

**OPTIMIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA
UTILIZADOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN LA CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES MEDIANTE EL USO DE NANOTECNOLOGÍA**

**MARÍA FERNANDA HERNÁNDEZ RAMÍREZ
NELSON DAVID MIRANDA MARTÍNEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**OPTIMIZACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA
UTILIZADOS EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO EN LA CUENCA DE LOS
LLANOS ORIENTALES MEDIANTE EL USO DE NANOTECNOLOGÍA**

**MARÍA FERNANDA HERNÁNDEZ RAMÍREZ
NELSON DAVID MIRANDA MARTÍNEZ**

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

**Director
Wilson Parra Moreno
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

Nota de aceptación

Ing. Lady Paola Mora

Ing. Oscar Arenas

Bogotá D.C., enero de 2020

DIRECTIVAS DE LA FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrector de desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados. (E)

Ing. ALEXANDRA MEJÍA GUZMAN

Secretaría General

Ing. ALEXANDRA MEJÍA GUZMAN

Decano facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

En primer lugar, a Dios el cual me ha bendecido mucho a lo largo de mi vida y me ha dado las fuerzas, sabiduría y persistencia para culminar esta etapa. Muchos de sus principios me rigen como persona y agradezco mucho a mi familia por habérmelos inculcado.

A mi mamita Elizabeth Martínez Tarazona, mujer virtuosa, bondadosa, luchadora y comprensiva. Ha sido mi consejera de toda la vida y el motor de la misma.

A mi padre Nelson De Jesús Miranda Gallardo, ejemplo de que con esfuerzo y dedicación todo puede ser posible, siempre amable y bondadoso, un verdadero modelo a seguir.

A mi hermanito Jesús Andrés Miranda Martínez, compañero de vida, guía y ejemplo a seguir, alguien que siempre ha estado conmigo y le debo mucho de lo que soy hoy día.

Me siento muy afortunado de tenerlos, son personas que llenan de orgullo; me permiten día a día formar mi proyecto de vida, soñar y pensar en grande. Nunca me cansaré de agradecerles lo mucho que han dado por mí.

A mi compañera María Fernanda Hernández Ramírez, con la cual compartí esta hermosa experiencia, tuvimos momentos muy duros y muy difíciles, pero ella siempre me dio el impulso y el apoyo cuando más hacía falta.

Y a todas esas personitas que aportaron en pequeña o gran medida, tanto en lo personal como en lo académico, que siempre me alentaron y motivaron para sacar adelante este proyecto. Una parte de mi corazón se quedó en Tunja, gracias por llenarme de amor, cariño y apoyo, los quiero mucho.

Nelson David Miranda Martínez

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado principalmente a Dios quien me ha guiado a lo largo de mi vida brindándome salud, sabiduría y fortaleza para cumplir esta etapa satisfactoriamente.

A mis papas quién son el motor de mi vida y mi motivación para continuar con mis proyectos. Gracias por el apoyo incondicional y por confiar en mí en el transcurso de mi carrera. La culminación de esta etapa es un logro de todos porque gracias a ellos soy la persona que soy hoy en día. Gracias por enseñarme que para alcanzar alguna meta, se necesita dedicación y compromiso.

A mis hermanitos, quienes fueron mi guía para el desarrollo de la tesis, gracias por acompañarme y por brindarme ese apoyo incondicional.

A mi novio por ser tan incondicional conmigo y apoyarme en cada etapa de mi vida.

A mi compañero de tesis, con el cual compartí esta linda experiencia, gracias porque a pesar de todas las adversidades fuimos un gran equipo y nos apoyamos incondicionalmente.

Y aquellas personas que de una u otra forma aportaron para que este sueño se hiciera realidad.

María Fernanda Hernández Ramírez

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de investigación expresan su agradecimiento a todas las personas que hicieron su aporte para el desarrollo del mismo ya sea en pequeña o gran medida. A la empresa FRONTERA ENERGY y al ingeniero Wilson Parra Moreno por su soporte y apoyo. Al ingeniero Germán Charry, persona la cual confió en los autores del presente trabajo, sirviendo de orientación y proporcionando la oportunidad del desarrollo del mismo.

A la Fundación Universidad de América por el apoyo mediante los profesores orientadores de trabajo de grado Adriangela Romero, Yatnielah Pirela, Jorge Tovar y Sebastián Gómez personas las cuales ayudaron al desarrollo del mismo, principalmente a los profesores Jorge y Sebastián, por su gran dedicación, compromiso y apoyo, fueron fundamentales para el desarrollo de este proyecto, modelo a seguir para muchos docentes y profesionales de este país.

A las directivas, cuerpo docente y personal administrativo de la Fundación Universidad de América por el apoyo y capacitación recibida durante toda la carrera.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. MARCO TEÓRICO	30
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	30
1.1.1 Definición	30
1.1.2 Funciones del fluido de perforación	30
1.1.3 Fluidos de perforación base agua	31
1.1.3.1 Lodos dispersos	31
1.1.3.2 Lodos no dispersos	31
1.1.3.3 Lodos HPHT o Polímeros	31
1.1.4 Propiedades físicas de los fluidos de perforación	31
1.1.4.1 Viscosidad plástica (PV)	31
1.1.4.2 Punto cedente (YP)	32
1.1.4.3 Esfuerzos de gel	32
1.1.4.4 Filtrado API	32
1.1.4.5 Filtrado HPHT	32
1.1.4.6 Filtrado PPT	32
1.1.5 Propiedades químicas de fluidos de perforación	32
1.1.5.1 Alcalinidad	33
1.1.5.2 Cloruros	33
1.1.5.3 Dureza	33
1.2 DAÑO DE FORMACIÓN	33
1.2.1 Definición	33
1.2.2 Origen del Daño de Formación	33
1.2.3 Mecanismos de Daño de Formación	33
1.3 NANOTECNOLOGÍA	34
1.3.1 Top-Down	35
1.3.2 Bottom-Up	35
1.3.2.1 Síntesis química	35
1.3.2.2 Ensamblaje posicional	35
1.3.2.3 Self-assembly o autoensamblaje	35
1.3.3 Nanopartículas	35
1.3.4 Nanotecnología en la Industria del Petróleo.	35
1.3.5 Nanofluidos	36
1.3.6 Efecto de las nanopartículas en la mojabilidad de la roca	37
1.4 MOJABILIDAD	39
1.4.1 Tipos de mojabilidad	40
1.4.1.1 Mojabilidad preferencial	40
1.4.1.2 Mojabilidad neutra o intermedia	40
1.4.1.3 Mojabilidad heterogénea	40
1.4.2 Mojabilidad como un fenómeno del ángulo de contacto	41
1.4.2.1 Histéresis del ángulo de contacto	42

1.4.3 Métodos de medida del ángulo de contacto	43
1.4.3.1 Gotas Estáticas	44
1.4.3.2 Gotas Dinámicas	44
2. METODOLOGÍA Y DATOS	45
2.1 FORMULACIÓN DEL LODO BASE	46
2.2 FORMULACIÓN DE LOS NANOFLUIDOS	48
2.3 PRUEBAS FÍSICAS	49
2.3.1 Reología	49
2.3.2 Filtrados	49
2.3.2.1 Filtrado API	49
2.3.2.2 Filtrado HPHT	49
2.3.2.3 Filtrado PPT	50
2.4 PRUEBAS QUÍMICAS	50
2.4.1 Alcalinidad del filtrado (Pf)	50
2.4.2 Alcalinidad del metil naranja del filtrado (Mf)	50
2.4.3 Cloruros	50
2.4.4 Dureza	51
2.5 PROCESO DE ROLADO AL FLUIDO DE PERFORACIÓN	51
2.6 PRUEBAS DE HUMECTABILIDAD	51
2.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA	52
2.7.1 Cálculo de costos de aditivos	52
2.7.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	52
2.7.3 Valor presente neto (VPN)	53
2.7.4 Tasa interna de retorno (TIR)	53
2.7.3.1 Cálculo de volumen de zona de interés	54
2.7.3.2 Cálculo de costos de fluido de perforación	54
2.7.3.3 Ingresos mensuales	54
2.8 DATOS	55
2.8.1 Contexto geológico	55
2.8.2 Características del yacimiento	56
2.8.3 Características petrofísicas del yacimiento	56
2.8.4 Propiedades fisicoquímicas del agua de formación y aceites	57
2.8.5 Propiedades de las nanopartículas	57
2.8.6 Estado mecánico del pozo	58
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	60
3.1 PROPIEDADES REOLÓGICAS	63
3.1.1 Viscosidad plástica	63
3.1.2 Punto cedente	65
3.1.3 Esfuerzos de gel	67
3.2 PROPIEDADES DE FILTRADO	69
3.2.1 Primera formulación	69
3.2.1.1 Filtrado API	70
3.2.1.2 Filtrado HPHT	70

3.2.1.3 Filtrado PPT	70
3.2.2 Segunda formulación	71
3.2.2.1 Filtrado API	71
3.2.2.2 Filtrado HPHT	72
3.2.2.3 Filtrado PPT	72
3.3 PRUEBAS QUÍMICAS	72
3.3.1 Lodo 1	73
3.3.1.1 Alcalinidad	73
3.3.1.2 Cloruros	73
3.3.1.3 Dureza cálcica	74
3.3.2 Lodo 2	74
3.3.2.1 Alcalinidad	76
3.3.2.2 Cloruros	76
3.3.2.3 Dureza Cálctica	76
3.4 ELECCIÓN DEL MEJOR LODO	76
3.5 PRUEBAS DE HUMECTABILIDAD	77
3.5.1 Humectabilidad al aceite con gota de filtrado	77
3.5.2 Humectabilidad al agua con gota de petróleo	79
3.5.3 Humectabilidad al agua con gota de petróleo	80
3.6 ANÁLISIS FINANCIERO	81
3.6.1 Evaluación financiera	82
3.6.1.1 Análisis de costos	82
3.6.1.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	83
3.6.1.3 Valor presente neto de los fluidos estudiados	84
3.6.1.4 Tasa de Interna de Retorno (TIR)	85
3.6.2 Discusión del análisis financiero	89
4. CONCLUSIONES	90
5. RECOMENDACIONES	92
BIBLIOGRAFÍA	94
ANEXOS	97

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Intervalos ángulo de contacto	42
Cuadro 2. Formulación del lodo elegido por parte de la empresa operadora	47
Cuadro 3. Formulación Lodo 1	47
Cuadro 3. (Continuación)	48
Cuadro 4. Formulación Lodo 2	48
Cuadro 5. Protocolo para la prueba de humectabilidad del nanofluido	51
Cuadro 5. (Continuación)	52
Cuadro 6. Propiedades físicas del yacimiento	56
Cuadro 7. Propiedades petrofísicas del yacimiento	57
Cuadro 8. Propiedades Fisicoquímicas del agua de formación	57
Cuadro 9. Propiedades Fisicoquímicas del aceite	57
Cuadro 10. Propiedades de la nanopartícula	58
Cuadro 11. Resultados de las pruebas físicas y químicas de los fluidos de perforación evaluados (sin rolar y rolados) para el Lodo 1.	60
Cuadro 11. (Continuación)	61
Cuadro 12. Resultados de las pruebas físicas y químicas de los fluidos de perforación evaluados (sin rolar y rolados) del Lodo 2	61
Cuadro 12. (continuación)	62
Cuadro 13. Lecturas reológicas del Lodo 1 sin rolar	62
Cuadro 14. Lecturas reológicas del Lodo 2 sin rolar	62
Cuadro 15. Lecturas reológicas del Lodo 2 roladas	63
Cuadro 20. Rangos óptimos de los valores de filtrado para un fluido de perforación	77
Cuadro 21. Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al aceite con gota de filtrado	78
Cuadro 22. Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al aceite con gota de aceite	79
Cuadro 22. (Continuación)	80
Cuadro 23. Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al agua con gota de aceite	80
Cuadro 23. (Continuación)	81
Cuadro 24. Precios de los productos para la formulación del lodo actualmente usado	81
Cuadro 24. (Continuación)	82
Cuadro 25. Precios de los productos para la formulación del lodo con nanopartículas escogido	82
Cuadro 26. Costo de formulación del fluido actualmente usado.	83
Cuadro 27. Costo de formulación del fluido con nanopartículas escogido	83
Cuadro 28. Escenarios posibles de producción asociada al daño de formación generado por los fluidos de perforación estudiados	86

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación de Young	43
Ecuación 2. Ecuación para calcular la viscosidad plástica	49
Ecuación 3. Ecuación para calcular el Punto Cedente (Yield Point)	49
Ecuación 4. Fórmula para calcular el volumen total PPT	50
Ecuación 5. Ecuación para obtener la cantidad de cloruros	51
Ecuación 6. Ecuación para calcular la dureza total	51
Ecuación 7. Cálculo de costo de aditivos	52
Ecuación 8. Conversión para tasa de interés	53
Ecuación 9. Ecuación para calcular el valor presente neto	53
Ecuación 10. Tasa Interna de Retorno	54
Ecuación 11. Volumen de tanques en superficie	54
Ecuación 12. Costos Volumen Total de Lodo a utilizar	54
Ecuación 13. Costos Volumen Total de Lodo a utilizar	54
Ecuación 14. Costos Volumen Total de Lodo a utilizar	54
Ecuación 15. Producción mensual asociada al daño de formación	55
Ecuación 16. Ingresos mensuales asociados al daño de formación	55

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Efecto del surfactante en moléculas de agua y aceite	37
Figura 2. Interacción de las nanopartículas en el fluido de perforación	38
Figura 3. Reafirmación de la humectabilidad al agua de la roca debido al efecto combinado del surfactante y las nanopartículas	39
Figura 4. Gota de un líquido sobre tres diferentes superficies sólidas. De A a C disminuye la atracción por el líquido	41
Figura 5. Ángulo de Contacto	42
Figura 6. Representación esquemática de una gota sésil de líquido (L) reposando en equilibrio sobre una superficie sólida horizontal (S) en una atmósfera de gas (G). Ángulo de contacto y tensiones en el punto triple	43
Figura 7. Etapas propuestas para diseñar, seleccionar y evaluar técnica y económicamente la optimización del lodo base	46
Figura 8. Estado mecánico base para la evaluación financiera	59
Figura 9. Ángulo de contacto filtrado-aceite antes del filtrado	78
Figura 10. Ángulo de contacto filtrado-aceite después de remojo a 60°C	78
Figura 11. Ángulo de contacto filtrado-aceite después de remojo a 70°C y 100 PSI	78
Figura 10. Ángulo de contacto aceite-aceite antes del filtrado	79
Figura 11. Ángulo de contacto aceite-aceite después de remojo a 60°C	79
Figura 12. Ángulo de contacto aceite-aceite después de remojo a 70°C y 100 PSI	80
Figura 14. Ángulo de contacto aceite-agua antes del filtrado	80
Figura 15. Ángulo de contacto aceite-agua después de remojo a 60°C	81
Figura 16. Ángulo de contacto aceite-agua después de remojo a 70°C y 100 PSI	81
Figura 17. Diagrama de flujo de efectivo Lodo 1	85
Figura 18. Diagrama de flujo de efectivo Lodo 2	85

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1a. Viscosidad plástica de los fluidos en estudio sin rolar	64
Gráfica 1b. Viscosidad plástica de los fluidos rolados	64
Gráfica 2a. Viscosidad plástica de los fluidos en estudio sin rolar	65
Gráfica 3a. Punto Cedente de los fluidos en estudio sin rolar	66
Gráfica 3b. Punto Cedente de los fluidos rolados	66
Gráfica 4a. Punto Cedente de los fluidos en estudio sin rolar	66
Gráfica 4b. Punto Cedente de los fluidos	66
Gráfica 5a. Geles de los fluidos en estudio sin rolar	67
Gráfica 5b. Geles de los fluidos rolados	67
Gráfica 6a. Geles de los fluidos en estudio sin rolar	68
Gráfica 6b. Geles de los fluidos rolados	68
Gráfica 7a. Filtrado de los fluidos en estudio sin rolar	69
Gráfica 7b. Filtrado de los fluidos rolados	69
Gráfica 8a. Filtrado de los fluidos en estudio sin rolar	71
Gráfica 8b. Filtrado de los fluidos rolados	71
Gráfica 9. Alcalinidad de filtrado del Lodo 1 rolado	73
Gráfica 10. Cantidad de cloruros Lodo 1 rolado	74
Gráfica 11. Dureza cálcica Lodo 1 rolado	74
Gráfica 12a. Alcalinidad de filtrado del Lodo 1 sin rolar	75
Gráfica 12b. Alcalinidad de filtrado del Lodo 1 Rolado	75
Gráfica 13a. Cantidad de cloruros Lodo 1 sin rolar	75
Gráfica 13b. Cantidad de cloruros Lodo 1 Rolado	75
Gráfica 12a. Dureza cálcica Lodo 1 sin rolar	75
Gráfica 12b. Dureza cálcica Lodo 1 Rolado	75

GLOSARIO

AGENTE PUENTEANTE: son los sólidos que se agregan al fluido de perforación para que obturen la garganta poral o las fracturas de una roca expuesta formando un revoque de filtración para prevenir la pérdida total de lodo o un filtrado excesivo. Los materiales de obturación se utilizan comúnmente en los fluidos de perforación y en los tratamientos de pérdida de circulación.¹

ANTICLINAL: un pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas. Los anticlinales forman muchas trampas de hidrocarburos excelentes, especialmente en los pliegues con rocas de calidad yacimiento en su núcleo y sellos impermeables en las capas externas del pliegue.

²

BARITA: mineral denso compuesto por sulfato de bario. Utilizadas comúnmente como agente densificante para todos los tipos de fluidos de perforación, las baritas se extraen en muchas zonas del mundo y se envían como mineral a plantas de trituración en lugares estratégicos, donde el API especifica su trituración a un tamaño de partícula de 3 a 74 micrones.³

BSW: abreviatura de sedimento básico y agua. El BS&W se mide a partir de una muestra líquida del flujo de producción. Incluye agua libre, sedimento y emulsión y se mide como porcentaje de volumen del flujo de producción.⁴

CARBONATO DE CALCIO: se utiliza para aumentar la densidad del lodo a 12 lbm/gal [1,44 kg/m³], aproximadamente, y es preferible a la barita porque es soluble en ácido y puede ser disuelto con ácido clorhídrico para limpiar las zonas de producción. Su uso principal hoy en día es como material de obturación en los fluidos de perforación de yacimiento, terminación y reacondicionamiento.⁵

CRUDO PESADO: petróleo crudo con alta viscosidad (típicamente superior a 10 cp) y alta gravedad específica. La API clasifica los petróleos pesados como crudos con una gravedad inferior a 22,3° API. Además de alta viscosidad y alta gravedad específica, los petróleos pesados generalmente presentan una relación hidrógeno-carbono baja, alto contenido de asfalteno, azufre, nitrógeno y metales pesados, además de números ácidos más elevados.⁶

¹ SCHLUMBERGER. Glossary oilfield.

² *Ibíd.*

³ *Ibíd.*

⁴ *Ibíd.*

⁵ *Ibíd.*

⁶ *Ibíd.*

DENSIFICANTE: es un material sólido de alta gravedad específica y finalmente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación (Las sales disueltas que aumentan la densidad del fluido, tal como el bromuro de calcio en las salmueras, no son llamadas material densificante).⁷

DEFLOCULANTE: es un diluyente utilizado para reducir la viscosidad o evitar floculación, llamado "dispersante". La mayoría de los defloculantes son polímeros aniónicos de bajo peso molecular que neutraliza las cargas positivas en los bordes de las arcillas.⁸

EMULSIFICANTE: aditivo químico que crea una emulsión, una dispersión de un líquido inmisible en otro mediante la reducción de la tensión interfacial entre los dos líquidos para lograr estabilidad. Se utilizan dos tipos de emulsión como fluidos, emulsión de aceite en agua (o directa), conocida como "fluido de emulsión", y emulsión de agua en aceite (o inversa), conocida como "fluido de emulsión inversa". La primera se clasifica como fluido a base de agua y la segunda como fluido a base de aceite.⁹

ENCAPSULANTE: hace referencia a una película de polímero sobre los recortes de perforación y las paredes del pozo formando una capa o barrera. El término se aplica principalmente a lutitas por polímeros de acrilamida-acrilato de cadena larga.¹⁰

ESTIMULACIÓN: tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. Los tratamientos de estimulación se dividen en dos grupos principales: tratamientos de fracturamiento hidráulico y tratamientos matriciales.¹¹

FALLA ANTITÉTICA: una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallas directas.¹²

FACTOR DE RECOBRO: cantidad recuperable de hidrocarburos existente en el lugar, normalmente expresada como un porcentaje. El factor de recuperación es una función del mecanismo de desplazamiento. Un objetivo importante de la recuperación de petróleo mejorada es incrementar el factor de recuperación.¹³

⁷ *Ibíd.*

⁸ *Ibíd.*

⁹ *Ibíd.*

¹⁰ *Ibíd.*

¹¹ *Ibíd.*

¹² *Ibíd.*

¹³ *Ibíd.*

FILTRADO: el líquido que pasa a través de un revoque de filtración procedente de una lechada que se mantiene contra el medio filtrante, impulsado por la presión diferencial. La filtración dinámica o estática puede producir un filtrado.¹⁴

HEMATITA: es utilizado como material densificante en los lodos de perforación tiene una estructura cristalina similar a la de la mica y puede triturarse a un tamaño de partícula adecuado para utilizar en fluidos de perforación. Para comprobar el posible desgaste normalmente se realiza un ensayo de abrasión con la hematita, como prueba piloto de control de calidad.¹⁵

LUBRICIDAD: pruebas desarrolladas a los fluidos de perforación en que se simulan las condiciones de torque y arrastre generados en un pozo, tiene como referente el coeficiente de fricción a partir del cual se determina cuan óptima pueda llegar a ser dicha propiedad.¹⁶

LUTITA (SHALE): roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Es la roca sedimentaria más abundante. Las lutitas pueden contener cantidades relativamente grandes de material orgánico, en comparación con otros tipos de rocas y, por consiguiente, poseen el potencial para convertirse en rocas generadoras ricas en hidrocarburos, aunque una lutita típica contiene sólo un 1% de materia orgánica.¹⁷

LWD: la medición de las propiedades de una formación durante la excavación del pozo, o inmediatamente después de la excavación, a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo. El método lwd presenta la ventaja de medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación. La medición LWD garantiza la captura de alguna medición del subsuelo en caso que las operaciones con cable no sean posibles. Los datos LWD obtenidos en forma oportuna también pueden ser utilizados para guiar el emplazamiento del pozo de modo que éste permanezca en la zona de interés o en la porción más productiva de un yacimiento, tal como en los yacimientos altamente variables de lutita.¹⁸

MOJABILIDAD: la preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro. La fase mojante tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante. Las rocas pueden ser

¹⁴ *Ibíd.*

¹⁵ *Ibíd.*

¹⁶ FAJARDO, Andrés y ROJAS, Oscar. Ediciones: Fundación universidad de América. Bogotá, 2016 p.22.

¹⁷ *Op.cit.*

¹⁸ *Ibíd.*

humedecidas con agua, humedecidas con petróleo o con una mojabilidad intermedia.¹⁹

MWD: la evaluación de las propiedades físicas, generalmente la presión, la temperatura y la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional, durante la extensión de un pozo. Las mediciones se adquieren en el fondo del pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido y posteriormente se transmiten a la superficie. Los métodos de transmisión de datos consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo.²⁰

OVERBALANCE (SOBRE BALANCE): es la cantidad de presión (fuerza por unidad de área) del pozo que excede la presión de los fluidos de la formación. Este exceso de presión es necesario para evitar que los fluidos del yacimiento (petróleo, gas, agua) ingresen en el pozo. No obstante, el overbalance excesivo puede retardar considerablemente el proceso de perforación a través del fortalecimiento efectivo de la roca de la región vecina del pozo y la limitación de la remoción de los recortes perforados por debajo de la broca.²¹

ORGANÓFILO U OLEÓFILO: relativo a un material que se asocia con superficies y líquidos orgánicos y oleosos y rechaza sistemas acuosos. Un ejemplo de comportamiento organófilo en los fluidos de perforación es el revestimiento organófilo aplicado a las arcillas y lignitos para hacerlos dispersables en lodos a base de aceite.²²

PEGA DE TUBERÍA: una condición por la cual la sarta de perforación no puede moverse (rotarse o moverse con movimiento alternativo) a lo largo del eje del pozo. El fenómeno de atascamiento diferencial se produce generalmente cuando se ejercen fuerzas de alto contacto causadas por las bajas presiones del yacimiento, las altas presiones del pozo, o ambas presiones en un área suficientemente grande de la sarta de perforación.²³

PERMEABILIDAD: es la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en Darcies o Milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía modificarse para describir correctamente el flujo de los fluidos en el medio poroso.²⁴

¹⁹ Ibíd.

²⁰ Ibíd.

²¹ Ibíd.

²² Ibíd.

²³ Ibíd.

²⁴ Ibíd.

POROSIDAD: el porcentaje de volumen de poroso o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o pueden desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas.²⁵

PRESIÓN DE FORMACIÓN: es la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar.²⁶

RECORTES: trozos pequeños de roca que se fracturan debido a la acción de los dientes de la barrena. El registrador de lodo generalmente captura las muestras de recortes para el proceso subsiguiente de análisis y archivado.²⁷

REOLOGÍCO: hace referencia al estudio de la manera en que se deforma y fluye la materia; incluye la elasticidad, plasticidad y viscosidad. En geología, es particularmente importante en los estudios del movimiento de los hielos, el agua, la sal y el magma, y en los estudios de rocas en proceso de deformación.²⁸

REVOQUE: el residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión. El filtrado es el líquido que pasa a través del medio, dejando el revoque en el medio.²⁹

SKIN: un factor adimensional calculado para determinar la eficiencia de la producción de un pozo mediante la comparación de las condiciones reales con las condiciones teóricas o ideales. Un valor de factor de daño positivo indica la existencia de cierto daño o influencias que están deteriorando la productividad del pozo. Un valor de factor de daño negativo indica un mejoramiento de la productividad, resultante generalmente de la estimulación.³⁰

SUBSIDENCIA: el hundimiento relativo de la superficie terrestre. La actividad tectónica de las placas (especialmente la extensión de la corteza, que favorece el adelgazamiento y el hundimiento), la carga de sedimentos y la remoción del fluido de los yacimientos son procesos por los cuales la corteza puede deprimirse. La subsidencia puede generar zonas en las que los sedimentos se acumulan y finalmente forman cuencas sedimentarias.³¹

²⁵ *Ibíd.*

²⁶ *Ibíd.*

²⁷ *Ibíd.*

²⁸ *Ibíd.*

²⁹ *Ibíd.*

³⁰ *Ibíd.*

³¹ *Ibíd.*

TIXOTROPÍA: es la característica de un fluido, tal como el lodo de perforación, de formar una estructura gelificada con el tiempo cuando no está sujeto a cizalladura y luego fluidificarse cuando es agitado. La viscosidad del fluido tixotrópico cambia con el tiempo a una velocidad de corte constante hasta alcanzar el equilibrio. La mayoría de los lodos de perforación presentan tixotropía, que es necesario para una perforación rápida y una elevación eficiente de los recortes de perforación y para soportar el material densificante cuando el flujo del lodo se detiene.³²

TRAMPA DE ARENA: un pozo pequeño, que típicamente está situado inmediatamente después de los filtros (cedazos) de la zaranda vibratoria y que se utiliza como pileta de decantación para separar los sólidos más gruesos que por accidente pasan por alto las zarandas vibratorias. El lodo entra al pozo por un lado y sale a través de un rebosadero por el otro.³³

TRAMPA ESTRATIGRÁFICA: una variedad de contenedor geológico sellado con capacidad para retener hidrocarburos, formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñamientos, discordancias, o rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes.³⁴

TRAMPA ESTRUCTURALES: una variedad de estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue. Las trampas estratigráficas se forman donde los cambios producidos en el tipo de roca permiten la retención de hidrocarburos.³⁵

UNDERBALANCE (BAJO BALANCE): la cantidad de presión (o fuerza por unidad de área) ejercida sobre una formación expuesta en un pozo, por debajo de la presión interna del fluido de esa formación. Si existe suficiente porosidad y permeabilidad, los fluidos de formación ingresan en el pozo. La velocidad de perforación habitualmente se incrementa a medida que se alcanza una condición de bajo balance.³⁶

VISCOSIDAD: una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. La viscosidad puede expresarse matemáticamente como sigue: poise es la unidad de la viscosidad, equivalente a dina-s/cm².³⁷

³² *Ibíd.*

³³ *Ibíd.*

³⁴ *Ibíd.*

³⁵ *Ibíd.*

³⁶ *Ibíd.*

³⁷ *Ibíd.*

WASHOUT: una zona ensanchada de un pozo. Un derrumbe en un tramo descubierto es más grande que el tamaño original del pozo o el tamaño de la barrena de perforación.³⁸

³⁸ *Ibíd.*

ABREVIATURAS

API: Instituto Americano del Petróleo
BBL: Barriles
BFPD: Barriles de Fluido Por Día
BHA: Conjunto de Fondo
BHT: Temperatura de Fondo
BOPD: Barriles de Petróleo Por Día
BSW: Sedimento básico y el agua
BPD: Barriles Por Día
BRENT: Marca de referencia mercados europeos
cP: Centipoise
ECD: Densidad Equivalente De Circulación
EDTA: Acido Etilendiaminotetracético
EMW: Peso de Lodo Equivalente
gpm: Galones Por Minuto
H₂S: Sulfuro de Hidrogeno
HGS: Sólidos de alta gravedad específica
HP-HT: Alta Presión y Alta Temperatura
HSE: Salud Seguridad y Medio Ambiente
K: Potasio
LPB: Libras Por Barril
LCM: Material de Control de Pérdidas
LGS: Solidos de baja gravedad específica
MBT: Prueba de Azul de Metileno
Meq: Miliequivalentes por litro (mEq/L)
Mf: Alcalinidad de Metil Naranja del Filtrado
Na: Sodio
Nm: Nanómetro (1 nm = 10⁻⁹ m)
Pf: Alcalinidad a la Fenolftaleína del Filtrado
pH: Potencial de Hidrogeno
Pm: Alcalinidad a la Fenolftaleína del Lodo
ppg: Libras Por Galón
gpb: Galones Por Barril
PV: Viscosidad Plástica
ROP: Velocidad de Perforación
RPM: Revoluciones Por Minuto
Skin: Daño de formación
TD: Profundidad Total
TIR: Tasa Interna de Retorno
TMAX: Temperatura Máxima
USD: Moneda oficial de los Estados Unidos de Norte América
VPN: Valor Presente Neto
YP: Yield Point

RESUMEN

El uso los fluidos de perforación puede ocasionar diferentes problemas durante las operaciones de campo, como lo es el daño de formación que afecta directamente la producción de los pozos perforados. Estos problemas se pueden presentar de distintas maneras, ya sea por migraciones de finos, bloqueo por emulsiones, alteración de mojabilidad, hinchamientos de arcillas, entre otros. Tal es el caso de un campo de crudo pesado ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en el cual se utilizaron lodos base agua para las operaciones de perforación de pozos que, y que una vez implementados, generaron un alto daño de formación el cual provocó un aumento sustancial en los cortes de agua, reducción del factor de recobro y aumento en los costos de tratamiento de agua en superficie. El objetivo de este trabajo es el de optimizar los fluidos de perforación utilizados actualmente en el campo mediante el uso de nanopartículas para así minimizar el daño de formación y de esta manera aumentar la rentabilidad del proyecto. Para ello se realizó la formulación de distintos lodos base agua a diferentes concentraciones de nanopartículas (0,25%, 0,5% y 1 %) para posteriormente ser evaluados a nivel de laboratorio mediante pruebas API y determinar el lodo que presentó el mejor desempeño. Una vez corridas las pruebas se determinó que el fluido de perforación que presentaba el mejor desempeño químico y físico fue el lodo 2 con 1% en adición de nanopartículas. Comprobado el rendimiento del fluido, se procedió a evaluar el efecto del mismo en la humectabilidad de las rocas. Para ello se llevaron a cabo pruebas de humectabilidad en núcleos sintéticos humectados tanto al agua como al petróleo crudo y se determinó que el filtrado de lodo mejoraba satisfactoriamente la afinidad de la roca al agua, facilitando así el flujo de crudo a lo largo de la formación al incrementar el ángulo de contacto de 32° a 40°. Acto seguido, se proyectó la viabilidad financiera del nanofluido con respecto al lodo base a través de los indicadores Tasa Interna de Retorno y Valor Presente Neto. Con base en esto, se determinó que a pesar que el nanofluido incrementaría los costos un 10%, este presentaría una mayor rentabilidad a lo largo del tiempo al permitir un aumento en la producción asociada al daño de formación.

Palabras Clave: Lodo de Perforación Base Agua, Daño de Formación, Nanopartículas, Crudo Pesado.

ABSTRACT

The use of drilling fluids can cause different problems during field operations, such as formation damage that directly affects the production of drilled wells. These problems can occur in different ways, whether due to migration of fines, blockade by emulsions, alteration of wettability, swelling of clays, among others. Such is the case of a heavy oil field located in the "Llanos Orientales" basin in which a water-based mud will be used for well drilling operations that, once implemented, generated high formation damage which caused a reduced increase in water cuts, reduction of the recovery factor and increase in surface water treatment costs. The objective of this work is to improve the drilling fluids currently used in the field through the use of nanoparticles to minimize formation damage and thus increase the profitability of the project. For this, the formulation of different water-based muds at different concentrations of nanoparticles (0.25%, 0.5% and 1%) was carried out to be subsequently evaluated at the laboratory level using API tests and determine the mud that presented the best performance. Once the tests were run, it was determined that the drilling fluid that had the best chemical and physical performance was "Mud 2" with 1% in addition to nanoparticles. Once the fluid performance was verified, the effect of the fluid on the wettability of the rocks was evaluated. For this, wettability tests were carried out in synthetic plugs wetted to both water and crude oil and it was determined that the mud filtrate satisfactorily improved the affinity of the rock to the water, thus facilitating the flow of crude oil along the formation by increasing the contact angle from 32 ° to 40 °. Then, the financial viability of the nanofluid with respect to the base mud was projected through the indicators Internal Rate of Return and Net Present Value. Based on this, it was determined that although nanofluid would increase costs by 10%, this would present greater profitability over time by allowing an increase in production associated with formation damage.

Keywords: Water Based Drilling Mud, Formation Damage, Nanoparticles, Heavy Crude Oil

INTRODUCCIÓN

Una de las etapas más importantes del ciclo petrolero es la fase de perforación, ya que a partir de ella se confirma la existencia de hidrocarburos en el subsuelo y, asimismo, ayuda a rentabilizar las campañas de explotación de este recurso. Una de las variables que determinan el éxito de estas operaciones tiene que ver con la formulación de los fluidos de perforación. A lo largo de los años el diseño de estos lodos ha ido evolucionando en fluidos líquidos y gaseosos y mezclas homogéneas sólidas y líquidas más sofisticados y bien definidas. Específicamente se han hecho grandes avances mediante la adición de diferentes aditivos y materiales especializados este procedimiento ha ido evolucionando con la incorporación de diferentes aditivos y materiales especializados lo que ha minimizado la eficiencia de la perforación de una manera más rápida, segura y garantizando la mayor productividad posible e información del subsuelo. Es vital contar con un diseño adecuado del lodo de perforación para evitar problemas por pérdidas de circulación, control de presiones de formación, limpieza de pozo, daño de formación, pega de tubería, entre otros.

“El daño a la formación se define como la variación de las propiedades y características originales de la formación, es decir, cualquier proceso que afecte negativamente la permeabilidad y obstruya el flujo de los fluidos entre la formación y el pozo”.³⁹ Este puede ocurrir durante todas las etapas de construcción del pozo, ya sea en tratamientos de estimulación o en etapas de producción, pero principalmente durante la etapa de perforación debido a que los estratos están expuestos totalmente a intervenciones que se realicen en el pozo. Como se mencionó anteriormente los fluidos de perforación cumplen un papel primordial a lo largo de este proceso, pues ellos cumplen la función de retirar recortes del pozo, controlar presión de formación, obturar formaciones permeables, mantener la estabilidad del pozo, minimizar los daños al yacimiento, enfriar y lubricar la broca, evitar corrosión, entre otras. El buen diseño de estos fluidos debe garantizar que los mismos tienen la capacidad de realizar dichas funciones simultáneamente para lograr una buena operación de perforación y completamiento.

Como es sabido, la cuenca de los Llanos Orientales está caracterizada por producir crudos pesados y, debido a sus altas viscosidades, dificultan en gran medida la extracción de crudo del yacimiento. A lo largo de esta cuenca se han desarrollado múltiples campañas exploración y explotación de hidrocarburos. En una de ellas se hizo uso de lodos base agua para la perforación de distintos pozos los cuales generaron una variación del ángulo de contacto de la gota de petróleo al existir una incompatibilidad del agua base con las formaciones afectadas. Esto ocasionó una alteración directa a la humectabilidad. Adicionalmente, dada la viscosidad y contenido de asfaltos en el crudo se generó un ambiente que favoreció la formación

³⁹ SCHLUMBERGER. Oild field glossary.

de emulsiones y la precipitación de asfáltenos. Consecuencia de lo anterior, se evidenció un aumento en el daño de formación que trajo consigo un incremento en los costos de tratamiento de agua menor producción de petróleo crudo y en una disminución del factor de recobro.

Para ello la Empresa realizó un estudio en el 2014 con el objetivo de evaluar el daño generado a partir del uso de los fluidos de perforación utilizados y plantear escenarios de tratamientos. En este estudio se verificó la compatibilidad entre los fluidos de perforación y la formación, para luego evaluar el daño por flujo de lodo de perforación densificado sobre la cara de la muestra y revisar la efectividad de los distintos tratamientos para corregir el daño en unas muestras de roca (corazones). Para ello se estudiaron 4 distintos tipos de lodo y se concluyó que el fluido de perforación Lodo 1 (nueva formulación) de la compañía de servicio de lodos presentaba el mejor desempeño y reducía en mayor medida el daño de formación.

No obstante, estos resultados no eran del todo satisfactorios ya que no se lograba el factor de recobro deseado por la empresa. Este proyecto funge como una continuación a estos estudios realizados con anterioridad, presentando el uso de nanopartículas como aditivo al fluido de perforación presentado en este estudio y como una solución a la problemática descrita anteriormente.

Una de las técnicas que ha maximizado el desempeño de los lodos de perforación es la adición de nanopartículas. La nanotecnología es una nueva disciplina la cual tiene como objetivo desarrollar nuevas tecnologías para poder explotar un yacimiento desde su descubrimiento hasta su abandono.⁴⁰ “El uso de esta tecnología se ha venido difundiendo recientemente en la industria del petróleo y gas debido a que los tamaños de las nano partículas entre 1 y 100 nm, proporcionan una alta relación de área superficial / volumen que favorecen los fenómenos de transferencia de masa y energía, y pueden mitigar los problemas asociados a la perforación ya que mejora el desempeño de los fluidos de perforación modificando la reología del fluido mediante el cambio de la composición, tipo o tamaño del aditivo”.⁴¹ Tal es el caso de un proyecto cuyo autor es Geir Hareland publicado en el año 2012 donde se estudió el beneficio de la nanopartículas a base de níquel mediante el método de elementos finitos (MEF) para el desarrollo horizontal o perforación de alcance extendido, al reducir el coeficiente de fricción lo que conlleva a una reducción de la resistencia permitiendo perforar distancias horizontales o extendidas más largas, y así reduciendo el costo total. Asimismo en una investigación realizada en la Universidad de Missouri en el año 2016 y llamado “Nanoparticles in Weighted Water Based Drilling Fluids Increase Loss Gradient” la cual se basó en un estudio del efecto que un fluido de perforación de nanopartículas (nanobarita al 3 % del peso del fluido) tiene en el gradiente de pérdida de formación,

⁴⁰ CRUZ S. JUAN F. México: Ediciones Universidad nacional autónoma de México. 2013.p 7.

⁴¹ CRUZ S. JUAN F. México: Ediciones Universidad nacional autónoma de México. 2013.p 11.

para ello se usó una unidad de fracturación hidráulica para determinar la descomposición del núcleo y la presión de reapertura de fractura de las muestras de núcleo de baja permeabilidad, los resultados obtenidos de los experimentos de fracturación hidráulica se ven reflejados a partir de graficas de la curva de presión versus tiempo en donde se evidencio un aumento de 4% y 15% en la presión de reapertura sobre el caso base. La aplicación de un aumento del 15% en el gradiente de pérdida, tiene la capacidad de disminuir el número total de hilos de revestimiento. Finalmente en la tesis desarrollada por Stefanía Betancourt publicada por la Universidad Nacional de Colombia el 6 de mayo de 2014, se propuso la evaluación de una modificación de un fluido de perforación convencional base agua que incluye el uso de nanopartículas a diferentes concentraciones con el fin de reducir los daños, el espesor de la retorta y pérdidas por filtrado, mediante una síntesis de nanopartículas de sílice, mejorando significativamente este lodo ya que con la adición de las nanopartículas funcionalizadas se logró reducciones en las pérdidas de filtrado y en la retorta de 23% y 70%, respectivamente. En los resultados también se observó que las nanopartículas de sílice no generan efectos adversos sobre las propiedades del Fluido de Perforación, tales como densidad, viscosidad y pH.

El objetivo general de este proyecto es “Optimizar los fluidos de perforación utilizados en un campo de crudo pesado de la Cuenca de los Llanos Orientales mediante el uso de nanotecnología”. Como objetivos específicos se tienen:

1. Describir las generalidades y geología de la Cuenca de los Llanos Orientales.
2. Describir las características y propiedades de los fluidos de perforación con adición de nano partículas y de los fluidos de perforación usados actualmente en el campo.
3. Estudiar las generalidades del daño de formación generado por los fluidos de perforación base agua actualmente utilizados en el campo.
4. Determinar la formulación del fluido de perforación con adición de nano partículas mediante la realización de pruebas físicas, químicas y de humectabilidad a nivel de laboratorio.
5. Analizar los resultados obtenidos comparando el desempeño del fluido de perforación con adición de nano partículas frente a los fluidos de perforación utilizados actualmente.
6. Evaluar la viabilidad financiera del uso de nanotecnología en la formulación de los fluidos de perforación base agua mediante los indicadores financieros Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN).

Mediante la optimización de los fluidos de perforación base agua haciendo uso de adición de nanopartículas, se pretende demostrar que la nanotecnología aplicada

es una herramienta eficaz que permite reducir el daño de formación y aumentar el petróleo recuperable de los yacimientos explotados actualmente por la Empresa.

En el primer capítulo se especificarán las características y propiedades de los fluidos de perforación base agua, donde se incluirán sus principales funciones y clasificaciones. De igual manera se hará un breve estudio de las generalidades del daño de formación y sus principales mecanismos. Adicionalmente se explicará el concepto de nanotecnología y nanopartícula, y su aplicación en la industria petrolera. Finalmente se hablará de la definición de mojabilidad, sus tipos y la importancia de esta propiedad para el fenómeno del ángulo de contacto y así poder darles cumplimiento a los objetivos 2 y 3 del proyecto.

El segundo capítulo se enfocará en la metodología y datos para la realización del proyecto. La metodología abarcará la formulación del lodo base, formulación de los nanofluidos, descripciones de las pruebas físicas, químicas y de humectabilidad realizadas a nivel de laboratorio y finalmente la evaluación económica de la optimización de los fluidos de perforación en estudio. Los datos que sirvieron como insumo para el desarrollo del proyecto y así darle cumplimiento al objetivo 1 del mismo, son los siguientes: contexto geológico, características del yacimiento, características petrofísicas del núcleo, propiedades físico químicas del agua de formación y aceite, y propiedades de las nanopartículas.

En el siguiente capítulo, se analizarán los resultados fisicoquímicos obtenidos en el laboratorio para los fluidos de perforación con adición de nanopartículas esto con el fin de determinar la concentración más adecuada de nanopartículas y así poder llegar a la formulación del lodo con nanopartículas. Posteriormente se realizará las pruebas de humectabilidad al nuevo nanofluido para evaluar su desempeño y así darles cumplimiento a los objetivos 4 y 5 del proyecto. Es importante aclarar que las pruebas de lubricidad a pesar de haber sido propuestas en el Anteproyecto no fueron corridas en esta oportunidad. Lo anterior se debió a problemas internos y de logística dentro de la compañía soporte y que no fueron programadas al termino de entrega de este Proyecto.

Finalmente, para poder cumplir el 6 objetivo del proyecto se realizará una evaluación financiera del impacto del uso de nano partículas en los fluidos de perforación mediante los indicadores financieros Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN), con el fin de determinar la viabilidad del mismo.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se hará una descripción de las generalidades de los fluidos de perforación haciendo énfasis en sus principales funciones durante las operaciones de perforación. Se explicará de manera detallada los lodos de perforación base agua, siendo este el fluido interés de este proyecto. Adicionalmente se hará una descripción del daño de formación asociado a los fluidos de perforación. Posteriormente se realizará una descripción del concepto de nanotecnología y su aplicación específica en la industria petrolera. Para finalizar se explicará el concepto de mojabilidad, en donde abarcará sus tipos y la mojabilidad como un fenómeno del ángulo de contacto.

1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se hablará de la definición del fluido de perforación y sus respectivas funciones. De igual manera se explicará el concepto de fluido base agua y su clasificación.

1.1.1 Definición. “Un Fluido de Perforación es una mezcla homogénea entre un fluido base (agua, aceite o gas) y diversos aditivos con propiedades fisicoquímicas específicas, que le permiten desempeñar diversas funciones durante las operaciones de perforación.”⁴²

1.1.2 Funciones del fluido de perforación. “Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes”.⁴³

Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes (Ver Anexo F para más información):

- Retirar los recortes del pozo
- Controlar las presiones de formación
- Suspender y descargar los cortes
- Obturar las formaciones permeables
- Mantener la estabilidad del pozo
- Minimizar los daños al yacimiento
- Enfriamiento, lubricación de la broca y el conjunto de perforación
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas

⁴² GUERRERO GARCÍA, Jenny Y LOPÉZ ROMERO, Juan. Bogotá; Ediciones Universidad de América, 2019. p. 40.

⁴³ MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Texas: Instituto americano de petróleo. p.19.

- Asegurar una evaluación adecuada de la formación
- Evitar la corrosión
- Facilitar la cementación del revestimiento
- Minimizar el impacto ambiental

1.1.3 Fluidos de perforación base agua. “Los fluidos de perforación agua son los más frecuentes en las perforaciones de pozos petroleros por su bajo costo en relación a los otros tipos y porque minimiza el daño de formación”⁴⁴. Estos lodos de perforación se clasifican en:

1.1.3.1 Lodos dispersos. Se caracterizan por la dispersión de arcillas, controlando la hidratación de las arcillas asegurando la estabilidad del hueco y por su alta tolerancia a la contaminación. Según sus aditivos se clasifican en: Lodos saturados de agua salada, lodos cálcicos, lodo de agua salada lignosulfonato/lignito, lodo lignosulfonato.⁴⁵

1.1.3.2 Lodos no dispersos. No contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo y son utilizados para perforar pozos someros o en etapas primarias de pozos más profundos. Se clasifican en: lodo de inicio y lodos ligeramente tratados.⁴⁶

1.1.3.3 Lodos HPHT o Polímeros. Lodos ideales a altas temperaturas (>500°F) el cual maneja baja concentración de bentonita y hace uso de polímeros y goma Xántica para los requerimientos de viscosidad y esfuerzos de gel.⁴⁷

1.1.4 Propiedades físicas de los fluidos de perforación. A continuación, se describirán las propiedades físicas de los fluidos de perforación estas incluyen: viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzos de gel, filtrado API, HPHT Y PPT.

1.1.4.1 Viscosidad plástica (PV). es aquella que surge por la fricción mecánica entre:

- sólidos,
- sólido y líquido
- líquido y líquido.

⁴⁴ FLORES B, Alejandro W. Medellín: Ediciones Universidad Nacional de Colombia, 2017. P. 6

⁴⁵ MALDONADO B, Ángela. Ediciones Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2006 p.18

⁴⁶ MALDONADO B, Ángela. Ediciones Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2006 p.18

⁴⁷ MALDONADO B, Ángela. Ediciones Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2006 p.19

“Esta depende de la concentración, tamaño y forma que puedan tener los sólidos presentes en el fluido de perforación, como medida de control se cuenta con equipos mecánicos encargados del control de sólidos. Este control se hace indispensable ya que mejora el comportamiento reológico del fluido.”⁴⁸

1.1.4.2 Punto cedente (YP). Es la resistencia al flujo que es causada por las fuerzas de atracción entre partículas, estas fuerzas son consecuencia de las cargas (positivas y negativas) que hay sobre la superficie de las partículas que se encuentran dispersas en la fase fluida, el punto cedente se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas.

1.1.4.3 Esfuerzos de gel. Representa una medida de las propiedades tixotrópicas del fluido y mide la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. La fuerza de geles indica una medida del esfuerzo o ruptura de la consistencia de un gel ya formado. La tasa de geles es el tiempo que se requiere para que se forme el gel, si el gel se forma lentamente después del reposo, la tasa de gel es baja y si se forma rápidamente la tasa de gel es alta. Su medición se efectúa en viscosímetro rotacional de indicación directa, esta medida se toma a los 10 minutos y a los 10 segundos.⁴⁹

1.1.4.4 Filtrado API. Método utilizado para conocer la filtración estática de un fluido de perforación en base agua a temperatura ambiente, una presión diferencial de 100psi, usando una prensa de filtrado estático y papel filtro.

1.1.4.5 Filtrado HPHT. Método usado usualmente para conocer la filtración estática de un fluido de perforación a una temperatura de 300°F y una presión diferencial de 500psi.

1.1.4.6 Filtrado PPT. Es usado ocasionalmente para evaluar la tasa de filtración a través de núcleos simulados (discos de aloxita o cerámica). Esta prueba mide una “pérdida instantánea” y una pérdida de filtrado de 30 minutos a presiones muy altas (500 a 2.500 psi) y temperaturas elevadas. El PPT es una celda HPHT modificada con un pistón flotante y una cámara de lodo presurizada hidráulicamente. La unidad tiene el núcleo simulado en la parte superior de la celda y el filtrado es captado en la parte superior.⁵⁰

1.1.5 Propiedades químicas de fluidos de perforación. En este apartado se describirán las propiedades químicas de los fluidos de perforación estas incluyen: alcalinidad, cloruros y dureza cálcica.

⁴⁸ HERNÁNDEZ PREDEROS, Mónica Y MANRIQUE OSORIO, Alejandro. Bogotá; Ediciones Universidad de América, 2018.p. 52.

⁴⁹ HERNÁNDEZ PREDEROS, Mónica Y MANRIQUE OSORIO, Alejandro. Bogotá; Ediciones Universidad de América, 2018.p. 54.

⁵⁰ HERNÁNDEZ PREDEROS, Mónica Y MANRIQUE OSORIO, Alejandro. Bogotá; Ediciones Universidad de América, 2018.p. 54.

1.1.5.1 Alcalinidad. Corresponde a la cantidad de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Para la determinación de la alcalinidad en un fluido, se realiza un procedimiento de titulación, usando como agente indicador fenolftaleína y usando Ácido sulfúrico hasta lograr un pH de 8,3 y usando como solución indicadora anaranjado de metilo hasta lograr un pH de 4,3.

1.1.5.2 Cloruros. Se pueden definir como la cantidad de iones cloro presentes en el filtrado del lodo.

1.1.5.3 Dureza. La dureza en un fluido de perforación se manifiesta por la cantidad de sales de calcio y magnesio que están en el filtrado del lodo, el calcio en los fluidos base agua se manifiesta como un contaminante.

1.2 DAÑO DE FORMACIÓN

En esta parte del capítulo se hablará del daño de formación, el cual abarcará su definición, origen y se nombrarán cada uno de sus mecanismos.

1.2.1 Definición. Es todo proceso que causa una reducción en la productividad original de una formación productora de petróleo o gas, o una reducción en la inyectividad de un pozo inyector de agua o gas. El daño de formación también se podría definir como una caída de presión adicional originada en la cara del pozo que ocurre cuando se crean barreras al flujo en las regiones cercanas a las paredes del pozo debido a una alteración en las propiedades originales del yacimiento.⁵¹

1.2.2 Origen del Daño de Formación. Se puede presentar en cualquier fase de desarrollo del pozo (perforación, completamiento, estimulación, producción, reacondicionamiento, pruebas de pozo, inyección de fluidos). La mayoría de los fluidos introducidos al pozo durante las diferentes operaciones, son comúnmente cargados con sólidos para aumentar la densidad del fluido y así, controlar las presiones del yacimiento. Los poros del yacimiento y sus gargantas alrededor de las paredes del pozo son susceptibles al bloqueo por estos sólidos extraños.⁵²

1.2.3 Mecanismos de Daño de Formación. Los mecanismos de Daño de Formación se conocen de cuatro tipos: mecánicos, químicos, biológicos y térmicos. Los primeros involucran:

- Migración de finos
- Entrampamiento de fases
- Daño Mecánico
- Cañoneo
- Invasión de sólidos

⁵¹ CHARRY, Germán. Bogotá; Ediciones Universidad de América, 2004.

⁵² CHARRY, Germán. Bogotá; Ediciones Universidad de América, 2004.

- Daño Geomecánico

Los mecanismos de Daño de Formación de origen químico se refieren al daño ocasionado por reacciones químicas producidas entre el fluido de perforación y la roca formación. Los mecanismos de daño de formación químicos son los siguientes:

- Hinchamiento de arcillas
- Defloculación de arcillas
- Adsorción Química
- Bloqueo por emulsiones
- Precipitación

El daño de formación de origen biológico es aquel en donde las bacterias pueden significar un potencial de daño importante para la formación debido a que estas pueden generar partículas de material que llegarán a reducir drásticamente la permeabilidad de la matriz, como si fuera poco la corrosión por bacterias a través de la oxidación o reducción de diferentes compuestos ocasionarán daño en el equipo y líneas de flujo.

Los mecanismos térmicos se refieren al daño asociado en operaciones de inyección con alta temperatura. Cuando se presenta daño térmico pueden ocurrir varios fenómenos.⁵³

- Transformación de minerales
- Disolución
- Alteración de la mojabilidad
- Reducción en la permeabilidad absoluta

1.3 NANOTECNOLOGÍA

La nanotecnología se refiere a todo proceso de creación (diseño, caracterización y producción) de materiales, dispositivos y sistemas funcionales mediante el control de la materia a escala atómica y molecular. Desde un punto de vista formal, la nanotecnología se refiere a la comprensión y al control de la materia en escalas de tamaño menor a los 100 nm ($1 \text{ nm} = 1 \times 10^{-7} \text{ cm}$). En esta escala que se denomina escala mesoscópica, aparecen fenómenos únicos, originados en la naturaleza cuántica de la materia, que pueden ser utilizados para nuevas aplicaciones.

Existe una gran variedad de técnicas capaces de crear nanoestructuras, todas ellas se pueden agrupar en dos grandes grupos, "BOTTOM-UP" y "TOP-DOWN" que, aunque se trata de técnicas opuestas en cuanto a su filosofía de operación, convergen en su finalidad:

⁵³ CHARRY, Germán. Bogotá; Ediciones Universidad de América, 2004.

1.3.1 Top-Down. Esta técnica comienza el proceso de fabricación de nanoestructuras a partir de materiales grandes, los cuales se van reduciendo hasta tamaños a escala nanométrica. Ofrecen fiabilidad y complejidad en los dispositivos, aunque normalmente conllevan elevados costos energéticos, una mayor imperfección en la superficie de la estructura, así como problemas de contaminación.

1.3.2 Bottom-Up. Abarca la construcción de estructuras, átomo a átomo, o molécula a molécula. El grado de miniaturización alcanzable mediante este enfoque es superior al que se puede conseguir con el top-down ya que, gracias a los microscopios de escaneado, se dispone de una gran capacidad para situar átomos y moléculas individuales en un lugar determinado.

Este último conjunto de técnicas, se puede dividir en tres grandes categorías:

1.3.2.1 Síntesis química. Consiste en la producción de materias primas, como moléculas o partículas, que pueden usarse directamente en productos en forma desordenada, formando bloques o niveles más avanzados de ordenamientos. El tipo de nanomaterial más conocido, empleando esta técnica, son las nanopartículas.

1.3.2.2 Ensamblaje posicional. Esta es la única técnica, capaz de manipular y posicionar átomos y moléculas, uno a uno. Aunque contamos con instrumentación capaz de realizar estos procesos, el ensamblaje posicional es extremadamente laborioso y actualmente no es apropiado para llevarse a cabo a escala industrial.

1.3.2.3 Self-assembly o autoensamblaje. En este método de producción, los átomos o moléculas se colocan por sí mismas en nanoestructuras ordenadas mediante interacciones químicas o físicas entre subunidades. Estos fenómenos se han dado en la naturaleza desde hace miles de años (cristales de sal, copos de nieve), sin embargo, a nivel industrial es relativamente novedoso.

1.3.3 Nanopartículas. Las nanopartículas son todas aquellas que tiene una dimensión en el rango de los 1nm a 100 nm, estas unidades son más grandes que los átomos y las moléculas. Estando a nano-escala se observan cambios en las propiedades físicas de las partículas, en particular mediante el aumento de la proporción de la superficie que afecta el volumen y el área, se da la aparición de los efectos cuánticos. El efecto de superficie es el cambio de las propiedades de las nanopartículas que se producen cuando el número de átomos de la superficie aumenta a medida que el tamaño de las partículas disminuye.⁵⁴

1.3.4 Nanotecnología en la Industria del Petróleo. “La nanotecnología ofrece un enorme potencial para modernizar la infraestructura, aumentar la recuperación neta de los yacimientos nuevos y existentes, ampliar el área de aplicaciones para aguas

⁵⁴ CRUZ S, Juan F. México: Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2013.p. 11.

profundas, y encontrar soluciones para la producción de hidrocarburos no convencionales”.⁵⁵

La investigación en la industria petrolera se ha enfocado al estudio de materiales tanto naturales (rocas) como sintéticos (nanocatalizadores). Ahora es posible estudiar detalladamente fenómenos como la corrosión en instalaciones y la mojabilidad en rocas productoras de hidrocarburos. La nanotecnología en la industria del petróleo presenta ventajas sensibles, donde nos permite el mejoramiento de materiales, herramientas y dispositivos que no se pueden realizar con tecnologías convencionales, debido a que tienen combinaciones únicas de propiedades mecánicas, térmicas, electrónicas, ópticas y magnéticas observadas a esas escalas.⁵⁶

1.3.5 Nanofluidos. “Es una mezcla que consiste en partículas de tamaño nanométrico (partículas de tamaño nanométrico de metal, óxido, carburos, nanotubos), y fibras dispersas en un líquido, el resultado de esta mezcla es la alteración de las propiedades físicas de la base líquida, tales como viscosidad, densidad y transferencia de calor, entre otros.”⁵⁷

Un nanomaterial puede ser funcional o multifuncional, donde un nanomaterial funcional solamente se programará para realizar una estricta tarea y un multifuncional puede realizar varios trabajos en los sistemas de fluidos con una dramática reducción en sólidos totales, el contenido químico de un lodo o el costo total del fluido.

Los nano-fluidos funcionan como posibles soluciones a varias deficiencias de los fluidos de perforación convencionales. Las cuestiones más problemáticas de perforación están directa o indirectamente provocadas por problemas relacionados con el fluido como la pérdida de fluido de perforación y la inestabilidad del pozo.⁵⁸

Estos nanofluidos pueden:

- Beneficiar drásticamente la recuperación mejorada de petróleo
- Cambiar las propiedades del fluido
- Alternar humectabilidad de rocas
- Realizar una reducción avanzada de resistencia
- Consolidar la consolidación de arena
- Reducir la tensión interfacial
- Aumentar la movilidad del capilar aceite atrapado.
- Permitir obtener una retorta con buenas propiedades y con espesor menor

⁵⁵ CRUZ S, Juan F. México: Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2013. p. 21.

⁵⁶ CRUZ S, Juan F. México: Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2013. p. 22.

⁵⁷ CRUZ S, Juan F. México: Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2013. p. 47.

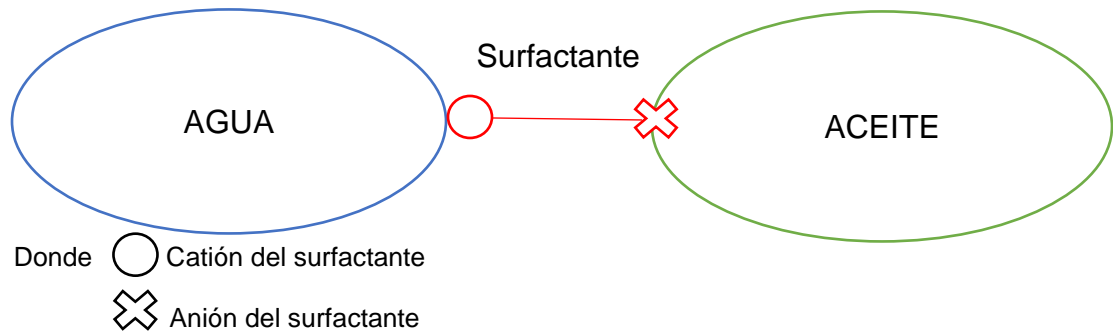
⁵⁸ CRUZ S, Juan F. México: Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2013. p. 48.

- Minimizar la interacción roca-fluido, minimizando el daño de formación

La viabilidad de estos métodos depende de muchos factores, como los mecanismos de flujo en medios porosos y las propiedades del medio poroso a escalas microscópicas y macroscópicas.⁵⁹

1.3.6 Efecto de las nanopartículas en la mojabilidad de la roca. Los productos emulsificantes son un tipo de agentes surfactantes. Estos aditivos químicos crean una dispersión de un líquido inmisible en otro mediante la reducción de la tensión interfacial entre los dos líquidos para lograr una estabilidad entre los mismos. Esto anterior se conoce como emulsión, y puede ser tanto inversa (agua en aceite) como directa (aceite en el agua).⁶⁰ La parte catiónica del surfactante actúa sobre la superficie de la molécula agua y la aniónica sobre la molécula del aceite provocando que los dos fluidos permanezcan juntos, esto puede ser observado en la Figura 1.

Figura 1. Efecto del surfactante en moléculas de agua y aceite.



Fuente: elaboración propia

Este efecto de adherencia entre los aniones y cationes de las moléculas generado por el surfactante puede darse a su vez entre una superficie sólida (roca) y una líquida (agua o aceite), por lo cual el diseño de estos productos tensoactivos depende del objetivo que se quiera alcanzar.

Ahora bien, el uso de surfactantes en el fluido de perforación para este proyecto se realiza con el objetivo de reafirmar la humectabilidad de la roca al agua, esto con el fin de que exista una mejor movilidad del crudo a través de la roca. Por ende, el tipo de surfactantes utilizados en el lodo de perforación provocan que las moléculas de agua se adhieran a la superficie de sílice de la roca, generando un cambio en la mojabilidad de la misma permitiendo que el crudo fluya con mayor facilidad. Cabe resaltar que la información del efecto del surfactante en el fluido fue proporcionada por la empresa Operadora.

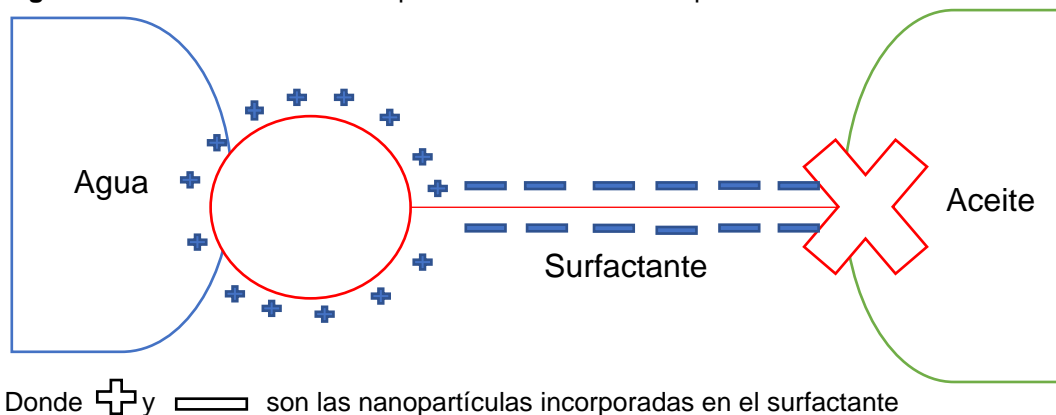
⁵⁹ FLORES B, Alejandro W. Medellín: Ediciones Universidad nacional de Colombia, 2017. p. 8.

⁶⁰ SCHLUMBERGER. Glossary: Oil Field.

Este efecto logrado por parte de la empresa operadora y la de servicios de lodos generó en los pozos perforados en el campo de crudo pesado una reducción del BSW pasando de 95 y 96% a 60-70%.

Sin embargo, a medida que pasa el tiempo en el pozo se genera corriente de fluidos (agua, crudo, gas), en consecuencia, el efecto de los surfactantes se degrada y la superficie de la roca comienza a perder sus propiedades lo cual conlleva a que la mojabilidad se torne de nuevo hacia el petróleo, aumentando el BWS a un 90%.

Figura 2. Interacción de las nanopartículas en el fluido de perforación



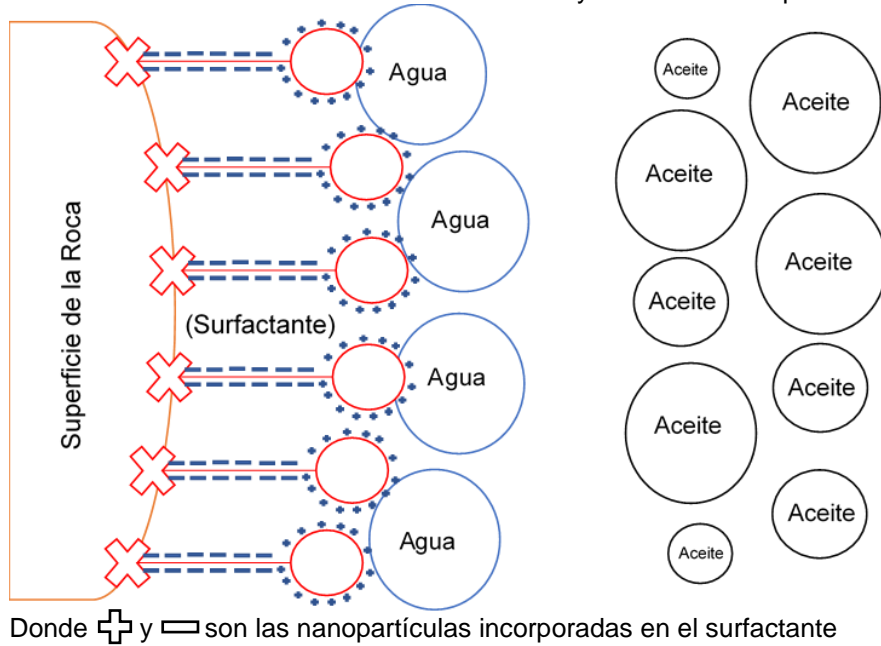
Fuente: elaboración propia

En este momento es donde interacción de las nanopartículas en el fluido de perforación es de vital importancia para mejorar la producción de petróleo en el campo. Al tener una escala nanométrica estas partículas cubren mayor área superficial debido a la alta relación área superficial/volumen,⁶¹ actuando tanto sobre la superficie hidrofóbica como la hidrofílica, aumentando las fuerzas de Van Der Waals para mejorar la estabilización molecular. Estas nanopartículas se incorporan dentro de los surfactantes con el fin de brindar mayor eficiencia a la reafirmación de humectabilidad al agua en la roca, dicho efecto se puede ver reflejado en la Figura 3.

Las nanopartículas al ocupar una mayor área superficial van a brindar una perdurabilidad al efecto del surfactante en el fluido de perforación mejorando notablemente la movilidad del petróleo y reduciendo el BSW al 60%, el cual se mantiene a lo largo del tiempo.

⁶¹ POLANYI, Michael. Medellín: Ediciones Universidad nacional de Colombia, p. 2.

Figura 3. Reafirmación de la humectabilidad al agua de la roca debido al efecto combinado del surfactante y las nanopartículas



Fuente: elaboración propia

Ahora bien, al igual que en el caso anterior, la información acerca del efecto de las nanopartículas en el fluido fue proporcionada por la empresa Operadora.

1.4 MOJABILIDAD

Se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En un sistema roca/aceite/salmuera, la mojabilidad es una medida de la preferencia que la roca tiene por el aceite o por el agua. Es un factor importante en el control de la ubicación, flujo y distribución de fluidos en un yacimiento.⁶²

El término “mojabilidad” en la ingeniería petrolera puede ser definida como la medida de la preferencia que tienen las superficies porosas de la roca yacimiento, ya sea, por la fase salmuera o la fase hidrocarburo; no describe el estado de saturación, describe la preferencia de la roca a ser mojada por un cierto fluido cuando ese fluido se encuentra presente junto con otro inmiscible.⁶³

La roca de un yacimiento de hidrocarburos inicialmente mojada por agua puede ser alterada por la adsorción de compuestos polares y/o la depositación de materia orgánica que estuvo originalmente en el aceite crudo. Además de la composición

⁶² GONZALES BARRERA, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.40.

⁶³ GONZALES BARRERA, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.40.

del aceite, la alteración de la mojabilidad es también determinado por la presión, la temperatura y la composición mineral del yacimiento, así como la química de la salmuera, incluyendo su composición iónica y su pH.⁶⁴

1.4.1 Tipos de mojabilidad. Los yacimientos de hidrocarburos están compuestos de estratos de rocas que contienen un medio continuo poroso y que, a lo largo de éste, rigen diversos grados de mojabilidad.

1.4.1.1 Mojabilidad preferencial. La superficie de la roca es preferencialmente mojada cuando una de las fases, es el fluido que en preferencia hace contacto con la superficie interna de la roca. Cuando el agua es la fase completamente mojante, se dice que el yacimiento es hidrófilo, pero por el contrario si el yacimiento es mojado completamente por aceite, se dice que este es oleófilo. El fluido preferencialmente mojante en la roca ocupa los poros más pequeños y forma una película delgada sobre toda la superficie de la roca, mientras que la fase no mojante ocupa el centro de los poros más grandes.⁶⁵

1.4.1.2 Mojabilidad neutra o intermedia. Cuando la roca no tiene una fuerte preferencia al aceite o al agua, se dice que el sistema es de mojabilidad neutra o intermedia. Este tipo de mojabilidad asume que todas las fracciones de la superficie de la roca tienen una débil pero igual preferencia a ser mojado por agua o aceite.⁶⁶

1.4.1.3 Mojabilidad heterogénea. En los yacimientos de mojabilidad heterogénea, ciertas áreas de la superficie interna de la roca son mojadas por agua, mientras que las restantes son mojados por petróleo. La mojabilidad fraccional y la mojabilidad mixta son del tipo de mojabilidad heterogénea.⁶⁷

- **Mojabilidad fraccional.** Se refiere a que ciertas áreas o regiones de la superficie interna de una roca dad están cubiertas por agua, mientras que las regiones restantes están cubiertas por petróleo. El área cubierta por agua es llamada mojada por agua y el área cubierta por petróleo es denominada mojada por petróleo. La fracción del área de superficie total cubierta por agua o por petróleo se usa como una medida de la mojabilidad de la roca.
- **Mojabilidad mixta.** Este es un tipo especial de mojabilidad heterogénea en la cual las superficies mojadas por petróleo forman caminos continuos a través de los poros más grandes. Los poros pequeños permanecen mojados por agua y no contienen petróleo.

⁶⁴ GONZALES BARRERA, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.40.

⁶⁵ SALGADO, Miguel Y LIBARDO, Andrés Bogotá; Ediciones Universidad industrial de Santander, 2005.p.15.

⁶⁶ SALGADO, Miguel Y LIBARDO, Andrés Bogotá; Ediciones Universidad industrial de Santander, 2005.p.16.

⁶⁷ SALGADO, Miguel Y LIBARDO, Andrés Bogotá; Ediciones Universidad industrial de Santander, 2005.p.16.

1.4.2 Mojabilidad como un fenómeno del ángulo de contacto. Un parámetro muy importante para definir la mojabilidad es el ángulo de contacto entre dos fases (sólido-líquido). Por ejemplo, en la figura 1 se representa el comportamiento que puede tener una gota de agua sobre una superficie sólida; posiblemente el líquido no se extenderá por completo, sino que sus bordes formarán un ángulo.

Figura 4. Gota de un líquido sobre tres diferentes superficies sólidas. De A a C disminuye la atracción por el líquido



Fuente: GONZALES B, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.40.

Los términos mojado y no mojado se emplean en varias situaciones prácticas y tienden a ser definidos en términos del efecto deseado. Siempre que el ángulo de contacto entre un líquido y un sólido es cercano a cero el medio es mojable y el líquido tiende a esparcirse sobre el sólido de manera fácil; por otra parte, si el ángulo de contacto es mayor de 90° el medio es no mojable de modo que el líquido tiende a tomar una forma de esfera y a desplazarse fácilmente sobre la superficie.⁶⁸

Por otra parte, se considera que un líquido moja un sólido únicamente si el ángulo de contacto " Θ ", es cero, valor que es una limitante en el sentido geométrico, esta aseveración es para indicar que el líquido está totalmente esparcido o extendido sobre la superficie.

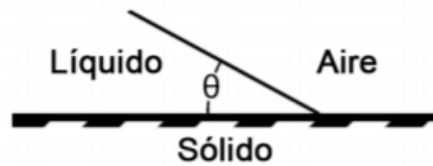
En una interfase de líquidos inmiscibles (sólido - líquido 1 - líquido 2), el agua moja preferentemente a sólidos muy polares, como sílice, alúmina y fluorita, mientras los líquidos orgánicos mojan preferentemente superficies no polares, como metales nobles (Au, Ag, Pt; Rh), carbón y sulfuros.

En fluidos de perforación un filtrado de lodo externo al petróleo, que contiene surfactantes mojables por petróleo, invade la formación en la región vecina al pozo, alterando potencialmente la mojabilidad de los poros. Esto puede modificar la posición de los fluidos en los espacios porosos, lo que puede afectar la respuesta de los registros de pozos.⁶⁹

⁶⁸ GONZALES B, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.43.

⁶⁹ GONZALES BARRERA, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.60.

Figura 5. Ángulo de Contacto



Fuente: GONZALES B, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.48.

Para efectos prácticos, en una interfase de líquidos inmiscibles (Roca-Agua-Aceite) el ángulo de contacto es determinado por el siguiente cuadro:

Cuadro 1. Intervalos ángulo de contacto

Ángulo de contacto	Mojado por agua	Neutro	Mojado por aceite
Mínimo	0	60-75°	105-120°
Máximo	60-70°	105-120°	180°

Fuente: ALFONSO B, Esau, BUSTAMANTE V, David, CHANG N, Juan Y TOLEDO J, Jose. Ediciones Universidad Veracruzana.p.4.

1.4.2.1 Histéresis del ángulo de contacto. El valor del ángulo de contacto depende de si el líquido avanza sobre una superficie sólida o retrocede por ella (en general el valor es mucho mayor cuando el líquido avanza que cuando retrocede), en este caso se dice que el ángulo de contacto presenta histéresis, la cual viene medida por la diferencia entre los ángulos de contacto medidos de avance y de retroceso.

Una explicación de este fenómeno de histéresis es que el trabajo de adherencia entre el líquido y la superficie sólida es diferente si está seca o si se ha mojado previamente, debido a que el líquido es adsorbido en la superficie del sólido en la cual penetra hasta cierta distancia y que esta adsorción aumenta en vez de reducir la tensión superficial de la superficie sólido/aire.⁷⁰

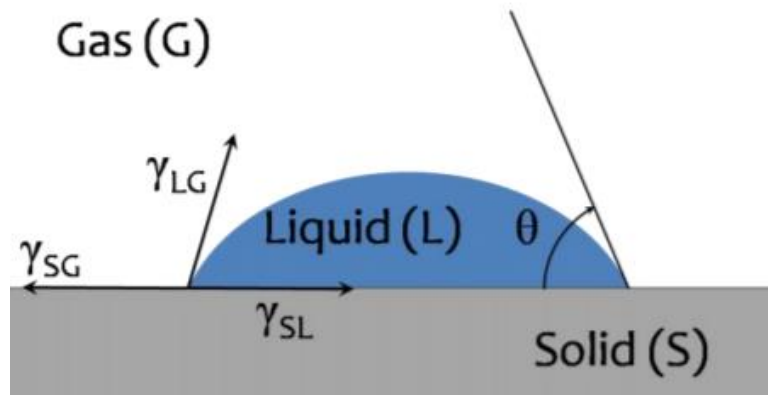
Por los datos de que se disponen, parece evidente que cuanto más limpia está la superficie tanto menor es la histéresis del ángulo de contacto. Un ángulo de contacto de avance grande (poca adherencia entre el líquido y el sólido), se debe a la presencia de alguna película que impide al líquido adherirse bien al sólido; después del contacto con el líquido, esta película se elimina parcial o totalmente, y ahora el contacto entre el líquido y el sólido es más complejo y el trabajo de adherencia aumenta, con la consiguiente disminución del ángulo de retroceso.

⁷⁰ GONZALES BARRERA, Cesar. Bogotá; Ediciones Universidad nacional autónoma de México, 2014.p.42.

1.4.3 Métodos de medida del ángulo de contacto. “El ángulo de contacto es el mejor método para determinar la mojabilidad cuando se usan fluidos puros y corazones artificiales, puesto que no existe la posibilidad que los surfactantes u otros compuestos alteren la mojabilidad. El método también se usa para determinar si un aceite curdo altera la mojabilidad.”⁷¹

Sólo la técnica de la gota sésil (SD) ha sido usada ampliamente para medir γ_{LG} y θ de manera simultánea. Este método se basa en una gota sésil de líquido que descansa en equilibrio sobre un sustrato sólido horizontal (Figura 2). Mediante técnicas fotográficas, video, TV o rayos X se obtienen imágenes de la gota y se determinan las principales dimensiones de su perfil.

Figura 6. Representación esquemática de una gota sésil de líquido (L) reposando en equilibrio sobre una superficie sólida horizontal (S) en una atmósfera de gas (G). Ángulo de contacto y tensiones en el punto triple



Fuente: GARCIA C, Álvaro, Madrid. Ediciones: Escuela Politécnica Superior, 2010.p.8

El perfil que adopta la gota es el resultado del balance entre las fuerzas de la superficie y de la interface, que tienden a minimizar la energía superficial libre del sistema. El ángulo de contacto está relacionado con las tres tensiones γ_{SG} , γ_{SL} , γ_{LG} de las interfases sólido/gas, sólido/líquido y líquido/gas, respectivamente, a través de la ecuación de Young:

Ecuación 1. Ecuación de Young

$$\gamma_{LG} \cdot \cos\theta = \gamma_{SG} - \gamma_{SL}$$

Fuente: GARCIA C, Álvaro, Madrid.
Ediciones: Escuela Politécnica Superior, 2010.p.9.

⁷¹ SALGADO, Miguel Y LIBARDO, Andrés Bogotá; Ediciones Universidad industrial de Santander, 2005.p.21.

La posterior evaluación matemática de las dimensiones de la gota proporciona θ y, conociendo la densidad del líquido, YLG . El método de la gota sésil es tan empleado en la medida de las tensiones superficiales y de los ángulos de contacto en metales líquidos debido a la relativa simplicidad, comparada con otros métodos, del equipo experimental y a la facilidad del tratamiento matemático para el cálculo de YLG . Otra ventaja importante de este método es que puede ser usado en un amplio rango de temperaturas, permitiendo observar la variación de θ durante largos periodos de tiempo.

Aun así, este método presenta dificultades y desventajas, posibles causas que justifican la dispersión de los datos referentes al ángulo de contacto. Uno de los principales requisitos para una correcta medida es que deben emplearse materiales de alta pureza tanto para el sustrato sólido como para la gota de líquido. El ángulo de contacto es dependiente de la temperatura puesto que la tensión superficial y la interfásica también dependen de la temperatura. En general, θ disminuye ligeramente al aumentar la temperatura. Esto es por lo que la temperatura debe estar controlada y debe mantenerse constante durante los ensayos de mojado. También es importante que el campo de temperaturas alrededor de la gota sésil sea lo más homogéneo posible.

El ángulo de contacto varía en función del tiempo y del estado de equilibrio. Según estas premisas podemos diferenciar varias posibilidades a la hora de medir el ángulo de contacto:

1.4.3.1 Gotas Estáticas. La gota se produce antes de la medida y tiene un valor constante durante la misma. Algunos autores definen el ángulo de contacto estático como aquel en el cual la gota no se altera durante la realización de la medida.

Cuando se quiere estudiar la variación del ángulo de contacto en función del tiempo, puede ser conveniente medir el ángulo de contacto estático. De cualquier modo, las variaciones con el tiempo suelen interferir con la medida. Existe además una fuente de error: dado que el ángulo de contacto estático se mide siempre en la misma zona de la muestra, cualquier tipo de irregularidad local (suciedad, superficie heterogénea...) tendrá un efecto negativo en la precisión de la medida. Este error puede ser promediado mediante la medida del ángulo de contacto dinámico.

1.4.3.2 Gotas Dinámicas. El ángulo de contacto se mide mientras la gota se expande o se retrae como resultado de las tensiones para alcanzar el equilibrio; la superficie límite se renueva constantemente durante la medida. Los ángulos de contacto medidos en gotas crecientes se denominan “ángulos de avance”, mientras que los medidos en gotas que menguan se denominan “ángulos de retroceso”.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se mostrará la metodología propuesta para el desarrollo del proyecto. Como resultado final se mostrará la viabilidad técnica y financiera de la optimización de los fluidos de perforación en estudio.

Las pruebas descritas a continuación se realizaron tanto a las formulaciones base de lodo propuestas (2) como a las formulaciones modificadas con nanopartículas (6). Estas pruebas se llevaron a cabo a los fluidos antes y después del procedimiento de rolado. Los ensayos físicos están encaminados a determinar las propiedades reológicas del fluido y el comportamiento de la fase continua hacia la formación para ambos fluidos base (rolado y si rolar) y modificado (rolado y sin rolar). Para establecer el perfil reológico se desarrollaron las pruebas de Viscosidad Plástica (VP), Punto cedente (YP) y Esfuerzos de Gel. Además, con el fin de determinar la cantidad de fluido perdido hacia la formación se desarrollaron las pruebas de filtrado API, HPHT Y PPT. Por su parte, las pruebas químicas comprenden: Alcalinidad, Dureza Cálctica y Cloruros.

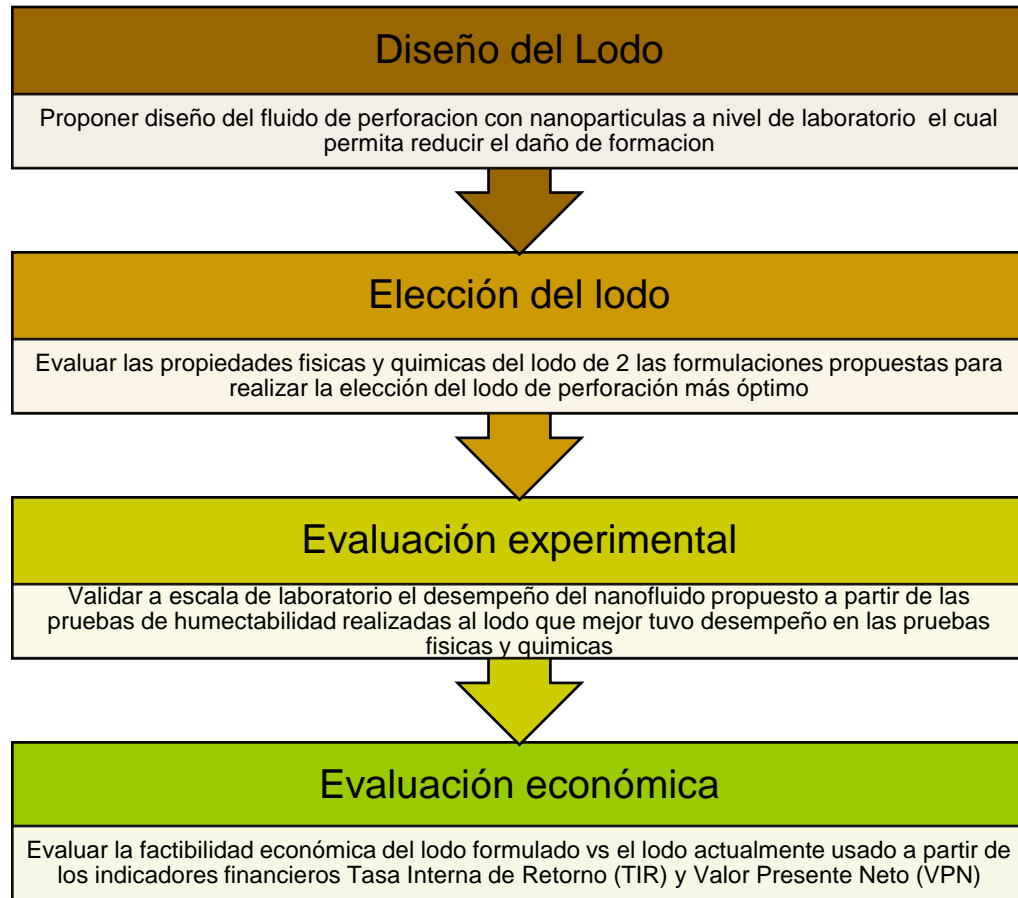
Una vez concluidas estas pruebas se lleva a cabo el respectivo análisis de resultados para evaluar la viabilidad técnica de la adición de nanopartículas al fluido base diseñado inicialmente. Lo anterior permitirá determinar mejores concentraciones de nanoaditivos para el fluido base. Al fluido con mejor desempeño se le desarrollarán las pruebas de humectabilidad con el fin de establecer su interacción con la formación.

Para dar cumplimiento a la viabilidad financiera se explicará la metodología usada para evaluar el uso de nanotecnología en la formulación de los fluidos mediante los indicadores financieros Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN).

Una vez explicada la metodología se hará una breve descripción de los datos que sirvieron como insumo para la realización de este trabajo y que incluyen: características del yacimiento, características petrofísicas del núcleo, propiedades fisicoquímicas del agua de formación y el aceite, características de las nanopartículas y formulación de los fluidos de perforación actualmente usados.

La Figura 6 muestra las etapas propuestas para diseñar, seleccionar y evaluar técnica y económicamente la optimización del lodo base agua. Posteriormente se dará una explicación detallada de cada una de las etapas de la metodología propuesta.

Figura 7. Etapas propuestas para diseñar, seleccionar y evaluar técnica y económicamente la optimización del lodo base



Fuente: Elaboración propia (2019)

2.1 FORMULACIÓN DEL LODO BASE

Para la formulación del fluido de perforación se partió de dos fuentes de información. La primera corresponde a un estudio desarrollado por la Universidad Nacional (Sede Medellín), en el cual se realizó la evaluación del daño de formación generado por fluidos de perforación propuestos por distintas compañías. La segunda fuente de información es un estudio de tratamientos correctivos para mitigar el daño generado por cuatro fluidos de perforación y el cual fue realizado por el operador del campo en el año 2014.

En los estudios mencionados anteriormente, cada uno de los fluidos fueron sometidos a pruebas de compatibilidades para determinar la emulsión más fuerte entre los fluidos de formación y fluidos de perforación. Estas fueron realizadas según la norma API-RP42, manejando una razón de 50-50 en porcentaje volumétrico y registrando el comportamiento de las fases a temperatura de

yacimiento (160 °F) durante 2 horas de prueba. Los resultados obtenidos mostraron que ningún fluido presentó problemas de miscibilidad o incompatibilidad durante la ejecución de las pruebas. Adicionalmente se realizaron pruebas para medir el daño de formación generado por estos fluidos en muestras de roca del yacimiento. En general, las pruebas de desplazamiento reflejaron un alto daño de formación generado por todos los fluidos evaluados.

Por último, el lodo que presentó el mejor desempeño fue escogido para realizar su respectiva optimización. Este lodo base corresponde a la siguiente formulación:

Cuadro 2. Formulación del lodo elegido por parte de la empresa operadora

Lodo Elegido		
Producto	Concentración	
	LPB	%VOL
Almidón	6	
Goma Xántica	0.8	
Bactericida		0.02
Amina		0.25
Puenteante	15	
Puenteante	2	
Puenteante	20	
Puenteante	2	
Surfactante	0.2	0.2
Desespumante	0.03	0.03

Fuente: elaboración propia

A partir de esta formulación la empresa soporte procedió a realizar dos formulaciones distintas modificando algunos aditivos y concentraciones. Estas dos formulaciones son similares entre ellas y se diferencian debido al tipo de goma xántica usada. Adicionalmente para segunda formulación se agregó una libra por barril más de almidón.

Lo anteriormente descrito puede ser observado a continuación:

Cuadro 3. Formulación Lodo 1

Producto	Concentración				
	LPB	%vol.	ml/bbl	pH	gpb
Agua			340		
Almidón	6				
Goma Xántica	0.8				
Soda Caustica				9.5-10.0	

Cuadro 3. (Continuación)

Producto	Concentración				
	LPB	%vol.	ml/bbl	pH	gpb
Puenteante 1200	5				
Puenteante 600	15				
Puenteante 325	15				
Puenteante 200	3				
Amina		0.2			
Surfactante					0.08
Desespumante					0.2
Nanopartícula		1			

Fuente: elaboración propia

Cuadro 4. Formulación Lodo 2

Producto	Concentración				
	LPB	%vol.	ml/bbl	pH	gpb
Agua			340		
Almidón	6				
Goma Xántica	0.8				
Soda Caustica				9.5-10.0	
Puenteante 1200	5				
Puenteante 600	15				
Puenteante 325	15				
Puenteante 200	3				
Amina		0.2			
Surfactante					0.08
Desespumante					0.2
Nanopartícula		1			

Fuente: elaboración propia

2.2 FORMULACIÓN DE LOS NANOFLUIDOS

Las nanopartículas seleccionadas por la empresa soporte fue a base de sílice debido a su disponibilidad en el mercado a escala industrial. Las concentraciones de nanopartículas evaluadas en este proyecto fueron escogidas debido a diversas investigaciones que han sido llevados a cabo por parte de la empresa soporte a partir de las cuales se determinó que del 1% al 2% en concentración el aditivo presentaba el mismo comportamiento. Por ende, se estableció el estudio de la eficiencia del nanoaditivo con respecto a la cantidad de producto adicionado del 0% al 1% en concentración.

Teniendo en cuenta lo anterior, se realizó la preparación del lodo base y a partir del mismo se procedió a dividir en cuatro muestras iguales para la respectiva adición del nanoaditivo. Para ello, una muestra fluido base se mantuvo intacta, mientras que a las tres restantes se adicionaron las nanopartículas al 0.25%, 0.5% y 1% en concentración respectivamente. Esto anterior quiere decir que se podrá comparar el desempeño del lodo base respecto al desempeño de tres lodos base modificados (nanofluidos) a diferentes concentraciones de nanosílice.

2.3 PRUEBAS FÍSICAS

A continuación, se describirán las pruebas realizadas en laboratorio para determinar las propiedades reológicas y de filtrado para los dos fluidos base y los 6 nanofluidos formulados en el numeral anterior. El Anexo D muestra el procedimiento y los equipos usados durante el desarrollo de cada prueba.

2.3.1 Reología. Se realizaron pruebas a los lodos en un viscosímetro rotacional Fann a una temperatura de 200 °F y a 6 velocidades (600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM). A partir de las cuales se determinaron propiedades tales como: esfuerzo de geles, viscosidad plástica y punto cedente, estas dos últimas haciendo uso de las siguientes fórmulas:

Ecuación 2. Ecuación para calcular la viscosidad plástica

$$Vp: \text{Lectura a } 600rpm - \text{Lectura a } 300rpm = \theta 600 - \theta 300$$

Fuente: Manual de Fluidos de perforación, Ediciones: Instituto Americano del Petróleo, Texas.p.173.

Ecuación 3. Ecuación para calcular el Punto Cedente (Yield Point)

$$YP = \text{Lectura a } 300rpm - Vp = \theta 300 - Vp$$

Fuente: Manual de Fluidos de perforación, Ediciones: Instituto Americano del Petróleo, Texas.p.174.

2.3.2 Filtrados. A continuación, se describirán las 3 pruebas de filtrado que se le realizaron tanto a los fluidos con las 2 formulaciones como a los nanofluidos propuestos:

2.3.2.1 Filtrado API. Inicialmente se debe contar con un filtro prensa que deben cumplir con las especificaciones API 13B-1, papel filtro, cronómetro y un cilindro graduado de 25 o 50 ml. Esta prueba es realizada a una presión de 100 PSI y a temperatura ambiente, al cabo de 30 minutos se registró la cantidad de mililitros perdidos y el espesor del revoque sólido que se asentó.

2.3.2.2 Filtrado HPHT. Para evaluar el desempeño del fluido a altas presiones y temperaturas se llevó a cabo la prueba de filtración estática HPHT (Alta presión y alta temperatura) en una filtro-prensa HPHT con las especificaciones API 13B-2 a

condiciones de 500 PSI y 250 °F, y se realizó la lectura del doble de los mililitros perdidos después de 30 minutos en una probeta.

2.3.2.3 Filtrado PPT. Para evaluar la efectividad de los aditivos para evitar la pérdida de fluido en un medio permeable se ejecutó la Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT) a 1000 PSI y 200 °F en una filtro-prensa PPT la cual es una celda ATAP modificada con un pistón flotante y una cámara de lodo presurizada hidráulicamente, esta mide una pérdida instantánea y una pérdida de filtrado de 30 minutos, el valor PPT se determinó mediante la siguiente fórmula:

Ecuación 4. Fórmula para calcular el volumen total PPT

$$V_{PPT} = 2 V_{30 \text{ min}} + V_{SPURT \text{ LOSS}}(mL)$$

Fuente: PATIÑO, Alejandra. Ediciones: Fundación Universidad de América, Bogotá ,2017. p.107.

2.4 PRUEBAS QUÍMICAS

Se realizaron las pruebas químicas con el objetivo de comprobar la no-reactividad de las nanopartículas añadidas.

2.4.1 Alcalinidad del filtrado (Pf). A una muestra de filtrado (1ml) se empleó el indicador de fenolftaleína hasta obtener un color rosado para posteriormente titular con Ácido Sulfúrico (H_2SO_4) 0,02 N hasta que la muestra adquiriera su color original y finalmente registrar los mililitros de utilizados durante la titulación.

2.4.2 Alcalinidad del metil naranja del filtrado (Mf). A una muestra de filtrado se empleó el indicador Metil naranja hasta obtener un color amarillo naranja para posteriormente titular con Ácido Sulfúrico (H_2SO_4) 0,02 N gota a gota hasta que la muestra pase a un color marrón claro y finalmente registrar los mililitros de utilizados durante la titulación.

2.4.3 Cloruros. A la misma muestra que se le realizo alcalinidad del filtrado se le añaden 25 ml de agua destilada, acto seguido se añade Cromato de Potasio (K_2CrO_4) para ser titulado con Nitrato de Plata ($AgNO_3$) 0,282 N, se registra la cantidad de cloruros gastados, esto se determina cuando la muestra cambie de un color amarillo a rojo ladrillo y permanezca durante 30 segundos, para posteriormente utilizar la siguiente formula:

Ecuación 5. Ecuación para obtener la cantidad de cloruros

$$Cl^{-}(mg/L) = ml AgNO_3 0.0282 N x 1000$$

$$Cl^{-}(mg/L) = ml AgNO_3 0.282 N x 10000$$

Fuente: PATIÑO, Alejandra. Ediciones: Fundación Universidad de América, Bogotá, 2017.p.105.

2.4.4 Dureza. Con respecto a la dureza de la muestra, se utilizó una solución estabilizadora de dureza total (Buffer Amoniaca), un medidor de dureza total y ultimadamente Versenato Estándar 0.01 M (EDTA) como agente titulante. La dureza total fue determinada a partir de la siguiente formula:

Ecuación 6. Ecuación para calcular la dureza total

$$Ca^{++} Mg^{++}(mg/L) = ml Versenato estándar x 400$$

Fuente: Manual de Fluidos de perforación, Ediciones: Instituto Americano del Petróleo, Texas.p.53.

2.5 PROCESO DE ROLADO AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Terminadas las pruebas físicas y químicas se vierte el lodo en una Celda De Envejecimiento OFITE con el objetivo de someter el fluido a envejecimiento estático y por rodamiento en caliente. Un volumen de 350 ml de lodo fue sometido a la celda por un periodo de 12 horas y a 200 °F. Este equipo permite simular los efectos de la temperatura en los fluidos de perforación a medida que se circula a través del pozo. Una vez concluido este proceso se procede a realizar otra ronda de pruebas físicas y químicas con la finalidad de evaluar el cambio en las propiedades del lodo.

2.6 PRUEBAS DE HUMECTABILIDAD

Al determinar la concentración más óptima del nanofluido se procede a evaluar en laboratorio el efecto del filtrado de lodo en un medio poroso y permeable. En el siguiente cuadro se puede observar el protocolo que se llevó a cabo para para la evaluación del efecto de un filtrado de lodo en la humectabilidad de la roca por el método de ángulo de contacto.

Cuadro 5. Protocolo para la prueba de humectabilidad del nanofluido

Etapa	Objetivo	Observaciones
1. Construcción de núcleos artificiales	Generar el medio donde se evaluarán los efectos del filtrado	Se muestra el paso a paso en el anexo E
2. Humectabilidad al aceite	Obtener muestra con propiedades de humectabilidad al aceite	Se muestra el paso a paso en el anexo E

Cuadro 5. (Continuación)

3. Remojo atmosférico	Someter las muestras a un remojo en el filtrado de lodo a presión atmosférico y a 60°C	Se ponen 4 muestras de roca (2 humectables a aceite y 2 humectables al agua) en beakers con 20 cc de filtrado de los y se dejan en un horno a 60°C por 6 horas (rellenando con más filtrado si se observa que se evapora)
4. Remojo a presión	Someter las muestras a un remojo en el filtrado de lodo a 100 psi y a 60°C	Se ponen 4 muestras de roca (2 humectables a aceite y 2 humectables al agua) en un cilindro de metal con 100 cc de filtrado y se presuriza a 100 psi, se deja por 6 horas en un horno a 60 °C

Fuente: elaboración propia

2.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Con el fin de poder cumplir el último objetivo del proyecto se procederá a realizar una evaluación de la viabilidad financiera del uso de nanotecnología en la formulación de los fluidos de perforación base agua mediante los indicadores financieros Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Presente Neto (VPN). Este se basará en un estado mecánico convencional de un pozo perforado Campo Castilla el cual se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales y en el cual se realizó un estudio acerca del uso de microesferas de vidrio en un fluido de perforación.

2.7.1 Cálculo de costos de aditivos. Para determinar el costo de cada producto para las formulaciones del fluido de perforación actualmente usado y el fluido con nanopartículas escogido se hace uso de la Ecuación 8.

Ecuación 7. Cálculo de costo de aditivos

$$\text{Costo de aditivo} = \frac{\text{Concentración} \times \text{Precio}}{\text{Presentación}}$$

Fuente: CANDELA, Carlos, Bogotá. Ediciones: Fundación Universidad de América, 2019. p. 120.

2.7.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO). La tasa de interés de oportunidad hace referencia a la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto⁷². Para ello se hace uso de la ecuación 8 la cual se presenta a continuación:

⁷² BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2000, p. 197

Ecuación 8. Conversión para tasa de interés

$$i_p = (1 + i_a)^{1/p} - 1$$

Donde:

i_a = Tasa de interés anual

i_p = Tasa de interés equivalente

p = Número de períodos para la tasa equivalente

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2000, p. 197

2.7.3 Valor presente neto (VPN). El VPN consiste en traer a valor presente todos los flujos de caja del proyecto para determinar, cuanto se va a ganar o perder. La siguiente es la fórmula del VPN:

Ecuación 9. Ecuación para calcular el valor presente neto

$$VPN = \sum Fn(1 + i)^{-n}$$

Donde:

n = Período de tiempo

i = Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)

F_n = Flujo Neto de Caja

Fuente: ORJUELA P, Andres. Bogotá, Ediciones: Fundación Universidad de America, 2017. p. 152.

2.7.4 Tasa interna de retorno (TIR). Es la tasa de rentabilidad que proporciona una inversión, considerándose el porcentaje de pérdida o beneficios que tendrá dicho negocio para las cantidades invertidas. Gracias al concepto de Tasa Interna de Retorno se puede conocer cuando una inversión resulta rentable o no. El resultado aparece reflejado en un porcentaje.⁷³

A continuación se plantean las ecuaciones que serán utilizadas para el cálculo de costos asociados al volumen total de lodo utilizado para la perforación completa del pozo. A partir de estos costos nuevamente se calcula el VPN de cada uno de los 2 fluidos estudiados para así determinar la inversión inicial para el cálculo de la TIR.

⁷³ GARCÍA, Iván. Definición de tasa interna de retorno. Bogotá: Ediciones Economía simple net: 2017

Ecuación 10. Tasa Interna de Retorno

$$0 = -I_o + \frac{F_{n1}}{(1 + TIR)^{n1}} + \frac{F_{n2}}{(1 + TIR)^{n2}} + \frac{F_{n3}}{(1 + TIR)^{n3}} + \frac{F_{n4}}{(1 + TIR)^{n4}} + \dots$$

Donde:

I_o = Inversión inicial

F_n = Flujo de caja neto

n = Periodo

i = Tasa Interna de Retorno

Fuente: ORJUELA P,Andres.Bogotá, Ediciones: Fundación Universidad de America,2017,p.153.

2.7.3.1 Cálculo de volumen de zona de interés. A partir de las siguientes ecuaciones se realiza el respectivo cálculo de volumen de lodo requerido para la zona de interés:

Ecuación 11. Volumen de tanques en superficie

$$\text{Volumen tanques en superficie} = \text{Barriles Hueco} * \text{Factor de Seguridad}$$

Fuente: CHAPARRO Nicolas y VILLAMIL Leidy.Bogotá, Ediciones: Fundación Universidad de America,2017.p.66.

Ecuación 12. Costos Volumen Total de Lodo a utilizar

$$\text{Volumen de dilución} = \text{Profundidad sección } 8\frac{1}{2} \text{ (ft)} * 0.1 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}}$$

Fuente: CHAPARRO Nicolas y VILLAMIL Leidy.Bogotá, Ediciones: Fundación Universidad de America,2017.p.67.

Ecuación 13. Costos Volumen Total de Lodo a utilizar

$$\text{Volumen total}_{\text{zona de interés}} = \text{bbl sección } 8\frac{1}{2} + \text{bbl tanques} + \text{bbl de dilución}$$

Fuente: CHAPARRO Nicolas y VILLAMIL Leidy.Bogotá, Ediciones: Fundación Universidad de America,2017.p.67.

2.7.3.2 Cálculo de costos de fluido de perforación. Corresponde a los costos de producción del volumen de lodo requerido para la perforación del pozo. A continuación se presenta la formula correspondiente al respectivo cálculo:

Ecuación 14. Costos Volumen Total de Lodo a utilizar

Costos de volumen de Lodo a utilizar

$$= (\text{Volumen de Lodo} * \text{Costo Barril Lodo})_{\text{Primera Sección}} + (\text{Volumen de Lodo} * \text{Costo Barril Lodo})_{\text{Zona de Interés}}$$

Fuente: Elaboración Propia (2019)

2.7.3.3 Ingresos mensuales. A continuación se presentan las formulas utilizadas para el cálculo de los ingresos por producción mensual de crudo:

Ecuación 15. Producción mensual asociada al daño de formación

$$Producción(mes) = \left[(Producción_{día} * Factor Daño de Formación) * 28 \frac{días}{mes} \right]$$

Fuente: elaboración propia

Ecuación 16. Ingresos mensuales asociados al daño de formación

$$Ingresos(mes) = Producción_{mes} * Precio Barril$$

Fuente: elaboración propia

2.8 DATOS

A continuación, se describen los datos que sirvieron como insumo para llevar a cabo la metodología propuesta y el análisis de resultados.

2.8.1 Contexto geológico. El yacimiento de estudio de este proyecto se encuentra localizado en la parte central de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Su columna estratigráfica está representada por rocas que van del Paleozoico hasta el Reciente, estando la zona productora compuesta por los miembros informales C-7 y por la unidad de Arenas basales correspondientes a la Formación Carbonera. Su ambiente de sedimentación ha sido interpretado como un ambiente fluvial el cual es favorable para la presencia de hidrocarburos. El cubrimiento sísmico 3D en el bloque muestra que la estructura está definida por un monoclinal ligeramente plegado que buza hacia el suroeste con una inclinación menor a los 3°. La estructura se encuentra controlada principalmente por la morfología de un valle cavado con orientación preferencial noreste-suroeste que controla el sistema de fallas existente, afectando las secuencias estratigráficas inferiores de las unidades Intra Carbonera.⁷⁴

Por otro lado, la estructura general de la cuenca se basa en un monoclinal a todos los niveles que corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua. La Cuenca se levanta progresivamente en dirección Oeste–Sureste, siendo afectada por fallas normales e inversas con saltos variables al Oriente. Esta estructuración (monoclinales- anticlinales) sirven para la acumulación de hidrocarburos.⁷⁵

La Cuenca de los Llanos Orientales es bastante conocida a nivel petrolífero, ya que en ella se han perforado más de 1730 pozos y se encuentran 89 campos productivos algunos muy importantes como Rubiales, Caño Limón y Cusiana-Cupiagua.⁷⁶

⁷⁴ FORERO, Angélica M. Medellín; Ediciones Universidad nacional de Colombia. 2016. p. 14.

⁷⁵ FORERO, Angélica M. Medellín; Ediciones Universidad nacional de Colombia. 2016. p. 15.

⁷⁶ LOZANO, Edison y ZAMORA, Nadezha. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales Bogotá; 2014. p 19.

- Roca Fuente: Representada en las lodolitas y lodolitas calcáreas de las Formaciones que por sus características van de inmaduras a maduras. Estas formaciones son: Gachetá, Carbonera, Barco y Los Cuervos.⁷⁷
- Roca reservorio: Representada en areniscas de las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá, Une y Carbonera; todas ellas con porosidades que van del 2% al 25%, característica que proporciona elementos que las convierten en reservorios idóneos. Las porosidades más altas se encuentran al Este de la cuenca.⁷⁸
- Roca Sello: Representada en lodolitas de las formaciones León y Carbonera⁷⁹
- Trampas: Estas son de tipo estructural y se presentan básicamente cinco estilos: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales por fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y antitéticas.⁸⁰

2.8.2 Características del yacimiento. A continuación, se mostrará las propiedades físicas y petrofísicas del yacimiento, con el fin de delimitar las variables que pueden influir en el diseño del fluido de perforación.

Cuadro 6. Propiedades físicas del yacimiento

Características del Yacimiento	
Formación	Basales
Profundidad - TVD (ft)	3320
Temperatura (°F)	150
Presión Inicial	1280
Mecanismo de Producción	Acuífero Activo

Fuente: Empresa Operadora

2.8.3 Características petrofísicas del yacimiento. A continuación, se mostrará las propiedades petrofísicas del yacimiento.

⁷⁷ LOZANO, Edison y ZAMORA, Nadezha. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales Bogotá; 2014. p 19.

⁷⁸ LOZANO, Edison y ZAMORA, Nadezha. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales Bogotá; 2014. p 19.

⁷⁹ LOZANO, Edison y ZAMORA, Nadezha. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales Bogotá; 2014. p 19.

⁸⁰ LOZANO, Edison y ZAMORA, Nadezha. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales Bogotá; 2014. p 19.

Cuadro 7. Propiedades petrofísicas del yacimiento

Propiedades Petrofísicas del Yacimiento	
Espesor (ft)	80
Net Pay (ft)	40
Permeabilidad (D)	4 a 10
Porosidad (%)	28 a 29
Saturación de agua (%)	37 a 56

Fuente: Empresa Operadora

2.8.4 Propiedades fisicoquímicas del agua de formación y aceites. Para el diseño de un fluido de perforación es indispensable conocer las compatibilidades con los fluidos de la formación, debido a que este debe mantener un equilibrio. Por esta razón se mostrará las propiedades fisicoquímicas tanto del agua de formación como del aceite.

Cuadro 8. Propiedades Fisicoquímicas del agua de formación

Propiedades del agua	
Salinidad (mg/l)	1100
pH	8
Conductividad	212
Resistividad @77°F (Ohm-m)	4.72
Gravedad Específica @60/60 °F	1.0024
Total aniones (Meq)	23
Total Cationes (Meq)	24
Balance Iónico	0.027
Total Sólidos Disueltos - TDS (mg/l)	1748

Fuente: Empresa Operadora

Cuadro 9. Propiedades Fisicoquímicas del aceite

Propiedades del aceite	
Gravedad específica (°API)	11
Viscosidad @165 °F (cP)	700
Factor Volumétrico (RB/STB)	1.05
Presión de burbuja (psi)	119
Número ácido (mg KOHg)	0.7

Fuente: Empresa Operadora

2.8.5 Propiedades de las nanopartículas. La Nanosílice que se usa en este proyecto es un producto basado en sílice sintética de tamaño nanométrico. Por el

hecho de ser sintética, su nivel de pureza es extremo (el color es blanco limpio, que es el color del SiO₂ amorfo), a diferencia de la microsílíce obtenida como subproducto de otros procesos industriales. Sílice, es el nombre común que se le da al Óxido de Silicio (SiO₂), el cual se puede encontrar en diferentes formas: amorfo o cristalino, poroso y no poroso, anhidro e hidroxilado. En el Cuadro 10 se presentan las características de la nanopartícula.

Cuadro 10. Propiedades de la nanopartícula

Propiedades Nanopartículas	
Forma	Nano suspensión
Densidad @60 °F (kg/l)	0.971
Flash Point, TCC	N/A
Viscosidad @26 °C (cP)	3.9
pH	10.2
Solubilidad	Soluble en agua y en salmuera

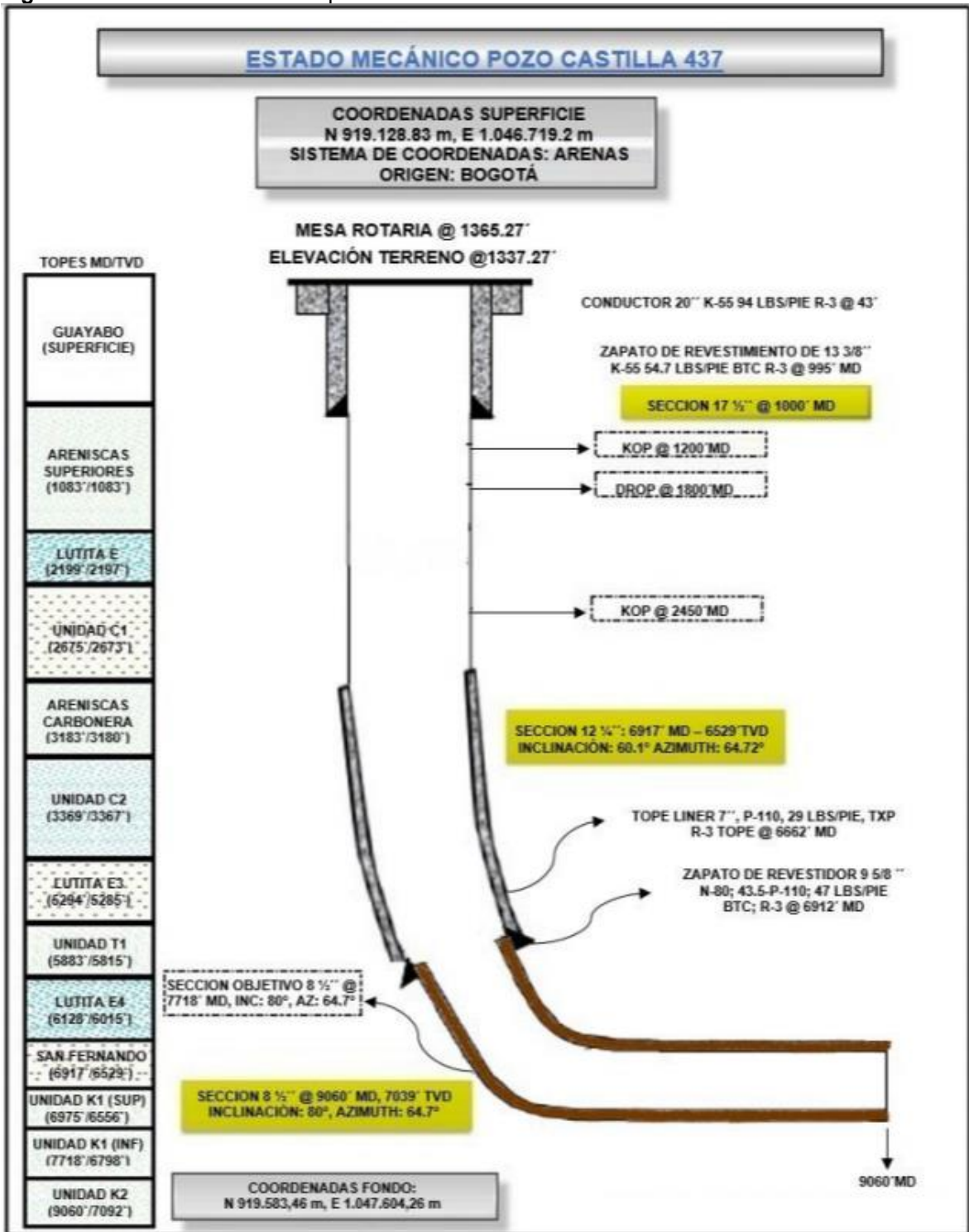
Fuente: Empresa prestadora de servicios de lodos

2.8.6 Estado mecánico del pozo. A continuación, se presenta el estado mecánico del pozo el cual servirá de base para realizar la evaluación financiera de los fluidos estudiados. El pozo consiste en dos secciones:

- Sección de 12^{1/4}: Profundidad 6917 pies (MD) y un volumen de total de 1056 bbls
- Sección de 8^{1/2} (zona de interés): Profundidad de 9060 pies (MD) y un volumen total de 517 bbls

Para la perforación de este pozo se requiere un total de 1573 barriles de fluido de perforación el cual incluye volumen total del hueco, volumen de tanques de superficie y volumen de dilución. Más información al respecto en el anexo G.

Figura 8. Estado mecánico base para la evaluación financiera



Fuente: CHAPARRO Nicolas y VILLAMIL Leidy. Bogotá, Ediciones: Fundación Universidad de America, 2017. p.67.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados fisicoquímicos experimentales obtenidos en el laboratorio para los fluidos de perforación con adición de nanopartículas a 0.25 %, 0.5% y 1% en concentración, esto con el fin de determinar la concentración más adecuada de nanopartículas para posteriormente realizar las pruebas de humectabilidad al fluido que presentó el mejor desempeño. Las pruebas físicas y químicas de los fluidos de perforación se llevaron a cabo con ayuda de la empresa de servicios de lodos en un laboratorio ubicado en Cota-Cundinamarca.

Estas pruebas se realizaron para 2 formulaciones de fluido base: la primera corresponde a un nanofluido base agua o “Lodo 1” y la segunda corresponde a otro nanofluido base agua, o “Lodo 2”, en esta última se emplea una goma xántica diferente y 1 libra por barril adicional de almidón respecto a la anterior.

A continuación, se mostrarán los resultados de todas las pruebas físicas y químicas por cada uno de los fluidos de perforación con adición de nanopartículas con respecto a las dos formulaciones anteriormente mencionadas.

Cuadro 11. Resultados de las pruebas físicas y químicas de los fluidos de perforación evaluados (sin rolar y rolados) para el Lodo 1.

Propiedades	Lodo 1 base		Lodo + 0.25%		Lodo + 0.5%		Lodo + 1%	
	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>
Lectura 600 RPM	119	-	106	59	104	58	94	57
Lectura 300 RPM	79	-	69	38	68	38	60	37
Lectura 200 RPM	62	-	54	29	52	29	48	29
Lectura 100 RPM	42	-	35	20	34	19	31	19
Lectura 6 RPM	10	-	9	6	9	6	6	6
Lectura 3 RPM	8	-	8	5	8	5	7	5
Geles 10"/10'	8/11	-	8/9	5/7	8/9	5/7	8/11	5/7
VP (cP)	40	-	37	21	36	20	34	20
YP (lb/100 ft2)	39	-	32	17	32	18	26	17
Yield Strenght (lb/100ft2)	6	-	7	4	7	4	8	4
Filtrado API (ml)	5	-	5.6	4.8	5.8	4.8	5.8	4.8
Filtrado HPHT (ml @250°F)	20	-	17	15	15	17	14	14
Pf/Mf (ml H2SO4)	-	-	-	0.09/ 0.71	-	0.09/ 0.71	-	0.09/ 0.69
Cloruros (mg/lt)	-	-	-	2190	-	2160	-	2130

Cuadro 11. (Continuación)

Propiedades	Lodo 1 base		Lodo + 0.25%		Lodo + 0.5%		Lodo + 1%	
	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>
Dureza Cálcica (mg/lit)	-	-	-	28	-	28	-	28
Spurt Loss	-	-	-	7	-	-	-	4.5
Filtrado 30 min	-	-	-	12.5	-	-	-	11
Valor PPT	-	-	-	32	-	-	-	26.5

Fuente: Empresa prestadora de servicios de lodos

Cabe mencionar que al momento de correr las pruebas para el lodo base rolado la cantidad de fluido preparado no fue suficiente por lo cual se procedió a preparar la medida faltante, sin embargo, ésta se realizó de manera errónea añadiendo 2 lb/bbl de almidón menos a lo establecido, por ende, los resultados para el lodo rolado no serán tenidos en cuenta. Además, las pruebas químicas no fueron realizadas a cabalidad debido a que mediante estas pruebas se buscaba obtener un comportamiento similar al de un estudio realizado anteriormente en el cual se utilizó un nano aditivo distinto y, por lo tanto, la empresa buscaba únicamente corroborar estos resultados.

Con respecto a los valores de filtrado PPT solo se determinaron para el caso de los lodos con 0,25% y 1 % en concentración rolados debido a que entre ellos dos hay mayor diferencia en concentración y se quería comprobar si la cantidad de concentración de nanopartículas afectaba el comportamiento de filtrado PPT.

Cuadro 12. Resultados de las pruebas físicas y químicas de los fluidos de perforación evaluados (sin rolar y rolados) del Lodo 2

Propiedades	Lodo 2 base		Lodo + 0.25%		Lodo + 0.5%		Lodo + 1%	
	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>
Lectura 600 RPM	145	123	105	98	96	99	116	110
Lectura 300 RPM	97	81	69	64	62	65	76	73
Lectura 200 RPM	76	63	59	51	48	51	59	56
Lectura 100 RPM	51	43	36	34	33	34	40	38
Lectura 6 RPM	13	11	8	8	8	8	10	10
Lectura 3 RPM	11	9	7	7	7	7	8	8
Geles 10"/10'	11/13	9/9	7/9	7/8	7/8	7/8	9/11	8/8
VP (cP)	48	42	36	34	34	34	40	37
YP (lb/100 ft²)	49	39	33	30	28	31	36	36
Yield Strenght (lb/100ft²)	9	7	6	6	6	6	6	6
Filtrado API (ml)	-	4.6	4.4	5.1	5.4	5.2	5.2	5.1
Filtrado HPHT (ml @250°F)	-	15	14	15	12	15.4	20	16.2

Cuadro 12. (continuación)

Propiedades	Lodo 2 base		Lodo + 0.25%		Lodo + 0.5%		Lodo + 1%	
	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>	<i>Sin Rolar</i>	<i>Rolado</i>
Spurt Loss	3.5	2.5	4.5	3	3.6	2.5	3	2
Filtrado 30 min	9	8.5	9	8	9.5	8	8.7	8.5
Valor PPT	21.5	19.5	22.5	19	22.6	18.5	20.4	19
Coeficiente de Lubricidad	-	-	-	-	-	-	-	-
Pf/Mf (ml H2SO4)	-	0.1/ 0.71	0.08/ 0.69	0.12/ 0.74	0.08/ 0.67	0.14/ 0.68	0.09/ 0.72	0.13/ 0.71
Cloruros (mg/lit)	-	2260	2170	2180	2160	2210	2090	2170
Dureza Cálcica (mg/lit)	-	32	28	36	24	32	32	32
Filtrado API (ml)	-	4.6	4.4	5.1	5.4	5.2	5.2	5.1

Fuente: Empresa prestadora de servicios de lodos

Acto seguido se mostrarán las lecturas reológicas sin rolar y roladas de las 2 formulaciones base y las 3 concentraciones de nanopartículas las cuales se utilizaron como base para determinar las propiedades reológicas de los fluidos y la concentración de nanopartículas más adecuada.

Cuadro 13. Lecturas reológicas del Lodo 1 sin rolar

Lodo 1 sin rolar				
Velocidad	Lodo base	Lodo + 0,25%	Lodo + 0,5%	Lodo +1%
600	119	106	104	94
300	79	69	68	60
200	62	54	52	48
100	42	35	34	31
6	10	9	9	6
3	8	8	8	7

Fuente: elaboración propia

Cuadro 14. Lecturas reológicas del Lodo 2 sin rolar

Lodo 2 sin rolar				
Velocidad	Lodo base	Lodo + 0,25%	Lodo + 0,5%	Lodo +1%
600	145	105	96	116
300	97	69	62	76
200	76	54	48	59
100	51	36	33	40
6	13	8	8	10
3	11	7	7	8

Fuente: elaboración propia

Cuadro 15. Lecturas reológicas del Lodo 2 roladas

Lodo 2 rolado				
Velocidad	Lodo base	Lodo + 0,25%	Lodo + 0,5%	Lodo +1%
600	123	98	99	110
300	81	64	65	73
200	63	51	51	57
100	43	34	34	40
6	11	8	8	10
3	9	7	7	8

Fuente: elaboración propia

3.1 PROPIEDADES REOLÓGICAS

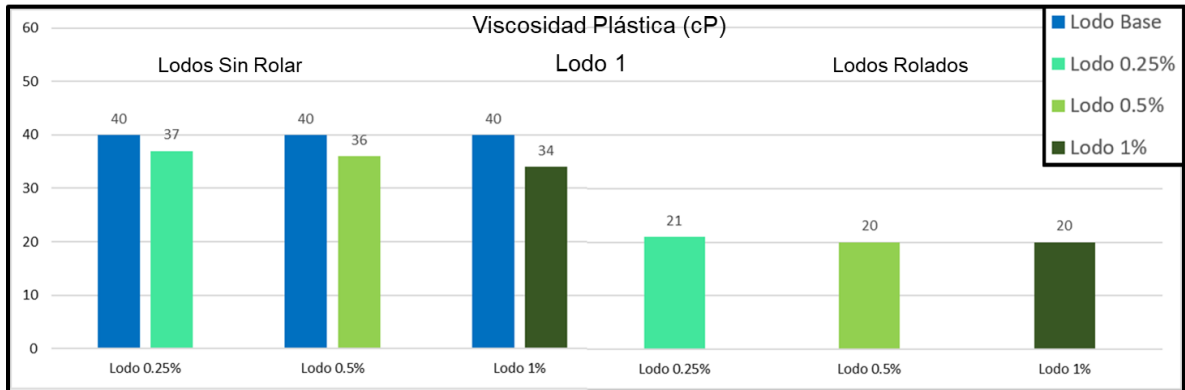
En esta parte del capítulo se hará una comparación del desempeño de las propiedades de los lodos base (Lodo 1 y 2) respecto a los lodos con adición de nanopartículas al 0,25%, 0,5% y 1% en concentración. Cabe resaltar que estos lodos se sometieron a un proceso de rolado o envejecimiento con el fin de solubilizar los aditivos y simular la circulación del lodo en la sarta de perforación donde existe una degradación mecánica y térmica de algunos aditivos.

Estas propiedades incluyen: Viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzo de gel a los 10 segundos, esfuerzo de gel a los 10 minutos.

3.1.1 Viscosidad plástica. El concepto de viscosidad plástica hace referencia a la fricción mecánica entre los sólidos, por ende, a mayor tamaño de la partículas y cantidad de sólidos se obtiene una mayor fricción.

En la gráfica 1a se puede observar que los valores de viscosidad plástica de los fluidos con nanopartículas para las 3 concentraciones son menores con respecto a los del fluido base. Estos valores disminuyen de 40 a 37 cP, para la concentración de 0,25%, de 40 a 36 cP para la concentración de 0,5% y de 40 a 34 cP para la concentración del 1%. Esto se da debido a que las nanopartículas ayudan a reducir la fricción entre los sólidos al incorporarse en los espacios libres entre partícula y partícula, lo cual permite obtener unas ROP más altas durante la perforación. Caso similar ocurre en un estudio realizado en el 2017 cuyo autor es Alejandro Bladimir, en donde hubo una reducción del 9.1% en esta propiedad, dicho autor buscaba mejorar las propiedades reológicas y de filtrado de un lodo base agua con adición de nanopartículas.

Gráfica 1a. Viscosidad plástica de los fluidos en estudio sin rolar **Gráfica 1b.** Viscosidad plástica de los fluidos rolados.



Fuente: elaboración propia

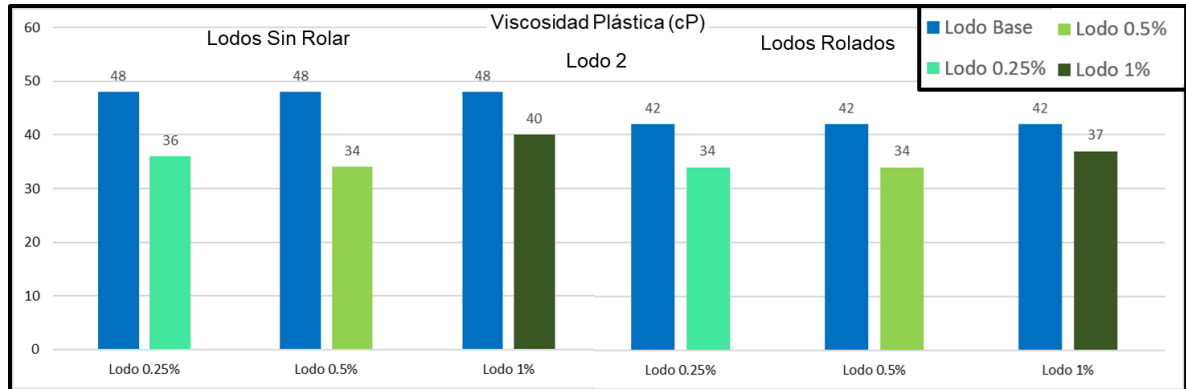
En esta propiedad se observa una variación menor al 5 % entre los nanofluidos a las 3 concentraciones, lo cual indica un comportamiento constante en la viscosidad plástica del lodo. Por esta razón es posible decir que este aditivo no genera una afectación en la reología del fluido a pesar de aumentar la cantidad de producto. Esto evitaría el uso de dispersantes con el fin de reducir las altas viscosidades generadas por la cantidad de productos adicionados en un fluido de perforación, lo que se traduce en una disminución de costos y de riesgos por problemas de pegas, aumento de torque, arrastre o de presión.

En la gráfica 1b se evidencia que los valores de viscosidad plástica de los nanofluidos al 0,25%, 0.5% y 1% caen abruptamente con respecto a los valores de los nanofluidos sin rolar. Esta caída es de un 43 % en promedio y se da debido a las altas temperaturas (200°F) a las que los fluidos fueron sometidos. Por otro lado, al comparar los valores de los 3 nanofluidos rolados se puede evidenciar una variación casi despreciable, lo cual quiere decir que los nanoaditivos como en el caso anterior (antes de rolar) no generan una afectación en la reología a pesar del aumento en la cantidad de producto.

En la gráfica 2a se puede observar que los valores de viscosidad plástica de los fluidos con nano partículas a las 3 concentraciones tienen un valor menor con respecto al fluido base, siendo este de 48 cP. Para el nanofluido al 0,25% se obtiene un valor de 36 cP, para el nanofluido al 0,5% 34 cP y un total de 40 cP para el 1%.

En este caso el fluido presenta un comportamiento constante para las dos primeras concentraciones, sin embargo, al aumentar la concentración de 0,5 a 1 % la mezcla comienza a saturarse y a precipitarse aumentado la fricción entre los sólidos, lo cual quiere decir que cuando se llega al 1% en concentración el aditivo empieza a perder sus propiedades reológicas, lo que conlleva a un gasto innecesario de producto.

Gráfica 2a. Viscosidad plástica de los fluidos en estudio sin rolar. **Gráfica 2b.** Viscosidad plástica de los fluidos rolados.



Fuente: elaboración propia

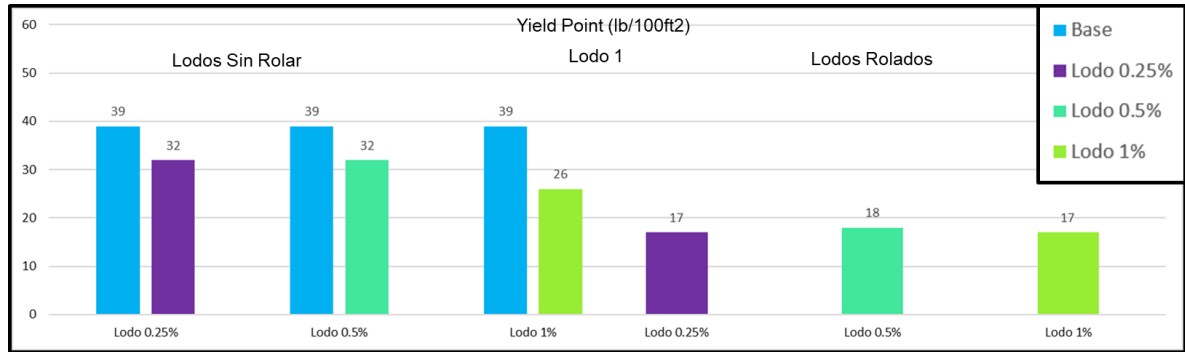
Al someter el fluido a envejecimiento se observa una caída mayor al 12% en la viscosidad plástica del fluido base (gráfica 2b) el cual pasa de 48 a 42 cP mientras que para los nanofluidos esta caída es casi despreciable. Para el 0,25% varió de 36 a 34 cP, para el 0,5% fue constante y para el 1% pasó de 40 a 37 cP. Lo anterior indica que el producto tiene una gran capacidad para mantener la reología del lodo de perforación luego de haber sido sometido a circulación en ambientes con altas temperaturas (200°F).

Finalmente se puede determinar que el fluido con 1% de adición de nanopartículas obtiene el valor más alto de viscosidad en ambas gráficas, obteniendo 40 cP en la gráfica 2a y 37 cP en la gráfica 2b.

3.1.2 Punto cedente. El punto cedente describe la capacidad de una partícula de atraer químicamente a otra. El aditivo de nanosílice al ser tan fino, no puede generar una fuerza de atracción química lo suficientemente grande como para atraer otra partícula. Al ser esta atracción tan débil se observa una pequeña reducción en los valores de los nanofluidos con respecto al del fluido base.

Este fenómeno se puede ver en la gráfica 3a pues el punto cedente de los fluidos con nanopartículas a las 3 concentraciones es menor a los del fluido base. Para los fluidos al 0,25 y 0,5 % se tiene el mismo valor del punto de cedencia el cual es 32 lb/100ft² mientras que el lodo al 1 % obtiene un valor de 26 lb/100ft² siendo este menor un 18 %. A partir de estos resultados se puede decir que el nanoaditivo a las 2 primeras concentraciones presentaría un mejor transporte de recortes fuera del espacio anular.

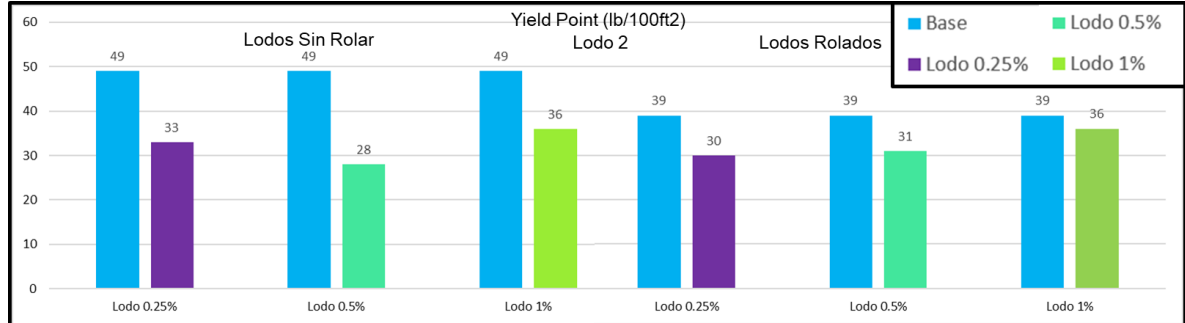
Gráfica 3a. Punto Cedente de los fluidos en estudio sin rolar. **Gráfica 3b.** Punto Cedente de los fluidos rolados.



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 3b se observa una caída abrupta del 47% en esta propiedad debido a que el fluido fue sometido a altas temperaturas (200°F) durante el proceso de rolado. De igual forma es posible evidenciar que los lodos al 0,25 y 1 % en concentración tienen el mismo valor, el cual es $17 \text{ lb}/100\text{ft}^2$, dejando como máximo valor de punto de cedencia el lodo al 0,5%, el cual es $18 \text{ lb}/100\text{ft}^2$. Esto anterior quiere decir que a esta concentración el fluido permite un mejor transporte de recortes.

Gráfica 4a. Punto Cedente de los fluidos en estudio sin rolar. **Gráfica 4b.** Punto Cedente de los fluidos rolados.



Fuente: elaboración propia

Es posible ver en la gráfica 4a que el fluido con adición de nanopartículas con el valor más alto de punto de cedencia es el de 1%, siendo este $36 \text{ lb}/100\text{ft}^2$, mientras que el valor más bajo se obtuvo con el fluido al 0,5% en concentración, el cual es de $28 \text{ lb}/100\text{ft}^2$. Al igual que el caso anterior se observa que esta propiedad cae considerablemente con respecto al fluido base ($49 \text{ lb}/100\text{ft}^2$).

De acuerdo a estos resultados es posible considerar que el nanofluido al 1% permite un mejor transporte de recortes, sin embargo, para el fluido al 0,25% se obtiene un buen valor de punto de cedencia ($33 \text{ lb}/100\text{ft}^2$) con menor cantidad de producto adicionado permitiendo así una reducción de costos por parte de la empresa.

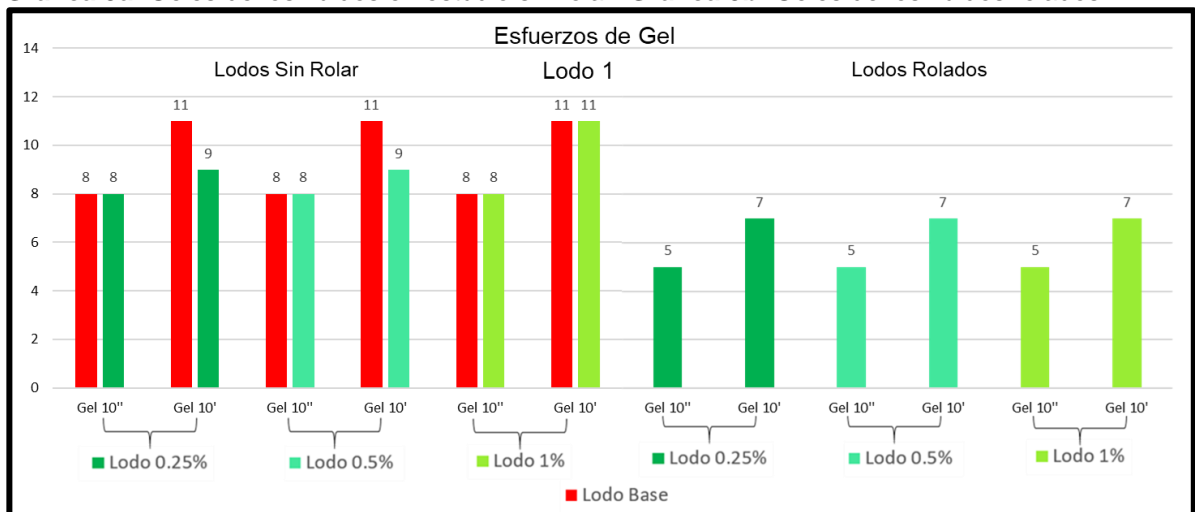
Ahora bien, en la gráfica 4b se puede observar que para el lodo al 0,25 % se obtuvo un valor de 30 lb/100ft², 31 lb/100ft² para el lodo al 0,5% y 36 lb/100ft² para el 1%. Estos valores no distan mucho del valor base (39 lb/100ft²) demostrando que el aditivo proporciona estabilidad térmica al fluido de perforación.

Como en el caso anterior, el lodo al 1% presenta un mejor desempeño en esta propiedad, no obstante, el lodo 0,25% sigue siendo la mejor elección debido a esta concentración se obtiene un comportamiento similar con menor cantidad de producto.

Por último, se puede observar que en ambas gráficas los valores del punto de cedencia de los nanofluidos son menores con respecto a los del fluido base. Para la gráfica 4a son menores un 35% en promedio mientras que para la gráfica 4b son menores un 18% en promedio. Adicionalmente al comparar los valores de los nanofluidos antes y después de rolar, no se evidencia un cambio considerable en esta propiedad, lo cual indica que el producto presenta el mismo desempeño a temperatura ambiente y yacimiento.

3.1.3 Esfuerzos de gel. En la gráfica 5a se puede observar que los valores de gel de 10 segundos y 10 minutos del fluido base son 8 y 11 respectivamente, esto refleja una tendencia del mismo a formar geles progresivos lo cual quiere decir que aumentarán a medida que pasa el tiempo. Lo anterior podría aumentar los riesgos de pega por empaquetamiento puesto que si se detiene la perforación por un tiempo extendido el fluido podría solidificarse. Tal es el caso del nanofluido al 1% el cual exhibe un comportamiento similar al lodo base.

Gráfica 5a. Geles de los fluidos en estudio sin rolar. **Gráfica 5b.** Geles de los fluidos rolados

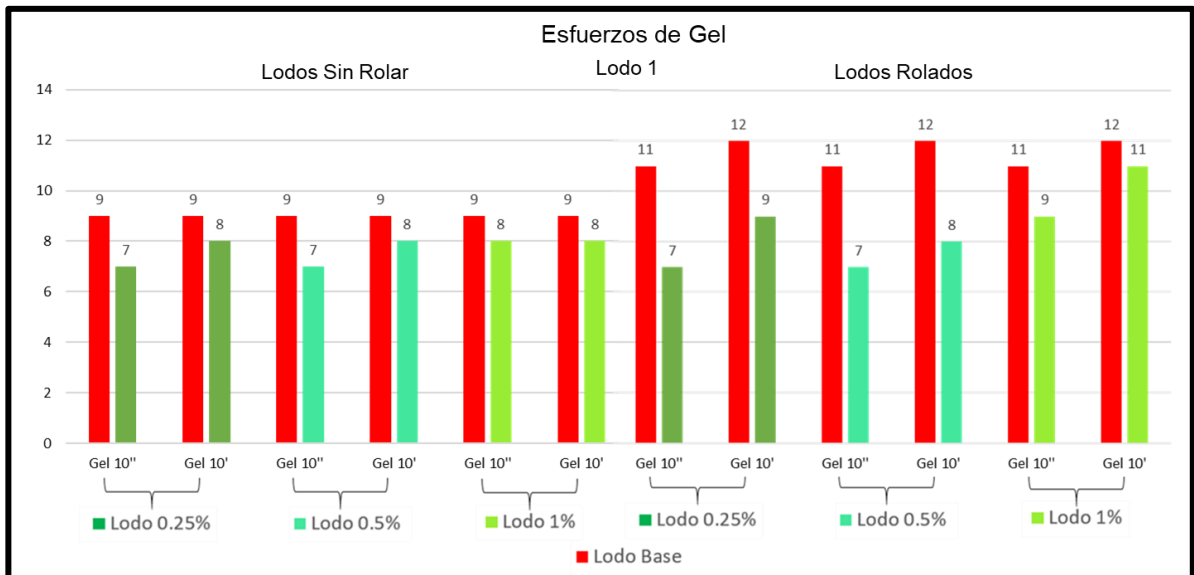


Fuente: elaboración propia

Por otro lado, los fluidos al 0,25% y 0,5% muestran un comportamiento diferente, en este caso la tendencia del lodo es a formar geles planos, es decir que se mantienen constantes a lo largo de tiempo permitiendo una buena suspensión de recortes sin generar los problemas anteriormente mencionados.

En la gráfica 5b es posible evidenciar que todos los valores de geles de los 3 nanofluidos se vieron afectados directamente por las altas temperaturas del proceso de rolado (200 °F), reduciendo su valor notablemente un 30% en promedio. Estos presentaron el mismo comportamiento independientemente de la concentración, siendo el valor de geles 10 segundos y 10 minutos para todos los nanofluidos 5 y 7 respectivamente. Por esta razón, la concentración más óptima para esta propiedad es la del 0,25%.

Gráfica 6a. Geles de los fluidos en estudio sin rolar. **Gráfica 6b.** Geles de los fluidos rolados.



Fuente: elaboración propia

En la gráfica 6a se puede observar que los geles de los nanofluidos presentan una tendencia a formar geles planos, especialmente el fluido al 1% debido a que presenta una menor diferencia entre el gel instantáneo y el de 10 minutos.

Los valores de gel de 10 segundos y 10 minutos, respectivamente, son los siguientes:

- Lodo base: 11 y 12
- Lodo 0.25%: 7 y 9
- Lodo 0.5%: 7 y 8
- Lodo 1%: 7 y 9

Como se puede ver en la gráfica los nanofluidos al 0,25 y 0,5% presentan el mismo comportamiento en esta propiedad, presentando valores de 7 y 8 respectivamente. Por otro lado, el fluido al 1% exhibe el mejor comportamiento de geles debido a que se obtuvo el mismo valor (8) para las dos lecturas.

Al igual que el lodo base, los nanofluidos tienden a formar geles planos. Sin embargo, el lodo más viable técnica y económicamente es el nanofluido al 0,25% debido a que presenta geles constantes con menor cantidad de producto.

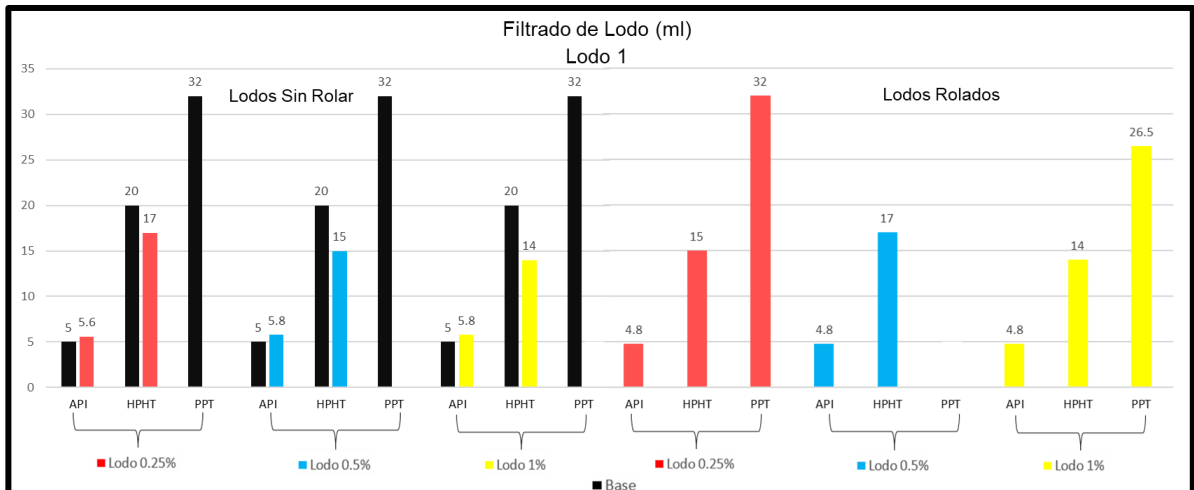
Con base en lo anterior se ratifica que el fluido más óptimo en cuanto a reología es el Lodo 2 con adición de 0.25% en nanopartículas. Esta concentración exhibe una perdurabilidad en la viscosidad del fluido de perforación independientemente de las altas temperaturas presentando geles planos a lo largo de tiempo y, a su vez, representa un ahorro en cuanto a cantidad de aditivo utilizado respecto a los otros nanofluidos.

Por otra parte, al adicionar CAL o algún estabilizador térmico a un fluido de perforación se puede lograr que la viscosidad del mismo se mantenga constante a lo largo del tiempo. Al existir perdurabilidad en la viscosidad del nanofluido se evita el uso de estos aditivos, reduciendo costos.

3.2 PROPIEDADES DE FILTRADO

3.2.1 Primera formulación. En la siguiente gráfica se presentan los resultados correspondientes a las pruebas de filtrado realizadas a los lodos preparados a partir de la primera formulación o “Lodo 1”.

Gráfica 7a. Filtrado de los fluidos en estudio sin rolar. **Gráfica 7b.** Filtrado de los fluidos rolados.



Fuente: elaboración propia

3.2.1.1 Filtrado API. En la gráfica 7a se puede observar como el filtrado para los 3 nanofluidos aumenta con respecto al fluido base siendo este de 5 ml. Para el fluido al 0,25% se obtiene un valor de 5.6 ml, para el de 0,5% y 1% se obtiene un valor de 5,8 ml. A partir de los anteriores resultados se puede decir que el nanoaditivo a condiciones de temperatura ambiente y 100 psi no está ayudando a reducir el filtrado.

Con respecto a la gráfica 7b se puede evidenciar que los 3 valores de los nanoaditivos son los mismos, es decir, que a pesar del aumento en la cantidad de producto el control de filtrado API va a ser el mismo. Ahora bien, al compararlos con los valores de los nanoaditivos sin rolar se puede evidenciar que hay una reducción de filtrado del 17%, lo cual quiere decir que el nanoaditivo tiene mejor desempeño cuando es sometido a altas temperaturas (200°F).

3.2.1.2 Filtrado HPHT. En la gráfica 7a es posible evidenciar cómo el filtrado de los 3 nanofluidos es menor al valor del lodo base, el cual filtró un total de 20 ml. Para el fluido al 0,25% se obtuvo un valor de 17 ml, para el de 0,5% se obtuvo 15 ml y finalmente para la concentración de 1% se obtuvo 14ml.

En base a los resultados anteriores se puede deducir que los nanoaditivos ayudan a reducir el filtrado a condiciones de alta presión (500 psi) y alta temperatura (250°F), principalmente en el fluido al 1%.

Caso similar ocurre en la gráfica 7b en la cual los filtrados presentan una variación despreciable después del proceso del rolado debido a que la temperatura de esta prueba es 50 °F inferior a la de Filtrado HPHT y, por lo tanto, no se genera cambio alguno con el procedimiento de envejecimiento.

3.2.1.3 Filtrado PPT. Al hablar de filtrado es necesario tener en cuenta que la prueba de taponamiento por partículas (PPT) es la más importante ya que representa el comportamiento del fluido en la zona de interés. Como es sabido, simula un diferencial de presión de 1000 PSI a una temperatura de 20 °F el cual es generado cuando se llega a la zona de interés.

A mayor presión se presenta una mayor tendencia a filtrarse fluido en la formación por lo cual es vital el control de filtrado para evitar pérdidas inducidas. Esta prueba fue realizada con un disco de aloxita de 40 micrones. Entre más grande sea el tamaño de los poros de este disco habrá una mayor tendencia a que se genere más pérdida permitiendo una mejor evaluación del comportamiento del lodo ya que se asimila una formación permeable.

En la gráfica anterior puede ser observado cómo el filtrado obtenido del fluido al 0.25% rolando es el mismo que el obtenido previamente para el fluido base sin rolar. Esto anterior sucede debido a que se manejan las mismas condiciones de temperatura que las utilizadas durante el proceso de envejecimiento en la cual se

emplea una temperatura de 250°F y, adicionalmente, es posible percibir como la adición del nanoaditivo a esta concentración no está generando un cambio en el filtrado de lodo.

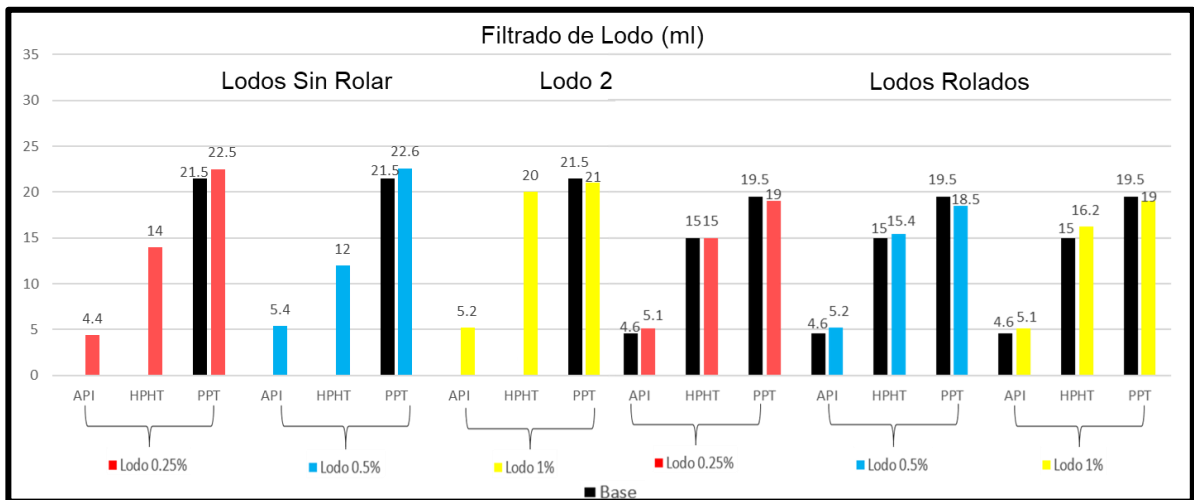
Por otro lado, se puede ver como en la gráfica 7b el nanofluido al 1% presentó una reducción del 17% en esta propiedad respecto al fluido base, pues pasó de 32 ml 26,5 ml. A partir de este resultado se evidencia que al aumentar la cantidad nanopartículas se reduce el filtrado a condiciones de 1000 psi y 250 °F.

3.2.2 Segunda formulación. A continuación, se presentan los resultados correspondientes a las pruebas de filtrado realizadas a los lodos preparados a partir de la segunda formulación o “Lodo 2”.

3.2.2.1 Filtrado API. En la gráfica 8b se puede observar que los filtrados de los nanofluidos a las 3 concentraciones son superiores al del fluido base, el cual tiene un valor de 4,6 ml. Para los fluidos al 0,25 % y 1% se obtiene un valor de 5,1ml mientras que para el fluido al 0,5% un valor de 5,2ml. Como el caso anterior, se puede evidenciar que los nanoaditivos después del procedimiento de rolado no controlan el filtrado ya que este aumenta con respecto al valor base. Aunque este no es el resultado esperado, estas condiciones no se toman en cuenta debido a que no se asemejan a las condiciones de la zona de interés.

Por otro lado, en la gráfica 8a los valores del filtrado API a las concentraciones de 0.5% y 1% se asemejan a los de la gráfica 8b, tendiendo a disminuir levemente. Esto quiere decir que la temperatura del envejecimiento no afecta directamente el fluido ya que se pasó de temperatura ambiente a la temperatura de rolado (200°F) sin generar cambios significativos en el filtrado del lodo.

Gráfica 8a. Filtrado de los fluidos en estudio sin rolar. **Gráfica 8b.** Filtrado de los fluidos rolados



Fuente: elaboración propia

3.2.2.2 Filtrado HPHT. En la gráfica 8b se puede evidenciar que el filtrado del fluido al 0,25% tiene el mismo valor que el fluido base, el cual es de 15ml, mientras que para las concentraciones de 0,5 y 1 % este valor aumenta a 15,4 ml y 16,2 respectivamente. A partir de dichos resultados se puede evidenciar que al incrementar la concentración del nanoaditivo el filtrado aumenta y por lo tanto a estas condiciones de presión (500 psi) y temperatura (250°F) el aditivo no controla el filtrado.

Por otro lado, al comparar las gráficas 8a y 8b se puede ver una reducción de filtrado en el nanofluido al 1% después de haber sido sometido al proceso de rolado a 200°F durante 12 horas, esto quiere decir que a esta concentración el fluido tiene un buen desempeño ante una extensa exposición del mismo a altas temperaturas.

3.2.2.3 Filtrado PPT. En la gráfica 8a se puede percibir que para los lodos al 0,25 y 0,5 % en concentración el valor de PPT es mayor al del fluido base, siendo este 21,5 ml. Para el fluido 0,25% aumentó a 22,5 ml y para el 0,5% a 22,6 ml, caso contrario ocurre en el lodo al 1% ya que este valor disminuyó a 21 ml. Con base en lo anterior se puede inferir que aumentando la concentración de aditivo se puede llegar a controlar el filtrado en la zona de interés.

Por otro lado, en la gráfica 8b se observa que los filtrados en los nanofluidos son menores con respecto al valor PPT del fluido base el cual es 19,5ml. Para el fluido al 0,25% este valor disminuyó a 19 ml, 18,5 ml para el 0.5% y 19 ml para el 1%. Teniendo en cuenta lo anterior, el fluido que mejor controla el filtrado en la zona de interés es el de 0,5%.

Es común que a altas temperaturas la tendencia de los fluidos sea la de generar una mayor cantidad de filtrado ya que a estas condiciones este se hace más fino o menos viscoso, por lo tanto, entre más espeso sea el fluido este filtrará una menor cantidad de fluido hacia la formación. Aunque el fluido no incrementa la viscosidad, este mantiene el filtrado. Por ende, los resultados expuestos de filtrado son satisfactorios, ya que muestran la capacidad del fluido de mantener el filtrado al someterse a grandes cambios de temperatura.

A partir de estos resultados es posible deducir que el nanoaditivo tiene mejor desempeño en prolongados tiempos de exposición (12 horas) a altas temperaturas (200°F).

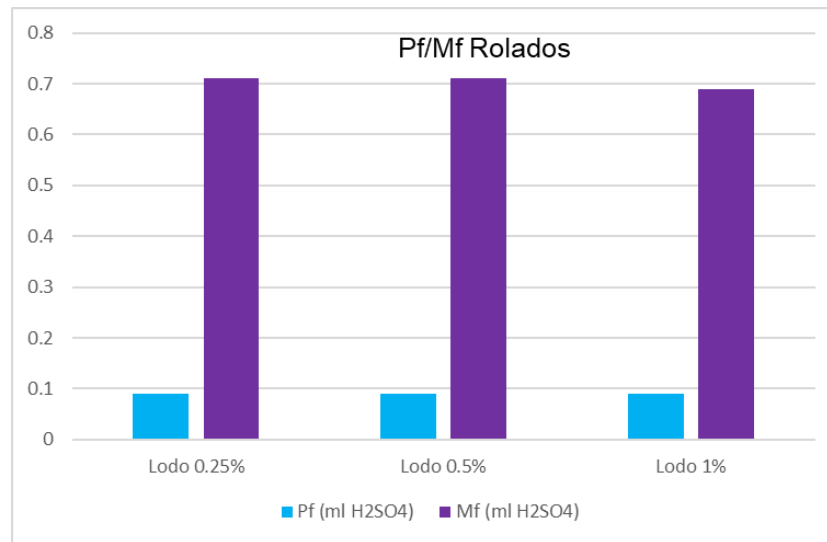
3.3 PRUEBAS QUÍMICAS

De acuerdo al reporte RE-019-049 realizado por la ingeniera de turno para la formulación del primer lodo solo fueron efectuadas las pruebas de alcalinidad Pf, Mf, Cloruros y Dureza Cálctica para los nanofluidos rolados.

3.3.1 Lodo 1. A continuación, se presentan los resultados de las pruebas químicas efectuadas al lodo 1:

3.3.1.1 Alcalinidad. Para los 3 nanofluidos los valores de alcalinidad de filtrado fueron los siguientes: 0.71 ml, 0.71 ml y 0.69 ml de Ácido Sulfúrico. A simple vista puede observarse cómo a pesar del aumento en la concentración del nanoaditivo la alcalinidad del filtrado sigue siendo la misma. Esto pues, indica que el nanosílice no tiene efecto alguno en el pH del fluido de perforación garantizando la no reactividad del mismo.

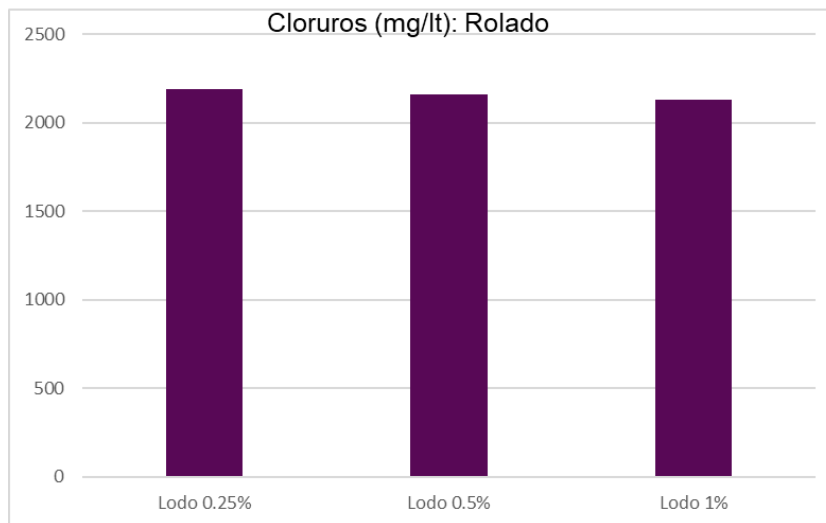
Gráfica 9. Alcalinidad de filtrado del Lodo 1 rolado



Fuente: elaboración propia

3.3.1.2 Cloruros. En la gráfica 10 puede ser observado cómo la concentración de cloruros del fluido de perforación tiende a disminuir ligeramente conforme se aumenta la cantidad de nanosílice, siendo estos valores 2190, 2160 y 2130 mg/lit de Nitrato de Plata respectivamente. Esta variación es tan pequeña que es insignificante, por lo tanto, es posible considerar que al igual que en el ensayo anterior el nanoaditivo no genera un efecto adverso sobre el desempeño químico del lodo de perforación.

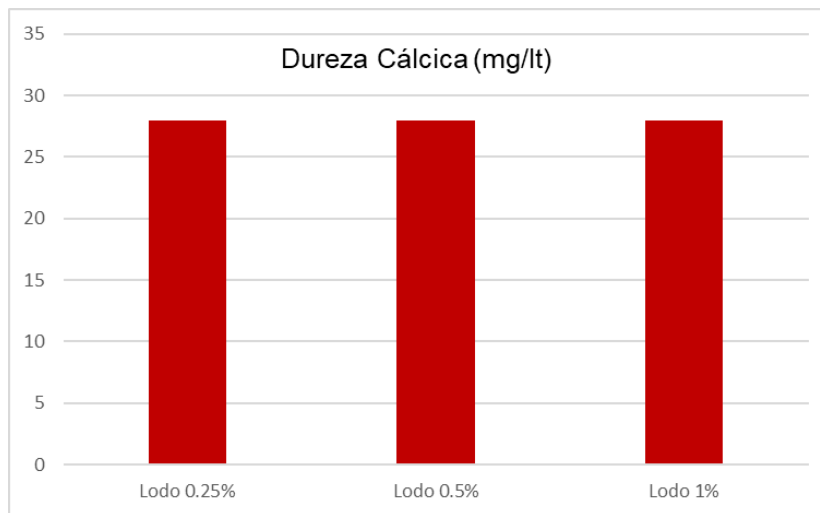
Gráfica 10. Cantidad de cloruros Lodo 1 rolado



Fuente: elaboración propia

3.3.1.3 Dureza cálcica. El valor de Dureza para las 3 concentraciones es de 28 mg/lit de EDTA. Evidentemente es un comportamiento constante y ratifica lo dicho anteriormente respecto a la no reactividad química del nanoaditivo.

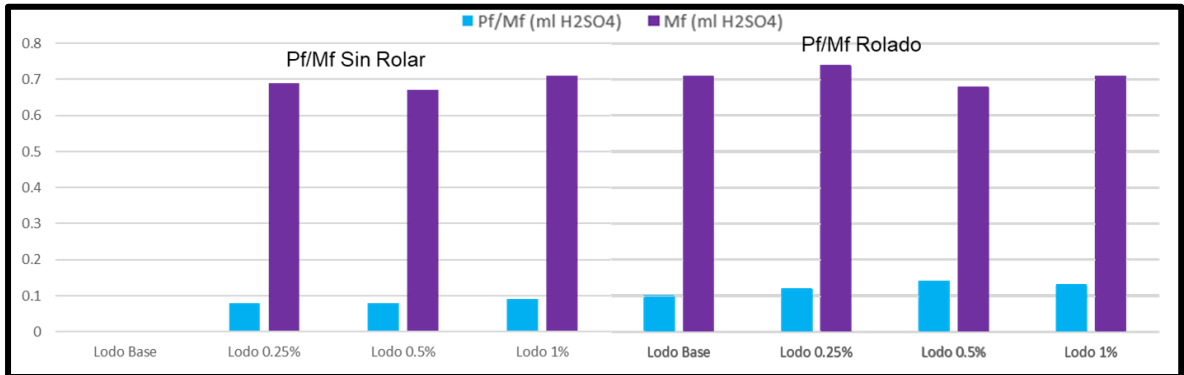
Gráfica 11. Dureza cálcica Lodo 1 rolado



Fuente: elaboración propia

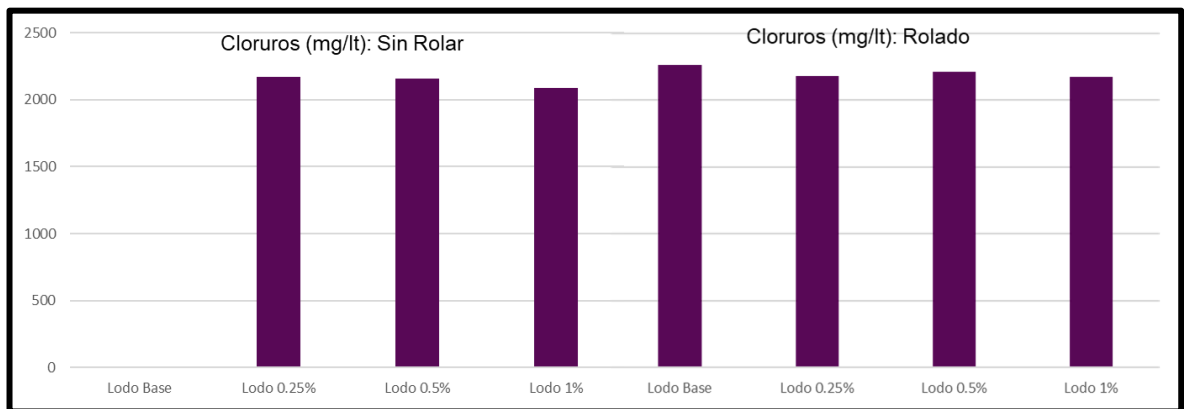
3.3.2 Lodo 2. A continuación, se presentarán los resultados de las pruebas químicas para el lodo (sin rolar y rolado):

Gráfica 12a. Alcalinidad de filtrado del Lodo 1 sin rolar. **Gráfica 12b.** Alcalinidad de filtrado del Lodo 1 Rolado.



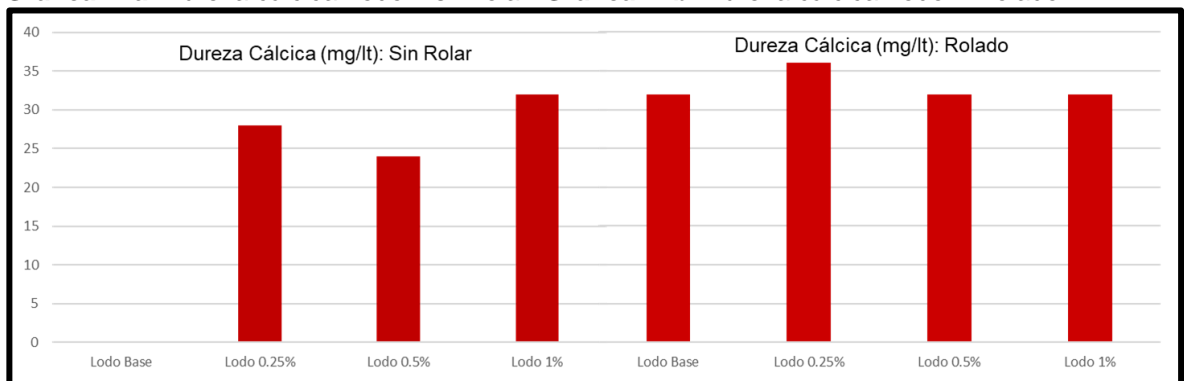
Fuente: elaboración propia

Gráfica 13a. Cantidad de cloruros Lodo 1 sin rolar. **Gráfica 13b.** Cantidad de cloruros Lodo 1 Rolado.



Fuente: elaboración propia

Gráfica 12a. Dureza cálcica Lodo 1 sin rolar. **Gráfica 12b.** Dureza cálcica Lodo 1 Rolado.



Fuente: elaboración propia

3.3.2.1 Alcalinidad. En la gráfica 12 se observa como al igual que en la primera formulación los valores de alcalinidad de lodo se comportan de manera constante, siendo estos 0.69, 0.67 y 0.71 ml de Ácido Sulfúrico para las 3 concentraciones (0.25%, 0.5% y 1%) respectivamente. Después de haber sometido el fluido a altas temperaturas por un tiempo prolongado, no se observaron cambios considerables en los valores de alcalinidad del fluido siendo estos: 0.71 ml de Ácido Sulfúrico para el lodo base, 0.74 ml de Ácido Sulfúrico para el lodo a 0.25%, 0.68 ml de Ácido Sulfúrico para el lodo a 0.5% y finalmente 0.71 ml de Ácido Sulfúrico para el lodo a 1%. Esto anterior indica que el nanoactivo conserva su no reactividad química ante el efecto de altas temperaturas.

3.3.2.2 Cloruros. La cantidad de iones de cloro disueltos en el filtrado de lodo para los lodos preparados a partir de la segunda formulación sin rolar son constantes, estos son: 2170, 2160 y 2090 mg/lit de Nitrato de Plata para las concentraciones de 0.25%, 0.5% y 1%. Al igual que el ensayo anterior, al someter el lodo al proceso de rolado este no se ve afectado químicamente por los cambios de temperatura, obteniéndose así valores de: 2180, 2210 y 2170 mg/lit de Nitrato de Plata. Estos valores no distan mucho del valor del lodo base, 2260 mg/lit, por lo cual se puede considerar que el nanofluido mantiene las propiedades del lodo base.

3.3.2.3 Dureza Cálcica. Para los nanofluidos sin rolar se obtuvieron valores de Dureza Cálcica de 28 mg/lit de EDTA para la concentración de 0.25%, 24 mg/lit de EDTA para la concentración de 0.25% y 32 mg/lit de EDTA para la concentración de 0.25%. Después del proceso de rolado se obtienen valores de 32 para los fluidos base, 0.5% y 1% y finalmente 36 mg/lit de EDTA para el nanofluido a 0.25%. El comportamiento del fluido para esta propiedad es constante tanto antes como después de rolado.

3.4 ELECCIÓN DEL MEJOR LODO

Al comparar estas dos formulaciones es claro que el Lodo 2 tiene un mejor control de filtrado con respecto al Lodo 1, esto debido a que muestra mejores valores de filtrado debido a que al haber una mayor concentración de almidón este se estabiliza durante prolongados tiempos de exposición y esto sumado al efecto del nanoactivo el cual se incorpora en los espacios libres de las partículas de almidón, se genera un mejor sello de cara a la formación.

De igual manera se determinó que el lodo 2 maneja mejores valores en base al cuadro 20, el cual ilustra los rangos óptimos de control de filtrado para un fluido de perforación según la empresa de servicio de lodos.

Cuadro 20. Rangos óptimos de los valores de filtrado para un fluido de perforación

Rangos óptimos para el filtrado	
Propiedad	Rango
Filtrado API	menor a 6 ml
Filtrado HPHT	menor a 18 ml
Filtrado PPT	menor a 20 ml

Fuente: Empresa prestadora de servicio de lodos

Desde el punto de vista de la empresa, la cual busca tener un buen control de filtrado y una buena reología para la perforación de pozos en el campo de crudo pesado, se puede concluir que la concentración más viable es la del 1%. A pesar de que las concentraciones de 0.25 y 0.5% presentaban una mejor reología, el filtrado del nanofluido 1% fue mejor.

Con base a los resultados de las pruebas químicas es posible concluir que tanto la alcalinidad, dureza cálcica, conductividad y cantidad de cloruros de filtrado de lodo se ve apenas afectada por el cambio en la concentración de nanopartículas de nanosílice y, a su vez, permanece estable ante la exposición prolongada de la temperatura. Este resultado es apropiado, debido a que según la teoría las nanopartículas no reaccionan químicamente y, por lo tanto, las dos formulaciones expuestas cumplen con los requerimientos de la empresa.

Al evaluar el desempeño físico y químico de los lodos formulados es posible concluir que el Lodo 2 con adición de 1 % de Nanosílice Amorfa cumple con lo esperado.

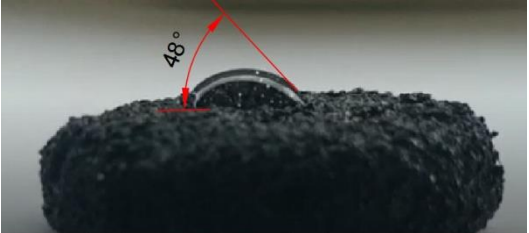
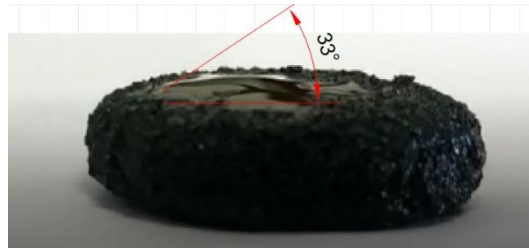

3.5 PRUEBAS DE HUMECTABILIDAD

Culminada la evaluación química y física del lodo, 600 ml de filtrado API fueron extraídos del Lodo 2 con adición de 1% de Nanosílice Amorfa para su correspondiente evaluación de humectabilidad en laboratorio.

Con el fin de realizar en análisis de la humectabilidad se tomó como referencia el Cuadro 1 ubicado en el marco teórico y a partir de este se establece la mojabilidad de los núcleos evaluados a continuación:

3.5.1 Humectabilidad al aceite con gota de filtrado. En la figura 8 se puede observar que el ángulo de contacto es de 132° ($180^\circ - 48^\circ$ para rocas humectadas al petróleo) y a partir de este dato se puede rectificar la afinidad del núcleo hacia el petróleo.

Cuadro 21. Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al aceite con gota de filtrado

Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al aceite con gota de filtrado	
Roca Humectada al Aceite	Condiciones
<p>Figura 9. Ángulo de contacto filtrado-aceite antes del filtrado</p> 	<p>Antes del Filtrado</p> <p>Temperatura y Presión Ambiente</p>
<p>Figura 10. Ángulo de contacto filtrado-aceite después de remojo a 60°C</p> 	<p>Remojo en filtrado por 6 horas</p> <p>60 °C de Temperatura y Presión Atmosférica</p>
<p>Figura 11. Ángulo de contacto filtrado-aceite después de remojo a 70°C y 100 PSI</p> 	<p>Remojo en filtrado por 6 horas</p> <p>70 °C de Temperatura y 100 PSI de Presión</p>

Fuente: elaboración propia

Al observar el ángulo de contacto de la figura 9 se evidencia un aumento en el valor del mismo, de 132° a 147°, de lo cual se puede inferir que el filtrado de lodo está generando una alteración en la mojabilidad del núcleo haciéndolo más afín al petróleo, favoreciendo el flujo del filtrado a lo largo de la roca.

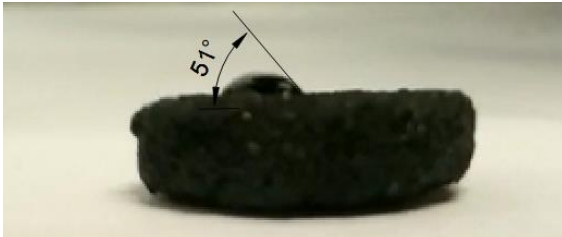

Al someter el tapón a 100 PSI y 70°C se favorece la extensión del filtrado a lo largo del núcleo, desplazando los fluidos adheridos a la roca. Sin embargo, al revisar el ángulo de contacto se evidencia un aumento del mismo a 152°, siendo la roca mucho más a fin al crudo demostrando que el filtrado no está realizando la alteración de la mojabilidad de la roca esperada.

3.5.2 Humectabilidad al agua con gota de petróleo. La figura 11 muestra que el núcleo presenta una mojabilidad al petróleo, cuyo ángulo de contacto es de 129°. Al remojar el núcleo en filtrado a 60°C se observa un aumento del ángulo de contacto la gota de petróleo a 144° provocando una mayor afinidad de la roca hacia el aceite (figura 12).

Al someter el plug a temperatura de yacimiento y 100 PSI de presión, se observa que el ángulo de la gota vuelve a aumentar, esta vez a 157°, ratificando que el filtrado probablemente estaría generando una mayor afinidad de la roca al crudo. Esto sucede porque el filtrado desplaza el hidrocarburo originalmente adherido a la roca, generando espacios vacíos, los cuales son ocupados por el aceite que ingresa al núcleo (figura 13).

Por lo tanto se puede decir que el Lodo 2 + 1 % de Nanosílice Amorfa no es ideal para perforar yacimientos mojados por crudo debido a que favorecería el desplazamiento del agua a través del mismo. Para ello sería recomendable perforar con un lodo convencional y utilizar tratamientos para estimular el flujo de petróleo en este tipo de yacimientos.

Cuadro 22. Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al aceite con gota de aceite

Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al aceite con gota de aceite	
Roca Humectada al Aceite	Condiciones
<p>Figura 10. Ángulo de contacto aceite-aceite antes del filtrado</p> 	<p>Antes del Filtrado</p> <p>Temperatura y Presión Ambiente</p>
<p>Figura 11. Ángulo de contacto aceite-aceite después de remojo a 60°C</p> 	<p>Remojo en filtrado por 6 horas</p> <p>60 °C de Temperatura y Presión Atmosférica</p>

Cuadro 22. (Continuación)


Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al aceite con gota de aceite	
Roca Humectada al Aceite	Condiciones
<p>Figura 12. Ángulo de contacto aceite-aceite después de remojo a 70°C y 100 PSI</p> 	<p>Remojo en filtrado por 6 horas</p> <p>70 °C de Temperatura y 100 PSI de Presión</p>

Fuente: elaboración propia


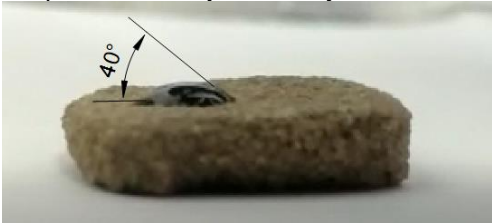
3.5.3 Humectabilidad al agua con gota de petróleo. En la figura 14 se puede observar que el núcleo no tiene afinidad al petróleo, ya que esta roca presenta un ángulo de contacto menor a 75°, según el Cuadro 1, teniendo este ángulo un valor de 32°. Al sumergir el núcleo en filtrado se observa que este altera la mojabilidad de la roca, haciéndola en este caso más afín al petróleo, lo cual no cumple con el resultado esperado debido a que este hidrocarburo estaría ocupando los espacios porosos de la roca, perjudicando la producción en superficie (figura 15).

Sin embargo, al observar la figura 16 se evidencia un aumento en el ángulo de contacto de la gota de petróleo con la roca a 40°. Esto demuestra que la presión está favoreciendo la distribución interna del filtrado a lo largo de la superficie de la roca y por lo tanto, el hidrocarburo tendría menos espacio para incorporarse dentro de la roca. Por lo tanto es posible inferir que el filtrado del Lodo 2 + 1 % de Nanosílice Amorfa está satisfactoriamente mejorando la mojabilidad de la roca.

Cuadro 23. Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al agua con gota de aceite

Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al agua con gota de aceite	
Roca Humectada al Agua	Condiciones
<p>Figura 14. Ángulo de contacto aceite-agua antes del filtrado</p> 	<p>Antes del Filtrado</p> <p>Temperatura y Presión Ambiente</p>

Cuadro 23. (Continuación)

Cambio del ángulo de contacto de la roca humectada al agua con gota de aceite	
Roca Humectada al Agua	Condiciones
<p>Figura 15. Ángulo de contacto aceite-agua después de remojo a 60°C</p> 	<p>Remojo en filtrado por 6 horas</p> <p>60 °C de Temperatura y Presión Atmosférica</p>
<p>Figura 16. Ángulo de contacto aceite-agua después de remojo a 70°C y 100 PSI</p> 	<p>Remojo en filtrado por 6 horas</p> <p>70 °C de Temperatura y 100 PSI de Presión</p>

Fuente: elaboración propia

3.6 ANÁLISIS FINANCIERO

En esta sección se determinará la viabilidad financiera a partir de los indicadores financieros Tasa Interna de Retorno (TIR) Y Valor Presente Neto (VPN). Para llevar a cabo dicha determinación se realizará una comparación en costos del lodo actualmente usado en el campo y el lodo con mejor desempeño a nivel de laboratorio (Lodo 2 + 1% nano sílice amorfa).

En los cuadros 24 y 25 se mostrarán los costos de cada producto para la formulación de lodo actualmente usado en el campo, y el lodo con adición de nanopartículas escogido.

Cuadro 24. Precios de los productos para la formulación del lodo actualmente usado

Lodo actualmente usado			
Producto	Concentración	Presentación	Precio (USD)
Almidón	6 lpb	25 lb	2100
Goma Xántica	0,8 lpb	55 lb	
Bactericida	0,02%	5 gal	
Amina	0.20%	55 gal	

Cuadro 24. (Continuación)

Lodo actualmente usado			
Producto	Concentración	Presentación	Precio (USD)
Puenteantes: 1,2,3,4 y 5	5 lpb	110 lb	40
Surfactante	0.08 gpb	5 gal	440
Desespumante	0.2 gpb	5 gal	

Fuente:Frontera Energy

Cuadro 25. Precios de los productos para la formulación del lodo con nanopartículas escogido

Lodo con nanopartículas escogido			
Producto	Concentración	Presentación	Precio (USD)
Almidón	6 lpb	25 lb	2100
Goma Xántica	0,8 lpb	55 lb	
Bactericida	0,02%	5 gal	
Amina	0.20%	55 gal	
Puenteantes: 1,2,3,4 y 5	5 lpb	110 lb	40
Surfactante	0.08 gpb	5 gal	440
Desespumante	0.2 gpb	5 gal	
Nanosílice	1% vol	25 lb	40

Fuente:Frontera Energy

3.6.1 Evaluación financiera. Para darle cumplimiento al objetivo 6 del proyecto se realizará una comparación entre el costo del fluido usado actualmente por la empresa FRONTERA ENERGY y el fluido propuesto a base de nanotecnología. Esta comparación se realizará mediante la metodología de valor presente neto por un periodo de 1 año evaluado mensualmente y mediante la tasa interna de retorno.

Los costos de cada fluido para la perforación total del pozo se calcularon de la siguiente manera:

3.6.1.1 Análisis de costos. A partir de la ecuación 8 y utilizando los cuadros 24 y 25 se realiza el cálculo de los costos de cada aditivo para las dos formulaciones. En los cuadros 26 y 27 se presenta los resultados:

Cuadro 26. Costo de formulación del fluido actualmente usado.

Lodo actualmente usado		
Producto	Concentración	Costo (USD)
Almidón	6 lpb	9
Goma Xántica	0,8 lpb	2
Bactericida	0,02%	1
Amina	0.20%	3
Puenteante	5 lpb	1
Puenteante	15 lpb	2
Puenteante	15 lpb	2
Puenteante	3 lpb	1
Surfactante	0.08 gpb	5
Desespumante	0.2 gpb	5
COSTO TOTAL BARRIL:		31

Fuente: elaboración propia

Cuadro 27. Costo de formulación del fluido con nanopartículas escogido

Lodo 2 + 1% nanopartícula		
Producto	Concentración	Costo (USD)
Almidón	7 lpb	11
Goma Xántica	0.8 lpb	6
Amina	0.20%	3
Puenteante	5 lpb	1
Puenteante	15 lpb	2
Puenteante	15 lpb	2
Puenteante	3 lpb	1
Surfactante	0.08 gpb	5
Desespumante	0.2 gpb	5
Nanopartícula	1%	4
COSTO TOTAL BARRIL:		40

Fuente: elaboración propia

3.6.1.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO). La tasa de interés que determina el operador del campo es del 12% efectivo anual y esta se convierte a tasa efectiva mensual mediante la ecuación 8:

$$i_p = (1 + 0.12)^{1/12} - 1 = 0.009488793 \times 100 = 0.95\%$$

3.6.1.3 Valor presente neto de los fluidos estudiados. Para este análisis se tendrá en cuenta que los fluidos evaluados serán usados para la perforación de la zona de interés, esto incluye: volumen de zona de interés.

El volumen de lodo de la sección de 8^{1/2} (zona de interés) es de 151 barriles. Con base a este valor se procede a calcular el volumen total el cual incluye adicionalmente el volumen de dilución y el volumen de tanques en superficie.

A partir de la ecuación 11 se realiza el cálculo de volumen de tanques en superficie:

$$\text{Volumen tanques en superficie} = 151 \text{ bbls} * 1$$

$$\text{Volumen tanques en superficie} = 151 \text{ bbls}$$

Por otra parte, se calcula el volumen de dilución de la zona de interés a mediante la ecuación 12:

$$\text{Volumen de dilución} = 2143 \text{ fts} * 0.1 \frac{\text{bbl}}{\text{ft}}$$

$$\text{Volumen de dilución} = 215 \text{ bbls}$$

Y, finalmente, se calcula el volumen total de lodo para la zona de interés a partir de la ecuación 13:

$$\text{Volumen total zona de interés} = 151 \text{ bbls} + 151 \text{ bbls} + 215 \text{ bbls}$$

$$\text{Volumen total zona de interés} = 517 \text{ bbls}$$

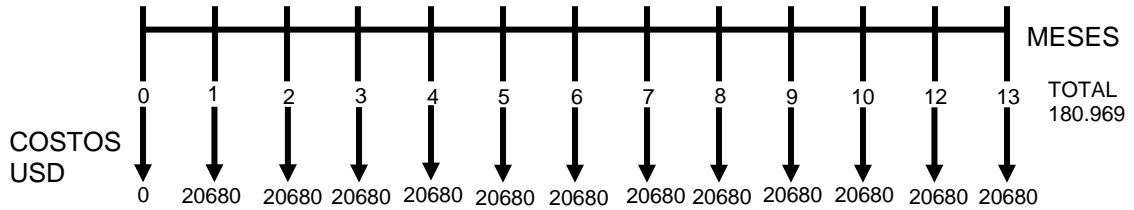
Teniendo esto en cuenta, se procede a realizar el cálculo del Valor Presente Neto:

- **Fluido de perforación actualmente utilizado (lodo base).** A continuación se realiza el procedimiento para hallar el valor presente neto del fluido. Con base en el costo de producción de un barril de lodo base (cuadro 26) se determina que para 517 barriles de lodo se necesitan 16.027 USD. Teniendo en cuenta lo anterior y la ecuación 9 se obtiene :

$$\begin{aligned} \text{VPN}_{0.009488793} &= -[16027 \times (1 + 0.009488793)^{-1}] - [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-2}] \\ &- [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-3}] - [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-4}] \\ &- [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-5}] - [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-6}] \\ &- [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-7}] - [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-8}] \\ &- [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-9}] - [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-10}] \\ &- [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-11}] - [16027 \times (1 + 0.009488793)^{-12}] \\ &= -180.969 \text{ USD} \end{aligned}$$

De igual manera se realiza el flujo de efectivo de acuerdo al costo de elaboración del fluido base:

Figura 17. Diagrama de flujo de efectivo Lodo 1



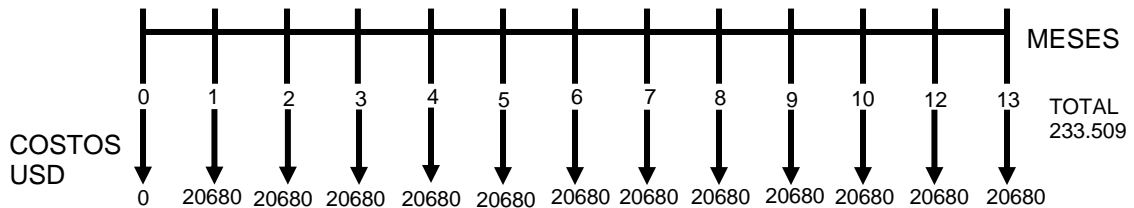
Fuente: elaboración propia

- **Fluido de perforación propuesto (lodo 2).** El mismo procedimiento es realizado para el lodo 2, el cual tiene un costo de producción de 40 USD (cuadro 27). A partir de esto, se determina que para 517 barriles de lodo se necesitan 20.680 USD. Aplicando la ecuación 9:

$$\begin{aligned}
 VPN_{0,009488793} &= -[20680 \times (1 + 0.009488793)^{-1}] \\
 &\quad - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-2}] - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-3}] \\
 &\quad - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-4}] - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-5}] \\
 &\quad - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-6}] - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-7}] \\
 &\quad - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-8}] - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-9}] \\
 &\quad - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-10}] \\
 &\quad - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-11}] \\
 &\quad - [20680 \times (1 + 0.009488793)^{-12}] = -233.509 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

Siendo el diagrama de flujo de efectivo el siguiente:

Figura 18. Diagrama de flujo de efectivo Lodo 2



Fuente: elaboración propia

3.6.1.4 Tasa de Interna de Retorno (TIR). A continuación se realiza el procedimiento para hallar la tasa interna de retorno del proyecto teniendo en cuenta la Ecuación 10 y asumiendo un periodo de tiempo de 12 meses. Para ello, se tendrá en cuenta la perforación completa del pozo de la figura 8, haciendo uso del lodo base para la perforación de la primera sección, lo cual corresponde a un total de 1056 bbls. Esto anterior se toma como base para poder determinar los costos de

perforación de las primeras secciones en las cuales se utilizan otros tipos de lodo, lo cual no se encuentra contemplado dentro del alcance de este proyecto. Para la sección de interés se tendrán en cuenta los dos fluidos de estudio (base y nanofluido).

Con base en lo anterior, se calcula los costos de volumen de lodo a utilizar mediante la ecuación 14:

Para el primer fluido:

$$\bullet \left(1056 \text{ bbls} * 31 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} \right) + \left(517 \text{ bbls} * 31 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} \right) = 48.763 \text{ USD}$$

Y, para el segundo fluido:

$$\bullet \left(1056 \text{ bbls} * 31 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} \right) + \left(517 \text{ bbls} * 40 \frac{\text{USD}}{\text{bbl}} \right) = 53.416 \text{ USD}$$

Con estos valores, se realizó el cálculo del VPN para los dos casos en los cuales se determinó un total de 550.605 USD para el fluido base y 603.148 USD para el nanofluido.

Acto seguido se tiene en cuenta un valor base de producción de un pozo ubicado en el campo de crudo pesado de 100 BOPD proporcionado por la empresa soporte y un precio de barril de petróleo BRENT de 63.61 USD a la fecha del 22 de noviembre de 2019.

Adicionalmente se plantean los siguientes escenarios esperados de alteración de producción asociada al daño de formación generado por los fluidos de perforación utilizados en este campo.

Cuadro 28. Escenarios posibles de producción asociada al daño de formación generado por los fluidos de perforación estudiados

Escenario	Tipo de Fluido	Producción Asociada al Daño de formación
1	Fluido Base	60% del valor base
2	Nanofluido Propuesto	70% del valor base
3	Nanofluido Propuesto	85% del valor base
4	Nanofluido Propuesto	100% del valor base
5	Nanofluido Propuesto	10% por encima del valor base

Fuente: elaboración propia

Teniendo en cuenta lo anterior se procede a realizar el cálculo de la Tasa Interna de Retorno:

- **Escenario 1.** A partir de la ecuación 15 y 16 se calculan los ingresos mensuales asociados al daño de formación del primer escenario.

$$Producción(mes) = \left[(100 \text{ BOPD} * 0.6) * 28 \frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]$$

$$= 1680 \text{ Barriles de petróleo por mes}$$

$$Ingresos(mes) = 1680_{BOPM} * 63,61 \frac{USD}{BBL} = 106.865 \text{ USD}$$

Y, teniendo en cuenta una inversión de 550.608 USD, se aplica la ecuación 10:

$$0 = -550.608 + \frac{106.865}{(1 + TIR)^1} + \frac{106.865}{(1 + TIR)^2} + \frac{106.865}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{106.865}{(1 + TIR)^{10}} \\ + \frac{106.865}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{106.865}{(1 + TIR)^{12}}$$

$$TIR = 16\%$$

- **Escenario 2.** A partir de la ecuación 15 y 16 se calculan los ingresos mensuales asociados al daño de formación del segundo escenario.

$$Producción(mes) = \left[(100 \text{ BOPD} * 0.7) * 28 \frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]$$

$$= 1960 \text{ Barriles de petróleo por mes}$$

$$Ingresos(mes) = 1960_{BOPM} * 63,61 \frac{USD}{BBL} = 124.676 \text{ USD}$$

Y, teniendo en cuenta una inversión de 603.148 USD, se aplica la ecuación 10:

$$0 = -603.148 + \frac{124.676}{(1 + TIR)^1} + \frac{124.676}{(1 + TIR)^2} + \frac{124.676}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{124.676}{(1 + TIR)^{10}} \\ + \frac{124.676}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{124.676}{(1 + TIR)^{12}}$$

$$TIR = 18\%$$

- **Escenario 3.** Se realiza el mismo procedimiento anterior para el escenario 3:

$$Producción(mes) = \left[(100 \text{ BOPD} * 0.85) * 28 \frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]$$

$$= 2380 \text{ Barriles de petróleo por mes}$$

$$\text{Ingresos(mes)} = 2380_{BOPM} * 63,61 \frac{USD}{BBL} = 151.392 \text{ USD}$$

$$0 = -603.148 + \frac{151.392}{(1 + TIR)^1} + \frac{151.392}{(1 + TIR)^2} + \frac{151.392}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{151.392}{(1 + TIR)^{10}} \\ + \frac{151.392}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{151.392}{(1 + TIR)^{12}}$$

$$TIR = 23\%$$

- **Escenario 4.** Para el escenario número 4 se obtiene:

$$\text{Producción(mes)} = \left[(100 \text{ BOPD} * 1.0) * 28 \frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]$$

$$= 2800 \text{ Barriles de petróleo por mes}$$

$$\text{Ingresos(mes)} = 2800_{BOPM} * 63,61 \frac{USD}{BBL} = 178.108 \text{ USD}$$

$$0 = -603.148 + \frac{178.108}{(1 + TIR)^1} + \frac{178.108}{(1 + TIR)^2} + \frac{178.108}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{178.108}{(1 + TIR)^{10}} \\ + \frac{178.108}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{178.108}{(1 + TIR)^{12}}$$

$$TIR = 28\%$$

- **Escenario 5.** Para el último escenario propuesto se obtiene:

$$\text{Producción(mes)} = \left[(100 \text{ BOPD} * 1.1) * 28 \frac{\text{días}}{\text{mes}} \right]$$

$$= 3080 \text{ Barriles de petróleo por mes}$$

$$\text{Ingresos(mes)} = 3080_{BOPM} * 63,61 \frac{USD}{BBL} = 195.919 \text{ USD}$$

$$0 = -603.148 + \frac{195.919}{(1 + TIR)^1} + \frac{195.919}{(1 + TIR)^2} + \frac{195.919}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{195.919}{(1 + TIR)^{10}} + \frac{195.919}{(1 + TIR)^{11}} + \frac{195.919}{(1 + TIR)^{12}}$$

$$TIR = 31\%$$

3.6.2 Discusión del análisis financiero. Como se puede evidenciar en los Cuadros 26 y 27 el costo de producción de un barril de lodo para la formulación del nanofluido propuesto es 30% superior al del lodo base. Adicionalmente se puede observar que el aditivo con nanopartículas incrementa los costos totales de barril de fluido un 10%. Por consiguiente, valor presente neto pasa de 16.027 USD a 20.680 USD al cambiar la formulación de fluido de perforación para la zona de interés.

Para el cálculo de la TIR fue posible evidenciar un aumento del VPN de 550.608 USD a 603.148 USD, lo cual corresponde a un aumento cercano al 10% en los costos totales de fluido de perforación para el pozo.

En el primer escenario (fluido base) se calculó una tasa interna de retorno del 16%, 18% para el segundo, 23% para el tercero, 28% para el cuarto y finalmente 31% para el quinto escenario planteado. Todos estos valores superan la tasa interna de oportunidad de la empresa operadora (12%). Para el primer caso aumenta un 33%, para el siguiente aumentó un 50%, para el tercero aumentó un 91%, para el cuarto aumentó un 133% y finalmente para el quinto caso aumentó un 158%. Con base en lo anterior es posible deducir que a pesar del aumento en los costos totales de fluido de perforación se está generando un rendimiento mayor al mínimo requerido por la empresa.

Es posible concluir que a pesar de que la inversión en el nanofluido es un 10% mayor, a largo plazo sería mucho más rentable al generar un daño de formación considerablemente menor al del fluido base, lo cual se traduce en aumento en la producción de los pozos perforados. El segundo escenario planteado hace referencia a un aumento en la producción del 17% respecto al valor base (100 BOPD), el tercero representa un aumento del 42%, 67% para el cuarto escenario y un 83% para el quinto.

4. CONCLUSIONES

- ✓ Por medio de las pruebas físicas se pudo determinar que el Lodo 2 tiene un mejor desempeño en cuanto Viscosidad Plástica y Punto Cedente (rolados) principalmente a una concentración de 0.5% de nanopartículas los cuales aumentan un 70% y 66% con respecto al Lodo 1.
- ✓ A partir de los resultados de Gel a 10 segundos y a 10 minutos se pudo determinar que el Lodo 2 presenta mejores geles que el Lodo 1 ya que mantiene geles planos aún después de haber sido rolado.
- ✓ Los resultados de las pruebas de filtrado PPT determinaron que el lodo 2 tiene un mejor control de filtrado ya que existe una reducción de los filtrados PPT (sin rolar) del 5% para la concentración al 1%, mientras que para los lodos rolados la reducción es de es de 7% respectivamente en promedio.
- ✓ Es posible concluir mediante las pruebas físicas que una de las funciones del nanoaditivo es la de bajar la reología del fluido de perforación al que fue añadido.
- ✓ Mediante pruebas físicas, químicas y de humectabilidad fue posible determinar que la formulación de fluido con adición de nanopartículas más óptimo para mitigar el daño de formación presentado en el campo de crudo pesado ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales es la del Lodo 2 + 1% de sílice amorfa, el cual permitió aumentar un 6% el ángulo de contacto de la gota de petróleo sobre la roca a condiciones de 100 PSI y 70°C. Se espera que esta mejora sea mayor a presiones superiores a las evaluadas en este proyecto (500, 1000, o 1280 PSI).
- ✓ A través de pruebas físicas, químicas y de humectabilidad se pudo deducir que el Lodo 2 no presenta un buen desempeño en rocas mojadas al crudo ya que aumenta un 55% la mojabilidad de la roca al crudo, dificultando así la recuperación de petróleo.
- ✓ El costo de producción de un barril de lodo para la formulación del nanofluido propuesto es 30% superior al del lodo base incrementando el VPN de 16.027 USD a 20.680 USD.
- ✓ Los resultados de la Tasa Interna de Retorno para todos los escenarios planteados fueron superiores a la Tasa Interna de Oportunidad de la empresa. Siendo superiores un 33% para el primer escenario, 50% para el segundo, 91% para el tercero, 133% para el cuarto 158% para el quinto.
- ✓ A pesar del aumento del 10% en los costos, el nanofluido presentaría una mayor rentabilidad a lo largo del tiempo al permitir un aumento en la producción asociada al daño de formación. Para el segundo escenario se proyecta un

aumento en la producción del 17%, un aumento del 42% para el tercero, 67% para el cuarto y un 83% para el quinto.

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Evaluar las propiedades de Viscosidad plástica y Punto Cedente en laboratorio para las dos formulaciones de lodos presentadas entre el rango de 0.5 y 1% en concentración con la finalidad de obtener mayor información acerca del comportamiento del fluido a estas concentraciones y así optimizar la cantidad de aditivo.
- ✓ Realizar las pruebas PPT del Lodo 1 a 0.25 y 1% para realizar un mejor análisis del comportamiento del lodo base con los nanofluidos propuestos.
- ✓ Realizar la prueba PPT para el nanofluido 0.5% a partir de la formulación del Lodo 1 con el objetivo de evaluar el comportamiento del filtrado respecto al aumento de producto para así optimizar la cantidad de producto adicionado.
- ✓ Evaluar el comportamiento de los fluidos de estudio en una filtroprensa PPT con un disco de aloxita de 20 micrones, con el fin de evaluar el comportamiento del fluido de perforación cuando se somete a un medio menos poroso.
- ✓ Realizar pruebas físicas y químicas a nanofluidos al 1,25%, 1.5% y 2% con el objetivo de observar si se obtiene un mejor desempeño de reológico y de filtrado.
- ✓ Llevar a cabo las pruebas de filtrado API y HPHT del Lodo 2 para obtener un mejor punto de comparación del comportamiento del lodo base con los nanofluidos propuestos.
- ✓ Realizar las pruebas de humectabilidad en núcleos sintéticos más consolidados con el fin de observar el comportamiento de la mojabilidad de la roca después de remojo en filtrado a presiones mayores (500 PSI, 1000 PSI o Presión de Yacimiento)
- ✓ Realizar las pruebas de humectabilidad en núcleos obtenidos del yacimiento de estudio con la finalidad de obtener resultados más acordes al mismo.
- ✓ Realizar pruebas de desplazamiento en núcleos de yacimiento al lodo base y al nanofluido escogido con el fin de cuantificar el daño de formación generado, comprobando que existe una reducción del mismo y una alteración favorable en la humectabilidad de la roca.
- ✓ Realizar pruebas de desplazamientos en núcleos con el objetivo de cuantificar el daño de formación generado por los fluidos estudiados y así establecer la viabilidad financiera real del nanofluido, la cual se espera que sea mayor a largo plazo.
- ✓ Realizar pruebas físicas y químicas al nanofluido con el objetivo de ratificar los datos determinados por la empresa soporte, en los cual se estableció que el

nanoaditivo presenta el mismo comportamiento tanto al 1% como al 2% en concentración.

- ✓ Realizar una prueba de BSW a los pozos perforados en el campo con el nanofluido con la finalidad de evaluar el comportamiento de producción de los mismos a lo largo del tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

ALFONSO B, Esau, BUSTAMANTE V, David, CHANG N, Juan Y TOLEDO J, Jose. Caracterización estática del yacimiento. [en línea]. Tesis. Veracruzana, [Consultado 15, noviembre 2019]. Disponible en: https://www.academia.edu/9547706/Caracterizacion_estatica_Mojabilidad

BETANCOURT M, STEFANÍA. Mejoramiento de los fluidos de perforación usando nanopartículas funcionalizadas: educación de las pérdidas de filtrado y del espesor de la retorta [en línea]. Tesis. Universidad nacional de Colombia, Medellín, Colombia: 2014 [Consultado 1, mayo 2019]. Disponible en: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/rbct/article/view/43179/46129>

CANDELA S, CARLOS E. Evaluación técnico-financiera del uso de aditivos a base de nanotecnología para la mejora del rendimiento en un fluido de perforación base agua a nivel de laboratorio [en línea]. Tesis. Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia: 2018 [Consultado 20, octubre 2019]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7344/1/5132716-2019-1-IP.pdf>

CEDOLA, A.E.Y AKHTARMANESH, S. Nanoparticles in Weighted Water Based Drilling Fluids Increase Loss Gradient [en línea] Paper. Universidad de ciencia y tecnología de Missouri, Missouri: 2016 [Consultado 1, mayo 2019] Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2016-310>

CHARRY, GERMÁN. Evaluación de la perforación cerca al balance para reducir el daño de formación en el área Matanegra del campo Caño Limón [en línea]. Tesis. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C.: 2004 [Consultado 6, mayo 2019].

CHAPARRO C, NICOLAS D Y VILLAMIL G, LEIDY T. Evaluación técnico-financiera mediante pruebas de laboratorio del uso de microesferas huecas de vidrio en fluido de perforación base agua para campo castilla [en línea]. Tesis. Universidad de América, Bogotá, Colombia: 2017 [Consultado 8, mayo 2019]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/949/1/5112778-2017-1-IP.pdf>

CRUZ S, JUAN F. Nanotecnología Aplicada a la Industria Petrolera [en línea]. Tesis. Universidad nacional autónoma de México, México: 2013 [Consultado 1, mayo 2019]. Disponible en: <http://oilproduction.net/files/Nanotecnologia%20en%20la%20industria%20del%20petroleo-UNAM.pdf>

FLORES B, ALEJANDRO W. Mejoramiento del Lodo de Perforación Base Agua con la Adición de Nanopartículas para Optimizar las Propiedades de la Retorta y Minimizar el Daño de Formación [en línea]. Tesis. Universidad Nacional de

Colombia, Medellín, Colombia: 2017 [Consultado 11, junio 2019]. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/63829/1/573955.2017.pdf>

FORERO, ANGÉLICA M. Evaluación de diferentes sistemas de lodos de perforación para disminuir el daño de formación en un Campo de crudo pesado [en línea]. Tesis. Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia: 2016 [Consultado 11, junio 2019]. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/55085/1/52451497.2016.pdf>

GEIR, HARELAND, Y ANDREW, WU. Innovative Nanoparticle Drilling Fluid and Its Benefits to Horizontal or Extended Reach Drilling [en línea]. Paper. Universidad de Calgary, Canadá: 2012 [Consultado 1, mayo 2019]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-162686-MS>

GONZALES B. CÉSAR Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva [en línea]. Tesis. Universidad Nacional Autónoma de México, México: 2014 [Consultado 1, noviembre 2019]. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4017/Tesis.pdf?sequence=2>

HERNÁNDEZ P, MONICA M. Formulación de un fluido de perforación de alto rendimiento polimérico en base agua para el bloque CPO-05 de la cuenca de los Llanos Orientales [en línea]. Tesis. Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia: 2018 [Consultado 12, junio 2019]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6721/1/6112774-2018-1-IQ.pdf>

HERNÁNDEZ C, JUAN D. Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de un fluido de perforación de alto desempeño base agua para la perforación de la sección intermedia de un pozo del campo castilla [en línea]. Tesis. Universidad de América, Bogotá, Colombia: 2017 [Consultado 9, mayo 2019]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6464/1/5121235-2017-2-IP.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LOZANO EDISON, Y ZAMORA NADEZHDA. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales [en línea]. Anexo. Servicio geológico colombiano, Bogotá, Colombia: 2014 [Consultado 10, mayo 2019]. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

MALDONADO B, ÁNGELA M. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de

lodo base aceite [en línea]. Tesis. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia: 2006 [Consultado 1, mayo 2019]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2006/121946.pdf>

ORJUELA P, ANDRÉS F. Evaluación técnica y financiera del desempeño del sistema de levantamiento artificial bombeo por cavidades progresivas metal- metal para la producción de crudo pesado en el campo abarco [en línea]. Tesis. Universidad de América, Bogotá: 2017 [Consultado 28 de octubre 2019]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/926/1/5101386-2017-1-IP.pdf>

PATIÑO G. ALEJANDRA. Diseño del fluido de perforación mitigando el daño de formación en la zona de interés del pozo o224 en el campo orito [en línea]. Tesis. Universidad de América, Bogotá, Colombia: 2017 [Consultado 8, mayo 2019]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6407/1/5101388-2017-2-IP.pdf>

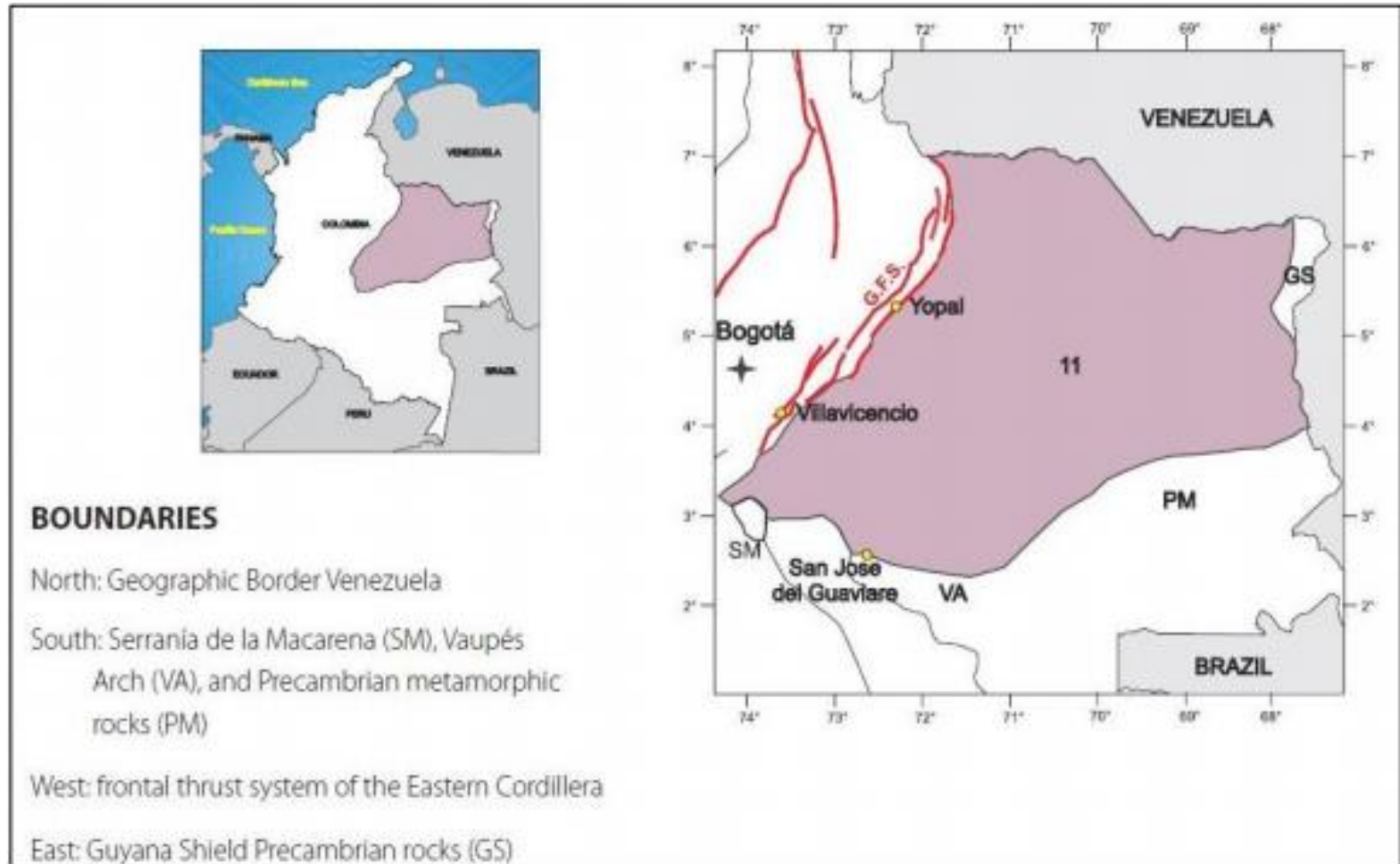
POLANGY. MICHAEL. Nanopartículas Inteligentes para la Optimización de Fluidos Perforación [en línea]. Tesis. Universidad Nacional de Colombia. [Consultado 15, diciembre 2019] Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/63829/1/573955.2017.pdf>

RODRIGUEZ G, ALVARO. Estudio del ángulo de contacto y de la mojabilidad a alta temperatura de fases líquidas en la sinterización de metales. [en línea]. Tesis. Escuela politécnica superior, Leganés, España: 2010 [Consultado 1, noviembre 2019]. Disponible en: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/10046/PFC_Alvaro_Rodriguez_Garcia-Cebadera-.pdf;jsessionid=E1FF91CAB02199D9569F078505C50569?sequence=1

SALGADO M, BLAS M Y GONZALES V. Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario [en línea]. Tesis. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia: 2005 [Consultado 1, noviembre 2019]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2005/116200.pdf>

ANEXOS

ANEXO A CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES



ANEXO B COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

PERIODO	LITOSTRATIGRAFÍA	LITOLÓGIA	SISTEMA PETROLÍFERO	
			ELEMENTOS	PROCESOS TRAMPAS MIGRACIÓN
NEÓGENO	Fm. NECESIDAD			
	Fm. GUAYABO			
	Fm. LEÓN		S	
PALEÓGENO	Fm. CARBONERA	C1		
		C2	S	
		C3	R	
		C4		
		C5	R	
		C6		
		C7	R	
		C8	S	
	Fm. MIRADOR		R	
	Fm. LOS CUERVOS			
Fm. BARCO		R		
Fm. GUADALUPE		R		
CRETÁCICO	Fm. GACHETA		S	S
	Fm. UNE		R	
JURÁSICO	BASAMENTO			

ANEXO C

REPORTE DE LABORATORIO DE LOS FLUIDOS ESTUDIADOS

ANÁLISIS DE LABORATORIO LODO BASE AGUA		Code: I																																																																																																																																																																																																														
		Date: 04/23/2015																																																																																																																																																																																																														
Tipo de Fluido: _____ Origen: Laboratorio Fecha de Muestreo: N.A. Solicitado por: _____	Laboratorio: BOG - COLOMBIA Reporte No.: RE-019-049 Fecha de Reporte: 11/09/2019 Reportado por: _____																																																																																																																																																																																																															
PRUEBAS DE DESEMPEÑO SUSPENSION DE NANOSILICE																																																																																																																																																																																																																
OBJETIVO Evaluar el desempeño de la Nanosilíce amorfa en formulación de lodo propuesto (Frontera).																																																																																																																																																																																																																
RESULTADOS OBTENIDOS Para evaluar el desempeño de este producto se preparó el lodo base (9 ppg) con la siguiente formulación:																																																																																																																																																																																																																
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: left;">PRODUCTOS</th> <th style="text-align: left;">CONCENTRACIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Goma Xántica 1</td><td>0,8 lb/bbl</td></tr> <tr><td>Almidón</td><td>6 lb/bbl</td></tr> <tr><td>Amina</td><td>0,2 % vol.</td></tr> <tr><td>CaCO₃ M1200</td><td>5 lb/bbl</td></tr> <tr><td>CaCO₃ M600</td><td>15 lb/bbl</td></tr> <tr><td>CaCO₃ M325</td><td>15 lb/bbl</td></tr> <tr><td>CaCO₃ M200</td><td>3 lb/bbl</td></tr> <tr><td>Surfactante</td><td>0,08 gal/bbl</td></tr> <tr><td>Desespumante</td><td>0,2 gal/bbl</td></tr> <tr><td>Soda Cáustica</td><td>pH = 9,5 - 10</td></tr> </tbody> </table>			PRODUCTOS	CONCENTRACIÓN	Goma Xántica 1	0,8 lb/bbl	Almidón	6 lb/bbl	Amina	0,2 % vol.	CaCO ₃ M1200	5 lb/bbl	CaCO ₃ M600	15 lb/bbl	CaCO ₃ M325	15 lb/bbl	CaCO ₃ M200	3 lb/bbl	Surfactante	0,08 gal/bbl	Desespumante	0,2 gal/bbl	Soda Cáustica	pH = 9,5 - 10																																																																																																																																																																																								
PRODUCTOS	CONCENTRACIÓN																																																																																																																																																																																																															
Goma Xántica 1	0,8 lb/bbl																																																																																																																																																																																																															
Almidón	6 lb/bbl																																																																																																																																																																																																															
Amina	0,2 % vol.																																																																																																																																																																																																															
CaCO ₃ M1200	5 lb/bbl																																																																																																																																																																																																															
CaCO ₃ M600	15 lb/bbl																																																																																																																																																																																																															
CaCO ₃ M325	15 lb/bbl																																																																																																																																																																																																															
CaCO ₃ M200	3 lb/bbl																																																																																																																																																																																																															
Surfactante	0,08 gal/bbl																																																																																																																																																																																																															
Desespumante	0,2 gal/bbl																																																																																																																																																																																																															
Soda Cáustica	pH = 9,5 - 10																																																																																																																																																																																																															
El lodo base se dividió en 4 partes iguales y se adicionó la Nanosilíce en concentraciones de 0,25, 0,5 y 1% vol.																																																																																																																																																																																																																
<table border="1" style="margin: auto; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">PARÁMETROS</th> <th colspan="2">LODO BASE</th> <th colspan="2">LODO BASE + 0,25 % NANO</th> <th colspan="2">LODO BASE + 0,5 % NANO</th> <th colspan="2">LODO BASE + 1 % NANO</th> </tr> <tr> <th>Sin Rolar</th> <th>Rolado @ 200 °F</th> <th>Sin Rolar</th> <th>Rolado @ 200 °F</th> <th>Sin Rolar</th> <th>Rolado @ 200 °F</th> <th>Sin Rolar</th> <th>Rolado @ 200 °F</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>MW (lb/gal)</td><td>9</td><td>9</td><td>9</td><td>9</td><td>9</td><td>9</td><td>9</td><td>9</td></tr> <tr><td>pH</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>Ө600 @120°F</td><td>119</td><td></td><td>106</td><td>59</td><td>104</td><td>58</td><td>94</td><td>57</td></tr> <tr><td>Ө300 @120°F</td><td>79</td><td></td><td>69</td><td>38</td><td>68</td><td>38</td><td>60</td><td>37</td></tr> <tr><td>Ө200 @120°F</td><td>62</td><td></td><td>54</td><td>29</td><td>52</td><td>29</td><td>48</td><td>29</td></tr> <tr><td>Ө100 @120°F</td><td>42</td><td></td><td>35</td><td>20</td><td>34</td><td>19</td><td>31</td><td>19</td></tr> <tr><td>Ө6 @120°F</td><td>10</td><td></td><td>9</td><td>6</td><td>9</td><td>6</td><td>7</td><td>6</td></tr> <tr><td>Ө3 @120°F</td><td>8</td><td></td><td>8</td><td>5</td><td>8</td><td>5</td><td>6</td><td>5</td></tr> <tr><td>Geles</td><td>8/11</td><td></td><td>8/9</td><td>5/7</td><td>8/9</td><td>5/7</td><td>8/11</td><td>5/7</td></tr> <tr><td>VP (cP)</td><td>40</td><td></td><td>37</td><td>21</td><td>36</td><td>20</td><td>34</td><td>20</td></tr> <tr><td>YP (lb/100 ft²)</td><td>39</td><td></td><td>32</td><td>17</td><td>32</td><td>18</td><td>26</td><td>17</td></tr> <tr><td>YS (lb/100 ft²)</td><td>6</td><td></td><td>7</td><td>4</td><td>7</td><td>4</td><td>5</td><td>4</td></tr> <tr><td>Filtrado API (mL)</td><td>5</td><td></td><td>5,6</td><td>4,8</td><td>5,8</td><td>4,8</td><td>5,8</td><td>4,8</td></tr> <tr><td>Filtrado HPHT, ml (T = 250°F; ΔP = 500 psi)</td><td>20,0</td><td></td><td>17,0</td><td>15,0</td><td>15,0</td><td>17,0</td><td>14,0</td><td>14,0</td></tr> <tr><td>Alc. (PI/MI) (mL H₂SO₄)</td><td></td><td></td><td></td><td>0,09/0,71</td><td></td><td>0,09/0,71</td><td></td><td>0,09/0,69</td></tr> <tr><td>[Cloruros] (mg/L)</td><td></td><td></td><td></td><td>2190</td><td></td><td>2160</td><td></td><td>2130</td></tr> <tr><td>[Dureza Cálcica] (mg/L)</td><td></td><td></td><td></td><td>28</td><td></td><td>28</td><td></td><td>28</td></tr> <tr style="background-color: #e0e0e0;"> <td colspan="9" style="text-align: center;">PPT Disco Cerámico 40 micrones al mercurio; T: 250 °F; ΔP: 1000 PSI</td> </tr> <tr><td>Spurt Loss (mL)</td><td>7,0</td><td></td><td></td><td>7,0</td><td></td><td></td><td></td><td>4,5</td></tr> <tr><td>Filtrado 30 Minutos (mL)</td><td>12,5</td><td></td><td></td><td>12,5</td><td></td><td></td><td></td><td>11,0</td></tr> <tr><td>Filtrado Total PPT (mL)</td><td>32,0</td><td></td><td></td><td>32,0</td><td></td><td></td><td></td><td>26,5</td></tr> </tbody> </table>			PARÁMETROS	LODO BASE		LODO BASE + 0,25 % NANO		LODO BASE + 0,5 % NANO		LODO BASE + 1 % NANO		Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	MW (lb/gal)	9	9	9	9	9	9	9	9	pH									Ө600 @120°F	119		106	59	104	58	94	57	Ө300 @120°F	79		69	38	68	38	60	37	Ө200 @120°F	62		54	29	52	29	48	29	Ө100 @120°F	42		35	20	34	19	31	19	Ө6 @120°F	10		9	6	9	6	7	6	Ө3 @120°F	8		8	5	8	5	6	5	Geles	8/11		8/9	5/7	8/9	5/7	8/11	5/7	VP (cP)	40		37	21	36	20	34	20	YP (lb/100 ft ²)	39		32	17	32	18	26	17	YS (lb/100 ft ²)	6		7	4	7	4	5	4	Filtrado API (mL)	5		5,6	4,8	5,8	4,8	5,8	4,8	Filtrado HPHT, ml (T = 250°F; ΔP = 500 psi)	20,0		17,0	15,0	15,0	17,0	14,0	14,0	Alc. (PI/MI) (mL H ₂ SO ₄)				0,09/0,71		0,09/0,71		0,09/0,69	[Cloruros] (mg/L)				2190		2160		2130	[Dureza Cálcica] (mg/L)				28		28		28	PPT Disco Cerámico 40 micrones al mercurio; T: 250 °F; ΔP: 1000 PSI									Spurt Loss (mL)	7,0			7,0				4,5	Filtrado 30 Minutos (mL)	12,5			12,5				11,0	Filtrado Total PPT (mL)	32,0			32,0				26,5
PARÁMETROS	LODO BASE			LODO BASE + 0,25 % NANO		LODO BASE + 0,5 % NANO		LODO BASE + 1 % NANO																																																																																																																																																																																																								
	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F																																																																																																																																																																																																								
MW (lb/gal)	9	9	9	9	9	9	9	9																																																																																																																																																																																																								
pH																																																																																																																																																																																																																
Ө600 @120°F	119		106	59	104	58	94	57																																																																																																																																																																																																								
Ө300 @120°F	79		69	38	68	38	60	37																																																																																																																																																																																																								
Ө200 @120°F	62		54	29	52	29	48	29																																																																																																																																																																																																								
Ө100 @120°F	42		35	20	34	19	31	19																																																																																																																																																																																																								
Ө6 @120°F	10		9	6	9	6	7	6																																																																																																																																																																																																								
Ө3 @120°F	8		8	5	8	5	6	5																																																																																																																																																																																																								
Geles	8/11		8/9	5/7	8/9	5/7	8/11	5/7																																																																																																																																																																																																								
VP (cP)	40		37	21	36	20	34	20																																																																																																																																																																																																								
YP (lb/100 ft ²)	39		32	17	32	18	26	17																																																																																																																																																																																																								
YS (lb/100 ft ²)	6		7	4	7	4	5	4																																																																																																																																																																																																								
Filtrado API (mL)	5		5,6	4,8	5,8	4,8	5,8	4,8																																																																																																																																																																																																								
Filtrado HPHT, ml (T = 250°F; ΔP = 500 psi)	20,0		17,0	15,0	15,0	17,0	14,0	14,0																																																																																																																																																																																																								
Alc. (PI/MI) (mL H ₂ SO ₄)				0,09/0,71		0,09/0,71		0,09/0,69																																																																																																																																																																																																								
[Cloruros] (mg/L)				2190		2160		2130																																																																																																																																																																																																								
[Dureza Cálcica] (mg/L)				28		28		28																																																																																																																																																																																																								
PPT Disco Cerámico 40 micrones al mercurio; T: 250 °F; ΔP: 1000 PSI																																																																																																																																																																																																																
Spurt Loss (mL)	7,0			7,0				4,5																																																																																																																																																																																																								
Filtrado 30 Minutos (mL)	12,5			12,5				11,0																																																																																																																																																																																																								
Filtrado Total PPT (mL)	32,0			32,0				26,5																																																																																																																																																																																																								

Con el fin de mejorar el control de filtrado (mayormente en los PPT) y una mayor estabilidad reológica, se decide cambiar la goma Xántica y aumentar ligeramente la concentración de almidón.

PRODUCTOS	CONCENTRACIÓN
Goma Xántica 1	0,8 lb/bbl
Almidón	7 lb/bbl
Amina	0,2 % vol.
CaCO ₃ M1200	5 lb/bbl
CaCO ₃ M600	15 lb/bbl
CaCO ₃ M325	15 lb/bbl
CaCO ₃ M200	3 lb/bbl
Surfactante	0,08 gal/bbl
Desespumante	0,2 gal/bbl
Soda Cáustica	pH = 9,5 - 10

PARÁMETROS	LODO BASE		LODO BASE + 0,25 % NANO		LODO BASE + 0,5 % NANO		LODO BASE + 1 % NANO	
	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F	Sin Rolar	Rolado @ 200 °F
MW (lb/gal)	9	9	9	9	9	9	9	9
pH	9.5	9,7 (ajust)	9.5	9.6	9.5	9.7	9.5	9.6
Ø600 @120°F	145	123	105	98	96	99	116	110
Ø300 @120°F	97	81	69	64	62	65	76	73
Ø200 @120°F	76	63	54	51	48	51	59	57
Ø100 @120°F	51	43	36	34	33	34	40	38
Ø6 @120°F	13	11	8	8	8	8	10	10
Ø3 @120°F	11	9	7	7	7	7	8	8
Geles	11/12	9/9	7/9	7/8	7/8	7/8	9/11	8/8
VP (cP)	48	42	36	34	34	34	40	37
YP (lb/100 ft ²)	49	39	33	30	28	31	36	36
YS (lb/100 ft ²)	9	7	6	6	6	6	6	6
Filtrado API (mL)		4,6	4,4	5,1	5,4	5,2	5,2	5,1
Filtrado HPHT, ml (T = 250°F; ΔP = 500 psi)		15,0	14,0	15,0	12,0	15,4	20,0	16,2
Alc. (PPI/M) (mL H ₂ SO ₄)		0,1/0,71	0,08/0,69	0,12/0,74	0,08/0,67	0,14/0,68	0,09/0,71	0,13/0,71
[Cloruros] (mg/L)		2260	2170	2180	2160	2210	2090	2170
[Dureza Cálrica] (mg/L)		32	28	36	24	32	32	32
Conductividad (μS/cm)		8280	7110	7290	7200	7220	7250	7280
PPT Disco Cerámico 40 micrones al mercurio; T: 250 °F; ΔP: 1000 PSI								
Spurt Loss (mL)	3,5	2,5	4,5	3,0	3,6	2,5	3,0	2,0
Filtrado 30 Minutos (mL)	9,0	8,5	9,0	8,0	9,5	8,0	9,0	8,5
Filtrado Total PPT (mL)	21,5	19,5	22,5	19,0	22,6	18,5	21,0	19,0

El valor del pH fue ajustado después de rolados y antes de las pruebas.

OBSERVACIONES:

En la segunda formulación usada se evidencia un mejor control de filtrado y la reología no se altera notablemente como pasa con la primera formulación, sobre todo los valores de bajas RPM.

Los altos valores reológicos obtenidos con el lodo base se deben a la alta concentración de almidón usado ya que es el único controlador de filtrado en esta formulación.

Las propiedades químicas del lodo Drill in no se ven afectadas por la adición de la Nanosilice usada en estas pruebas.

ANEXO D
PROCEDIMIENTO E INSTRUMENTOS PARA REALIZAR LAS PRUEBAS
FISICAS Y QUÍMICAS AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

1. REOLOGÍA

Las pruebas reológicas son realizadas con un viscosímetro rotativo de 6 velocidades. A continuación, se mostrará su respectivo procedimiento:

1. Llenar la termo copa hasta la mitad con una muestra de lodo.
2. Sumergir la camisa rotatoria en la muestra de lodo hasta la marca indicada en la camisa, levantar el soporte móvil y asegurar el tornillo que se encuentra en la parte superior de soporte móvil.
3. Agitar a 300 rpm mientras la termo copa calienta a 120°F.
4. A la temperatura de prueba (120°F), coloque el viscosímetro a 600 rpm y esperar que se estabilice la lectura. Tome el valor indicado en el dial. Registrar como **R600**.
5. Cambiar la velocidad de rotación a 300 rpm y registrar la lectura como R300 cuando se haya estabilizado
6. Tomar las demás lecturas de 200 rpm (**R200**), 100 rpm (**R100**), 6 rpm (**R6**), y 3 rpm (**R3**)
7. Colocar el viscosímetro a 600 rpm, espere a que se estabilice, cambie a 3 rpm y rápidamente apagar el viscosímetro. Esperar por 10 segundos sin perturbar el fluido, entonces activar el viscosímetro de nuevo midiendo a 3 rpm la mayor lectura del dial y regístrela como **GEL DE 10 SEGUNDOS** (lb/ 100 ft²)
8. Repetir el paso anterior, pero espere por 10 minutos y registrar la lectura como **GEL DE 10 MINUTOS** (lb/ 100 ft²)
9. Como norma API recomienda temperatura ambiente para mediciones sobre WBM y 150°F para OBM

$$\text{VISCOSIDAD PLASTICA (PV, cP)} = \text{R600} - \text{R300}$$
$$\text{PUNTO CEDENTE (YP, lb/ 100 ft}^2\text{)} = \text{R300} - \text{PV}$$

Figura 19. Viscosímetro rotativo



Fuente: Manual de fluidos de perforación

2. FILTRACIÓN

La propiedad de filtración o formación de paredes de un lodo es determinada con un filtro prensa. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro. La prueba es realizada bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión especificadas. Después de la prueba se mide el espesor del revoque sólido que se ha asentado.

El filtro prensa usado debería cumplir con las especificaciones indicadas en la Práctica Recomendada de API y la prueba debería ser realizada de la manera recomendada.

2.1 Filtrado API: La prueba de filtrado API es realizada a la temperatura superficial y a una presión de 100 psi, y los resultados se registran como número de mililitros perdidos en 30 minutos.

El filtrado es obtenido de realizar la prueba con la filtro-prensa API.

Procedimiento:

1. Asegurarse que cada parte de la filtro-prensa este limpia y que los empaques estén en buen estado.
2. Colocar un empaque sobre la tapa de la filtro-prensa, coloque el papel filtro y el segundo empaque. Entonces asegurar la tapa del cilindro.
3. Llenar la celda, dejando 1 cm libre.

4. Asegúrese que la tapa superior (fuente de presión) tiene colocado un empaque. Colocar la tapa y asegurarla con el tornillo vertical, teniendo la precaución de no apretar demasiado.
5. Colocar una probeta graduada seca de 20 ml bajo el tubo de drenaje para recoger el filtrado.
6. Cerrar la válvula de alivio y ajuste la presión del regulador a 100 psi.
7. Permitir que la filtración se realice por 30 minutos, comenzando en el momento de aplicar la presión.
8. Una vez terminada la prueba, remover la presión cerrando el regulador y abriendo la válvula de alivio, asegurándose que toda la presión es liberada.
9. El volumen de filtrado se registra como **ml de filtrado API**.
10. Aflojar el tornillo y remueva la cámara de soporte.
11. Desechar el lodo teniendo cuidado de no dañar el revoque o cake.
12. Lavar cuidadosamente el revoque con agua.
13. Medir el espesor del revoque en **1/32"** y regístrelo.
14. La consistencia del cake debe anotarse como: duro, blando, maleable, quebradizo, suave o resistente.

Figura 20. Ejemplo de filtro-prensa API



Fuente: Manual de fluidos de perforación

2.2 Filtrado HPHT: Se puede realizar una prueba de rutina a 300°F y una presión diferencial de 500 psi. Se registra el filtrado a temperaturas elevadas como el doble del número de mililitros perdidos en 30 minutos.

Procedimiento:

1. Enchufar el cable de la envuelta exterior calefactora en la fuente de alimentación apropiada y dejar que el instrumento se precaliente. Colocar el termómetro en su cubeta dentro de la envuelta calefactora y ajustar el termostato para obtener una temperatura de 10°F encima de la temperatura de prueba deseada.
2. Cerrar la válvula de entrada en la celda e invertir la celda.
3. Tomar lodo de la línea de flujo y llenar hasta 1/2 pulgada de la ranura de la junta tórica, dejando un margen para la dilatación.
4. Colocar un círculo de papel filtro en la ranura y colocar la junta tórica encima del papel. Usar papel Whatman N° 50 o equivalente.
5. Disponer el conjunto de platillo de la celda sobre el papel filtro y alinear las agarraderas de cierre de seguridad.
6. Apretar uniformemente los tornillos de cabeza con los dedos y cerrar la válvula de descarga.
7. Con el conjunto de platillo de la celda bajado, colocar la celda dentro de la envuelta exterior calefactora con todas las válvulas cerradas. Transferir el termómetro a la cubeta de termómetro de la celda.
8. Colocar el cartucho de CO₂ en el conjunto primario de presión y apretar el soporte del cartucho hasta que se perfore el cartucho. El regulador y la válvula de purga deberían estar cerrados.
9. Al levantar el anillo de cierre, deslizar el conjunto primario de presión sobre el "acoplamiento corredizo" superior y soltar el anillo de cierre.
10. Aplicar una presión de 100 psi sobre la válvula y luego abrir la válvula para presurizar la unidad. Esta presión minimizará la ebullición mientras se calienta la muestra.
11. Deslizar el conjunto de contrapresión en su sitio con el anillo de cierre ranurado.
12. Aplicar una presión de 100 psi sobre la unidad de presión inferior, manteniendo la válvula cerrada.
13. Una vez que la temperatura alcanza el nivel deseado (300°F), según la indicación del termómetro de la celda, aumentar la presión sobre el regulador superior de la celda de 100 a 600 psi, manteniendo la presión de 100 psi sobre el regulador inferior. Abrir la válvula inferior de la celda dando una vuelta y comenzar a medir el tiempo de la prueba.
14. Mantener una presión de 100 psi sobre el receptor durante la prueba. Si la presión aumenta, descargar un poco de filtrado para mantener la presión diferencial de 500 psi. Mantener la temperatura a $\pm 5^{\circ}\text{F}$
15. Después de 30 minutos de filtración, cerrar la válvula inferior de la celda y luego cerrar la válvula superior de la celda.
16. Aflojar los tornillos en T de los dos reguladores y purgar la presión de ambos.

17. Descargar el filtrado dentro del cilindro graduado y leer la indicación de volumen. El valor a registrar debe ser el doble.
18. Desconectar el conjunto primario de presión levantando el anillo de cierre y deslizando el conjunto.
19. Mantener la celda en la posición vertical y enfriarla a la temperatura ambiente; luego purgar la presión de la celda; no se debe soplar el lodo a través de la válvula.
20. Invertir la celda, aflojar los tornillos de cabeza (si es necesario, usar una llave de cabeza hexagonal) y desmontar. Limpiar y secar minuciosamente todas las partes.

Figura 21. Filtro-prensa HPHT



Fuente: Manual de fluidos de perforación

2.3 Filtrado PPT: El instrumento consiste, básicamente en una fuente de presión controlada, una celda de muestra, un sistema para el calentamiento de la misma y una celda colectora presurizada. La celda de filtración posee un termómetro, el receptáculo del termómetro, empaaduras resistentes al aceite y un soporte para el medio filtrante.

Procedimiento:

1. Conectar la camisa de calentamiento al voltaje apropiado. Colocar un termómetro en el receptáculo y precaliente la camisa hasta 100 F (60 C) por encima de la temperatura de prueba seleccionada.
2. Agitar la muestra de fluido durante 10 minutos.

3. Colocar la muestra de fluido en la celda, procurando no llenarla más de 1/2 pulgada (1,3 cm) desde la parte superior. Colocar el papel de filtro y cerrar la celda.
4. Colocar la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas superior e inferior cerradas. Llevar el termómetro al receptáculo.
5. Colocar las unidades de presión sobre las válvulas y asegurar en su lugar. Aplicar 100 psi (690 kPa) en ambas unidades, con las válvulas cerradas. Abrir la válvula superior y aplique presión al fluido, mientras calienta hasta la temperatura seleccionada.
6. Cuando la muestra llegue a dicha temperatura, aumentar la presión de la unidad superior hasta 600 psi (4137 kPa).
7. Abrir la válvula inferior. Durante la prueba, liberar la presión sacando filtrado. Registrar el volumen total.
8. Si el área de filtración es de 3,5 pulgadas cuadradas (22,6 cm²), duplicar el volumen de filtrado y registrar.
9. Al final de la prueba, cerrar las válvulas superior e inferior, desenroscar el tornillo en T y purgar la presión de ambos reguladores.

Figura 22. Aparato de Taponamiento de permeabilidad.



Fuente: Manual de fluidos de perforación

3. QUÍMICAS:

3.1 Alcalinidad: Las valoraciones de alcalinidad determinan las concentraciones de OH⁻, HCO₃⁻ y CO₃ midiendo la cantidad de ácido requerida para reducir el pH.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación: Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación, Dallas

3.1.1 Alcalinidad de filtrado (Pf):

Materiales:

1. Solución ácida valorada 0,02N (N/50): ácido sulfúrico o nítrico.
2. Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 mL de alcohol al 50
3. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco
4. Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.
5. Jeringa o pipeta serológica: 1 mL
6. Varilla de agitación
7. Medidor de pH de electrodo de vidrio (opcional)

Procedimiento:

1. Colocar un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregar dos o tres gotas de solución indicadora de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregar ácido 0,02N (N/50) gota a gota, con la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color rosado apenas desaparezca. Si el color de la muestra es tal que se enmascara el cambio de color del indicador, el punto final se toma cuando el pH cae a 8,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.
2. Registrar Pf como el número de mL de ácido 0,02N (N/50) requeridos por mL de filtrado.

3.1.2 Alcalinidad del Metil Naranja del Filtrado (Mf):

Materiales:

1. Solución indicadora de anaranjado de metilo: 0,1 g por cada 100 cm³ de agua.
2. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco
3. Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.
4. Jeringa o pipeta serológica: 1 mL
5. Varilla de agitación
6. Medidor de pH de electrodo de vidrio (opcional)

Procedimiento:

1. A la muestra que ha sido titulada hasta el punto final Pf, agregar dos o tres gotas de indicador de anaranjado de metilo. Agregar ácido, gota a gota, utilizando la pipeta, mientras continúa agitando, hasta que el color del indicador cambie de amarillo a rosado. Si el color de la muestra es tal que el cambio de color del indicador no es evidente, el punto final se toma cuando el pH cae a 4,3, según lo que se mide con el electrodo de vidrio.

2. Registrar Mf como los mL totales de ácido 0,02N (N/50) por mL de filtrado requeridos para alcanzar el punto final con el anaranjado de metilo (incluyendo los requeridos para el punto final Pf).

3.2 Cloruros

Materiales:

1. Solución de nitrato de plata: que contenga 4,791 g/L (equivalente a 0,001 g de ión cloruro por mililitro), la cual se deberá mantener, preferiblemente, en una botella color ámbar.
2. Solución indicadora de cromato de potasio: 5 g/100 mL de agua.
3. Solución de ácido: ácido sulfúrico o nítrico 0,02N.
4. Solución indicadora de fenolftaleína: 1 g/100 mL de alcohol al 50%.
5. Carbonato de calcio: precipitado, de grado químicamente puro.
6. Agua destilada.
7. Pipetas graduadas: una de 1 mL y otra de 10 mL.
8. Recipiente de titulación: 100 a 150 mL, preferiblemente blanco.
9. Varilla de agitación.

Procedimiento:

1. Medir un mL o más de filtrado en el recipiente de titulación. Agregar dos o tres gotas de solución de fenolftaleína. Si el color del indicador cambia a rosado, agregar el ácido gota a gota, con la pipeta, mientras sigue agitando, hasta que el color desaparezca. Si la coloración del filtrado es intensa, agregar 2 cm³ de ácido sulfúrico o nítrico 0,02 normal (n/50) y agitar. Ahora añadir 1 g de carbonato de calcio y agite.
2. Agregar 25 a 50 mL de agua destilada y 5 a 10 gotas de solución de cromato de potasio. Agitar de manera continua mientras agrega la solución patrón de nitrato de plata gota a gota, con la pipeta, hasta que el color cambie de amarillo a rojo naranja y se mantenga así durante 30 segundos. Registrar el número de mL de nitrato de plata requeridos para alcanzar el punto final. Si se emplean más de 10 mL de solución de nitrato de plata, repetir la prueba con una muestra más pequeña del filtrado.

NOTA: Si la concentración del ión cloruro en el filtrado excede 10.000 ppm, se puede utilizar una solución de nitrato de plata equivalente a 0,01 g de ión cloruro/mL. En ese caso, el factor 1.000 en la ecuación siguiente se substituye por 10.000. Registre la concentración del ión cloruro en el filtrado, en miligramos por litro (mg/L).

3.3 Dureza Cálctica:

Materiales:

1. Solución Versenato: 1 mL = 400 ppm Ca ++
2. Amortiguador de dureza
3. Indicador de dureza
4. Agua destilada
5. Pipetas serológicas: una de 10 mL y otra de 5 mL.
6. Cápsula para titulación
7. Pipetas volumétricas: una de 1 mL, otra de 2 mL y una tercera de 5 mL
8. Plancha caliente (se requiere si el filtrado presenta un color oscuro)
9. Ácido acético glacial
10. Clorox o equivalente
11. Agente de enmascaramiento: mezcla 1:1:2 en volumen de trietanolamina: tetraetilen

Procedimiento:

1. Con la pipeta, llevar 1 mL de filtrado del fluido a una cápsula de titulación. Si el filtrado es transparente o con una coloración muy ligera, omitir los pasos 2 al 5.
2. Agregar 10 mL de Clorox y mezcle.
3. Agregar 1 mL de ácido acético y mezcle.
4. Hervir durante 5 minutos. Mantener el volumen agregando agua desionizada.
5. Enfriar y lave los lados del vaso de precipitados con agua desionizada.
6. Diluir hasta 50 mL con agua desionizada.
7. Agregar tres medidas de amortiguador de dureza y dos de indicador de dureza.
8. Titular con solución Versenato, agitando el contenido de la cápsula de titulación hasta que el color del indicador cambie de vino tinto a azul.

ANEXO E
PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LAS PRUEBAS DE
HUMECTABILIDAD AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

1. Construcción de núcleos artificiales

Procedimiento:

1. Tamizar arena Ottawa de la tal forma de que se tenga tamaños de grano de 40-70 y 100-120, luego se hace una mezcla de arena con 70% 40-70 y 20% 100-120
2. Hacer una mezcla de agua, cemento (Clinker Portland) y arena con una relación 1:1:3 respectivamente
3. La mezcla se vacía en los moldes cilíndricos de 3/8 de diámetro y 5mm de longitud
4. Luego en los moldes se procede a hacer un poco de compactación con el fin de evacuar el agua excedente
5. Se procede a dejar en secado por 12 a temperatura ambiente, y luego 24 hora a 60°C en un horno con convección.

2. Humectabilidad al aceite:

Procedimiento:

1. Realizar Mezcla de 60%wt de crudo extra pesado y 40%wt n-heptano
2. Dejar mezclado por 30 min
3. Ubicar los discos de núcleo en un recipiente ancho, de tal forma que las muestras pueden quedar espaciadas entre sí, y dejar espacio para ubicar la barra magnética y luego agregar la mezcla de crudo y n-heptano
4. Ubicar en la plancha magnética y someter a remojo por 2 días a 70°C y a 100 rpm con el fin de favorecer la precipitación de los asfáltenos en los núcleos

ANEXO F

FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos deben cumplir con funciones específicas que faciliten el avance de la perforación, minimizando problemas de estabilidad del hoyo y problemas operacionales. A continuación, se describirán las funciones más comunes de los fluidos de perforación:

- ✓ **Retirar los recortes del pozo:** Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena, para lo cual, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular.
- ✓ **Controlar las presiones de formación:** A medida que la presión de la formación aumenta se aumenta la densidad del lodo agregando material densificante con la finalidad de equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero, esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón.
- ✓ **Suspender y descargar los cortes:** Los fluidos de perforación deben tener la tixotropía suficiente para formar una estructura gelatinosa al detener la circulación y así evitar la caída de recortes al fondo. A su vez debe suspender los materiales densificantes y aditivos, y permitir la remoción de recortes por el equipo de control de sólidos.
- ✓ **Obturar las formaciones permeables:** Los sistemas de fluido de perforación deben estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado, esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.
- ✓ **Mantener la estabilidad del pozo:** La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.
- ✓ **Minimizar los daños al yacimiento:** El daño a la formación puede producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas y mecánicas con la formación.

- ✓ **Enfriamiento, lubricación de la broca y el conjunto de perforación:** Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan temperaturas extremas debido a la fricción de la broca. Esta debe ser absorbida por el fluido de perforación y llevada lejos del fondo del pozo. Adicionalmente el lodo debe lubricar la columna de perforación reduciendo los torques durante la perforación y el arrastre durante los viajes.
- ✓ **Transmitir la energía hidráulica a las herramientas:** El fluido provee la energía hidráulica para que el motor la convierta en energía mecánica y así permitir la rotación de la broca. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas MWD/LWD.
- ✓ **Asegurar una evaluación adecuada de la formación:** Muchos registros requieren que el fluido de perforación sea un líquido conductor de electricidad que exhiba propiedades eléctricas diferentes de las de los fluidos en la formación.
- ✓ **Evitar la corrosión:** Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento pueden estar sujetos a un ambiente corrosivo dado por el fluido de perforación y por la formación. Por esta razón el fluido de perforación debe mantener la corrosión a un nivel aceptable.
- ✓ **Facilitar la cementación del revestimiento:** El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completamiento.
- ✓ **Minimizar el impacto ambiental:** Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho, por ende, debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales y cumplir con las normas locales sobre la degradación.

ANEXO G CÁLCULO VOLUMEN DE LODO ESTADO MECÁNICO

A continuación, se describen los pasos y las ecuaciones que se utilizan para calcular los barriles de fluido de perforación, requeridos para la perforación del pozo y los barriles de fluido requeridos en superficie; debido a pérdidas de fluido que se pueden presentar durante la operación de perforación y pérdidas de fluido impregnado en los cortes provenientes del pozo dentro del equipo de control de sólidos.

Primero se debe calcular los barriles de fluido para la sección de revestimiento 12 ¼", para esto se debe conocer la longitud y el diámetro interno de esta sección. Se utiliza la **Ecuación 5** y se toma un volumen exacto de barriles.

Ecuación 5. Volumen sección 12 ¼ "

$$\begin{aligned} \text{Volumen sección } 12\frac{1}{4}" \\ = \frac{\text{Diámetro interno}^2 \text{ [Pulgadas]}}{1029.4} * \text{Profundidad [Pies]} \end{aligned}$$

$$\text{Volumen sección } 12\frac{1}{4}" = \frac{(8.861 \text{ Pulgadas})^2}{1029.4} * 6917 \text{ Pies}$$

$$\text{Volumen sección } 9\frac{5}{8}" = 528 \text{ Bbl}$$

Segundo se debe calcular el volumen de fluido que se debe utilizar para la perforación de la sección de interés con broca de 8 ½ pulgadas de diámetro, la **Ecuación 6** permite calcular los barriles requeridos.

Ecuación 6. Volumen sección 8 ½"

$$\begin{aligned} \text{Volumen sección } 8\frac{1}{2}" \\ = \frac{\text{Diámetro broca}^2 \text{ [Pulgadas]}}{1029.4} * \text{Profundidad [Pies]} \end{aligned}$$

$$\text{Volumen sección } 8\frac{1}{2}" = \frac{(8.5 \text{ Pulgadas})^2}{1029.4} * 2143 \text{ Pies}$$

$$\text{Volumen sección } 8\frac{1}{2}" = 151 \text{ Bbl}$$

Tercero se debe hallar el volumen total de fluido de perforación que se debe utilizar para la perforación del hueco, este se calcula mediante el uso de la **Ecuación 7**

Ecuación 7. Barriles totales del hueco

$$\begin{aligned} \text{Barriles totales del hueco} \\ = \text{Volumen sección } 12\frac{1}{4}'' + \text{Volumen sección } 8\frac{1}{2}'' \end{aligned}$$

$$\text{Barriles totales del hueco} = 528 \text{ Bbl} + 151 \text{ Bbl}$$

$$\text{Barriles totales del hueco} = 679 \text{ Bbl}$$

Cuarto, ya calculado el volumen necesario de fluido de perforación en el pozo, se debe calcular el volumen total de superficie. Este volumen de superficie lo constituye el volumen en los tanques de almacenamiento de fluido y el volumen impregnado en los cortes provenientes del pozo dentro del equipo de control de sólidos. Para calcular el volumen de los tanques se utiliza la **Ecuación 8** junto con el factor de seguridad que representa el volumen que se debe tener en caso de pérdida de fluido de perforación durante la perforación del pozo.

Ecuación 8. Volumen de tanques en superficie

$$\begin{aligned} \text{Volumen tanques en superficie} \\ = \text{Barriles totales hueco} * \text{Factor de seguridad} \end{aligned}$$

$$\text{Volumen tanques en superficie} = 679 \text{ Bbl} * 1$$

$$\text{Volumen tanques en superficie} = 679 \text{ Bbl}$$

El volumen de dilución es aquel volumen que se pierde debido al fluido que queda impregnado en los cortes de perforación que llegan al equipo de control de sólidos, se establece que se pierden 0.1 barriles por pie perforado de la sección de interés. De la **Ecuación 9** se obtiene el volumen de dilución, este volumen debe ser considerado al momento de hallar el volumen total de superficie.

Ecuación 9. Volumen de dilución

$$\text{Volumen de dilución} = \text{Profundidad sección } 8\frac{1}{2} \text{ [Pies]} * 0.1 \frac{\text{Bbl}}{\text{Pie}}$$

$$\text{Volumen de dilución} = 2143 \text{ Pies} * 0.1 \frac{\text{Bbl}}{\text{Pie}}$$

$$\text{Volumen de dilución} = 215 \text{ Bbl}$$

Finalmente, mediante la **Ecuación 10**, se calcula el volumen total de fluido de perforación necesario para la perforación del pozo.

Ecuación 10. Volumen total de fluido para la perforación del pozo

$$\text{Volumen total de fluido} = \text{Bbl hueco} + \text{Bbl tanques} + \text{Bbl de dilución}$$

$$\text{Volumen totales de fluido} = 679 \text{ Bbl} + 679 \text{ Bbl} + 215 \text{ Bbl}$$

$$\text{Volumen total de fluido} = 1573 \text{ Bbl}$$

Se deben utilizar 1573 barriles de fluido de perforación, para perforar la sección de 8 ½ pulgadas del pozo. La cantidad total de fluido de perforación permite determinar las cantidades y costos de cada aditivo que deben ser utilizados para la perforación, estos datos se pueden observar en la **Tabla 9** para cada una de las tres formulaciones.