

EVALUACIÓN TÉCNICA A ESCALA LABORATORIO DE UN FLUIDO DE  
PERFORACIÓN BASE AGUA UTILIZANDO NANO-PARTÍCULAS DE LM-200  
PARA LA INHIBICIÓN DE LUTITAS EN EL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL  
S.A

LAURA EUGENIA SÁNCHEZ RUSSO  
MIGUEL ÁNGEL VIVEROS RAMOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
2018

EVALUACIÓN TÉCNICA A ESCALA LABORATORIO DE UN FLUIDO DE  
PERFORACIÓN BASE AGUA UTILIZANDO NANO-PARTÍCULAS DE LM-200  
PARA LA INHIBICIÓN DE LUTITAS EN EL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL  
S.A

LAURA EUGENIA SÁNCHEZ RUSSO  
MIGUEL ÁNGEL VIVEROS RAMOS

Proyecto integral de grado para optar al título de  
INGENIEROS DE PETRÓLEOS

Director  
ELIANA MESA RAMÍREZ  
Msc. Gestión Ambiental

Asesor  
WILLIAM URIBE  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C.  
2018

Nota de Aceptación (Subdirector Operativo de Investigación)

---

---

---

---

---

---

---

Firma Docente Investigador

---

Firma Docente Jurado 1

---

Firma Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Mayo de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DIAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano Facultad de Ingeniería

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director General de Investigaciones

**Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ**

Director Programa Ingeniería de Petróleos

**Dr. JOSE HUMBERTO CANTILLO**

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.

A Dios por permitirme alcanzar este logro y darme la sabiduría, fortaleza y dedicación para alcanzar cada meta.

A mis padres Ignacio Sánchez y María Eugenia Russo por brindarme su amor y comprensión durante este proceso y por creer en mí. Esto es suyo.  
A mis hermanas Silvia y María Eugenia por ser amigas y madres para mí.

A mi compañero Miguel Viveros por ser un apoyo incondicional durante el desarrollo de este proyecto, por levantarme cuando caíamos y por su amistad.

A mis familiares y amigos que me siguieron paso a paso, que siempre estuvieron a mi lado en el camino, comprendiendo el estrés, las lágrimas y los triunfos.

Laura Eugenia Sánchez Russo

*Quisiera agradecer a mis padres, a mis hermanos y a mi hermosa sobrina, quienes, sin duda alguna, son el bálsamo que me revitaliza, no me dejan derrumbar y me impulsan a seguir luchando de pie. Son mi polo a tierra, este logro es más suyo que mío. A mi compañera, Laura, por aguantarme todo este tiempo, por no desfallecer ante la adversidad, por su apoyo incondicional y por su amistad que permitió que este triunfo se convierta hoy en una realidad. A mi gran amigo Larry y a toda su familia, por apoyarnos en el momento más difícil, por creer en nosotros y en este proyecto, que hoy termina, pero nos deja un gran lazo de amistad y de confianza. Quiero dedicar especialmente este trabajo a aquellos que alguna vez estuvieron y hoy ya no lo están, me abandonaron de cuerpo, pero jamás de corazón, esto es especialmente suyo.*

*Miguel Ángel Viveros Ramos*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A Ecopetrol S.A por la colaboración brindada y el respaldo en el desarrollo de este proyecto.

Al Ing. William Uribe por su asesoría técnica en la implementación de la nanotecnología en los fluidos de perforación.

A la Universidad Nacional de Colombia por habernos permitido hacer uso de sus laboratorios e instalaciones.

Al profesor Álvaro Duarte Ruíz por la guía y conocimiento brindados a través de la experimentación en la síntesis de nanomateriales.

A Halliburton S.A por su tiempo y orientación, y por permitirnos el desarrollo de este proyecto en sus instalaciones.

Al Ing. Carlos Manuel Gómez y al Ing. Humberto Sierra por su colaboración y participación en la planeación de las pruebas de laboratorio para el fluido de perforación.

A Carlos Javier Bautista por su paciencia y valiosa enseñanza durante las pruebas realizadas en el laboratorio.

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	26
OBJETIVOS	27
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO CASTILLA	28
1.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	28
1.1.1 Localización	28
1.1.2 Geología del Petróleo	28
1.1.2.1 Roca generadora	28
1.1.2.2 Roca reservorio	29
1.1.2.3 Roca sello	29
1.2 CAMPO CASTILLA	30
1.2.1 Historia del Campo Castilla	31
1.2.2 Estratigrafía	31
1.2.3 Propiedades petrofísicas del Campo Castilla	34
2. MARCO TEÓRICO	35
2.1 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	35
2.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	35
2.2.1 Control de la presión de formación	36
2.2.2 Transporte de recortes	36
2.2.3 Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación	37
2.2.4 Minimizar el daño de formación	37
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	37
2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	39
2.4.1 Fluidos de perforación base agua	39
2.4.1.1 Fluidos de perforación no inhibidos	40
2.4.1.2 Fluidos de perforación inhibidos	41
2.4.1.3 Fluidos de perforación poliméricos	42
2.4.2 Fluidos de perforación base aceite	42
2.4.2.1 Fluidos de perforación sólo aceite	43
2.4.2.2 Fluidos de perforación de emulsión inversa	43

2.5 ADITIVOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	43
2.6 NANOTECNOLOGÍA	44
2.6.1 Aplicación de la nanotecnología en la industria del petróleo	45
2.6.2 Nanofluido	48
2.6.3 Mecanismo de funcionamiento de las nanopartículas como inhibidores	49
2.6.3.1 Físico	49
2.6.3.2 Químico	49
2.6.4 Reseña histórica de los nanomateriales utilizados en fluidos de perforación	50
2.6.4.1 Nanoarcilla	50
2.6.4.2 Nanopartículas de Boro	50
2.6.4.3 Nanopartículas de Óxido Férrico	51
2.6.4.4 Nanopartículas de Sílice	51
2.6.4.5 Nanopartículas de Alúmina	51
2.6.5 Riesgos generales asociados a la manipulación de nanopartículas	51
2.6.6 Marco legal	52
2.7 LUTITAS	52
2.7.1 Definición de lutitas	53
2.7.2 Problemas asociados a las lutitas	53
2.7.2.1 Hinchamiento de arcillas	53
2.7.2.2 Pega por empaquetamiento	54
2.7.2.3 Lutitas quebradizas	54
3. DISEÑO METODOLÓGICO	55
3.1 ETAPA 1: SELECCIÓN DE LA MATERIA PRIMA	55
3.2 ETAPA 2: CARACTERIZACIÓN DE LA MATERIA PRIMA	55
3.2.1 Espectroscopía Infrarroja (IR)	56
3.2.2 Difracción de Rayos X (DRX)	56
3.2.3 Análisis Térmico Gravimétrico (TGA)	56
3.2.4 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM)	56
3.3 ETAPA 3: REDUCCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULA	57
3.3.1 Métodos de reducción de tamaño de partícula	57
3.3.1.1 Molino de bolas	57

3.3.1.2 Ultrasonicación y Centrifugación	58
3.3.1.3 Ultrasonicación, Centrifugación y Dializado	58
3.3.2 Matriz de selección del método de reducción de tamaño de partícula	58
3.3.2.1 Economía	59
3.3.2.2 Eficiencia	59
3.3.2.3 Infraestructura	59
3.3.2.4 Tiempo	59
3.4 ETAPA 4: CARACTERIZACIÓN DEL NANOMATERIAL	62
3.5 ETAPA 5: PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN	63
3.5.1 Densidad	63
3.5.2 Filtración	63
3.5.3 Reología	63
3.5.4 Concentración iónica de hidrógeno (pH)	64
3.5.5 Análisis Químico	64
3.5.6 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT)	64
4. FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y PRUEBAS DE LABORATORIO	65
4.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	65
4.2 PRUEBAS DE LABORATORIO	66
4.2.1 Densidad	67
4.2.2 pH	67
4.2.3 Reología	67
4.2.4 Filtrado API	68
4.2.5 Filtrado HPHT	69
4.2.6 Prueba PPT	70
4.2.7 Análisis Químico	71
5. RESULTADOS	73
5.1 CARACTERIZACIÓN DE LA MATERIA PRIMA	73
5.1.1 Espectroscopía Infrarroja (IR)	73
5.1.2 Difracción de Rayos X (DRX)	74
5.1.3 Análisis Térmico-Gravimétrico (TGA)	75

5.1.4 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM)	76
5.2 CARACTERIZACIÓN DEL NANOMATERIAL OBTENIDO	78
5.2.1 Z-Sizer	78
5.2.2 Microscopía Electrónica de Barrido	80
5.3 CARACTERIZACIÓN DEL NANOMATERIAL COMERCIAL	81
5.3.1 Espectroscopía Infrarroja (IR)	81
5.3.2 Análisis Térmico-Gravimétrico (TGA)	82
5.4 PRUEBAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZANDO NANOPARTÍCULAS COMERCIALES DE BENTONITA	83
5.4.1 Reología	83
5.4.2 Filtrado API	86
5.4.3 Filtrado HPHT	88
5.4.4 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT)	88
5.4.5 Análisis químico	90
6. CONCLUSIONES	92
7. RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFÍA	95
ANEXOS	99

## LISTA DE CUADROS

	<b>pág.</b>
Cuadro 1. Propiedades de los Fluidos de Perforación.	38
Cuadro 2. Aditivos más usados en un fluido de perforación.	43
Cuadro 3. Necesidades de la industria del petróleo y el uso de la nanotecnología para su solución.	45
Cuadro 4. Formulación de los Fluidos de Perforación a utilizar.	65

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Matriz de selección del método de reducción de tamaño para la obtención de nanopartículas.	58
Tabla 2. Elementos presentes en la muestra de bentonita.	77
Tabla 3. Resultados prueba de reología	83
Tabla 4. Resultado prueba Filtrado API, Filtrado HPHT y Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT)	86
Tabla 5. Resultado Análisis Químico	90
Tabla 6. Determinación de iones hidroxilo, carbonato y bicarbonato	90

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>pág.</b>
Gráfica 1. Espectro Infrarrojo de la bentonita.	74
Gráfica 2. Difractograma de Rayos X de la bentonita.	75
Gráfica 3. Termo-Gravimetría de la bentonita.	76
Gráfica 4. Distribución de tamaño del nanomaterial sintetizado y centrifugado.	79
Gráfica 5. Distribución de tamaño del nanomaterial sintetizado sin centrifugar.	79
Gráfica 6. Espectro Infrarrojo de la nanobentonita.	81
Gráfica 7. Termograma de la nanobentonita.	82
Gráfica 8. Viscosidad Plástica para las formulaciones F1, F2, F3 y F4	84
Gráfica 9. Punto Cedente para las formulaciones F1, F2, F3 y F4	85
Gráfica 10. Yield Stress para las formulaciones F1, F2, F3 y F4	86
Gráfica 11. Filtrado API para las formulaciones F1, F2, F3 y F4	87
Gráfica 12. Filtrado HPHT para las formulaciones F1, F2, F3 y F4	88
Gráfica 13. Prueba PPT para las formulaciones F1, F2, F3 y F4	89

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Diagrama de Van Krevelen para los tipos de Kerógeno.	29
Figura 2. Ubicación Campo Castilla.	30
Figura 3. Columna Estratigráfica área Castilla Norte.	32
Figura 4. Mecanismo de inhibición física del shale por un inhibidor nano-métrico.	49
Figura 5. Esquema del proceso mecánico del funcionamiento del molino de bolas.	57
Figura 6. Diagrama de flujo del proceso de reducción de tamaño para la obtención de nanopartículas.	60
Figura 7. Formulaciones de fluidos de perforación. A) Fluido base, B) Fluido con 2 lpb de nanobentonita, C) Fluido con 4 lpb de nanobentonita y D) Fluido con 6 lpb de nanobentonita	66
Figura 8. Reómetro utilizado en el laboratorio	68
Figura 9. Filtroprensa utilizada en el laboratorio	69
Figura 10. Filtroprensa HPHT utilizada en el laboratorio	70
Figura 11. PPA utilizado en el laboratorio	71
Figura 12. Disco de 35 micras utilizado en el laboratorio	71
Figura 13. Micrografía de la bentonita a 100 micras.	77
Figura 14. Micrografía de la bentonita a 10 micras.	77
Figura 15. Micrografía del nanomaterial a 500 nanómetros.	80

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
Ecuación 1. Viscosidad Plástica	67
Ecuación 2. Punto Cedente o Yield Point	67
Ecuación 3. Yield Stress	67
Ecuación 4. Filtrado HPHT	69
Ecuación 5. Filtrado PPT	70
Ecuación 6. Concentración de Cloruros	72
Ecuación 7. Concentración de Calcios	72

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
Anexo A. Equipos utilizados en la reducción de tamaño del nanomaterial	100
Anexo B. Información técnica y de seguridad de la nanobentonita comercial	101

## GLOSARIO

**ADITIVO:** cualquier compuesto añadido al fluido de perforación con el fin de provocar un cambio deseado en sus propiedades.

**ARCILLA:** Silicato de Aluminio hidratado, formado por la descomposición del feldespato y otros Silicatos de Aluminio.

**BARITA:** mineral denso compuesto por Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ). Utilizadas comúnmente como agente densificante para todos los tipos de fluidos de perforación.

**BENTONITA:** mineral de arcilla utilizado como aditivo del lodo para control de filtración y viscosidad.

**CAL:** forma comercial del Hidróxido de Calcio. Se usa para tratar contaminantes de carbonatos o bicarbonatos.

**CARBONATO DE CALCIO:** compuesto con fórmula  $\text{CaCO}_3$  que existe en forma natural como caliza. Se utiliza para aumentar la densidad del lodo a 12 lb/gal.

**CACIÓN:** partícula cargada positivamente.

**DEFLOCULAR:** reducir la viscosidad de una suspensión mediante la adición de un diluyente, conocido también como defloculante.

**DISPERSANTE:** cualquier sustancia química añadida al fluido de perforación con el fin de promover la dispersión de la fase dispersa.

**FASE DISPERSA:** está constituida por las partículas que se encuentran separadas entre sí, ya sean sólidas, líquidas o gaseosas.

**FASE CONTÍNUA:** es la fase que rodea completamente la fase dispersa.

**FILTRADO:** líquido forzado a través de un medio poroso durante el proceso de filtración.

**GILSONITA:** resina carbonosa negra usado en los fluidos de perforación como controlador de pérdida de filtrado o como estabilizador de lutitas.

**HEMATITA:** es la forma mineral del Óxido Férrico ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ). Es utilizado como material densificante en los lodos de perforación.

**HIDRATACIÓN:** acto por el cual una sustancia admite agua por medio de absorción y/o adsorción.

**INHIBICIÓN:** detención o lentificación del proceso de hidratación, hinchamiento y desintegración de las arcillas y lutitas.

**INTERCAMBIO CATIÓNICO:** representa la cantidad de cationes que pueden ser retenidos por una superficie.

**LIGNOSULFONATO:** polímero muy aniónico utilizado para deflocular lodos base arcilla.

**NANOFLUIDO:** es aquel fluido usado en las diferentes operaciones de la industria del petróleo, como la perforación de pozos o el completamiento del mismo, que contiene al menos un aditivo en nanoescala.

**NANOPARTÍCULA:** una nanopartícula es el componente fundamental en el desarrollo de la nanotecnología y en general se define como una partícula de tamaño en un rango de 1 a 100 nanómetros.

**NANOTECNOLOGÍA:** es una ciencia que incluye todo el proceso de producción y utilización de estructuras o sistemas en un rango de 1 a 100 nanómetros.

**POLIACRILAMIDA:** un polímero de alto peso molecular que controla la pérdida de fluido y aumenta la viscosidad.

**POLÍMERO:** sustancia formada por la unión de dos o más moléculas de la misma clase, ligadas por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y diferentes propiedades químicas.

**PUNTO CEDENTE:** propiedad de un fluido que se refiere al esfuerzo requerido para que se mueva.

**REVOQUE:** sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el paso del fluido de perforación hacia la formación.

**SODA CÁUSTICA:** nombre común del Hidróxido de Sodio (NaOH). Se utiliza en la mayoría de los lodos a base de agua para aumentar y mantener el pH y la alcalinidad

**SPURT LOSS:** volumen de fluido que logra atravesar el medio permeable antes de que el revoque sea formado.

**TANINO:** sustancia química extraída de la corteza de árboles y utilizada como defloculante de arcilla en lodos a base de agua.

**VISCOSIDAD PLÁSTICA:** es la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica.

**YIELD STRESS:** propiedad de un fluido que se refiere al esfuerzo requerido para que empiece a moverse.

## ABREVIATURAS

<b>%</b>	porcentaje
<b>°C</b>	grados Centígrados
<b>°F</b>	grados Fahrenheit
<b>°C/min</b>	grados Centígrados por minuto
<b>µm</b>	micrómetros
<b>API</b>	Instituto Americano del Petróleo
<b>Atm</b>	atmósferas
<b>BSI</b>	Institución de Estándares Británicos
<b>C1</b>	metano
<b>cc</b>	centímetro cúbico
<b>CMC</b>	carboximetil celulosa
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de Carbono
<b>cP</b>	centipoise
<b>Cu</b>	Cobre
<b>DLS</b>	dispersión de luz dinámica
<b>DRX</b>	difracción de rayos X
<b>epm</b>	equivalentes por millón
<b>ft<sup>2</sup></b>	pie cuadrado
<b>g</b>	gramos
<b>H<sub>2</sub>S</b>	Sulfuro de Hidrógeno
<b>HPHT</b>	alta presión alta temperatura
<b>IR</b>	espectroscopía infrarroja
<b>KBr</b>	Bromuro de Potasio
<b>Km</b>	kilómetro
<b>Km<sup>2</sup></b>	kilómetro cuadrado
<b>Kv</b>	kilovoltio
<b>lb/bbl</b>	libras por barril

<b>lb/gal</b>	libras por galón
<b>lpb</b>	libras por barril
<b>mA</b>	miliamperios
<b>md</b>	milidarcy
<b>M<sub>F</sub></b>	alcalinidad del filtrado al naranja de metilo
<b>mg/L</b>	miligramo por litro
<b>mL</b>	mililitro
<b>mL/min</b>	mililitro por minuto
<b>Min</b>	minutos
<b>nC5</b>	n-pentano
<b>nm</b>	nanómetro
<b>PAC</b>	celulosa polianiónica
<b>P<sub>F</sub></b>	alcalinidad del filtrado a la fenolftaleína
<b>PHPA</b>	poliacrilamida parcialmente hidrolizada
<b>P<sub>m</sub></b>	alcalinidad del lodo
<b>PPA</b>	aparato de taponamiento de permeabilidad
<b>ppg</b>	pounds per gallon – libras por galón
<b>ppm</b>	partes por millón
<b>PPT</b>	prueba de taponamiento de permeabilidad
<b>Psi</b>	libra por pulgada cuadrada
<b>ROP</b>	tasa de penetración
<b>RPM</b>	revoluciones por minuto
<b>SEM</b>	microscopía electrónica de barrido
<b>TOC</b>	contenido total de materia orgánica
<b>TGA</b>	análisis térmico gravimétrico
<b>TVD</b>	profundidad vertical verdadera
<b>VP</b>	viscosidad plástica
<b>XC</b>	goma xántica

**YP** yield point – punto cedente  
**YS** esfuerzo de corte

## RESUMEN

En el presente proyecto se evalúa a escala laboratorio un fluido de perforación base agua con nanopartículas de bentonita para la inhibición de lutitas en una sección de un pozo del Campo Castilla.

A través del desarrollo del proyecto se comparó las propiedades y ventajas de un fluido de perforación con nanopartículas teniendo como referencia un fluido de perforación utilizado convencionalmente en la zona de estudio.

Para ello se realizó inicialmente la descripción de las generalidades geológicas del Campo Castilla en donde se encuentra ubicada la formación de estudio, posteriormente se desarrolló una recopilación teórica de los términos y aspectos claves de los fluidos de perforación, su clasificación y características, así como un estado del arte del uso de la nanotecnología en la industria petrolera. Luego se ejecutó el proceso de reducción de tamaño de la nanopartícula, a partir del método de ultrasonificación y centrifugado en el laboratorio del grupo de investigación “Nuevos Materiales Nano y Supramoleculares” de la Universidad Nacional de Colombia.

El diseño del fluido de perforación base y con nanopartículas de bentonita, se hizo teniendo en cuenta las necesidades del Campo Castilla en la sección de estudio, considerando las condiciones geológicas de la zona. Las pruebas establecidas por la norma API RP 13B-1, se realizaron en los laboratorios de la empresa Halliburton S.A, en donde se evaluó la pérdida de filtrado que generaba cada fluido, determinando así la eficiencia de la nanopartícula de bentonita como aditivo para la inhibición de lutitas.

**Palabras clave:** Fluido de perforación, nanotecnología, nanopartículas de bentonita, Campo Castilla, inhibición de lutitas.

## INTRODUCCIÓN

Los constantes problemas de inestabilidad mecánica presentes en la zona de estudio, como consecuencia de la inevitable interacción de las formaciones de lutita con el fluido de perforación, desencadenan dificultades operacionales relacionadas con el hinchamiento de las arcillas y el aumento en la probabilidad de derrumbes, generando a su vez, un aumento en los tiempos de operación y en los costos generales durante la realización de cualquier proyecto de perforación.

Es por esto que a través de esta investigación se pretende evaluar la influencia que tiene la utilización de nanopartículas de bentonita en un fluido de perforación base agua, específicamente, en la mejora de las propiedades de filtrado y así poder establecer una base técnica que sustente la utilización y masificación de este tipo de materiales en la industria petrolera.

Esta investigación abarca la evaluación del nanomaterial como aditivo de inhibición física en un fluido de perforación base agua, desde su caracterización por medio de diferentes ensayos que corroboren la calidad del material, para poder ser utilizado en un fluido de perforación que disminuya los problemas de inestabilidad encontrados en las formaciones de lutita E3 y E4.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnicamente a escala laboratorio un fluido de perforación base agua utilizando nano-partículas de arcilla para la inhibición de lutitas en el Campo Castilla de Ecopetrol S.A

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades geológicas del Campo Castilla.
2. Reducir el tamaño de partícula de la bentonita a partir del método de ultrasonificación y centrifugado.
3. Formular un fluido de perforación base agua con nano-partículas de bentonita.
4. Realizar las pruebas de filtrado API para la verificación de la eficiencia del fluido de perforación con nano-bentonitas en la inhibición de lutitas.
5. Comparar los resultados obtenidos por el fluido de perforación con nano-bentonita a partir de un fluido de perforación utilizado convencionalmente.

## 1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO CASTILLA

En el presente capítulo se describen las características geológicas más relevantes del Campo Castilla. Se detallan la ubicación, la Geología Estructural y la Estratigrafía, así como información relevante a la Geología del Petróleo de la Cuenca de los Llanos Orientales.

### 1.1 CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

El trabajo de investigación se realizó en el Campo Castilla de Ecopetrol S.A., el cual se encuentra ubicado dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales.

**1.1.1 Localización.** La Cuenca de los Llanos Orientales está localizada al noreste de Colombia y cubre un área de 225603km<sup>2</sup>. Limita al Norte con la cuenca de Apure-Barinas, al Sur con la Serranía de la Macarena y el Arco del Vaupés, al Oeste con el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental y al Este con el Escudo de Guayana.<sup>1</sup> Está ubicada entre los Departamentos de Casanare, Cesar, Meta, Arauca y Vichada. Para el año 2010 contaba con 1506 pozos perforados<sup>2</sup> y sus principales campos son Rubiales, Quifa y Castilla.

**1.1.2 Geología del Petróleo.** En cuanto a la composición del crudo producido en la Cuenca de los Llanos Orientales, el 68,6% corresponde a crudos pesados, el 12,8% a crudos medianos y el 5,6% a crudos livianos<sup>3</sup>, y maneja una gravedad API de 9 a 20<sup>4</sup> aproximadamente.

**1.1.2.1 Roca generadora.** La principal roca generadora son las lutitas de la Formación Gachetá del Cretácico<sup>5</sup>. Esta unidad contiene Kerógeno tipo II y III con una capacidad de generación de petróleo y gas, rangos de contenido total de materia orgánica (TOC) entre 1-3% y posee un espesor efectivo de 150 a 300 pies<sup>6</sup>. En la **Figura 1** se presenta el diagrama de Van Krevelen para los distintos tipos de Kerógeno y las relaciones Carbono/Oxígeno y Carbono/Hidrógeno para cada uno.

---

<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica De La Digitalización Y Análisis De Núcleos - Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre, 2012, p.32.

<sup>2</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round Colombia Llanos Orientales, Diciembre, 2010.

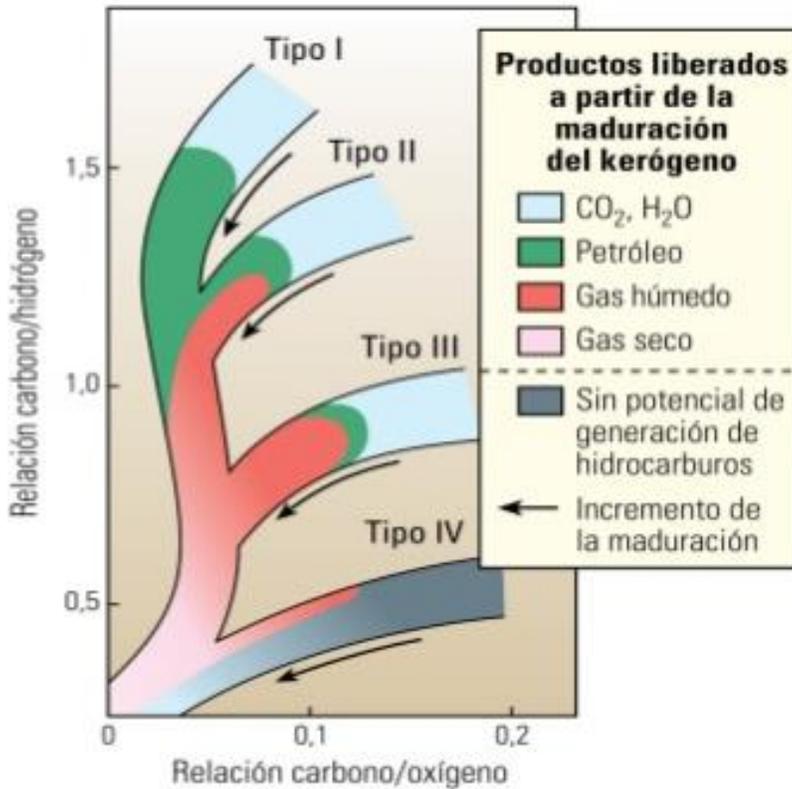
<sup>3</sup> MALAGÓN, Jonathan; RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La Competitividad Del Sector De Hidrocarburos En Las Diferentes Regiones De Colombia, Junio, 2016. p. 16.

<sup>4</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca De Los Llanos Orientales – Estudio Integrado.

<sup>5</sup> Hernández, C et al. Sistemas Petrolíferos de la Provincia de los Llanos Orientales, 1997. ECOPETROL-Bogotá D.C. Informe Interno/ECOPETROL. ICP. Piedecuesta.

<sup>6</sup> BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Bogotá, 2007, p. 71

Figura 1. Diagrama de Van Krevelen para los tipos de Kerógeno.



**FUENTE:** HOLDITCH, S. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development, 2015, p. 10.

**1.1.2.2 Roca reservorio.** Las principales rocas reservorio de la cuenca corresponden a las areniscas de las Formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá y Une, además de las unidades C3, C5 y C7 de la Formación Carbonera, con porosidades que varían entre 10 y 30%<sup>7</sup>.

**1.1.2.3 Roca sello.** La unidad de sello regional corresponde a las lutitas de mitad del Mioceno de la Formación León; las unidades informales (C2, C4, C6, C8) de la Formación Carbonera se consideran sellos locales.<sup>8</sup>

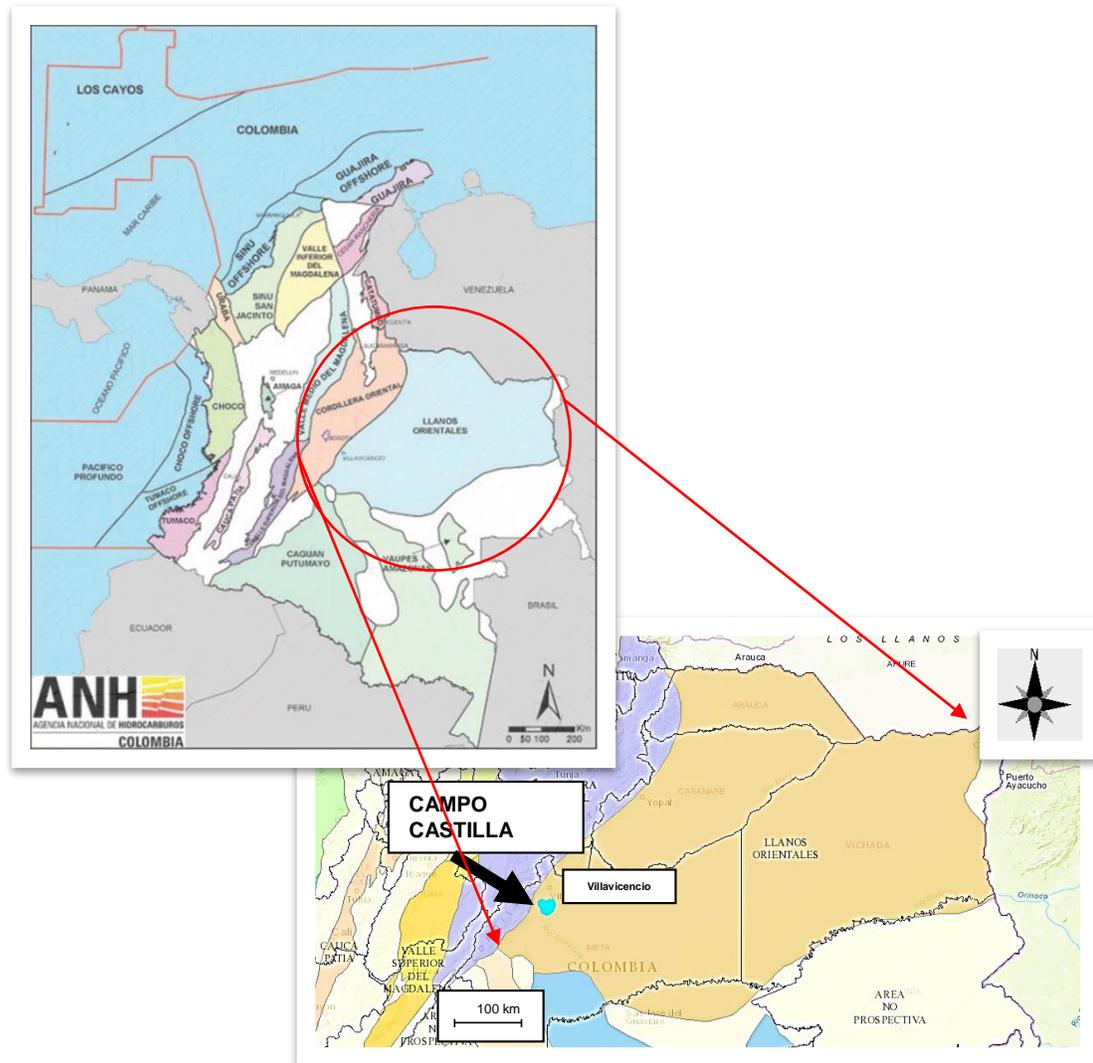
<sup>7</sup> Ibid. p. 71

<sup>8</sup> Ibid. p. 71

## 1.2 CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se encuentra ubicado 54km al sur de Villavicencio en el Departamento del Meta, en el municipio de Castilla La Nueva<sup>9</sup>, como se observa en la **Figura 2**.

**Figura 2. Ubicación Campo Castilla.**



**FUENTE:** ANH. Información General – Cuencas Cedimentarias de Colombia, 2011. Modificado por los autores.

**FUENTE:** SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Banco de Información Petrolera (BIP), Consultado el día 22 de Octubre de 2017. Modificado por los autores.

<sup>9</sup> ECOPEL. Pozo Castilla 357 ST – Informe Final. DTK Wellsite Services, Diciembre, 2014, p. 63.

**Figura 2. (Continuación)**



**FUENTE:** Google Maps. Modificado por los autores.

**1.2.1 Historia del Campo Castilla.** En el año 1969 fue descubierto con la perforación del pozo Castilla-1, que alcanzó una profundidad de 7347 pies, operado por Chevron Petroleum Company bajo el contrato de concesión Cubarral<sup>10</sup>. Para los años '70 se firmó el primer contrato de asociación en el país entre Chevron y la actual Ecopetrol S.A., que comprendió un período de explotación de 25 años, tiempo durante el cual se extrajeron 94 millones de barriles de crudo<sup>11</sup>; en el año 1989 se perforaron los pozos exploratorios Castilla Norte-1 y Castilla Este-1 y hacia el año 2000 Ecopetrol asumió la operación directa del área con una producción cercana a los 20000 barriles de crudo diarios.<sup>12</sup>

**1.2.2 Estratigrafía.** A continuación se presenta una breve descripción de las unidades litoestratigráficas perforadas de base a tope a través del pozo Castilla 357 de acuerdo con el informe final presentado por Ecopetrol en el año 2014<sup>13</sup>, tomado en base al análisis de las muestras recolectadas durante la operación de perforación; para las cuales se mencionan características litológicas y su espesor. Las subdivisiones mencionadas a continuación para la Formación Carbonera no son las que se usan comúnmente en la Cuenca de los Llanos Orientales, pero se consideran para describir las características geológicas del Campo Castilla. En la **Figura 3** se muestra la columna estratigráfica del área Castilla Norte donde es posible observar sus unidades sedimentarias.

<sup>10</sup> ECOPETROL CARTA PETROLERA. Castilla, recargado. 107 ed, Noviembre, 2003-Enero, 2004.

<sup>11</sup> Ibid.

<sup>12</sup> Ibid.

<sup>13</sup> ECOPETROL. Pozo Castilla 357 ST – Informe Final. Op.Cit., p. 66.

**Figura 3. Columna Estratigráfica área Castilla Norte.**

EDAD			NOMENCLATURA ESTRATIGRÁFICA		ESPESOR (m)	LITOLOGÍA	
ERA	PERÍODO	PISO	FORMACIONES	UNIDAD OPERACIONAL			
	Cuaternario	Pleistoceno	Formaciones Guayabo-Necesidad	Guayabo-Necesidad	700		
	Terciario	Plioceno	Formación León	Shale León	400		
	Mioceno	Oligoceno	Eoceno superior	Formación Carbonera	Areniscas Superiores	230	
					E	50	
					C1	270	
					Areniscas de Carbonera	74	
					C2	59	
					-	319	
					E3	86	
					T1	73	
					E4	173	
					T2	90	
	Mesozoico	Cretáceo	Cenomaniano	Formación Guadalupe	K1 Superior	167	
					K1 Inferior		
Formación Une				K2	228		

CONVENCIONES	
	Areniscas
	Arcillas

**FUENTE:** ECOPETROL. Pozo Castilla 357 ST – Informe Final. 2014. p. 64. Modificado por los autores.

- Formación Une: La comprenden principalmente areniscas cuarzosas y tiene un espesor de 748 pies (228 metros como se muestra en la Figura 3).<sup>14</sup>
- Formación Guadalupe: Está compuesta por las unidades K1 superior y K1 inferior, y tiene un espesor de 548 pies (167 metros como se muestra en la Figura 3), tal como se observa en la columna estratigráfica.  
Unidad K1 Inferior: Esta unidad se compone de areniscas cuarzosas, y a partir de los 7630 pies de profundidad se presenta manifestación de hidrocarburos del 10-20%.<sup>15</sup>  
Unidad K1 Superior: La comprenden lutitas carbonosas duras, fisiles y laminares, alternadas con arenisca cuarzosa friable y consolidada con muy pobre manifestación de hidrocarburos. Fueron depositados en un ambiente marino poco profundo<sup>16</sup>. Presenta cromatografía de gases que va de C1 a nC5.<sup>17</sup>
- Formación Mirador: Con 295 pies de espesor (90 metros como se muestra en la Figura 3), está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas con

<sup>14</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica De La Digitalización Y Análisis De Núcleos - Cuenca de los Llanos Orientales. Op.Cit., p.48

<sup>15</sup> Ibid. p.79.

<sup>16</sup> NXT Energy Solutions. Case Example: Castilla.

<sup>17</sup> ECOPETROL. Pozo Castilla 357 ST – Informe Final. Op, Cit., p.77.

manifestación de hidrocarburos<sup>18</sup> y representan el reservorio más importante de la Cuenca de los Llanos Orientales alcanzando un espesor de hasta 950 pies en el pozo Floreña-1 del piedemonte llanero<sup>19</sup>. A esta formación también se le conoce como unidad T2.

- Formación Carbonera: Con un espesor de aproximadamente 5061 pies (1543 metros como se muestra en la Figura 3) la Formación Carbonera se encuentra dividida en 8 unidades operacionales ordenadas de base a tope de la siguiente manera:

Unidad Lutita E4: Con 568 pies de espesor (173 metros como se muestra en la Figura 3), esta unidad predominantemente lutítica constituye parte del sello de la cuenca. Se caracteriza por su contenido de limolitas y algunos niveles de caliza a 6570 pies de profundidad. Presenta un contenido de metano de 157 ppm.<sup>20</sup>

Unidad T1: Se caracteriza por su alto contenido de areniscas y un espesor de 239 pies (73 metros como se muestra en la Figura 3).<sup>21</sup>

Unidad Lutita E3: Durante 282 pies (86 metros como se muestra en la Figura 3) se observan lutitas con buen grado de consolidación y de partición fisil, intercaladas con limolitas. Esta unidad tiene 450 ppm de metano.<sup>22</sup>

Unidad C2: Con aproximadamente 1950 pies de espesor (594 metros como se muestra en la Figura 3 asumiendo un espacio que no se encuentra definido), es la unidad más amplia. Es de contenido arcilloso y se observan intercalaciones de limolitas, areniscas y lutitas con muy pequeñas capas de caliza y material calcáreo.<sup>23</sup>

Unidad Areniscas de Carbonera: Durante los 243 pies de espesor (74 metros como se muestra en la Figura 3) no se manifestó presencia de gas. Está representada por arenisca cuarzosa con tamaño de grano medio a muy grueso.<sup>24</sup>

Unidad C1: Esta unidad presenta intercalaciones de arcilla hinchable y sin contenido calcáreo alternadas con areniscas cuarzosas poco consolidadas, y con un espesor de 860 pies (270 metros como se muestra en la Figura 3).<sup>25</sup>

Unidad Lutita E: Con 164 pies de espesor (50 metros como se muestra en la Figura 3) se observan intercalaciones de lutitas, arena cuarzosa y calizas.<sup>26</sup>

Unidad Areniscas Superiores: Compuesta por arenisca sin presencia de hidrocarburos ni gas y un espesor de 755 pies (230 metros como se muestra en la Figura 3).<sup>27</sup>

---

<sup>18</sup> Ibid. p. 76.

<sup>19</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica De La Digitalización Y Análisis De Núcleos - Cuenca de los Llanos Orientales. Op.Cit., p.49

<sup>20</sup> ECOPETROL. Pozo Castilla 357 ST – Informe Final. Op, Cit., p. 75.

<sup>21</sup> Ibid. p.74.

<sup>22</sup> Ibid. p. 74

<sup>23</sup> Ibid. p. 73.

<sup>24</sup> Ibid. p. 71

<sup>25</sup> Ibid. p. 71

<sup>26</sup> Ibid. p. 70.

<sup>27</sup> Ibid. p. 69.

- Formación León: En la cuenca de los Llanos Orientales se encuentra compuesta por capas gruesas de lutitas.<sup>28</sup>
- Formación Guayabo: Tiene un espesor de 2297 pies (700 metros como se muestra en la Figura 3) y se observó un intervalo predominante de arenisca cuarzosa poco consolidada. A los 260 pies de profundidad perforados en el pozo Castilla 357, se presentan niveles arcillosos bien desarrollados.<sup>29</sup>

**1.2.3 Propiedades petrofísicas del Campo Castilla.** Con una presión inicial de 2600 psi a 5600 pies de profundidad, la estructura geológica del Campo Castilla es la de un anticlinal asimétrico elongado con una orientación N60E de aproximadamente 10 km de largo por 4 km de ancho<sup>30</sup> con un mecanismo de producción predominantemente asociado a un acuífero activo. Posee una porosidad primaria promedio de aproximadamente 19% y una permeabilidad promedio de 93 md a 1384 md. Las rocas almacenadoras se encuentran en la Formación Guadalupe, compuestas principalmente por areniscas de grano grueso a medio.<sup>31</sup>

---

<sup>28</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica De La Digitalización Y Análisis De Núcleos - Cuenca de los Llanos Orientales. Op.Cit., p.52

<sup>29</sup> ECOPETROL. Pozo Castilla 357 ST – Informe Final. Op, Cit., p. 68.

<sup>30</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca De Los Llanos Orientales – Estudio Integrado, p.2.

<sup>31</sup> BOLAÑOS, Marco Antonio y REYES, Carlos Mauricio. Evaluación del Daño de Formación generado por los fluidos de perforación y completamiento en el campo castilla en los pozos complementados por la compañía Baker Hughes. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2011, p. 30-32

## 2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se definen los conceptos teóricos más relevantes para el proyecto, partiendo de las generalidades concernientes a los fluidos de perforación, hacia mecanismos de actuación más complejos, pero de igual manera importantes, como son la introducción a la nanotecnología y los nanomateriales dentro de la industria del petróleo y más específicamente, dentro de la ingeniería de perforación y el valor generado en formaciones problemáticas como las lutitas.

### 2.1 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Uno de los componentes más importantes en la fase de perforación de pozos petroleros es el fluido de perforación, puesto que este es el encargado de ejercer el control primario del pozo a través de una serie de propiedades fisicoquímicas, con el fin de garantizar una operación segura y eficiente.

Según el *Drilling Fluids Processing Handbook*<sup>32</sup>, “un fluido de perforación es cualquier fluido usado en la fase de perforación con el fin de cumplir con una serie de funciones que permitan optimizar las operaciones. Este fluido es circulado desde la superficie hasta el fondo del pozo a través de la tubería de perforación y la broca, retornando a superficie por el anular”.

### 2.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El primer propósito del fluido fue servir como un vehículo para el transporte de los recortes desde el fondo hasta superficie, hoy en día los escenarios de perforación cada vez más complejos, hacen que los requerimientos que deben ser cumplidos por los fluidos sean más diversos y difíciles de materializar<sup>33</sup>.

Considerando estos factores, para American Oil Company<sup>34</sup> el mejor fluido de perforación es aquel que permitirá al operador alcanzar el objetivo geológico deseado al costo total más bajo. Es por esto, que deben establecerse las principales funciones a ser cumplidas por el fluido, con el fin de diseñar el más apropiado para una situación específica dada.

---

<sup>32</sup> ASME. Shale Shaker Committee. *Drilling Fluids Processing Manual*. USA, 2005. p. 16

<sup>33</sup> *Ibid.* p. 2.

<sup>34</sup> AMOCO. *Drilling Fluids Manual*. 2010. p. 22.

**2.2.1 Control de la presión de formación.** El fluido de perforación controla la presión de fondo por medio de la presión hidrostática de la columna de fluido que ejerce sobre la formación. Esta presión ejercida depende de la densidad del lodo y la profundidad vertical verdadera (TVD) de la columna de fluido. En la mayoría de las áreas de perforación, los fluidos de perforación de agua dulce, son suficientes para balancear las presiones de la formación. Sin embargo, pueden encontrarse formaciones con presiones anormales que requieran fluidos de perforación de densidades más altas para controlar dichas presiones.

El control de las presiones de la formación, es un factor muy importante para el éxito de las operaciones de perforación, ya que cualquier falla en el control de éste parámetro puede resultar en el flujo no controlado de los fluidos desde la formación hacia superficie, resultando en una patada de pozo, comúnmente denominado "influjo".

**2.2.2 Transporte de recortes.** Una de las funciones principales del fluido es transportar los recortes desde el fondo del pozo hacia la superficie a medida que la perforación se va desarrollando. Existen varios factores que influyen esta remoción de recortes desde el fondo.

A partir del Manual de Fluidos de Perforación de Baker Hughes, se establece que la velocidad a la cual el fluido viaja por el anular, es uno de los factores más importantes de limpieza del hoyo. La velocidad anular debe ser más grande que la velocidad de deslizamiento de los recortes, para que estos se muevan en dirección ascendente hacia la superficie<sup>35</sup>. Por otro lado, la densidad del fluido suspendido tiene un efecto de boyanza asociado en los recortes. Es por esto, que un aumento en la densidad, también aumenta la capacidad del fluido para transportar recortes. El adecuado transporte de los recortes juega un papel preponderante en la limpieza eficiente de los sólidos perforados que se encuentran suspendidos en el hoyo. Por esta razón, la falta de control de este factor puede desencadenar diversos problemas en la etapa de perforación, como lo pueden ser, empaquetamiento del hoyo, pega diferencial, incapacidad para alcanzar el fondo con las herramientas de registros, disminución en la tasa de penetración por la pérdida de capacidad de corte de la broca, entre otros.

---

<sup>35</sup> BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. p. 9.

**2.2.3 Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.** Una cantidad considerable de calor es generada por la rotación de la broca y la sarta de perforación, es allí donde el fluido de perforación actúa como un fluido conductor que expulsa el calor de las superficies de estos elementos<sup>36</sup>. Actualmente, esta función cobra un papel cada vez más importante debido a la perforación de pozos con una profundidad mayor, lo que aumenta directamente la generación y exposición al calor, sufrida por la broca y la sarta de perforación. Además de esto, los fluidos de perforación son capaces de darle lubricidad a la broca, lo que alarga considerablemente su vida útil y mejora la capacidad de corte de la misma.

**2.2.4 Minimizar el daño de formación.** Un fluido de perforación deficiente en calidad puede afectar significativamente las propiedades de una formación productora. Los mecanismos de daño incluyen la migración de finos de la formación, la invasión de sólidos y las alteraciones de la mojabilidad<sup>37</sup>. La identificación de estos mecanismos direccionará una selección cuidadosa del fluido de perforación más apropiado, con el fin de minimizar el daño de formación efectuado durante las operaciones.

### **2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

Con el objetivo de llevar a cabo una operación de perforación de manera rentable, el ingeniero de fluidos debe asegurar que las propiedades del fluido sean las adecuadas con respecto a la formación de estudio, así como asegurar que dichas propiedades se mantengan en el tiempo y hacer las modificaciones correspondientes. En el **Cuadro 1** se presentan algunas de las propiedades más importantes:

---

<sup>36</sup> Ibid. p. 9.

<sup>37</sup> AMOCO. Op. Cit ., p. 25.

**Cuadro 1. Propiedades de los Fluidos de Perforación.**

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
Densidad (lb/gal)	Es la propiedad del fluido de ejercer un control directo sobre el pozo, con el fin de asegurar la calidad de las operaciones de perforación y evitar problemas relacionados con arremetidas de pozo y descontrol de las presiones.
pH	El pH es definido como la acidez relativa o la alcalinidad de un líquido. El control óptimo de algunos sistemas de fluidos es basado en el pH, específicamente para la detección y el tratamiento de algunos contaminantes. La mayoría de los lodos base agua trabajan con un pH de 7.5 a 11.5.
Conductividad eléctrica	Esta propiedad es medida y controlada en los fluidos base agua con mucha frecuencia por la necesidad de asegurar una mejor y más confiable evaluación de las características de la formación a través de los registros eléctricos. Además de esto, la prueba de estabilidad eléctrica es usada como un indicador de la estabilidad de las emulsiones de agua en aceite, en los fluidos base agua.
Viscosidad Plástica (cP)	Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica entre sólidos, sólidos y líquidos y, líquidos y líquidos. Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de control de sólidos <sup>38</sup> . Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP), optimizando las operaciones de perforación.
Punto cedente (lb/100ft <sup>2</sup> )	Es una medida de la fuerza de atracción existente entre las partículas bajo condiciones dinámicas o de flujo <sup>39</sup> . Está relacionado directamente con la capacidad de limpieza del fluido y generalmente sufre aumentos en su valor por la acción de los contaminantes solubles que adquiere el fluido como el Carbonato, Calcio y sólidos reactivos de la formación.

<sup>38</sup> PDVSA. Manual de Fluidos de Perforación. 2002. p. 4.

<sup>39</sup> Ibid. p. 4.

**Cuadro 1. (Continuación).**

<b>PROPIEDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
Resistencia o Esfuerzo de gel (lb/100ft <sup>2</sup> )	La resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica existente entre las partículas del fluido de perforación bajo condiciones estáticas. Está relacionada directamente con la capacidad que tiene el fluido para suspender los recortes.
Filtrado API (cc/30 min)	Es un indicativo del volumen de líquido que es capaz de filtrarse hacia una formación permeable a través del revoque cuando es sometido a una presión diferencial.

**FUENTE:** AMOCO. Drilling Fluids Manual. 2010. Modificado por los autores.

**FUENTE:** CAENN, Ryen y DARLEY, H. Composition and properties of Drilling and Completion Fluids. Massachusetts, 2011. Modificado por los autores.

**FUENTE:** PDVSA. Manual de Fluidos de Perforación. 2002. Modificado por los autores.

## **2.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

El tipo de fluido de perforación preparado es decisivo para la perforación de un pozo petrolero ya que sus características se encuentran relacionadas con los estratos que se esperan perforar, por lo tanto conocer los distintos tipos de fluido de perforación que existen llevarán a escoger el más adecuado y el que brinde las mejores propiedades.

Los fluidos de perforación se clasifican en:

**2.4.1 Fluidos de perforación base agua.** Los fluidos de perforación base agua son los más ampliamente usados en la industria del petróleo debido a que estos son fáciles de diseñar, relativamente económicos y pueden ser formulados para diversas situaciones de perforación de alta complejidad. Además de estas ventajas operativas, los fluidos base agua son preferidos por la alta sensibilidad ambiental y costo que presentan otros tipos de fluidos de perforación, como los base aceite. Los fluidos de perforación base agua se pueden subdividir en tres grupos principalmente:

**2.4.1.1 Fluidos de perforación no inhibidos.** Los fluidos de perforación no inhibidos normalmente están compuestos por arcillas naturales o comerciales, junto a la soda cáustica o cal<sup>40</sup>. Además de esto, su composición está basada en defloculantes y dispersantes tales como, lignitos, lignosulfonatos o en algunas ocasiones fosfatos. Generalmente los fluidos no inhibidos son utilizados para perforar las zonas superficiales del pozo, conocidos comúnmente como “Spud Muds”. Una práctica común es permitir la entrada controlada de los sólidos de la formación para generar la dispersión, controlando las propiedades reológicas en momentos en donde ya no pueden ser controladas por el agua en dilución. Estos sistemas de fluidos de perforación son realmente sencillos y económicos, aunque su formulación variará dependiendo de las necesidades de la formación. Se clasifican en:

- **Fluidos de perforación de agua fresca.** Este sistema de fluidos de perforación es uno de los más sencillos existentes en el mercado. La salinidad y la calidad del agua, dependerá de las características propias de la formación. Este tipo de fluido es newtoniano, por lo que requerirá de altas velocidades anulares para poder proveer una alta eficiencia en la remoción de recortes. Debido a que la composición de estos sistemas es relativamente sencilla, en ocasiones es necesario bombear píldoras viscosas que faciliten la limpieza del hoyo, transportando los recortes hasta superficie.
- **Fluidos de perforación naturales.** Los fluidos de perforación naturales son sistemas básicos que atrapan los sólidos provenientes de la formación a medida que la perforación se va llevando a cabo. Debido a esto, los sólidos van quedando dispersos dentro del fluido, como resultado la viscosidad del fluido va aumentando por lo que la dilución puede ser requerida con el fin de controlar éste parámetro. Para controlar la corrosión se utiliza soda cáustica y cal.<sup>41</sup>
- **Fluidos de perforación de agua-bentonita.** Dado que este sistema de fluidos cuenta con bentonita dispersa en agua fresca, éste tipo de fluidos es capaz de generar una buena capacidad de levantamiento de recortes, un aumento en la tasa de penetración, además de un adecuado control de filtrado. Normalmente este tipo de fluidos de perforación es utilizado para la perforación de zonas superficiales, pero en ocasiones se utiliza para perforar zonas más profundas.
- **Fluidos de perforación de lignito-lignosulfonato.** Este sistema de fluidos de perforación es utilizado para la perforación de una gran variedad de zonas debido a su estabilidad térmica, a pesar de que la misma no está concretamente definida y depende de factores como el pH del fluido, el tipo de lignosulfonato utilizado, la cantidad de tiempo expuesto a alta temperatura y el contenido de sólidos del fluido.

---

<sup>40</sup> AMOCO. Op. Cit ., p. 21.

<sup>41</sup> Ibid. p. 273.

**2.4.1.2 Fluidos de perforación inhibidos.** Los fluidos de perforación inhibidos<sup>42</sup>, se caracterizan por ser sistemas que alteran muy poco las características de la formación. Es por esto, que son frecuentemente utilizados para la perforación de formaciones de shale y arcilla, además de zonas donde la utilización de un lodo más contaminante puede ser un problema. Los fluidos inhibidos a base de sal<sup>43</sup>, utilizan cloruro de sodio para alcanzar la inhibición. Los fluidos a base de calcio usan cal o yeso y los fluidos a base de potasio utilizan carbonato de potasio, cloruro de potasio o cualquier otro aditivo a base de potasio. Se clasifican en:

- **Fluidos de perforación inhibidos a base de calcio.** Los fluidos de perforación inhibidos a base de calcio son generalmente utilizados para perforar intervalos que contienen shales altamente reactivos. Esto es posible, gracias a la eficiente capacidad de inhibición y resistencia a la contaminación característica de estos fluidos<sup>44</sup>. Por lo general, concentraciones de iones de calcio y magnesio no tienen efectos significativos en el rendimiento del fluido, como de igual manera es capaz de tolerar contenido de sólidos, sin embargo, la alta presencia de lodos de baja gravedad puede causar inestabilidades en las propiedades reológicas.
- **Fluidos de perforación inhibidos a base de sal.** Los fluidos de perforación inhibidos a base de sal, como su nombre lo puede denotar, son fluidos que contienen en su formulación cantidades considerables de sal, generalmente cloruro de sodio. El efecto que tiene la sal en el fluido, dependerá notoriamente de la cantidad de sal dentro del sistema y la cantidad y calidad de sólidos presentes<sup>45</sup>. Se considera que un fluido de perforación es a base de sal cuando su contenido de cloruro de sodio es mayor a 10.000 mg/L.
- **Fluidos de perforación inhibidos a base de potasio.** Los fluidos de perforación a base de potasio son utilizados principalmente en áreas donde limitar la alteración química de los shales es un parámetro de control vital para el éxito de las operaciones. Esto se debe a la capacidad que tienen los iones de potasio de ajustarse más efectivamente a la estructura de las arcillas, reduciendo considerablemente la hidratación de estas<sup>46</sup>. Para que la ventaja obtenida a partir de los sistemas a base de potasio no sea perdida, la concentración de potasio requerida debe ser mantenida a lo largo de la operación, el control de esta variable es un factor sensible para que éste tipo de sistemas sea verdaderamente efectivo.

---

<sup>42</sup> Ibid. p. 279.

<sup>43</sup> Ibid. p. 279.

<sup>44</sup> Ibid. p. 279.

<sup>45</sup> Ibid. p. 294.

<sup>46</sup> Ibid. p. 307.

**2.4.1.3 Fluidos de perforación poliméricos.** Los fluidos de perforación poliméricos son aquellos que contienen determinados polímeros para controlar una gran variedad de propiedades más efectivamente<sup>47</sup>. Dentro de las utilidades que pueden presentar los polímeros se tienen el control de la viscosidad, del control de filtrado, además de aquellos que sirven para deflocular y proveer una mayor estabilización a altas temperaturas. Dentro de los polímeros de alto peso molecular normalmente utilizados se encuentran PHPA, PAC, XC, etc. Este tipo de sistemas contiene menos del 5% del volumen total de sólidos de baja gravedad. Se clasifican en:

- Fluidos de perforación poliméricos no dispersos. Este tipo de fluidos de perforación es generalmente utilizado en formaciones duras con una baja tasa de penetración. Existen ocasiones en donde el agua fresca no cumple con los requerimientos necesarios para limpiar adecuadamente el hoyo por lo que es necesario utilizar materiales de otras características como los polímeros con el fin de mejorar dicha característica. Estos sistemas de fluidos están comúnmente compuestos por agua con cantidades variables de bentonita y polímeros. La función principal de estos últimos es generar la viscosidad suficiente para una adecuada limpieza del hoyo bien sea por la floculación de los sólidos o por la viscosificación directa sobre la fase de agua<sup>48</sup>. Además de esto, los polímeros también cumplen la función de controlar el filtrado. Sin embargo, éste tipo de sistemas es muy sensible a la contaminación del fluido ya sea por cemento, sal o anhídrita, lo cual puede afectar su estabilidad y de igual manera sus propiedades, limitando el uso de este tipo de fluidos.
- Fluidos de perforación poliméricos defloculados de alta temperatura. Los fluidos de perforación poliméricos defloculados de alta temperatura son diseñados especialmente para ampliar la capacidad que tiene el fluido de conservar sus características reológicas en ambientes de temperatura extrema. Generalmente, son preferidos por encima de otros tipos de lodos como los base aceite, porque son menos contaminantes y más seguros para trabajar, además de la influencia del factor económico en su elección. Otro factor que es importante considerar en este tipo de fluidos, es la desventaja que presentan cuando la densidad es mayor a 14 lb/gal, la carga de sólidos es alta y se presenta pérdida de aditivos poliméricos, el sistema se vuelve difícil de controlar, cuando presenta situaciones adversas como las mencionadas anteriormente.

**2.4.2 Fluidos de perforación base aceite.** Un fluido de perforación base aceite puede definirse como un fluido que tiene como fase continua al aceite y al agua, si está presente, como fase dispersa. Existen dos clasificaciones básicas de los fluidos base aceite, fluidos de emulsión inversa y de solo aceite. La cantidad de agua presente, definirá cada tipo de fluido:

---

<sup>47</sup> Ibid. p. 320.

<sup>48</sup> Ibid. p. 320.

**2.4.2.1 Fluidos de perforación sólo aceite.** Este tipo de fluidos de perforación tiene al aceite como fase externa y están diseñados para estar libres de agua en su formulación y uso. Generalmente, se utilizan pequeñas cantidades de emulsificantes<sup>49</sup>. Todos los fluidos de éste tipo están formulados para manejar pequeñas cantidades de agua, pero en ocasiones cuando la cantidad de ésta es considerable, lo más aconsejable es convertir el fluido de perforación en uno de emulsión inversa.

**2.4.2.2 Fluidos de perforación de emulsión inversa.** A diferencia del anterior tipo de fluido de perforación base aceite, éstos sistemas se caracterizan por tener cantidades moderadas a altas de agua en su formulación. Un fluido de emulsión inversa puede contener tanto como el 60% de la fase líquida en agua<sup>50</sup>. Con el fin de evitar la desestabilización de la emulsión y la coalescencia del agua, generando gotas más grandes, es necesario agregar emulsificadores especiales que emulsifiquen ligeramente el agua.

## 2.5 ADITIVOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los aditivos utilizados en los fluidos de perforación son cualquier compuesto químico que mediante su interacción con el fluido y la formación, permite una modificación química adecuada para mantener el control y optimizar las operaciones de perforación.

La selección adecuada del fluido de perforación y sus aditivos, se basa en una serie de experiencias y conocimientos que usualmente se tienen de la zona sobre la cual se está trabajando, además de tener clara la importancia de las diferentes funciones que debe cumplir el fluido para que la operación se lleve a cabo de manera segura. En el **Cuadro 2** se presenta una breve descripción de los aditivos más usados en un fluido de perforación, su característica más importante y dos ejemplos usados en la industria petrolera.

**Cuadro 2. Aditivos más usados en un fluido de perforación.**

ADITIVOS	CARACTERÍSTICA	EJEMPLOS
<b>Densificante</b>	Materiales utilizados para incrementar la densidad y así controlar las presiones de la formación.	Barita. Hematita.
<b>Viscosificante</b>	Mejoran la capacidad del fluido para remover los recortes y suspender el material densificante. Incrementan la resistencia al flujo.	Bentonita. Poliacrilamidas.

<sup>49</sup> Ibid. p. 335.

<sup>50</sup> Ibid. p. 335.

**Cuadro 2. (Continuación).**

<b>ADITIVOS</b>	<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>EJEMPLOS</b>
<b>Controlador de filtrado</b>	Disminuyen el volumen de filtrado que el lodo pierde a la formación debido a la diferencia de presión y la permeabilidad de la formación.	Bentonita. Gilsonita.
<b>Estabilizadores de formación</b>	Se utilizan para prevenir el ensanchamiento excesivo del pozo, derrumbe o formación de cavernas mientras se perfora con fluidos base agua en lutitas sensibles.	Inhibidores de arcilla. Poliacrilamidas.
<b>Dispersante o defloculante</b>	Causan un cambio en la interacción fisicoquímica entre los sólidos del sistema, reduciendo las fuerzas de atracción.	Taninos. Lignosulfonatos.
<b>Alcalinizante</b>	Se emplean para mantener en el sistema un rango de pH que asegure el óptimo desempeño de los aditivos empleados.	Soda cáustica. Hidróxido de potasio.
<b>Emulsificante</b>	Crean una mezcla heterogénea de dos líquidos inmiscibles.	Ácidos grasos. Materiales a base de aminas.
<b>Lubricante</b>	Se utilizan para reducir el coeficiente de fricción de los fluidos de perforación disminuyendo el torque y el arrastre.	Diésel. Aceites sintéticos.
<b>Controlador de pérdidas de circulación</b>	Se utilizan para taponar la zona de pérdida hacia el interior de la formación.	Cáscara de arroz. Carbonato de Calcio.

**FUENTE:** QMAX. Aditivos para los fluidos de perforación. Modificado por los autores.

## **2.6 NANOTECNOLOGÍA**

Según Li, Zhang, Zhao & Hou<sup>51</sup> la nanotecnología representa el desarrollo y la aplicación de materiales, métodos y equipos a una escala en el rango de 1 a 100 nanómetros (nm). Por otro lado, la BSI (Institución de Estándares Británicos por sus siglas en inglés) define una nanopartícula como aquella con todos sus diámetros en nanoescala<sup>52</sup>.

<sup>51</sup> Li, Gongrang, et al. Nanotechnology to improve sealing ability of drilling fluids for shale with micro-cracks during drilling, Junio, 2012, p.1. ISBN 978-1-61399-206-7

<sup>52</sup> HORIKOSHI, Satoshi y SERPONE, Nick. Introduction to Nanoparticles, 1 ed, Abril, 2013, p.2.

Actualmente, muchas compañías desarrollan programas de investigación relacionados con la aplicabilidad de la nanotecnología en sus industrias con el objetivo de mejorar el rendimiento de sus operaciones reduciendo costos y minimizando el impacto ambiental sobre su entorno generando competitividad en las empresas.

Los principales problemas que se presentan en la operación de perforación, como la inhibición del shale, las pérdidas de circulación o la capacidad reológica de los fluidos, han llevado a la necesidad de implementar materiales que se puedan acoplar de una mejor manera a las operaciones de perforación, dando paso al uso de nanopartículas y nanomateriales.

**2.6.1 Aplicación de la nanotecnología en la industria del petróleo:** Los escenarios operacionales cada vez más complejos a los que las compañías petroleras se enfrentan diariamente hacen que estas busquen tecnología de punta para reducir los distintos inconvenientes que se puedan presentar. Las bondades que la nanotecnología puede aportar en este campo son numerosas y de gran utilidad puesto que las partículas en nanoescala son capaces de alterar propiedades y características que ningún material en un tamaño de mayor magnitud podría lograr. En el **Cuadro 3** se presentan distintas áreas de la industria del petróleo con sus necesidades y soluciones gracias al uso de la nanotecnología.

**Cuadro 3. Necesidades de la industria del petróleo y el uso de la nanotecnología para su solución.**

Área	Necesidad de la Industria	Solución
<b>Exploración</b>	Métodos de exploración menos invasivos. Sensores remotos. Resolución mejorada de la sísmica. Instrumentación mejorada.	Nanosensores e imágenes.
<b>Administración de Reservorios</b>	Habilidad de capturar y almacenar CO <sub>2</sub> . Control de aglomeración de partículas. Exclusión mejorada de arena.	Nanomembranas.

**Cuadro 3. (Continuación).**

Área	Necesidad de la Industria	Solución
<p><b>Administración de Reservorios</b></p>	<p>Detección temprana de fugas para prevenir desastres ambientales. Monitoreo en tiempo real de la tasa de flujo, presión y otros parámetros durante producción.</p>	<p>Nanosensores.</p>
	<p>Minimizar daños a las plataformas offshore, reducir pesos y aumentar su firmeza. Mejorar estabilidad, integridad de la presión y eficiencia de transferencia de calor.</p>	<p>Nanomateriales, fluidos y recubrimientos.</p>
<p><b>Perforación</b></p>	<p>Aumentar la efectividad y longevidad de los componentes de perforación haciendo tuberías y brocas más fuertes, económicas y ligeras. Extender la vida de los equipos haciéndolos resistentes a la corrosión y el desgaste. Maquinaria innovadora que pueda ser enviada al fondo del pozo. Integridad mejorada del cemento, de baja densidad y más fuerte.</p>	<p>Nanomateriales y recubrimientos.</p>

**Cuadro 3. (Continuación).**

Área	Necesidad de la Industria	Solución
<b>Perforación</b>	<p>Mejorar fluidos de perforación y su conductividad térmica.</p> <p>Remoción de metales tóxicos como mercurio o cadmio.</p> <p>Prevenir invasión del fluido de perforación.</p>	<p>Nanofluidos y Nanomembranas.</p>
<b>Producción</b>	<p>Monitoreo de esfuerzos en tiempo real.</p> <p>Detección precisa de fugas en tuberías.</p> <p>Mejor entendimiento de las propiedades de los fluidos y cambios en producción.</p> <p>Toma de medidas en fondo de pozo (presión, temperatura, conductividad, composición).</p>	<p>Nanosensores.</p>
	<p>Aumentar la resistencia al desgaste.</p> <p>Materiales auto-mejorables.</p> <p>Integridad a la presión.</p>	<p>Nanomateriales y recubrimientos.</p>
	<p>Mejorar filtración de agua para uso industrial y agrícola.</p> <p>Filtración de impurezas del petróleo y del gas.</p> <p>Exclusión de arena.</p> <p>Separación de emulsiones agua/petróleo en superficie.</p>	<p>Nanomembranas.</p>

**Cuadro 3. (Continuación).**

Área	Necesidad de la Industria	Solución
Producción	Fluidos ambientalmente amigables. Recobro mejorado del petróleo. Mejorar tasas de producción y disposición de agua. Habilidad de manipular las características interfaciales de la relación roca-fluido.	Nanofluidos.
Refinación y Procesamiento	Aumentar la velocidad y la capacidad de refinación. Mejores materiales de separación. Conversión eficiente de hidrocarburos a combustibles limpios.	Nanomembranas y nanocatalizadores.
	Monitoreo mejorado durante la refinación del petróleo.	Nanosensores.

**FUENTE:** KONG, Xiangling y OHADI, Michael. Applications of Micro and Nano Technologies in the Oil and Gas Industry – An Overview of the Recent Progress. 2010, p.5. Modificado por los autores.

**2.6.2 Nanofluido.** Un nanofluido o “fluido inteligente” es aquel fluido usado en las diferentes operaciones de la industria del petróleo, como la perforación de pozos o el completamiento del mismo, que contiene al menos un aditivo en nanoescala<sup>53</sup>. Una de las grandes ventajas de los nanofluidos en las operaciones de perforación de pozos petroleros, es su capacidad de ejercer un control directo y preciso sobre formaciones de shale que se encuentran en la estratigrafía de la zona. La razón es que las nano-partículas son lo suficientemente pequeñas para penetrar y sellar las

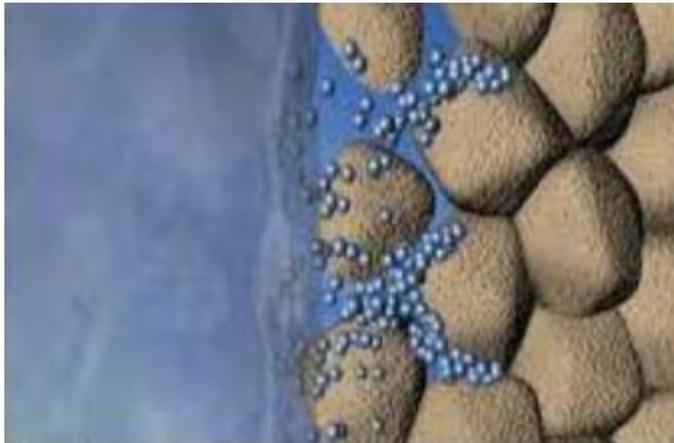
<sup>53</sup> AMANULLAH, Md y AL-TAHINI, Ashraf M. Nano-Techology – Its Significance in Smart Fluid Development for Oil and Gas Field Application. Arabia Saudita, Mayo, 2009, p. 3. ISBN 978-1-61399-021-6

micro-fracturas presentes en el shale y de esta manera construir una torta de lodo interna, reduciendo significativamente la invasión del fluido a la formación.<sup>54</sup>

**2.6.3 Mecanismo de funcionamiento de las nanopartículas como inhibidores.** Dentro de los diferentes mecanismos de funcionamiento de las nanopartículas como inhibidores de shale se encuentran:

**2.6.3.1 Físico.** Los aditivos que funcionan físicamente, sellan o taponan la formación para evitar que el agua ingrese y empiece el proceso de hidratación y posterior hinchamiento del shale<sup>55</sup>. En la **Figura 4** es posible observar de manera ilustrativa el mecanismo de inhibición física de las nanopartículas.

**Figura 4. Mecanismo de inhibición física del shale por un inhibidor nanométrico.**



**FUENTE:** TARAGHIKHAH,S.; MOHAMMADI,M. y NOWTARAKI,K. Multifunctional Nanoadditive in Water Based Drilling Fluid for Improving Shale Stability. Diciembre, 2015, p. 5. ISBN 978-1-61399-378-1

**2.6.3.2 Químico.** Los aditivos que funcionan químicamente lo hacen por medio de intercambio catiónico simple o múltiple, ya sea entrando a la matriz de la arcilla o actuando en la superficie de la misma. Esto retarda el hinchamiento de las arcillas lo cual reduce la cantidad de agua que puede ser absorbida por los cationes hidratables presentes en la superficie de las arcillas<sup>56</sup>.

---

<sup>54</sup> Li Long, et al. Vital Role of Nanomaterials in Drilling Fluid and Reservoir Protection Applications. Abu Dhabi, Noviembre, 2011, p. 2. ISBN 978-1-61399-217-3

<sup>55</sup> GÓMEZ, Sandra y PATEL, Arvind. Shale Inhibition: What Works?, 2013, p.2

<sup>56</sup> LI, Gongrang. Op.Cit., p.3

**2.6.4 Reseña histórica de los nanomateriales utilizados en fluidos de perforación.** Durante los últimos años se ha estudiado la incidencia del tamaño nanométrico de las partículas en el rendimiento de los fluidos, y a lo largo de distintas investigaciones realizadas se han determinado ciertos nanomateriales típicos para ser utilizados en los fluidos de perforación, que han demostrado ser eficientes en lograr una mejora de las propiedades de los fluidos, minimizando pérdidas, mejorando condiciones de operación y ayudando a la sostenibilidad medioambiental.

**2.6.4.1 Nanoarcilla.** Para el año 2016 un estudio evaluó el efecto de la temperatura en las propiedades reológicas de un fluido de perforación con nano-partículas de arcilla. Mohammed, A., Vipulanandan, C. y Dighe, S demostraron que a una concentración de 0.6% en peso, el nano-material tiene la capacidad de controlar la pérdida de filtrado reduciéndolo en casi un 50% incluso con un aumento de temperatura<sup>57</sup>, lo que se ve reflejado en una disminución del daño de formación.

En el año 2015 Shakib, J. T., Kanani, V., & Pourafshary, P., llevaron a cabo un estudio de comparación entre nano-titanio, nano-óxido de cobre, nano-alúmina y nano-arcillas con la carboximetil celulosa (CMC), un aditivo usado convencionalmente en la industria como controlador de filtrado; en el cual se demostró la alta capacidad de la nano-arcilla para reducir el filtrado en un 5%.<sup>58</sup> En el año 2013 otro estudio demostró la reducción de la pérdida de filtrado en 186 ml usando nano-partículas de arcilla como aditivo en el lodo de perforación<sup>59</sup>.

**2.6.4.2 Nanopartículas de Boro.** En una prueba de campo realizada en Myanmar en el año 2016, se evaluó el efecto de usar nanopartículas de boro al 2% en peso como aditivo en un fluido de perforación y se demostró que reducía la pérdida de filtrado en un 40%<sup>60</sup>.

---

<sup>57</sup> MOHAMMED, A.; VIPULANANDAN, C. y DIGHE, S., Nanoclay Modified Drilling Muds for HPHT Applications, Abril, 2016, p. 5.

<sup>58</sup> SHAKIB, Jaber Taheri; KANANI, Vahid y POURAFSHARY, Peyman. Nano-clays as additives for controlling filtration properties of water-bentonite suspensions. Noviembre, 2015, p. 6.

<sup>59</sup> ABDOU, M. I.; AL-SABAGH, A. M. y DARDIR, M. M. Evaluation of Egyptian bentonite and nano-bentonite as drilling mud. En: Egyptian Journal of Petroleum. Jun. vol. 22, no. 1, p. 53-59

<sup>60</sup> KRISHNAN, Shutesh; ABYAT, Zahra y CHOK, Calvin. Characterization Of Boron-Based Nanomaterial Enhanced Additive In Water-Based Drilling Fluids: A Study On Lubricity, Drag, ROP And Fluid Loss Improvement. Abu Dhabi, 2016, p. 8. ISBN 978-1-61399-409-2

**2.6.4.3 Nanopartículas de Óxido Férrico.** Según Mahmoud, Nasr-El-Din, Vryzas, & Kelessidis en un estudio realizado en el año 2015, las nano-partículas de óxido férrico redujeron en un 43% el volumen de filtrado, comparado con un fluido base, luego de agregar el material a una concentración del 0,5% en peso. En el mismo estudio, los resultados se compararon añadiendo nano-partículas de sílice, sin embargo este material generó un aumento en el volumen de filtrado y en el espesor de la torta de lodo<sup>61</sup>.

En el año 2014 Contreras, Hareland, Husein, Nygaard, & Al-Saba usaron nano-partículas de hierro para reducir la pérdida de filtrado en un lodo base aceite y se obtuvo una reducción de este parámetro del 76%<sup>62</sup>.

**2.6.4.4 Nanopartículas de Sílice.** En el año 2016 Salih, Elshehabi, & Bilgesu, realizaron un estudio con nano-sílice a diferentes concentraciones y en sistemas de lodos de perforación con pH's altos y bajos. Se demostró que cuando el fluido de perforación posee un pH alto, se obtiene una mayor reducción del espesor de la torta de lodo y que a una concentración de 0,7% en peso del nano-sílice se obtiene un mejor desempeño del aditivo en la reducción de la pérdida de filtrado, disminuyéndolo de 14cc a 10cc<sup>63</sup>.

**2.6.4.5 Nanopartículas de Alúmina.** En el año 2016 un estudio realizado por Anyanwu, C y Unubi, M demostró que el uso de nanopartículas de alúmina como aditivo en un fluido de perforación reduce la pérdida de filtrado en un 43.48% con respecto a un fluido de referencia que no contenía ningún aditivo de control de filtración<sup>64</sup>.

**2.6.5 Riesgos generales asociados a la manipulación de nanopartículas.** La nanotecnología y los nano materiales que se han creado a lo largo del proceso de incursión de esta industria en las operaciones de las compañías de petróleo y gas, hacen parte importante de una revolución industrial que busca desarrollar materiales más ligeros pero con propiedades cada vez más fuertes y mejoradas, que les permitan llevar a cabo una serie de funciones de la mejor manera y bajo las mejores condiciones al ser más eficientes que los materiales convencionales en tamaño macro. Sin embargo, es importante tener en cuenta el riesgo que representan estos materiales al momento de aplicar esta tecnología.

---

<sup>61</sup> MAHMOUD, Omar, et al. Nanoparticle-Based Drilling Fluids for Minimizing Formation Damage in HP/HT Applications, Febrero, 2015, p. 14.

<sup>62</sup> CONTRERAS, O., et al. Application of In-House Prepared Nanoparticles as Filtration Control Additive to Reduce Formation Damage, Febrero, 2014, p. 4.

<sup>63</sup> SALIH, A. H.; ELSHEHABI, T. A. y BILGESU, H. I. Impact of Nanomaterials on the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluids, Septiembre, 2016, p. 10.

<sup>64</sup> ANYANWU, Chimaroke y UNUBI, Momoh Mustapha. Experimental Evaluation of particle sizing in drilling fluid to minimize filtrate losses and formation damage, Agosto, 2016, p.13

Varios estudios han demostrado que las nanopartículas tienen la capacidad de atravesar los tejidos de organismos vivos hasta llegar a los órganos, así como el riesgo de inhalación a los que están expuestos los trabajadores que manipulan estos materiales.

Es el caso de Chiu-Wing Lam, John T. James, Richard McCluskey, and Robert L. Hunter<sup>65</sup> que en su estudio demostraron que los nanotubos de carbono, al ser muy ligeros, eran capaces de ser transportados por el aire hasta alcanzar los pulmones. Por otro lado Gunter Oberdorster, Eva Oberdorster, and Jan Oberdorster<sup>66</sup> demostraron que la inhalación y depositación de las partículas en el tracto respiratorio, en muchos casos lograba llegar a la sangre y afectar el hígado, el corazón y la médula ósea.

Es por esto que el uso de equipo de protección es obligatorio para minimizar y/o prevenir riesgos a la salud, como lo son el uso de respiradores clase N95 que contienen medios de filtración cargados electrostáticamente absorbiendo partículas que se encuentren entre 30 y 70 nm. Según la Norma ICONTEC GTC-ISO 12885, “por debajo del tamaño de partícula más penetrante, la eficiencia de la filtración se incrementará a medida que el tamaño de la partícula se reduce debido a la difusión de las partículas”<sup>67</sup>. Como recomendaciones adicionales, si el nanomaterial es polvo debe envasarse en suspensión para su transporte, y si ocurre un derrame el líquido debe ser absorbido con un material inerte y el área debe limpiarse con una toalla húmeda.<sup>68</sup>

**2.6.6 Marco legal.** Dentro de la Guía Técnica Colombia en su norma GTC-ISO 12885 se describen prácticas de salud y seguridad en el contexto ocupacional que facilitan a empresas, trabajadores e investigadores a prevenir consecuencias adversas durante los procesos de producción, manipulación y disposición final de nanomateriales.

## 2.7 LUTITAS

La inestabilidad del pozo encontrada cuando se perforan formaciones de lutita es un problema reconocido a nivel mundial. La experiencia e investigaciones llevadas a cabo para mitigar dicho impacto resultan inefectivas, debido a las amplias variaciones en la química y las características naturales de este tipo de formaciones.

---

<sup>65</sup> Chiu-Wing Lam, et al. Pulmonary toxicity of single-wall carbon nanotubes in mice 7 and 90 days after intratracheal instillation. En: Toxicological Sciences : An Official Journal of the Society of Toxicology. Jan 1, vol. 77, no. 1, p. 126-134

<sup>66</sup> Günter Oberdörster; Eva Oberdörster y Jan Oberdörster. Nanotoxicology: An Emerging Discipline Evolving from Studies of Ultrafine Particles. En: Environmental Health Perspectives. Jul 1, vol. 113, no. 7, p. 823-839

<sup>67</sup> ICONTEC. Nanotecnología. Prácticas de salud y seguridad en entornos ocupacionales pertinentes para la nanotecnología. Guía técnica Colombiana GTC-ISO 12885. Marzo, 2017

<sup>68</sup> HOELSCHER, Katherine, et al. Nanotechnology Application in Drilling Fluids. Marzo, 2013, p.3.

Por consiguiente, esta problemática es una de las principales responsables en el aumento de los costos en la etapa de perforación, debido a los diversos inconvenientes que desencadena.

**2.7.1 Definición de lutitas.** Según la definición de la American Oil Company, “las lutitas son rocas sedimentarias que fueron depositadas generalmente en cuencas marinas y que están compuestas principalmente por camas compactas de lodo, limo y arcillas”<sup>69</sup>. Por lo general, estos estratos de lutita se vuelven más densos a medida que aumenta la profundidad como consecuencia de los pesos de sobrecarga que actúan sobre ellos.

Las lutitas contienen diferentes minerales de arcilla, dentro de los más comunes se encuentran la montmorillonita, illita, clorita y la caolinita<sup>70</sup>. Algunos de estos minerales tienen la característica de hincharse fácilmente, como por ejemplo la montmorillonita. El principal mecanismo de hidratación en este caso, es la capacidad de intercambio catiónico que tiene este mineral, aunque el grado de hidratación también estará influenciado por el tipo de cationes y el pH del fluido. Las lutitas con alto contenido de montmorillonita, generalmente son encontradas a profundidades someras, puesto que a medida que aumenta la profundidad su capacidad de hinchamiento disminuye, siendo más del tipo de illita o clorita.

**2.7.2 Problemas asociados a las lutitas.** Con el objetivo de mitigar los problemas asociados a esta litología, es necesario conocer los diferentes tipos y su generación.

**2.7.2.1 Hinchamiento de arcillas.** Las características estructurales y composicionales de las arcillas, determinarán su sensibilidad al hinchamiento ante el contacto con el fluido de perforación, como se ha mencionado anteriormente. No todas las arcillas se hinchan de la misma manera, puesto que la presencia de algunos tipos de arcilla determinará si el grado de hinchamiento es mayor, como en el caso de la montmorillonita, o menor, como por ejemplo la caolinita y la clorita. Cuando este mecanismo se da, genera la alteración instantánea del equilibrio de fuerzas que existen en el hoyo, y por consiguiente de la geometría del mismo. Estos cambios repentinos, aumentan la posibilidad de derrumbes, y afectan las propiedades determinantes para una buena explotación de hidrocarburos, la porosidad y la permeabilidad.

---

<sup>69</sup> Ibid. p. 377.

<sup>70</sup> Ibid. p. 377.

**2.7.2.2 Pega por empaquetamiento.** Este tipo de pega es uno de los principales generadores de tiempos no productivos en las operaciones de perforación realizadas en formaciones de lutitas. Como se mencionó anteriormente, existen intercalaciones de lutitas de gran complejidad, en donde puede resultar difícil evitar la interacción directa del fluido de perforación con dichos estratos. Debido a sus características naturales, las lutitas inevitablemente se hinchan generando diferentes colapsos del hoyo por la alteración de este tipo de formaciones. Al caer estos sólidos de manera desmesurada al fondo del pozo, se adhieren a la broca de perforación hasta el punto de provocar que esta quede totalmente pegada, volviéndola inoperante y retrasando así, el plan normal de las operaciones de perforación.

**2.7.2.3 Lutitas quebradizas.** Según la American Oil Company<sup>71</sup>, “la inestabilidad generada en estas lutitas quebradizas puede ser causada por dos mecanismos, el primero está relacionado con la hidratación que se genera a través de microfracturas, lo que debilita internamente los estratos. El segundo mecanismo se da por la presencia de intercalaciones de cuarzo y feldespato que no presentan hinchamiento. Puesto que, a partir de ellas, incluso con una hidratación ligera se genera una alta presión diferencial, volviendo el sistema inestable”. Muchas lutitas de este tipo suelen tener altos porcentajes de caolinita.

---

<sup>71</sup> Ibid. p. 80.

### **3. DISEÑO METODOLÓGICO**

A continuación se presenta el diseño metodológico que se llevará a cabo para el proyecto, en dónde se muestran las diferentes etapas que lo representan:

#### **3.1 ETAPA 1: SELECCIÓN DE LA MATERIA PRIMA**

La selección de la bentonita como aditivo para el desarrollo del proyecto de investigación, se realizó pensando en el comportamiento que podría presentar este aditivo convencional utilizándolo en un tamaño nanométrico. Además de esto, se buscaba un material que se pudiera desenvolver como un aditivo múltiple, desarrollando distintas funciones. La función principal que se buscaba evaluar, era la inhibición física de lutitas, pero también se pretendía que el material seleccionado fuera capaz de desarrollar otras funciones.

La nanobentonita presentaba ciertas ventajas con respecto a otros tipos de arcilla, ya que al ser una arcilla en tamaño nanométrico que por sus dimensiones podía ser evaluada como inhibidor físico, su estructura laminar también podía ser aprovechada para poder desarrollar una estructura en el revoque mucho más impermeable, lo que a su vez ayudaría como controlador de filtrado. Por estas razones se seleccionó la nanobentonita como el material ideal para evaluar su capacidad de desenvolverse como un múltiple aditivo.

Por otro lado, esta etapa de selección de la materia prima se ejecutó pensando en un material que tuviera un origen más natural y menos sintético, si bien la nanotecnología ha incursionado permanentemente en el desarrollo de nuevos nanomateriales, el terreno trazado en cuanto a minerales, por ejemplo, no es tan amplio. Es por esto que se pensó en una arcilla como materia prima, ya que es un material natural que permite ciertas ventajas desde el punto de vista ambiental, en comparación con cualquier otro material que fuera obtenido de manera sintética, como la mayoría de los nanomateriales estudiados en esta aplicación, los cuales son en su mayoría metales.

#### **3.2 ETAPA 2: CARACTERIZACIÓN DE LA MATERIA PRIMA**

La segunda etapa del diseño metodológico corresponde a las diferentes pruebas de caracterización realizadas a la bentonita Premium comercial, brindada por la empresa Qmax, que se llevaron a cabo con el fin de determinar algunos componentes presentes en la misma.

**3.2.1 Espectroscopía Infrarroja (IR).** Esta técnica se basa en las vibraciones de los átomos de una molécula y puede ser usada para la identificación de grupos funcionales.

Una fuente de luz (radiación infrarroja) es emitida a una muestra, la cual es absorbida por las moléculas a una energía en particular. Esta energía corresponde a la frecuencia de vibración y aparece en el espectro en forma de pico. Las moléculas pueden presentar dos tipos de vibraciones, de estiramiento y de flexión<sup>72</sup>.

**3.2.2 Difracción de Rayos X (DRX).** Es una técnica de naturaleza no destructiva empleada para realizar un análisis de una muestra.

Debido a que los componentes se identifican como compuestos específicos, cada compuesto consta de un difractograma particular definido como su huella dactilar, lo que permite un análisis cualitativo mediante la identificación de patrones. En términos de un análisis cuantitativo, es posible determinar la fracción de un material presente en una mezcla teniendo en cuenta la intensidad del pico de difracción de un compuesto.

**3.2.3 Análisis Térmico Gravimétrico (TGA).** Por medio de esta técnica es posible la determinación de la pérdida o ganancia de masa de una muestra en función de la temperatura. Una de sus grandes aplicaciones es conocer la estabilidad térmica de algún material, es decir, la habilidad de mantener sus propiedades durante un proceso de calentamiento<sup>73</sup> así como la composición de una muestra al inicio y al final de la prueba.

El análisis térmico diferencial (DTA) compara la temperatura de una muestra con la de un material térmicamente inerte y los cambios de temperatura registrados hacen referencia a procesos exotérmicos (máximos en la curva del termograma) o endotérmicos (mínimos en la curva del termograma).<sup>74</sup>

**3.2.4 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).** Esta técnica de análisis superficial permite obtener información de la morfología externa, es decir la textura, y de los compuestos de alguna muestra gracias a los resultados en imágenes de alta resolución. Una de las grandes ventajas de la prueba es la capacidad de realizar análisis en zonas localizadas de la muestra, lo cual es útil al momento de determinar compuestos químicos o estructuras cristalinas.

Para la realización de la prueba se hace incidir un haz de electrones acelerado a la muestra a estudiar. Estos electrones llevan consigo una gran cantidad de energía cinética la cual es disipada al momento de entrar en contacto con la muestra sólida generando una variedad de señales para la obtención de la información.

---

<sup>72</sup> STUART, Barbara H. Infrared Spectroscopy. Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology. New York, NY; John Wiley & Sons, 2004., p. 1

<sup>73</sup> FERRERIA, Paloma y SASTRE DE ANDRÉS, Enrique. Análisis térmico.

<sup>74</sup> Ibid., p.266

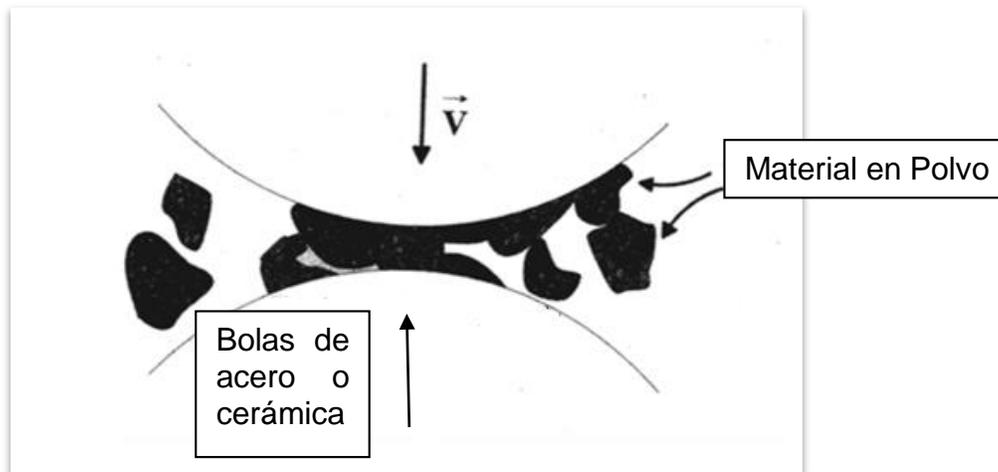
### 3.3 ETAPA 3: REDUCCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULA

La tercera etapa del diseño metodológico corresponde al proceso de reducción del tamaño de partícula a nivel laboratorio con la finalidad de obtener nanopartículas de bentonita que se usarán posteriormente en un fluido de perforación polimérico.

**3.3.1 Métodos de reducción de tamaño de partícula.** Para realizar la reducción de tamaño de la nanoarcilla se tuvieron en cuenta diferentes métodos a escala laboratorio, revisados en la literatura los cuales se describen a continuación:

**3.3.1.1 Molino de bolas.** La molienda de los materiales es de gran utilidad en la reducción del tamaño de partículas. El material en polvo se ubica en el contenedor del equipo junto con unas bolas recubiertas de acero o tungsteno, aunque también puede ser de cerámica, para luego ser agitado<sup>75</sup>. En la **Figura 5** se observa un esquema del funcionamiento del molino de bolas, donde el vector  $\vec{V}$  indica la velocidad de la dirección de la colisión de las bolas.

**Figura 5. Esquema del proceso mecánico del funcionamiento del molino de bolas.**



**FUENTE:** KOCH, Carl C. Nanostructured Materials. Processing, Properties and Applications. Edición 2, 2007. North Carolina, USA, p.121. Modificado por los autores.

<sup>75</sup> KOCH, Carl C. Nanostructured Materials. Processing, Properties and Applications. Edición 2, 2007. North Carolina, USA, p.121.

**3.3.1.2 Ultrasonicación y Centrifugación.** La fabricación de una variedad de nanocompuestos, se ha demostrado posible mediante el uso del ultrasonido. Este induce cambios estructurales al fenómeno de cavitación. Durante este proceso ocurre la formación, el crecimiento y el colapso instantáneo de las burbujas en el líquido, lo cual genera puntos calientes locales con temperaturas de hasta 5000°C, presiones de 500 atm y una duración de microsegundos.<sup>76</sup>

Posterior a la etapa de ultrasonicación se realiza un centrifugado con la finalidad de separar las partículas de mayor tamaño, retirar el sobrenadante y pasar nuevamente al ultrasonido en la búsqueda de lograr disminuir el tamaño de las partículas hasta una escala nanométrica.

**3.3.1.3 Ultrasonicación, Centrifugación y Dializado.** Este método es similar al anterior con la diferencia que permite separar de la suspensión el sólido del líquido, mediante un proceso de dializado con el uso de una membrana y un posterior secado de la muestra para obtener el nanomaterial seco.<sup>77</sup>

**3.3.2 Matriz de selección del método de reducción de tamaño de partícula.** Para una apropiada selección del método a realizar en los ensayos de laboratorio, la **Tabla 1** presenta la matriz en la cual se evaluaron distintos aspectos concernientes al proceso de síntesis. A cada aspecto evaluado se le asignó un valor de importancia en una escala de 10 a 40, donde 10 es el aspecto menos importante y 40 es el aspecto más importante; y una calificación de acuerdo con la favorabilidad que presentaba el aspecto para su ejecución en el proceso de sintetizado, siendo 1 el aspecto más desfavorable y 3 el aspecto más favorable. Finalmente, una columna donde se totalizó la sumatoria del valor por la calificación dada.

**Tabla 1. Matriz de selección del método de reducción de tamaño para la obtención de nanopartículas.**

MÉTODOS	ASPECTOS								TOTAL
	ECONOMÍA		EFICIENCIA		INFRAESTRUCTURA		TIEMPO		
	VALOR	CALIF	VALOR	CALIF	VALOR	CALIF	VALOR	CALIF	
Molino de bolas	40	3	30	1	20	2	10	3	220
Ultrasonicación y Ultracentrifugado	40	2	30	3	20	3	10	2	260
Ultrasonicación, Ultracentrifugación y Dializado	40	1	30	3	20	1	10	3	180

<sup>76</sup> DARVISHI, Zahra y MORSALI, Ali. Synthesis and characterization of nano-bentonite by sonochemical method, 2010, p.238.

<sup>77</sup> FLOODY, Marcela et al. Nanoclays from an Andisol: Extraction, properties and carbon stabilization, 2011, p. 160.

**3.3.2.1 Economía:** El método no requiere de un capital inicial considerable para su realización.

**3.3.2.2 Eficiencia:** El método presenta un balance producción final – energía implementada, positivo, generando un producto final en cantidad y calidad.

**3.3.2.3 Infraestructura:** El método requiere de una infraestructura considerable al alcance para su realización.

**3.3.2.4 Tiempo:** El método requiere de una cantidad considerable de tiempo en horas para su realización.

De acuerdo al resultado obtenido en la matriz de la **Tabla 1**, se puede ver que el segundo método, *Ultrasonificación y Ultracentrifugación*, es el más apropiado para llevar a cabo los ensayos de laboratorio. El procedimiento se puede observar en el diagrama de proceso de la **Figura 6** y los equipos utilizados se encuentran en el **Anexo A**.

Figura 6. Diagrama de flujo del proceso de reducción de tamaño para la obtención de nanopartículas.

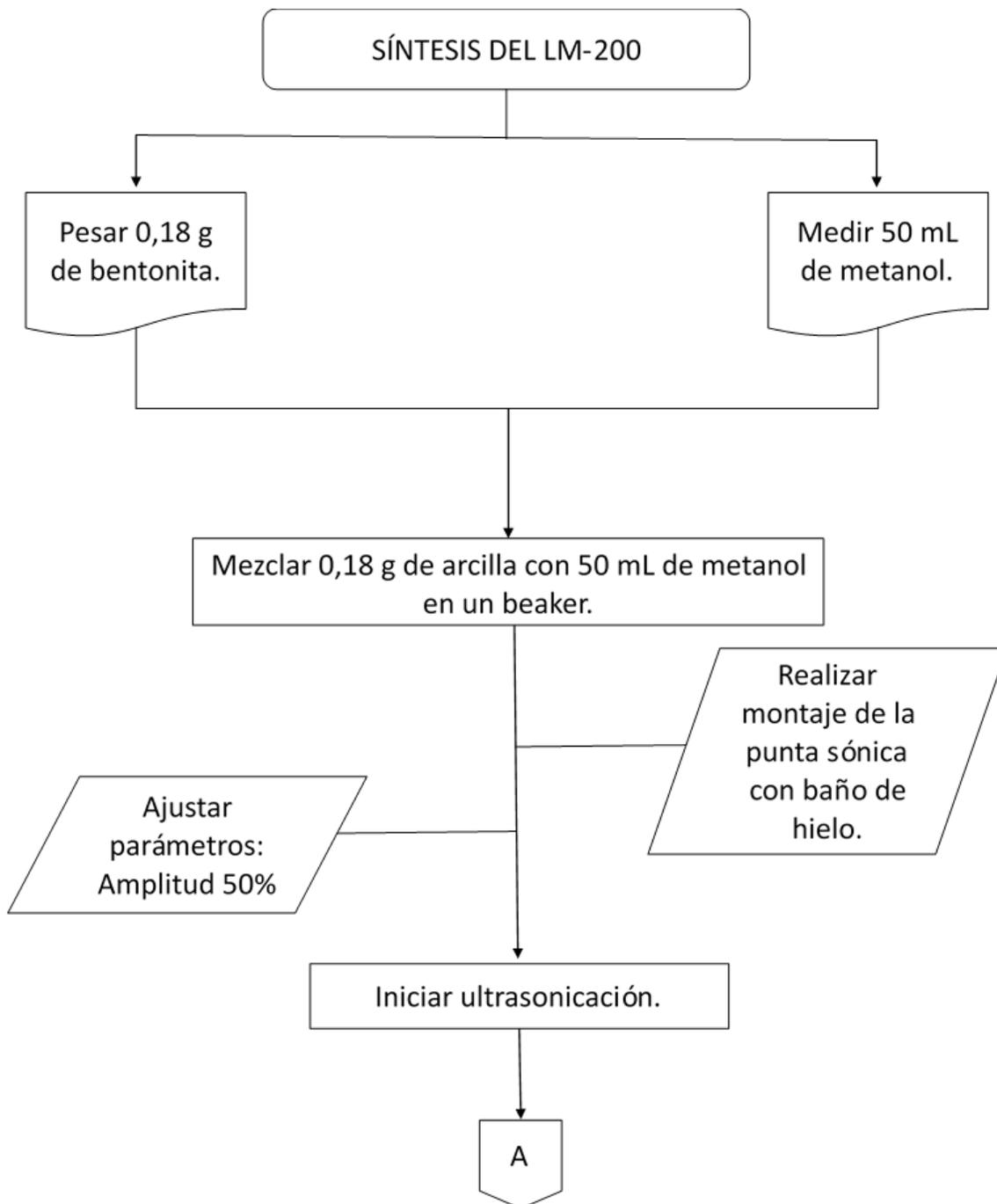
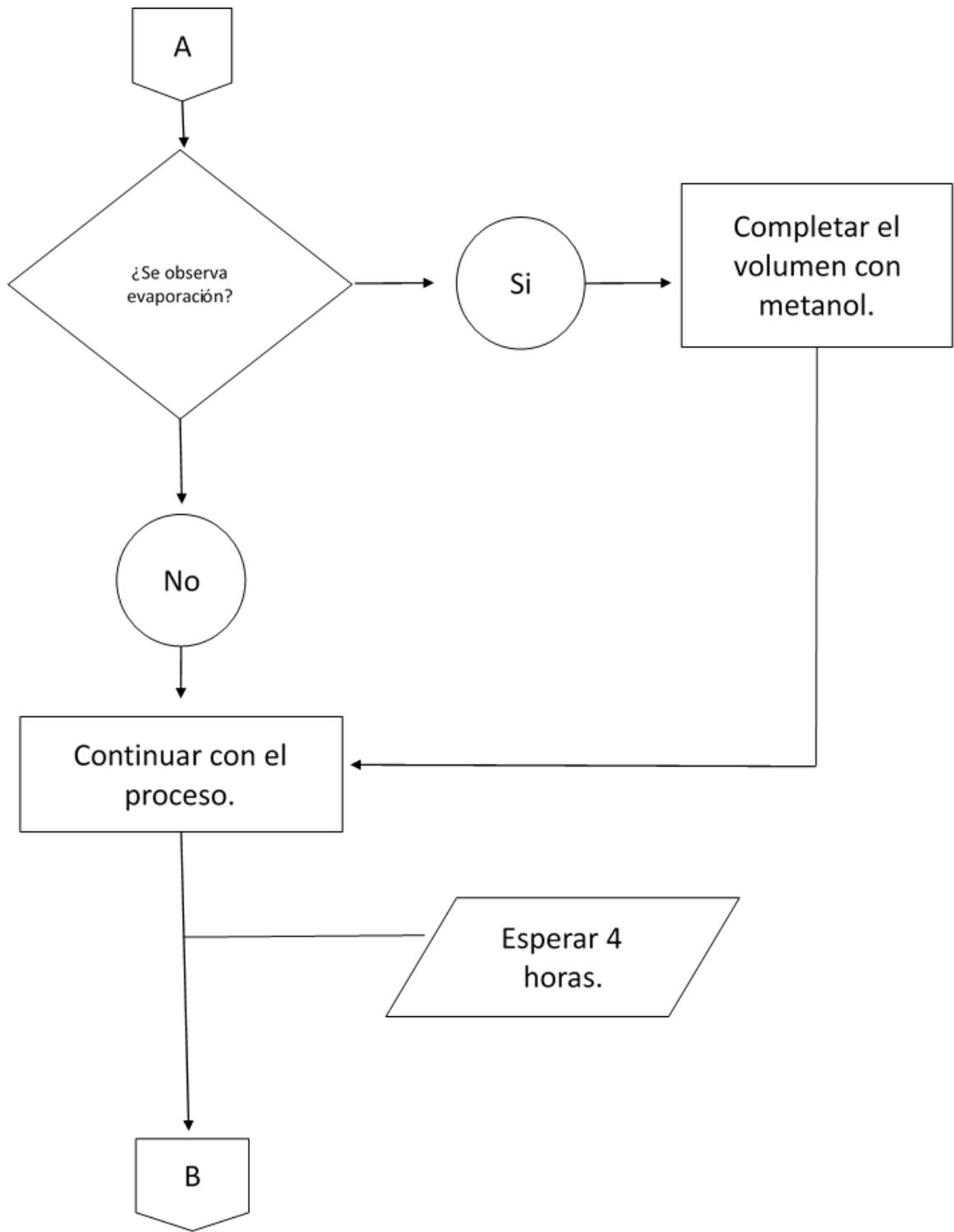
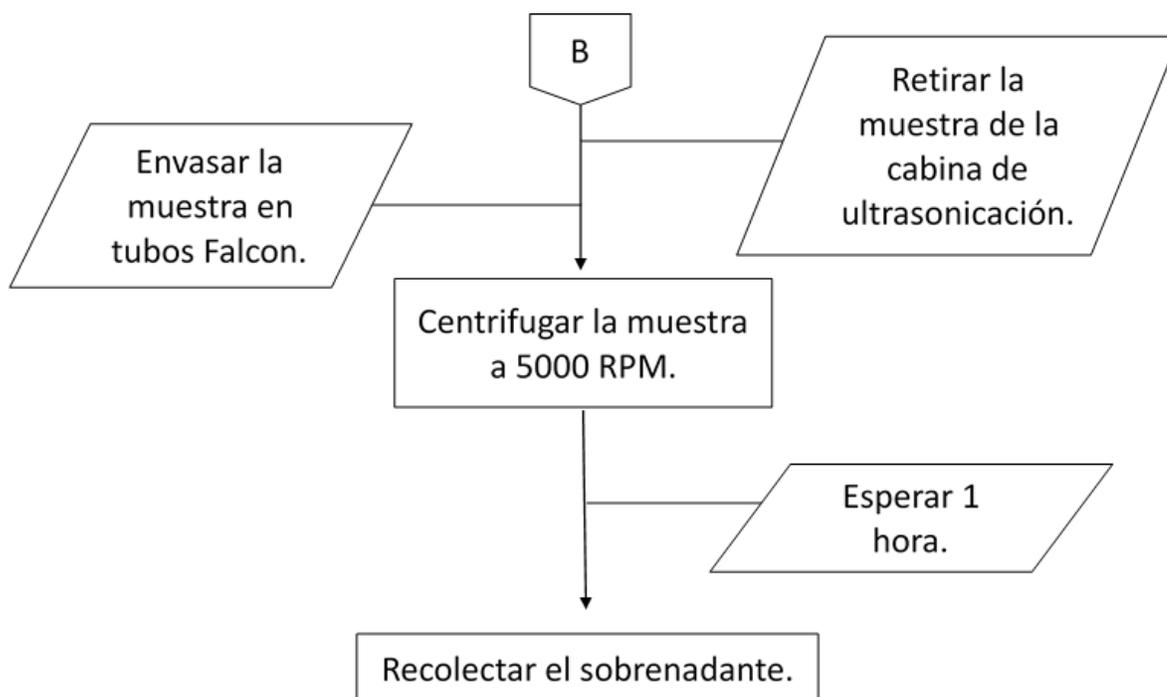


Figura 6. (Continuación)



**Figura 6. (Continuación)**



### **3.4 ETAPA 4: CARACTERIZACIÓN DEL NANOMATERIAL**

El material obtenido fue caracterizado mediante las pruebas de Microscopía Electrónica de Barrido y Z-Sizer con el fin de determinar su tamaño.

El ZetaSizer Nano ZS es un equipo utilizado a nivel mundial con un gran éxito en el análisis de tamaño de partícula y tamaño molecular de dos ángulos<sup>78</sup>. Este equipo es un dispositivo de alto desempeño para la detección mejorada de agregados y la medición de muestras pequeñas o diluidas, además de muestras de una concentración muy baja o alta utilizando la dispersión de luz dinámica.

Es importante tener en cuenta la definición de “Tamaño de Partícula”. Según el Manual de Usuario de Malvern Instruments, es el diámetro de la esfera que se dispersa a la misma velocidad de la partícula que está siendo medida<sup>79</sup>. El sistema del Z Sizer determina primero el tamaño midiendo el movimiento Browniano de las partículas en una muestra usando DLS (Dynamic Light Scattering) y luego interpretando un tamaño mediante el uso de algunas otras teorías.

<sup>78</sup> MALVERN INSTRUMENTS. ZetaSizer Nano User Manual. United Kingdom. 2003. P. 3.

<sup>79</sup> Ibid. p. 5.

El principio del DLS es basado en las partículas finas y moléculas que se encuentran en un movimiento térmico aleatorio constante llamado movimiento Browniano, según dicho postulado las partículas más pequeñas se dispersan más rápido que las partículas más grandes<sup>80</sup>. La velocidad del movimiento Browniano también es determinada por la temperatura, por lo tanto, el control en la precisión de la temperatura es fundamental para una medida exacta del tamaño.

Para medir la velocidad de difusión, se observa el patrón producido iluminando las partículas con un láser. La intensidad de la dispersión en un ángulo específico varía con el tiempo, y es detectado usando un fotodiodo. Estos cambios en la intensidad son analizados con un autocorrelacionador el cual genera una función de correlación. Esta curva es posteriormente analizada para obtener el tamaño y la distribución del mismo.

### 3.5 ETAPA 5: PRUEBAS REALIZADAS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Esta etapa consistió en la realización de pruebas físicas y químicas a nivel laboratorio, de acuerdo a los parámetros especificados por la norma API 13B-1, con el fin de verificar el papel de los diferentes aditivos en la mejora del rendimiento de los diferentes fluidos de perforación planteados.

Dentro de las pruebas que se realizan se encuentran:

**3.5.1 Densidad.** La densidad, también llamado peso del lodo, controla la presión hidrostática en el pozo. Es importante la buena determinación de esta propiedad ya que un peso muy elevado puede generar pérdidas de circulación del fluido, lo cual se verá reflejado en un aumento de costos.

**3.5.2 Filtración.** Esta prueba se realiza con el fin de determinar cuánto filtrado del fluido pasa a la formación así como determinar la calidad del revoque de lodo. La prueba se realiza bajo condiciones de temperatura ambiente y una presión de 100 psi; puede de baja presión y baja temperatura llamada prueba de Filtración API o de alta presión y alta temperatura (Filtrado HPHT).

**3.5.3 Reología.** Es la ciencia y el estudio de la deformación y el flujo de la materia,<sup>81</sup> es decir, la manera en que dicho fluido fluirá bajo diversas condiciones. Esta prueba es usada para indicar la capacidad que tiene el fluido de perforación de suspender y llevar a superficie los recortes de roca perforados.

Con esta prueba es posible la evaluación de diferentes parámetros como:

---

<sup>80</sup> Ibid. p. 5.

<sup>81</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/rheology.aspx>

- El punto cedente (YP), el cual indica el esfuerzo requerido para que el fluido se mueva y es la propiedad que mejor describe la capacidad de suspensión de recortes.
- La viscosidad plástica (VP) que indica la resistencia al flujo causada por la fricción mecánica. Debido a este comportamiento es posible determinar que a viscosidades plásticas más bajas, el fluido ayuda a perforar a más altas velocidades.
- El Yield stress (YS) indica el esfuerzo requerido para que el fluido empiece a moverse, es decir, luego de encontrarse a condiciones estáticas. Es por esto, que para la determinación de este valor, se consideran las más bajas revoluciones en la prueba de reología.

**3.5.4 Concentración iónica de hidrógeno (pH).** La determinación del pH es de gran importancia ya que la eficacia de algunos aditivos dependerán del valor de pH que tenga el lodo, así como la importancia que tiene para el control de la corrosión de equipos y tuberías.

**3.5.5 Análisis Químico.** Este análisis consta de diferentes pruebas realizadas al filtrado obtenido, proveniente de la prueba de Filtrado API.

- La alcalinidad del filtrado a la fenolftaleína ( $P_F$ ) indica la presencia de iones carbonato e hidroxilo en el sistema<sup>82</sup>.
- La alcalinidad del filtrado al naranja de metilo ( $M_F$ ) indica la presencia de iones carbonato<sup>83</sup>.
- La prueba de determinación de cloruros sirve para conocer el contenido de iones cloruro presentes en el fluido de perforación.
- La prueba de determinación de calcio sirve para conocer el contenido de iones de Calcio presentes en el fluido de perforación.

**3.5.6 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT).** Este ensayo de laboratorio se utiliza para determinar si los aditivos presentes en el diseño del fluido de perforación utilizado evitan la pérdida de filtrado a través de un medio permeable. El aparato de taponamiento de permeabilidad (PPA) puede utilizar diferentes medios de filtración como discos de cerámica o metálico o corazones. Uno de los resultados de esta prueba se conoce como spurt loss, que es el volumen de fluido que logra pasar el medio antes de que el revoque sea formado<sup>84</sup>.

---

<sup>82</sup> Ibid. p. 3-23

<sup>83</sup> Ibid. p. 3-23

<sup>84</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 13B-1 Standard practice for field testing water-based drilling fluids, Segunda Edición, Septiembre, 1997.

## 4. FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y PRUEBAS DE LABORATORIO

En esta fase experimental se llevó a cabo la formulación y evaluación de cuatro fluidos de perforación con el fin de establecer el comportamiento que tiene la adición de nanopartículas de bentonita con respecto a un fluido base. La formulación base se generó teniendo en cuenta las recomendaciones realizadas por Halliburton Latin America S.A utilizando una formulación real y frecuentemente aplicada en el Campo Castilla de Ecopetrol S.A.

### 4.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En el **Cuadro 4** se encuentra el plan de trabajo utilizado para desarrollar esta fase experimental. En ella es posible observar el material utilizado y proveído por Halliburton Latin America S.A, el tipo de aditivo y la concentración para cada uno de ellos. La base comparativa se estableció al tomar el fluido base F1 sin algunos materiales obturantes y de control de pérdida, para así formular los fluidos F2, F3 y F4 con la adición de nanopartículas de bentonita en concentraciones de 2 lb/bbl, 4 lb/bbl y 6 lb/bbl respectivamente. La nanobentonita comercial utilizada durante las pruebas era completamente puro y fue sometida a una pre-hidratación durante un tiempo de 20 minutos, con el fin de que llegara a su máximo punto de hidratación, absorbiendo la mayor cantidad de agua libre y así no anular la acción de otros aditivos. El plan de trabajo se desarrolló de esta manera para poder observar su efecto principalmente en las pruebas de filtrado, además de establecer el rendimiento como inhibidor físico y su comportamiento en la reología del fluido.

**Cuadro 4. Formulación de los Fluidos de Perforación a utilizar.**

FORMULACIONES FLUIDOS DE PERFORACIÓN					
ADITIVO	UNIDAD	CONCENTRACIÓN F1	CONCENTRACIÓN F2	CONCENTRACIÓN F3	CONCENTRACIÓN F4
Base del lodo	bbbl/bbl	0.7	0.7	0.7	0.7
Viscosificante	lb/bbl	1.25	1.25	1.25	1.25
Controlador de filtrado	lb/bbl	4	4	4	4
Controlador de filtrado	lb/bbl	2	2	2	2
Estabilizador de lutitas	lb/bbl	6	6	6	6
Material de puenteo	lb/bbl	20	20	20	20
Material de puenteo	lb/bbl	20	20	20	20
Material de puenteo	lb/bbl	10	10	10	10
Mejorador de ROP	lb/bbl	4	4	4	4
Densificante	lb/bbl	158.65	158.65	158.65	158.65
Lubricante	lb/bbl	7	7	7	7
pH	-	Hasta pH de 10			
Nanobentonita	lb/bbl	-	2	4	6

En la **Figura 7** se presentan los diferentes fluidos de perforación preparados para la realización de las pruebas de laboratorio.

**Figura 7. Formulaciones de fluidos de perforación. A) Fluido base, B) Fluido con 2 lpb de nanobentonita, C) Fluido con 4 lpb de nanobentonita y D) Fluido con 6 lpb de nanobentonita**



#### **4.2 PRUEBAS DE LABORATORIO**

Con el objetivo de evaluar la eficiencia de la nanobentonita como inhibidor de lutitas, se realizó un tren de pruebas en el laboratorio de fluidos de perforación de Halliburton Latin America S.A.

**4.2.1 Densidad.** La densidad del lodo se determinó previamente en un valor de 12 ppg, la cual se alcanzó con el contenido de Barita añadido a cada fluido preparado.

**4.2.2 pH.** Un pH de 10 fue seleccionado para los distintos fluidos de perforación para coincidir con aquellos preparados en Campo Castilla actualmente, para ello la adición progresiva de Soda Cáustica fue determinante, ya que permitió alcanzar el pH deseado.

**4.2.3 Reología.** El análisis reológico para cada fluido se realizó a 120°F de temperatura. La determinación de la Viscosidad Plástica se realizó por medio de la **Ecuación 1**, el Punto Cedente o Yield Point se realizó por medio de la **Ecuación 2** y el Esfuerzo de Corte se realizó por medio de la **Ecuación 3**. En la **Figura 8** se presenta el equipo utilizado para la realización de la prueba

#### **Ecuación 1. Viscosidad Plástica**

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

#### **Ecuación 2. Punto Cedente o Yield Point**

$$YP \left( \frac{lbs}{100ft^2} \right) = \theta 300 - VP$$

#### **Ecuación 3. Yield Stress**

$$YS \left( \frac{lbs}{100ft^2} \right) = 2x\theta 3 - \theta 6$$

Donde

$\theta 600$  : Lectura que se toma a 600 revoluciones por minuto.

$\theta 300$  : Lectura que se toma a 300 revoluciones por minuto.

$\theta 6$  : Lectura que se toma a 6 revoluciones por minuto.

$\theta 3$  : Lectura que se toma a 3 revoluciones por minuto.

VP : Viscosidad Plástica.

YP : Punto Cedente.

YS : Yield Stress

**Figura 8. Reómetro utilizado en el laboratorio**



En la **Figura 8** se presenta el equipo utilizado para la prueba de reología en donde se aprecian algunos de sus componentes como el rotor, el contenedor y el termómetro.

**4.2.4 Filtrado API.** El Filtrado API se obtuvo luego de 30 minutos bajo condiciones de 100 psi de presión. En la **Figura 9** se muestra el equipo utilizado para el desarrollo de la prueba

**Figura 9. Filtroprensa utilizada en el laboratorio**



Dentro de los componentes del equipo mostrado en la **Figura 9** se encuentra una probeta utilizada para recolectar el filtrado resultante, así como el montaje realizado para alcanzar la presión de 100 psi.

**4.2.5 Filtrado HPHT.** La prueba de Filtrado HPHT se realizó a condiciones de 180°F de temperatura y 500 psi de presión durante 30 minutos. El papel del filtro que se utiliza en esta prueba es la mitad del área del usado en la prueba de Filtrado API, por lo cual para obtener el resultado final se utiliza la **Ecuación 4**.

#### **Ecuación 4. Filtrado HPHT**

$$\text{Filtrado HPHT (mL)} = 2 \times \text{Filtrado 30 min(mL)}$$

En la **Figura 10** es posible observar el equipo utilizado en el laboratorio para la realización de la prueba de filtración HPHT, en dónde se aprecia el montaje realizado para mantener la presión, un termómetro para controlar el aumento de la temperatura de la celda hasta la deseada y en la parte inferior el colector de filtrado.

**Figura 10. Filtroprensa HPHT utilizada en el laboratorio**



**4.2.6 Prueba PPT.** El objetivo de la prueba PPT es determinar el funcionamiento de la nanobentonita como obturante en un medio permeable. Esta prueba se realizó a condiciones de 180°F de temperatura y 1000 psi de diferencial de presión, con un disco de 35  $\mu\text{m}$  el cual sirve de referencia para evaluar Campo Castilla. El resultado de esta prueba se expresa como se observa en la **Ecuación 5**

**Ecuación 5. Filtrado PPT**

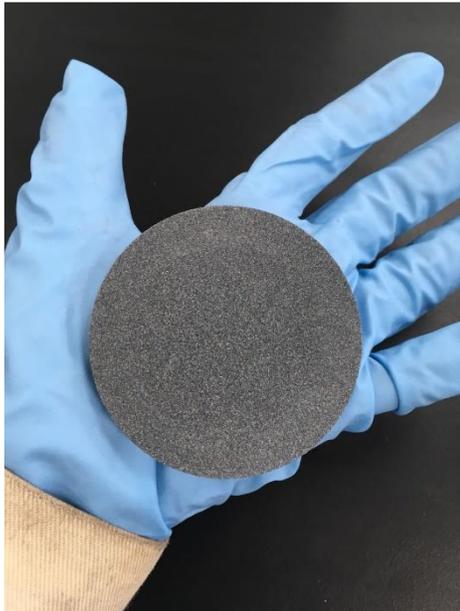
$$\text{Filtrado PPT (mL)} = 2 \times \text{Filtrado 30 min (mL)} + \text{Spurt Loss (mL)}$$

El PPA es posible observarlo en la **Figura 11** junto a sus componentes, como la celda de calentamiento y la bomba utilizada para mantener el diferencial de presión en el valor deseado. En la **Figura 12** se observa el disco utilizado en esta prueba.

**Figura 11. PPA utilizado en el laboratorio**



**Figura 12. Disco de 35 micras utilizado en el laboratorio**



**4.2.7 Análisis Químico.** El análisis químico se realizó para determinar la alcalinidad del filtrado obtenido en la prueba de Filtrado API, y el contenido de cloruros y calcio. Para determinar la concentración de Cloruros se utiliza la **Ecuación 6**.

### **Ecuación 6. Concentración de Cloruros**

$$[Cl](ppm) = 1000 \times \frac{V_{Sn}}{V_F}$$

Donde

$V_{Sn}$  : Volumen de Nitrato de Plata 1000 ppm utilizado, en mL.

$V_F$  : Volumen de la muestra de filtrado, en mL.

Para determinar la concentración de Calcio se utiliza la **Ecuación 7**.

### **Ecuación 7. Concentración de Calcio**

$$[Ca](mg/lt) = 400 \times \frac{V}{V_F}$$

Donde

$V$  : Volumen de Tituladora de Calcio 20 ppm utilizado, en mL.

$V_F$  : Volumen de la muestra de filtrado, en mL.

Las pruebas de contenido de arena, porcentaje de sólidos y contenido de arcillas, no se realizaron debido a que el lodo no tiene sólidos disueltos de perforación por ser pruebas experimentales a escala laboratorio.

## 5. RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados y el análisis de resultados de las etapas de caracterización y de las pruebas de laboratorio que se realizaron a los fluidos de perforación con el objetivo de verificar la eficiencia de la nanobentonita como inhibidor de lutitas y controlador de filtrado.

### 5.1 CARACTERIZACIÓN DE LA MATERIA PRIMA

A continuación, se presentan los diversos resultados de la caracterización realizada a la bentonita Premium, obtenidos a partir de las pruebas descritas anteriormente

**5.1.1 Espectroscopía Infrarroja (IR).** El análisis de la prueba se realizó con el método de pastilla KBr en un espectrómetro Nicolet iS10.

En la **Gráfica 1** se observa el espectro infrarrojo de la BC en la cual se distingue una señal a  $3632\text{ cm}^{-1}$  que puede corresponder a vibraciones de estiramiento de los grupos OH estructurales. Esto puede darse debido a que los grupos OH internos se extienden entre las hojas octaédricas y tetraédricas generando una absorción cercana a este valor<sup>85</sup>.

La absorción encontrada a  $3632\text{ cm}^{-1}$  es típica para esmectitas con una alta cantidad de Aluminio en la capa octaédrica<sup>86</sup>.

Las vibraciones obtenidas a  $3414\text{ cm}^{-1}$  y  $1639\text{ cm}^{-1}$  corresponden a las vibraciones de los grupos OH del agua absorbida. Este comportamiento se asigna generalmente a mineral de esmectita.<sup>87</sup>

La señal a  $1045\text{ cm}^{-1}$  corresponde a los estiramientos de los grupos Si-O. La señal de  $910\text{ cm}^{-1}$  aproximadamente corresponde a deformaciones Al-Al-OH<sup>88</sup>.

Las vibraciones a  $1090\text{ cm}^{-1}$  y  $797\text{ cm}^{-1}$  son características de estiramiento de grupos Si-O en la estructura de cuarzo<sup>89</sup>.

---

<sup>85</sup> ABDU, M. I.; AL-SABAGH, A. M. y DARDIR, M. M. Op. Cit., p. 57

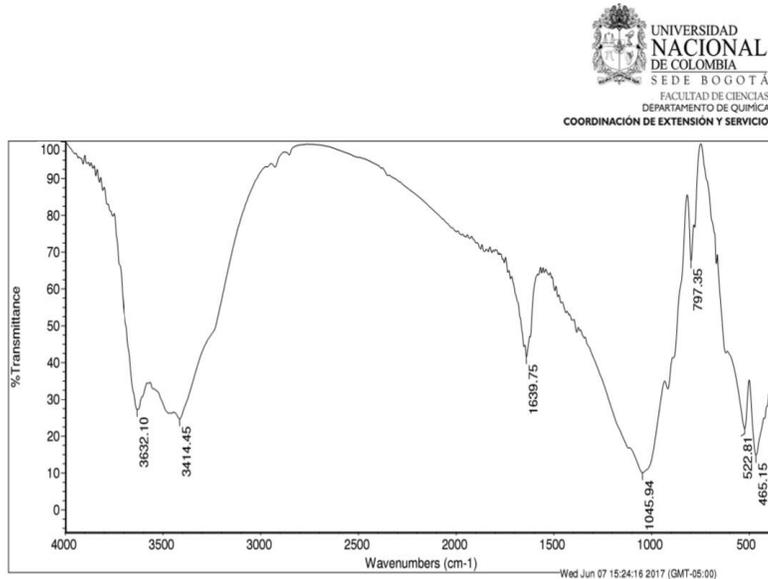
<sup>86</sup> Ibid p.57

<sup>87</sup> Ibid p.57

<sup>88</sup> Ibid p.57

<sup>89</sup> Ibid p.57

**Gráfica 1. Espectro Infrarrojo de la bentonita.**



**5.1.2 Difracción de Rayos X (DRX).** Para esta prueba se utilizó el sistema XPERT-PRO con cobre (Cu) como material de ánodo y con el equipo trabajando a 40 mA, 45 kV. La muestra fue sometida a un barrido entre 4 y 70°, un paso de 0,026° y un tiempo de 70 segundos.

De acuerdo a la norma API 13A Sección 9 para las especificaciones de los materiales usados en fluidos de perforación, la bentonita usada en los lodos contiene minerales accesorios como el cuarzo y el feldespato<sup>90</sup>. Sin embargo, no existen límites establecidos para el contenido máximo o mínimo de estos minerales.<sup>91</sup>

En el difractograma de la bentonita mostrado en la **Gráfica 2** se pueden visualizar señales típicas que indican presencia del mineral de cuarzo (Q) como el  $2\theta = 20,74$ ,  $2\theta = 26,7$  y  $2\theta = 45,6$  entre otros.

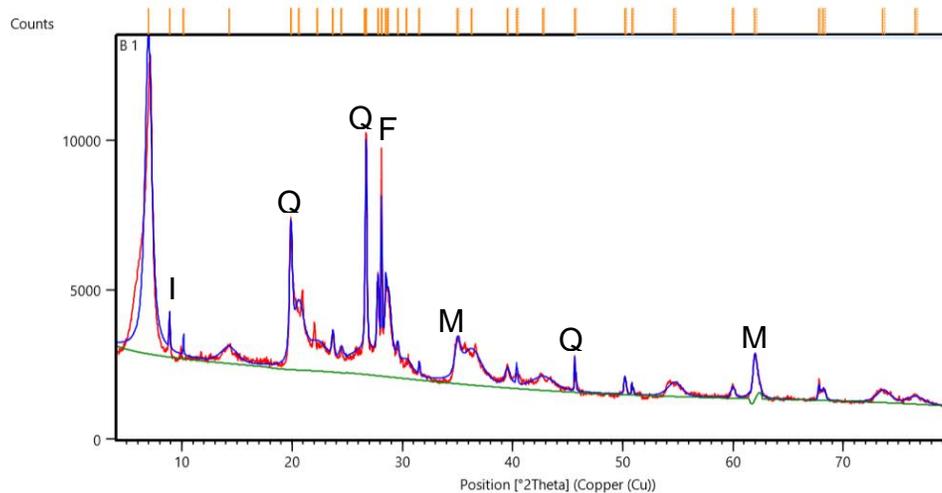
<sup>90</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 13A Specification for Drilling Fluids Materials, ed. 18, Ago, 2010.

<sup>91</sup> KARNLAND, Ola y CLAY TECHNOLOGY, A.B. Chemical and mineralogical characterization of the bentonite buffer for the acceptance control procedure in a KBS-3 repository. Technical Report, 2010.

La presencia de illita (I) es posible observarla en  $2\theta = 8,89$  y el feldespato (F) en  $2\theta = 28,10$  teniendo en cuenta difractogramas de bentonitas colombianas como referencia.<sup>92 93</sup>

Fue posible también la identificación de picos representativos de montmorillonita (M) ubicados en  $2\theta = 34,98$  y  $2\theta = 62$ .

**Gráfica 2. Difractograma de Rayos X de la bentonita.**



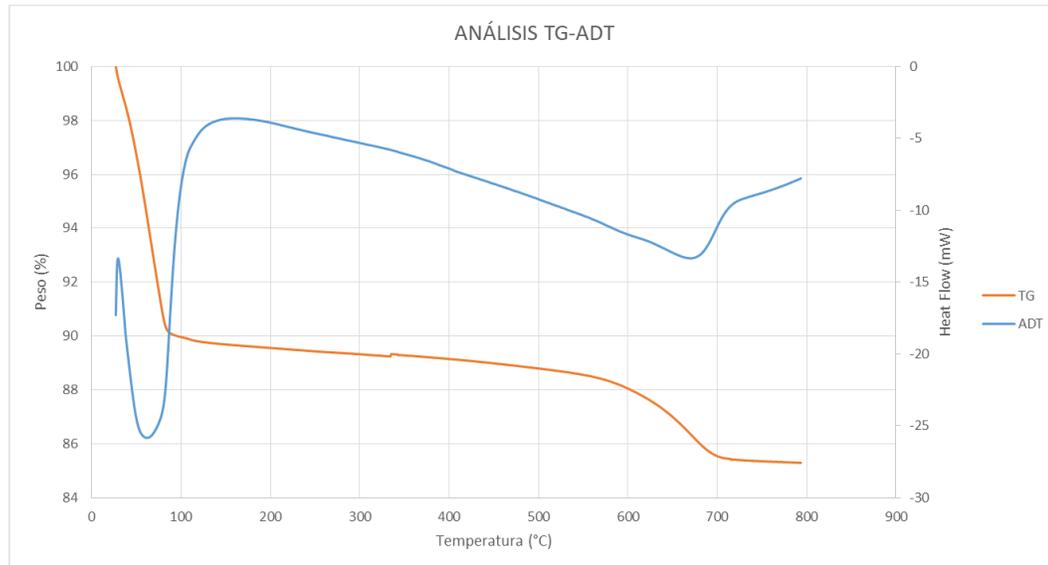
**5.1.3 Análisis Térmico-Gravimétrico (TGA).** La prueba se tomó en un equipo TA SDT Q 600. Se realizó una rampa de calentamiento a una velocidad de  $10^{\circ}\text{C}/\text{min}$  hasta llegar a los  $800^{\circ}\text{C}$  u observar pérdida completa de la masa. Se utilizó nitrógeno con un flujo de  $40 \text{ ml}/\text{min}$  y los crisoles fueron de alúmina. El flujo de calor fue calibrado con zafiro y verificado con indio.

La termo-gravimetría de la muestra de arcilla de la **Gráfica 3** presenta una pérdida súbita de peso, entre  $27$  y  $80^{\circ}\text{C}$ , a partir de allí existe una segunda pérdida gradual de peso mucho más lenta que la primera. La primera pérdida de peso corresponde a un 10% y se debe al agua adsorbida físicamente, la humedad y al agua coordinada con los cationes interlaminares. La segunda pérdida corresponde a la eliminación de hidroxilos ligados a los átomos de aluminio en la red cristalina, generando una pérdida total cercana al 4%.

<sup>92</sup> PINZÓN, J.A. y REQUENA, J. Caracterización y estudio reológico de una bentonita colombiana. En: Boletín De La Sociedad Española De Cerámica Y Vidrio. vol. 35, no. 5.

<sup>93</sup> CARRIAZO, José; MOLINA, Rafael y MORENO, Sonia. Caracterización Estructural y Textural de un Bentonita Colombiana. En: Revista Colombiana de Química. May 2007,. vol 36, no. 2.

**Gráfica 3. Termo-Gravimetría de la bentonita.**



**5.1.4 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).** La prueba se realizó en un detector de marca BRUKER, con el equipo TESCAN modelo VEGA 3, en un rango de voltaje de 0,5 a 30 Kv.

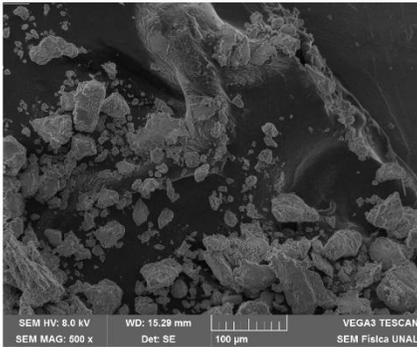
En la **Figura 13** es posible ver una imagen muy general de la muestra de bentonita a una escala de 100 micras mientras que en la **Figura 14** se observa a una escala de 10 micras, la cual se tomó con la finalidad de poder realizar una comparación con la imagen SEM de referencia de una bentonita del Valle del Cauca<sup>94</sup>.

Las micrografías demuestran una variación en el tamaño de los granos que puede deberse a la unión de varias partículas al adherirse a la cinta para la realización de la prueba, sin embargo se puede definir un tamaño de grano promedio de aproximadamente de 2 a 5 micras.

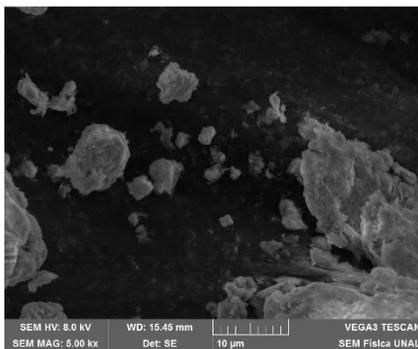
También es posible observar que aunque hay agregados de granos, se identifican superficies lisas.

<sup>94</sup> TORRES, Juan; CARRIAZO, José y SANABRIA, Nancy. Síntesis y caracterización de bentonita modificada con especies de TiO<sub>2</sub> y Fe-TiO<sub>2</sub> obtenidas del mineral ilmenita. Revista Colombiana de Química. Vol. 42. No. 1. p. 4

**Figura 13. Micrografía de la bentonita a 100 micras.**



**Figura 14. Micrografía de la bentonita a 10 micras.**



Con la microscopía electrónica de barrido también fue posible hacer un análisis de algunos elementos presentes en la muestra de bentonita que se muestran en la **Tabla 2.**

**Tabla 2. Elementos presentes en la muestra de bentonita.**

Elemento	Número Atómico	Porcentaje en peso (%)	Porcentaje en peso Normalizado (%)
<b>O</b>	8	62.66	51.38
<b>Si</b>	14	35.15	28.33
<b>Al</b>	13	14.44	11.84
<b>Na</b>	11	3.60	2.95
<b>Fe</b>	26	3.24	2.65
<b>Mg</b>	12	2.15	1.77
<b>Ca</b>	20	0.71	0.58
<b>TOTAL</b>		<b>121.95</b>	<b>100.00</b>

En este resultado se obtuvo presencia de Oxígeno, Silicio y Aluminio en mayores cantidades; y Sodio, Hierro, Magnesio y Calcio en menores proporciones. También se evaluaron ciertos granos de la muestra de bentonita en donde se pudo observar presencia de Potasio=0,8% en peso, Bario=32,74% en peso, Azufre=9,78% en peso y Titanio=6,93% en peso.

## **5.2 CARACTERIZACIÓN DEL NANOMATERIAL OBTENIDO**

Las pruebas de Z-Sizer y Microscopía Electrónica de Barrido se hicieron para determinar el tamaño de partícula de la nanobentonita obtenida por el método de ultrasonificación y centrifugado, y demostrar si se había llegado a la escala nanométrica.

**5.2.1 Z-Sizer.** La determinación de la distribución de tamaño de partícula se realizó en el equipo de medición ZetaSizer Nano ZS marca Malvern modelo ZEN3600.

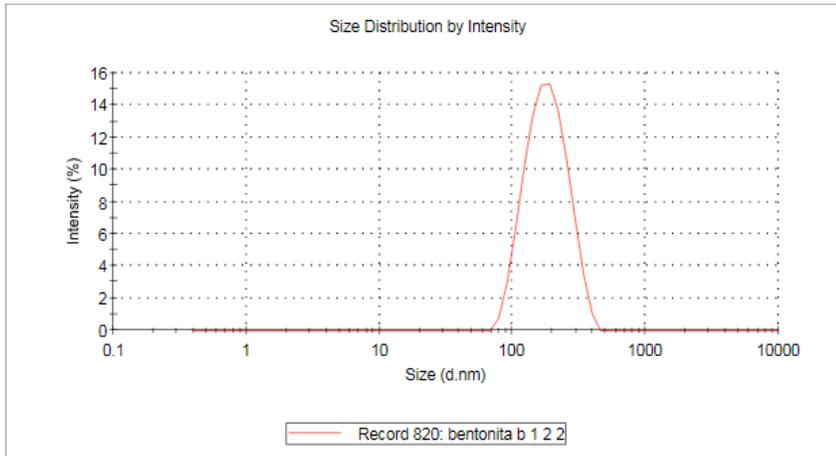
En la **Gráfica 4** se puede observar una muy buena distribución del tamaño de partículas presentes en la muestra en solución, de 189.4 nm. A partir de estos resultados se puede confirmar la notable reducción del tamaño que ha sufrido el material estando este al inicio del proceso alrededor de las 2 micras. La no existencia de otros picos en la gráfica confirma la muy buena calidad de los resultados encontrados ya que existe una distribución única de tamaño, logrado gracias a la inclusión del centrifugado al proceso de síntesis. Esto se pudo confirmar con los resultados mostrados en la **Gráfica 5** para la misma muestra ultrasonificada pero sin centrifugado.

**Gráfica 4. Distribución de tamaño del nanomaterial sintetizado y centrifugado.**

**Results**

	Size (d.nm):	% Intensity	Width (d.nm):
<b>Z-Average (d.nm):</b> 173,0	<b>Peak 1:</b> 189,4	100,0	65,83
<b>Pdl:</b> 0,198	<b>Peak 2:</b> 0,000	0,0	0,000
<b>Intercept:</b> 0,952	<b>Peak 3:</b> 0,000	0,0	0,000

**Result quality : Good**



**Gráfica 5. Distribución de tamaño del nanomaterial sintetizado sin centrifugar.**

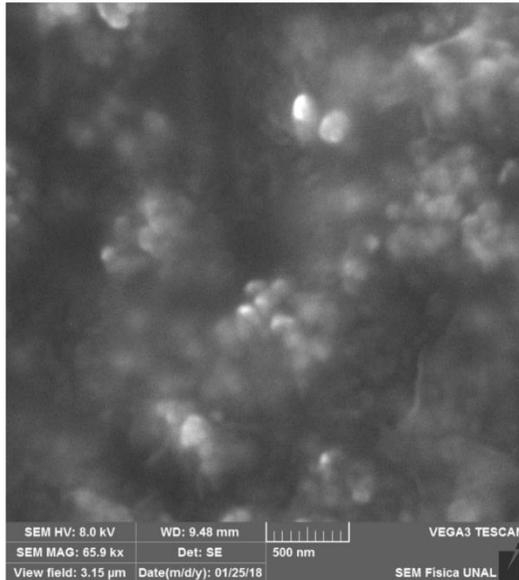
	Size (d.nm):	% Intensity	Width (d.nm):
<b>Z-Average (d.nm):</b> 443,0	<b>Peak 1:</b> 530,6	96,6	279,7
<b>Pdl:</b> 0,291	<b>Peak 2:</b> 4993	3,4	613,5
<b>Intercept:</b> 0,947	<b>Peak 3:</b> 0,000	0,0	0,000

**Result quality : Good**



**5.2.2 Microscopía Electrónica de Barrido.** En la **Figura 15**, se observa una micrografía de la muestra sintetizada mencionada anteriormente en donde se aprecian partículas que confirman la presencia de un tamaño de partículas en solución de alrededor de 200 nm.

**Figura 15. Micrografía del nanomaterial a 500 nanómetros.**



A partir de estos resultados, se pudo concluir que la ultrasonicación y centrifugado de la bentonita reduce en gran medida el tamaño de las partículas en solución de este material, aunque no hasta la escala nanométrica deseada, la cual era menor a 100 nanómetros. Sin embargo es necesario aclarar que las pruebas de verificación anteriormente mencionadas fueron hechas con la muestra en suspensión debido a que la aglomeración durante el proceso de la parte sólida de la muestra resultante no permitió la determinación efectiva del tamaño de dichas partículas.

Por otro lado, se evidenciaron limitaciones técnicas durante el proceso, debido a las pequeñas cantidades de bentonita con las que se realizaron los ensayos, siendo estas menores a 0.2 gramos. Esto generó que el proceso no pudiera proveer una cantidad considerable de nanomaterial en solución. Es por esta razón que se considera el método como insuficiente desde el punto de vista práctico, para poder aprovechar el material obtenido en una aplicación posterior a los fluidos de perforación planteados. De esta manera, se optó por adquirir una muestra de nanomaterial comercial para poder realizar la evaluación técnica del nanomaterial en los diferentes fluidos de perforación. Este material cuenta con un tamaño de partícula < 80 nm. Para información más detallada del producto ver el **Anexo B**.

### 5.3 CARACTERIZACIÓN DEL NANOMATERIAL COMERCIAL

Con el objetivo de determinar la composición mineralógica de la nanobentonita comercial, se realizaron las pruebas de caracterización presentes a continuación:

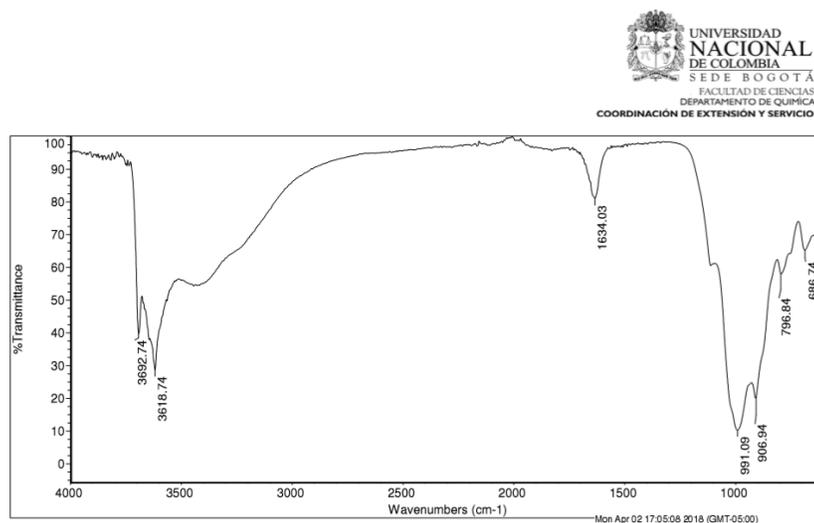
**5.3.1 Espectroscopía Infrarroja (IR).** El análisis de la prueba se realizó con el método de análisis de reflectancia atenuada total (ATR) en un espectrómetro Nicolet iS10.

En la **Gráfica 6** se observa el espectro infrarrojo de la nanobentonita comercial en dónde se presentan absorciones encontradas entre  $3700\text{ cm}^{-1}$  y  $3500\text{ cm}^{-1}$  señales típicas al ocurrir presencia del mineral esmectita y relacionados con el estiramiento de los grupos hidroxilos presentes en el material<sup>95</sup>.

El pico de absorción encontrado a  $1634\text{ cm}^{-1}$ , confirma la presencia de moléculas de agua adsorbidas por la muestra de bentonita.

Las vibraciones de los grupos OH representadas en la señal a  $906\text{ cm}^{-1}$  son comunes en presencia de minerales caolinita e illita<sup>96</sup>, y la señal que se observa a  $796\text{ cm}^{-1}$  es característica de la vibración asimétrica de los enlaces Si-O-Si<sup>97</sup> correspondientes a estructuras de cuarzo presente en la muestra.

**Gráfica 6. Espectro Infrarrojo de la nanobentonita.**



<sup>95</sup> DARVISH. Op. Cit., p. 18.

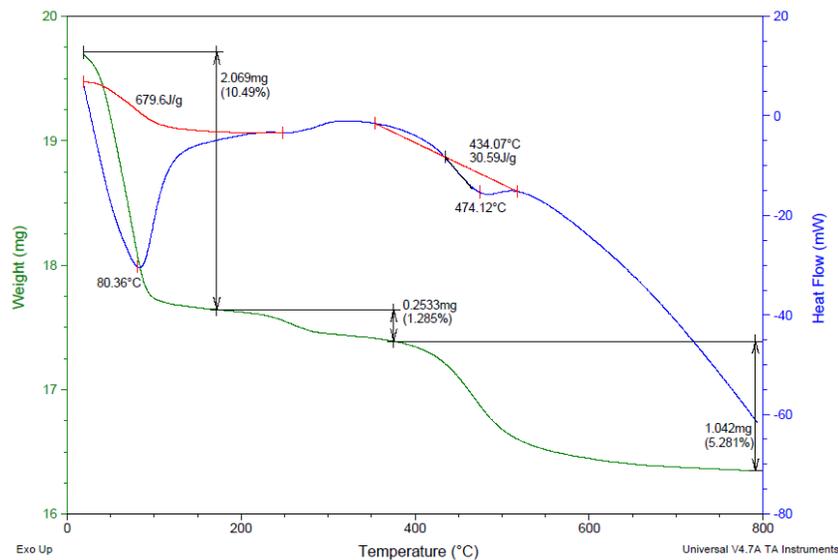
<sup>96</sup> ABDOU, M. I.; AL-SABAGH, A. M. y DARDIR, M. M. Op. Cit., p.57

<sup>97</sup> DARVISH. Op. Cit., p. 18.

**5.3.2 Análisis Térmico-Gravimétrico (TGA).** La prueba se tomó en un equipo TA SDT Q 600. Se realizó una rampa de calentamiento a una velocidad de 10°C/min hasta llegar a los 800°C. Se utilizó Argón con un flujo de 100 ml/min y los crisoles fueron de alúmina.

La **Gráfica 7** muestra el termograma obtenido para la nanobentonita comercial. En el espectro es posible observar dos pérdidas de peso significativas, generadas por el aumento de temperatura gradual durante la prueba.

**Gráfica 7. Termograma de la nanobentonita.**



La primera pérdida de peso evidenciada se da entre la temperatura de inicio de la rampa de calentamiento, la cual es aproximadamente 25°C y la temperatura de 100°C. En dicho rango, es posible apreciar una pérdida de peso del 10%, la cual puede deberse según Darvishi<sup>98</sup>, a la eliminación del agua adsorbida físicamente por la bentonita. Por otro lado, la segunda pérdida de peso puede apreciarse desde la temperatura de estabilización de la pérdida de masa a aproximadamente 190°C hasta el final de la rampa de calentamiento, es decir 800°C. Esta pérdida de masa es del 6% y corresponde con la eliminación, generada durante el calentamiento de la muestra, de los grupos hidroxilos presentes en la muestra de bentonita<sup>99</sup>.

<sup>98</sup> DARVISHI. Op. Cit., p.17.

<sup>99</sup> Ibid. p. 17.

## 5.4 PRUEBAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZANDO NANOPARTÍCULAS COMERCIALES DE BENTONITA

Los resultados de las pruebas que se presentan a continuación y el análisis respectivo, se realizaron para observar el comportamiento de la nanobentonita bajo distintas condiciones y con respecto a las distintas propiedades que debe tener un fluido de perforación para Campo Castilla. Para esto se realizó la formulación de cuatro fluidos, tomando como referencia una formulación base sin ningún tipo de nanopartícula denominada F1, y las formulaciones F2, F3 y F4 con concentraciones de nanobentonita de 2 lpb, 4 lpb y 6 lpb respectivamente.

**5.4.1 Reología.** En la **Tabla 3** se presentan los resultados a la prueba de reología de los cuatro fluidos de perforación preparados.

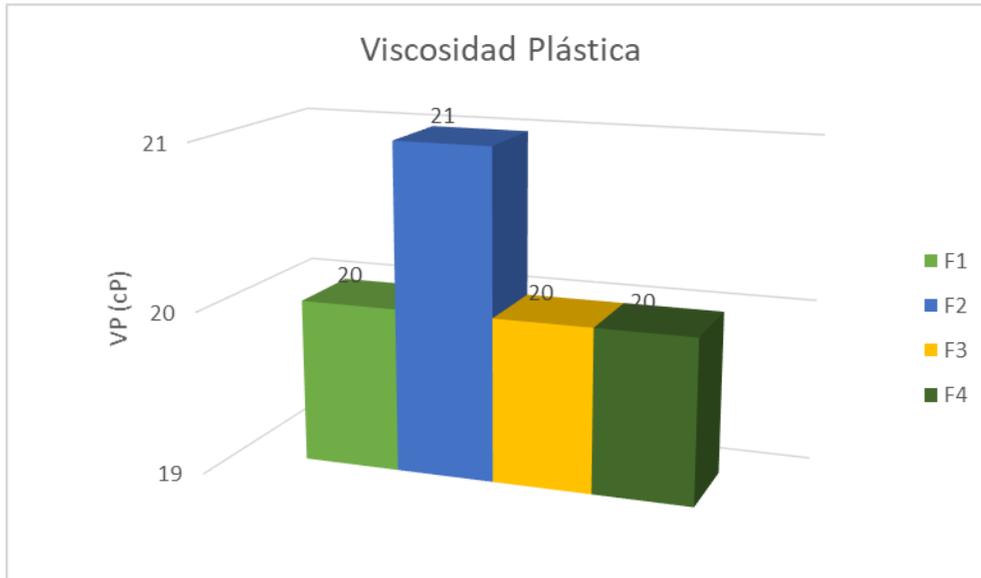
**Tabla 3. Resultados prueba de reología**

RESULTADO PRUEBAS REOLOGÍA	UNIDADES	F1	F2	F3	F4
θ600	RPM	67	70	68	69
θ300		47	49	48	49
θ200		39	40	40	41
θ100		29	29	30	31
θ6		12	12	12	13
θ3		10	10	10	11
Gel 10"		11	11	11	12
Gel 10'		14	14	14	15
VP		cP	20	21	20
YP	lbs/100 ft2	27	28	28	29
YS	lbs/100 ft2	8	8	8	9

A partir de los resultados obtenidos, se realiza un análisis de las variaciones en la viscosidad plástica, el punto cedente y el Yield stress, teniendo en cuenta el aumento que se hizo en las concentraciones de nanobentonita.

En la **Gráfica 8** se puede evidenciar la variación mínima que se obtuvo en cuanto a la viscosidad plástica de las 4 formulaciones propuestas, a pesar de aumentar la concentración de nanobentonita con respecto al fluido base, en 2 lpb, 4 lpb y 6 lpb, en las formulaciones F2, F3 y F4 respectivamente.

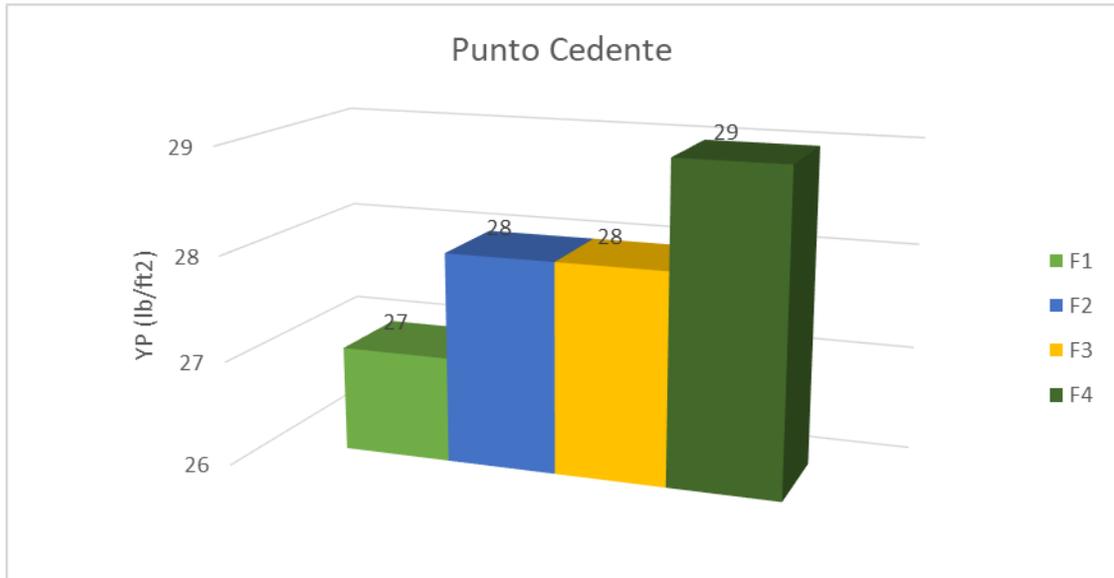
**Gráfica 8. Viscosidad Plástica para las formulaciones F1, F2, F3 y F4**



Aunque teóricamente la presencia de una mayor cantidad de sólidos aumenta la fricción mecánica de los mismos con el fluido, y por ende su viscosidad plástica, este fenómeno no queda evidenciado en estos resultados con la adición de concentraciones tan pequeñas de sólidos, como lo fue la formulación de los fluidos F2, F3 y F4.

Los resultados obtenidos en cuanto al punto cedente para las formulaciones F1, F2, F3 y F4, pueden observarse en la **Gráfica 9**. La diferencia en los valores no resulta ser tan significativa, sin embargo, la formulación F4 demuestra ser la mejor de todas las formulaciones propuestas, aumentando el punto cedente con respecto al fluido base F1 en un 7%. Por otro lado, las formulaciones F2 y F3 presentan el mismo comportamiento reológico aumentando el punto cedente en un 4% con respecto al fluido base.

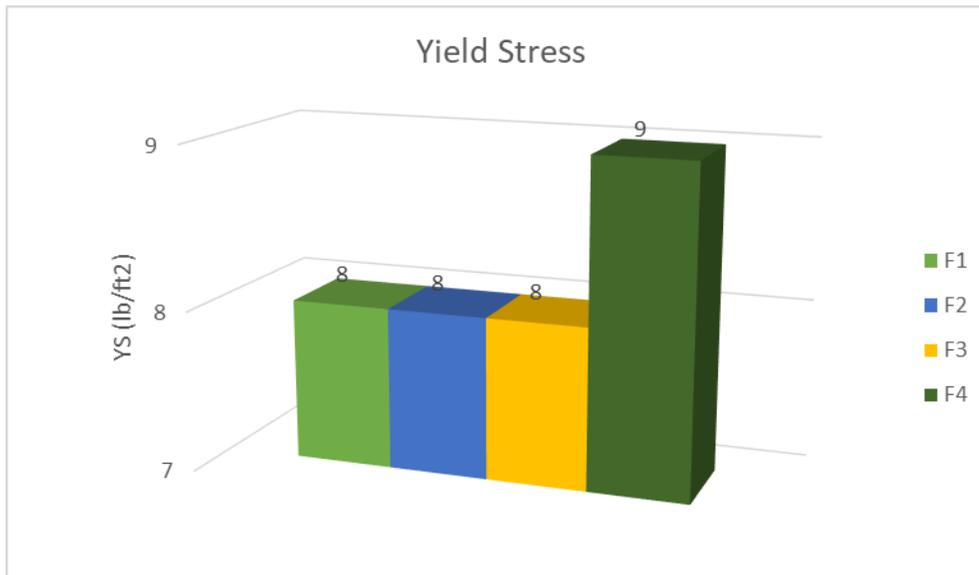
**Gráfica 9. Punto Cedente para las formulaciones F1, F2, F3 y F4**



A partir de estos resultados se evidencia la leve mejora que presentan las formulaciones que contienen nanobentonita, mejorando la capacidad de suspensión de recortes, evitando así problemas de embotamiento de la broca y facilitando las operaciones de perforación.

A partir de los resultados presentados en la **Gráfica 10**, se puede evidenciar el efecto de la adición de nanopartículas de bentonita en el esfuerzo de fluencia. Para el caso de la formulación F4, en donde se aumentó este valor un 13%, se necesitará un esfuerzo mayor en comparación al resto de formulaciones presentadas para hacer retomar la circulación de este fluido, al encontrarse en condiciones estáticas.

**Gráfica 10. Yield Stress para las formulaciones F1, F2, F3 y F4**



Para el caso de los fluidos F1, F2 y F3, no se presenta ninguna variación en el valor de esfuerzo de fluencia, por lo que se pudo determinar que sólo a una concentración de 6 lpb, siendo esta la más alta, se logró una variación en este parámetro reológico.

En la **Tabla 1** también es posible observar los valores obtenidos para las resistencias de geles a 10 segundos' y 10 minutos. En ellos no se observa una variación significativa entre las distintas formulaciones planteadas. En términos generales, es posible ver que los valores obtenidos representan una tendencia favorable de los cuatro fluidos a gelificarse y a pesar de esto, no requerir un alto esfuerzo para reactivar la circulación del lodo a una velocidad dada.

**5.4.2 Filtrado API.** En la **Tabla 4** se pueden observar los resultados de las pruebas de filtración realizadas a las 4 formulaciones planteadas. Estas pruebas son las más representativas para el proyecto, puesto que evalúan directamente el desempeño del nanomaterial como aditivo para la inhibición mecánica y el control de filtrado en la fase de 12 <sup>1</sup>/<sub>4</sub>.

**Tabla 4. Resultado prueba Filtrado API, Filtrado HPHT y Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT)**

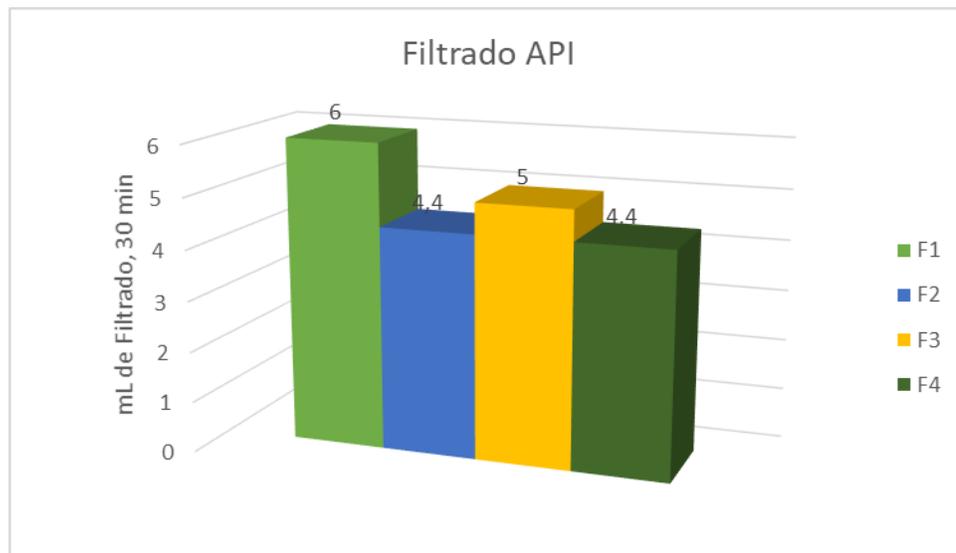
RESULTADO PRUEBAS FILTRACIÓN		F1	F2	F3	F4
Filtrado API	Filtrado 30 min, mL	6	4.4	5	4.4
	Filtrado HPHT @ 180 F/500 psi	19.1	13.2	14	13
TOTAL, mL		38.2	26.4	28	26

**Tabla 4. (Continuación).**

RESULTADO PRUEBAS FILTRACIÓN	F1	F2	F3	F4	
PPT @ 180 F/1000 psi Disco 35 µm	Spurt Loss, mL	8	1	1	0.5
	Filtrado 30 min, mL	67	28.4	24	17.6
	TOTAL, mL	142	57.8	49	35.7

En la **Gráfica 11** se presentan los resultados obtenidos de filtrado API para las 4 formulaciones planteadas. Es posible observar la influencia en cuanto al filtrado que presenta la adición de nanobentonita al fluido base, puesto que los fluidos F2 y F4 presentan una disminución del 27% del Filtrado API con respecto a la formulación base F1, pasando de 6 ml a 4 ml, mientras que el fluido F3 presenta una disminución del filtrado API en un 17%, disminuyendo el volumen de filtrado en 1 ml.

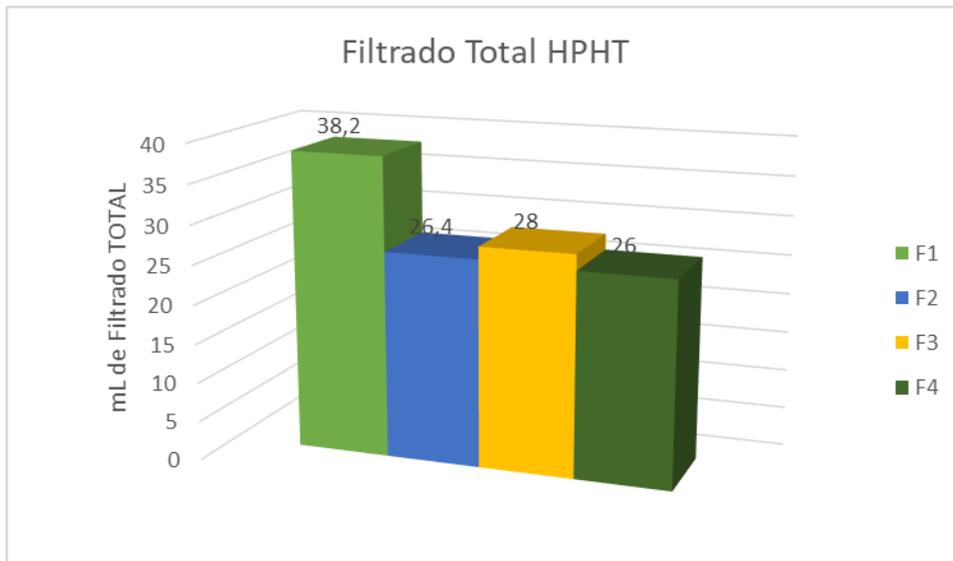
**Gráfica 11. Filtrado API para las formulaciones F1, F2, F3 y F4**



A partir de estos resultados, se puede concluir que para las concentraciones de nanobentonita planteadas se observa una notable mejora del sistema, mostrándose una disminución del filtrado API para todas las formulaciones de comparación, teniendo unos valores más bajos con respecto a la formulación de referencia y manteniéndose acordes a lo estipulado dentro de la norma API.

**5.4.3 Filtrado HPHT.** La **Gráfica 12** muestra los resultados obtenidos de filtrado total a condiciones de alta temperatura (180 °F) y alta presión (500 psi). A partir de estos resultados, es posible observar el buen desempeño que presentan las formulaciones F2, F3 y F4, mostrando una disminución del filtrado HPHT en todos los casos. El fluido de perforación que mostró el mejor desempeño, fue el fluido con una mayor concentración de nanomaterial (6lpb), disminuyendo el filtrado total en comparación al fluido base en un 32%, pasando de 38.2 ml a 26 ml.

**Gráfica 12. Filtrado HPHT para las formulaciones F1, F2, F3 y F4**



La formulación F2 tuvo un desempeño muy similar reduciendo el filtrado total en un 31%, disminuyendo hasta 26.4 ml, de igual manera la formulación F3 redujo este valor en un 27%, alcanzando los 28 ml, siendo la menor reducción entre los fluidos propuestos con nanobentonita, pero no dejando de ser una disminución significativa tomando como comparación el fluido base F1.

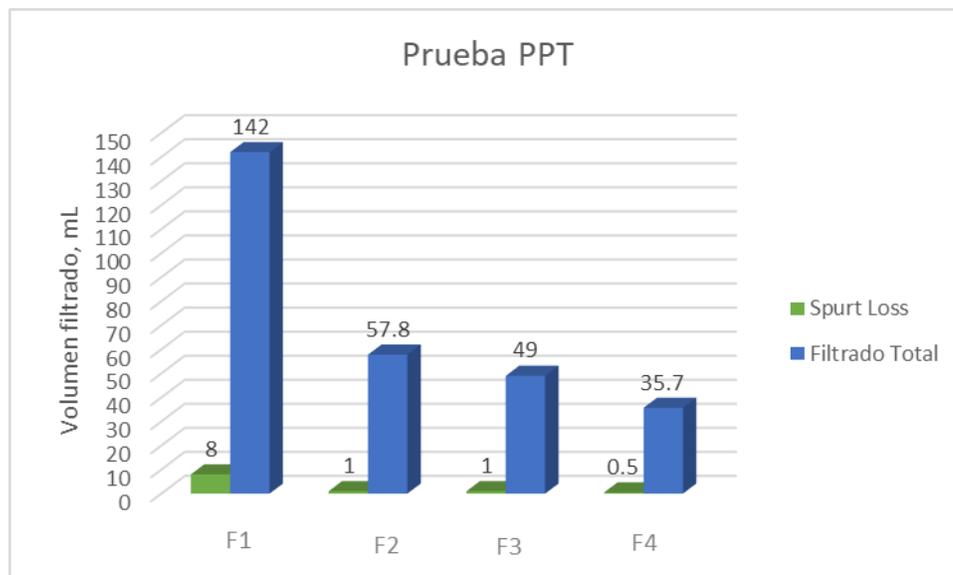
**5.4.4 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT).** La prueba de taponamiento de permeabilidad se realizó con el fin de simular el comportamiento del fluido en presencia de un medio con una permeabilidad considerable, como lo son en las situaciones reales, las fracturas y las gargantas porales. Esto se hizo por medio de un disco de 35 micras (Tamaño previamente estandarizado por Ecopetrol y Halliburton para simular la sección de  $12 \frac{1}{4}$ ). Esta prueba se realizó a una temperatura de 180°F y un diferencial de presión de 1000 psi.

En la **Gráfica 13** se pueden observar los resultados obtenidos de la prueba PPT para las formulaciones F1, F2, F3 y F4. En estos resultados se puede confirmar el fenómeno presentado en las pruebas de Filtrado API y Filtrado HPHT, en donde la formulación F4, la de mayor concentración de nanobentonita, fue la que mejores

resultados mostró. La formulación F4 mostró una disminución significativamente alta del filtrado total, reduciéndolo un 75% con respecto a la formulación base F1, alcanzando un valor de filtrado de 35.7 ml con respecto a los 142 ml de la formulación base F1. Además de esto, el Spurt Loss se redujo en un 94% pasando de 8 ml en el fluido F1 a solamente 0.5 ml en el fluido F4, lo cual resulta ser un dato relevante ya que no se está generando filtrado antes de que se genere el revoque, reduciendo los volúmenes del mismo en una gran cuantía.

La formulación F3 presentó una reducción del filtrado total del 65% con respecto a la formulación base, reduciendo dicho valor a 49 ml. Por su parte, el fluido con la formulación F2 logró reducir el filtrado total en un 59%, obteniéndose un valor de 57.8 ml, siendo la menor reducción obtenida, comparando las 3 formulaciones propuestas. Los valores obtenidos de Spurt Loss para las formulaciones F2 y F3 fueron de 1 ml, éstas lograron una reducción del 88%.

**Gráfica 13. Prueba PPT para las formulaciones F1, F2, F3 y F4**



A partir de estos resultados, se puede observar una reducción notoria del filtrado total para todas las formulaciones de fluido propuestas, el mejor efecto de haber adicionado nanopartículas pudo observarse en la formulación F4, el cual contenía la mayor concentración de nanopartículas de bentonita (6lpb), logrando reducir cuatro veces el filtrado total y 16 veces el Spurt Loss. Por otro lado, la menor reducción se dio en la formulación F2, la cual contenía la cantidad más pequeña de nanopartículas de bentonita (2lpb), a pesar de esto, logró reducir el filtrado total 2.5 veces, mientras que el Spurt Loss se redujo 8 veces.

**5.4.5 Análisis químico.** Con el análisis de la alcalinidad del filtrado es posible determinar las concentraciones de iones hidroxilos, carbonatos y bicarbonatos presentes en la muestra<sup>100</sup>. De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis químico presentado en la **Tabla 5** se observa que la alcalinidad del filtrado obtenido no varía a medida que se añaden concentraciones de nanobentonita y se mantiene relativamente igual en los fluidos F1, F2, F3 y F4.

**Tabla 5. Resultado Análisis Químico**

RESULTADO PRUEBAS ANÁLISIS QUÍMICO		UNIDADES	F1	F2	F3	F4
Alcalinidad	Pf, H2SO4 N50	mL	0.21	0.25	0.24	0.3
	Mf, H2SO4 N50	mL	2.5	2.44	2.3	2.5
Cloruros	Nitrato de Plata 1000 ppm	ppm	570	350	350	240
Calcios	Titulador de Calcios 20 epm	mg/lit	120	56	56	82.1

Al cumplirse la condición  $2P_f < M_f$  se puede determinar un contenido de iones carbonato ( $CO_3^{2-}$ ) de 300 mg/lit en promedio y un contenido de iones bicarbonato ( $HCO_3^-$ ) de 2360 mg/lit en promedio para los cuatro fluidos de perforación preparados, como se observa en la **Tabla 6**. Esto debido a que las formulaciones preparadas contienen dentro de los aditivos, carbonatos como material de puenteo.

**Tabla 6. Determinación de iones hidroxilo, carbonato y bicarbonato**

CONDICIÓN	$OH^-$	$CO_3^{2-}$	$HCO_3^-$
$P_f = 0$	0	0	1220Mf
$2P_f < M_f$	0	1200P <sub>f</sub>	1220(M <sub>f</sub> -2P <sub>f</sub> )
$2P_f = M_f$	0	1200P <sub>f</sub>	0
$2P_f > M_f$	340(2P <sub>f</sub> -M <sub>f</sub> )	1200(M <sub>f</sub> -P <sub>f</sub> )	0
$P_f = M_f$	340M <sub>f</sub>	0	0
<b>F1</b>	0	252	2537.6
<b>F2</b>	0	300	2366.8
<b>F3</b>	0	288	2220.4
<b>F4</b>	0	360	2318

**FUENTE:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 13B-1 Standard practice for field testing water-based drilling fluids, Segunda Edición, Septiembre, 1997, p. 20. Modificado por los autores.

<sup>100</sup> AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 13B-1 Standard practice for field testing water-based drilling fluids, Segunda Edición, Septiembre, 1997.

El contenido de cloruros y calcio presentes en las formulaciones se muestra normal, dentro de lo esperado y de acuerdo al diseño del lodo. Esto es debido a que no se está trabajando con fluidos contaminados por recortes de perforación.

## 6. CONCLUSIONES

- Las unidades litológicas Lutitas E3 y E4 presentes en la fase de 12 ¼ del Campo Castilla presentan constantes problemas operacionales como inestabilidad mecánica, debido a la interacción constante del fluido de perforación con este tipo de formaciones con alto contenido de arcilla y presencia de microfracturas que facilitan dicha interacción.
- Se logró reducir el tamaño de partícula a 189,4 nm tomando como referencia una muestra en solución después de haber realizado el proceso de ultrasonificación y centrifugado, sin embargo, la aglomeración del material sólido y las pequeñas cantidades ultrasonificadas, no permitieron que este material obtenido fuera aprovechado en una etapa posterior de aplicación a un fluido de perforación.
- Las pruebas de laboratorio fueron realizadas con nanopartículas de bentonita menores a 80 nm adquiridas comercialmente.
- A partir de las pruebas de filtración realizadas a las formulaciones planteadas, se puede concluir la mejora significativamente alta que presenta la adición de nanobentonita comercial, demostrando ser un excelente inhibidor físico y controlador de filtrado.
- La formulación que presentó el mejor comportamiento fue la formulación F4, la cual tenía una concentración de Nanobentonita de 6lpb, siendo la concentración más alta utilizada, logrando disminuir con relación a la formulación base, el filtrado API en un 27%, el filtrado total HPHT en un 32%, el filtrado total de la muestra PPT en un 75% y el Spurt Loss en un 95%, evidenciando la clara influencia que tiene el aditivo nanométrico utilizado en las propiedades de filtrado del fluido de perforación base agua.
- Las propiedades reológicas de los fluidos planteados no sufrieron una variación significativa a pesar de la adición de una mayor cantidad de sólidos, la viscosidad plástica se mantuvo constante, el punto cedente aumentó en un 7% para la formulación F4 y en un 4% para las formulaciones F2 y F3, y la formulación F4 incrementó el Yield Stress en un 13%.
- La Nanobentonita utilizada ha demostrado ser un excelente inhibidor físico y controlador de filtrado, reduciendo todos los parámetros evaluados en relación al fluido base en un rango del 17% al 27% para el Filtrado API, del 27% al 32% para el Filtrado HPHT, del 59% al 75% en el filtrado total de la prueba PPT y del 88%

al 94% en el Spurt Loss de la misma prueba, además de mejorar algunas propiedades reológicas, sin alterarlas de manera abrupta.

## 7. RECOMENDACIONES

- Evaluar la reducción de tamaño del material bruto por medio de la abrasión mecánica, con el fin de obtener un material apto desde el punto de vista técnico para su utilización en un fluido de perforación.
- Reducir el tamaño de una arcilla no reactiva evitando así una aglomeración de este material durante el proceso de ultrasonicación y centrifugado.
- Realizar un análisis económico global de la viabilidad financiera que tienen las demostradas mejoras en las propiedades del fluido para su aplicación real.
- Realizar la evaluación técnica específica para encontrar la concentración de nanobentonita ideal para la mejora de las propiedades de filtrado principalmente.
- Realizar un corazonamiento para la realización de un estudio geomecánico que tenga como finalidad determinar con exactitud el tamaño real de las microfracturas presentes en la sección de 12 ¼, y así clarificar el tamaño ideal de aditivo nanométrico a utilizar.
- Realizar un estudio de factibilidad para la implementación y masificación de la producción de nanobentonita por el método de abrasión mecánica.
- Evaluar las formulaciones planteadas realizando un envejecimiento de mínimo 16 horas, con el fin de verificar las propiedades del fluido en condiciones de fondo y circulación.
- Evaluar las propiedades reológicas de las formulaciones planteadas con variaciones en la presión y temperatura para determinar las condiciones extremas a las que pueden ser sometidos los fluidos sin verse afectadas sus propiedades reológicas.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABDOU, M. I.; AL-SABAGH, A. M. y DARDIR, M. M. Evaluation of Egyptian bentonite and nano-bentonite as drilling mud. En: Egyptian Journal of Petroleum. Jun. vol. 22, no. 1, p. 53-59
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca De Los Llanos Orientales – Estudio Integrado, p.2.
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica De La Digitalización Y Análisis De Núcleos - Cuenca de los Llanos Orientales, Diciembre, 2012, p.32. Disponible En: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>
- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Open Round Colombia Llanos Orientales, Diciembre, 2010. Disponible En: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)
- AMANULLAH, Md. and AL-TAHINI, Ashraf. Nano-Technology-Its significance in Smart Fluid Development for Oil and Gas Field Application. ALKhobar, 2009. p. 3.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 13A Specification for Drilling Fluids Materials, ed. 18, Ago, 2010.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 13B-1 Standard practice for field testing water-based drilling fluids, Segunda Edición, Septiembre, 1997.
- AMOCO. Drilling Fluids Manual. 2010. p. 22.
- ANH. Información General – Cuencas Cedimentarias de Colombia, 2011
- ANYANWU, Chimaroke y UNUBI, Momoh Mustapha. Experimental Evaluation of particle sizing in drilling fluid to minimize filtrate losses and formation damage, Agosto, 2016, p.13
- ASME. Shale Shaker Committee. Drilling Fluids Processing Manual. USA, 2005. p. 16
- BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. p. 9.
- BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Bogotá, 2007, p. 71

BOLAÑOS, Marco Antonio y REYES, Carlos Mauricio. Evaluación del Daño de Formación generado por los fluidos de perforación y completamiento en el campo Castilla en los pozos complementados por la compañía Baker Hughes. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2011, p. 30-32

CAENN, Ryan. and DARLEY, H. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Massachusetts, 2011. p. 2.

CARRIAZO, José; MOLINA, Rafael y MORENO, Sonia. Caracterización Estructural y Textural de un Bentonita Colombiana. En: Revista Colombiana de Química. May 2007,. vol 36, no. 2.

Chiu-Wing Lam, et al. Pulmonary toxicity of single-wall carbon nanotubes in mice 7 and 90 days after intratracheal instillation. En: Toxicological Sciences : An Official Journal of the Society of Toxicology. Jan 1,. vol. 77, no. 1, p. 126-134

CONTRERAS, O., et al. Application of In-House Prepared Nanoparticles as Filtration Control Additive to Reduce Formation Damage, Febrero, 2014, p. 4.

DARVISHI, Zahra y MORSALI, Ali. Synthesis and characterization of nano-bentonite by sonochemical method, 2010, p.238.

ECOPETROL CARTA PETROLERA. Castilla, recargado. 107 ed, Noviembre, 2003-Enero, 2004. Disponible En: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

ECOPETROL. Pozo Castilla 357 ST – Informe Final. DTK Wellsite Services, Diciembre, 2014, p. 63.

FERRERIA, Paloma y SASTRE DE ANDRÉS, Enrique. Análisis térmico.

FLOODY, Marcela et al. Nanoclays from an Andisol: Extraction, properties and carbon stabilization, 2011, p. 160.

GÓMEZ, Sandra y PATEL, Arvind. Shale Inhibition: What Works?, 2013, p.2

Google Maps. Disponible En: <https://www.google.es/maps>

Günter Oberdörster; Eva Oberdörster y Jan Oberdörster. Nanotoxicology: An Emerging Discipline Evolving from Studies of Ultrafine Particles. En: Environmental Health Perspectives. Jul 1,. vol. 113, no. 7, p. 823-839

Hernández, C et al. Sistemas Petrolíferos de la Provincia de los Llanos Orientales, 1997. ECOPETROL-Bogotá D.C. Informe Interno/ECOPETROL. ICP. Piedecuesta.

HOELSCHER, Katherine, et al. Nanotechnology Application in Drilling Fluids. Marzo, 2013, p.3.

HOLDITCH, S. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development, 2015, p. 10.

HORIKOSHI, Satoshi y SERPONE, Nick. Introduction to Nanoparticles, 1 ed, Abril, 2013, p.2.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2007. 33p.

----- . Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998, 23p.

----- . Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008, 36p.

KARNLAND, Ola y CLAY TECHNOLOGY, A.B. Chemical and mineralogical characterization of the bentonite buffer for the acceptance control procedure in a KBS-3 repository. Technical Report, 2010.

KOCH, Carl C. Nanostructured Materials. Processing, Properties and Applications. Edición 2, 2007. North Carolina, USA, p.121.

KONG, Xiangling y OHADI, Michael. Applications of Micro and Nano Technologies in the Oil and Gas Industry – An Overview of the Recent Progress. 2010, p.5.

KRISHNAN, Shutesh; ABYAT, Zahra y CHOK, Calvin. Characterization Of Boron-Based Nanomaterial Enhanced Additive In Water-Based Drilling Fluids: A Study On Lubricity, Drag, ROP And Fluid Loss Improvement. Abu Dhabi, 2016, p. 8.

Li Long, et al. Vital Role of Nanomaterials in Drilling Fluid and Reservoir Protection Applications. Abu Dhabi, Noviembre, 2011, p. 2. ISBN 978-1-61399-217-3

LI, Gongrang, et al. Nanotechnology to improve sealing ability of drilling fluids for shale with micro-cracks during drilling, Junio, 2012, p.1. ISBN 978-1-61399-206-7

MAHMOUD, Omar, et al. Nanoparticle-Based Drilling Fluids for Minimizing Formation Damage in HP/HT Applications, Febrero, 2015, p. 14.

MALAGÓN, Jonathan; RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La Competitividad Del Sector De Hidrocarburos En Las Diferentes Regiones De Colombia, Junio, 2016. p. 16.

MALVERN INSTRUMENTS. ZetaSizer Nano User Manual. United Kingdom. 2003. P. 3.

MOHAMMED, A.; VIPULANANDAN, C. y DIGHE, S., Nanoclay Modified Drilling Muds for HPHT Applications, Abril, 2016, p. 5.

NXT Energy Solutions. Case Example: Castilla. Disponible En: [http://www.nxtenergy.com/upload/media\\_element/160/d97fe6a400ba/sfd\\_cs\\_castilla.pdf](http://www.nxtenergy.com/upload/media_element/160/d97fe6a400ba/sfd_cs_castilla.pdf)

PDVSA. Manual de Fluidos de Perforación. 2002. p. 4.

PINZÓN, J.A. y REQUENA, J. Caracterización y estudio reológico de una bentonita colombiana. En: Boletín De La Sociedad Española De Cerámica Y Vidrio. vol. 35, no. 5.

QMAX. Aditivos para los fluidos de perforación.

SALIH,A. H.; ELSHEHABI,T. A. y BILGESU,H. I. Impact of Nanomaterials on the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluids, Septiembre, 2016, p. 10.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible En: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Banco de Información Petrolera (BIP), Consultado el día 22 de Octubre de 2017. Disponible En: [http://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor\\_BIP/](http://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/)

SHAKIB, Jaber Taheri; KANANI, Vahid y POURAFSHARY, Peyman. Nano-clays as additives for controlling filtration properties of water-bentonite suspensions. Noviembre, 2015, p. 6.

STUART, Barbara H. Infrared Spectroscopy. Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology. New York, NY; John Wiley & Sons, 2004., p. 1

TARAGHIKHAH,S.; MOHAMMADI,M. y NOWTARAKI,K. Multifunctional Nanoadditive in Water Based Drilling Fluid for Improving Shale Stability. Diciembre, 2015, p. 5. ISBN 978-1-61399-378-1

TORRES, Juan; CARRIAZO, José y SANABRIA, Nancy. Síntesis y caracterización de bentonita modificada con especies de TiO<sub>2</sub> y Fe-TiO<sub>2</sub> obtenidas del mineral ilmenita. Revista Colombiana de Química. Vol. 42. No. 1. p. 4

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**EQUIPOS UTILIZADOS EN LA REDUCCIÓN DE TAMAÑO DEL NANOMATERIA**



**ANEXO B**  
**INFORMACIÓN TÉCNICA DE LA NANOBENTONITA COMERCIAL**

**Intelligent Materials Pvt. Ltd.**  
 Village: Sundran, Teh: Dera Bassi, Punjab (India)  
 Tel: +91 9778880077, 9778550077, 9779238252  
 Fax: +91 22 66458880



**NANOSHEL**  
 Creating Miracles in Black

### Specification Sheet

**Bentonite Nano Clay**  
 (Purity: >99%, APS: <80nm)  
 Stock No: NS6130-09-930, CAS: 1302-78-9

<b>Product Name</b>	:	Bentonite Nano Clay
<b>Stock No</b>	:	NS6130-09-930
<b>CAS Number</b>	:	1302-78-9
<b>APS</b>	:	<80nm
<b>Purity</b>	:	>99%
<b>Molecular Weight</b>	:	108.1 g/mol
<b>Form</b>	:	Powder
<b>Color</b>	:	Brown
<b>Specific Gravity</b>	:	2.91 (0)
<b>Melting Point</b>	:	Decomposes
<b>Solubility</b>	:	Slightly soluble in water Insoluble in methanol
<b>Main Impact Verifier</b>	:	Manager QC
<b>Date of Print</b>	:	February, 2018
<b>Version</b>	:	1



**NANOSHEL**  
 Creating Miracles in Black

*Note: Product Specification are subject to amendment and may change over time*

© www.nanoshel.com | GC sales@nanoshel.com  
 @nanoshel |  @nanoshel |  @nanoshel

**Intelligent Materials Pvt. Ltd.**

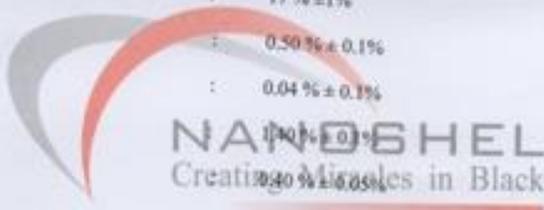
Village: Sundran, Teh: Dera Bassi, Punjab (India)  
Tel: +91 9779880077, 9779550077, 9779238252  
Fax: +91 22 66459880



## Certificate of Analysis

Bentonite Nano Clay  
(Purity: >99%, APS: <80nm)  
Stock No: NS6130-09-930, CAS: 1302-78-9

Product Name	: Bentonite Nano Clay
Stock No	: NS6130-09-930
CAS Number	: 1302-78-9
Assay	: >99%
SiO <sub>2</sub>	: 72 % ± 1%
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	: 17 % ± 1%
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	: 0.50 % ± 0.1%
TiO <sub>2</sub>	: 0.04 % ± 0.1%
CaO	: 0.10 % ± 0.1%
MgO	: 0.40 % ± 0.05%
K <sub>2</sub> O	: 0.40 % ± 0.05%
Na <sub>2</sub> O	: 0.20 % ± 0.05%
So <sub>4</sub>	: Nil
All Other Metal	: 0.1%



Note 1: Values are given in % unless otherwise specified.

Note 2: All figures above are weight for weight as determined by ICP



www.nanoshel.com sales@nanoshel.com

@nanoshel @nanoshel @nanoshel