

**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 LABORATORIO**

**CARLOS EDUARDO CANDELA SUESCÚN
SERGIO ANDRÉS SALGADO GÓMEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

**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 LABORATORIO**

**CARLOS EDUARDO CANDELA SUESCÚN
SERGIO ANDRÉS SALGADO GÓMEZ**

**Trabajo de investigación para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Directora
ALEYDA SANTAMARÍA CARDOZO
Ingeniera de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

Nota de aceptación:

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno

Ing. Alexander López Castro

Ing. Miguel Ángel Rodríguez Reyes

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector Académico y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano general Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) del Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

DEDICATORIA

A Dios por mostrarme siempre los caminos correctos y mantenerme firme a lo largo de este proceso de mi vida.

A mi padre CARLOS HERNANDO por ser mi más grande orgullo y mi modelo a seguir; por guiar a la familia y siempre esforzarse por brindarnos lo mejor. A mi madre LAURA por estar siempre a mi lado, que aunque no fue fácil y más de una vez logré hacerle desesperar siempre me brindó su apoyo y motivación para seguir adelante. A mis padres gracias por jamás faltar en mi vida, les estaré eternamente agradecido.

A mi hermano ANDRÉS RICARDO por ser mi mejor amigo y apoyarme en cada decisión de mi vida; por ayudarme a ser una mejor persona cada día. A mi hermano JULIÁN MATEO por llenar la casa de momentos de nobleza y motivarme a ser un ejemplo como hermano mayor.

A ALEJANDRA NONZOQUE por ser un apoyo incondicional, por acompañarme y vivir conmigo esta gran etapa de mi vida y por creer en mí en los peores momentos.

A mi compañero de tesis y amigo, por su compañerismo, interés y dedicación en el desarrollo de este proyecto. A su familia por siempre hacerme sentir como en casa.

A familiares y amigos que de alguna manera formaron parte de este proceso, dejándome enseñanzas y haciendo de esta una gran etapa de mi vida.

Carlos Eduardo Candela Suescún

DEDICATORIA

A Dios por permitirme finalizar esta etapa de mi vida con su voluntad y guiarme por sus caminos para lograr cada objetivo que me propuse.

A mis padres por su esfuerzo y apoyo a lo largo de toda la carrera. Gracias por mostrarme los mejores caminos a seguir, por ser un ejemplo para mí y ser la mejor familia del mundo. Les estaré eternamente agradecido por permitirme ser ingeniero de petróleos y son ustedes mi orgullo más grande.

A mi hermano por ser un apoyo incondicional en cada momento de mi vida, por cada lección que me ha dado para hacer de mí una mejor persona. Gracias por ser mi mejor amigo, el mejor hermano mayor y ser mi más grande ejemplo.

A mis abuelos por estar presentes en mi crecimiento como persona durante toda mi vida. La bendición más grande es poder contar con ustedes y hacerles sentir orgullosos de ser su nieto; ¡lo logramos!

A mi novia por darme su amor y apoyo a lo largo de este camino. La vida es linda cuando en ella hay amor, gracias.

A mi compañero de tesis por ser un gran amigo, por su esfuerzo y dedicación para culminar este proyecto. A su familia por darme un segundo hogar y darnos su apoyo.

A mis familiares y amigos que me han apoyado y han compartido a mi lado este reto. Este logro es de todos ustedes.

Sergio Andrés Salgado Gómez

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de América por permitirnos adquirir todo el conocimiento en nuestra área de investigación, a nuestra directora de tesis la ING. ALEYDA SANTAMARÍA CARDOZO por las enseñanzas, la paciencia y el tiempo dedicado. A nuestro orientador ING. JORGE ANDRÉS TOVAR por más que ser un orientador ser nuestro amigo y guía. A nuestros padres que con esfuerzo y dedicación fueron apoyo permanente para que lográramos llegar hasta este punto, a nuestros hermanos y demás familiares por nunca dudar de nosotros.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	25
1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	26
1.1 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	26
1.2 DEFINICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	28
1.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	28
1.3.1 Asegurar una evaluación adecuada de la formación.	28
1.3.2 Apoyar, enfriar y lubricar la broca y el conjunto de perforación.	29
1.3.3 Controlar la corrosión.	29
1.3.4 Controlar las presiones de la formación.	29
1.3.5 Facilitar operaciones de cementación y completamiento.	30
1.3.6 Mantener la estabilidad del agujero.	30
1.3.7 Minimizar el impacto al ambiente.	30
1.3.8 Minimizar los daños al yacimiento.	31
1.3.9 Retirar los recortes del pozo.	31
1.3.10 Suspender y descargar los recortes.	32
1.3.11 Transmitir la energía hidráulica a la broca y herramientas de fondo.	32
1.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	32
1.4.1 Propiedades físicas.	33
1.4.2 Propiedades químicas.	49
1.5 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	53
1.5.1 Fluidos de perforación base agua.	54
1.5.2 Fluidos de perforación base aceite.	59
1.5.3 Fluidos de perforación aireados.	60
2. ADITIVOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LA APLICABILIDAD DE LA NANOTECNOLOGÍA	62
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ADITIVOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	62
2.1.1 Controladores de pérdida de circulación (LCM).	62
2.1.2 Controladores de pH.	63
2.1.3 Densificantes.	64
2.1.4 Dispersantes.	64
2.1.5 Inhibidores de corrosión.	65
2.1.6 Inhibidores de hinchamiento.	66
2.1.7 Surfactantes.	66
2.2 GENERALIDADES DE LOS ADITIVOS CONVENCIONALES	67
2.2.1 Controladores de filtrado.	67
2.2.2 Lubricantes.	70

2.2.3	Viscosificantes.	72
2.3	ADITIVOS A BASE DE NANOTECNOLOGÍA	73
2.3.1	Definición de nanotecnología.	74
2.3.2	Aplicaciones de la nanotecnología en la industria petrolera.	74
2.3.3	Ventajas del uso de nanotecnología en la industria petrolera.	76
2.4	GENERALIDADES DE LOS ADITIVOS A BASE DE NANOTECNOLOGÍA	76
2.4.1	Generalidades de los controladores de filtrado.	77
2.4.2	Generalidades de los lubricantes.	78
2.4.3	Generalidades de los viscosificantes.	78
3.	PLAN DE PRUEBAS DE LABORATORIO	80
3.1	FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE CON ADITIVOS CONVENCIONALES	80
3.2	FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVO CONTROLADOR DE FILTRADO NANO	81
3.3	FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVO LUBRICANTE NANO	84
3.4	FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVO VISCOSIFICANTE NANO	85
3.5	FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVOS NANO	85
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
4.1	FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO CONTROLADOR DE FILTRADO NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL	88
4.2	FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVOS NANO SIN DISPERSANTE	96
4.2.1	Formulaciones de fluidos con aditivos nano sin dispersante vs formulación de fluido convencional.	97
4.3	FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO LUBRICANTE NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL	102
4.4	FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO VISCOSIFICANTE NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL	105
4.5	FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVOS NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL	109
5.	ANÁLISIS FINANCIERO	119
5.1	ANÁLISIS DE COSTOS	120
5.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	122
5.2.1	Valor presente neto para fluido de perforación convencional.	124
5.2.2	Valor presente neto para fluido de perforación propuesto con aditivo controlador de filtrado nano	125
5.2.3	Valor presente neto para fluido de perforación propuesto con aditivo lubricante nano	125

5.2.4	Valor presente neto para fluido de perforación propuesto con aditivo viscosificante nano	126
5.3	CONCLUSIÓN CAPÍTULO FINANCIERO	127
6.	ANÁLISIS DE ADITIVO INHIBIDOR DE HINCHAMIENTO NANO	128
6.1	FORMULACIONES ADICIONALES CON PRODUCTO INHIBIDOR DE HINCHAMIENTO NANO	128
6.2	FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO INHIBIDOR DE HINCHAMIENTO NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL	129
7.	CONCLUSIONES	132
8.	RECOMENDACIONES	134
	BIBLIOGRAFÍA	135
	ANEXOS	137

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades físicas y químicas en fluidos de perforación base agua y base aceite	33
Tabla 2. Conversión de unidades de densidad.	35
Tabla 3. Componentes en un lodo lignosulfonatado	55
Tabla 4. Componentes en un lodo salado	56
Tabla 5. Componentes en un lodo primario	56
Tabla 6. Componentes en un lodo calado	57
Tabla 7. Componentes en un lodo bajo en sólidos	58
Tabla 8. Componentes en un lodo polimérico	58
Tabla 9. Componentes en un lodo PHPA	59
Tabla 10. Controladores de pérdida de circulación más utilizados	63
Tabla 11. Controladores de pH más utilizados.	63
Tabla 12. Densificantes más utilizados	64
Tabla 13. Dispersantes más utilizados	64
Tabla 14. Inhibidores de corrosión más utilizados	65
Tabla 15. Inhibidores de hinchamiento más utilizados.	66
Tabla 16. Surfactantes más utilizados	67
Tabla 17. Controladores de filtrado más utilizados.	69
Tabla 18. Lubricantes más utilizados.	71
Tabla 19. Viscosificantes más utilizados.	73
Tabla 20. Generalidades controlador de filtrado a base de nanotecnología.	77
Tabla 21. Generalidades lubricante a base de nanotecnología.	78
Tabla 22. Generalidades viscosificante a base de nanotecnología.	79
Tabla 23. Formulación del fluido de perforación utilizando aditivos convencionales	80
Tabla 24. Primer ensayo de formulaciones de fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	81
Tabla 25. Segundo ensayo de formulaciones de fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	82
Tabla 26. Tercer ensayo de formulaciones de fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	83
Tabla 27. Formulaciones del fluido de perforación con aditivo lubricante nano	84
Tabla 28. Formulaciones del fluido de perforación con aditivo viscosificante nano	85
Tabla 29. Formulaciones de fluidos de perforación con aditivos nano	86
Tabla 30. Plan de pruebas para cada formulación de fluido de perforación.	87
Tabla 31. Formulación del fluido de perforación con aditivos nano, sin dispersante.	97
Tabla 32. Costos de aditivos convencionales	119
Tabla 33. Costos de aditivos a base nanotecnología analizados	120

Tabla 34. Costo de formulación del fluido base con el uso de aditivos convencionales	121
Tabla 35. Costo de formulación del fluido propuesto con controlador de filtrado nano	121
Tabla 36. Costo de formulación del fluido propuesto con lubricante nano	122
Tabla 37. Costo de formulación del fluido propuesto con viscosificante nano	122
Tabla 38. Resultados VPN, por barril	127
Tabla 39. Formulación de fluido base con aditivo inhibidor de hinchamiento convencional.	128
Tabla 40. Formulaciones de fluidos con aditivo inhibidor de hinchamiento nano	129

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ciclo del fluido dentro de una operación de perforación.	27
Figura 2. Balanza de lodo tipo estándar	35
Figura 3. Balanza de lodo presurizada	36
Figura 4. Filtro prensa API	37
Figura 5. Filtro prensa HPHT	38
Figura 6. Filtro prensa PPT	39
Figura 7. Lubricímetro	41
Figura 8. Viscosímetro	43
Figura 9. Embudo Marsh	44
Figura 10. Retorta	47
Figura 11. Kit de arenas	48
Figura 12. Swell meter	49
Figura 13. MBT	52
Figura 14. pH-metro	53
Figura 15. Clasificación de los fluidos de perforación.	53
Figura 16. Diferencias gráficas en los distintos tipos de lodo	60
Figura 17. Gráfica volumen de filtrado versus tiempo de filtración.	69
Figura 18. Síntomas de Torque y Arrastre	71
Figura 19. Comparación material a granel con las nanopartículas	75
Figura 20. Orden de mezcla de aditivos químicos para la preparación de fluidos de perforación base agua	80
Figura 21. Orden de mezcla de aditivos químicos para fluido de perforación base agua con aditivo controlador de filtrado nano	82
Figura 22. Flujo de efectivo para fluido de perforación convencional	124
Figura 23. Flujo de efectivo para fluido de perforación propuesto con controlador de filtrado nano	125
Figura 24. Flujo de efectivo para fluido de perforación propuesto con lubricante nano	126
Figura 25. Flujo de efectivo para fluido de perforación propuesto con viscosificante nano	126

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Densidad	34
Ecuación 2. Densidad de lodo de perforación.	34
Ecuación 3. Filtrado HPHT	38
Ecuación 4. Filtrado PPT	40
Ecuación 5. Factor de coeficiente de fricción	41
Ecuación 6. Coeficiente de lubricación	42
Ecuación 7. Viscosidad	44
Ecuación 8. Viscosidad plástica	45
Ecuación 9. Punto cedente	46
Ecuación 10. Alcalinidad Pf	50
Ecuación 11. Alcalinidad Mf	50
Ecuación 12. Alcalinidad Pm	50
Ecuación 13. Cloruros 0,0282N <i>AgNO3</i>	51
Ecuación 14. Dureza total	51
Ecuación 15. Conversión de galones a barril	120
Ecuación 16. Cálculo de costo de aditivos	120
Ecuación 17. Valor presente neto	123
Ecuación 18. Conversión para tasa de interés	123

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados de pruebas de laboratorio de las formulaciones	138
Anexo B. Procedimientos de pruebas físicas de laboratorio para un fluido de perforación base agua	150
Anexo C. Procedimientos de pruebas químicas de laboratorio para un fluido de perforación base agua	159
Anexo D. Procedimientos de pruebas especiales de laboratorio para un fluido de perforación base agua	165
Anexo E. Fichas técnicas de los aditivos utilizados para la formulación de los fluidos de perforación	172

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	89
Gráfica 2. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	90
Gráfica 3. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	90
Gráfica 4. Alcalinidad Pm en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	92
Gráfica 5. Alcalinidad Pf en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	92
Gráfica 6. Alcalinidad Mf en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	93
Gráfica 7. Cloruros en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	94
Gráfica 8. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	94
Gráfica 9. Filtrado PPT y filtrado HPHT en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano	96
Gráfica 10. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante	98
Gráfica 11. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante	99
Gráfica 12. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante	100
Gráfica 13. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante	100
Gráfica 14. Coeficiente de lubricidad en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante	101
Gráfica 15. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano	102
Gráfica 16. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano	103
Gráfica 17. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano	104
Gráfica 18. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano	104
Gráfica 19. Coeficiente de lubricación en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano	105
Gráfica 20. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano	106
Gráfica 21. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano	107

Gráfica 22. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano	107
Gráfica 23. Viscosidad de embudo en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano	108
Gráfica 24. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano	109
Gráfica 25. Viscosidad plástica en fluidos de perforación con los tres aditivo nano	110
Gráfica 26. Punto cedente en fluidos de perforación con los tres aditivo nano	111
Gráfica 27. Resistencia de gel en fluidos de perforación con los tres aditivo nano	111
Gráfica 28. Filtrado API en fluidos de perforación con los tres aditivo nano	112
Gráfica 29. Coeficiente de lubricidad para fluidos de perforación con los tres aditivos nano	113
Gráfica 30. Pf en fluidos de perforación con los tres aditivos nano	114
Gráfica 31. Pm en fluidos de perforación con los tres aditivos nano	114
Gráfica 32. Mf en fluidos de perforación con los tres aditivos nano	115
Gráfica 33. Cloruros en fluidos de perforación con los tres aditivos nano	116
Gráfica 34. PPT en fluidos de perforación con los tres aditivos nano	116
Gráfica 35. HPHT en fluidos de perforación con los tres aditivos nano	117
Gráfica 36. Hinchamiento lineal en fluidos de perforación con los tres aditivo nano	118
Gráfica 37. Hinchamiento lineal en fluidos con inhibidor de hinchamiento nano	130

ABREVIATURAS

%	Porcentaje
API	Instituto Americano del petróleo, por sus siglas en inglés
Bbls	Barriles
Ca	Calcio
cc	Centímetros cúbicos
Cl	Cloro
cP	Centipoises
ft	Pies
ft²	Pies cuadrados
HPHT	Alta presión alta temperatura, por sus siglas en inglés
in	Pulgada
IPA	Alcohol isopropílico, por sus siglas en inglés
LCM	Material de control de pérdida
lbs	Libras
lpb	Libras por barril
Mf	Medida de fenolftaleína
min	Minuto
mL	Mililitro
MW	Peso del lodo, por sus siglas en inglés
nm	Nanómetro
°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
Pf	Punto de fenolftaleína
pH	Potencial de hidrógeno
ppb	Libras por barril, por sus siglas en inglés
ppg	Libras por galón, por sus siglas en inglés
ppm	Partes por millón
PPT	Prueba de taponamiento de permeabilidad, por sus siglas en inglés
psi	Libras por pulgada cuadrada
rpm	Revoluciones por minuto
SG	Gravedad específica, por sus siglas en inglés
USD	Dólares estadounidenses
VP	Viscosidad plástica
VPN	Valor presente neto
YP	Punto cedente

GLOSARIO

ADITIVO: cualquier material que se añade a un lodo para lograr un propósito determinado.

ALCALINIDAD: el poder neutralizador de la acidez de una sustancia medido por el número máximo de equivalentes de un ácido con el cual puede reaccionar para formar una sal. En el análisis de agua, representa los carbonatos; bicarbonatos; hidróxidos; y ocasionalmente los boratos, silicatos y fosfatos en el agua.

ARRASTRE: corresponde a la resistencia axial que se opone al movimiento, causada por la interacción entre la tubería y la formación perforada, mientras se lleva a cabo el deslizamiento de la sarta de perforación.

BARRIL: unidad volumétrica de medición usada en la industria del petróleo, igual a 42 galones americanos.

BARRIL EQUIVALENTE: unidad de laboratorio empleada para la evaluación o pruebas de lodo. Un gramo de material, cuando se agrega a 350 ml de lodo, equivale a la adición de 1 lb de material a un barril (42 galones) de lodo.

DISPERSIÓN: subdivisión de agregados. La dispersión aumenta la superficie específica de la partícula, resultando en un aumento de la viscosidad y del esfuerzo de gel.

EMBOTAMIENTO: fenómeno de adhesión de material arcilloso en la broca y ensuciamiento de la misma.

FILTRADO: medida de la cantidad relativa de pérdida de fluido (filtrado) a través de formaciones o membranas permeables, cuando el fluido de perforación es sometido a una presión diferencial.

FLOCULACIÓN: asociación incoherente de partículas en grupos ligeramente enlazados, precipitación irreversible de coloides y otras sustancias del fluido.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: líquido que se utiliza en la perforación rotatoria para desempeñar algunas de las varias funciones requeridas durante la perforación.

LUTITA: roca arcillosa de grano fino con un clivaje de tipo pizarra, a veces conteniendo una sustancia orgánica petrolífera.

MF: la alcalinidad al anaranjado de metilo (Mf) del filtrado, reportada como número de milímetros de ácido 0,02 Normal (N/50) requerido por milímetro de filtrado para lograr el punto final de anaranjado de metilo (pH 4,3).

PEGA DE TUBERÍA: una condición según la cual la tubería de perforación, la tubería de revestimiento u otros dispositivos pueden quedar bloqueados en el pozo.

PF: la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, reportada como número de mililitros de ácido sulfúrico 0,02 Normal (N/50) requeridos por mililitro de filtrado, para lograr el punto final de fenolftaleína.

PM: la alcalinidad de fenolftaleína del lodo, reportada como número de mililitros de ácido sulfúrico 0,02 Normal (N/50) requeridos por mililitro de lodo.

PUNTO CEDENTE: medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo.

REOLOGÍA: estudio del flujo y su posterior deformación de la materia como resultado del mismo. Las características reológicas de los materiales afectan directamente la forma en que deben manejarse y procesarse.

REVOQUE: los sólidos suspendidos que se depositan sobre un medio poroso durante el proceso de filtración.

ROLADO: procedimiento de laboratorio que se realiza a los fluidos de perforación en donde se someten muestras de los lodos dentro de una celda presurizada a temperaturas elevadas en un intervalo de tiempo de 16 horas para simular el comportamiento del fluido en un pozo.

SPURR LOSS: primer filtrado aparente que se evidencia al iniciar la prueba de PPT. Normalmente se toma la muestra de Spurr loss entre los 25 y 30 segundos a una presión diferencial de 500 psi.

TIXOTROPÍA: la capacidad del fluido para desarrollar un esfuerzo de gel con el tiempo. La propiedad de un fluido que hace que éste desarrolle una estructura rígida o semirígida de gel cuando está en reposo, pero que puede volver a un estado fluido bajo agitación mecánica.

TORQUE: una medida de la fuerza o esfuerzo aplicado a un eje, causando su rotación. En un equipo de perforación rotatorio, esto se aplica especialmente a la rotación de la tubería de perforación, en lo que se refiere a su acción contra el calibre del pozo.

VISCOSIDAD PLÁSTICA: la viscosidad plástica es una medida de la resistencia interna al flujo de fluido, atribuible a la cantidad, tipo y tamaño de los sólidos presentes en un fluido determinado.

RESUMEN

En este proyecto se evalúa el uso de tres aditivos a base de nanotecnología dentro de la formulación de un fluido de perforación; estos aditivos son un controlador de filtrado nano, un lubricante nano y por último un viscosificante nano. El rendimiento de estos aditivos se evalúa comparando los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio con los resultados de los aditivos convencionales utilizados en la formulación de un fluido base. El uso de estos tres aditivos busca la mejora de propiedades específicas como lo son: controlar la pérdida de volumen de filtrado hacia las formaciones permeables, mejorar el desempeño de la viscosidad plástica, punto cedente y resistencia de gel y la disminución del porcentaje de fricción asociado al torque.

El desarrollo del proyecto se basa en 5 fases para dar solución a los objetivos planteados: La primera fase consta de una recopilación de la información acerca de las pruebas de laboratorio que se le realizan al fluido de perforación. Adicionalmente, se presenta la información concerniente a los aditivos convencionales y aditivos nano junto con la introducción a la nanotecnología.

La segunda fase comprende las formulaciones de los fluidos a evaluar con las distintas concentraciones a fin de determinar la formulación a base de nanotecnología que presenta mayor rendimiento con respecto al fluido base formulado con aditivos químicos convencionales. El objetivo de implementar estos aditivos es obtener mayor rendimiento del fluido de perforación en las propiedades de control de filtrado, lubricidad y viscosidad.

La tercera fase consiste en realizar cada una de las formulaciones descritas en la fase dos y realizar las pruebas de laboratorio para determinar las propiedades físicas y químicas del fluido; propiedades que se determinan realizando las pruebas de densidad API, filtrado API, HPHT, PPT, pruebas químicas (Mf, Pf, cloruros & calcio), reología y swell Meter.

La cuarta fase es la fase de análisis de los resultados de las pruebas realizadas en la fase tres, en donde se escogen las formulaciones de los fluidos a base de nanotecnología que mayor rendimiento presentaron comparados con la formulación del fluido base.

La quinta y última fase es la fase del análisis financiero del proyecto, en donde se determina la viabilidad de la implementación de los aditivos a base de nanotecnología mediante el uso del indicador financiero VPN, con el cual se obtiene el análisis de costos y con ello la culminación del proyecto.

Palabras clave: Nanotecnología, fluido de perforación, controlador de filtrado, lubricante, viscosificante.

INTRODUCCIÓN

En el momento de la perforación de un pozo petrolero, es importante tener en cuenta algunos factores como lo son el conocimiento previo de las formaciones y el fluido de perforación a utilizar, esto con el fin de realizar un óptimo diseño del mismo y por consiguiente obtener un excelente desarrollo del pozo.

En consecuencia, el fluido de perforación que se vaya a utilizar en la operación está formulado a partir de unos aditivos que cumplen funciones específicas e inciden directamente sobre las propiedades del lodo y por consiguiente incurren en el comportamiento adecuado del pozo a perforar. Por ello, dependiendo del tipo de formación, profundidad, temperatura y demás propiedades petrofísicas, conocidas con anterioridad, los aditivos son seleccionados para obtener el mejor rendimiento durante la perforación. Dentro de la industria se han tenido problemas a la hora de la formulación y selección de los aditivos utilizados debido a que estos afectan directamente en las propiedades del fluido de perforación, evitando que este cumpla con su funcionamiento y por consiguiente alteren el curso normal de la perforación.

Dentro de la elaboración de un fluido de perforación, los aditivos empleados se clasifican dependiendo de su función y estos son suministrados por proveedores autorizados por la empresa prestadora de servicios. Los productos obtenidos son elaborados con una materia prima y procedimientos que no cumplen con los parámetros mínimos según la norma API 13 A, provocando un bajo rendimiento de los viscosificantes, lubricantes y controladores de filtrado utilizados para la elaboración de fluidos de perforación base agua y por consiguiente genera efectos negativos en la tixotropía, esfuerzos de corte, viscosidad y espesor del revoque.

El presente trabajo de grado tiene como fin mejorar las propiedades de un fluido de perforación base agua dada la problemática del uso de aditivos no convencionales de baja calidad que afectan el desempeño del fluido de perforación en la operación. A partir del uso de aditivos a base de nanotecnología, se busca potencializar el fluido de perforación para que tenga un rendimiento óptimo para la operación, adicionalmente con la implementación de esta nueva tecnología el rendimiento esperado del fluido de perforación se puede obtener utilizando menores concentraciones de los productos, lo que resulta en una reducción de costos.

Este proyecto se enfoca en la formulación de un fluido de perforación base agua a nivel laboratorio, en donde van a ser utilizados tres aditivos a base de nanotecnología como lo son un controlador de filtrado, un lubricante y un viscosificante. Para la evaluación del rendimiento del fluido, se realizarán distintas pruebas de laboratorio teniendo como guía la norma API 13 A, pruebas que comprenden la densidad API, filtrado API, HPHT, PPT, pruebas químicas (Mf, Pf, cloruros & calcio), reología y swell Meter.

Los resultados de las pruebas de laboratorio serán comparadas con un fluido de perforación base agua formulado a partir de aditivos convencionales, en donde se variarán las concentraciones de los aditivos a base de nanotecnología con el fin de obtener un fluido que presente mayor rendimiento a los fluidos de perforación convencionales que se utilizan actualmente en Weatherford Colombia Limited.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente a nivel de laboratorio el uso de un viscosificante, un lubricante y un controlador de filtrado a base de nanotecnología para la mejora del rendimiento en un fluido de perforación base agua.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de los fluidos de perforación base agua.
2. Describir las generalidades de los controladores de filtrado, lubricantes y viscosificantes convencionales y a base de nanotecnología.
3. Realizar un plan de pruebas de laboratorio diseñado tanto para el fluido base como para los fluidos propuestos a base de nanotecnología.
4. Analizar los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio para la posterior selección de los fluidos con aditivos a base de nanotecnología que presenten mejor rendimiento con respecto al fluido base.
5. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador de valor presente neto (VPN).

1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se abordan los aspectos más importantes de los fluidos de perforación tales como las funciones, propiedades y la clasificación que presentan estos.

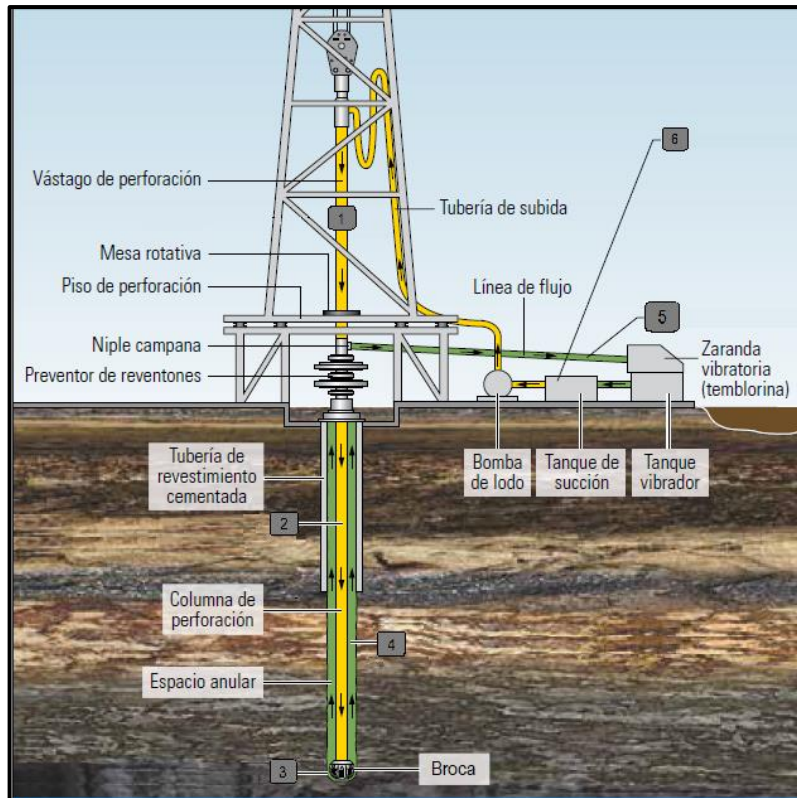
1.1 GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Durante la perforación de un pozo de petróleo y gas es de vital importancia el uso y manejo del fluido de perforación; esto como una forma útil para estabilizar las paredes del hueco, lubricar la broca, llevar los recortes perforados a superficie, entre otros.

Mantener la calidad del fluido dentro de los valores deseables y preestablecidos debe ser una tarea necesaria para evitar problemas de inestabilidad en el hueco. Por eso mismo, como una función del especialista, la toma de muestras del fluido de perforación a la entrada y salida del pozo permite efectuar ajustes en dado caso de ser necesario.

En la **Figura 1.** se puede visualizar el recorrido o ciclo del fluido durante la perforación de un pozo.

Figura 1. Ciclo del fluido dentro de una operación de perforación.



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2009. p. 1.12

En la **Figura 1.** se puede observar el sistema de circulación del fluido de perforación que comienza en el sistema de tanques. Como se puede apreciar en el punto (1) el lodo es bombeado mediante acción de la bomba triplex de lodo, asciende por la tubería de subida y desciende por la línea del vástago de perforación atravesando la columna de perforación en su recorrido por el pozo hacia la broca.

Desde el punto (2) el fluido de perforación se ve afectado por los esfuerzos de corte, la temperatura y la presión a medida que es bombeado hacia la broca a alta velocidad y alta presión. Es a través de la tubería de perforación donde el lodo, mediante las boquillas de la broca – punto (3) – es expulsado a presión y este sube por el espacio anular del pozo arrastrando los recortes generados en la operación – punto (4) –.

Al terminar el recorrido de ascenso, el lodo fluye por la línea de flujo – punto (5) – hacia las zarandas vibratorias (shale shaker) que se encargan de extraer los

recortes que caen en el tanque de lodo. Por último en el punto (6) en el tanque de succión se hace la nueva mezcla de aditivos, se repone la fase continua y se verifica la densidad del lodo para comenzar de nuevo el proceso de circulación.

1.2 DEFINICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Según Baker Hughes INTEQ (1998) el fluido de perforación o 'lodo' puede ser cualquier sustancia o mezcla de: aire o gas, petróleo, agua que debe tener ciertas características físicas y químicas apropiadas al pozo donde se vaya a utilizar.

Este fluido de perforación no debe ser corrosivo, tóxico, ni inflamable. Debe ser estable a altas temperaturas, inmune al desarrollo de bacterias y debe mantener sus propiedades durante toda la operación, según las exigencias que se presenten. Por lo general se puede clasificar a los fluidos de perforación como fluidos no newtonianos, debido a que estos fluidos al ser sometidos a un esfuerzo de corte tienden a variar su viscosidad, consiguiendo una mayor fluidez y cuando se mantienen en reposo demuestran una capacidad para gelificarse, variando su viscosidad.

1.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación deben cumplir con funciones específicas que colaboren con la operación y minimicen problemas de estabilidad del hueco. A continuación se explica detalladamente las funciones que debe cumplir un fluido de perforación:

1.3.1 Asegurar una evaluación adecuada de la formación. Los registradores de lodo o 'Mud Loggers' utilizan el lodo con la finalidad de monitorear la circulación del fluido de perforación y de los recortes perforados para detectar indicios de petróleo y gas.

A los recortes que llegan a superficie se les determinan las composiciones minerales, la paleontología y cualquier indicio visual de hidrocarburos. Esta información se lleva a un registro geológico (mud log), que junto con información obtenidas de LWD (Logging while Drilling) y MWD (Measuring while Drilling) componen la evaluación correcta de la formación.

El lodo de perforación termina siendo importante para la correcta evaluación de la formación debido a que algún cambio en alguna de sus propiedades puede generar lecturas erróneas de datos, exceso de filtrado a la formación e incluso baja tixotropía.

1.3.2 Apoyar, enfriar y lubricar la broca y el conjunto de perforación. Durante la perforación, la fricción constante de la broca con la roca y el tipo de formación provoca que se genere una cantidad considerable de calor. La circulación del 'lodo' enfría la broca y el conjunto de perforación, distribuyendo en todo el pozo el calor que se genera.

“El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad. Cuando una columna de perforación o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual al peso del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación.”¹

En cuanto a la lubricación, resulta ser un parámetro que no debe ser descuidado debido a que las brocas, motores de fondo y componentes de la columna de perforación fallarían de forma más frecuente si no fuera por el efecto de la lubricidad y refrigeración del fluido de perforación.

1.3.3 Controlar la corrosión. La corrosión es un parámetro que no se puede erradicar del todo durante la perforación debido a factores como los gases disueltos – oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno – que tienden a causar graves problemas. Por consiguiente, la corrosión debe mantenerse en un nivel aceptable.

Por lo general, un pH bajo agrava la corrosión de la columna de perforación y de la tubería de revestimiento y es ahí donde el fluido de perforación, con la ayuda de inhibidores químicos, brinda ese soporte a los componentes metálicos que se utilizan en las operaciones de perforación.

“Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión. La aireación del lodo, formación de espuma y otras condiciones de oxígeno ocluido pueden causar graves daños por corrosión en poco tiempo.”²

1.3.4 Controlar las presiones de la formación. Un objetivo fundamental durante la perforación es mantener el pozo ‘bajo control’, es decir, mantener el pozo bajo unas condiciones controladas y en donde ningún fluido de formación fluye dentro del pozo. El buen manejo del parámetro de densidad dentro del fluido de perforación mantiene en balance la presión ejercida por la formación, evitando incidentes que puedan llegar a ser graves.

¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Manual de fluidos de perforación, p. 2.8, 2009

² Ibíd., p. 2.10

“El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación.”³

1.3.5 Facilitar operaciones de cementación y completamiento. El fluido de perforación debe ser capaz de proveer un pozo dentro del cual no se dificulten las operaciones de completamiento y donde la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada de una forma eficaz.

“La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y la completación exitosa del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suaveo y pistoneo.”⁴

1.3.6 Mantener la estabilidad del agujero. El equilibrio entre los factores mecánicos (esfuerzo y presión) y los factores químicos constituyen lo que se conoce como la estabilidad del pozo.

Dentro de los factores químicos se consideran, básicamente, la composición química y las propiedades que se le otorgan al lodo de perforación a través de los aditivos. Este conjunto de factores deben trabajar mancomunadamente con el fin de proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

No obstante, sin considerar la composición química o las propiedades que se tenga durante la perforación, el peso – o densidad – del fluido de perforación resulta ser el factor principal para mantener las paredes de la formación y que no se tengan dificultades durante la operación. El peso de lodo debe estar dentro del intervalo necesario para que la presión de la formación, esfuerzos del pozo y esfuerzos tectónicos no inestabilicen el hoyo.

“La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar.”⁵

1.3.7 Minimizar el impacto al ambiente. Después de realizada toda la perforación del pozo, el lodo de perforación resulta ser un desecho y debe ser eliminado de acuerdo a los reglamentos y licencias ambientales establecidas dentro de cada país.

“La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación. Los fluidos a base de agua, a base de

³ Ibíd., p. 2.3

⁴ Ibíd., p. 2.10

⁵ Ibíd., p. 2.5

petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales.”⁶

1.3.8 Minimizar los daños al yacimiento. Se conoce como daño de formación a cualquier reducción en la capacidad de caudal de un yacimiento, ocasionado por la disminución de la permeabilidad o la porosidad de la formación. El fluido de perforación tiene dentro de sus objetivos, reducir en lo más posible cualquier daño que pueda ser causado por los sólidos de perforación o las interacciones mecánicas del conjunto de perforación con las paredes de la formación.

El fluido de perforación toma gran valor en el momento en que su composición y propiedades químicas favorecen la disminución de un posible daño de formación; donde se puede controlar la invasión del lodo a la formación, la precipitación de sólidos, la formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de formación y prevenir el hinchamiento de las arcillas.

“La posibilidad de daños a la formación puede ser determinada a partir de los datos de pozos de referencia y del análisis de los núcleos de la formación para determinar la permeabilidad de retorno.”⁷

1.3.9 Retirar los recortes del pozo. Durante todo el momento de la perforación de un pozo de petróleo y gas se producen recortes de perforación debido a la interacción de la broca con la formación. Estos recortes deben ser retirados del pozo a medida que son generados. Es en ese momento que entra en acción el fluido de perforación junto con un conjunto de factores adicionales.

“La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.”⁸

Para el manejo y control de los recortes entran en funcionamiento dos propiedades esenciales: densidad y viscosidad. Inicialmente, en cuanto a la densidad se facilita la limpieza del pozo si la densidad del lodo es alta y por consiguiente las fuerzas de flotación que actúan sobre los recortes, lo cual contribuye a la remoción óptima de los cortes. Adicionalmente, en cuanto a la viscosidad se evidencia que tiene influencia directa dentro de las propiedades tixotrópicas y por consiguiente los recortes no se sedimentan rápidamente.

⁶ Ibíd., p. 2.11

⁷ Ibíd., p. 2.7

⁸ Ibíd., p. 2.1

1.3.10 Suspender y descargar los recortes. En primer lugar, la suspensión de los recortes se ve directamente influenciada por las propiedades tixotrópicas que tenga consigo el fluido de perforación. Esta tixotropía es la que permite al lodo suspender los recortes mientras que se efectúan conexiones de tubería y diversas más situaciones durante las cuales no se hace circular el fluido de perforación.

De igual manera, en la descarga se hace énfasis a aquellas propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos y por consiguiente mejora el control que se tiene en el sistema del lodo y la eficacia de la perforación.

“Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.”⁹

Es por esto que se debe mantener la viscosidad en un rango determinado para conservar un equilibrio entre las propiedades del fluido que suspenden los recortes y las propiedades que facilitan la descarga de los ripios en superficie.

1.3.11 Transmitir la energía hidráulica a la broca y herramientas de fondo. El fluido de perforación, al salir por las boquillas de la cara de la broca libera una energía hidráulica que ablanda la formación y eleva los recortes lejos de la formación. La energía hidráulica hace que la superficie por debajo de la broca esté libre de recortes y de esta forma maximizar la tasa de penetración.

“La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD).”¹⁰

1.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Durante este apartado se describen las propiedades físicas y químicas que presenta un fluido de perforación sea base agua o base aceite pero haciendo énfasis en las propiedades de los fluidos base agua debido al enfoque que tiene el trabajo en desarrollo. En la **Tabla 1** se pueden observar las propiedades físicas y químicas tanto para los fluidos de perforación base agua como para los fluidos de perforación base aceite.

⁹ Ibíd., p. 2.4

¹⁰ Ibíd., p. 2.8

Tabla 1. Propiedades físicas y químicas en fluidos de perforación base agua y base aceite

	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	
	BASE AGUA	BASE ACEITE
Propiedades físicas	Compresibilidad de arena	Filtrado HPHT
	Filtrado API	Filtrado PPT
	Filtrado HPHT	Lubricidad
	Filtrado PPT	Peso del lodo
	Lubricidad	Retorta
	Peso del lodo	Reología
	Retorta	
	Reología	
Propiedades químicas	MBT	Contenido de calcio
	pH	Determinación punto de anilina
	Pf	Estabilidad eléctrica
	Mf	Pom
	Pm	Salinidad
	Contenido de cal	Sulfuros
	Cloruros	
	Calcios	

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Modificado.

A continuación se detallan las propiedades físicas y químicas en un fluido de perforación base agua, teniendo como referencia el Instituto Americano del Petróleo:

1.4.1 Propiedades físicas. Existen variedades de propiedades físicas que pueden presentar los lodos de perforación. A continuación se describen:

1.4.1.1 Densidad. Se le conoce a la densidad como la cantidad de masa por unidad de volumen de una sustancia en particular. Esto quiere decir que entre mayor masa presente esta sustancia, mayor será su densidad. La Ecuación 4 ejemplifica lo anterior mencionado.

Ecuación 1. Densidad

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

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

Donde:

ρ = Densidad, en gramos por litro
 m = Masa, en gramos
 V = Volumen, en litros

Generalmente a la densidad del fluido de perforación se le conoce como peso del lodo y resulta ser el pilar de todas las propiedades; ya que es el requerimiento primario de desempeño para un fluido de perforación. Con la densidad se controla la presión hidrostática en el pozo y se evita el flujo no deseado de fluidos al interior del pozo.

Es por esto que conociendo los valores de presión y la profundidad esperada del pozo se puede determinar el peso necesario del lodo, como se muestra en la **Ecuación 2.**

Ecuación 2. Densidad de lodo de perforación.

$$MW = \frac{PH}{0,052 \times TVD}$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
Manual de fluidos de perforación.

Donde:

MW = Peso del lodo, en libras por galón, ppg
 PH = Presión hidrostática, en libras por pulgada cuadrada, psi
 TVD = Profundidad vertical verdadera, en pies, ft

Para facilitar la conversión de unidades, la API presenta la siguiente **Tabla 2** de conversiones:

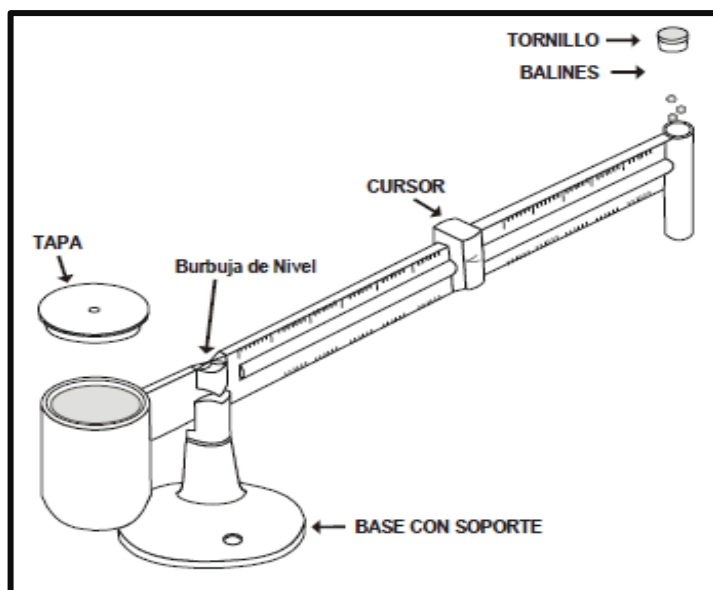
Tabla 2. Conversión de unidades de densidad.

MEDIDO EN:	FACTOR DE CONVERSIÓN PARA:			
	g/ml	kg/m ³	lb/ft ³	ppg
g/ml	1	1000	62,43	8,345
kg/m ³	0,001	1	0,06243	0,0083
lb/ft ³	0,016	16,02	1	0,1337
ppg	0,12	120	7,4805	1

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

Para la determinación de la densidad se utiliza la balanza de lodos y existen dos tipos: balanza presurizada y balanza tipo estándar como se muestra en la **Figura 2** y **Figura 3**, respectivamente.

Figura 2. Balanza de lodo tipo estándar



Fuente. PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación.

Figura 3. Balanza de lodo presurizada



Fuente. OFITE TESTING EQUIPMENT. Products, pressurized fluid density. Houston, Texas, USA. 2010.

Los procedimientos utilizados para la determinación de densidad están consignados en el **ANEXO B**.

1.4.1.2 Filtrado API. La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable. Durante la perforación, cuando la presión de la columna del lodo de perforación es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y se asienta un revoque en la pared del pozo.

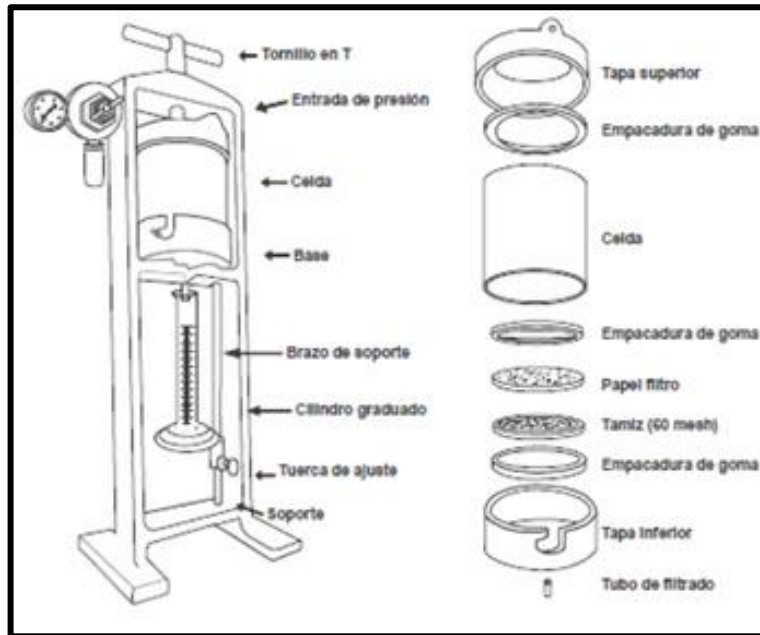
El revoque idealmente debería ser delgado (aproximadamente $\frac{1}{32}$ pulgadas de espesor) y de baja permeabilidad con el fin de restringir la invasión continua de filtrado. Al depositarse un revoque delgado de baja permeabilidad se busca mejorar la estabilidad del pozo y evitar considerables problemas durante la perforación y producción.

“Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo “reducido”, registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.”¹¹

La filtración API se determina en laboratorio a través de una filtroprensa API como se muestra en la **Figura 4**.

¹¹ *Ibíd.*, p. 2.5

Figura 4. Filtro prensa API



Fuente. PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación

En el **ANEXO B** se presenta el procedimiento utilizado en el filtrado API.

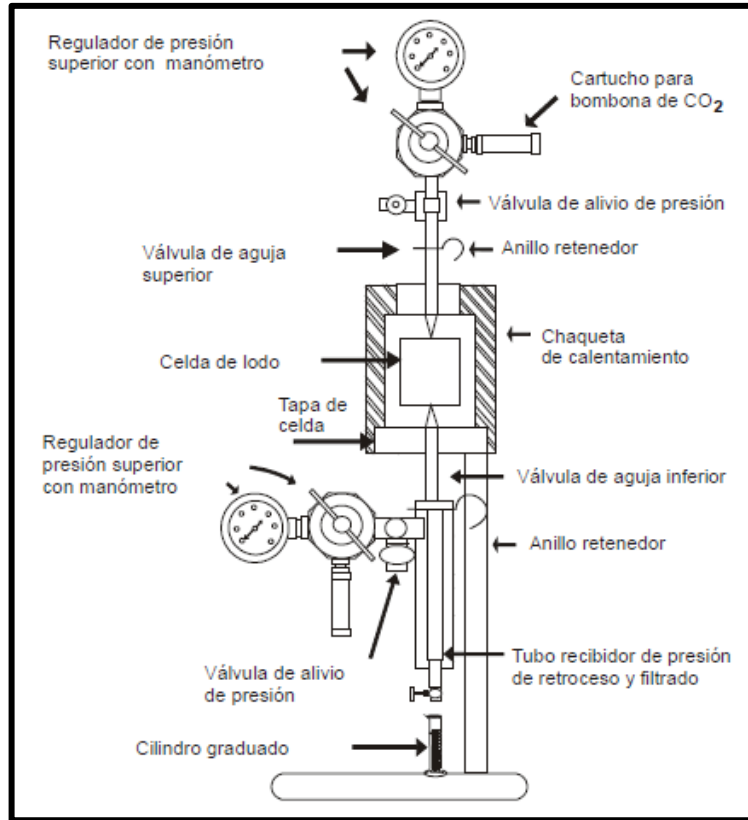
1.4.1.3 Filtrado HPHT. Se conocen a pozos de alta presión y alta temperatura a aquellos donde la temperatura de fondo alcanza valores de 300°F y la presión de fondo asciende hasta un valor de 10000 psi. Las condiciones de alta presión y alta temperatura por lo general son las restricciones que más problemas dan a las operaciones en la industria petrolera: corrosión, colapso de la cara del pozo, degradación de los aditivos en un fluido de perforación, floculación del lodo, entre otros.

Por esta razón las pruebas de fluidos de perforación para estos yacimientos requieren una comprensión altamente competente de las condiciones del pozo y de la gestión de las operaciones complejas de perforación del pozo.

Un fluido de perforación deberá ser lo suficientemente competente para que a un intervalo diferente de presiones y temperaturas no varíe las propiedades que otorga durante toda la operación y sus propiedades se mantengan constantes. A diferencia de la filtración API o filtración estática, la filtración HPHT (High Pressure High Temperature) considera las altas temperaturas y altas presiones que presenta un pozo y utiliza estos valores para predecir el comportamiento futuro del lodo en la formación.

La filtración HPHT se logra a través de una filtro prensa HPHT como muestra la **Figura 5**.

Figura 5. Filtro prensa HPHT



Fuente. PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación

El resultado que se debe proporcionar al realizar la prueba debe seguir la siguiente **Ecuación 3**:

Ecuación 3. Filtrado HPHT

$$HPHT = 2 * ml \text{ de filtrado}$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación.

Donde:

mL de filtrado = *Mililitros de filtrado después de la prueba*
HPHT = *Filtrado HPHT, en mililitros*

El procedimiento para realizar la prueba de filtrado HPHT se encuentra en el **ANEXO D**.

1.4.1.4 Filtrado PPT. La filtración PPT (Particle-Plugging Test) a diferencia de las dos filtraciones explicadas con anterioridad tiene como fin determinar la capacidad de los fluidos de perforación de bloquear la invasión de agua proveniente del lodo hacia la formación, es decir, cuantifica la capacidad de taponamiento de poros que trae consigo el fluido.

Los resultados del PPT incluyen la pérdida instantánea inicial y la pérdida total de volumen en 30 minutos. Las condiciones normales de operación incluyen: Temperaturas de hasta 350°F (176°C) y presiones diferenciales de hasta 2,000 psi (13,770 kPa)". La determinación de la filtración PPT se realiza a través de un filtro prensa PPT como muestra la Figura 6.

Figura 6. Filtro prensa PPT



Fuente. OFITE TESTING EQUIPMENT. Products, Permeability Plugging Tester. Houston, Texas, USA. 2010.

El resultado que se debe proporcionar al realizar la prueba debe seguir la siguiente **Ecuación 4:**

Ecuación 4. Filtrado PPT

$$PPT = Spurr\ loss + (2 \times ml\ de\ filtrado)$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
Manual de fluidos de perforación.

Donde:

mL de filtrado = *Mililitros de filtrado después de la prueba*
PPT = *Filtrado PPT, en mililitros*
Spurr loss = *Filtrado de spurr loss, en mililitros*

De igual forma el **ANEXO D** muestra el procedimiento utilizado para la prueba de filtrado PPT.

1.4.1.5 Lubricidad. Corresponde a la disminución de la resistencia a la fricción de la sarta a la rotación, a los efectos de torque y arrastre que presenta el pozo. Esta disminución de resistencia provoca una mayor vida útil de la broca y los componentes mecánicos utilizados en la operación. La lubricidad de un fluido de perforación se mide acuerdo a su coeficiente de fricción (COF) y varía dependiendo del tipo de lodo utilizado.

“El coeficiente de lubricación proporcionado por un fluido de perforación varía ampliamente y depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación y materiales densificantes, además de la composición química del sistema – pH, salinidad y dureza.”¹²

La evaluación de la lubricidad que posee un fluido de perforación puede ser medida a través de un instrumento conocido como lubricímetro y se presenta a continuación en la **Figura 7**.

¹² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE Op. cit., p. 2.7

Figura 7. Lubricímetro



Fuente. OFITE TESTING EQUIPMENT. Products, Lubricity tester. Houston, Texas, USA. 2010.

Este equipo arroja resultados en torque y es por ello que la **Ecuación 5** y la **Ecuación 6** permiten conocer el coeficiente de lubricidad que tiene el fluido de perforación evaluado.

Ecuación 5. Factor de coeficiente de fricción

$$F = \frac{34}{Ta}$$

Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

Donde:

F = Factor de coeficiente de fricción, adimensional.

Ta = Lectura del torque para el agua destilada, en in*lb

Ecuación 6. Coeficiente de lubricación

$$CL = \frac{Tf \times F}{100}$$

Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

Donde:

CL = Coeficiente de lubricación, en porcentaje

F = Factor de coeficiente de fricción, adimensional.

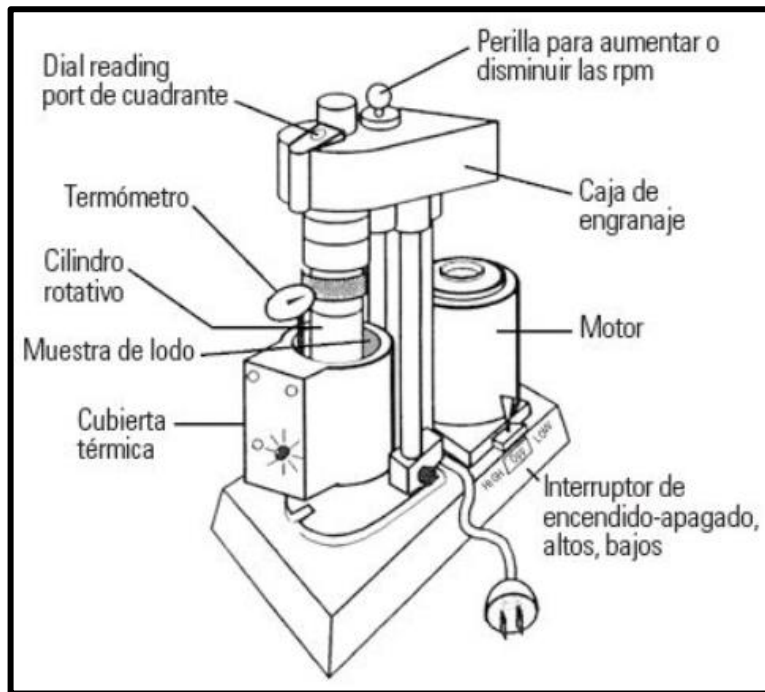
Tf = Lectura del torque para el fluido evaluado, en in*lb

Para realizar la prueba de lubricidad de un fluido de perforación se sigue el procedimiento consignado en el **ANEXO B**.

1.4.1.6 Reología. La reología se relaciona directamente con los esfuerzos cortantes que genera el fluido de perforación a medida que se cumple la perforación. De igual forma la reología viene dada por la generación de fuerzas estáticas de gel para suspender los sólidos cuando se detiene la circulación y por el comportamiento del lodo para mantener los recortes en suspensión y llevarlos hasta superficie.

En cuanto a la determinación de propiedades reológicas se utiliza un viscosímetro como el que se exhibe a continuación en la **Figura 8**.

Figura 8. Viscosímetro



Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

Dentro de las propiedades reológicas se consideran las siguientes:

- Viscosidad absoluta

Es aquella propiedad conocida cualitativa y cuantitativamente donde se especifica que es una medida relativa a la resistencia del fluido a fluir. Se relaciona con la tixotropía dada que es la propiedad que demuestran los lodos de perforación formando una estructura de gel cuando están estáticos y regresando al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte (fuerza en el fluido que se opone al flujo)

La atracción entre las moléculas que trae el lodo genera que la viscosidad se encargue de mantener en suspensión los recortes perforados. Lo anterior mencionado se expone en la siguiente **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Viscosidad

$$\mu = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{Velocidad de corte}}$$

Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

Donde:

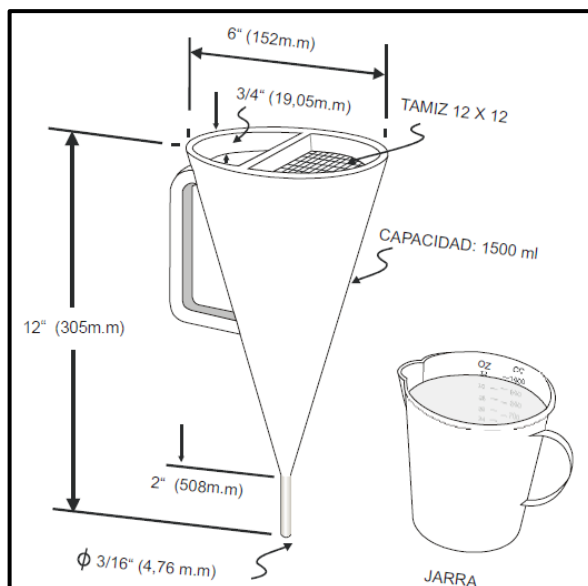
μ = Viscosidad, en Centipoises

▪ Viscosidad API

Esta propiedad se determina a partir de un Embudo Marsh – como muestra la **Figura 9** – que compara la fluidez de un líquido a evaluar con la fluidez del agua.

Aunque carece de veracidad científica, debido a que su resultado, en segundos, es más que todo cualitativo, proporciona el beneficio de suspender los cortes de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar.

Figura 9. Embudo Marsh



Fuente. PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación.

El resultado de esta prueba se reporta en los segundos que toma al fluido analizado en llenar un cuarto de galón.

- Viscosidad plástica

La viscosidad plástica es una medida absoluta de la resistencia al flujo que tiene en consideración la fricción mecánica de los sólidos dispersos en el fluido de perforación y tiene en cuenta la cantidad, tamaño y forma de estos sólidos dispersos, así como la viscosidad de la fase continua.

El manejo de la viscosidad plástica tiene directa relación con la limpieza del pozo y donde al no controlarse una baja viscosidad plástica puede aumentar la energía proporcionada a la broca, mejorar el flujo en el espacio anular para la limpieza del pozo y reducir el uso y desgaste de los equipos utilizados en la operación.

La **Ecuación 8** muestra la determinación de viscosidad plástica.

Ecuación 8. Viscosidad plástica

$$VP = \theta 600 - \theta 300$$

Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

Donde:

$\theta 300$ = Lectura de 300rpm en el viscosímetro

$\theta 600$ = Lectura de 600rpm en el viscosímetro

VP = Viscosidad plástica, en Centipoises

- Punto de cedente

El punto cedente (en inglés yield point, YP) describe la resistencia al flujo inicial o el esfuerzo mínimo necesario requerido para que el lodo se mueva. De igual forma el punto cedente de un fluido de perforación muestra la habilidad del lodo de arrastrar los recortes hasta la superficie.

“Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. El punto cedente está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones.”¹³

El punto cedente se calcula mediante la siguiente **Ecuación 9**.

¹³ PDVSA CIED, Fluidos de perforación, p. 4, 2002

Ecuación 9. Punto cedente

$$YP = \theta 300 - VP$$

Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

Donde:

- $\theta 300$ = Lectura de 300rpm en el viscosímetro
- YP = Punto cedente, en libras por 1000 pies cúbicos
- VP = Viscosidad plástica, en Centipoises

- Resistencia de gel

Se conoce a la resistencia de gel como a aquella propiedad reológica que mide la atracción física y electroquímica en momentos donde el fluido de perforación se encuentra en condiciones estáticas.

La resistencia de gel resulta ser de vital importancia ya que al mantener los sólidos en suspensión cuando se ha parado la circulación en la operación se puede permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

Todas las propiedades reológicas descritas anteriormente se determinan siguiendo el procedimiento descrito en el **ANEXO B**.

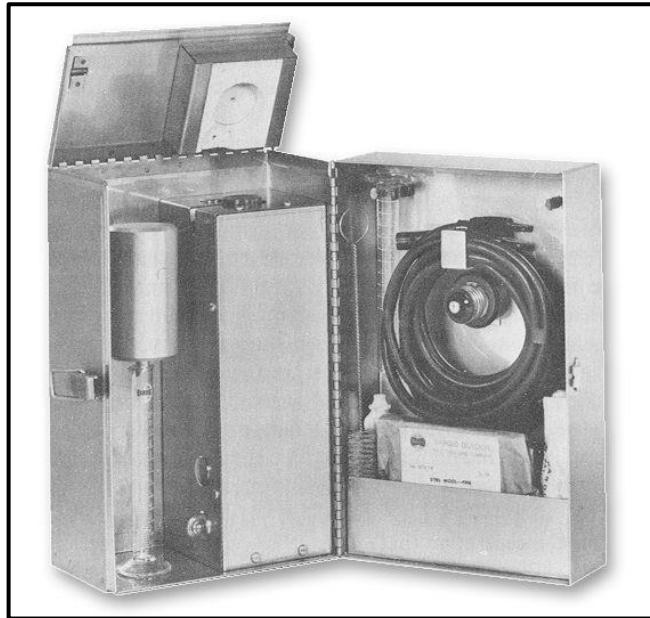
1.4.1.7 Contenido de líquidos y sólidos. El contenido de líquido, aceite y sólidos son fundamentales para determinar de mejor forma las propiedades que pueda llegar a presentar el fluido de perforación, como: Reología, densidad, filtración, relación crudo/agua e incluso salinidad del lodo.

La retorta hace referencia al equipo utilizado para la medición del contenido de líquidos y sólidos presentes en un fluido de perforación de tal forma que al final del procedimiento se puede evidenciar en la probeta utilizada, las tres (3) fases presentes que tiene el lodo.

En el caso de los fluidos de perforación base agua, se presentan dos (2) fases: agua y sólidos.

A continuación la **Figura 10** muestra el equipo de retorta.

Figura 10. Retorta

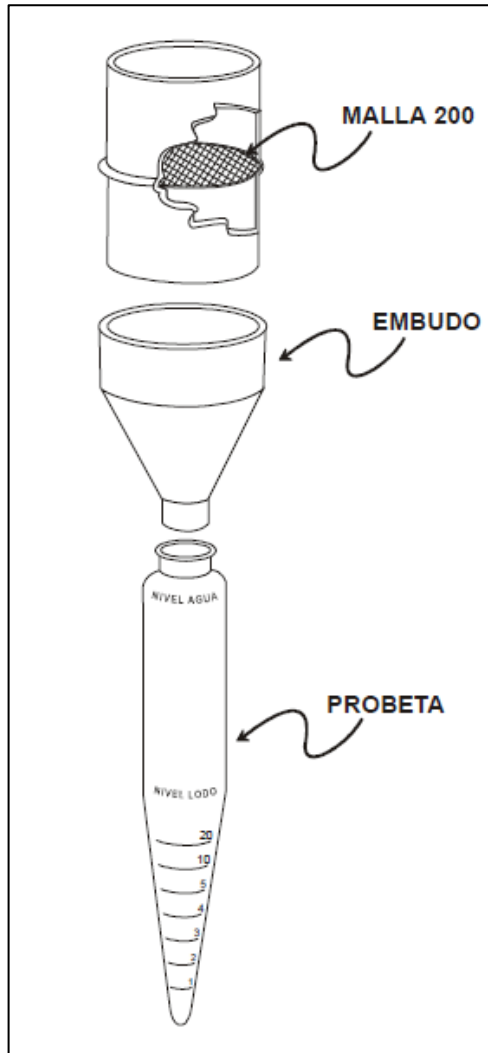


Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

1.4.1.8 Porcentaje de arena. Conocer el contenido de arena en un fluido de perforación es de gran importancia debido a que en dado caso que la prueba arroje un resultado elevado puede resultar en la formación de un revoque de filtrado grueso teniendo como consecuencia interrumpir la circulación e incluso causar abrasión en las bombas de circulación y conexiones de tubería.

Para la determinación del porcentaje de arena se utiliza el kit mostrado en la **Figura 11.**

Figura 11. Kit de arenas



Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

1.4.1.9 Hinchamiento lineal. Durante las operaciones de perforación de un pozo de petróleo o gas, el contacto entre el fluido de perforación y las formaciones arcillosas han sido objeto de estudio debido a que generan problemas de inestabilidad. Al entrar en contacto la fase acuosa del fluido de perforación con las arcillas de la formación, estas se hinchan y por consiguiente el diámetro del hueco perforado disminuye y las paredes del hueco tienden a desmoronarse.

La prueba de hinchamiento lineal consiste en simular el hinchamiento de las arcillas de la formación con un fluido base agua y observar el efecto inhibitorio que trae consigo el lodo de perforación.

La determinación del hinchamiento lineal se realiza a través de un swell meter como lo muestra la **Figura 12**.

Figura 12. Swell meter



Fuente. OFITE TESTING EQUIPMENT. Products, Dynamic Linear Swell Meter. Houston, Texas, USA. 2010.

La prueba de hinchamiento lineal se debe realizar siguiendo el procedimiento que se muestra en el **ANEXO D**.

1.4.2 Propiedades químicas. El Instituto Americano del Petróleo (API), considera las siguientes propiedades químicas en un fluido de perforación:

1.4.2.1 Alcanilidad. En términos generales la alcalinidad es el poder neutralizador de acidez de una sustancia. Esta propiedad se puede analizar sobre una muestra de lodo o sobre una muestra del filtrado de lodo y con esta determinación se pueden estimar concentraciones en el fluido de perforación de los iones bicarbonato [HCO_3^-], carbonato [CO_3^{2-}] e hidroxilo [OH^-].

Es por ello, que debido al conocimiento de la alcalinidad que presenta un fluido de perforación y su correspondiente filtrado se pueden manejar distintas variedades de aditivos para la optimización del desempeño del lodo. Según el manual de fluidos de perforación de la API los aditivos de lodos, particularmente algunos defloculantes orgánicos, viscosificantes y controladores de filtrado requieren un medio alcalino para funcionar apropiadamente debido a que estos aditivos se pueden degradar afectando el rendimiento del fluido de perforación.

Alcalinidad de fenolftaleína (Pf)

Determina las bases disueltas y sales y representa la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado de lodo.

Ecuación 10. Alcalinidad Pf

$$Pf = ml \text{ de } H_2SO_4 0,02N$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

Alcalinidad de anaranjado de metilo (Mf)

Representa el punto final de la alcalinidad del anaranjado de metilo en el filtrado de lodo y la cantidad de ácido utilizada para reducir el pH a 4,3.

Ecuación 11. Alcalinidad Mf

$$Mf = Pf + ml \text{ de } H_2SO_4 0,02N$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

Alcalinidad lodo (Pm)

Indica las cantidades de hidróxido de potasio, soda cáustica, etc., en el fluido de perforación. El Pm se refiere a la cantidad de ácido requerida para reducir el pH del lodo a 8,3.

Ecuación 12. Alcalinidad Pm

$$Pm = ml \text{ de } H_2SO_4 0,02N$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

El **ANEXO C** muestra el procedimiento a seguir para la realización de las distintas alcalinidades descritas anteriormente.

1.4.2.2 Cloruros. Los cloruros son una relación directa con la salinidad que tenga en fluido de perforación. Estos cloruros resultan ser una medida que debe monitorearse con frecuencia debido a que si se presenta algún cambio anormal en ese valor puede ser indicativo que se está perforando una formación salina o está ocurriendo un influjo desde el yacimiento.

El cloruro proviene de la sal de formación y la concentración de estos se puede determinar por titulación con una solución de nitrato de plata. Esta titulación conlleva a la **Ecuación 13** para determinar el contenido de cloruros.

Ecuación 13. Cloruros 0,0282N $AgNO_3$

$$\text{Contenido de cloruros } \left[\frac{mg}{lt} \right] = \frac{1000 \times mL \text{ de } 0,0282N \text{ } AgNO_3}{mL \text{ de filtrado}}$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

La cantidad de cloruros en un filtrado de lodo se determinan siguiendo el procedimiento consignado en el **ANEXO C**.

1.4.2.3 Dureza cálcica. La dureza cálcica hace referencia a una medida de los iones de calcio (Ca^{2+}) presentes en un fluido de perforación, por lo general, base agua. Es un parámetro que sirve de control debido a que un exceso de dureza total en un lodo puede llegar a provocar una alta pérdida de fluido, floculación del contenido de arcilla, mal revoque (blando y grueso) e incluso poca efectividad de los polímeros.

“Para la mayor parte de los lodos a base de agua, el valor aceptable de dureza total debe ser inferior a 300 mg/L . Si se utiliza el lodo de perforación de cal, es aceptable tener un mayor valor, pero se debe mantener por debajo de 400 mg/L .”¹⁴

Esta dureza cálcica puede ser hallada mediante titulación y el desarrollo de la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Dureza total

$$Ca^{2+} = 400 \times \frac{V_{EDTA}}{V_s}$$

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids.

Donde:

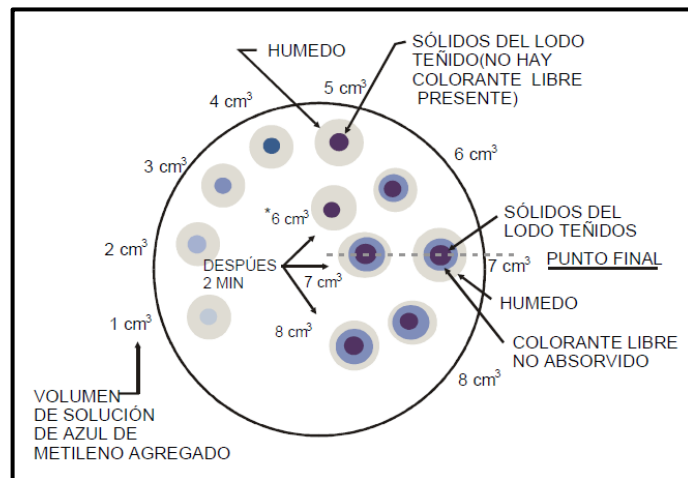
- Ca^{2+} = Concentración ion calcio, en miligramos por litro
- V_{EDTA} = Volumen EDTA, en mililitros
- V_s = Volumen filtrado, en mililitros

¹⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE *Ibíd.*, p. 3.22

1.4.2.4 MBT. El contenido arcilloso que puede presentar el lodo de perforación es un aspecto a controlar durante todo el momento de la operación: Indica sólidos reactivos que llegan a hinchar la formación e imposibilitar la perforación de la formación o generar pegas diferenciales.

La prueba para la medición de MBT se realiza con el azul de metileno. Esta prueba es de tipo cualitativo, por lo cual para el resultado se toma como punto de referencia la **Figura 13**.

Figura 13. MBT



Fuente. PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación

1.4.2.5 pH. El pH es un indicador de la acidez de una sustancia y está determinado por el número de iones libres de hidrógeno (H^+) en una sustancia.

En general el pH indica si el lodo de perforación es ácido o básico. Para efectos prácticos los fluidos de perforación deben ser alcalinos, es decir, su pH debe ser superior a 7 y específicamente la mayoría de los fluidos de perforación base agua trabajan en un rango de pH entre 7.5 a 11.5 donde sus aditivos pueden coexistir de manera óptima.

Se considera un pH bajo si el fluido de perforación se encuentra entre 7.5 y 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5 se considera un pH alto.

La **Figura 14** muestra el equipo especializado para la medición de pH.

Figura 14. pH-metro



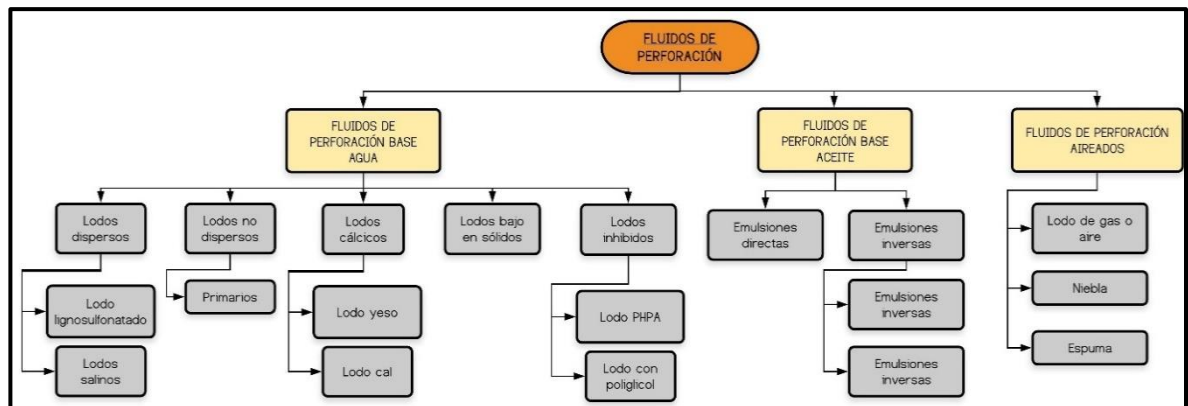
Fuente. PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación

1.5 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las exigencias ambientales, de operación y económicas configuran una gran variedad de fluidos de perforación que se pueden manejar. Es por ello, que mediante la **Figura 15** se puede observar la clasificación generalizada que pueden tener los lodos.

La clasificación se divide a grandes rasgos en tres (3) tipos de fluidos de perforación: base agua, base aceite y aireados donde dependiendo de los aditivos químicos agregados se van encontrando nuevas subdivisiones.

Figura 15. Clasificación de los fluidos de perforación.



Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

1.5.1 Fluidos de perforación base agua. En estos fluidos de perforación se considera al agua como la fase continua mientras que para integrar las propiedades requeridas en operación se usan aditivos químicos como controladores de filtrado, controladores de corrosión, densificantes, dispersantes, lubricantes, material de puenteo, viscosificantes, etc.

Por lo general se considera a los fluidos de perforación base agua como los lodos más utilizados debido a que presentan menor costo de operación y su impacto ambiental es menor en relación a los otros tipos de fluidos.

A continuación se realiza una explicación detallada de los fluidos de perforación base agua tomando como referencia la información de la **Figura 15**.

1.5.1.1 Lodos dispersos. Estos lodos presentan como principal característica la dispersión de las arcillas que terminan adelgazando el lodo. Los lodos dispersos resultan ser de gran utilidad en formaciones con problemáticas altas y pozos de grandes profundidades. Estos fluidos están compuestos en su mayoría por bentonita y bajas concentraciones de agentes dispersantes (lignosulfonatos y lignitos).

Aunque las propiedades de inhibición de hinchamiento de arcillas son evidentes en estos lodos mediante el uso de sus aditivos (lignosulfonatos y lignitos), estas nuevas propiedades resultan ser responsables del daño de formación que se obtiene durante la operación y que, por consiguiente, terminan limitando la permeabilidad de la formación.

Dentro de los lodos dispersos se encuentran los siguientes fluidos de perforación base agua:

- Lodo lignosulfonatado

Este tipo de lodos presentan una adherencia óptima sobre las partículas de arcilla y de esta forma se reduce la viscosidad y la fuerza de gel en el lodo de perforación. Presentan gran aplicabilidad para el control de propiedades reológicas, estabilidad del hoyo, control de filtrado y mejora en la ROP. De igual forma se considera a estos fluidos de perforación como un lodo para todos los propósitos de las operaciones debido a que su desempeño se ajusta a esta descripción.

Tabla 3. Componentes en un lodo lignosulfonato

LODO LIGNOSULFONATO	
Material	Concentración, lb/bbl
Barita	0 - 550
Bentonita	5 - 30
Soda cáustica	0,3 - 2
Cal	0 - 1
Lignosulfonato	2 - 12
Lignito	1 - 12
PAC	0,5 - 2
Lignito resinado	2 - 6
Goma Xantana	0,25 - 0,5

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación.

- Lodos salados. Este es el nombre que se le da a un lodo de perforación en el que la fase de agua está saturada con cloruro de sodio. Por lo general, la utilización de estos fluidos de perforación se da en donde hay que perforar secciones con domos salinos u otro tipo de formaciones que se vean afectada por la presencia de agua dulce, así como a formaciones con un alto contenido de lutitas hidratables que tienden a desestabilizarse y derrumbarse en contacto con el agua, necesitando inhibición proporcionada por los iones disueltos en la salmuera. (PDVSA, 2002). Las sales más utilizadas en estos lodos son: cloruro de calcio (CaCl), cloruro de sodio (NaCl), cloruro de potasio (KCl), formiato de potasio, formiato de sodio y agua de mar.

Tabla 4. Componentes en un lodo salado

LODO SALADO	
Material	Concentración, lb/bbl
Barita	0 - 550
Bentonita	10 - 30
Soda cáustica	0,2 - 2,5
Carbonato de sodio	0 - 1
Sal	110 - 125
Lignito	5 - 15
PAC UL	0,5 - 2,0
Surfactante	0 - 2

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación.

1.5.1.2 Lodos no dispersos. Son fluidos de perforación en donde no existe presencia de ningún aditivo químico para generar propiedades distintas del lodo. Son utilizados para perforar pozos someros o en etapas primarias de pozos más profundos porque a medida que se aumenta la profundidad, temperatura y contaminación de sólidos estos pierden eficacia.

En la mayoría de casos compuesto de agua dulce, bentonita e hidróxido de calcio que termina siendo el componente principal para que los recortes perforados lleguen a superficie.

- Lodos primarios

Utilizados como lodo inicial de la operación. No contienen ningún aditivo químico.

Tabla 5. Componentes en un lodo primario

LODO PRIMARIO	
Material	Concentración, lb/bbl
Bentonita	20 - 35
Soda cáustica	0,1 - 0,5
PAC	Según se requiera
Pirofosfato ácido de sodio	0,125 - 0,5

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación.

- Lodos ligeramente tratados

Se denominan lodos ligeramente tratados porque presentan pequeñas cantidades de aditivos químicos para proveer las propiedades necesarias en cierto punto de la operación asociadas a la necesidad que se presente como: aumentar o disminuir la densidad, tener un mejor control del filtrado e inclusive mejorar la capacidad de arrastre.

1.5.1.3 Lodos calados. Fluidos de perforación que dentro de sus principales aditivos cuentan con Cloruro de Calcio (CaCl), sulfato de calcio o yeso (CaSO₄) e hidróxido de calcio o cal hidratada [Ca(OH)₂]. Estos cationes divalentes agregados como aditivos químicos inhiben el hinchamiento de las arcillas de las formaciones perforadas y en esta medida controlan arcillas o lutitas fácilmente desmoronables.

Estos lodos difieren de los otros fluidos base agua debido a que se considera que toleran altas concentraciones de sólidos arcillosos con bajas viscosidades. Estos sistemas son referidos como lodos base cal o base yeso dependiendo cuál de estos químicos es usado para convertir el sistema.

Tabla 6. Componentes en un lodo calado

LODO CALADO	
Material	Concentración, lb/bbl
Barita	0 - 550
Bentonita	15 - 30
Soda cáustica	0,5 - 1
Cal	0,5 - 10
Lignosulfonato	2 - 15
Lignito	3 - 8
Lignito resinado	0 - 6

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación.

1.5.1.4 Lodos bajos en sólidos. Hace referencias a aquellos fluidos de perforación donde la cantidad y tipos de sólidos son estrictamente controlados, es decir, no deben presentar porcentajes de volumen de sólidos totales por encima del 10%.

Debido a la composición química de estos lodos, su principal ventaja es que mejoran de forma significativa la ROP de la operación en las formaciones para las cuales el fluido de perforación fue recomendado.

Tabla 7. Componentes en un lodo bajo en sólidos

LODO BAJO EN SÓLIDOS	
Material	Concentración, lb/bbl
Salmuera	Según peso lodo
Goma xantana	Según se requiera
Controlador de filtrado	Según se requiera

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
Manual de fluidos de perforación.

1.5.1.5 Lodos poliméricos. Lodos de perforación, ya sea base agua dulce o salada, que tienen en su constitución compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto conocidos como polímeros. Estos lodos, a pesar de su costo económico, se han constituido como una de las mejores alternativas al uso de fluidos de perforación base aceite debido a que estos últimos conllevan problemas ambientales de mayor envergadura y más difíciles de manejar.

Estos fluidos son usados para encapsular sólidos de perforación, para prevenir la dispersión, para incrementar la viscosidad del lodo y reducir la pérdida de filtrado. Dentro de los fluidos de perforación poliméricos podemos encontrar: lodos aniónicos, lodos catiónicos, lodos anfóteros y lodos no iónicos.

Tabla 8. Componentes en un lodo polimérico

LODO POLIMÉRICO	
Material	Concentración, lb/bbl
Barita	0 - 300
Silicato de sodio	3 - 4%
Carbonato de sodio	0,5 - 1,5
Goma xantana	0,5 - 1,5
PAC	1,0 - 3,0
Salmuera NaCl	25 - 40
Glicol	0 - 5%

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
Manual de fluidos de perforación.

1.5.1.6 Lodos inhibidos. Este tipo de lodos se caracterizan porque su fase acuosa tiene una composición química que previene y evita, de forma parcial o completa, la hidratación y descomposición de aquellas arcillas hidratables.

Dentro de los lodos inhibidos podemos encontrar los siguientes:

- Lodos PHPA

Durante estos lodos se agrega un aditivo químico conocido como PHPA (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) que mejora la dispersión del fluido de perforación y evita floculaciones en su preparación. De igual forma este aditivo proporciona un mejor desempeño en la viscosidad, reducción de la fricción y colabora con las pérdidas de filtrado.

Tabla 9. Componentes en un lodo PHPA

LODO PHPA	
Material	Concentración, lb/bbl
Bentonita	1 - 5
Soda cáustica	0,25
PHPA	1 - 2,5
Goma xantana	0,2 - 1
PAC	0,5 - 2
Lignito	2 -5

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación.

1.5.2 Fluidos de perforación base aceite. Son todos aquellos fluidos de perforación cuya fase continua es un aceite – puede ser diésel o aceite mineral – y la fase dispersa es una mezcla de aditivos químicos que pueden traer incluso agua dulce o salmuera. Se utilizan estos fluidos en operaciones donde existan condiciones de alta temperatura y alta presión y también donde haya altas profundidades.

Son de gran utilidad para el manejo de inhibición, pegas y desestabilización de hueco, además que se le pueden integrar grandes cantidades de sólidos de perforación sin afectar en forma significativa sus propiedades.

Por último, los lodos base aceite ofrecen máxima lubricidad reduciendo torque y arrastre, protección excepcional contra la corrosión y resistencia bacteriana. (PDVSA, 2002).

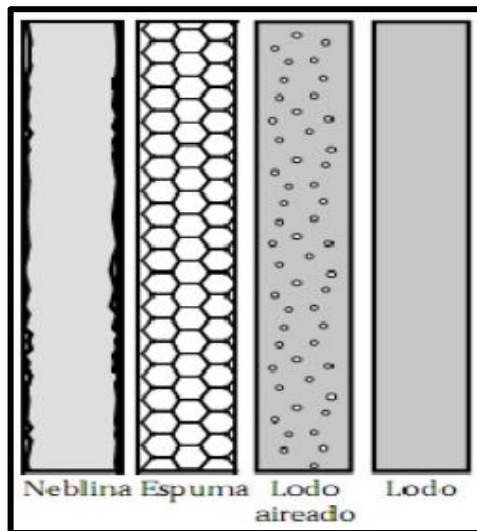
1.5.2.1 Emulsiones directas. Son lodos base aceite que “contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. En consecuencia, dentro de sus principales usos se encuentra eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras.”¹⁵

Utilizados para las operaciones de corazonamiento de pozos, estos fluidos de perforación base aceite no se ven afectados por los contaminantes como la sal o la anhidrita y tienen gran aplicabilidad en pozos con altas temperaturas y altas presiones.

1.5.2.2 Emulsiones inversas. Se conoce como lodo de emulsión inversa a un fluido donde la fase continua puede ser aceite diésel, aceite mineral o fluido sintético y agua o salmuera como la fase emulsionada.

1.5.3 Fluidos de perforación aireados. Estos lodos conglomeran a aquellos fluidos en donde a través de aire, gas vapor o espuma se genera la presión suficiente para poder perforar una formación.

Figura 16. Diferencias gráficas en los distintos tipos de lodo



Fuente. PDVSA CIED. Fluidos de perforación.

Los fluidos de perforación aireados tienen la siguiente clasificación:

¹⁵ MARCANO, Et. al., Fluidos de perforación, p. 18.

1.5.3.1 Gas o aire. En estos fluidos se utiliza al aire, gas natural, gases inertes o mezclas con agua para lograr la perforación adecuada de una formación pero carecen de propiedades que permitan el transporte de los cortes hacia superficie – dependen de la velocidad que se tenga en el anular – por lo que no son garantía en pozos con paredes inestables, formaciones productoras de agua y formaciones con presiones de poro altas.

Los lodos de perforación de gas o aire por lo general tienen efectos positivos en la rata de perforación, toma de pruebas de formaciones, limpieza de corazones y permiten mayor eficiencia en trabajos de cementación y completamiento.

1.5.3.2 Niebla. Generalmente se utilizan estos fluidos tipo niebla para perforar zonas que estén produciendo agua en grandes cantidades; al adicionar un agente químico secante a este tipo de fluidos el agua se absorbe.

De esta forma dependiendo del tamaño del hueco y el tipo de formación se inyecta agua en superficie para permitir generar niebla. Al agregarse grandes cantidades de agua, se requeriría convertir el fluido en un fluido tipo espuma

1.5.3.3 Espuma. A diferencia del fluido de perforación tipo niebla, estos fluidos contienen una mezcla de agua, polímeros, arcillas, inhibidores de corrosión e incluso surfactantes pero a través de los fluidos tipo niebla se puede llegar a fluidos tipo espuma en dado caso de encontrarse con problemas de erosión del pozo, limpieza errónea del pozo e influjos de agua.

Estos fluidos se logran mediante la inyección de agua y agentes espumantes a una corriente de aire o gas. Esta mezcla crea una espuma estable y viscosa que va variando dependiendo de la composición de la mezcla y no de la velocidad en el anular.

2. ADITIVOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LA APLICABILIDAD DE LA NANOTECNOLOGÍA

Los fluidos de perforación base agua se formulan a partir de la adición de productos químicos, los cuales son adicionados con el fin de cumplir funciones específicas definidas en el programa de perforación. Los aditivos hacen parte fundamental de la preparación y mantenimiento de los fluidos de perforación debido a que sustentan el rendimiento del fluido en la operación y su funcionalidad.

Un aditivo es aquella sustancia que es adicionada en la elaboración y formulación de un fluido de perforación para mejorar propiedades específicas o impartir nuevas características en el fluido en busca de mejorar la operación de perforación, prevenir o corregir problemas durante la misma o incluso para ofrecer una protección a las herramientas y equipos utilizados en la operación.

En este capítulo se explicará la clasificación de los aditivos utilizados en los fluidos de perforación base agua, adicionalmente se presentarán las generalidades de los aditivos convencionales que se utilizarán para formulación del fluido base de este proyecto. Por último, se hará la introducción a la nanotecnología junto con las generalidades de los aditivos nano que serán empleado en el lodo de perforación a base de nanotecnología.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ADITIVOS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los aditivos utilizados en la elaboración de los fluidos de perforación base agua se caracterizan generalmente por ser de tipo químico, dentro de los cuales, según (PDVSA 2002), se encuentran los siguientes aditivos:

2.1.1 Controladores de pérdida de circulación (LCM). Estos materiales son utilizados para controlar la pérdida parcial o total del fluido de perforación mientras se perforan formaciones productoras y no productoras durante la circulación del lodo a través de las bombas, la sarta de perforación, la broca y el espacio anular.

En la **Tabla 10**, se presentan los materiales para pérdida de circulación más utilizados:

Tabla 10. Controladores de pérdida de circulación más utilizados

CONTROLADORES DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	
Descripción	Acción principal
Cáscaras de nueces	Material Granular de pérdida de circulación (LCM)
Cáscaras de semillas de algodón	Para todos los tipos de pérdida circulación
Escamas de celofán	Agente formador de entramado de LCM en escamas
Fibra de cedro desmenuzada	LCM fibroso para pérdida general de retornos
Fibra de celulosa micronizada	Puenteo y sellado de las formaciones permeables
Fibras de celulosa	Control de pérdida de circulación y barridos en lodos base aceite
Fragmentos granulares de plástico	LCM con fragmentos granulares de plástico fenólico
Grafito	Pérdida de circulación e infiltración
LCM mezclado	Mezcla de LCM fibrosos, en escamas y granulares
LCM mezclado de alto filtrado	Mezcla de tierra diatomácea para la preparación de tapones blandos para la pérdida de circulación grave.
LCM sólido inerte de baja densidad	Sólidos inertes para la inyección de tapones blandos de alto filtrado.
Mica	LCM en escamas para pérdidas por infiltración y prevención
Papel desmenuzado	Control de pérdidas por infiltración

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A.4m

2.1.2 Controladores de pH. También conocidos como controladores de alcalinidad el uso de estos aditivos busca mantener el pH del fluido de perforación con el fin de asegurar una buena alcalinidad, lo que resulta en la apropiada solubilidad y funcionamiento de los aditivos químicos. En la Tabla 11, se presentan los controladores de pH más utilizados:

Tabla 11. Controladores de pH más utilizados.

CONTROLADORES DE pH	
ADITIVO	ACCIÓN PRINCIPAL
Cal	Fuente de calcio y aumento de pH
Potasa cáustica	Fuente de potasio y aumento de pH en lodos de potasio.
Soda cáustica	Control de pH en lodos base agua

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A.9

2.1.3 Densificantes. Son materiales no tóxicos ni peligrosos que se adicionan al fluido de perforación para incrementar la densidad del fluido, controlar la presión de formación y los derrumbes. Como característica de importancia, los densificantes tienen una gravedad específica mayor y por consiguiente el lodo tendrá una menor concentración de sólidos.

En la **Tabla 12** se presentan los densificantes más utilizados:

Tabla 12. Densificantes más utilizados

DENSIFICANTES	
Descripción	Acción principal
Barita	Aumentar la densidad hasta 20 lb/gal.
Carbonato de calcio (cal molida)	Agente densificante y puenteante soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal.
Carbonato de calcio (mármol molido)	Agente densificante y puenteante de alta pureza soluble en ácido para aumentar la densidad hasta 12 lb/gal
Hematita	Aumentar la densidad hasta 25 lb/gal.

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A1

2.1.4 Dispersantes. Son aditivos que se utilizan con el fin de evitar formación de grupos o paquetes más gruesos de partículas, que puede conllevar a una disminución en la viscosidad y aumento de filtrado. Estos aditivos mantienen la propiedad reológica del fluido de perforación relacionado con la capacidad de limpieza del pozo y la suspensión de cortes.

En la **Tabla 13** se presentan los dispersantes más utilizados:

Tabla 13. Dispersantes más utilizados

DISPERSANTES	
Descripción	Acción principal
Cromolignito	Diluyente a temperatura elevada, emulsificante y control de filtrado.
Lignito	Diluyente, emulsificante y control de filtrado.
Lignito caustizado	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos de temperaturas elevadas.
Lignito de potasio caustizado	Diluyente, emulsificante y control de filtrado para lodos a base de potasio.
Lignosulfonato de cromo	Diluyente, inhibidor, control de filtrado y estabilizador térmico.

Tabla 13. (Continuación)

DISPERSANTES	
Lignosulfonato sin cromo	Diluyente aceptable para el medio ambiente, inhibidor y control de filtrado.
Mezcla de extractos de tanino	Diluyente y control de filtrado para sistemas de bajo contenido de sólidos, pH altos y lodos a base de cal.
Poli acrilato	Diluyente de polímero líquido a temperatura elevada.
Tanino de cromo modificado	Diluyente y coloide protectorio.
Tanino modificado sin cromo	Diluyente sin cromo y coloide protectorio

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A.2

2.1.5 Inhibidores de corrosión. Estos aditivos buscan evitar la corrosión en la tubería de perforación generada por agentes corrosivos, sustancias químicas e incluso gases ácidos. La corrosión también puede presentarse por la presencia de bacterias, algas y hongos en el lodo; por lo cual se requiere emplear inhibidores para el control de la corrosión.

En la **Tabla 14** se presentan los inhibidores de corrosión más utilizados:

Tabla 14. Inhibidores de corrosión más utilizados

INHIBIDORES DE CORROSIÓN	
Descripción	Acción principal
Aminas	Formación de película protectora en las superficies metálicas
Bactericidas	Control de bacteria que reduce sulfatos y sulfuros
Inhibidor de incrustaciones	Limitar precipitación e incrustación de minerales sobre las superficies metálicas
Inhibidor orgánico modificado	Inhibidor de corrosión por oxígeno utilizado en todos los fluidos de perforación base agua
Secuestrante de oxígeno	Reacción química con el oxígeno para la reducción del mismo
Secuestrante de sulfuro	Secuestrante de H ₂ S a base de óxido de zinc

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A.4

2.1.6 Inhibidores de hinchamiento. Estos aditivos se formulan en el lodo para el control de formaciones reactivas, en donde se busca inhibir la hidratación de arcillas evitando derrumbes y pegas de tubería.

En la **Tabla 15**, se presentan los inhibidores de hinchamiento más utilizados:

Tabla 15. Inhibidores de hinchamiento más utilizados.

INHIBIDORES DE HINCHAMIENTO	
Descripción	Acción principal
Asfalto soplado	Estabilizador de lutitas y lubricante dispersable en aceite
Asfalto sulfonado	Estabilizador de lutitas, control de filtrado y lubricante
Eliminador de hidratación de poliaminoácido	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y esmectita
Eliminador de hidratación orgánica	Eliminador patentado de hidratación de lutitas y esmectita
Gilsonita con acoplador	Estabilizador de lutitas y agente de taponamiento dispersable en agua
Mezcla de agente tensoactivo/polímero	Aditivo patentado de control de lutitas y esmectita
Poliacrilamida	Polímero encapsulador para lodos a base agua dulce y agua salada
Sistema base agua de poli glicol	Estabilizador de lutitas, control filtrado y lubricante
Suplemento de potasio	Fuente de potasio (sin cloruros) para lodos a base de potasio

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A3

2.1.7 Surfactantes. Son aditivos utilizados para el control de la emulsificación, agregación, dispersión, generación de espuma y humectación del fluido de perforación. Estos aditivos también cumplen la función de emulsificar y generar un cambio de humectabilidad.

En la **Tabla 16**, se presentan los surfactantes más utilizados:

Tabla 16. Surfactantes más utilizados

SURFACTANTES	
Descripción	Acción principal
Interfase Aceite/Agua	Emulsificante directo e indirecto
Interfase Aceite/Arcilla	Humecante
Interfase Acero/Agua	Lubricante, inhibidor de corrosión
Interfase Acero/Arcilla	Detergente
Interfase Agua/Aire	Espumante y antiespumante Rol
Interfase Arcilla/Agua	Dispersante

Fuente. PDVSA CIED. Manual de fluidos de perforación. 2002. p. 118

2.2 GENERALIDADES DE LOS ADITIVOS CONVENCIONALES

Los aditivos convencionales se definen como aquellos aditivos de tipo químico a los cuales no se les ha hecho una modificación en su tamaño de partícula y que son utilizados en la actualidad para la formulación de los fluidos de perforación. A continuación, se describe cada uno de los aditivos que serán objeto de estudio para el desarrollo del proyecto, en donde se analizarán tres aditivos convencionales para la elaboración del fluido de perforación, los cuales son un controlador de filtrado, un lubricante y un viscosificante.

2.2.1 Controladores de filtrado. Los controladores de filtrado son aditivos químicos utilizados para el control de la pérdida de la fase acuosa del fluido de perforación hacia las formaciones permeables mediante el incremento de la viscosidad de esta fase. La pérdida del filtrado se presenta debido a la presión diferencial que existe entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación, también, se puede presentar la pérdida cuando el fluido es sometido a condiciones de presión y temperatura elevadas. Para controlar la pérdida de filtrado, estos aditivos tienen tres mecanismos de control, en donde se encuentran:

- Desarrollo de revoque permeable y compresible: El primer mecanismo de control consiste en la generación de un revoque impermeable y compresible, el cual tiene como función no permitir que la fase líquida fluya hacia las zonas permeables de la formación cuando se somete al fluido a condiciones de presión y temperatura.
- Incrementar viscosidad de la fase líquida: El segundo mecanismo de control consiste en el aumento de la viscosidad de la fase líquida del fluido de perforación. El objetivo de este mecanismo es crear una restricción del flujo de la fase acuosa y así evitar que esta se pierda hacia la formación

- Disminución de la permeabilidad: El tercer mecanismo de control consiste principalmente del uso de agentes puenteantes. Cuando las formaciones son muy permeables y presentan gargantas de poro grandes, los agentes puenteantes son utilizados como mecanismos para el bloqueo de las aberturas por medio de la creación de un sello debido a las partículas sólidas del lodo.

Cuando se presenta el fenómeno de filtración, éste se presenta en dos procesos, los cuales son:

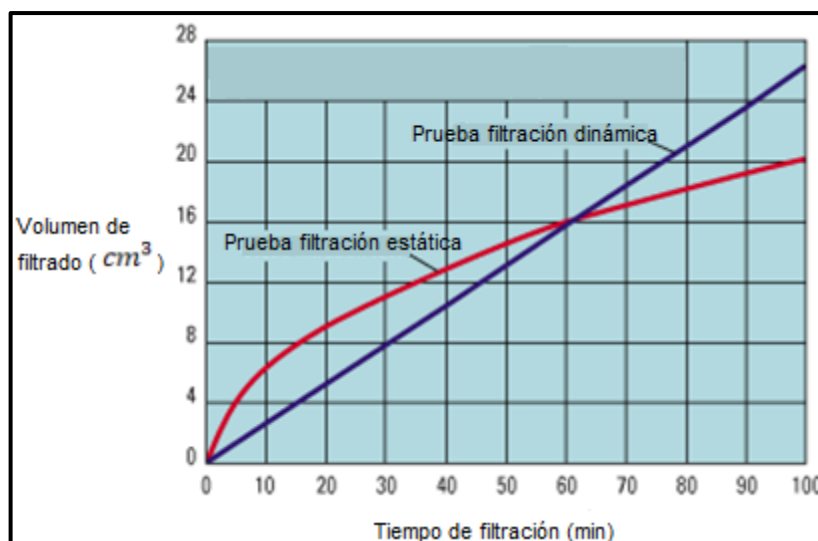
- Filtración estática: “Un proceso de filtración en el que la lechada que se está filtrando permanece estática. El revoque de filtración continúa engrosándose mientras la filtración continúa. En condiciones estáticas no se produce erosión del revoque. En teoría, el volumen de filtrado aumenta como la raíz cuadrada del tiempo transcurrido, ignorando la pérdida por golpe de presión”¹⁶.
- Filtración dinámica: “Un proceso de filtración en el cual la lechada que se filtra circula por el revoque de filtración de modo tal que el revoque es simultáneamente erosionado y depositado. La tasa de erosión depende de la velocidad de corte del fluido en el frente del revoque. Si la velocidad de corte se mantiene constante, el espesor del revoque y la tasa de filtración alcanzan el estado estacionario, normalmente en cuestión de horas. Cuando las condiciones cambian se establece un nuevo estado estacionario”¹⁷.

En la figura a continuación, se presenta una gráfica del volumen de filtrado versus el tiempo de filtración:

¹⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dynamic_filtration.aspx

¹⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/static_filtration.aspx

Figura 17. Gráfica volumen de filtrado versus tiempo de filtración.



Fuente. SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary.

Esta gráfica de volumen de filtrado versus tiempo muestra que el volumen de filtrado estático aumenta con la raíz cuadrada del tiempo. En el caso de la filtración estática, el revoque de filtración continúa creciendo porque no hay erosión en ausencia de cizalladura, a diferencia de la filtración dinámica en donde la erosión del revoque depende de la velocidad de corte del fluido en el frente del revoque.

En la siguiente **Tabla 17** se presentan los controladores de filtrado más utilizados en la formulación de fluidos de perforación base agua:

Tabla 17. Controladores de filtrado más utilizados.

CONTROLADORES DE FILTRADO	
Descripción	Acción principal
Almidón de maíz pre-gelatinizado	Control de filtrado y estabilizador de reología para los lodos saturados de agua salada, cal y agua dulce.
Almidón derivado	Control de filtrado y viscosificante para sistemas de fluido de perforación de yacimiento.
Carboximetilcelulosa de sodio	Control de filtrado y viscosificante.
Celulosa polianiónica (PAC)	Control de filtrado y viscosificante.
Celulosa polianiónica (PAC) de viscosidad ultra-baja	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad.

Tabla 17. (Continuación)

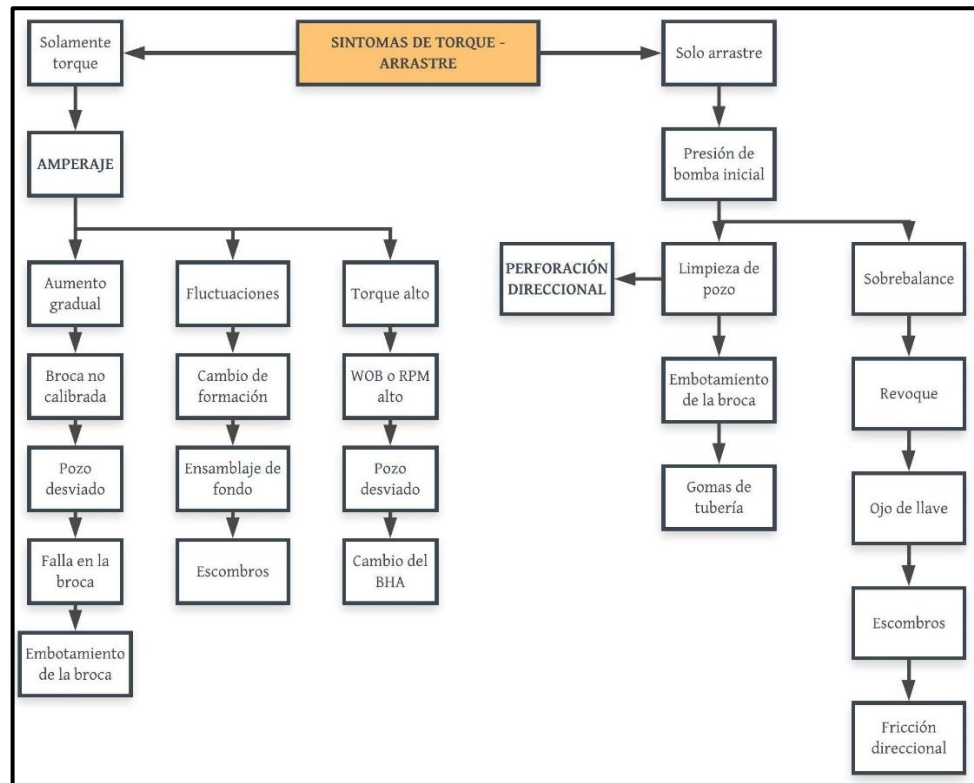
CONTROLADORES DE FILTRADO	
Descripción	Acción principal
Copolímero de poliacrilato de sodio	Filtrado a temperaturas elevadas y estabilizador de reología para lodos de bajo contenido de sólidos o no dispersos.
Lignito resinado	Control de filtrado a temperaturas elevadas y estabilizador de reología para todos los lodos base agua.
Mezcla de resina líquida	Estabilizar las propiedades de flujo y reducir el filtrado en sistemas de alta temperatura.
Polisacárido modificado	Control de filtrado con aumento mínimo de la viscosidad.
Polisacárido preservado	Control de filtrado, viscosidad y estabilización de lutitas en lodos a base agua salada y agua dulce.

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A.2

2.2.2 Lubricantes. Los lubricantes son aditivos que son adicionados al fluido de perforación con el fin de reducir el esfuerzo de fricción cuando la sarta de perforación rota, reducir la resistencia al avance en el pozo, minimizar los problemas de torque y arrastre y los viajes de tubería.

Los lubricantes se utilizan para evitar distintas problemáticas de pozo asociadas con el torque y arrastre. En la **Figura 18** se presentan los síntomas del torque y arrastre:

Figura 18. Síntomas de Torque y Arrastre



Fuente. Baker Hughes INTEQ. Manual de Ingeniería. 1998. p. 406. Modificado

Los síntomas de torque y arrastre se generan a causa de la baja eficiencia de los lubricantes en el fluido de perforación. Estos síntomas generan fallas en la perforación asociadas a una mala limpieza del pozo, fallas sobre la broca y pegas de tubería. Para contrarrestar estas problemáticas, se debe asegurar el rendimiento de los lubricantes para que el fluido de perforación pueda cumplir con sus funciones y no tener problemas en la operación.

En la **Tabla 18**, se presentan los lubricantes más utilizados en la formulación de fluidos de perforación base agua:

Tabla 18. Lubricantes más utilizados.

LUBRICANTES	
Descripción	Acción principal
Agente tensioactivo no iónico	Aditivo para prevenir el embotamiento de la barrena y del BHA

Tabla 18. (Continuación)

LUBRICANTES	
Descripción	Acción principal
Lubricante para presiones para extremas	Lubricante para presiones extremas reducir el torque y arrastre
Mezcla de glicol/asfalto	Lubricante/agente de prevención de pega por presión diferencial

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A.3

2.2.3 Viscosificantes. Los viscosificantes son aditivos que se agregan al fluido de perforación con la finalidad de tener una buena limpieza del hueco mediante el aumento de la habilidad de retirar los recortes de la perforación y la suspensión de los mismos para llevarlos a superficie.

Para suspender los recortes de la perforación, el fluido debe cumplir con dos principios, los cuales son:

- **Tixotropía:** “Es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando están estáticos y regresan luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte”¹⁸. A partir de esta propiedad, el fluido se gelifica y retiene en el los cortes de la perforación para ser removidos posteriormente llevándolos a superficie,
- **Esfuerzos de gel:** Es la medida de las fuerzas de atracción de las partículas cargadas eléctricamente que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida (gel). Los esfuerzos de gel fomentan la tendencia a la gelificación del fluido de perforación, siendo importante así para la suspensión de recortes y material densificante.

La capacidad de transporte del fluido de perforación depende de los viscosificantes, estos son la clave de la eficiencia en la perforación y la minimización del potencial de atascamiento de la tubería.

En la **Tabla 19**, se presentan los viscosificantes más utilizados para la formulación de fluidos de perforación base agua:

¹⁸ American Petrolleum Institute. Manual de fluidos de perforación. 2002. p. 176

Tabla 19. Viscosificantes más utilizados.

VISCOSIFICANTES	
Descripción	Acción principal
Atapulgita	Viscosidad en lodos a base de agua salada
Bentonita	Viscosidad y control de filtración
Biopolímero de goma welan	Viscosidad y suspensión en lodos base agua de alto contenido de calcio o baja salinidad
Biopolímero de goma xantana de alto peso molecular	Viscosidad y suspensión en los lodos base agua
Extendedor de bentonita/floculante selectivo	Extender el rendimiento de la bentonita en lodos de bajo contenido de sólidos, floculante selectivo
Floculante total orgánico	Floculante para sedimentar los sólidos durante la perforación en “aguas claras”
Goma guar	Viscosidad y control de filtrado en lodos de bajo contenido de sólidos
Hidroximetilcelulosa	Viscosidad en fluidos y lodos base agua de rehabilitación/completación
Sepiolita	Viscosidad para lodos geotérmicos a base de agua dulce, agua salada y de alta temperatura

Fuente. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. p. A1

2.3 ADITIVOS A BASE DE NANOTECNOLOGÍA

Para el desarrollo de este proyecto, serán evaluados tres aditivos a base de nanotecnología en la formulación de un fluido de perforación base agua. El objetivo de implementar estos aditivos es obtener mayor rendimiento del fluido de perforación en las propiedades de control de filtrado, lubricidad y viscosidad. A partir de las pruebas de laboratorio descritas en el capítulo uno, se evaluará el desempeño que tienen los aditivos nano en el fluido de perforación y como afectan en las propiedades tales como reología, control de la pérdida de filtrado, inhibición de arcilla, suspensión de cortes y propiedades térmicas.

A continuación se presenta una introducción a la nanotecnología, las aplicaciones dentro de la industria petrolera y las ventajas y desventajas que se tienen a partir de su implementación.

2.3.1 Definición de nanotecnología. La nanotecnología se define como el estudio, diseño, síntesis y aplicación de materiales y sistemas funcionales a través del control de la materia a escala nano¹⁹, es decir, se refiere a la comprensión y control de la materia en escalas de tamaño menor a los 100 nm (1×10^{-7} cm).

A partir de las estructura con tamaños menores a los 100 nm, existen tres efectos que sustentan el principio de funcionamiento y aplicabilidad de la nanotecnología, los cuales son:

- Efecto de tamaño: Este efecto consiste en que a medida que se realiza una miniaturización de los tamaños en el rango de nano escala, esto habilita nuevas áreas de aplicación e implementación de funcionalidades en espacios más pequeños.
- Efecto de estructura: Este efecto consiste en que con la creación de estructuras a nivel molecular, debería ser posible influir en las propiedades de los materiales para el uso e integración de los mismos en sistemas combinados complejos.
- Efecto de superficie: Este efecto consiste en que a partir del diseño de estructuras a nivel molecular y el aumento de la relación superficie/ volumen, se tengan efectos sobre la superficie de los materiales y las partículas. Los efectos resultan en que tanto el material como sus propiedades, se tornan útiles para las distintas aplicaciones.

2.3.2 Aplicaciones de la nanotecnología en la industria petrolera. En la industria petrolera existen distintas aplicaciones que involucran la nanotecnología. A continuación se presentan algunas de sus aplicaciones según SWAMINATHAN Ponmani (2013) y su relevancia:

- Nanopartículas diseñadas: Estas son la forma más simple de estructuras con tamaños en el rango de nanómetro. Cualquier conjunto de átomos unidos con un radio estructural de menor a 100 nanómetros se puede considerar una nanopartícula²⁰. El uso de estas nanopartículas se utilizan como aditivos para el desarrollo de nano fluidos. Estos son definidos como cualquier fluido para exploración y explotación de petróleo y gas que contiene al menos un aditivo con un tamaño de partícula en el rango de 1-100 nanómetros²¹. Los nanofluidos son implementados como fluidos de perforación y fluidos de completamiento. A

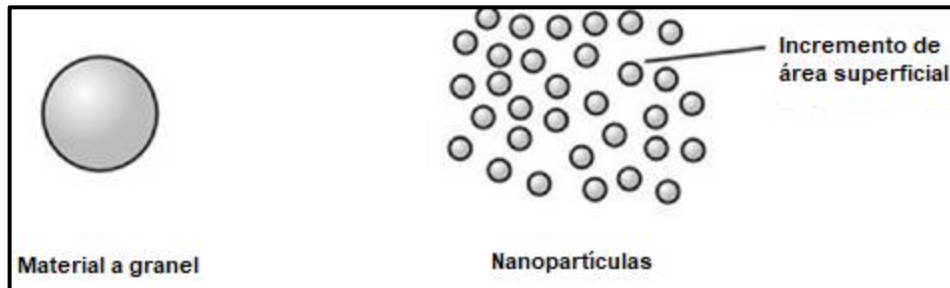
¹⁹ Aktionslinie Hessen-nanotech. Uses of Nanotechnology in Environmental Technology in Hessen Innovation potentials for companies, vol 1, p. 276.

²⁰ Abdelrahman Ibrahim El-Diasty, SPE, The American University in Cairo (AUC) and Suez University, Egypt and Adel M. Salem Ragab, The American University in Cairo (AUC) and Suez University, Egypt . Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas Industry: Latest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt.

²¹ *Ibíd.*

continuación se presenta una imagen en donde se compara el material a granel y las nanopartículas, las cuales presentan mayor área superficial:

Figura 19. Comparación material a granel con las nanopartículas



Fuente. Applications of Nanotechnology for Upstream Oil and Gas Industry. Modificado por los autores

- **Nanosensores para exploración:** Las nanopartículas con alteraciones notables en propiedades ópticas, magnéticas y eléctricas en comparación con sus contrapartes a granel son excelentes herramientas para el desarrollo de sensores y la formación de agentes de contraste de imágenes (Krishnamoori, 2006). Los nanosensores se despliegan en el espacio de los poros para proporcionar datos sobre caracterización de yacimientos, monitoreo de flujo de fluidos y reconocimiento de fluidos (Esmaeili, 2009).
- **Tecnología nanodiamante PDC:** En las aplicaciones de cortadores compactos en brocas de perforación, se ha llevado a cabo el uso de nanopartículas de diamante. Esta aplicación mejora las características de superficie de los cortadores permitiéndoles integrarse de manera homogénea en la síntesis de PDC.
- **Espaciadores de cemento:** A partir del uso de nanomulsiones en donde el tamaño de gota de la fase interna está en la nanoescala (menor 500 nm), se propuso el uso de un solvente como fase interna. Estos espaciadores optimizan la limpieza del casing durante los trabajos de cementación y adicionalmente reducen costos debido a que se reduce la dosis química optimizando también el producto.
- **Fluidos de perforación:** Los aditivos a base de nanotecnología son utilizados para la formulación de fluidos de perforación. La aplicación de estos aditivos ha mejorado características como la pérdida de fluido, estabilidad del hueco, problemas de torque y arrastre, embotamiento de la broca, remoción de gases tóxicos y aumentar la vida útil de las herramientas de perforación, entre otros.

2.3.3 Ventajas del uso de nanotecnología en la industria petrolera. El uso de la nanotecnología para la industria petrolera ha sido de gran utilidad puesto que con la implementación de esta nueva tecnología, se abarcan distintas aplicaciones durante las operaciones. Las ventajas que ha presentado la nanotecnología para las distintas aplicaciones se presenta en la tabla a continuación²²:

- **Exploración:** A partir de la nanotecnología, en el proceso de exploración se ha tenido mejoras sobre la caracterización del yacimiento. La inyección de nanopartículas permiten tener información sobre las propiedades físicas y químicas de la formación, adicionalmente, la nanotecnología es empleada en nanosensores que muestran una distribución 3D de la formación y ayudan al monitoreo y vigilancia del yacimiento.
- **Perforación y completamiento:** El uso de nanopartículas para estas operaciones ha presentado ventajas sobre algunas propiedades tales como estabilización de lutitas, viscosidad mejorada y control de pérdida de los fluidos de perforación, colapso de las paredes del pozo, estabilidad, torque y arrastre, fracturamiento hidráulico y cementación.
- **Cementación:** Para mejorar la limpieza del hueco antes de la operación de cementación, el uso de nanoemulsiones contribuye a la remoción de los fluidos de perforación para asegurar una mejor adherencia entre el casing y la formación, adicionalmente mejora la integridad del casing y se tienen menores problemas de migración anular.
- **Recobro mejorado del petróleo:** Con la implementación de nanopartículas, los procesos de recobro mejorado han arrojado mejores resultados. Las nanopartículas han sido implementadas para generar cambios de humectabilidad en la roca y de esta forma mejorar el recobro, no obstante, estas nanopartículas reducen la viscosidad del petróleo y la tensión interfacial, mejorando la movilidad del mismo.

2.4 GENERALIDADES DE LOS ADITIVOS A BASE DE NANOTECNOLOGÍA

Los aditivos a base de nanotecnología se definen como aquellos aditivos de tipo químico en donde su síntesis de elaboración consiste en la modificación del tamaño de partícula, teniendo como resultado tamaños de partícula menores a 100 nanómetros.

Estos aditivos van a ser utilizados dentro de la formulación de los fluidos de perforación con el fin de obtener mejores resultados en las pruebas de laboratorio descritas en el capítulo 1. En este proyecto se evaluará el rendimiento de los aditivos

²² SPE. Journal of Nano research Vol. 24. Applications of Nanotechnology for upstream Oil and Gas Industry. 2013.

nano en comparación a los aditivos convencionales y poder evidenciar su incidencia en las propiedades del fluido.

Los aditivos a evaluar son un controlador de filtrado nano, un viscosificante nano y un lubricante nano. A continuación se presentan las generalidades de estos aditivos.

2.4.1 Generalidades de los controladores de filtrado. El controlador de filtrado utilizado en este proyecto fue proporcionado por el proveedor autorizado de la empresa Weatherford Colombia. El uso de este producto busca que al utilizar menores concentraciones, se obtengan resultados similares en el control de pérdida de filtrado a los obtenidos con el uso de un controlador convencional. En Tabla 20 se presentan las generalidades del controlador de filtrado nano:

Tabla 20. Generalidades controlador de filtrado a base de nanotecnología.

Generalidades controlado de filtrado nano	
Nombre del producto	Controlador de filtrado Overburden
Sinónimo	Controlador de filtrado nano
Naturaleza Química	Orgánica
Componentes	Carmelosa sódica
Concentración de nanopartículas	70%
Otros componentes	Material particulado
Densidad @ 60°F	1.016 kg/l
Punto Flash	>300 °F
Viscosidad	2 cps
pH	10-10.5
Solubilidad	Hidrosoluble/Soluble en salmuera

Fuente: Elaboración propia.

Las principales ventajas del uso de este aditivo a base de nanotecnología dentro del fluido de perforación son las siguientes:

- Aditivo para condiciones de sobrecarga a base de nanotecnología.
- Aplicable en un amplio rango de tipos de fluidos.
- Contribuye a la estabilidad de lutitas.
- Mínima contribución a la viscosidad.
- Requiere concentraciones más bajas.
- Resistente al ataque microbacteriológico sin biocidas.

En el **ANEXO E** se presenta la ficha técnica del producto controlador de filtrado nano.

2.4.2 Generalidades de los lubricantes. El lubricante a base de nanotecnología fue proporcionado por el proveedor autorizado de la empresa Weatherford Colombia. Siguiendo con el uso de la nanotecnología, para este proyecto serán utilizadas menores concentraciones en comparación con la concentración utilizada con el lubricante convencional para la formulación de los fluidos de perforación. En la **Tabla 21** se presentan las generalidades del lubricante nano:

Tabla 21. Generalidades lubricante a base de nanotecnología.

Generalidades lubricante nano	
Nombre del producto	Nano fluido
Sinónimo	Lubricante Nano
Naturaleza Química	Orgánica
Componentes	Aceite parafinico/Butilglicol
Concentración de nanopartículas	60%
Otros componentes	Material particulado
Gravedad específica	0.97
Punto Flash	>190 °F
Viscosidad	4 cp
PH	10-10.5
Solubilidad	Hidrosoluble/Soluble en salmuera

Fuente: Elaboración propia.

Las principales ventajas del uso de este aditivo a base de nanotecnología dentro del fluido de perforación son las siguientes:

- Presenta un coeficiente bajo de daño a la formación.
- Puede ser utilizado en sistemas con alto pH, siendo funcional en distintos sistemas de fluidos acuosos.
- Reduce el potencial de adherencia diferencial y embotamiento de la broca.
- Reduce el torque y arrastre y puede ser adicionado al sistema de lodo directamente si se proporciona una buena agitación.

En el **ANEXO E** se presenta la ficha técnica del producto lubricante nano.

2.4.3 Generalidades de los viscosificantes. El viscosificante a base de nanotecnología fue proporcionado por el proveedor autorizado de la empresa Weatherford Colombia. Con el fin de evaluar el rendimiento de este aditivo, las concentraciones a utilizar serán menores a las empleadas con el viscosificante convencional. En la **Tabla 22** se presentan las generalidades del viscosificante nano:

Tabla 22. Generalidades viscosificante a base de nanotecnología.

Generalidades viscosificante nano	
Nombre del producto	Nano suspensión
Sinónimo	Viscosificante nano
Naturaleza Química	Orgánica
Componentes	Goma Xantana
Concentración de nanopartículas	60%
Otros componentes	Material particulado
Gravedad específica	1.5-1.6
Punto Flash	NA
Viscosidad	NA
PH	7-8
Solubilidad	Hidrosoluble

Fuente: Elaboración propia.

Las principales ventajas del uso de este aditivo a base de nanotecnología dentro del fluido de perforación son las siguientes:

- Brinda mayor viscosidad al sistema, funciona eficientemente dentro del sistema de lodo.
- Diseñado para tener mayor solubilidad en el sistema de lodo.
- Es efectivo en baja concentraciones.
- Es funcional en un amplio rango de pH.
- La superficie de este aditivo es modificada para mejorar la dispersión y solubilización.
- Proporciona mayor hidráulica.
- Reduce las pérdidas de presión y soporta mayores cargas de recortes de perforación.
- Viscosificante efectivo en fluidos de perforación base agua sin importar la composición electrolítica y la dureza.

En el **ANEXO E** se presenta la ficha técnica del producto viscosificante nano.

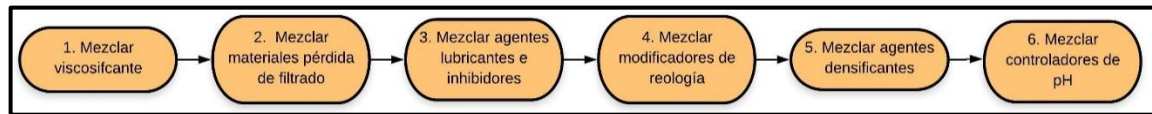
3. PLAN DE PRUEBAS DE LABORATORIO

En este capítulo se realiza un plan de pruebas que consiste en el análisis de las propiedades físicas y químicas para los siguientes fluidos de perforación: Un fluido de perforación con solo aditivos convencionales, tres fluidos de perforación con controlador de filtrado nano, tres fluidos de perforación con lubricante nano, variando su concentración, tres fluidos de perforación con viscosificante nano en donde se varió la concentración de los aditivos que son objeto de estudio de este proyecto.

Seguido a esto se realizaron las formulaciones de dos fluidos de perforación, donde las concentraciones a utilizar son las que mejor desempeño presentaron en las pruebas de laboratorio para cada uno de los aditivos a base de nanotecnología.

La preparación del lodo de perforación se lleva a cabo con el siguiente procedimiento, como se muestra en la **Figura 20**.

Figura 20. Orden de mezcla de aditivos químicos para la preparación de fluidos de perforación base agua



Fuente. WEATHERFORD. Modificado por los autores.

3.1 FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE CON ADITIVOS CONVENCIONALES

Siguiendo con el orden de mezcla especificado en la **Figura 20** se realizó la formulación correspondiente al fluido de perforación base, el cual fue elaborado con aditivos convencionales y será el fluido de referencia para contrastar el rendimiento de los fluidos de perforación formulados a partir de aditivos a base de nanotecnología debido a que es el fluido que se está utilizando actualmente en la compañía Weatherford Colombia Ltd.

En la **Tabla 23** se presenta la formulación del fluido de perforación base.

Tabla 23. Formulación del fluido de perforación utilizando aditivos convencionales

Aditivo	Concentración, lpb
Soda cáustica	0,05
Bentonita	3

Tabla 23. (Continuación)

Aditivo	Concentración, lpb
PAC LV	2,5
Goma xantana	1
Inhibidor de hinchamiento	3
Lubricante ROP	1,5
Lubricante	5
Lignosulfonato	6
Bactericida	0,02
CaCO3 M200	52

Fuente: Elaboración propia.

En el **Capítulo 2** se especifican cada una de las funciones de los aditivos utilizados para la formulación anterior y adicionalmente las fichas técnicas de los productos se presentan en el **ANEXO E**.

3.2 FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVO CONTROLADOR DE FILTRADO NANO

La siguiente formulación se realizó teniendo en cuenta el orden de mezcla que muestra la **Figura 20** y variando la concentración del controlador de filtrado nano tomando como punto de partida la concentración previamente establecida en el fluido base.

Por recomendaciones técnicas de la empresa y del proveedor se formularon tres fluidos de perforación con las concentraciones de **0,15 lpb**, **0,25 lpb** y **0,5 lpb**, con el fin de evaluar la capacidad control de filtrado del aditivo a base de nanotecnología.

En la **Tabla 24** se presentan las formulaciones iniciales del fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado a base de nanotecnología.

Tabla 24. Primer ensayo de formulaciones de fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado nano

Aditivo	Concentración, lpb		
	F1	F2	F3
Soda caustica	0,05	0,05	0,05
Bentonita	3	3	3
PAC nano	0,15	0,25	0,5
Goma xantana	1	1	1

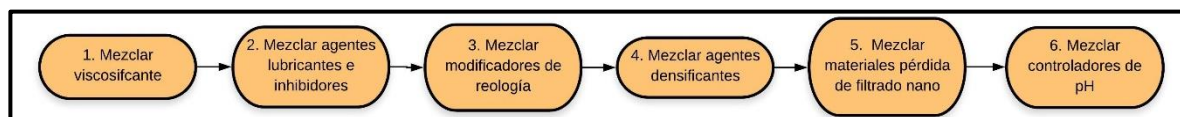
Tabla 24. (Continuación)

Aditivo	Concentración, lpb		
	F1	F2	F3
Inhibidor de hinchamiento	3	3	3
Lubricante ROP	1,5	1,5	1,5
Lubricante	5	5	5
Lignosulfonato	6	6	6
Bactericida	0,02	0,02	0,02
CaCO3 M200	52	52	52

Fuente: Elaboración propia.

Según especificaciones técnicas del proveedor se varió el orden de mezcla de los aditivos químicos como se presenta en la **Figura 21** y adicional a esto se variaron la concentraciones a: **0,7 lpb**, **0,85 lpb** y **1 lpb** con el fin de evidenciar posibles cambios en la capacidad de control de filtrado al aumentar la concentración del aditivo a base de nanotecnología.

Figura 21. Orden de mezcla de aditivos químicos para fluido de perforación base agua con aditivo controlador de filtrado nano



Fuente. WEATHERFORD. Modificado por los autores.

En la **Tabla 25** se presentan las formulaciones secundarias del fluido de perforación con la variación en la concentración del aditivo controlador de filtrado a base de nanotecnología.

Tabla 25. Segundo ensayo de formulaciones de fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado nano

Aditivo	Concentración, lpb		
	F4	F5	F6
Soda caustica	0,05	0,05	0,05
Bentonita	3	3	3
PAC nano	0,7	0,85	1
Goma xantana	1	1	1

Tabla 25. (Continuación)

Aditivo	Concentración, lpb		
	F4	F5	F6
Inhibidor de hinchamiento	3	3	3
Lubricante ROP	1,5	1,5	1,5
Lubricante	5	5	5
Lignosulfonato	6	6	6
Bactericida	0,02	0,02	0,02
CaCO3 M200	52	52	52

Fuente: Elaboración propia.

En la **Tabla 26** se presenta la formulación que se realizó con la concentración del **1%** en volumen del aditivo controlador de filtrado con respecto al volumen total del fluido de perforación y, de esta forma, contrastar la capacidad de reducción de pérdida de filtrado con las formulaciones en la **Tabla 24** y **Tabla 25**.

Del mismo modo para esta formulación se siguió el orden de mezcla de aditivos químicos presentado en la **Figura 21**.

Tabla 26. Tercer ensayo de formulaciones de fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado nano

Aditivo	Concentración, lpb
	F7
Soda caustica	0,05
Bentonita	3
PAC nano	3,683 (1% v/v)
Goma xantana	1
Inhibidor de hinchamiento	3
Lubricante ROP	1,5
Lubricante	5
Lignosulfonato	6
Bactericida	0,02
CaCO3 M200	52

Fuente: Elaboración propia.

En el **Capítulo 2** se especifican cada una de las funciones de los aditivos utilizados para las formulaciones anteriores y adicionalmente las fichas técnicas de los productos se presentan en el **ANEXO E**.

3.3 FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVO LUBRICANTE NANO

Las siguientes formulaciones siguen el orden de mezcla recomendado en la **Figura 20** y se realizaron variando la concentración del lubricante nano teniendo como referencia la concentración utilizada en el fluido base.

En la **Tabla 27** se presenta la formulación de tres fluidos de perforación con las concentraciones de **0,5 lpb**, **1 lpb** y **2 lpb**, respectivamente, con el fin de evaluar la capacidad de reducción de torque a partir de la lubricación que proporciona el aditivo lubricante a base de nanotecnología. Estas concentraciones fueron seleccionadas debido a recomendaciones técnicas de la empresa y del proveedor.

Tabla 27. Formulaciones del fluido de perforación con aditivo lubricante nano

Aditivo	Concentración, lpb		
	F1	F2	F3
Soda caustica	0,05	0,05	0,05
Bentonita	3	3	3
PAC LV	2,5	2,5	2,5
Goma xantana	1	1	1
Inhibidor de hinchamiento	3	3	3
Lubricante ROP	1,5	1,5	1,5
Lubricante nano	0,5	1	2
Lignosulfonato	6	6	6
Bactericida	0,02	0,02	0,02
CaCO3 M200	52	52	52

Fuente: Elaboración propia.

Las funciones de cada uno de los aditivos utilizados en las formulaciones anteriores se encuentran consignadas en el **Capítulo 2** y adicionalmente las fichas técnicas de los productos se presentan en el **ANEXO E**.

3.4 FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVO VISCOSIFICANTE NANO

Tomando como referencia la concentración utilizada en el fluido base y siguiendo con el orden de mezcla que se especifica en la **Figura 20** se realizaron las siguientes formulaciones variando la concentración del viscosificante nano.

En la **Tabla 28** se presenta la formulación de tres fluidos de perforación con las concentraciones de **0,5 lpb**, **0,6 lpb** y **0,8 lpb**, respectivamente, con el fin de evaluar la capacidad reológica del fluido de perforación a partir del aditivo viscosificante a base de nanotecnología. Estas concentraciones fueron seleccionadas debido a recomendaciones técnicas de la empresa y del proveedor

Tabla 28. Formulaciones del fluido de perforación con aditivo viscosificante nano

Aditivo	Concentración, lpb		
	F1	F2	F3
Soda caustica	0,05	0,05	0,05
Bentonita	3	3	3
PAC LV	2,5	2,5	2,5
Viscosificante nano	0,5	0,6	0,8
Inhibidor de hinchamiento	3	3	3
Lubricante ROP	1,5	1,5	1,5
Lubricante	5	5	5
Lignosulfonato	6	6	6
Bactericida	0,02	0,02	0,02
CaCO ₃ M200	52	52	52

Fuente: Elaboración propia.

El **Capítulo 2** especifica cada una de las funciones que tienen los aditivos utilizados en las formulaciones anteriores y adicionalmente las fichas técnicas de los productos se presentan en el **ANEXO E**.

3.5 FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVOS NANO

Como se mencionó al inicio del capítulo se formularon dos fluidos de perforación en donde fueron utilizadas las concentraciones de los aditivos a base de nanotecnología que mejor resultado arrojaron en las pruebas ejecutadas. Así

mismo, fue utilizado el orden de mezcla de aditivos químicos recomendado en la **Figura 21**.

Se formularon dos fluidos de perforación debido a que haciendo uso del aditivo lubricante nano con las concentraciones de 1 lpb y 2 lpb, se obtuvieron los mismos resultados. El primer fluido se formuló con las siguientes concentraciones: **1%** en volumen de controlador de filtrado nano, **0,5 lpb** de viscosificante nano y **1 lpb** de lubricante nano. El segundo fluido se formuló con las siguientes concentraciones: **1%** en volumen de controlador de filtrado nano, **0,5 lpb** de viscosificante nano y **2 lpb** de lubricante nano.

En la **Tabla 29** se presentan las formulaciones de los fluidos de perforación con los tres aditivos nano evaluados y sus concentraciones previamente mencionadas.

Tabla 29. Formulaciones de fluidos de perforación con aditivos nano

Aditivo	Concentración, lpb	
	F1	F2
Soda caustica	0,05	0,05
Bentonita	3	3
PAC nano	1% v/v	1% v/v
Viscosificante nano	0,5	0,5
Inhibidor de hinchamiento	3	3
Lubricante ROP	1,5	1,5
Lubricante nano	1	2
Lignosulfonato	6	6
Bactericida	0,02	0,02
CaCO3 M200	52	52

Fuente: Elaboración propia.

De igual forma en el **Capítulo 2** se pueden encontrar las funciones de los aditivos que se utilizaron en las formulaciones descritas y adicionalmente las fichas técnicas de los productos se presentan en el **ANEXO E**.

A continuación, en la **Tabla 30** se puede observar el plan de pruebas básicas para las formulaciones descritas en el capítulo y donde se especifica si la prueba aplica o no aplica en la determinación de las propiedades de los fluidos de perforación.

Tabla 30. Plan de pruebas para cada formulación de fluido de perforación.

FLUIDO \ PRUEBAS		Densidad	Filtrado API	Filtrado HPHT	Filtrado PPT	Hinchamiento lineal	Embudo Marsh	Punto cedente	Resistencia de gel	Viscosidad plástica	Alcalinidad	Cloruros	Dureza cálcica	Lubricidad	pH
Fluido convencional		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fluidos con controlador de filtrado nano	F1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fluidos con lubricante nano	F1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fluidos con viscosificante nano	F1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fluidos con aditivos nano, sin dispersante	F1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fluidos con solo aditivos nano	F1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	F2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

■	Aplica
■	No aplica
■	Aplica sólo después de rolado
■	Opcional

Fuente: Elaboración propia.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se hace un análisis de los resultados obtenidos en las pruebas que se realizaron a cada una de las formulaciones descritas a lo largo del **Capítulo 3**. Inicialmente se hace una comparación entre el fluido base con aditivos convencionales y cada una de las formulaciones con aditivos a base de nanotecnología por separado. Seguido a esto, se hace una comparación similar a la anterior pero aplicada a las formulaciones donde no se considera el dispersante en la mezcla del fluido de perforación. Para finalizar, se realiza un contraste de resultados entre el fluido con aditivos convencionales y dos fluidos que cuentan en su composición con los tres aditivos a base de nanotecnología.

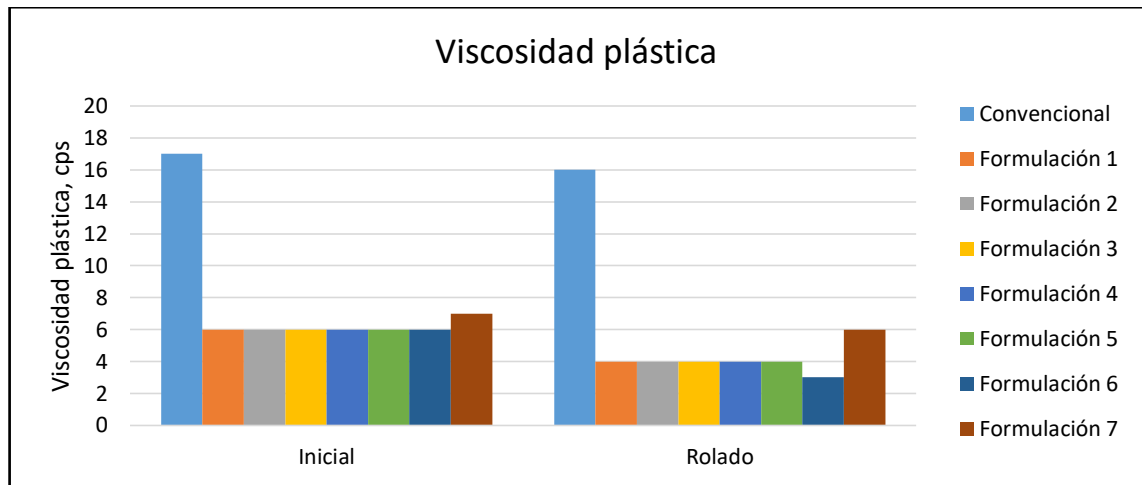
Los análisis que se presentan a continuación tienen como base los resultados obtenidos de las pruebas realizadas que se encuentran en el **ANEXO A** y donde estos resultados fueron determinados a partir de las ecuaciones que se presentaron a lo largo del **Capítulo 1**, más específicamente en el subcapítulo *Propiedades de los fluidos de perforación*.

4.1 FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO CONTROLADOR DE FILTRADO NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL

Siguiendo las pautas establecidas en el plan de pruebas descrito en la **Tabla 30** las pruebas a realizar para estos fluidos son: Densidad, reología, filtrado API, filtrado PPT, filtrado HPHT, Pf, Mf, Pm, cloruros, dureza cálcica y pH. Dentro de las características reológicas se analiza específicamente la viscosidad plástica, el punto cedente y las resistencias de geles para tiempos de diez segundos y diez minutos.

En la **Gráfica 1** se observa la viscosidad plástica obtenida de cada formulación, antes y después de rolarse 16 horas a una temperatura de 180°F. Aquí se puede determinar que los valores para las formulaciones con aditivo controlador de filtrado nano son menores que el valor de la formulación que utilizó en su mezcla el mismo aditivo pero convencional.

Gráfica 1. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano

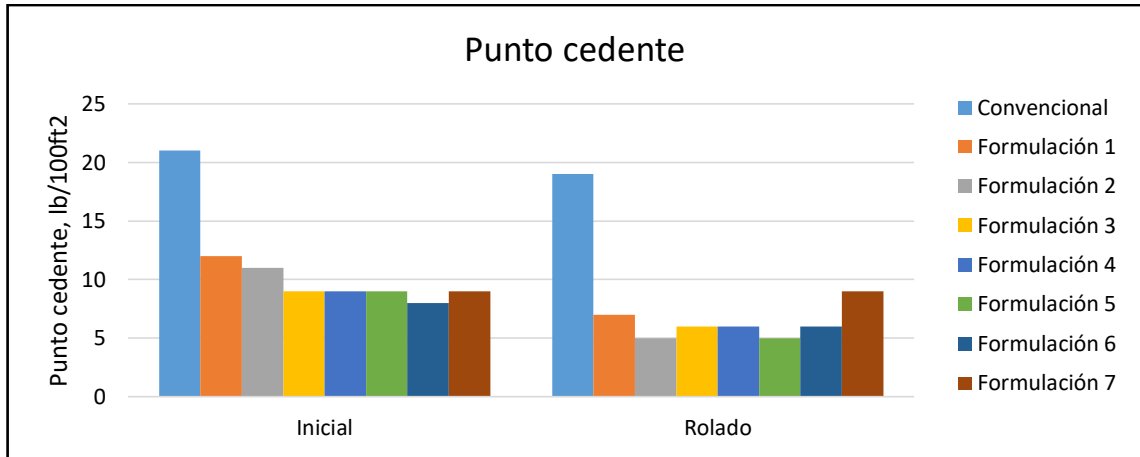


Fuente: Elaboración propia.

Existe una reducción, en promedio, de **60%** en los valores de viscosidad plástica, lo que indica que existe menor cantidad de sólidos en los fluidos con el aditivo nano y por consiguiente a nivel de pozo existiría una menor probabilidad de pegas y problemas operativos de perforación.

De igual forma a través de la **Gráfica 2** se puede observar una disminución en el punto cedente de las formulaciones con controlador de filtrado nano con respecto al fluido con aditivos convencionales. El punto cedente más bajo de las formulaciones iniciales se encuentra en la formulación 6 con un valor de 8 lb/100ft²; mientras que para las determinaciones después de rolarse los fluidos con el punto más bajo fueron los de la formulación 2 y 5 con un valor de 5 lb/100ft². Con esto se puede determinar que las formulaciones con aditivo controlador de filtrado nano proveen menos interacción química entre los sólidos suspendidos en el fluido de perforación.

Gráfica 2. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano

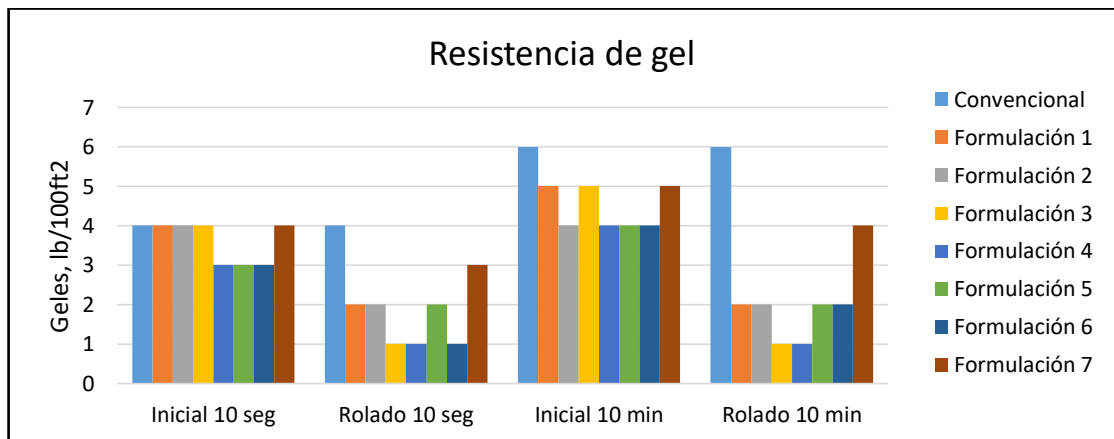


Fuente: Elaboración propia.

Al conocerse el punto cedente como la fuerza de atracción entre los sólidos presentes en el fluido de perforación, estos valores, junto con los obtenidos de la viscosidad plástica evidenciados en la **Gráfica 1** corroboran que el aditivo controlador de filtrado nano provoca una disminución en las propiedades reológicas.

En referencia a las resistencias de gel que presentaron los distintos fluidos de perforación, se puede evidenciar en la **Gráfica 3** como los valores iniciales, tanto para las resistencias de diez segundos y diez minutos, se mantienen de forma similar, variando entre 1 o dos puntos. Pero es en los valores después de rolarse donde se ven mayores diferencias.

Gráfica 3. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano



Fuente: Elaboración propia.

Para los datos de resistencia de gel de diez segundos las formulaciones 4, 5 y 6 son las que muestran una mayor diferencia con respecto al valor obtenido en el fluido convencional donde, antes de rolar, existía una diferencia del 25% pero cuando se realiza su medición después de rolarse el fluido aumenta a una diferencia del 75%.

De igual manera, se evidencia una disminución en la resistencia de gel de 10 minutos de alrededor del 83% para las formulaciones 3 y 4 donde se obtuvieron valores de 1 lb/100ft². Esto puede conllevar a que durante periodos extensos los fluidos con controlador de filtrado nano no formarán geles en condiciones estáticas.

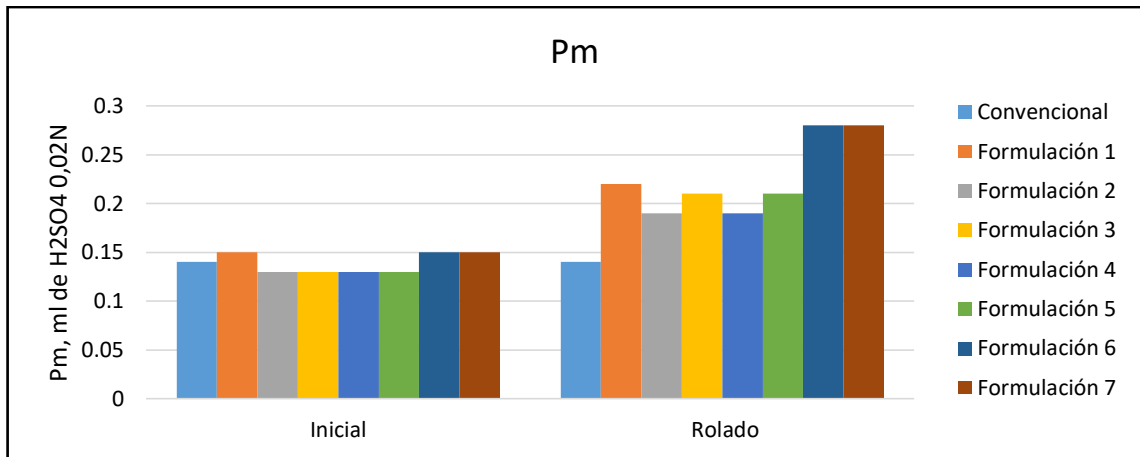
Es decir, para las formulaciones 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se puede evidenciar un cambio considerable en las resistencias de geles antes y después de rolar, lo que indica que la capacidad de suspensión de recortes no se estaría dando de forma óptima y al llevarse esto a nivel pozo, sólidos con alta gravedad específica afectarían negativamente la limpieza del hoyo.

En cuanto a la formulación 7 se puede determinar que los geles son de carácter plano debido a que no presentan un cambio considerable como se presentaban en las otras formulaciones. Esto quiere decir que, al mantener los valores de geles, la capacidad de suspensión de cortes para la formulación 7 se va a mantener constante y relacionando esto con lo obtenido en los resultados de viscosidad plástica, se puede afirmar que los sólidos que podían estar suspendidos se encuentran disueltos en el fluido de perforación.

Mediante el análisis de las pruebas químicas se puede observar, inicialmente, en la **Gráfica 4** como la alcalinidad Pm no sufre grandes cambios si se hace la prueba antes de rolarse o después de rolarse y se mantienen en valores relativamente cercanos al valor obtenido por el lodo de perforación preparado con aditivos convencionales.

En la **Gráfica 4** se puede apreciar el efecto que tiene la temperatura en la alcalinidad donde después de rolarse, todas las formulaciones, a excepción del fluido convencional, tienden a aumentar su valor de Pf. Los valores más altos presentados tanto para las mediciones iniciales como para las mediciones roladas son las de las formulaciones 6 y 7 donde pasan de 0.15 mL de $H_2SO_4 0,02N$ a 0.28 mL de $H_2SO_4 0,02N$ con un incremento del 86%.

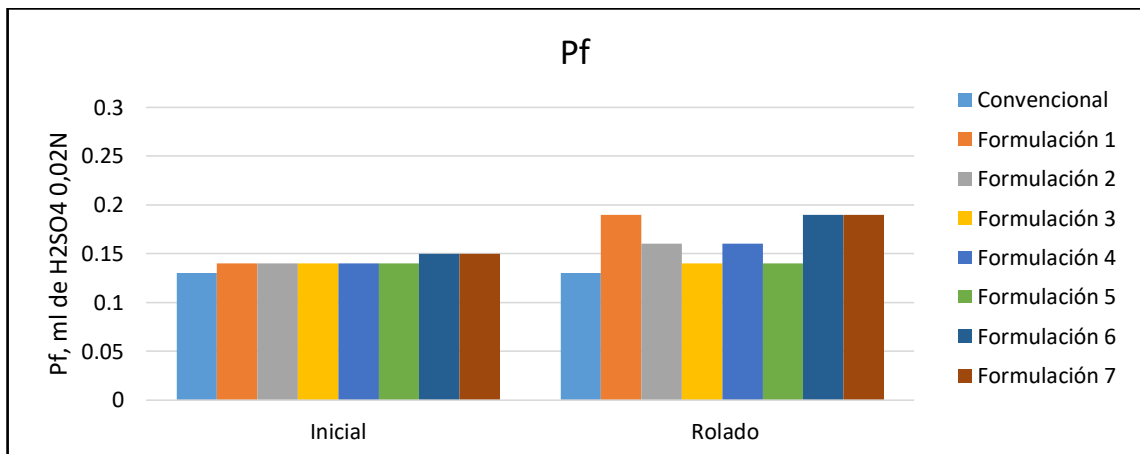
Gráfica 4. Alcalinidad Pm en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano



Fuente: Elaboración propia.

Es por ello que el mayor cambio observable se encuentra en las formulaciones 1, 6 y 7 donde se elevan desde un valor de 0,15 mL de $H_2SO_4 0,02N$ hasta un valor de 0,19 mL de $H_2SO_4 0,02N$, es decir, un incremento de aproximadamente 26%. Esto puede ser consecuencia de la temperatura de 180°F a la cual se rolan los fluidos para simular el desarrollo de estos en un pozo debido a que a esta temperatura pueden llegar a activarse carbonatos, bicarbonatos o hidróxidos que no se veían reflejados a las condiciones iniciales de la prueba a temperatura ambiente.

Gráfica 5. Alcalinidad Pf en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano

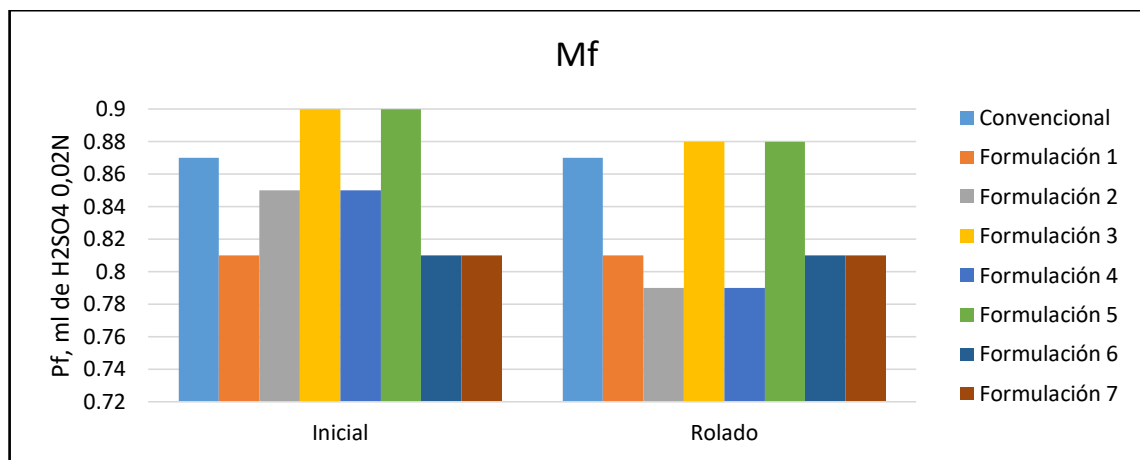


Fuente: Elaboración propia.

Debido al aumento de temperatura que súbitamente se le proporcionan a los fluidos de perforación se evidencia que existe un efecto directo en las concentraciones en el fluido de perforación de los iones bicarbonato $[HCO_3^-]$, carbonato $[CO_3^{2-}]$ e hidroxilo $[OH^-]$ que conllevan a un aumento de valores Pf y Pm.

En referencia a la alcalinidad Mf, como se aprecia en la **Gráfica 6** se evidencia una tendencia a disminuir en los resultados de rolado con respecto a los obtenidos en las formulaciones iniciales. Esto resulta ser un comportamiento contrario a lo que se observaba en los resultados de Pf y Pm.

Gráfica 6. Alcalinidad Mf en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano

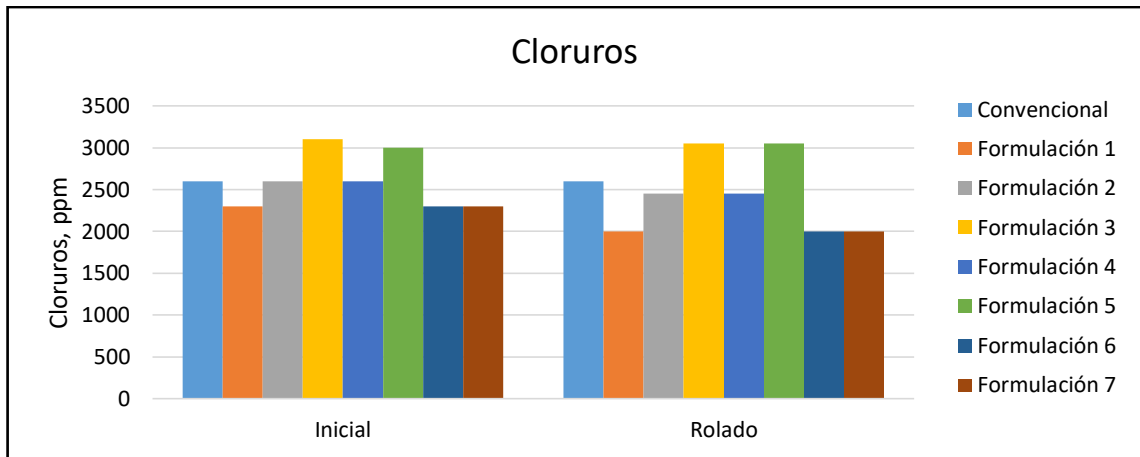


Fuente: Elaboración propia.

Basados en lo anterior, se presenta un comportamiento parecido en las formulaciones 2 y 4 donde la disminución en el Mf fue de 0.06 mL de H_2SO_4 0,02N, de igual forma para las formulaciones 3 y 5 donde hubo una disminución en el Mf de 0.02 mL de H_2SO_4 0,02N.

Para finalizar con el análisis en las propiedades químicas se procede a realizar el comportamiento de la concentración de cloruros en el filtrado de los fluidos de perforación en donde se evidencia que no sufren ningún cambio considerable por acción de la temperatura. En aquellos casos donde disminuye la concentración de cloruros (ppm), el cambio no es mayor al 5% y por consiguiente se puede señalar que no hay una variación considerable. Los datos de cloruros se pueden observar en la **Gráfica 7**.

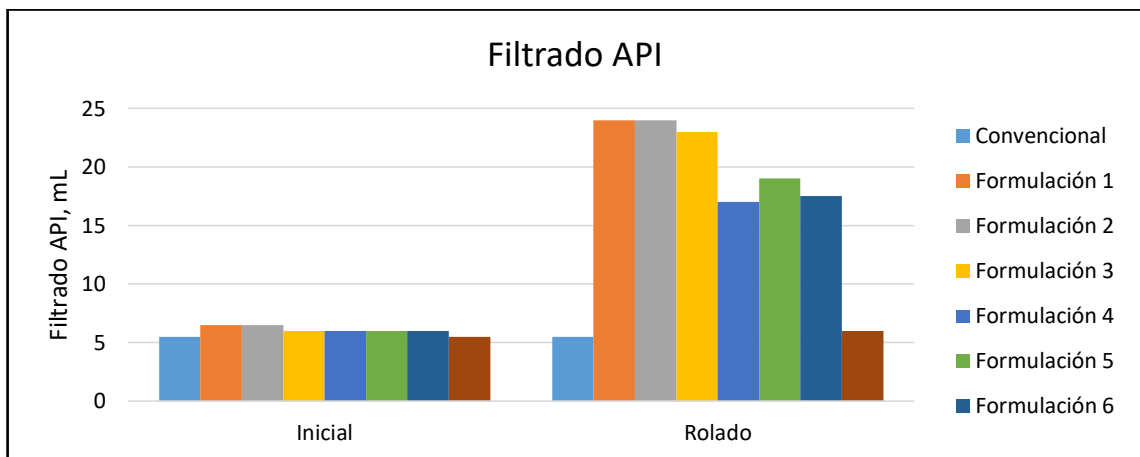
Gráfica 7. Cloruros en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano



Fuente: Elaboración propia.

Así mismo se realizaron las pruebas filtrado API para el fluido convencional como para los siete fluidos con aditivos nano. La **Gráfica 8** muestra los resultados que se obtuvieron para cada una de las formulaciones mencionadas y se puede evidenciar como al momento de realizar la prueba de filtrado API no existe un cambio significativo en los valores obtenidos.

Gráfica 8. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano



Fuente: Elaboración propia.

El fluido base muestra como resultado 5,5 mL después de treinta minutos de prueba mientras que los resultados de las formulaciones con el aditivo nano varían su

resultado desde 6,5 mL hasta 6 mL de filtrado donde los fluidos que tenían en su mezcla menor concentración de controlador de filtrado nano (0,15 lpb y 0,25 lpb) son los que fluidos dan como resultado mayor filtrado.

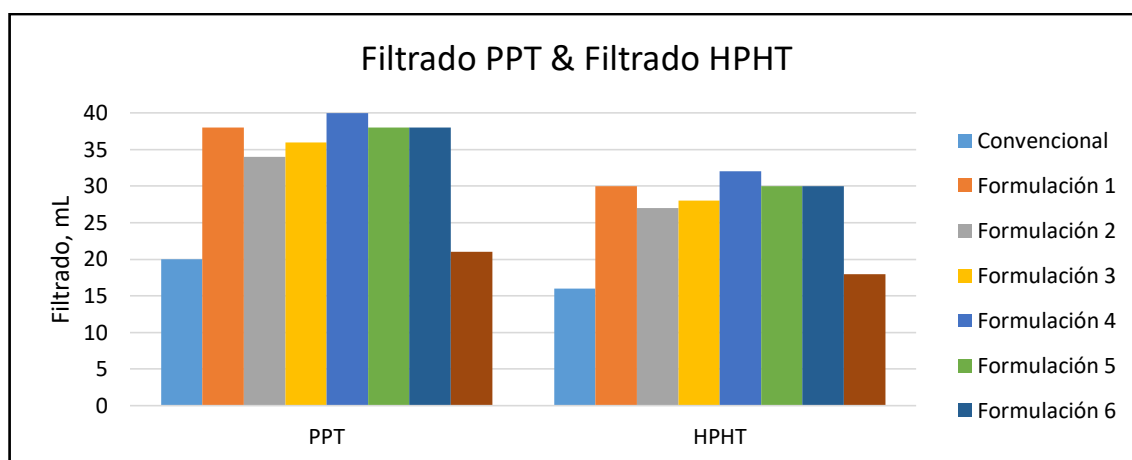
Cabe destacar que para las formulaciones 1, 2 y 3 el proceso de mezcla y preparación del fluido de perforación fue distinto debido a que el proveedor no había proporcionado la información suficiente del aditivo. Es por ello, que el controlador de filtrado nano se agregaba al lodo después de hidratarse el viscosificante. En cambio, para las formulaciones 4, 5, 6 y 7 el proceso de mezcla fue distinto debido a que por información del proveedor este aditivo en específico debe agregarse al final de toda la mezcla para exponerlo a menor esfuerzo de corte con las aspas del mezclador, favoreciendo al desempeño óptimo de las nanopartículas.

Precisamente las formulaciones donde no se agregó el controlador de filtrado nano al final de la mezcla se presenta un aumento elevado en el filtrado API después de rolarse todos los lodos donde para la formulación 1 existe un aumento del 293%, para la formulación 2 un aumento del 300% y para la formulación 3 un aumento del 283%. Es por ello que se puede determinar que por efecto de temperatura la química del aditivo nano tiende a romperse provocando que el filtrado aumente y no haya un control adecuado sobre esta propiedad.

En cambio la formulación 7 resulta ser la que otorga valores más cercanos de filtrado, en relación al fluido base, debido a que se sigue la recomendación de la ficha técnica del producto en donde se debe agregar el 1% en volumen del aditivo con respecto al volumen total de fluido de perforación.

Para los filtrados PPT y HPHT, como lo muestra la **Gráfica 9** existe una relación con lo analizado en los resultados del filtrado API, en donde las formulaciones 1, 2, 3, 4, 5 y 6 se ven afectadas por acción de la temperatura y presión y por consiguiente presentan un filtrado mayor con respecto al filtrado que se da del fluido de perforación con aditivos convencionales.

Gráfica 9. Filtrado PPT y filtrado HPHT en los fluidos de perforación con aditivo controlador de filtrado nano



Fuente: Elaboración propia.

En cambio, la formulación 7 que cuenta con el 1% en volumen del aditivo controlador de filtrado nano arroja unos valores similares a los que se obtiene del fluido convencional, donde existe un aumento pero solo de 1mL en la prueba PPT y 2 mL en la prueba de HPHT.

Con respecto a lo mencionado durante este análisis se establece que, para las formulaciones con aditivo controlador de filtrado a base de nanotecnología, el fluido que presenta mejores resultados es el correspondiente a la formulación 7 que cuenta con una concentración del 1% en volumen del aditivo con respecto al volumen total del fluido.

4.2 FORMULACIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON ADITIVOS NANO SIN DISPERSANTE

Debido a que los resultados de las pruebas realizadas a las formulaciones con controlador de filtrado nano no fueron las esperadas se procedió a realizar unas formulaciones donde se excluía de su diseño al Lignosulfonato quién actuaba como dispersante dentro del fluido de perforación.

Estas formulaciones se hicieron con el fin de determinar si el Lignosulfonato interfería con las propiedades de los aditivos a base de nanotecnología. Se formularon tres fluidos de perforación con los tres aditivos a base de nanotecnología por separado y los demás aditivos convencionales y un fluido de perforación con los tres aditivos nano mezclados junto con los demás aditivos convencionales.

- El primer fluido (**F1**) se formuló con la concentración de **1%** en volumen del controlador de filtrado nano.
- El segundo fluido (**F2**) se formuló con la concentración de **0.5 lpb** de viscosificante nano.
- El tercer fluido (**F3**) se formuló con la concentración de **1 lpb** de lubricante nano.
- El cuarto fluido (**F4**) se formuló con la concentración de **1%** en volumen del controlador de filtrado nano, **0.5 lpb** del viscosificante nano y **1 lpb** del lubricante nano.

Para la mezcla de la primera y cuarta formulación se sigue el orden de mezcla de la **Figura 21**. En cambio, para las otras dos formulaciones se sigue el orden de mezcla que muestra la **Figura 20**.

Tabla 31. Formulación del fluido de perforación con aditivos nano, sin dispersante.

Aditivo	Concentración, lpb			
	F1	F2	F3	F4
Soda caustica	0,05	0,05	0,05	0,05
Bentonita	3	3	3	3
PAC LV/PAC nano	1% v/v	2,5	2,5	1%v/v
Viscosificante/Viscosificante nano	1	0,5	1	0,5
Inhibidor de hinchamiento	3	3	3	3
Lubricante ROP	1,5	1,5	1,5	1,5
Lubricante/Lubricante nano	5	5	1	1
Bactericida	0,02	0,02	0,02	0,02
CaCO3 M200	52	52	52	52

Fuente: Elaboración propia.

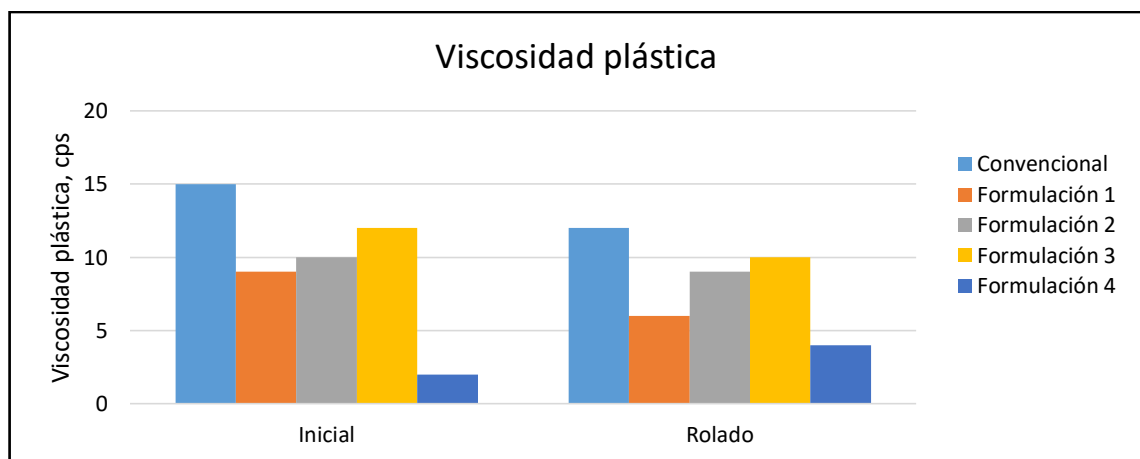
En el **Capítulo 2** se pueden encontrar las funciones que proporcionan cada uno de los aditivos utilizados en las formulaciones anteriores y adicionalmente las fichas técnicas de los productos se presentan en el **ANEXO E**.

4.2.1 Formulaciones de fluidos con aditivos nano sin dispersante vs formulación de fluido convencional. Debido a los resultados obtenidos se desea conocer el efecto que tiene en los fluidos de perforación el dispersante que se emplea en la formulación. Por ello para cada uno de los fluidos que presentaron mejor resultado se realizan las pruebas de laboratorio descritas a lo largo del trabajo.

Como se describe en el **Capítulo 3**, para esta sección la formulación 1 hace referencia al fluido de perforación que contempla aditivos convencionales y el 1% en volumen del aditivo controlador de filtrado nano; la formulación 2 está compuesta por aditivos convencionales y 0.5 lpb de viscosificante nano; la formulación 3 se forma con aditivos convencionales y 1 lpb de lubricante nano. Por último, la formulación 4 tiene 1% en volumen de controlador de filtrado nano, 0.5 lpb de viscosificante nano y 1 lpb de lubricante nano.

De acuerdo a esto se analiza inicialmente el comportamiento reológico que tiene cada formulación. Mediante la **Gráfica 10** se pueden observar los resultados que se obtuvieron en relación a la viscosidad plástica en donde para todas las formulaciones a excepción de la formulación 4 existe una disminución en el valor de esta propiedad después de rolarse la muestra, mostrando que mejora la disolución de los sólidos presentes en el fluido de perforación.

Gráfica 10. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante



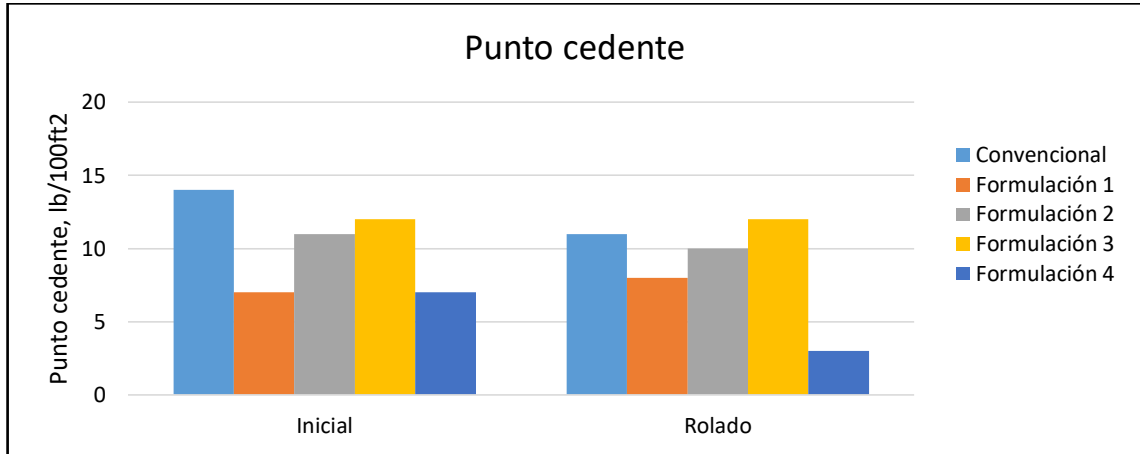
Fuente: Elaboración propia.

En base a la gráfica anterior, la formulación que contempla aditivos convencionales en su totalidad presenta una disminución del 20%, a su vez que la formulación 1 cambia en un 33% su valor con respecto a la medición antes de rolarse la muestra. Por último, las formulaciones 2 y 3 son las que tienen una caída menor en el valor de la viscosidad plástica con un 9% y 17%, respectivamente.

Así mismo, en el análisis reológico se compara los valores de punto cedente para las formulaciones con aditivos nano con respecto al fluido convencional. De esta forma, mediante la **Gráfica 11** se puede observar como el comportamiento del fluido convencional como del fluido de las formulaciones 2 y 4 tiene una tendencia a

disminuir por efectos de temperatura mientras que para las formulaciones 1 y 3 la temperatura incide en un aumento de su valor de punto de cedencia.

Gráfica 11. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante



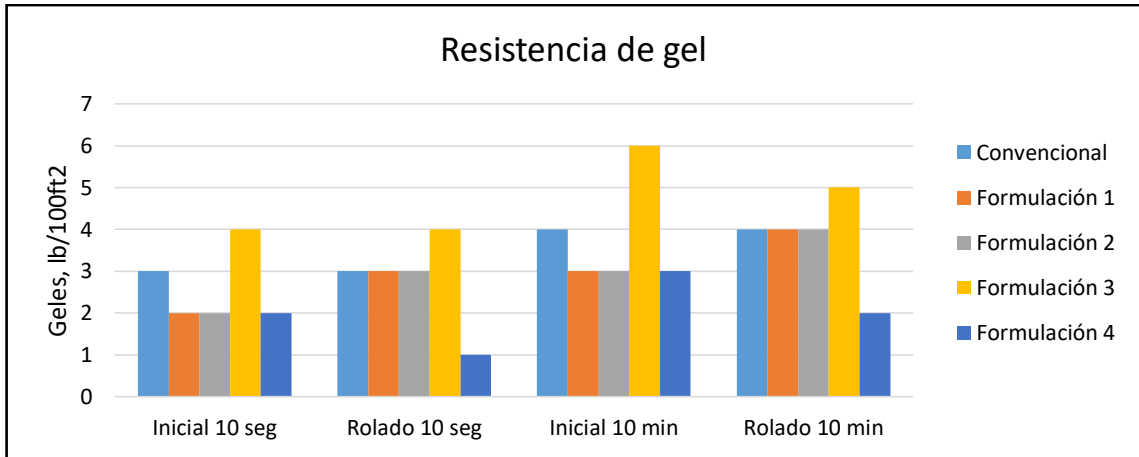
Fuente: Elaboración propia.

Lo mencionado anteriormente no guarda ninguna relación con lo analizado para la propiedad de viscosidad plástica debido a que se considera que el valor de la VP muestra una relación directa con la cantidad de sólidos suspendidos en el fluido y por ello un aumento en esta propiedad debe verse identificado también en un aumento para los valores de punto de cedencia porque a mayor cantidad de sólidos suspendidos mayor es la carga electrónica que tienen estos.

Por otra parte para la formulación 4 se ve una reducción en el valor de punto cedente del 57%, para la formulación 2 una reducción del 9% y para el fluido convencional una reducción del 21%. Por ello, considerando que las formulaciones 2 y 4 son las que cuentan con el aditivo viscosificante nano se puede determinar que este incide de manera positiva en los aspectos reológicos del fluido.

De igual forma, mediante la **Gráfica 12** se pueden encontrar los valores de resistencia de gel. A través de esta gráfica se puede comprobar como para la formulación dos el cambio es mínimo y por consiguiente se puede considerar geles planos que pueden mantener los sólidos suspendidos para lograr una óptima limpieza del pozo.

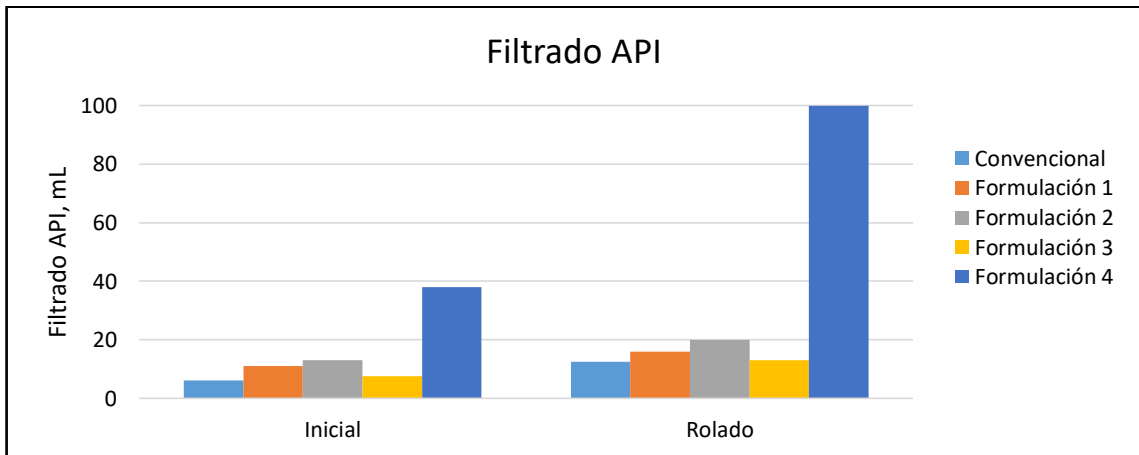
Gráfica 12. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante



Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, a través de la **Gráfica 13**, se puede determinar el comportamiento del filtrado API en fluidos de perforación donde no se considera dispersante en su formulación. De este modo, cada una de las formulaciones presenta una diferencia considerable con respecto al fluido convencional por lo que se determina que en este caso el dispersante era quien ayudaba a controlar el filtrado en la prueba y al estar en ausencia de este no se tienen los valores óptimos necesarios. De igual forma, se evidencia un efecto directo de la temperatura en los valores de filtrado donde se puede ver como para los resultados después de rolarse las muestras hay un aumento que varía entre el 45% y el 163%.

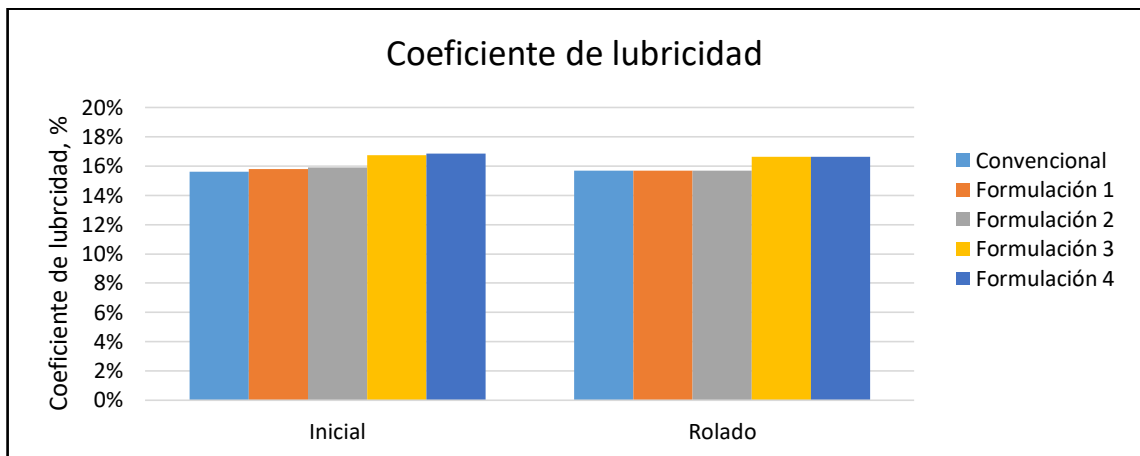
Gráfica 13. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante



Fuente: Elaboración propia.

Para finalizar, se desea conocer el efecto en la lubricidad de los tres productos y evidenciar si existe un cambio considerable con respecto al valor del fluido convencional. Mediante la **Gráfica 14** se puede ver como el porcentaje de lubricidad se mantiene en términos similares y no existe una diferencia desmedida donde se alcanza un máximo de 7.3% para la prueba antes de rolar y un máximo de 5.9% de diferencia para las pruebas después de rolar.

Gráfica 14. Coeficiente de lubricidad en los fluidos de perforación con aditivos nano, sin dispersante



Fuente: Elaboración propia.

Después de hacer el análisis se considera que el dispersante tiene efectos en las propiedades reológicas donde los resultados de viscosidad plástica, punto cedente y geles se ven afectados de forma en que sus valores son menores que los obtenidos en las formulaciones donde se consideraba el dispersante en la formulación, por ello se considera que el viscosificante nano colabora de buena forma en las propiedades reológicas aunque se evidencia un mejor comportamiento cuando se encuentra formulado con dispersante.

De igual forma, existe una afectación en el filtrado API donde se evidencia que en todas las formulaciones el dispersante colaboraba con mantener un filtrado óptimo y prevenía resultados negativos dando a entender que era este el aditivo que ayudaba como controlador de filtrado y no el producto utilizado como controlador de filtrado nano.

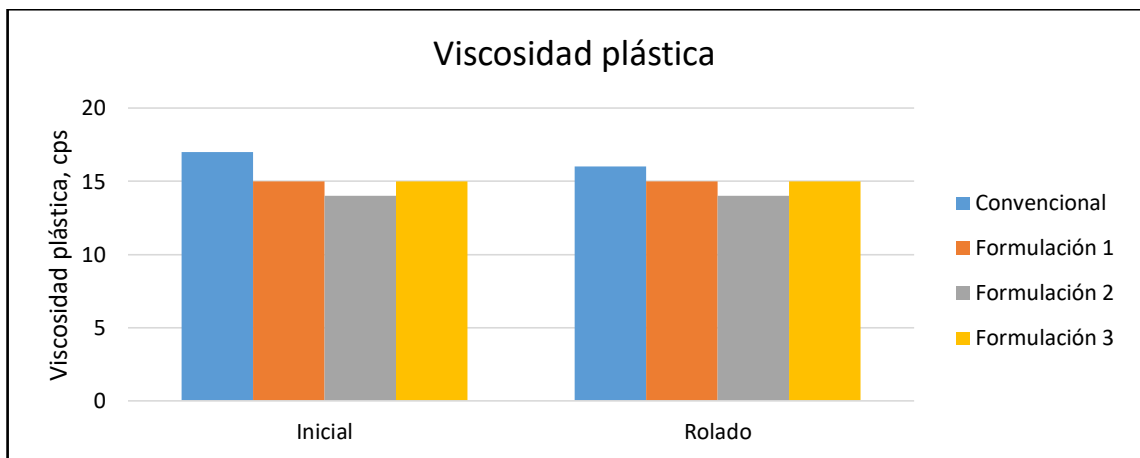
Para finalizar, en cuanto a la lubricidad no se ve afectación alguna y se considera que el lubricante nano actúa de buena forma.

4.3 FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO LUBRICANTE NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL

Para las formulaciones de los fluidos de perforación haciendo uso de un lubricante a base de nanotecnología, son realizadas las pruebas de filtrado API, coeficiente de lubricación y finalmente pruebas de reología en donde las características reológicas que se analizan específicamente son la viscosidad plástica, el punto cedente y las resistencias de geles para tiempos de diez segundos y 10 minutos.

En la **Gráfica 15** se presenta la VP de las formulaciones para el lubricante nano, donde se muestra la variación en la viscosidad plástica de la formulación convencional como de las formulaciones 1, 2 y 3 luego de ser roladas por 16 horas a una temperatura de 180 °F.

Gráfica 15. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano

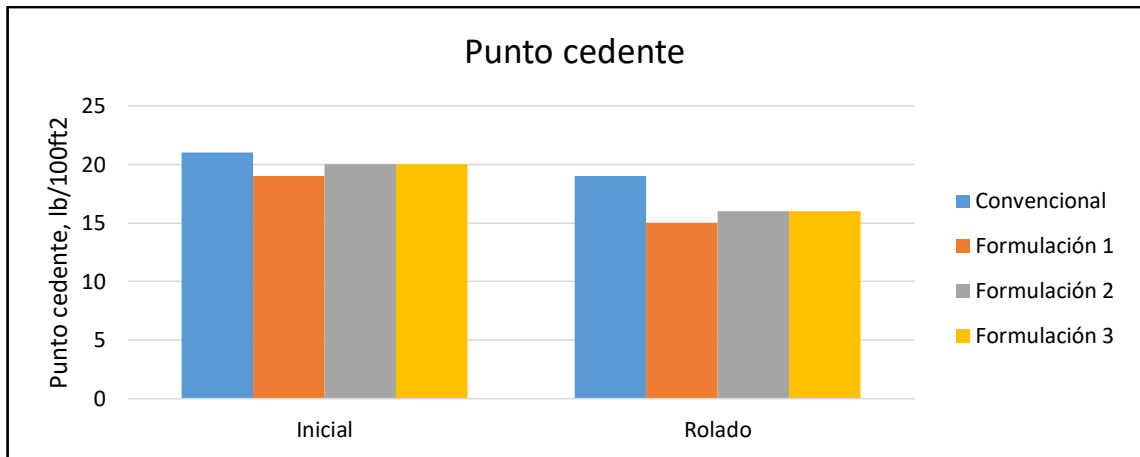


Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la gráfica anterior, los valores de viscosidad plástica de las formulaciones nano con respecto a la formulación convencional, presentan valores muy similares antes de la prueba de rolado. En adición, las formulaciones con el lubricante nano no presentaron variación luego de la prueba de rolado a diferencia de la formulación convencional cuyo valor de viscosidad plástica disminuyó con respecto al inicial. El análisis que se obtiene es que las formulaciones con el producto nano mantienen el valor de la viscosidad plástica constante asumiendo que el lubricante nano es estable a altas temperaturas y no se degrada.

Siguiendo con la prueba de reología, en la **Gráfica 16** se presentan los resultados del punto cedente donde se compara el lubricante convencional y el lubricante nano antes y después de la prueba de rolado.

Gráfica 16. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano

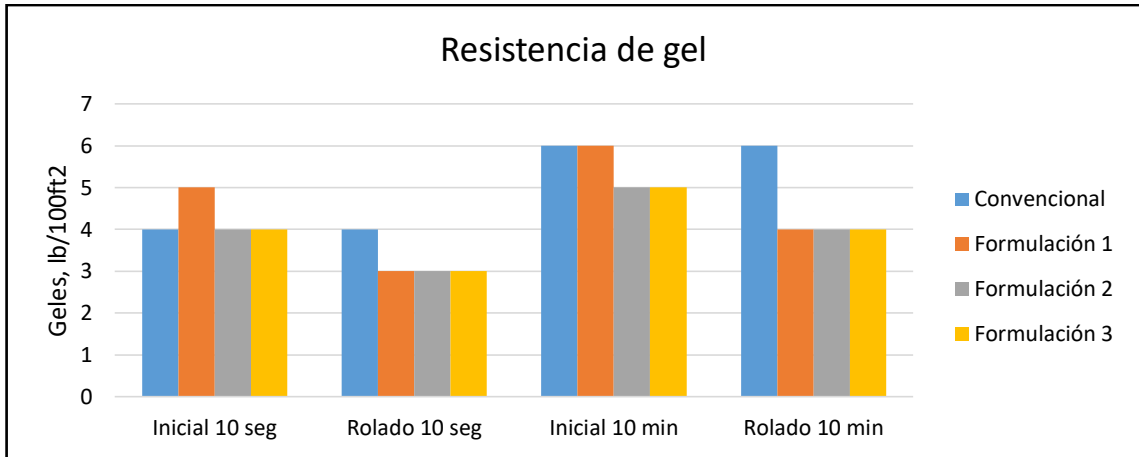


Fuente: Elaboración propia.

Mediante la gráfica anterior se puede determinar cómo los valores iniciales del punto cedente de las formulaciones con el lubricante nano tienen valores cercanos a la formulación convencional. Luego de rolar las muestras, los valores del punto cedente de las formulaciones nano son menores con respecto a la formulación con lubricante convencional. Los valores presentaron una reducción promedio del 20%, lo cual permite establecer que el lubricante nano tiene una acción de dispersante dentro del fluido de perforación.

De igual forma, se presenta la prueba de resistencia de gel, la cual se realizó a las distintas formulaciones tanto convencional como a base de nanotecnología con tiempos de 10 segundos y 10 minutos y sus resultados se presentan en a **Gráfica 17**. De allí se observa como los geles para las formulaciones 1, 2 y 3 se pueden considerar planos ya que no existe una variación abrupta para las pruebas que se realizan después de rolarse los fluidos. Por tanto, el lubricante nano no exhibe una influencia directa sobre la capacidad de suspensión de recortes que ya tenía el fluido convencional.

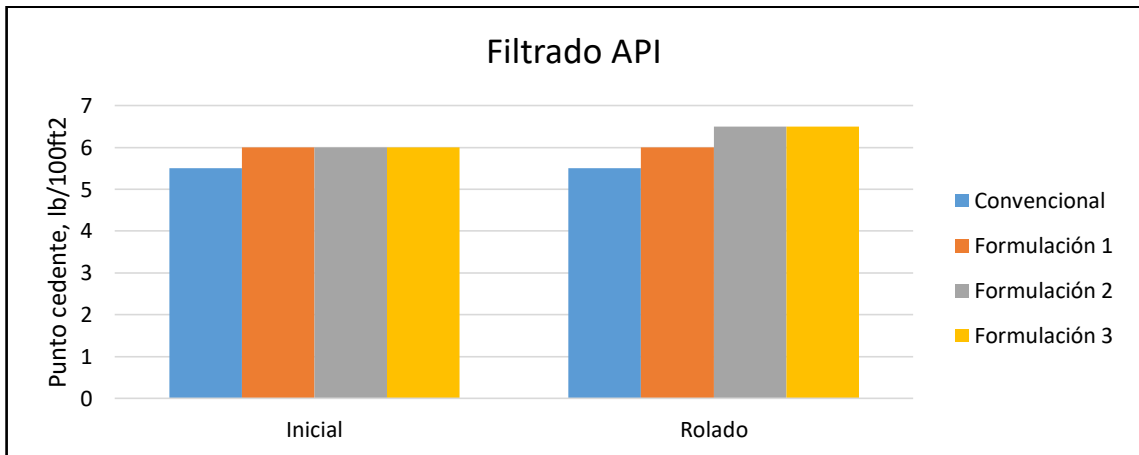
Gráfica 17. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, se analizan los resultados del filtrado API para los fluidos de perforación con lubricante a base de nanotecnología con el fin de ser comparados con el fluido convencional. Estos resultados se muestran en la **Gráfica 18** y se evidencia como el volumen inicial de filtrado de las formulaciones nano con respecto al filtrado de la formulación convencional tiene un aumento mínimo de 0.5 ml. Luego de la prueba de rolado, el volumen de filtrado de la formulación 1 al igual que el volumen de filtrado de la formulación convencional se mantuvieron constantes, no obstante, los volúmenes de filtrado de las formulaciones 3 y 4 presentaron un aumento del 8.33%, el cual no es un aumento significativo y se puede decir que la fase continua del fluido no va a perderse en gran cantidad hacia las formaciones permeables.

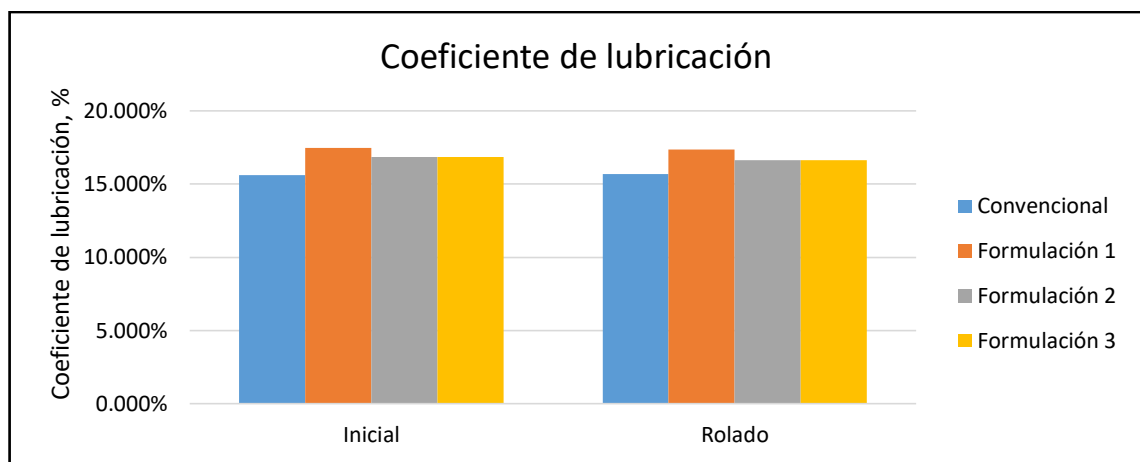
Gráfica 18. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano



Fuente: Elaboración propia.

Por último se lleva a cabo la prueba de lubricidad, cuyos resultados se presentan en la **Gráfica 19** y donde se busca comparar el coeficiente de lubricación entre los fluidos formulados con el lubricante nano y la formulación convencional. Como se evidencia, los valores iniciales del coeficiente de lubricación permanecieron constantes luego de rolar las muestras tanto para el fluido convencional como para las formulaciones con el lubricante nano. Esto puede lograrse debido a que el lubricante nano presenta buena estabilidad al ser sometido a altas temperaturas lo cual disminuye su proceso de degradación y aun con esta condición los fluidos nano tienen una buen porcentaje de lubricidad.

Gráfica 19. Coeficiente de lubricación en los fluidos de perforación con aditivo lubricante nano



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a lo analizado se determina que el fluido con lubricante nano que presenta mejor rendimiento es el correspondiente a la formulación 2 que en su composición presenta 1 lpb del aditivo mencionado.

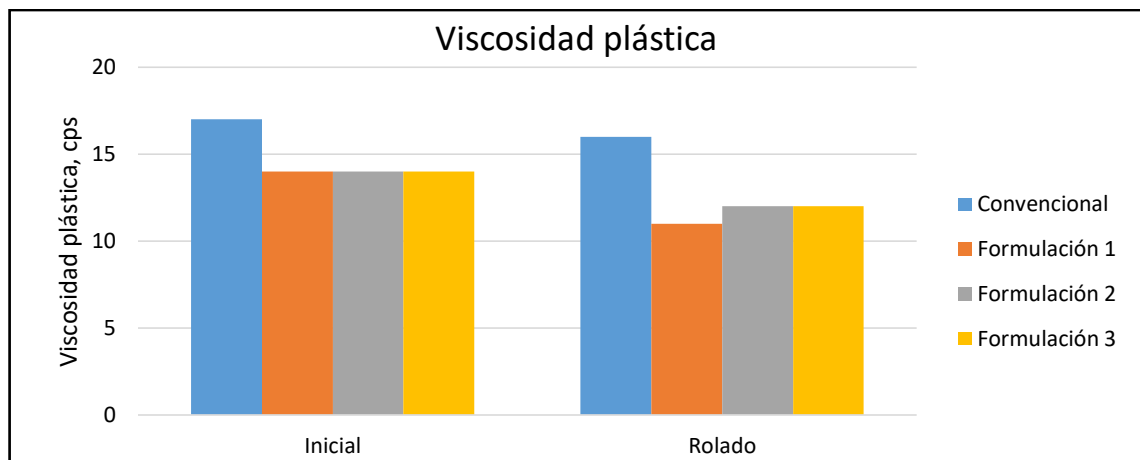
4.4 FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO VISCOSIFICANTE NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL

De acuerdo al plan de pruebas descrito en la **Tabla 30** las pruebas que se realizaron a estos fluidos fueron: Densidad, reología, viscosidad de embudo, filtrado API y pH. Dentro de las características reológicas se analizaron específicamente la viscosidad plástica, el punto cedente y las resistencias de geles para tiempos de diez segundos y 10 minutos.

Inicialmente en la **Gráfica 20** se pueden observar los valores de viscosidad plástica que se obtuvieron al realizar las pruebas de reología para los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano. Se puede evidenciar a través de la gráfica

mencionada que los valores obtenidos son similares en cada una de las formulaciones con aditivo nano. Por consiguiente se puede determinar que incluso agregando una mayor concentración de viscosificante nano no se obtiene mejor resultados que los obtenidos desde la concentración de 0.5 lpb.

Gráfica 20. Viscosidad plástica en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano



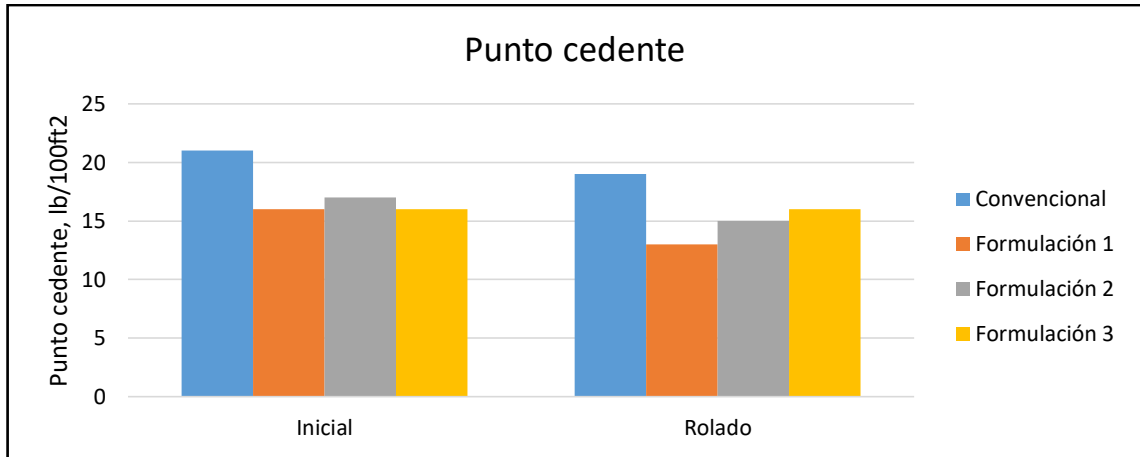
Fuente: Elaboración propia.

Analizando los valores obtenidos después de rolarse las muestras se evidencia que para las formulaciones 2 y 3, que consideran en su composición el viscosificante nano, la viscosidad plástica disminuye en un 14% con respecto a los resultados iniciales de las mismas formulaciones. En cambio, para el fluido de la formulación 1 se evidencia una disminución del 21.4% comparando los valores para antes y después de rolarse. Por otra parte para el fluido convencional, la reducción de su viscosidad plástica es cercana al 6%.

De acuerdo a lo anterior, los valores de viscosidad plástica se mantienen similares en los fluidos donde se agrega el aditivo viscosificante nano y en consecuencia, se demuestra que para los fluidos con aditivo nano los sólidos suspendidos se encuentran disueltos en mayor medida que en el fluido con viscosificante convencional.

Para el punto cedente en los fluidos de perforación se observa que, nuevamente, existe un efecto de la temperatura en la disminución de esta propiedad reológica donde en la formulación 1 se observa una reducción de hasta el 19%, pasando de un valor de 16 lb/100ft² hasta 13 lb/100ft². Para la formulación 2 el cambio no es tan considerable (12%) y es en la formulación 3 donde se observa que al rolarse el fluido no hubo una afectación en su punto cedente. Los datos de punto cedente se pueden observar en la **Gráfica 21**.

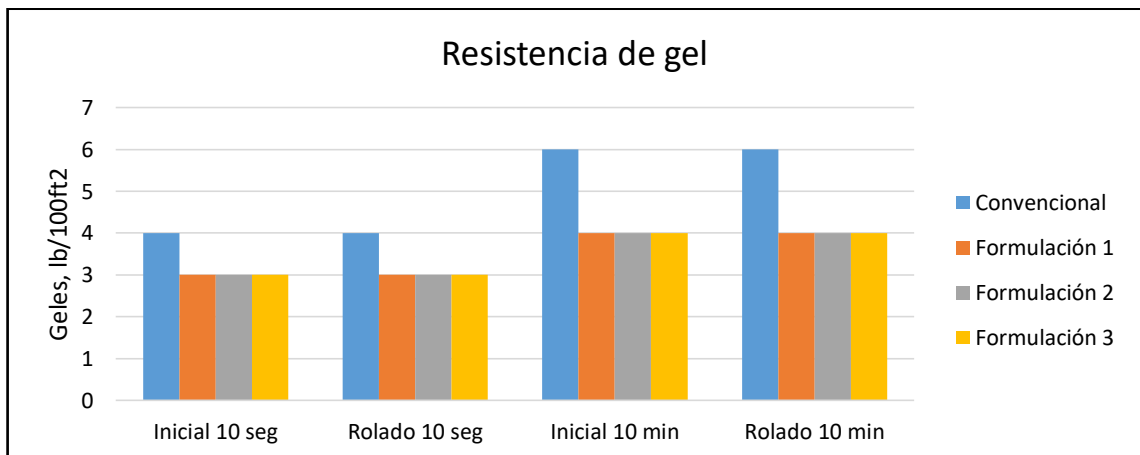
Gráfica 21. Punto cedente en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano



Fuente: Elaboración propia.

En relación a la resistencia de gel se puede evidenciar a través de la **Gráfica 22** como se mantienen en valores constantes todas las formulaciones para las mediciones antes y después de rolarse. Esto indica que se tendrían geles planos sin afectación por la temperatura y sin tener en cuenta la concentración de aditivo viscosificante nano que se agregue a la formulación. Se corrobora lo anteriormente mencionado debido a que los valores de gel para diez segundos y para diez minutos son los mismos aun así se agregue mayor concentración de viscosificante nano como en la formulación 3 donde se adiciona 0.8 lpb a comparación de la formulación 1 que tiene en su composición 0.5 lpb.

Gráfica 22. Resistencia de gel en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano



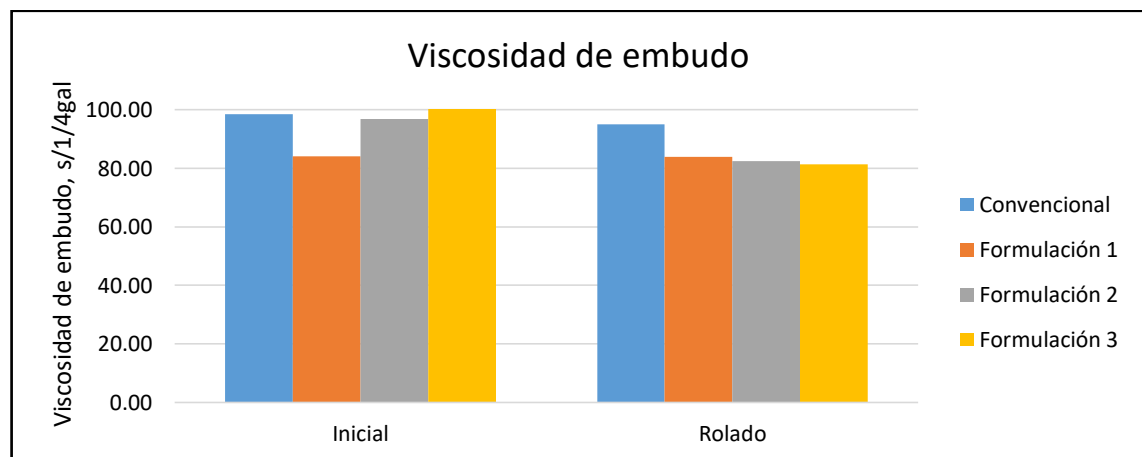
Fuente: Elaboración propia.

Por consiguiente, después de hacerse el análisis respectivo de todos los resultados de las pruebas reológicas (viscosidad plástica, punto cedente, resistencias de gel) para los fluidos con y sin viscosificante nano se puede determinar que la aplicación del viscosificante nano mejora las propiedades debido a que con menor concentración se mantiene la capacidad de suspensión de recortes y se mejora la dilución de los sólidos en el lodo.

Después de lo anterior, se procede a realizar la prueba de viscosidad de embudo Marsh. En este caso, se realizan tres pruebas para cada formulación y se toman los respectivos donde se procede a determinar el promedio de las pruebas. Esto se puede evidenciar en la **Gráfica 23**.

En relación a ello se puede determinar que la formulación convencional tiene una afectación mínima por la temperatura, donde su valor después de rolar disminuye cerca del 3.5% con respecto al valor tomado antes de rolar el fluido. De igual forma, para los fluidos de las formulaciones 1, 2 y 3 se evidencia un cambio que varía dependiendo de la concentración del aditivo viscosificante nano. Por esto, para la formulación 1 hay un cambio de apenas el 0.06%; para la formulación 2 hay un cambio de 15% y finalmente, para la formulación 3 se presenta una disminución del 24% en la viscosidad de embudo.

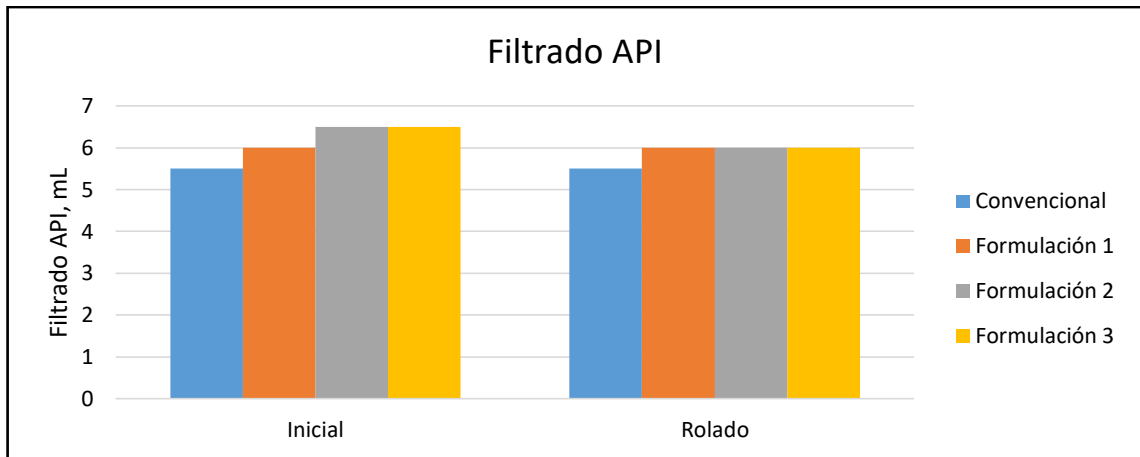
Gráfica 23. Viscosidad de embudo en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano



Fuente: Elaboración propia.

Para finalizar, se desea comprobar si existe alguna incidencia del aditivo viscosificante nano en la propiedad de filtrado API. Los resultados de esta prueba, mostrados en la **Gráfica 24**, demuestran como variando la concentración en las formulaciones 1, 2 y 3 no se exhibe algún cambio abrupto en la cantidad de mL finales con respecto al fluido convencional.

Gráfica 24. Filtrado API en los fluidos de perforación con aditivo viscosificante nano



Fuente: Elaboración propia.

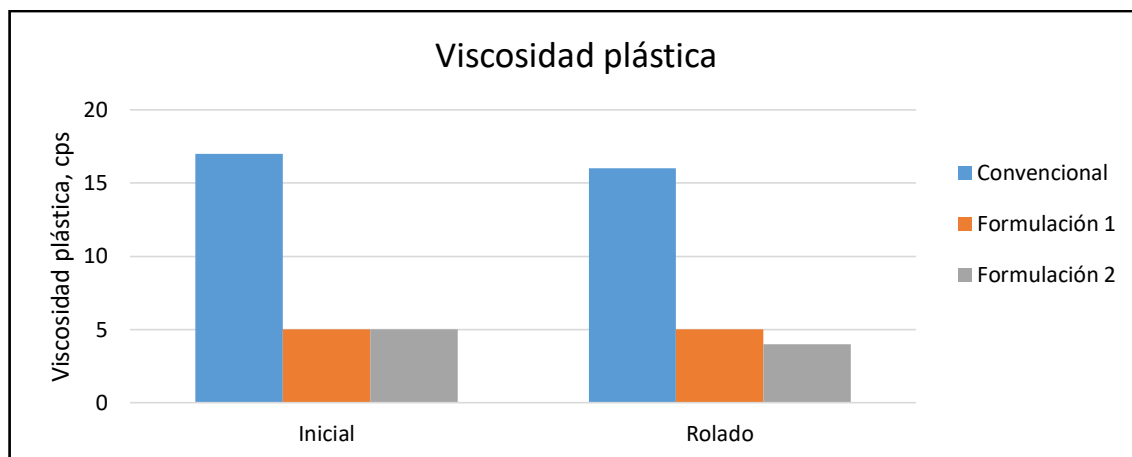
De igual forma que ocurrió en el análisis de la formulaciones con el controlador de filtrado nano y el lubricante nano, se selecciona el que tuvo mejor desempeño considerando el viscosificante nano. En este caso, se selecciona la formulación 1 que corresponde al fluido con la concentración de 0.5 lpb.

4.5 FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVOS NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL

Con el fin de evaluar el rendimiento del fluido base respecto a los fluidos nano, fueron formulados dos fluidos de perforación haciendo uso de los tres aditivos nano con las mejores concentraciones. Basado en los resultados de los ensayos anteriores variando la concentración de los aditivos a base de nanotecnología, se encontraron las concentraciones para cada aditivo nano que mayor rendimiento tenían dentro del fluido de perforación. Para estas formulaciones de fluidos nano fueron realizadas las pruebas de filtrado API, coeficiente de lubricación y finalmente pruebas de reología en donde las características reológicas que se analizan específicamente son la viscosidad plástica, el punto cedente y las resistencias de geles para tiempos de diez segundos y 10 minutos.

En la **Gráfica 25** se presenta la VP de las formulaciones con los aditivos nano, donde se muestra la variación de la viscosidad plástica de la formulación convencional como de las formulaciones 1, 2 luego de ser roladas por 16 horas a una temperatura de 180 °F.

Gráfica 25. Viscosidad plástica en fluidos de perforación con los tres aditivo nano

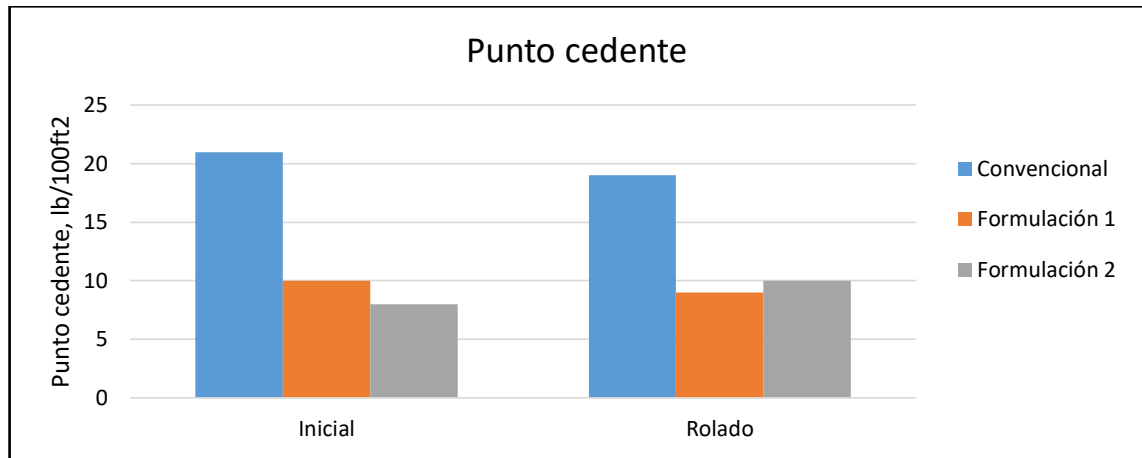


Fuente: Elaboración propia.

En la gráfica anterior se evidencia que el comportamiento de la VP de los fluidos nano es casi tres veces menor con respecto al fluido convencional. Luego de rolar cada una de las formulaciones, la VP se mantiene constante para el fluido convencional y la formulación 1. No obstante para la formulación 2 la reducción de la VP luego del rolado es muy baja; específicamente tiene una reducción del 20% con respecto al VP inicial. Estos valores relativamente bajos indican menor presencia de sólidos en los fluidos nano e indican que no se tendrán problemas asociados a pegas por sólidos en suspensión.

Continuando con la prueba de reología, en la **Gráfica 26** se presentan los resultados del punto cedente para la formulación convencional y las dos formulaciones con aditivos nano.

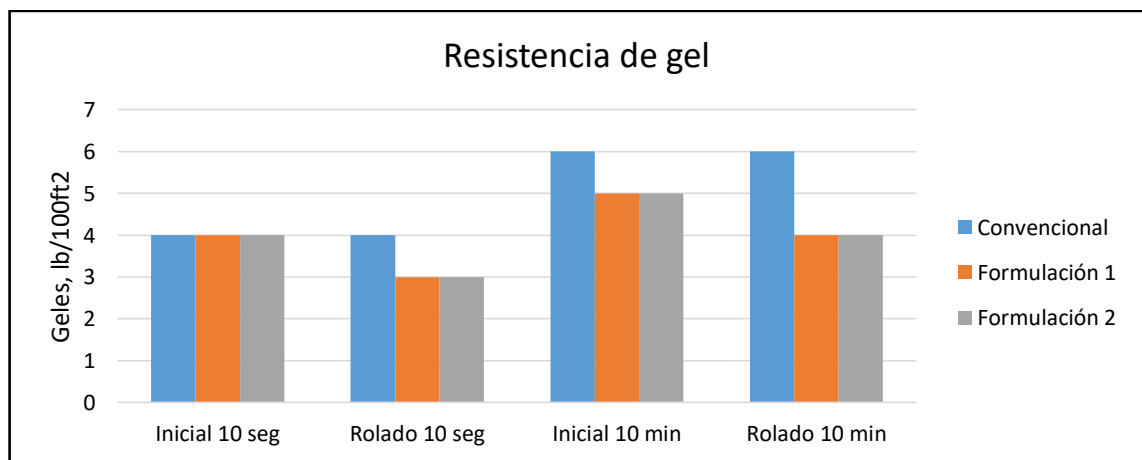
Gráfica 26. Punto cedente en fluidos de perforación con los tres aditivo nano



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la gráfica anterior, los valores iniciales del punto de cedencia de las formulaciones nano son casi la mitad del valor inicial del fluido convencional. Luego de rolar las muestras se evidencia que la formulación convencional y la formulación 1 tienen una reducción del 9.7% en promedio, reducción que no es significativa. Los valores del punto de cedencia para las formulaciones nano se mantienen bajos antes y después del rolado, lo que indica que a diferencia del fluido convencional, estos fluidos no tienen que soportar tantas cargas puesto que junto con su viscosidad plástica no va a haber tanta presencia de sólidos. Los resultados de resistencia de gel para las formulaciones nano y la formulación convencional se presentan en la **Gráfica 27** con el fin de comparar la capacidad de suspender los recortes.

Gráfica 27. Resistencia de gel en fluidos de perforación con los tres aditivo nano

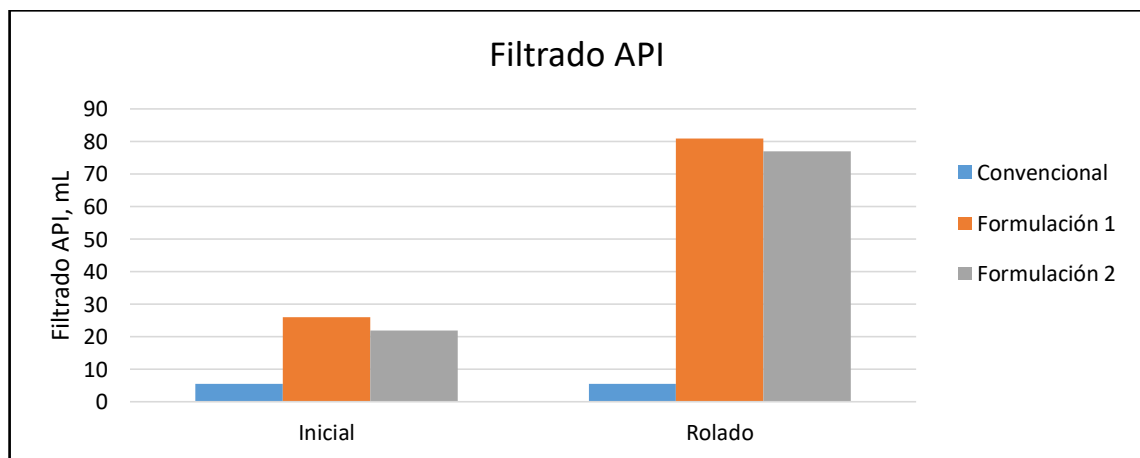


Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra en la gráfica anterior, los valores iniciales de la resistencia de gel tanto para la formulación convencional como para las formulaciones nano presentan el mismo valor. Luego de rolas las muestras, para los geles de 10 segundos se presenta una reducción en las formulaciones nano del 25%. Los geles de 10 minutos presentaron un aumento en cada una de las formulaciones con respecto a los valores iniciales, donde para el fluido convencional fue del 50% y para las formulaciones nano un aumento del 25%. Finalmente para los geles de 10 minutos nuevamente el aumento del valor inicial del fluido convencional fue del 50% y fluidos nano permanecieron constantes. Se analiza que la capacidad de los fluidos nano para suspender los cortes es buena aun cuando estos son sometidos a condiciones de temperaturas elevadas.

En la **Gráfica 28** se presentan los resultados del filtrado API obtenido para la formulación convencional y las formulaciones con aditivos nano con el fin de comparar los volúmenes de filtrado.

Gráfica 28. Filtrado API en fluidos de perforación con los tres aditivo nano



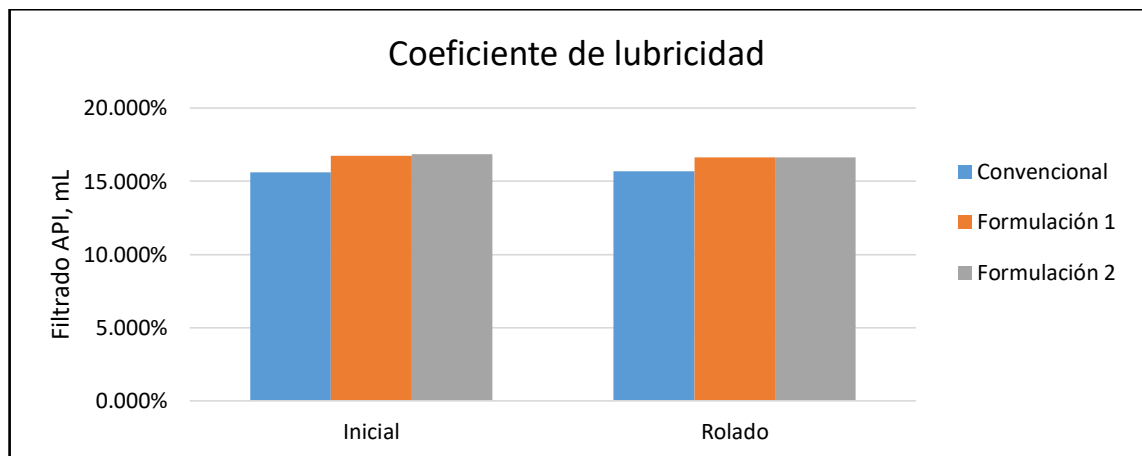
Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la gráfica anterior, los valores iniciales de filtrado para las formulaciones nano son mucho mayores al valor de filtrado inicial de la formulación convencional. El aumento del filtrado para la formulación 1 con respecto a la convencional es de 20.5 ml y para la formulación 2 el aumento es de 16.5 ml. Luego de rolar las muestras el filtrado para la formulación convencional permanece constante y para las formulaciones nano se tiene un incremento excesivo del filtrado. En la formulación 1 se tuvo un aumento del filtrado de 55 ml y para la formulación 2 un aumento de 55 ml. Se analiza que el aumento excesivo del filtrado para las formulaciones nano puede presentarse debido a una posible carencia de afinidad entre los aditivos nano utilizados para la formulación de estos fluidos de perforación a base de nanotecnología.

Con respecto a la lubricidad, se analizan los datos que se presentan en la **Gráfica 29** donde se evidencia que tanto para los datos antes de rolar y después de rolar no hay mayor diferencia entre el coeficiente de lubricidad del fluido de perforación con aditivos convencionales y las dos formulaciones realizadas con los tres aditivos a base de nanotecnología. En consecuencia, para los datos obtenidos en la prueba antes de rolar se observa una diferencia del 7% y 8% para las formulaciones 1 y 2 con respecto al fluido convencional.

No obstante, la temperatura tiene como efecto aumentar el coeficiente de lubricidad y por ello los datos tienden a incrementar después de someter las muestras de fluido de perforación a una temperatura de 180°F. De este modo, para los datos obtenidos en la prueba después de rolar la diferencia entre el fluido convencional y las formulaciones 1 y 2 son de 6% ambas.

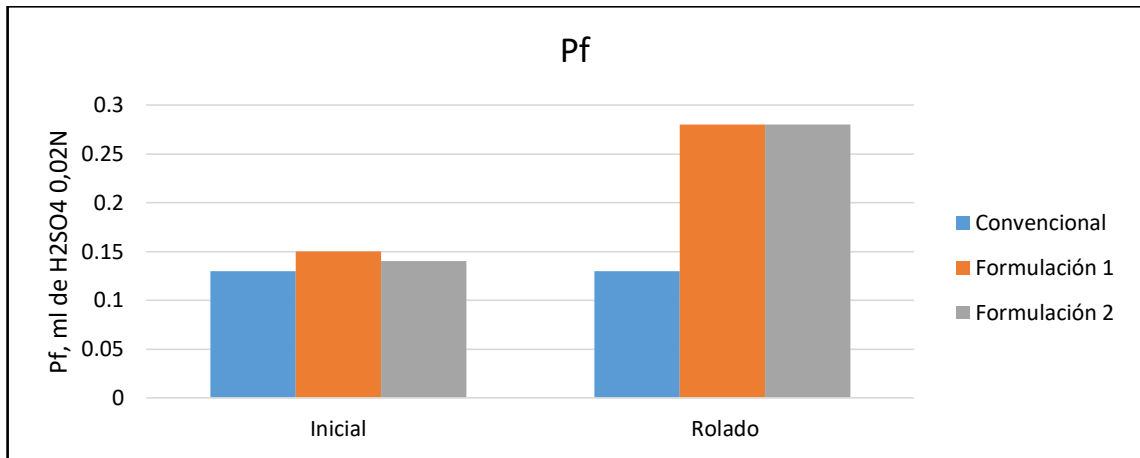
Gráfica 29. Coeficiente de lubricidad para fluidos de perforación con los tres aditivos nano



Fuente: Elaboración propia.

Mediante el análisis químico que empieza por la medición de la alcalinidad Pf presentado en la **Gráfica 30** se evidencia un aumento considerable para las mediciones que se hacen antes y después de rolar la muestra. De esta forma, para la formulación 1 se exhibe un aumento del 86% mientras que para la formulación 2 este aumento se daría en un 100% pasando de un valor de 0.14 mL de H_2SO_4 a uno de 0.28 mL de H_2SO_4 .

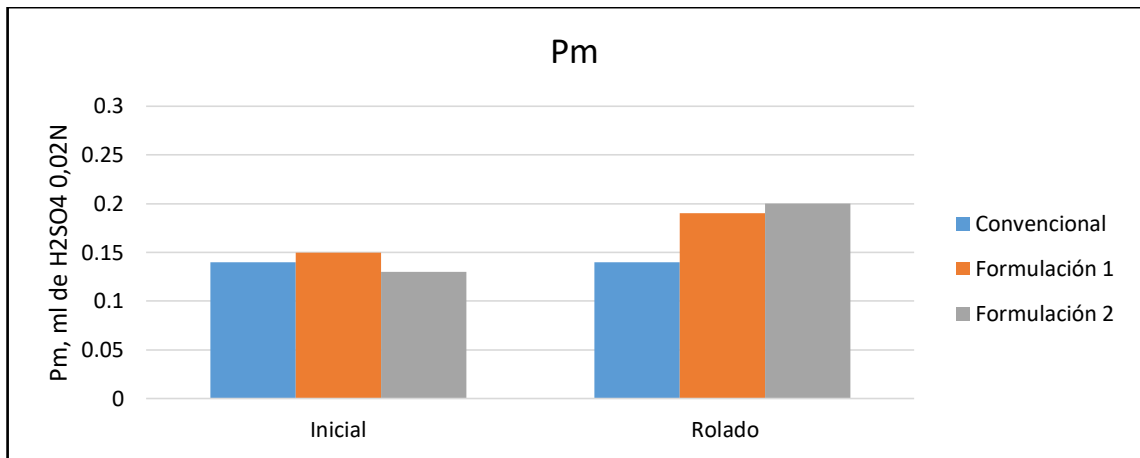
Gráfica 30. Pf en fluidos de perforación con los tres aditivos nano



Fuente: Elaboración propia.

En relación al Pm, presentado en la **Gráfica 31**, se exhibe un aumento de los valores de titulación debido al efecto de la temperatura. Por ello, relacionando estos valores con los de Pf se puede determinar que gracias a la temperatura de rolado de 180°F los carbonatos y bicarbonatos sufren una degradación que conlleva a un aumento de los valores de Pm. De este modo, para las formulaciones 1 y 2 se aumentan los valores en un 27% y 53%, respectivamente.

Gráfica 31. Pm en fluidos de perforación con los tres aditivos nano

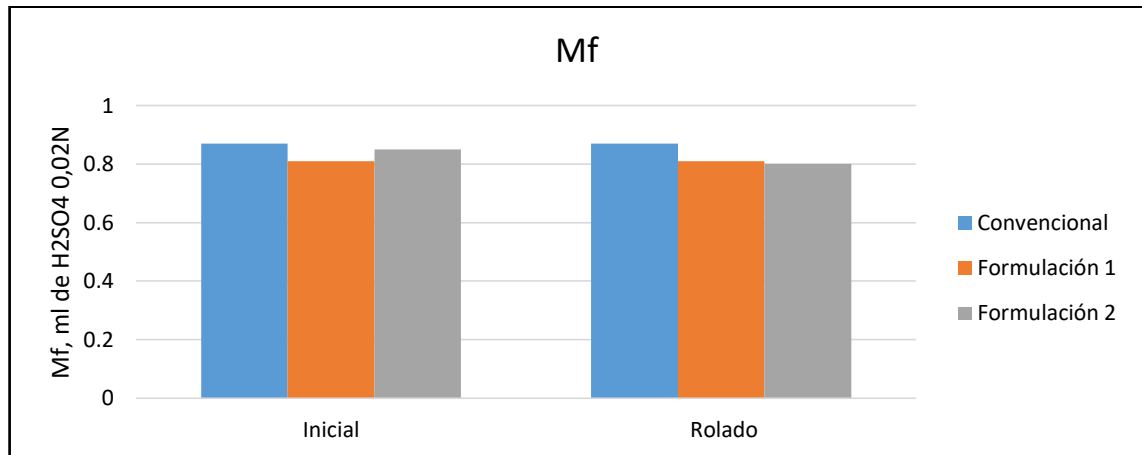


Fuente: Elaboración propia.

A diferencia de lo anteriormente mencionado, la alcalinidad Mf presenta un comportamiento distinto donde sus valores tanto para el fluido convencional como para las formulaciones 1 y 2 no se ve afectada por la temperatura y donde se mantienen cercanas entre sí, concluyendo que entre el fluido convencional y las

formulaciones con aditivos nano no hay mayor diferencia considerable y no existe afectación en el Mf.

Gráfica 32. Mf en fluidos de perforación con los tres aditivos nano



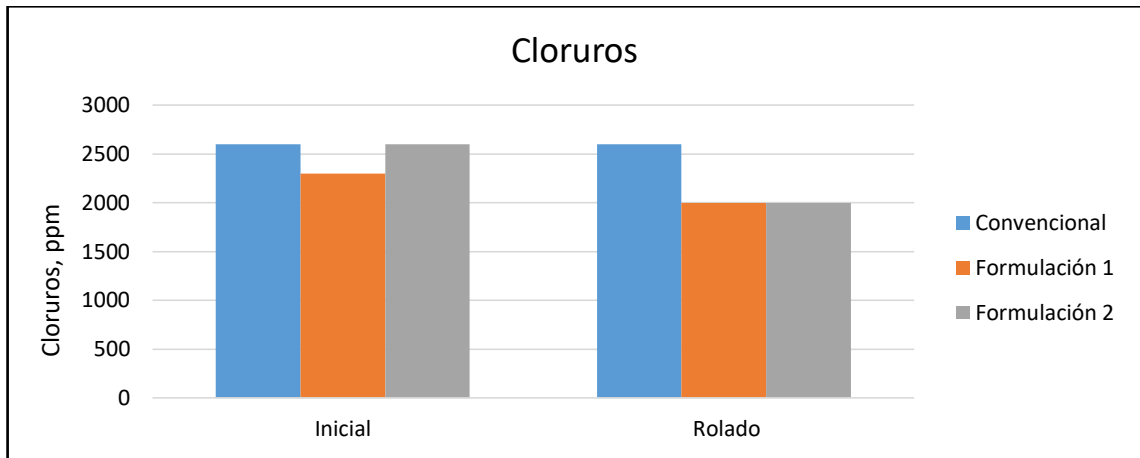
Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a los cloruros, mediante la **Gráfica 33**, se puede ver como para las mediciones antes de rolar solo existe diferencia entre la formulación 1 y el fluido convencional donde esta diferencia pertenece a un 10%.

Es en las mediciones después de rolar donde se exhibe un aumento entre la diferencia de las formulaciones debido al efecto de temperatura. Por ello, la formulación 1 disminuye su valor en un 13% mientras que la formulación 2 cambia en un 23% su valor inicial

Cabe destacar que el fluido convencional no sufre cambio aparente en las mediciones para antes y después de rolar por lo que se considera que la salinidad que se aporta en los fluidos de perforación de las formulaciones 1 y 2 se genera de la materia prima de los aditivos nano utilizados.

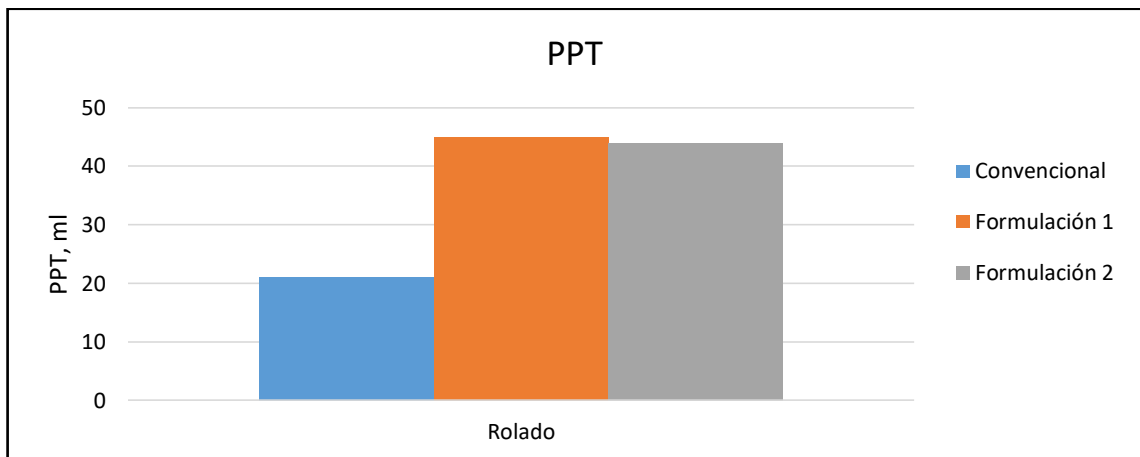
Gráfica 33. Cloruros en fluidos de perforación con los tres aditivos nano



Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, se desea conocer el impacto de los tres aditivos a base de nanotecnología en los filtrados que se simulan para situaciones de alta presión y alta temperatura. Por ello, inicialmente en la **Gráfica 34** se observa un comportamiento similar a los resultados obtenidos para estos fluidos en la prueba de filtrado API donde para los análisis de valores obtenidos de muestras después de rolarse hay un aumento considerable en los mililitros de filtrado de las formulaciones con aditivos nano con respecto al resultado de la formulación con aditivos convencionales.

Gráfica 34. PPT en fluidos de perforación con los tres aditivos nano

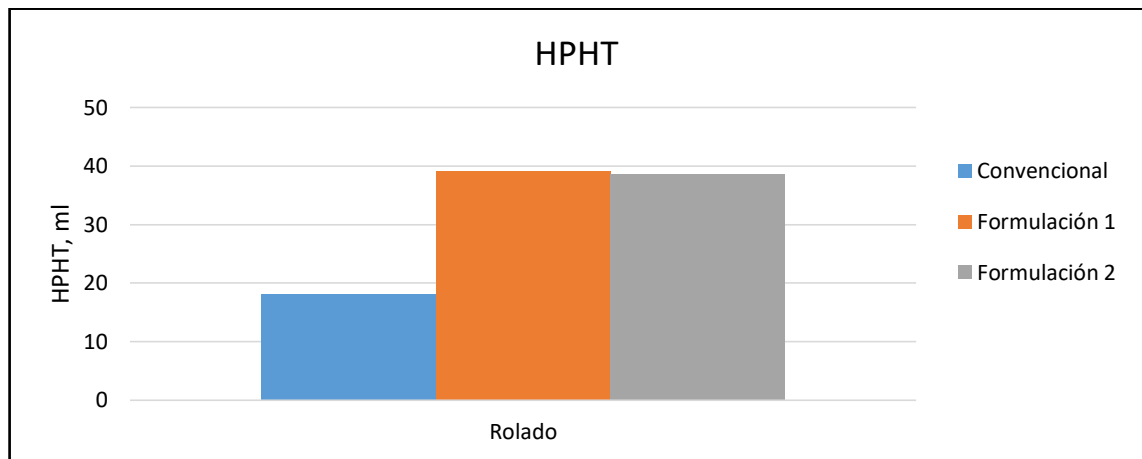


Fuente: Elaboración propia.

De igual forma, para la prueba de HPHT cuyos resultados se ven en la **Gráfica 35**, se puede determinar un comportamiento similar para los resultados del filtrado API

y filtrado PPT donde las formulaciones 1 y 2 que corresponden a fluidos con aditivos a base de nanotecnología presentan una diferencia con respecto al fluido convencional de hasta 20 mL, lo que corresponde a un aumento en el filtrado HPHT de cerca del 115%. Esto puede ser consecuencia debido a alguna saturación en el lodo de los aditivos a base de nanotecnología o incluso que no existe mayor compatibilidad de los aditivos nano para mejorar o mantener las propiedades de filtrado.

Gráfica 35. HPHT en fluidos de perforación con los tres aditivos nano

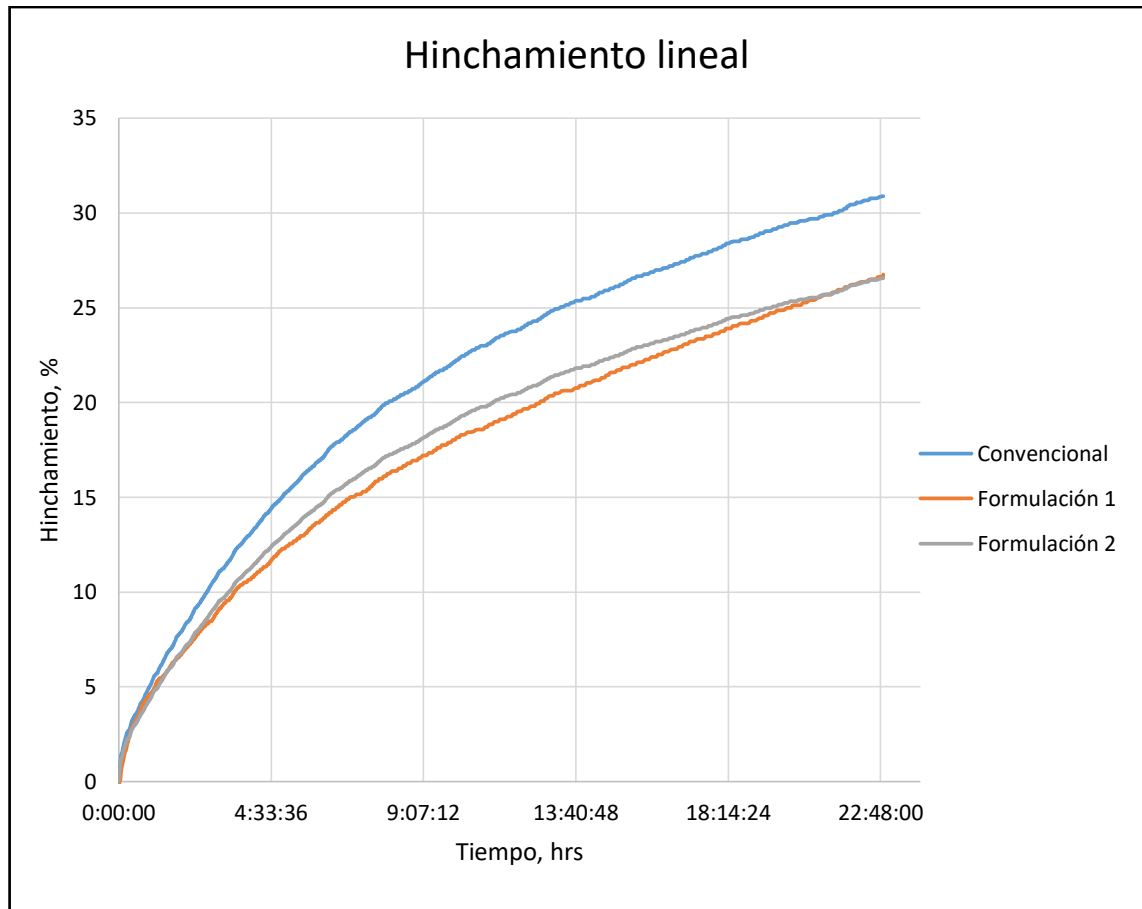


Fuente: Elaboración propia.

Por último, se desea evidenciar la capacidad de inhibición que llega a presentar los fluidos de perforación que cuentan con los tres aditivos a base de nanotecnología.

Por ello, realizando la prueba de hinchamiento lineal cuyos resultados se pueden ver en la **Gráfica 36** se determina como la inclusión de aditivos nano en fluidos de perforación inhibe hasta en un 14% el hinchamiento de las arcillas por lo que se considera que estos aditivos generan un impacto positivo en el control de la hidratación de minerales arcillosos.

Gráfica 36. Hinchamiento lineal en fluidos de perforación con los tres aditivo nano



Fuente: Elaboración propia.

Después del análisis realizado para las dos formulaciones con los tres aditivo nano se llega al punto en donde debido al comportamiento de estas formulaciones durante todas las pruebas de laboratorio realizadas, no se propone ninguna formulación debido a que sus valores de filtrado no son los adecuados.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

En la actualidad, el uso de aditivos químicos convencionales para la formulación de fluidos de perforación base agua ha presentado problemas operativos asociados al bajo rendimiento de los aditivos dentro del fluido de perforación. Los proveedores autorizados de estos productos no realizan el control de calidad a los mismos y es por ello que las propiedades de los fluidos de perforación se han visto afectadas. Con el fin de solucionar esta problemática se ha visto la necesidad de implementar tecnologías nuevas en los aditivos que brinden mejoras dentro del lodo de perforación. Para lo anterior, se propone el uso de aditivos a base de nanotecnología los cuales mejoran las características del fluido y adicionalmente requieren de menores concentraciones a comparación de los aditivos de tipo convencional para cumplir con las funciones en el lodo.

En este proyecto se llevaron a cabo distintas formulaciones haciendo uso de los aditivos a base de nanotecnología, en donde según los resultados de las pruebas de laboratorio se determinó que las formulaciones con mejor rendimiento con respecto al fluido base fueron la formulación 7 del controlador de filtrado nano con una concentración del 1% en volumen, la formulación 2 del lubricante nano con una concentración de 1 lb/bbl y por último la formulación 1 del viscosificante nano con una concentración de 0.5 lb/bbl.

Para determinar la viabilidad financiera de este proyecto se acudirá al indicador financiero del valor presente neto (VPN) y con ello, dar cumplimiento al objetivo específico número cinco.

Tabla 32. Costos de aditivos convencionales

PRODUCTO	FUNCIÓN	PRESENTACIÓN	COSTO (USD\$)
Soda cáustica	Controlador de pH	110 lbs	29
Bentonita	Densificante	110 lbs	17
PAC LV	Controlador de filtrado	110 lbs	66,25
Goma xantana	Viscosificante	110 lbs	67
Inhibidor hinchamiento	Inhibidor hinchamiento	55 gal	351
Lubricante ROP	Lubricante	55 gal	389
Lubricante	Lubricante	55 gal	252
Asfalto	Dispersante	110 lbs	29
Bactericida	Inhibidor de corrosión	20 L	27
CaCO ₃ M200	Material de puenteo	110 lbs	7

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 33. Costos de aditivos a base nanotecnología analizados

PRODUCTO	FUNCIÓN	PRESENTACIÓN	COSTO (USD\$)
PAC nano	Controlador de filtrado	110 lbs	900
Goma nano	Viscosificante	110 lbs	90
Lubricante nano	Lubricante	55 gal	775

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, para los aditivos que tienen presentación de 55 galones se debe hacer la conversión específica para dejar estos valores en unidad volumétrica de barriles. Por ello se realiza el siguiente procedimiento de conversión:

Ecuación 15. Conversión de galones a barril

$$\text{Conversión de galones a barril} = \text{Valor en galones} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}}$$

Fuente: Elaboración propia.

En consecuencia estos aditivos que vienen en presentación de 55 galones quedan expresados con el siguiente valor:

$$\text{Conversión de galones a barril} = 55 \text{ gal} \times \frac{1 \text{ bbl}}{42 \text{ gal}} = 1.30952381 \text{ bbls}$$

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS

Para el análisis financiero del costo de la formulación de un fluido de perforación convencional se hace uso de la **Ecuación 16** para determinar el costo de cada uno de los aditivos utilizados en la formulación.

Ecuación 16. Cálculo de costo de aditivos

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

Fuente: Elaboración propia.

Por ello, utilizando la ecuación anterior y la **Tabla 32** se calculan los costos por aditivo para la formulación del fluido convencional. Esto se presenta en la **Tabla 34**.

Tabla 34. Costo de formulación del fluido base con el uso de aditivos convencionales

Aditivo	Concentración, lpb	Costo, USD
Soda cáustica	0.05	\$ 0.0132
Bentonita	3	\$ 0.4636
PAC LV	2.5	\$ 1.5057
Goma xantana	1	\$ 0.6091
Inhibidor arcilla	3	\$ 804.1091
Lubricante ROP	1.5	\$ 445.5818
Lubricante	5	\$ 962.1818
Lignosulfonato	6	\$ 1.5818
Bactericida	0.02	\$ 4.2927
CaCO3 M200	52	\$ 3.3091
COSTO TOTAL BARRIL		\$ 2,223.6479

Fuente: Elaboración propia.

De igual forma, se calculan los costos totales para un barril con la formulación propuesta correspondiente al fluido de perforación con aditivo controlador de filtrado nano, para un barril de fluido de perforación con aditivo lubricante nano y para un barril de la formulación propuesta con viscosificante nano (**Tabla 35**, **Tabla 36** y **Tabla 37**, respectivamente).

Tabla 35. Costo de formulación del fluido propuesto con controlador de filtrado nano

Aditivo	Concentración, lpb	Costo, USD
Soda cáustica	0.05	\$ 0.0132
Bentonita	3	\$ 0.4636
PAC nano	1% v/v	\$ 30.1336
Goma xantana	1	\$ 0.6091
Inhibidor arcilla	3	\$ 804.1091
Lubricante ROP	1.5	\$ 445.5818
Lubricante	5	\$ 962.1818
Lignosulfonato	6	\$ 1.5818
Bactericida	0.02	\$ 4.2927
CaCO3 M200	52	\$ 3.3091
COSTO TOTAL BARRIL		\$ 2,252.2758

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 36. Costo de formulación del fluido propuesto con lubricante nano

Aditivo	Concentración, lpb	Costo, USD
Soda caústica	0.05	\$ 0.0132
Bentonita	3	\$ 0.4636
PAC LV	2.5	\$ 1.5057
Goma xantana	1	\$ 0.6091
Inhibidor arcilla	3	\$ 804.1091
Lubricante ROP	1.5	\$ 445.5818
Lubricante nano	1	\$ 591.8182
Lignosulfonato	6	\$ 1.5818
Bactericida	0.02	\$ 4.2927
CaCO3 M200	52	\$ 3.3091
COSTO TOTAL BARRIL		\$ 1,853.2842

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 37. Costo de formulación del fluido propuesto con viscosificante nano

Aditivo	Concentración, lpb	Costo, USD
Soda caústica	0.05	\$ 0.0132
Bentonita	3	\$ 0.4636
PAC LV	2.5	\$ 1.5057
Viscosificante nano	0.5	\$ 0.4091
Inhibidor arcilla	3	\$ 804.1091
Lubricante ROP	1.5	\$ 445.5818
Lubricante	5	\$ 962.1818
Lignosulfonato	6	\$ 1.5818
Bactericida	0.02	\$ 4.2927
CaCO3 M200	52	\$ 3.3091
COSTO TOTAL BARRIL		\$ 2,223.4479

Fuente: Elaboración propia.

5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para la evaluación financiera del proyecto se compara el costo del fluido convencional usado actualmente por WEATHERFORD COLOMBIA LTD y los fluidos propuestos a base de nanotecnología. Esta evaluación se realizará mediante

la metodología de valor presente neto por un periodo de 1 año evaluado mensualmente. La tasa de interés de oportunidad se convierte de anual a mensual.

- **Valor presente neto (VPN)**

El valor presente neto es una herramienta que sirve como indicador para medir y determinar la viabilidad de una inversión y que “pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto”²³

Ecuación 17. Valor presente neto

$$VPN_{(i)} = \sum_{t=1}^n Vt(1+i)^{-t}$$

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

Donde:

i = Tasa de interés de oportunidad
n = Período de tiempo
t = Período de tiempo
Vt = Valor en el período

- **Tasa de interés de oportunidad (TiO)**

De igual forma, Bacca (2000) menciona que 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 proyecto. Para este proyecto la TiO que WEATHERFORD COLOMBIA LTD determina es del 10% efectivo anual y como consecuencia se convierte esta tasa anual a tasa mensual mediante la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Conversión para tasa de interés

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

Fuente. . BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2000. p. 26.

²³ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2000, p. 197

Donde:

- i_a = Tasa de interés anual
- i_p = Tasa de interés equivalente
- p = Número de períodos para la tasa equivalente

Utilizando la **Ecuación 18** se realiza el procedimiento para calcular la tasa mensual, como se observa a continuación:

$$i_p = (1 + 0.10)^{1/12} - 1 = 0.00797 \times 100 = 0.797\%$$

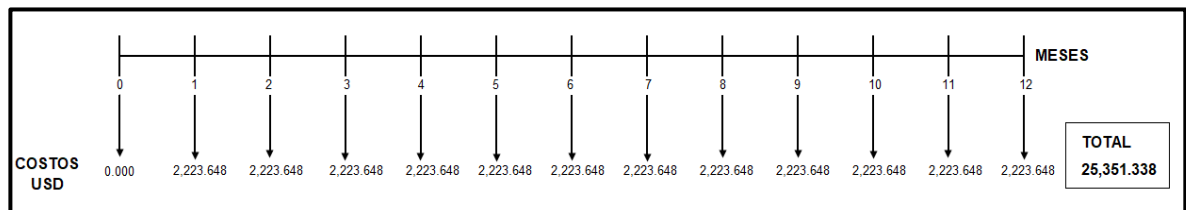
5.2.1 Valor presente neto para fluido de perforación convencional. A continuación se realizan el procedimiento para hallar el valor presente neto del fluido de perforación convencional usado actualmente por WEATHERFORD COLOMBIA LTD.

$$\begin{aligned} VPN_{(0.00797)} &= -[2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-1}] - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-2}] \\ &\quad - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-3}] - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-4}] \\ &\quad - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-5}] - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-6}] \\ &\quad - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-7}] - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-8}] \\ &\quad - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-9}] - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-10}] \\ &\quad - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-11}] - [2,223.648 \times (1 + 0.00797)^{-12}] \\ &= -\mathbf{25,351.338} \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia.

De igual forma se realiza el flujo de efectivo, como se ve en la **Figura 22**, de acuerdo al costo de elaboración para el fluido de perforación a base de aditivos convencionales.

Figura 22. Flujo de efectivo para fluido de perforación convencional



Fuente. Elaboración propia.

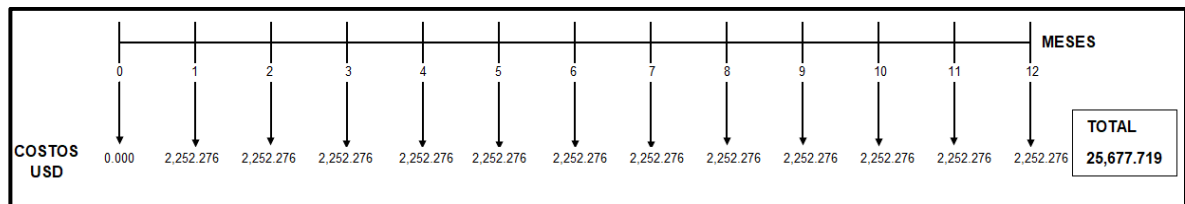
Para los fluidos propuestos se hace el mismo procedimiento y se describe a continuación.

5.2.2 Valor presente neto para fluido de perforación propuesto con aditivo controlador de filtrado nano

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.00797)} &= -[2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-1}] - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-2}] \\
 &\quad - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-3}] - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-4}] \\
 &\quad - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-5}] - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-6}] \\
 &\quad - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-7}] - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-8}] \\
 &\quad - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-9}] - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-10}] \\
 &\quad - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-11}] - [2,252.276 \times (1 + 0.00797)^{-12}] \\
 &= -\mathbf{25,677.719}
 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia.

Figura 23. Flujo de efectivo para fluido de perforación propuesto con controlador de filtrado nano



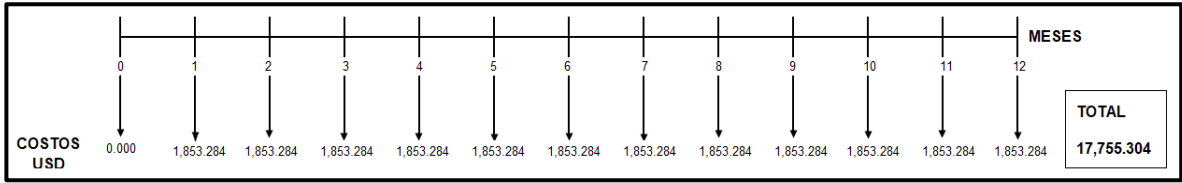
Fuente. Elaboración propia.

5.2.3 Valor presente neto para fluido de perforación propuesto con aditivo lubricante nano

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.00797)} &= -[1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-1}] - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-2}] \\
 &\quad - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-3}] - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-4}] \\
 &\quad - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-5}] - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-6}] \\
 &\quad - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-7}] - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-8}] \\
 &\quad - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-9}] - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-10}] \\
 &\quad - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-11}] - [1,853.284 \times (1 + 0.00797)^{-12}] \\
 &= -\mathbf{17,755.304}
 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia.

Figura 24. Flujo de efectivo para fluido de perforación propuesto con lubricante nano



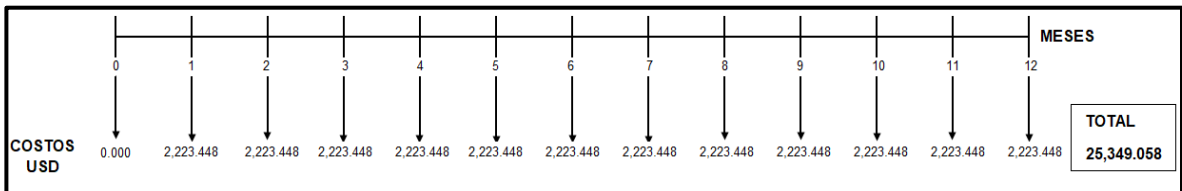
Fuente. Elaboración propia.

5.2.4 Valor presente neto para fluido de perforación propuesto con aditivo viscosificante nano

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.00797)} &= -[2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-1}] - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-2}] \\
 &\quad - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-3}] - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-4}] \\
 &\quad - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-5}] - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-6}] \\
 &\quad - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-7}] - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-8}] \\
 &\quad - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-9}] - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-10}] \\
 &\quad - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-11}] - [2,223.448 \times (1 + 0.00797)^{-12}] \\
 &= -\mathbf{25,349.058}
 \end{aligned}$$

Fuente: Elaboración propia.

Figura 25. Flujo de efectivo para fluido de perforación propuesto con viscosificante nano



Fuente. Elaboración propia.

A continuación se presenta un resumen de los resultados de valor presente neto (VPN) que se obtienen.

Tabla 38. Resultados VPN, por barril

Fluido de perforación	VPN (USD)
Convencional	\$ 25,351.338
Formulación con controlador de filtrado nano	\$ 25,677.719
Formulación lubricante nano	\$ 17,755.304
Formulación con viscosificante nano	\$ 25,349.058

Fuente. Elaboración propia.

5.3 CONCLUSIÓN CAPÍTULO FINANCIERO

Según los resultados obtenidos luego de realizar el análisis financiero del proyecto, se recomienda a la empresa WEATHERFORD COLOMBIA LTD la implementación de los siguientes fluidos de perforación:

- **Formulación de fluido con lubricante nano:** Se recomienda la implementación de este fluido de perforación dado que el ahorro que se tiene con respecto al uso del fluido convencional es de \$7,596.034. Este ahorro corresponde al costo de elaboración de un barril de fluido de perforación en un periodo de 12 meses.
- **Formulación de fluido con viscosificante nano:** Se recomienda la implementación de este fluido de perforación dado que el ahorro que se tiene con respecto al uso del fluido convencional es de \$2.280. Este ahorro corresponde al costo de elaboración de un barril de fluido de perforación en un periodo de 12 meses.

Por otro lado, de acuerdo a los resultados obtenidos para la formulación del fluido con controlador de filtrado nano no se recomienda su implementación puesto que no se va a tener un ahorro con respecto al uso del fluido convencional y en su lugar se tendría un sobrecosto de \$ 326.381 para la elaboración de un barril de fluido de perforación en un periodo de 12 meses.

6. ANÁLISIS DE ADITIVO INHIBIDOR DE HINCHAMIENTO NANO

En el momento de hacer el planteamiento del trabajo de grado se consideraron únicamente las formulaciones de fluidos de perforación a base de nanotecnología empleando un controlador de filtrado nano, un lubricante nano y un viscosificante nano. Sin embargo, durante el desarrollo práctico de la presente investigación surgió la oportunidad de evaluar el rendimiento de un aditivo inhibidor de hinchamiento a base de nanotecnología.

Debido a que la única propiedad que se quiere evaluar en esta formulación es la de hinchamiento lineal, solo se contemplan el uso del viscosificante, controlador de filtrado e inhibidor de hinchamiento en la mezcla del fluido.

6.1 FORMULACIONES ADICIONALES CON PRODUCTO INHIBIDOR DE HINCHAMIENTO NANO

Partiendo de la formulación del fluido base que muestra la **Tabla 39**, la evaluación de este aditivo se realizó por medio de las formulaciones de siete fluidos en donde se varió la concentración del inhibidor de hinchamiento nano. En la **Tabla 40** se presentan las formulaciones mencionadas con las concentraciones de: **0,15, 0,25, 0,5, 0,75, 1, 1,5 y 2 lpb**, respectivamente, con el fin de evaluar la capacidad de inhibición de hinchamiento del material arcilloso donde estas concentraciones fueron recomendadas por la compañía operadora y el proveedor.

La preparación de los fluidos mencionados se lleva a cabo con el procedimiento de orden de mezcla que muestra la **Figura 20**.

Tabla 39. Formulación de fluido base con aditivo inhibidor de hinchamiento convencional.

Aditivo	Concentración, lpb
	Convencional
PAC LV	2,5
Goma xantana	1
Inhibidor de hinchamiento	3

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 40. Formulaciones de fluidos con aditivo inhibidor de hinchamiento nano

ADITIVO	CONCENTRACIÓN, Ipb						
	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7
PAC LV	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Goma xantana	3	3	3	3	3	3	3
Inhibidor nano	0,15	0,25	0,5	0,75	1	1,5	2

Fuente. Elaboración propia.

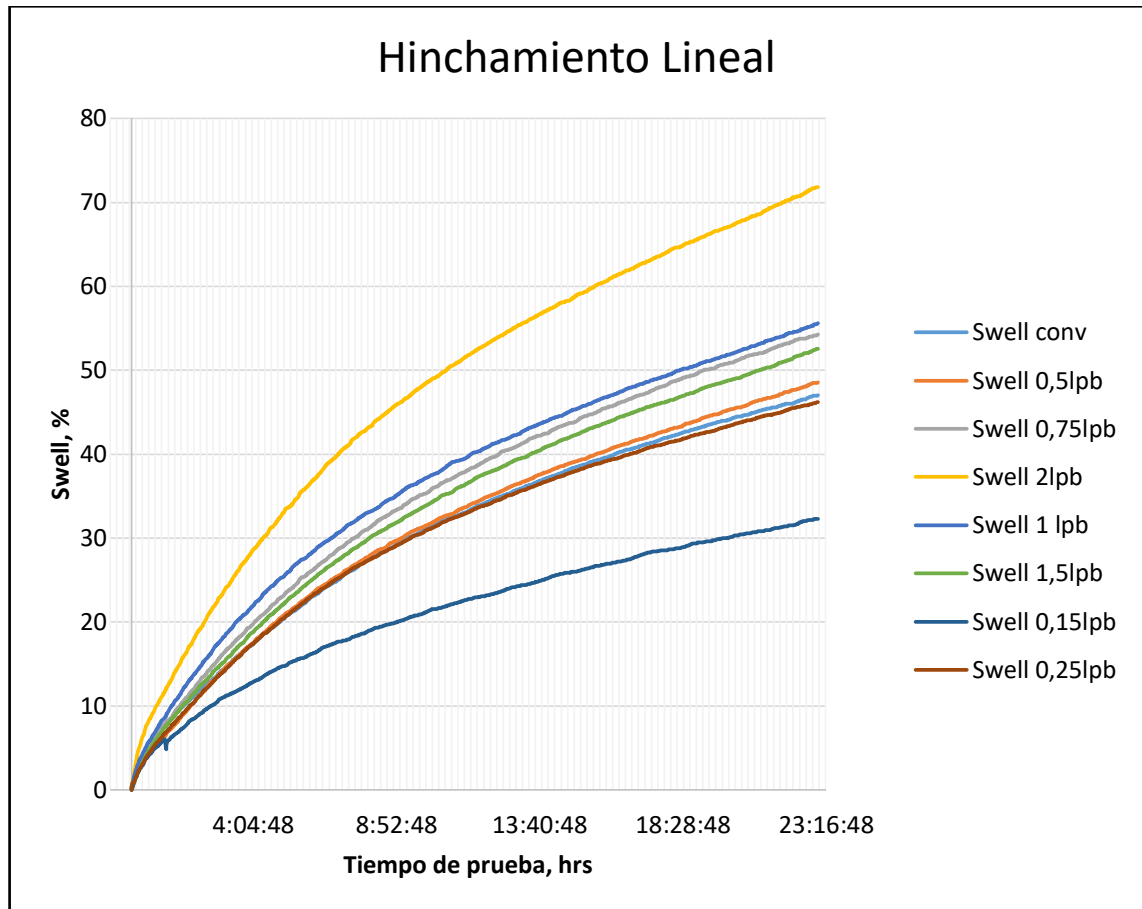
6.2 FORMULACIONES DE FLUIDOS CON ADITIVO INHIBIDOR DE HINCHAMIENTO NANO VS FORMULACIÓN DE FLUIDO CONVENCIONAL

Como fue mencionado en el capítulo 3, dentro de lo establecido para este proyecto de grado no se contaba con evaluar un aditivo inhibidor de hinchamiento puesto que no estaba dentro de los lineamientos de la investigación, sin embargo como llegó este aditivo a la empresa como una tecnología nueva se le realizaron las pruebas técnicas con el fin de establecer la capacidad de inhibición que proporciona este aditivo a base de nanotecnología con respecto a el inhibidor de hinchamiento convencional.

Para la evaluación de este aditivo se realizó la prueba con el equipo de hinchamiento lineal (Swell Meter) durante 24 horas para determinar el porcentaje de hinchamiento que se presenta en una pastilla de bentonita que simula una formación permeable. Las concentraciones de las formulaciones a base de nanotecnología fueron seleccionadas basándose en la concentración utilizada en el fluido convencional.

Con los resultados obtenidos de la prueba de hinchamiento lineal que se encuentran en el **ANEXO A**, se realizó una gráfica de porcentaje de hinchamiento lineal contra tiempo en horas. Esta gráfica corresponde a la **Gráfica 37** la cual se presenta a continuación.

Gráfica 37. Hinchamiento lineal en fluidos con inhibidor de hinchamiento nano



Fuente. Elaboración propia.

Como se evidencia en la gráfica anterior, la formulación de fluido nano con concentración de 0.25 lpb presenta un reducción en el porcentaje de hinchamiento lineal con respecto al hinchamiento de la formulación convencional, este porcentaje de reducción corresponde a un 1.84%. Según el análisis anterior, con la concentración de 0.25 lpb de inhibidor nano se logra un hinchamiento lineal muy similar al de la formulación convencional, donde la ventaja es que se usan 2.25 lpb menos de aditivo para obtener el mismo rendimiento.

Con la formulación de 0.15 lpb de inhibidor nano se presenta la mayor reducción del porcentaje de hinchamiento lineal con respecto a la formulación convencional, en el que el porcentaje de reducción fue del 31.31%. Según el análisis anterior, con la concentración de 0.15 lpb de inhibidor de hinchamiento nano, el rendimiento con respecto al aditivo convencional es mucho mayor y la gran ventaja es que se requieren 2.85 lpb menos de aditivo para lograr este desempeño.

Para la formulación nano de 0.5 lpb, el porcentaje de hinchamiento lineal incrementa con respecto a la formulación convencional, no obstante este aumento no es muy alto y corresponde a un 3.23%. De lo anterior se analiza que la concentración nano de 0.5 lpb puede tener casi el mismo rendimiento que la formulación convencional y se requerirá de 2.5 lpb menos de aditivo para lograr este desempeño.

Con las formulaciones nano de 1.5 lpb, 0.75 lpb, 1 lpb y 2 lpb se presenta un aumento en el porcentaje de hinchamiento lineal con respecto a la formulación convencional, en donde el aumento corresponde al 11.75%, 15.30%, 18.17% y 52.69% respectivamente. Se analiza que este aumento en el hinchamiento lineal se puede presentar debido a la saturación del aditivo a base de nanotecnología dentro del fluido de perforación.

El inhibidor de hinchamiento a base de nanotecnología tiene un mejor desempeño con respecto al inhibidor convencional, lo cual se evidencia mediante la prueba de hinchamiento lineal donde el resultado del aditivo nano, con una concentración 20 veces menor, reduce el hinchamiento en un 31% comparado con el aditivo convencional.

7. CONCLUSIONES

- Para la formulación de un fluido de perforación base agua se requiere una menor concentración de aditivos a base de nanotecnología. Estas concentraciones corresponden a una disminución del 70% en la formulación del controlador filtrado, 60% en el viscosificante y 65% en el lubricante
- El controlador de filtrado nano incide directamente en las propiedades reológicas del fluido de perforación base agua en donde los valores de viscosidad plástica y punto cedente disminuyen en un 64% y 54% respectivamente, comparado con los resultados de la formulación con aditivos convencionales.
- Los fluidos de perforación en donde se agrega el controlador de filtrado nano al final de la mezcla, presentan un mayor desempeño que los fluidos en donde el aditivo a base de nanotecnología fue añadido al inicio. Esto se puede corroborar en el volumen de filtrado en las formulaciones 4, 5 y 6 en donde hubo una disminución del 29.16%.
- Al someter las formulaciones 1, 2, 3, 4, 5 y 6 con controlador de filtrado nano a condiciones de presión (500psi) y temperatura (180°F) se evidencia una disminución del desempeño del aditivo en su capacidad de controlar la pérdida de la fase continua del fluido hacia las formaciones permeables donde en promedio en el filtrado PPT se aumenta en 17 mL y en el filtrado HPHT hay un aumento de 29 mL con respecto al fluido convencional.
- El mejor rendimiento del controlador de filtrado nano se presenta cuando se adiciona el 1% de este aditivo con respecto al volumen total del fluido de perforación base agua dado que es la única formulación en donde los valores de filtrado API, filtrado PPT y filtrado HPHT se mantienen similares a los resultados del fluido convencional.
- Los fluidos de perforación en donde se adiciona lubricante a base de nanotecnología presentan una incidencia mínima en los valores de viscosidad plástica, punto cedente y resistencia de gel lo que establece que el lubricante nano es estable a 180°F y no se degrada al ser expuesto a esta temperatura. De igual forma el lubricante nano, no incide considerablemente sobre el control de filtrado API, efecto que corresponde a un aumento de 0.7mL en relación con el volumen obtenido haciendo uso de un lubricante convencional.
- El mejor desempeño para un fluido de perforación base agua con lubricante nano se presenta a partir de la concentración de 1 lpb de este aditivo, donde su

coeficiente de lubricación es similar al que se obtiene con 4 lpb de lubricante convencional, teniendo una variación en la lubricidad de 1.09%.

- Las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua haciendo uso de un viscosificante nano mejoran con respecto al desempeño del fluido convencional y estas no dependen de las concentraciones utilizadas puesto que los valores obtenidos a partir de formulaciones con concentración de 0.5; 0.6 y 0.8 lpb se mantienen similares. Análogamente, el viscosificante nano no tiene un efecto sobre el control de filtrado API, efecto que corresponde a un aumento de 0.67mL en relación con el volumen obtenido haciendo uso de un lubricante convencional.
- La formulación que presenta mejor rendimiento de un fluido de perforación base agua con viscosificante nano es la que cuenta con la concentración de 0.5 lpb, independientemente de que el rendimiento con las concentraciones con 0.6 y 0.8 lpb sea la misma, ya que con esta concentración se requiere de menor cantidad de producto para el óptimo desempeño del fluido.
- El uso de los tres aditivos nano afecta directamente en las propiedades reológicas del fluido de perforación base agua en donde los valores de viscosidad plástica y punto cedente disminuyen en un 71% y 54% respectivamente, comparado con los resultados de la formulación con aditivos convencionales. En cuanto a la resistencia de gel se evidencia un cambio que no es considerable y por consiguiente se establece que la capacidad de los fluidos nano para suspender los cortes es buena aun cuando estos son sometidos a condiciones de temperaturas elevadas (180°F).
- La inclusión de los tres aditivos a base de nanotecnología en la formulación de un fluido de perforación base agua tiene efectos negativos sobre el filtrado API, el filtrado PPT y el filtrado HPHT donde se tienen aumentos de hasta 75,5 mL, 24 mL y 21 mL respectivamente. Por otra parte, la capacidad de inhibición de hidratación de formaciones reactivas mejora al momento de emplear los tres aditivos nano en la formulación de un fluido de perforación base agua donde se reduce hasta en un 14% el porcentaje de hinchamiento lineal.
- Desde un punto de vista financiero, el fluido propuesto con 1 lpb de lubricante nano es la mejor opción, representando un ahorro en costos de producción por barril en un período de 12 meses de USD \$ 7,596.034 equivalente a un 16,65%. Así mismo, el fluido propuesto con 0.5 lpb de viscosificante nano es la mejor opción, representando un ahorro en costos de producción por barril en un período de 12 meses de USD \$ \$2.280 equivalente a un 0.%.

8. RECOMENDACIONES

- Evaluar otro controlador de filtrado a fin de obtener mayor control de pérdida de filtrado API, filtrado PPT y filtrado HPHT.
- Realizar una prueba de compatibilidad entre los aditivos nano con el fin de determinar si existe un desarrollo correcto de los productos a base de nanotecnología que se utilizan en la formulación de un fluido de perforación base agua.
- Realizar un diseño de experimentos con el fin de determinar las concentraciones más apropiadas para la formulación de cada aditivo a base de nanotecnología asegurando un desempeño óptimo en un fluido de perforación base agua.
- Abordar otros tipos de aditivos a base de nanotecnología que se utilizan en la formulación de fluidos de perforación con el objetivo de determinar el impacto de la nanotecnología en las propiedades físicas y químicas de un fluido de perforación base agua.
- Evaluar la síntesis de los aditivos a base de nanotecnología con el fin de realizar un análisis detallado en las propiedades químicas que se ven afectadas por la adición de estos productos.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. 2001. 792 p

AFTAB, A., et al. Nanoparticles based drilling muds a solution to drill elevated temperature wells: A review. En: RENEWABLE AND SUSTAINABLE ENERGY REVIEWS. Sep. Vol. 76, p. 1301-1313

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2000.46 p

BAKER HUGHES INTEQ. Fluidos Manual de ingeniería. 1998. 569 p

BETANCUR-MÁRQUEZ, Stefanía; ALZATE-ESPINOSA, Guillermo A. and CORTÉS-CORREA, Farid B. Mejoramiento de los fluidos de perforación usando nanopartículas funcionalizadas: reducción de las pérdidas de filtrado y del espesor de retorta. Universidad Nacional de Colombia, 2014.

BILGESU, H. I.; SALIH, A. H. and ELSHEHABI, T. A. Impact of Nanomaterials on the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers, 2016.

ESMAEILI, Abdollah; Applications of Nanotechnology in Oil and Gas Industry, Presented at Petrotech 2009 Conference held in New Delhi, India, 11-15 Jan., 2009

EZEAKACHA, Chinedum Peter and SALEHI, Saeed. Experimental and statistical investigation of drilling fluids loss in porous media—part 1. En: JOURNAL OF NATURAL GAS SCIENCE AND ENGINEERING. Mar. vol. 51, p. 104-115

HEUBACH, Daniel. Uses of nanotechnology in environmental technology in Hessen.

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.

KRISHNAMOORI, Ramanan; Extracting the Benefits of Nanotechnology for the Oil Industry, Journal of Petroleum Technology 58 (11), 2006.

MARCANO, Rodolfo, MORALES, Hugo, et al. Fluidos de perforación. Universidad de Zulia. Programa de ingeniería. 2011

RAFATI, Roozbeh, et al. Effect of nanoparticles on the modifications of drilling fluids properties: A review of recent advances. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. Feb. vol. 161, p. 61-76

PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. 285 p

RAGAB, Adel M. Salem and EL-DIASTY, Abdelrahman Ibrahim. Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas Industry: Latest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt. SPE, 2013.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Trap [en línea]. [Consultado 10 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/dynamic_filtration.aspx

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Trap [en línea]. [Consultado 16 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/static_filtration.aspx

SWAMINATHAN Ponmani; R NAGARAJAN and JITENDRA Sangwai. Applications of Nanotechnology for Upstream Oil and Gas Industry. En: JOURNAL OF NANO RESEARCH. Sep 1. Vol. 24, p. 7-15. 2013

VICKERS, Stephen R., et al. Good Things Come In Little Packages: Nanotechnology for Reduction in Pore Pressure Transmission. Society of Petroleum Engineers, 2014.

YOUNG, Steven, et al. Application of Nanotechnology in Drilling Fluids. SPE, 2012.

ZAKARIA, Mohammad; HUSEIN, Maen M. and HARLAND, Geir. Novel Nanoparticle-Based Drilling Fluid with Improved Characteristics. SPE, 2012.

ZIAJA, Malgorzata Barbara and SRIVATSA, Jayanth T. An Experimental Investigation on Use of Nanoparticles as Fluid Loss Additives in a Surfactant - Polymer Based Drilling Fluids. International Petroleum Technology Conference, 2011.

ANEXOS

ANEXO A

RESULTADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO DE LAS FORMULACIONES

DISEÑO 1. Fluido de perforación convencional y fluidos con controlador de filtrado nano (0.15; 0.25 y 0.5 lpb)

PRUEBAS \ FLUIDO		Convencional		F1		F2		F3	
		Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Densidad, ppg		9.703		9.02		9.03		9.04	
pH		10.13	9.89	9.75	9.53	10.07	9.96	9.83	9.65
Reología @120°F	Ø600	55	51	24	15	23	13	21	14
	Ø300	38	35	18	11	17	9	15	10
	Ø200	30	28	14	9	14	8	11	8
	Ø100	20	20	10	7	8	5	8	6
	Ø6	4	6	4	2	3	2	3	2
	Ø3	3	5	3	1	2	1	2	1
	Geles (10"/10'), lb/100ft²	4/6	4/6	4/5	2/2	4/4	2/2	4/5	1/1
	µP, cps	17	16	6	4	6	4	6	4
YP, lb/100ft²	21	19	12	7	11	5	9	6	
Químicas	Pf, ml	0.13	0.13	0.15	0.28	0.14	0.19	0.14	0.21
	Pm, ml	0.14	0.14	0.15	0.19	0.13	0.16	0.13	0.14
	Mf, ml	0.87	0.87	0.81	0.81	0.85	0.76	0.9	0.88
	Cloruros, ppm	2600	2600	2300	2000	2600	2450	3100	3050
	Dureza, ppm	0	0	0	0	0	0	0	0
Filtrado API @30 min, ml		5.5	5.5	6.5	24	6.5	24	6	23

DISEÑO 1. (Continuación)

PPT	Diferencial presión, psi		500		500		500		500
	Temperatura, °F		180		180		180		180
	Micras del disco	NA	35	NA	35	NA	35	NA	35
	Spurr loss, ml @ 25s		2		4		4		4
	Total, ml @ 30min		9		17		15		16
	Resultado, ml		20		38		34		36
HPHT	Temperatura, °F	NA	180	NA	180	NA	180	NA	180
	Total, ml @ 30min		16		30		27		28

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 2. Fluido de perforación convencional y fluidos con controlador de filtrado nano. (0.7; 0.85 y 1 lpb)

PRUEBAS \ FLUIDO		Convencional		F4		F5		F6	
		Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Densidad, ppg		9.703		9.01		8.96		9.41	
pH		10.13	9.89	8.93	8.17	8.44	8.25	8.3	8.31
Reología @120°F	Ø60	55	51	21	14	21	13	20	12
	Ø300	38	35	15	10	15	9	14	9
	Ø200	30	28	12	8	11	8	11	8
	Ø100	20	20	9	6	8	5	8	6
	Ø6	4	6	3	2	2	2	2	3
	Ø3	3	5	2	1	1	1	1	2
	Geles (10"/10'), lb/100ft2	4/6	4/6	3/4	1/1	3/4	2/2	3/4	1/2
	µP, cps	17	16	6	4	6	4	6	3
	YP, lb/100ft2	21	19	9	6	9	5	8	6
Químicas	Pf, ml	0.13	0.13	0.14	0.16	0.14	0.14	0.15	0.19
	Pm, ml	0.14	0.14	0.13	0.19	0.13	0.21	0.15	0.28
	Mf, ml	0.87	0.87	0.85	0.79	0.9	0.88	0.81	0.81
	Cloruros, ppm	2600	2600	2600	2450	3000	3050	2300	2000
	Dureza, ppm	0	0	0	0	0	0	0	0
Filtrado API @100 psi, ml		5.5	5.5	6	17	6	19	6	17.5
PPT	Diferencial presión, psi		500		500		500		500
	Temperatura, °F		180		180		180		180
	Micras del disco		35		35		35		35
	Spurr loss, ml @ 25s		2		4		4		3
	Total, ml @ 30min		9		18		17		17.5

	Resultado, ml	20	40	38	38
HPHT	Temperatura, °F	180	180	180	180
	Total, ml @ 30min	16	32	30	30

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 3. Fluido de perforación convencional y fluido con controlador de filtrado nano (1% v/v)

PRUEBAS \ FLUIDO		Convencional		F7	
		Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Densidad, ppg		9.703		9.21	9.17
pH		10.13	9.89	8.75	8.6
Reología @120°F	Ø60	55	51	23	21
	Ø300	38	35	16	15
	Ø200	30	28	13	12
	Ø100	20	20	10	9
	Ø6	4	6	4	3
	Ø3	3	5	3	2
	Geles (10"/10'), lb/100ft2	4/6	4/6	4/5	3/4
	µP, cps	17	16	7	6
	YP, lb/100ft2	21	19	9	9
Químicas	Pf, ml	0.13	0.13	0.15	0.28
	Pm, ml	0.14	0.14	0.15	0.19
	Mf, ml	0.87	0.87	0.81	0.81
	Cloruros, ppm	2600	2600	2300	2000
	Dureza, ppm	0	0	0	0
Filtrado API @100 psi, ml		5.5	5.5	5.5	6
PPT	Diferencial presión, psi		500		500
	Temperatura, °F		180		180
	Micras del disco	NA	35	NA	35
	Spurr loss, ml @ 25s		2		3
	Total, ml @ 30min		9		9
	Resultado, ml		20		21
HPHT	Temperatura, °F	NA	180	NA	180
	Total, ml @ 30min		16		18

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 4. Fluido de perforación convencional y fluidos con lubricante nano. (0.5; 1 y 2 lpb)

PRUEBAS \ FLUIDO		Convencional		F1		F2		F3	
		Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Densidad, ppg		9.703		9.104		9.196		9.2	
pH		10.13	9.89	9.11	8.84	9.14	8.87	9.18	8.90
Reología @120°F	Ø600	55	51	49	45	48	44	50	46
	Ø300	38	35	34	30	34	30	35	31
	Ø200	30	28	28	24	27	23	28	24
	Ø100	20	20	19	17	19	17	19	17
	Ø6	4	6	5	4	5	4	5	4
	Ø3	3	5	4	3	4	3	4	3
	Geles (10"/10'), lb/100ft2	4/6	4/6	5/6	3/4	4/5	3/4	4/5	3/4
	µP, cps	17	16	15	15	14	14	15	15
YP, lb/100ft2	21	19	19	15	20	16	20	16	
Lubricidad	Torque agua destilada, in*lb	32.7							
	Factor de fricción	1.0398							
	Torque fluido, in*lb	15	15.1	16.8	16.7	16.2	16	16.2	16
	Coefficiente de lubricación	15.596 %	15.700 %	17.468 %	17.364 %	16.844 %	16.636 %	16.844 %	16.636 %
Filtrado API @100 psi, ml		5.5	5.5	6	6	6	6.5	6	6.5

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 5. Fluido de perforación convencional y fluidos con viscosificante nano (0.5; 0.6 y 0.8 lpb)

PRUEBAS \ FLUIDO		Convencional		F1		F2		F3	
		Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Densidad, ppg		9.703		9.01		9.06		9.11	
pH		10.13	9.89	9.63	9.4	9.72	9.49	9.68	9.45
Reología @120°F	Ø600, rpm	55	51	44	35	45	39	44	40
	Ø300, rpm	38	35	30	24	31	27	30	28
	Ø200, rpm	30	28	22	17	25	20	25	22
	Ø100, rpm	20	20	15	11	17	14	18	15
	Ø6, rpm	4	6	3	3	4	4	4	5
	Ø3, rpm	3	5	2	2	3	3	3	3
	Geles (10"/10'), lb/100ft2	4/6	4/6	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4	3/4
	µP, cps	17	16	14	11	14	12	14	12
	YP, lb/100ft2	21	19	16	13	17	13	16	16
Embudo Marsh	Prueba 1, s/1/4gal	98.18	92.65	83.47	84.73	96.43	80.74	117.16	80.67
	Prueba 2, s/1/4gal	97.53	95.93	85.17	84.16	97.79	83.99	91.56	80.74
	Prueba 3, s/1/4gal	99.83	96.58	83.44	83.04	95.99	82.69	115.62	82.36
	Promedio, s/1/4gal	98.51	95.05	84.03	83.98	96.74	82.47	108.11	81.26
Filtrado API @100 psi, ml		5.5	5.5	6	6	6.5	6	6.5	6

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 6. Fluido de perforación convencional sin dispersante y fluidos con aditivos nano sin dispersante

PRUEBAS \ FLUIDO		Convencional		F1		F2		F3		F4	
		Inicial	Rolad o	Inicial	Rolad o	Inicial	Rolad o	Inicial	Rolad o	Inicial	Rolad o
Densidad, ppg		9.0963	9.0713	9.124	9.20	9.08	9.155	9.1096	9.2210	9.053	9.0463
pH		8.49	8.04	8.35	7.92	8.410	7.96	9.180	8.74	9.18	8.71
Reología @120°F	Ø600, rpm	44	35	25	20	31	28	36	32	11	11
	Ø300, rpm	29	23	16	14	21	19	24	22	9	7
	Ø200, rpm	22	17	12	12	15	16	19	18	7	6
	Ø100, rpm	14	10	9	9	9	10	13	12	5	5
	Ø6, rpm	4	3	3	4	3	3	4	4	2	2
	Ø3, rpm	3	2	2	3	2	2	3	3	1	1
	Geles (10"/10'), lb/100ft2	3/4	3/4	2/3	3/4	2/3	3/4	4/6	4/5	2/3	1/2
	µP, cps	15	12	9	6	10	9	12	10	2	4
	YP, lb/100ft2	14	11	7	8	11	10	12	12	7	3
Lubricidad	Torque agua destilada, in*lb	32.7									
	Factor de fricción	1.0398									
	Torque fluido, in*lb	15	15.1	15.2	15.1	15.3	15.1	16.1	16	16.2	16
	Coefficiente de lubricación	15.596 %	15.700 %	15.804 %	15.700 %	15.908 %	15.700 %	16.740 %	16.636 %	16.844 %	16.636 %
Filtrado API @100 psi, ml		6	12.5	11	16	13	20	7.5	13	38	>100

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 7. Fluido de perforación convencional y fluidos con los tres aditivos nano

PRUEBAS		FLUIDO	Convencional		F1		F2	
			Inicial	Rolado	Inicial	Rolado	Inicial	Rolado
Densidad, ppg			9.703		9.2379		9.0214	
pH			10.13	9.89	9.62	9.39	9.39	9.17
Reología @120°F	Ø600		55	51	20	19	18	18
	Ø300		38	35	15	14	13	14
	Ø200		30	28	13	13	11	11
	Ø100		20	20	9	9	8	7
	Ø6		4	6	4	3	4	3
	Ø3		3	5	3	2	3	2
	Geles (10"/10'), lb/100ft2		4/6	4/6	4/5	3/4	4/5	3/4
	µP, cps		17	16	5	5	5	4
	YP, lb/100ft2		21	19	10	9	8	10
Químicas	Pf, ml		0.13	0.13	0.15	0.28	0.14	0.28
	Pm, ml		0.14	0.14	0.15	0.19	0.13	0.2
	Mf, ml		0.87	0.87	0.81	0.81	0.85	0.8
	Cloruros, ppm		2600	2600	2300	2000	2600	2000
	Dureza, ppm		0	0	0	0	0	0
Filtrado API @100 psi, ml			5.5	5.5	26	81	22	77
PPT	Diferencial presión, psi			500		500		500
	Temperatura, °F			180		180		180
	Micras del disco		NA	35	NA	35	NA	35
	Spurr loss, ml @ 25s			3		3		4
	Total, ml @ 30min			9		21		20

	Resultado, ml		21		45		44
HPHT	Temperatura, °F	NA	180	NA	180	NA	180
	Total, ml @ 30min		18		39		38.5
	Torque agua destilada, in*lb		32.7				
Lubricidad	Factor de fricción	1.0398					
	Torque fluido, in*lb	15	15.1	16.1	16	16.2	16
	Coefficiente de lubricación	15.596%	15.700%	16.740%	16.636%	16.844%	16.636%

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 8. Fluido de perforación convencional y fluidos con aditivo inhibidor de hinchamiento nano

Tiempo de prueba	Convencional	Formulación 1	Formulación 2
1:00:36	5.36	4.77	4.61
2:00:36	8.32	7.05	7.16
3:00:29	11.11	9.14	9.55
4:00:29	13.25	10.79	11.40
5:00:30	15.24	12.41	13.11
6:00:31	16.95	13.68	14.58
7:00:19	18.56	15.02	15.96
8:00:43	19.98	16.16	17.18
9:00:44	20.95	17.07	18.02
10:00:44	22.13	18.03	19.03
11:00:45	23.02	18.71	19.80
12:00:46	23.86	19.54	20.52
13:00:46	24.87	20.38	21.39
14:00:47	25.49	21.04	21.92
15:00:48	26.24	21.72	22.57
16:00:49	26.9	22.41	23.13
17:00:49	27.54	23.09	23.68
18:00:50	28.19	23.75	24.24
19:00:51	28.74	24.32	24.72
20:00:52	29.37	25	25.26
21:00:53	29.81	25.58	25.64
22:00:53	30.46	26.23	26.20
22:52:54	30.89	26.76	26.57

Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO 9. Fluido de perforación convencional y fluidos con aditivo inhibidor de hinchamiento nano

Tiempo de prueba	Convencional 3lpb	Nano 0,15lpb	Nano 0,25lpb	Nano 0,5lpb	Nano 0,75lpb	Nano 1,0lpb	Nano 1,5lpb	Nano 2lpb
0:00:00	0	0	0	0	0	0	0	0
1:00:09	7.42	5.66	6.24	6.12	7.25	8.28	6.83	11.08
2:00:10	10.89	8.31	10.208	10.12	11.71	13.35	11.16	17.43
3:00:12	14.21	10.86	13.84	14.02	15.94	17.87	14.97	23.22
4:00:13	17.15	12.73	17.248	17.31	19.6	21.65	18.69	28.28
5:00:15	20.14	14.64	20.264	20.53	22.94	25.27	21.9	32.62
6:00:16	22.96	16.21	22.984	23.26	26.06	28.18	24.95	36.6
7:00:17	25.3	17.69	25.392	25.7	28.88	30.79	27.61	40.27
8:00:19	27.6	19.03	27.464	27.96	31.32	33.17	30.13	43.29
9:00:20	29.54	20.13	29.352	29.96	33.58	35.44	32.08	46.18
10:00:22	31.3	21.45	31.096	31.69	35.69	37.44	34.17	48.84
11:00:23	32.8	22.39	32.68	33.42	37.67	39.3	36.12	51.06
13:00:27	35.9	24.27	35.624	36.49	41.12	42.42	39.47	55.4
14:00:28	37.29	25.33	36.88	37.96	42.61	44.14	41	57.32
15:00:29	38.6	26.14	38.136	39.28	44.18	45.59	42.49	59.08
16:00:31	39.75	26.94	39.264	40.48	45.71	46.91	43.93	60.82
17:00:33	40.91	27.88	40.296	41.78	47	48.23	45.24	62.63
18:00:34	42.06	28.64	41.416	42.88	48.39	49.51	46.34	64.25
19:00:35	43.15	29.49	42.344	44.07	49.74	50.69	47.59	65.7
20:00:37	44.1	30.03	43.352	45.27	50.84	51.84	48.81	67.14
22:00:40	46.01	31.46	45.28	47.41	53.19	54.37	51.19	70.26
23:00:41	47.05	32.32	46.184	48.57	54.25	55.6	52.58	71.84

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO B

PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS FÍSICAS DE LABORATORIO PARA UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

DENSIDAD

Balanza de lodo tipo estándar

Esta prueba se realiza para determinar la masa por el volumen de líquido dado y es expresada en lb/gal (libras por galón). Este equipo se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso.

Instrumentos

- Balanza de lodo tipo estándar
- Termómetro, con un rango de 0°C a 105°C

Calibración

1. Retirar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con agua pura o destilada.
2. Volver a colocar la tapa y secar con un trapo.
3. Colocar de nuevo el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
4. La burbuja de nivel debería estar centrada cuando el caballero está en 8,33 lb/gal. Si no, ajustar usando el tornillo de calibración en el extremo del brazo de la balanza. Algunas balanzas no tienen tornillos de calibración y se requiere añadir o remover granallas de plomo a través de la tapa de calibración.

Procedimiento

1. Quitar la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.
2. Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
3. Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
4. Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
5. Desplazar el caballero hasta que el nivel de burbuja de aire indique que el brazo graduado está nivelado.
6. En el borde del caballero más cercano al vaso, leer la densidad o el peso del lodo.
7. Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pie³, psi/1.000 pies de profundidad o en Gravedad Específica (SG).

Balanza de lodo presurizada

Instrumentos

- Balanza presurizada
- Termómetro, con un rango de 0°C a 105°C

Calibración

1. Las balanzas presurizadas deben de ser calibradas anualmente en un rango de 1.80 a 2.30 gr/cc (15-19 lb/gal), y con agua se deben calibrar frecuentemente +/- de manera mensual, con una tolerancia de 0.01 gr/cc.
2. Llene la copa con agua, siga el procedimiento anteriormente descrito para presurizarla y observe la precisión de la gravedad específica = 1.0 (8.33 lb/gal).
3. Retire el agua de la copa, coloque la tapa nuevamente, y coloque el tornillo y las tuercas de peso que se ajustan a la copa, ajuste los pesos hasta que tenga el peso de 1.00 gr/cc.
4. Retire la tapa y coloque agua en la copa, presurice la misma, y observe la lectura en la balanza, esta debe de ser de 2.0 de gravedad específica (2.0 gr/cc o 16.7 lb/gal)

Procedimiento

1. Colocar el pedestal de la base o el estuche portador sobre una superficie plana, bien horizontal.
2. Medir y registrar la temperatura de muestra, luego transvasar la muestra a la taza de la balanza, llenando hasta entre $\frac{1}{4}$ y $\frac{1}{8}$ de pulgada del tope. Dar varios golpes contra el costado de la copa para desprender cualquier burbuja de aire o gas que pudiera haber quedado atrapada.
3. Poner la tapa sobre la taza con la válvula de retención hacia abajo, es decir, en la posición de abierta.
4. Enjuagar la balanza y la boca de presurización con agua, aceite o solvente y secar.
5. Deslizar la envoltura de la copa hasta por encima de la misma desde abajo, alineando la ranura con el brazo de la balanza. Enroscar la traba sobre la tapa presurizable y ajustar bien fuerte con la mano para asegurar que la tapa presurizable esté completamente asentada.
6. Llenar la bomba de presurización con la muestra de fluido.
7. Empujar la nariz de la bomba contra la boca de presurización de la tapa.
8. Presurizar la taza con la muestra manteniendo la fuerza hacia abajo sobre la envoltura del cilindro. al mismo tiempo, forzar la perilla hacia abajo, con una fuerza de entre 50 a 70 lb y soltar la envoltura del cilindro. Remover la bomba.

9. Limpiar la tapa y la taza en su exterior. Secar cualquier exceso de agua aceite o solvente.
10. Calzar el borde afilado de la balanza en el fulcro y equilibrar el conjunto moviendo el cursor a lo largo del brazo.
11. Registrar la densidad del costado del cursor más próximo a la taza de la balanza. Reportar la medición con una precisión de 0,1lbs/gal.
12. Reconectar el conjunto de embolo vacío y empujar hacia abajo el cuerpo del cilindro para soltar la presión dentro de la taza.

FILTRADO API

Es una prueba de filtración o formación de paredes de un lodo y es realizada 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 solido que se ha asentado.

Instrumentos

- Cronómetro
- Filtro prensa
- Papel filtro
- Probeta graduada de 25 mL

Verificación

1. Verifique que las partes de la filtro-prensa API se encuentren limpias y secas.
2. Verifique el estado de los empaques tanto de la celda como del recibidor. La parte donde se conecta la capsula de CO2 ese empaque tiende a desgastarse por el uso, revise el externo y el interno que se encuentra por dentro de esta conexión.
3. Ensamble la filtro-prensa en el siguiente orden: Primero tome la tapa de la base, coloque un empaque de neopreno, luego la malla, luego el papel filtro, nuevamente coloque otro empaque y luego coloque la celda de manera que quede bien asegurada en la tapa base, haga esto rotando la celda en sentido de las manecillas del reloj.
4. Llene con un fluido la celda de filtrado, hasta aproximadamente $\frac{1}{4}$ " (6mm) del tope.
5. Coloque la celda en el soporte e instale la tapa superior la cual lleva el regulador de presión y asegure la celda en el soporte.
6. Coloque una cápsula de CO2 y lleve la presión a 100psi.
7. Verifique que no tenga fugas de presión y lleve la prueba a 30 minutos.
8. Durante este tiempo revise que se mantenga la presión en lo anteriormente mencionado.
9. Si la presión no se mantiene se debe revisar en que parte se presenta la fuga y se debe cambiar esta parte por otra nueva.
10. Si tuvo que realizar algún cambio de alguna parte, verifique nuevamente la filtro-prensa API.

Procedimiento

1. Arme la celda colocándola en el siguiente orden: base de la celda, empaque, malla, papel filtro y empaque. Cuide que la malla se encuentre limpia y seca, que los empaques no se encuentren erosionados, torcidos o rígidos.
2. Agregue la muestra en la celda hasta aproximadamente $\frac{1}{2}$ pulgadas de la parte superior.
3. Coloque la celda en el soporte; coloque y ajuste la tapa sobre la celda.
4. Coloque la probeta debajo del tubo de drene.
5. Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5 psi en 30 segundos o menos.
6. Habilite el paso de gas y comience a correr el tiempo.
7. Mantenga la presión a 100 ± 5 psi durante 30 minutos.
8. Cierre el flujo con el regulador de presión y abra con cuidado la válvula de alivio.
9. Registre el volumen de filtrado lo más cercano a 0,1ml. Conserve el filtrado para su análisis químico.
10. Cierre la válvula de la celda y libere la presión. Retire la celda del soporte
11. Desarme la celda y descarte el fluido.
12. Deje el revoque sobre el papel y lave ligeramente con agua para quitar el exceso del fluido.
13. Mida y reporte el ancho del revoque en valores cercanos a $\frac{1}{32}$ pulgadas.

LUBRICIDAD

Esta prueba ayuda a determinar la lubricidad que presenta un fluido de perforación, proveer datos para evaluar la cantidad y el tipo de aditivos lubricantes que se requieren.

Instrumentos

- Anillo para prueba de lubricidad
- Dado para prueba de lubricidad
- Lubricímetro

Reactivos

- Agua destilada

Procedimiento

1. Limpiar la superficie del bloque y el anillo con detergente, luego enjuáguelo con suficiente agua destilada. Todas las partes del equipo que estarán en contacto con la muestra deben estar limpias antes de iniciar una prueba.
2. Asegurar el tornillo en el ángulo recto del brazo y evitar la rotación del brazo. Utilizar una llave 15/16 in para asegurar el anillo con la tuerca.
3. Con el switch del medidor en posición RPM encender el equipo y permita que trabaje por 15 minutos (min).
4. Pasados los 15 minutos, coloque el dado en el espacio para ello, con el lado cóncavo hacia enfrente y alinearlos con el anillo.
5. Rotar el botón de control hasta que la lectura del medidor registre 60 RPM.
6. Permita correr 15 minutos más. Al finalizar ajustar el torque a cero. Apagar el equipo.
7. Coloque en la taza de acero limpia agua destilada, ponga la taza en el soporte y súbala hasta que el anillo se sumerja completamente, afiance la taza metálica con el tornillo sujetador.
8. Aflojar la manilla de ajuste del torque, girándola en sentido anti horario, llevándola tan lejos como sea posible.
9. Arrancar nuevamente el equipo y dejar que corra durante 5 minutos, entonces re-chequear las RPM como en el paso 5.
10. Gire la manilla del torque en sentido de las manecillas del reloj para aplicar la carga en incrementos de 10 in-lb hasta alcanzar 150 in-lb.
11. Permita que el instrumento trabaje por 5 minutos y entonces registre la lectura del torque. La lectura debe ser entre 28 y 36.
12. Rote la manilla en contra de las manecillas del reloj hasta que el torque registre cero. Apague el equipo y baje el soporte de la taza de muestra y límpiela. Secar

- el remanente de cualquier fluido de la taza de muestra, el dado, el anillo y el porta dado.
13. Llenar la taza para muestra con el fluido de prueba (260 -280 ml) y colóquela en el soporte. Suba la tasa de forma que el dado y el anillo estén completamente sumergidos en el fluido. Asegure el soporte con el tornillo del mismo.
 14. Posicione el brazo de torsión de forma que se ajuste en la parte cóncava de la manivela del torque.
 15. Ajuste la velocidad hasta que registre 60 rpm y ajuste el torque a cero.
 16. Gire la manivela del torque en sentido de las manecillas del reloj para aplicar la carga en incrementos de 10 in·lb hasta alcanzar 150 in·lb. Permitir que el equipo corra por 5 minutos.
 17. Pasado el tiempo registre la lectura del torque y libere la carga.
 18. Haga los cálculos correspondientes con la **Ecuación 3** y la **Ecuación 4**.

REOLOGÍA

Instrumentos

- Termocopa, con capacidad de $\frac{1}{4}$ de galón
- Termómetro, con un rango de 0°C a 105°C .
- Viscosímetro rotatorio de cilindro concéntrico FANN calibrafo

Procedimiento

1. Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el maguito de rotor.
2. Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F . Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
3. Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
4. Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor indicado para 300 RPM.
5. La viscosidad plástica se haya con la **Ecuación 8**.
6. El punto cedente se haya con la **Ecuación 9**.
7. Agitar la muestra a 600RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
8. Apagar el motor y esperar 10 segundos.
9. Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ como esfuerzo de gel inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.
10. Repetir las etapas 7 y 8, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos.

VISCOSIDAD DE EMBUDO

Esta prueba permite determinar el grado de fluidez del fluido con base a su viscosidad.

Instrumentos

- Embudo Marsh
- Taza
- Cronómetro

Procedimiento

1. Tapar la parte inferior del embudo con el dedo.
2. Verter el lodo a través de la malla del embudo hasta que el nivel del mismo coincida con la malla.
3. Colocar la taza debajo del embudo.
4. Retirar el dedo y dejar escurrir $\frac{1}{4}$ de galón (946cc) de muestra.
5. Reportar la viscosidad embudo como el tiempo transcurrido en recolectar el $\frac{1}{4}$ de galón (946cc) de muestra.

ANEXO C

PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS QUÍMICAS DE LABORATORIO PARA UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA

ALCALINIDAD DEL FILTRADO

Alcalinidad Pf y Mf

Instrumentos

- Agitador de vidrio
- Jeringa
- Medidor de pH con electrodo de vidrio
- Pipeta volumétrica de 1mL (TD)
- Pipetas graduadas de 1mL (TD) y 10mL (TD)
- Recipiente de valoración de 100 o 150 mL, de preferencia blanco

Reactivos

- Ácido sulfúrico: solución estandarizada de 0.02N
- Fenolftaleína: solución indicadora.
- Naranja de metilo: solución indicadora.

Procedimiento

1. Medir 1mL de filtrado dentro del recipiente de valoración y añadir 5mL de agua desionizada.
2. Añadir 2 o más gotas de indicador de fenolftaleína. En dado caso de que la solución se vuelva rosada añadir ácido 0.02N gota a gota de la pipeta, agitando hasta que el color rosado desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8.3, según sea medido por el medidor de pH con electrodo de vidrio.
3. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, Pf, como número de mL de ácido 0.02N requeridos por mL de filtrado para lograr el punto final como lo muestra la **Ecuación 8**.
4. Añadir 3 a 4 gotas de indicador de naranja de metilo a la muestra que fue utilizada para medir Pf; un color naranja aparecerá.
5. Valorar con ácido 0.02N hasta que el color se vuelva amarillo. Esto ocurrirá al pH 4.3
6. Mf se indica como el volumen total en mL de ácido utilizado para Pf más esta última valoración como muestra la **Ecuación 11**.

Alcalinidad Pm

Instrumentos

- Agitador de vidrio
- Jeringa
- Medidor de pH con electrodo de vidrio
- Pipeta volumétrica de 1mL (TD)
- Pipetas graduadas de 1mL (TD) y 10mL (TD)
- Recipiente de valoración de 100 o 150 mL, de preferencia blanco

Reactivos

- Ácido sulfúrico: solución estandarizada de 0.02N
- Fenolftaleína: solución indicadora.
- Naranja de metilo: solución indicadora.

Procedimiento

1. Medir 1mL de lodo dentro del recipiente de valoración y añadir 5mL de agua desionizada.
2. Añadir 2 o más gotas de indicador de fenolftaleína. En dado caso de que la solución se vuelva rosada añadir ácido 0.02N gota a gota de la pipeta, agitando hasta que el color rosado desaparezca. Si la muestra está tan coloreada que no se puede observar el cambio de color del indicador, el punto final será tomado cuando el pH cae a 8.3, según sea medido por el medidor de pH con electrodo de vidrio.
3. Indicar la alcalinidad de fenolftaleína del filtrado, Pf, como número de mL de ácido 0.02N requeridos por mL de filtrado para lograr el punto final como lo muestra la **Ecuación 12**.

CONTENIDO DE CLORUROS

Instrumentos

- Dos pipetas graduadas de 1ml y 10ml, respectivamente.
- Recipiente de valoración de 100 a 150ml, preferiblemente.
- Varilla de agitación

Reactivos

- Agua destilada
- Solución de ácido sulfúrico o nítrico de 0.02N.
- Solución de nitrato de plata 0.0282N.
- Solución indicadora de cromato de potasio.

Procedimiento

1. Medir 1 o 2mL de filtrado dentro de un recipiente de valoración.
2. Añadir la cantidad de ácido requerida para la valoración de Pf.
3. Añadir 25mL de agua destilada y 10 gotas de la solución de cromato de potasio. Agitar continuamente y valorar con la solución normal de nitrato de plata, gota a gota de la pipeta, hasta que el color pase de amarillo a rojo anaranjado y permanezca en este color durante 30 segundos.
4. Registrar el número de ml de nitrato de plata requeridos para lograr el punto final como se evidencia en la **Ecuación 13**.

CONTENIDO DE CALCIOS

Instrumentos

- Pipetas graduadas de 1mL y 10mL, respectivamente
- Recipiente de valoración de 100 o 150mL, preferiblemente blanco.
- Cilindro graduado de 50mL

Reactivos

- Solución EDTA 0.01M
- Solución buffer amoniacal.
- Indicador negro de ericromo

Procedimiento

1. Tomar 1mL de filtrado del lodo y diluir en un recipiente hasta obtener un volumen donde sea observable el viraje.
2. Agregar 20 gotas de buffer amoniacal.
3. Agregar 5 gotas de negro de ericromo
4. Titular con EDTA en una bureta previamente aforada, gota a gota hasta que se dé el viraje de color vino a color azul, es necesario mantener una agitación constante.
5. Registrar el volumen de EDTA gastado como lo muestra la **Ecuación 14**.

pH MEDIANTE ELECTRODO

Instrumentos

- Medidor de pH con electrodo
- Termómetro

Reactivos

- Solución buffer pH 4 de hidrogenoftalato de potasio 0.05M
- Solución buffer pH 7 de fosfato diácido de potasio 0.02066M
- Solución buffer pH 10 de carbonato de sodio 0.25M

Procedimiento

1. Obtener la muestra de fluido a probar y dejar que alcance la temperatura de 24 ± 3 °C.
2. Dejar que las soluciones amortiguadoras alcancen la misma temperatura que el fluido a probar. Para obtener una medida precisa del pH del fluido de la prueba, la solución amortiguadora y el electrodo de referencia deben estar a la misma temperatura. El pH de la solución amortiguadora indicado en la etiqueta del recipiente sólo es para 24°C. Para calibrar a otra temperatura, se debe usar el pH efectivo de la solución amortiguadora a esa temperatura.
3. Limpiar los electrodos – lavarlos con agua destilada y secar.
4. Colocar la sonda dentro de la solución amortiguadora de pH 7,0.
5. Activar el medidor, esperar 60 segundos para que la indicación se estabilice. Si la indicación del medidor no se estabiliza, consultar los procedimientos de limpieza.
6. Medir la temperatura de la solución amortiguadora de pH 7,0.
7. Fijar esta temperatura sobre el botón de “temperatura”.
8. Fijar la indicación del medidor a “7,0” usando el botón de “calibración”.
9. Enjuagar y secar la sonda.
10. Repetir las Etapas 6 a 9 usando una solución amortiguadora de pH 4,0 o 10,0. Usar la solución de pH 4,0 para la muestra de bajo pH, o la solución de pH 10,0 para la muestra alcalina. Ajustar el medidor a “4,0” o “10,0” respectivamente, usando el botón de “temperatura”.
11. Controlar de nuevo el medidor con la solución amortiguadora de pH 7,0. Si la indicación ha cambiado, fijarla de nuevo a “7,0” con el botón de “calibración”. Repetir las Etapas 6 a 11. Si el medidor no se calibra correctamente, reacondicionar o reemplazar los electrodos de la manera indicada en los procedimientos de limpieza.
12. Si el medidor calibra correctamente, enjuagar y secar los electrodos. Colocar la muestra a probar. Esperar unos 60 segundos para que la indicación se estabilice.

13. Registrar el pH medido, junto con la temperatura de la muestra probada. Indicar si se probó el lodo o el filtrado.
14. Limpiar minuciosamente los electrodos, preparándolos para el próximo uso. Colocar dentro de una botella de almacenamiento, con el electrodo a través del tapón. Usar una solución amortiguadora de pH 7,0 para almacenar el electrodo. En general no se recomienda usar agua desionizada para almacenar el electrodo. Si se almacena el medidor sin usar por mucho tiempo, quitarle las pilas.
15. Desactivar el medidor y apagar el medidor.

ANEXO D

PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS ESPECIALES DE LABORATORIO PARA UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA.

FILTRADO HPHT

La medición del comportamiento de la filtración y las características del enjarre en un fluido base aceite son fundamentales para el tratamiento y control del fluido de perforación, así como las características del filtrado como son aceite, fase acuosa o emulsión. Las características del filtrado de un fluido base aceite son afectadas por la cantidad, tipo y tamaño de partículas sólidas, la fase acuosa emulsionada en el fluido y las propiedades de la fase líquida. La interacción de diferentes componente pueden ser influenciados por la presión y la temperatura.

Las pruebas de filtración a alta temperatura son llevadas a cabo bajo condiciones estáticas.

Instrumentos

- Cronómetro
- Mezclador de alta velocidad
- Papel filtro
- Probeta graduada de 25 o 50 mL
- Suministro de gas
- Termómetro, con un rango mayor de 260°C

Procedimiento

1. Precalentar la chaqueta de calentamiento hasta 10 °F (6 °C) por encima de la temperatura de prueba deseada. Nota: si es necesario, ajustar el termostato para mantener esta temperatura.
2. Si el fluido ha estado en reposo, agite la muestra durante 10 min en 10,000 rpm.
3. Cierre el vástago de la válvula de la celda del filtro y agregue la muestra de fluido. Deje suficiente espacio vacío para dar lugar a la dilatación del fluido.
4. Coloque el papel de filtro en la celda. Complete el ensamble de la celda con la cubierta, ajuste los tornillos de sujeción y cierre la válvula.
5. Invierta la posición de la celda y colóquela en la chaqueta de calentamiento asegurándose que la cubierta de la celda quede en la parte inferior, haga girar la celda hasta que calce y no se mueva.
6. Conectar la unidad de presión al vástago superior de la válvula y asegure la unidad.
7. Conectar el receptor de presión al vástago inferior de la válvula y asegure la unidad.

8. Mantenga las dos válvulas cerradas ajuste la presión superior a 200psi (1380 kPa) y la inferior a 100 psi (690 kPa).
9. Abra la válvula superior regule la presión superior de ser necesario para mantener hasta que se alcance la temperatura deseada.
10. Coloque el termómetro en el hueco para termómetro de la celda.
11. Una vez que se alcanzó la temperatura de ensayo abrir la válvula inferior. Ajustar inmediatamente la presión sobre el regulador superior a 500 psi por arriba de la presión del regulador inferior. Inicie el conteo de 30 min para la prueba. Mantenga la temperatura a $\pm 5^{\circ}\text{F}$ durante la prueba, si la presión del fondo sube 20 psi (138 kPa) por encima de la presión especificada durante la prueba, purgue con cuidado la presión drenando una porción del filtrado del receptor a un cilindro graduado.
12. Transcurrido el tiempo de ensayo, cerrar ambas válvulas y realizar la purga/recolección del filtrado en el recipiente, asegurándose de que no quede fluido en este recolector.
13. Registrar el volumen según la **Ecuación 3**.
14. Posteriormente descargar la presión por el regulador superior e inferior y desconectar el sistema de presión.
15. Desconecte la chaqueta de calentamiento.
16. Retirar los pines de sujeción de las válvulas y proceder al desmontaje de ambas unidades de presión.
17. Abra la válvula superior a no más de un cuarto de vuelta. Retire la celda de la chaqueta de calentamiento y mantenga la celda en posición vertical hasta que se enfríe.

FILTRADO PPT

Mediante esta prueba se puede evaluar la interacción de las cantidades y tipos de sólidos en los fluidos de perforación con el resto de sus propiedades fisicoquímicas, que afecta el comportamiento de la filtración y formación de enjarres, propiedades fundamentales para su control y tratamiento.

Instrumentos

- Chaqueta de calentamiento del Permeability Pluggin Tester 115V
- Celda con tapas y válvulas.
- Condensador
- Equipo de presurización con accesorios
- Llave inglesa con media luna
- Correa de sujeción

Procedimiento

1. Antes de iniciar una prueba, cerrar todas las válvulas y asegurarse que los reguladores estén cerrados.
2. Calentar la chaqueta, girando el termostato a la mitad y colocar un termómetro en el termopozo. Se encenderá la luz del piloto cuando la temperatura llegue al setpoint, y deberá estar 10°F (6°C) arriba de la temperatura de prueba deseada.
3. Antes de usar un disco de cerámica, sumergirlo por lo menos 10 minutos en la base del fluido. Se debe usar agua para los fluidos base agua, salmuera para los fluidos de agua salada o salmueras, diesel para fluidos base aceite y base sintética para fluidos sintéticos. Nunca reutilizar un disco, excepto para pruebas de retorno a la permeabilidad.
4. Tomar la celda y verificar los o-rings; reemplazar cualquiera que esté dañado. Por lo general, se requieren o-rings nuevos después de pruebas a más de 300°F.
5. Aplicar una capa de grasa de silicón sobre los o-rings del pistón, válvulas de vástago y tapas de la celda. También aplicar grasa Never-Seez a las roscas de las tapas.
6. Colocar la celda en posición vertical con el hueco poco profundo viendo hacia arriba. Insertar el o-ring en la cavidad.
7. Tomar la tapa etiquetada "IN" y con la llave inglesa, atornillar cuidadosamente en la celda.
8. Atornillar la válvula de vástago de entrada con la instalación de conexión rápida a la tapa "IN". Dejarla abierta media vuelta.
9. Presionar la perilla roja que está debajo del termostato en la chaqueta de calentamiento. Esto mueve el émbolo para sostener la celda mientras se llena con fluido y facilita la instalación de la tapa de salida. Invierta la celda y colóquela en la chaqueta (con la tapa "IN" hacia abajo).

10. Conectar la manguera de la bomba de presurización hidráulica con la válvula de bola de ¾" y la instalación de conexión rápida, a la válvula de vástago de entrada.
11. Atornillar el mango en T en el pistón y colocarlo dentro de la celda, moviéndolo hacia arriba y abajo para asegurar libre movimiento. Después colocarlo en el fondo de la celda.
12. Cerrar la válvula de la bomba hidráulica (palanca negra).
13. Accionar la bomba las veces necesarias para agregar aprox. 1 ½" (3.81 cm) de volumen de aceite hidráulico a la entrada de la celda. El mango en T tiene que levantarse 3.81 cm, cuando sea así deje de añadir aceite.
14. Cerrar la válvula de entrada
15. Desatornillar el mango en T del pistón y removerlo de la celda.
16. Agregar aprox. 320 ml de fluido de prueba a la celda, sin derramar sobre el o-ring. El nivel de fluido debe estar nivelado con el fondo de la cavidad del o-ring.
17. Colocar el o-ring en la cavidad y el disco de cerámica.
18. Tomar la tapa de la celda con líneas, cubrir el o-ring con grasa de silicón. Usar la correa de sujeción para evitar la rotación de la celda mientras atornilla la tapa.
19. Instalar el ensamble de la válvula de vástago de salida con la válvula de bola de 1/8" en la tapa de salida (parte superior de la celda).
20. Con una jeringa de 3 ml llenar la válvula de salida con fluido base (agua o aceite). Con esto se llenará el espacio muerto total del medio filtrante al receptor de contrapresión, para evitar volúmenes de filtrado erróneos.
21. Sostener la celda del ensamble y jalar la perilla de sujeción para bajar la celda completamente, hasta que se trabe con el pin de alineación.
22. Cerrar la válvula de salida girando la palanca a 90° y colocar un termómetro en la celda.
23. Colocar el receptor de contrapresión conectado al ensamble de válvulas, cuidando no girar el ensamble. Asegurarlo con el pin de retención. Verificar que la válvula de salida del receptor esté cerrada.
24. Conectar la unidad de alta presión al receptor de contrapresión con el pin de sujeción.
25. Aplicar la cantidad apropiada de contrapresión al receptor para la temperatura de prueba deseada.
26. Mientras la celda se está calentando a la temperatura deseada, abrir la válvula de entrada y aplicar la cantidad de presión indicada en la tabla de "contrapresión mínima recomendada". Ver Tabla 1 en Anexos.
27. Cuando la celda comience a calentarse, la presión se incrementará rápidamente debido a la expansión térmica de la muestra. Usar la bomba para liberar el aceite hidráulico y evitar una sobrecarga de presión.
28. Una vez que la celda alcance la temperatura requerida, cerrar la válvula de la bomba y abrir la válvula de salida. Operar la bomba para añadir la presión de prueba deseada e iniciar la filtración. (no exceder los 4000 psi como presión de entrada).
29. Fijar el cronómetro para los tiempos de prueba deseados. El filtrado debe tomarse a los 7.5 min y 30 min. Mantener la temperatura de prueba en ± 5°F (3°C).

30. Mantener la presión diferencial, usando la bomba hidráulica. Si se incrementa la contrapresión, desfogar abriendo la válvula el receptor y extraer el filtrado.
31. Después de un período de 30 minutos, cerrar la válvula de salida.
32. Abrir la válvula de desfogue del receptor y extraer todo el filtrado.
33. Determinar la cantidad total de filtrado, incluyendo el "Spurr loss" (7.5 min).
34. La pérdida de filtrado PPT se calcula de acuerdo a la **Ecuación 4**.

HINCHAMIENTO LINEAL

Esta prueba permite determinar el porcentaje de hinchamiento / hidratación de una lutita causada por un fluido por medio de la medición del incremento en altura de una pastilla representativa de la formación.

Instrumentos

- Compactador de pastillas
- Medidor de hinchamiento / hidratación de arcillas (expansión lineal), computarizado de transformación diferencial de variable lineal (LVDT) o similar.

Procedimiento

1. Pesar 10 g de muestra representativa puede ser recortes de perforación o núcleo, pasado por tamiz malla 200y disponer para su uso posterior.
2. El ensamble de la celda del compactador es en orden Receptor, Cuerpo de la celda, el espaciador de 14mm y pistón.
3. Coloque el receptor por su lado cerrado, en el cuerpo de la celda por su extremo con la abertura más grande.
4. Invierta la posición, se agrega la muestra con cuidado por el otro extremo del cuerpo de la celda
5. Inserte lentamente el espaciador de 14mm para evitar levantar polvo y tener pérdida de muestra
6. Coloque el pistón de forma que quede sobre el espaciador.
7. Coloque la celda ya armada en un pedestal del compactador con el lado del pistón para arriba y cierre la puerta de plástico.
8. La presión debe ser aplicada en una celda cada vez. Coloque la manivela del frente del compactador, en posición "ON" y la del otro pedestal en posición "OFF".
9. Cierre la válvula de la bomba manual, girándola en sentido de las manecillas del reloj.
10. Empezar a bombear para aplicar la presión, el pedestal empezará a subir. Continúe bombeando hasta alcanzar 6000 psi, cerrar la manivela y mantener la presión por 30 min.
11. Repita todos los pasos anteriores para la segunda celda.
12. Cuando pasen los 30 min, abra la válvula de la bomba manual girándola en contra de las manecillas del reloj.
13. Coloque muy lentamente ambas manivelas en posición de "ON" para liberar la presión, los manómetros deben llegar a cero.
14. Retire las celdas del compactador y coloque las manivelas del frente del compactador en posición de "OFF".
15. Retire el receptor del cuerpo de la celda, inviértalo y vuelva a colocarlo en el mismo lugar por su lado abierto.
16. Del otro extremo de la celda, retire el pistón y el espaciador delgado.

17. Coloque cuidadosamente el espaciador de 20 mm en lugar del de 14 mm y vuelva a colocar el pistón.
18. Colocar la celda con el nuevo ensamble sobre el pedestal del compactador con el pistón para arriba.
19. Colocar la celda con el nuevo ensamble sobre el pedestal del compactador con el pistón para arriba.
20. Cierre la válvula de la bomba manual girándola a favor de las manecillas del reloj y coloque la manivela en posición "ON".
21. Aplique presión y observe la aguja del manómetro, el valor de la presión se irá incrementando pero de repente el valor caerá hasta cero. Cuando esto sucede significa que la pastilla ha salido del cuerpo de la celda.
22. Mantener las pastillas en el desecador durante un mínimo 6 horas a un máximo de 12 horas antes de usarse.
23. Inicie el software del equipo dando doble click sobre el icono que aparece en el escritorio.
24. Ensamble la celda incluida las dos mallas.
25. Coloque la celda armada debajo del micrómetro, de click al botón "Zero/Start/Stop" en la pantalla principal hasta que aparezca una nueva ventana.
26. Introduzca los datos en los espacios de "Test names" y "Comments". Seleccione "Zero" en todas las celdas que se usarán. Cuando finalice de registrar los datos, de click en el botón "Apply". Asegúrese que en el espacio "CorrDist (in)" aparezca 0.000.
27. Retire la celda, saque el stand de transferencia, la tapa del tubo de la pastilla y una malla.
28. Introduzca la pastilla en el tubo, quedando sobre una de las mallas, introduzca la segunda malla y vuelva a colocar el stand de transferencia.
29. Coloque nuevamente el ensamble de la celda debajo del micrómetro. De click para seleccionar "Start" para cada celda a utilizar y después seleccione "Apply" para empezar la prueba.
30. Adicione 150 ml de fluido bajo prueba por el orificio de la tapa del tubo de la pastilla.
31. De click en "OK" para regresar a la pantalla principal.
32. Cuando la prueba termine, en la pantalla principal, de click en el botón "Zero/Start/Stop".
33. Para detener las pruebas de click sobre las casillas de "Stop" en todas las celdas que desee finalizar. Después de click sobre el botón "Apply" y al finalizar el botón "OK", esto lo llevará a la pantalla principal.
34. Retire las celdas y límpielas para la siguiente prueba.
35. Reporte la gráfica de la curva del porcentaje de expansión lineal contra el tiempo en minutos, la cual se encuentra en la carpeta "Swell meter data" que se encuentra en el escritorio, dentro de ella, se encuentran las carpetas del mes , ahí selecciona el archivo con el nombre de la muestra con el que se registró en un inicio. Reporte el valor máximo de expansión lineal alcanzado al término de la prueba.

ANEXO E

FICHAS TÉCNICAS DE LOS ADITIVOS UTILIZADOS PARA LAS FORMULACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Ficha de seguridad controlador de filtrado convencional (Pac Lv)

Descripción del producto	Agente controlador de pérdida de filtrado
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Empleado en fluidos base agua.• Compatible con la mayoría de aditivos acuosos y con sales.• Generación de revoques finos y resistentes.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Polvo blancuzco de flujo libre PH: 6.5-8.0 Densidad: 1.5-1.6 SG Solubilidad: Soluble en agua dulce y en agua saturada con sal.
Concentración sugerida	0.5-2.5 lb/bbl para fluidos de agua dulce. 1.0-3.5 lb/bbl para fluidos de agua salada saturada.
Presentación	Sacos de 50 lb y 55 lb.

Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.

Ficha técnica del producto controlador de filtrado nano

Descripción del producto	Agente controlador de pérdida de filtrado con adición de nanopartículas.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none">• Aditivo a base de nanotecnología aplicable a fluidos de perforación base agua.• Utilizado en fluidos no dispersos en amplio rango de salinidades.• Controlador de pérdida de filtrado e inhibición de arcillas.• Dispersable fácilmente en agua.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Suspensión líquida PH: 10-10.5 Densidad: 1.016 SG Solubilidad: Soluble en agua, soluble en IPA y soluble en salmuera.
Concentración sugerida	1-2% del volumen total del fluido de perforación.

Consideraciones de uso	<ul style="list-style-type: none"> • Rango de PH ideal es 8.5-9.5, pero el producto tolera valores más altos. • Controlar la tasa de adición del producto en el fluido de perforación. • Controlar la capacidad de mezcla de los quipos para evitar ojos de pez. • Producto ligeramente hidrocópico, conservar en
Presentación	Tambor de 55 galones.
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto viscosificante convencional (Goma Xantana)

Descripción del producto	Goma xantana de alto peso molecular, polisacárido complejo natural.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aditivo para generar sistemas viscosos. • Aplicable a fluidos de perforación base agua. • Aditivo de suspensión de materiales densificantes.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Polvo blanco/crema PH: 7-8 Densidad: 1.5- 1.6 SG Solubilidad: Soluble en agua.
Concentración sugerida	0.25-2.0 lb/bbl.
Presentación	Sacos de 50 lb y 55 lb.
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto viscosificante nano

Descripción del producto	Goma xantana de alto peso molecular, polisacárido complejo natural.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aditivo a base de nanotecnología aplicable a fluidos de perforación base agua. • Biopolímero con carácter gelificante y tixotrópico. • Aditivo para generar sistemas viscosos.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Polvo blanco PH: 8-9 Densidad: 1.6 SG Solubilidad: Soluble en agua.
Concentración sugerida	0.1-2.0 lbs/bbl

Consideraciones de uso	<ul style="list-style-type: none"> • A temperaturas mayores a 250°F la degradación termal del producto se acelera. • Mezclar el aditivo con cuidado asegurando su completa solubilización en el fluido de perforación.
Presentación	Saco de 55 lb
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto lubricante convencional

Descripción del producto	Lubricante formulado para silicatos y ambientes con PH alto.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aditivo aplicable en cualquier fluido de perforación base agua. • Aditivo para reducir el potencial de torque y arrastre
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Líquido marrón viscoso PH: 9-9.5 Densidad: 0.95 SG Solubilidad: Soluble en agua.
Concentración sugerida	1-3% en volumen.
Presentación	Tambor de 55 gal.
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto lubricante nano

Descripción del producto	Lubricante a base de nanotecnología con material particulado.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aditivo a base de nanotecnología aplicable en fluidos de perforación base agua. • Diseñado para evitar la hidrolización relacionadas con ésteres ácidos grasos y otros lubricantes cuando
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Líquido marrón viscoso PH: 10-10.5 Densidad: 0.97 SG Solubilidad: Soluble en agua.
Concentración sugerida	1-2% en volumen.
Presentación	Tambor de 55 gal.
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto inhibidor de hinchamiento convencional

Descripción del producto	Inhibidor de hinchamiento para estabilizar formaciones reactivas.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aditivo aplicable en cualquier fluido de perforación base agua. • Minimiza el potencial de hinchamiento de arcillas y lutitas.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Líquido ámbar PH: 6.5-7.5 Densidad: > 1.05 a 1.1 Solubilidad: Soluble en agua. 2-4% en volumen.
Concentración sugerida	
Presentación	Tambor de 55 gal.
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto inhibidor de hinchamiento nano

Descripción del producto	Inhibidor de hinchamiento con material particulado.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aditivo aplicable en cualquier fluido de perforación base agua, sistemas poliméricos libres de arcilla, sistemas bentoníticos y fluido de completación. • Utilizado con KCl u otras sales para estabilizar lutitas activas, reduciendo la tendencia de las lutitas de absorber agua, hincharse y descamarse. • Efecto mínimo en otras propiedades del lodo, incluyendo reología y control de filtración.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Líquido claro a amarillo opaco PH: 8-8.5 Densidad: 1.07-10.9 SG Solubilidad: Soluble en agua. 0.15-2 lbs/bbl.
Concentración sugerida	
Presentación	Tambor de 55 gal.
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto lubricante ROP

Descripción del producto	Lubricante para facilitar la tasa de penetración a la formación.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Aditivo aplicable en cualquier fluido de perforación base agua. • Lubricante para reducir tiempos de perforación incrementando la ROP. • Evita el embotamiento de la broca.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Líquido incoloro PH: 8.5-9 Densidad: 0.84 SG Solubilidad: Insoluble en agua.
Concentración sugerida	2-3% en volumen.
Presentación	Tambor de 55 gal.
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto asfalto

Descripción del producto	Material asfáltico sulfonado.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Producto multifuncional que controla la filtración de alta temperatura/alta presión, reduce torque y arrastre, inhibe el desprendimiento y la dispersión de lutitas y estabiliza aceite emulsionado mecánicamente.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Polvo de color marrón oscuro a negro PH: No disponible Densidad: 0.98 SG Solubilidad: Soluble en agua.
Concentración sugerida	2-6 lbs/bbl.
Presentación	Sacos de 50 y 55 lbs
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto bentonita

Descripción del producto	Material densificante para control de presiones
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Producto utilizado dentro de la formulación de los fluidos de perforación para proporcionar densidad, viscosidad, estructura de gel y control de filtrado.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Polvo de tostado-gris. PH: 8.5-9.5 Densidad: 2.5 SG

Concentración sugerida	Solubilidad: Insoluble en agua.
Presentación	3 lbs/bbl Sacos de 50 y 55 lbs
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto carbonato de calcio

Descripción del producto	Material densificante y puenteante.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Producto utilizado dentro de la formulación de los fluidos de perforación como agente puenteante y como control de pérdida de fluido (LCM).
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Polvillo blanco. PH: 9-10 Densidad: 2.7 SG Solubilidad: Insoluble en agua.
Concentración sugerida	52 lb/bbl
Presentación	Sacos de 50 y 55 lbs
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto soda caústica

Descripción del producto	Controlador de PH.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Producto utilizado dentro de la formulación de los fluidos de perforación como estabilizador de PH.
Propiedades físicas típicas	Apariencia: Escamas color blanco. PH: 5.7-6.9 5% v/v Densidad: 1.02-1.05 SG Solubilidad: Soluble en agua.
Concentración sugerida	0.15-1 lbs/bbl
Presentación	Saco de 110 lbs
Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.	

Ficha técnica del producto bactericida

Descripción del producto	Inhibidor bacteriológico y de corrosión.
Aplicación/Funciones	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminación rápida microorganismos para descontaminar el sistema del lodo. • Aditivo efectivo en sistemas con PH <9. • Aditivo aplicable a fluidos de perforación, completamiento, fluidos de workover y fluidos de fractura.

Propiedades físicas típicas

Apariencia: Líquido incoloro.

PH: 4.1-4.5 1% de solución.

Densidad: 1.25-1.35 SG

Solubilidad: Soluble en agua.

Concentración sugerida

0.05-0.5 lbs/bbl

Presentación

Tarro de 20 lts

Fuente. WEATHERFORD, Modificado por los autores.