2 PPM. La relación Sólidos- Agua (RSA) es máxima en 1,23%. Estas relaciones nos indican que estamos muy cerca de los límites permitidos por la API (2-3% para las dos relaciones) para la cantidad de sólidos y aceite. Se observa una relación directa del comportamiento de los sólidos con los valores de viscosidad plástica mostrados anteriormente, de manera que la precipitación de sólidos en el fluido aumenta con la concentración.

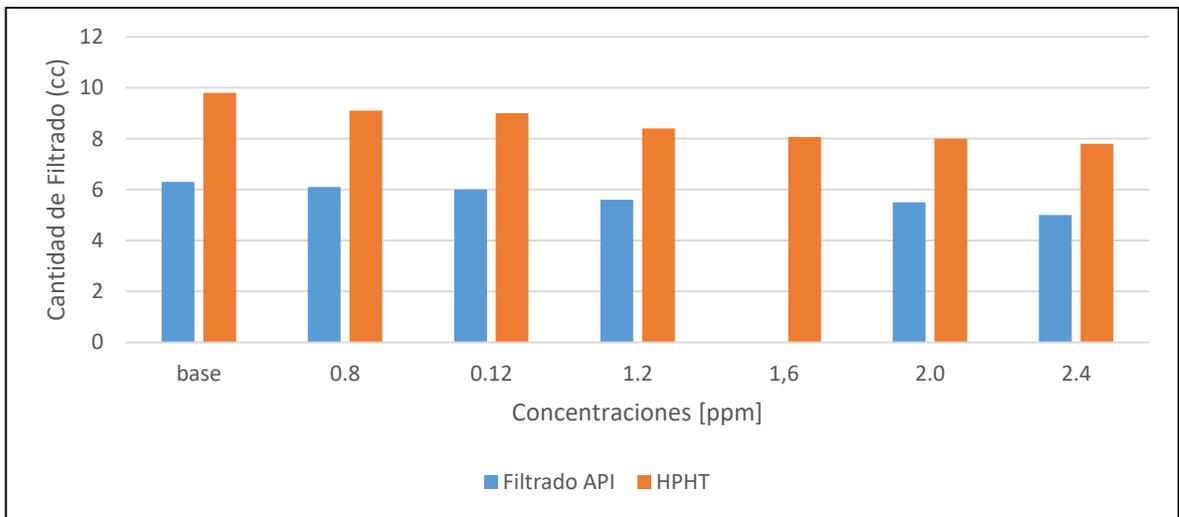
Tabla 5. Retorta

Formación Colorado								
Propiedades	Unidades	base	0.8	0.12	1.2	1.6	2.0	2.4
Retorta	% aceite	1,0	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	0,9
	% de solidos	0,8	0,5	0,6	0,8	0,9	1,2	0,8
	%de agua	98,2	98,5	98,4	98,0	97,9	97,6	98,3

Fuente: elaboración propia

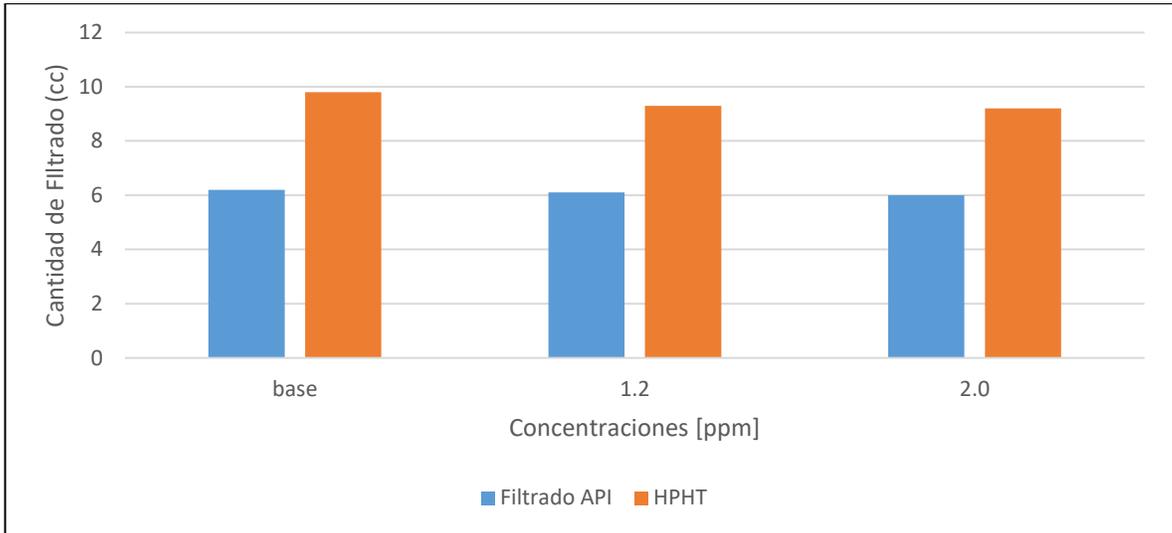
### 3.1.5. Pruebas de Filtrado API y HPHT

Figura 25. Filtrado Formación Colorado



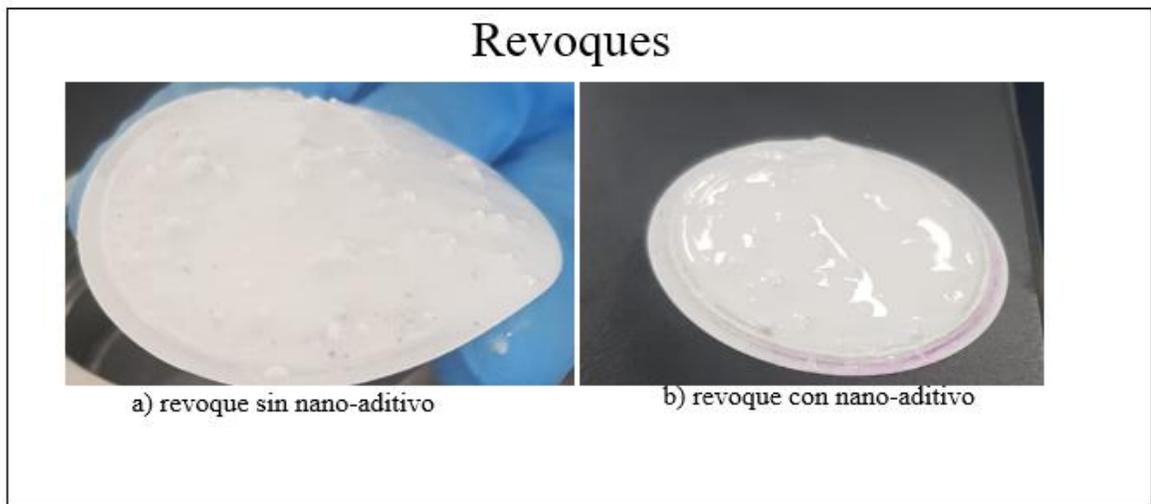
Fuente: elaboración propia

Figura 26. Filtrado Formación Mugrosa



Fuente: elaboración propia

Figura 27. Revoques



Fuente: elaboración propia

En ambas formaciones podemos evidenciar una disminución del filtrado del lodo. Tanto como en la Formación Colorado y la Formación mugrosa podemos ver una disminución considerable cercana del 14% en la Formación Mugrosa. Sin embargo en la formación Colorado se reduce el filtrado cerca del 19% lo cual indica que la adicción de nanopartículas es efectiva. Se puede también evidenciar en la figura 24

la diferencia entre ambos revoques (cakes) sin y con nano-aditivo respectivamente, mostrando no solamente una mejor conformación del revoque y una menor cantidad de coágulos presentes en el mismo; también se puede apreciar una fase acuosa en la superficie lo cual corrobora que el revoque consiguió controlar el filtrado de mejor manera.

### 3.2. PRUEBAS QUÍMICAS

Las pruebas químicas API que se trabajaron son: pH del lodo, alcalinidad de lodo y filtrado, cantidad de cloruros y dureza del filtrado. A continuación, están los resultados para la formulación de los lodos para la formación colorado y formación mugrosa, antes y después de ser alterado por las nanopartículas a distintas concentraciones.

Tabla 6. Resultados Pruebas Químicas

		Formación Colorado						
Propiedades API	Unidades	base	0.8	0.12	1.2	1,6	2.0	2.4
Análisis Químico	pH	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56
	Pm (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Pf (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	0,22	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
	Mf (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	0,45	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	cloruros	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
	calcios (mg/L)	320	320	320	320	320	320	320

Fuente: elaboración propia

#### 3.2.1 Alcalinidad del lodo y filtrado.

##### 3.2.1.1 Alcalinidad del lodo [Pm].

- En la alcalinidad del lodo podemos apreciar que no hubo variación, con esto podemos ser precisos que no se ha cambiado la cantidad de iones [OH<sup>-</sup>] en el lodo esto indica que habrá una disminución en la reacción de los iones positivos presentes en el lodo con los iones negativos que liberan las arcillas, y que no hubo una interacción directa con los agente de puenteo usado en el lodo base usado en la formación.

##### 3.2.1.2 Alcalinidad del filtrado [Pf]

- En la alcalinidad del filtrado (Pf), se evidenció que se incrementó la cantidad de ácido cerca de 0,03 cm<sup>3</sup>. Esto indicando que se hace más básico el lodo y de esta manera es más difícil llegar al pH deseado de 8.3, revelando que

el lodo lograra prevenir de manera eficiente la corrosión, activar los aditivos y aumentar las propiedades reológicas del lodo.

#### 3.2.1.3 Alcalinidad del filtrado [Mf].

- En esta medición se llega al pH de 4,3. Mientras se titula con fenolftaleína hasta llegar al pH de 8,3 como en la anterior alcalinidad, posteriormente se titula con naranja de metileno hasta el pH de 4,3 (esto dado propiedades de los titulantes). En el lodo base a 0,45, pero con los nano-aditivos podemos apreciar que la cantidad de ácido a utilizar llega a ser 0,6. Un incremento de 0,15 cm<sup>3</sup>, esto indicando que al tener una variabilidad más alta y más estable, poniendo en evidencia que se cumple con la que la tendencia de  $2Pf = Mf$ , demostrando que la alcalinidad muestra una presencia alta de carbonatos en la formulación del lodo.

#### 3.2.2 Cloruros.

- En la sección de cloruros podemos apreciar que los niveles están relativamente altos sin embargo el nano aditivo no presenta una interferencia en esta propiedad, esto conllevando a que al momento de que se corra el fluido no se corte por precipitaciones de sales.

#### 3.2.3 Dureza.

- En la sección de dureza podemos apreciar que al reportar 320 mg/L al usar un lodo con alto contenido de cal, esta relación no cambia y nuestra dureza cálcica y dureza total se equilibran al ser los valores muy similares inclusive ser casi iguales. De manera clara se ve que las distintas concentraciones de nanopartícula no afectan en esta región química.

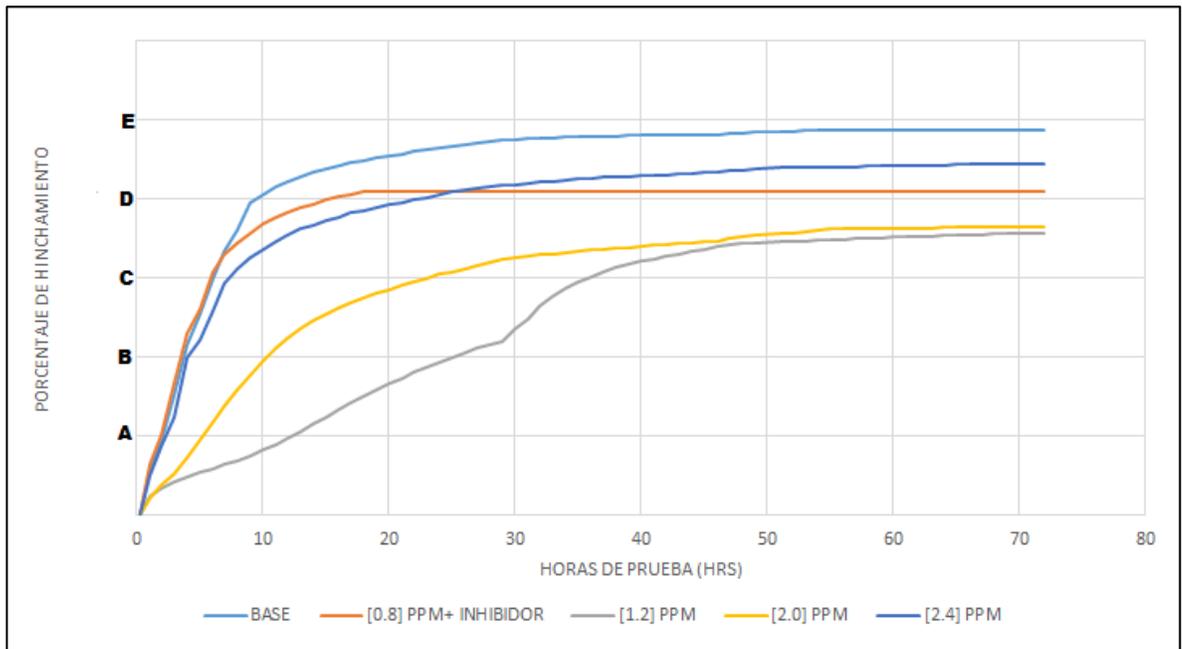
### 3.3 PRUEBAS ESPECIALES

En esta parte se mostrará los resultados de las pruebas de hinchamiento lineal y lubricidad donde se detallará a fondo como las nanopartículas influyeron en el lodo. Se escogieron las concentraciones de 0.8 + inhibidor, 1.2, 2.0 y 2.4 ppm para la realización de estas pruebas. Se eligió la concentración de 0,8 porque su concentración ha mejorado en la formulación, sin embargo, no fueron mejoras representativas como las concentraciones de 1.2 y 2.0 ppm. Esto con fin de observar la interacción de nanopartículas e inhibidores.

#### 3.3.1. Hinchamiento en arcillas sintéticas.

**3.3.1.1 Lodo Formación Colorado.** Se evidencia que al adicionar nanopartículas existe una mayor inhibición esto demostrando a disminuir el hinchamiento lineal. La concentración de 2.4 ppm de nanopartículas muestra una posible sobresaturación del aditivo que impedía que el lodo reaccionara con la arcilla de muestra. Para los fluidos con concentraciones entre 1.2 ppm y 2.0 ppm cumplieron con la hipótesis especificada llegando a disminuir el hinchamiento cerca de 13%. Podemos decir que la región intermedia entre D y C son el mejor comportamiento estabilizado donde las concentraciones de 1.2 y 2.0 ppm tuvieron el mejor comportamiento.

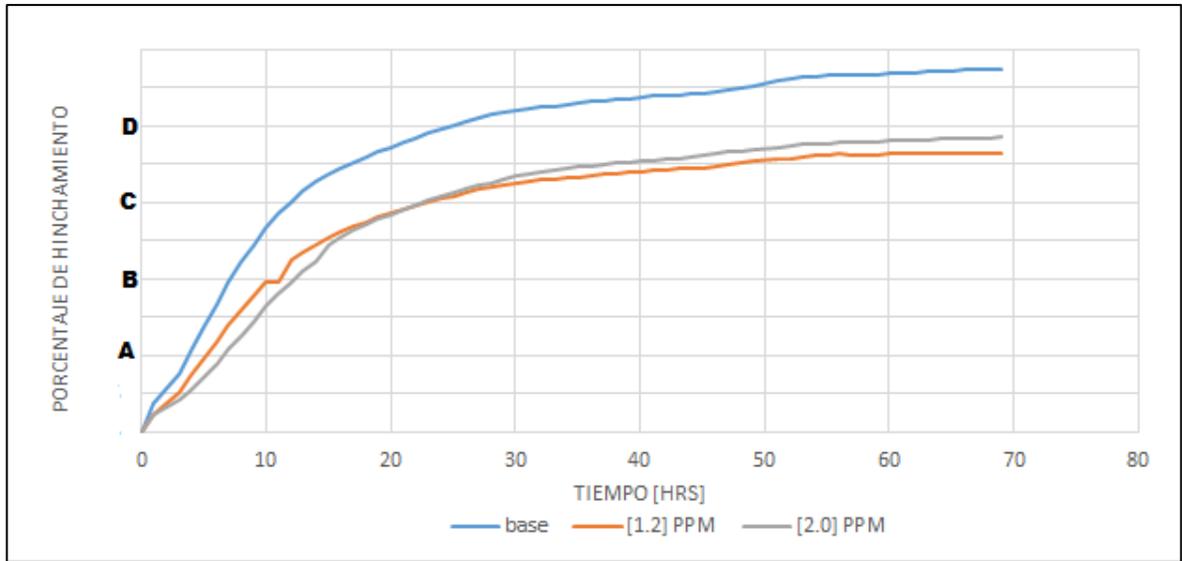
Figura 28. Hinchamiento Lineal Formación Colorado



Fuente: elaboración propia

### 3.3.1.2 Formulación Iodo Formación Mugrosa.

Figura 29. Hinchamiento Lineal Formación Mugrosa. En el fluido de la formación mugrosa, podemos evidenciar que la concentración de 1,2 ppm muestra una mejor tendencia que la de 2,0 ppm por cerca de 2,1% de hinchamiento. De igual manera se puede observar que el hinchamiento con respecto a la base es mucho menor llegando a ser 11,06% demostrando así que el inhibidor funcionó de manera correcta en ambos casos.

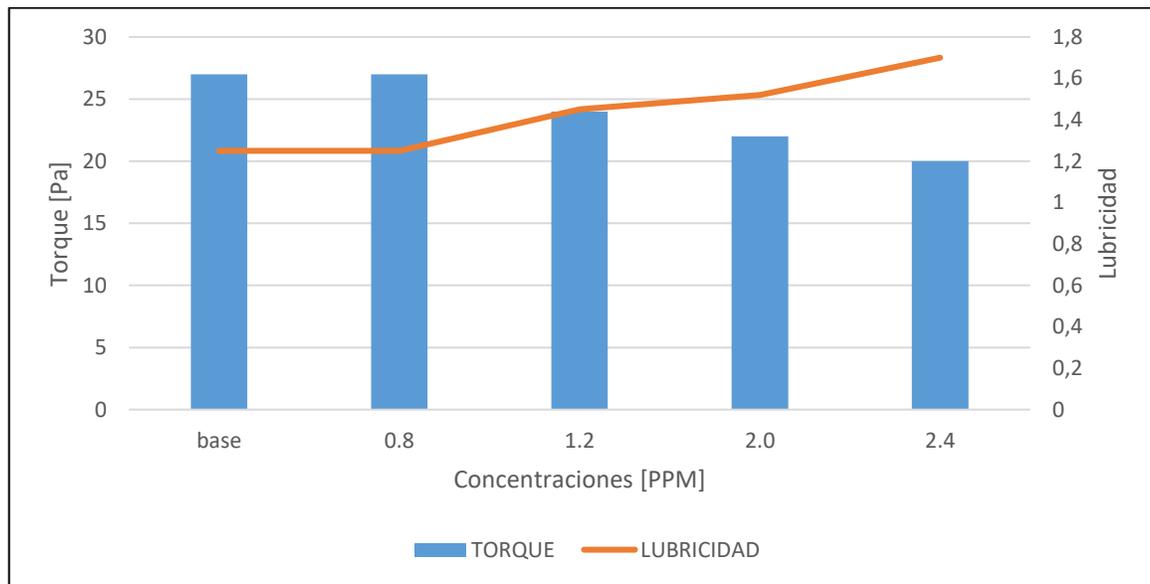


Fuente: elaboración propia

### 3.3.2 Prueba de lubricidad (Extreme Pressure (EP)).

3.3.2.1 Lubricidad en Formación Colorado. Como podemos apreciar en la tabla de lubricidad al aumentar concentración se evidencia una disminución gradual en el torque e inversamente hay una mejora en el coeficiente de lubricidad. En cuanto a las concentraciones se evidencia que a mayor concentración se mejora la lubricidad y el mejor resultado se ve en 2.0 ppm, por otro lado, se aprecia que en 0,8 y 0,12 ppm no es significativo el cambio al ser estas concentraciones muy pequeñas se redujo en un porcentaje de 18,5%. En comparación al fluido de referencia se mejoró sin embargo estas pruebas no son concluyentes debido a que no fueron suministrados valores de referencia efectivos y debido a la situación actual de sanidad no fue posible repetir las pruebas en el laboratorio.

Figura 30. Lubricidad en Formación Colorado

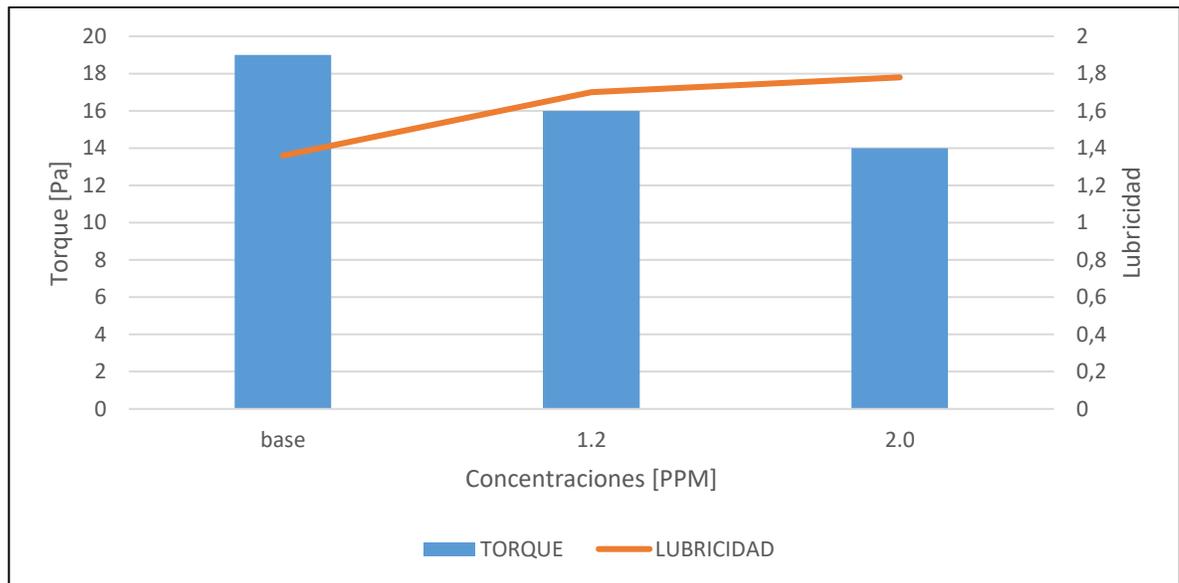


Fuente: elaboración propia

3.3.2.2 Lubricidad en Formación Mugrosa. La presente figura muestra los efectos de la concentración de nano partículas para la reducción del torque y el aumento de la lubricidad del fluido utilizado en la formación mugrosa, en donde el lodo base muestra una fuerte interacción con el metal de prueba siendo este de 19 Pascales y una baja lubricidad de 1,36. A través de la prueba la reducción del torque es gradual hasta llegar a la máxima concentración de nano partículas del experimento, en donde se resalta que hubo una reducción del 42.1% con respecto al toque inicial y un aumento del 31% de la lubricidad con respecto al lodo base, esto resulta debido

a que la interacción con partículas tan pequeñas genera un coeficiente de fricción lo suficientemente bajo como para generar un deslizamiento más fácil pero no lo suficiente como para generar un nuevo coeficiente de fricción sobre la superficie que aumente el rozamiento de nuevo. En comparación al fluido de referencia se mejoró sin embargo estas pruebas no son concluyentes debido a que no fueron suministrados valores de referencia efectivos

Figura 31. Lubricidad de Formación Mugrosa.



Fuente: elaboración propia

#### 4. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos a través de las pruebas físicas y químicas reflejan la viabilidad del uso de nanopartículas de base sílice para el control del hinchamiento de las arcillas y el mejoramiento de la lubricidad, cumpliendo a su vez con la hipótesis planteada para el proyecto, en donde también se puede resaltar:

- Se obtuvo una mejora mínima en promedio del 19% a través de todas las pruebas con respecto a la formulación base de la formación colorado, incluyendo pruebas físicas y químicas, siendo esto el hinchamiento lineal la prueba donde el nano-aditivo tuvo el mejor desempeño
- En la prueba del hinchamiento lineal se vio una mejora significativa de una disminución mínima del 13,9% con respecto a la formulación del lodo base, esto permite concluir que el nano aditivo cumple con su función en esta prueba con una concentración entre 1.2 y 2.0 PPM de nano partículas.
- En la medida de todas las pruebas se determina que el comportamiento óptimo se da en la concentración de 1.2 PPM para el hinchamiento lineal que tuvo una reducción mínima del 13% con respecto al lodo base y en 2.0 PPM para pruebas fisicoquímicas, principalmente al tener una mejora del 20% en filtrado y 18% lubricidad.
- Se infiere que la adicción de nano partículas no influye abruptamente en la química del lodo mostrándose cambios menores al 5% a través de todas las pruebas químicas, aunque presenta un aumento en la alcalinidad lo cual beneficia la formulación al mantener una solución en una fase básica.
- La lubricidad demuestra un aumento con una tendencia semilineal de % con el fluido de perforación con concentración de 2.0 PPM hasta 2.4 PPM en el caso de Colorado, estableciendo una relación de que a mayor concentración de nano-aditivos mejor lubricidad aporta.
- Se estima una mejoría en la limpieza de hueco al observarse mejora en los valores de Yied point del fluido de perforación con 2.0 PPM.

## 5. RECOMENDACIONES

- Debido a las alteraciones mostradas en el hinchamiento lineal, se recomienda hacer pruebas en concentraciones escaladas entre 1.2 y 2.0 PPM para maximizar la capacidad de inhibición del hinchamiento de arcillas.
- Se recomienda repetir las pruebas de lubricidad reemplazando completamente el lubricante por la nano-partícula para determinar si la capacidad de lubricación que aporta por si sola es suficiente o necesita interacción con el lubricante.
- Evaluar formulaciones combinando nano partículas e inhibidores convencionales lo cual puede reducir costos operativos en caso de funcionar.
- Determinar la reacción de las nano-partículas en concentraciones mayores a 2,4 PPM para establecer la máxima relación entre la concentración de nano-partículas y la reducción del torque y aumento de la lubricidad, con el objetivo de medir hasta que concentración aporta lubricidad este nano-aditivo y así tener una estimación de cuánto podría utilizarse para lodos que tengan bajo aporte de lubricidad.
- Evaluar el desempeño de nano-aditivos con bases diferentes a la de sílice, para establecer diferentes tendencias de comportamiento y a su vez determinar en qué propiedades resalta cada uno de estos nano-aditivos.

## BIBLIOGRAFÍA

ANA MELISA GARCIA CALVO, F. I. (2017). *EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA utilizando nano partículas de grafteno para* . Bogotá: FUndación Universidad De America.

D. PÉREZ, L. M. (2012). Improving Sweet Efficency in A Mature Waterflood: Balcon Field, Colombia. *SPE Latin America & Caribbean Petroleum Engeneering Conference* (págs. 1-11). Mexico City: SPE.

HALLIBURTON. (1998). *Baroid Fluids Handbook*. Houston, Tx: Baroid Drilling Fluids, Inc.

HUANG, T., & CREWS, J. B. (2007). Nanotechnology in Viscoelastic- Surfactant Stimulation fluids . Schevenguen: SPE.

BAKER HUGHES (1999). *Drilling Fluids References Manual*. Houston, Tx: Baker Hugues INTEQ Technical Communications Group.

INSTITUO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIONES. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

KATHERINE PRICE HOELSCHER, S. Y. (2013). Nanotechnology application in drilling fluids. ravenna: spe.

LAURA EUGENIA SÁNCHEZ RUSSO, M. A. (2017). *evaluación técnica a escala laboratorio de un fluido de perforación base agua utilizando nano-partículas de Im-200 para la inhibición de lutitas en el campo castilla de ecopetrol s.a*. Bogotá: Fundación Universidad de America.

LEGUÍZAMO OCHOA, D. R. (2018). *Propieades Fundamentales del Fluido de Perforación*. Bogotá D.C.: Solid Control School.

MAJID S AL RUQEISHI, Y. A. (2018). Nanoparticles as Drilling Fluids Rheological. Oman: Chrimson Publisrh.

MIRZHA THAIL BANG, M. K.-M. (2017). Application Of Nanotechnology in Oil Well Cementing. Kuwait: SPE.

R. KAKADE. P. BAGGA, P. K. (2016). Effective Workflow to clean up oil spil with Ferromagnetic Nano Particles. Abu Dhabi: SPE.

SCHULMBERGER. (s.f.). *oilfield Glossary*. Obtenido de <https://www.glossary.oilfield.slb.com>

SHUANGLEI PENG, G. J. (2018). Flocculation of submicron particles in water-based drilling fluids by CMC-g-DMDAAC. 1(1).

SREU TOLA, K. S. (2017). WETTABILITY ALTERATION OF SANDSTONE WITH ZINC-OXIDE NANOPARTICLES. Chiba: SPE.

VALENCIA QUICENO, L. M. (2019). *Efecto de la distribución del tamaño de partículas a escala nanométrica en los fluidos de perforación base agua: reducción del filtrado y espesor del revoque*. Medellín: UNAL.

**ANEXO A**  
**TABLA DE RESULTADOS REUNIDOS**

Tabla 7. Resultados Reunidos y desviación estándar

Formación Colorado									
Propiedades API	Unidades	base	0.12	0.8	1.2	1,6	2.0	2.4	Desviación estándar
Ø600	rpm	39	39	44	55	56	56	63	± 1
Ø300	rpm	26	28	31	39	41	42	43	± 1
Ø200	rpm	22	23	25	31	34	36	36	± 1
Ø100	rpm	15	18	18	22	24	25	26	± 1
Ø6	rpm	5	5	5	6	7	7	8	± 1
Ø3	rpm	5	5	5	5	5	5	5	± 1
VP	cP	13	11	13	16	15	14	20	± 1
PC	lb/100 ft <sup>2</sup>	26	28	31	39	41	42	43	± 1
GEL	10'm[lb/100 ft <sup>2</sup> ]	41	40	40	38	39	38	40	± 1
GEL	10's[lb/100 ft <sup>2</sup> ]	29	29	28	26	28	27	29	± 1
FILTRADO LPLT	cc/ 30 min	6,3	6,1	6	5,6	5,0	5,5	5	± 0,3
FILTRADO HPHT	cc/ 30 min	9,8	9,1	9	8,4	8,07	8	7,8	± 0,2
Retorta	% aceite	1,0	1,0	1,0	1,2	1,2	1,2	0,9	± 0,2
	% de solidos	0,8	0,5	0,6	0,8	0,9	1,2	0,8	± 0,2
	%de agua	98,2	98,5	98,4	98,0	97,9	98,3	98,3	± 0,2
M.W	ppg	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	9,3	± 0,2
Análisis Químico	pH	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	-
	Pm (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	± 0,2
	Pf (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	0,25	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	± 0,2
	Mf (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	0,45	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	± 0,03
	Cloruros (mg/L)	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	-
	calcios (mg/L)	320	320	320	320	320	320	320	-

Fuente: elaboración propia