

EVALUACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DE LA EFICIENCIA DE UN
INHIBIDOR DE ARCILLAS Y UN CONTROLADOR DE FILTRADO MEDIANTE
NANOTECNOLOGIA PARA LA FORMULACION DE FLUIDOS BASE AGUA EN
EL CAMPO PENDARE

CHRISTIAN SEBASTIAN QUIÑONES CORTES
CARLOS SANTIAGO ROMERO MONTOYA

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.

2020

EVALUACION A NIVEL DE LABORATORIO DE LA EFICIENCIA DE UN
INHIBIDOR DE ARCILLAS Y UN CONTROLADOR DE FILTRADO MEDIANTE
NANOTECNOLOGIA PARA LA FORMULACION DE FLUIDOS BASE AGUA EN
EL CAMPO PENDARE

CHRISTIAN SEBASTIAN QUIÑONES CORTES
CARLOS SANTIAGO ROMERO MONTOYA

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

Director

VLADIMIR AUGUSTO FAJARDO ROJAS

Ingeniero de Petróleos

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

2020

Nota de aceptación

Ing.

Ing.

Bogotá D.C; Agosto de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERISDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

A mi mamá, por ser la motivación en mi crecimiento personal y el modelo a seguir de persistencia y dedicación.

A mi compañero Carlos Romero por ser un soporte en situaciones difíciles, un amigo y una competencia que permitió alcanzar varias metas propuestas a lo largo de la carrera y la vida personal; siendo este trabajo uno de ellos.

A demás familiares, mis compañeros, futuros colegas, viejos amigos y maestros por sus enseñanzas y lecciones a lo largo de mí recorrido en la institución.

Al Christian Quiñones del futuro, como recordatorio de que el esfuerzo siempre deja recompensas.

Christian Sebastián Quiñones Cortes

DEDICATORIA

A Dios por darme la oportunidad de concluir mi carrera profesional satisfactoriamente, por tener vida y salud para la lucha diaria.

A mis padres y hermanos por ser un apoyo y motivación constante a lo largo de mi carrera profesional, por hablarme y guiarme en la toma de decisiones.

A mi compañero Christian Quiñones por ser un guía y fiel compañero a lo largo de la carrera, por su tiempo y responsabilidad con cada uno de los objetivos que nos propusimos y que hoy logramos.

Al resto de mis familiares y a mis próximos colegas que han estado conmigo en el desarrollo de mi carrera profesional, por su ayuda y compañía diaria.

Carlos Santiago Romero Montoya

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de América por brindarnos la oportunidad de acceder al conocimiento de esta magnífica carrera profesional y en especial en nuestra área de investigación

A nuestro director de tesis el ING. VLADIMIR AUGUSTO FAJARDO ROJAS por todo su tiempo y conocimiento impartido a lo largo de todo nuestro proceso.

A la empresa PETRORAZA S.A.S. por proveer el nanomaterial empleado en este trabajo de grado.

A DANIEL FELIPE DUARTE ALGARRA y al equipo de NATIONAL OILWELL VARCO por su disposición, tiempo dedicado en la elaboración del proyecto al realizar todas las pruebas de laboratorio y por proveer el nanomaterial empleado en este trabajo de grado.

A todos nuestros orientadores JORGE ANDRÉS TOVAR MORENO, ANGIE TATIANA ORTEGA RAMÍREZ, YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO, SEBASTIÁN GÓMEZ ALBA por acompañar nuestro proceso desde el inicio hasta el final con la mejor actitud y disposición para lograr los objetivos propuestos.

A nuestros padres y familiares por todo su apoyo y esfuerzo para vernos grandes y exitosos en todos los ámbitos de nuestras vidas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO TEÓRICO	23
1.1 ESTADO MECÁNICO TÍPICO DE LOS POZOS DEL CAMPO PENDARE	23
1.1.1 León	24
1.1.2 Carbonera	24
1.1.2.1 C2	24
1.1.2.2 C4	24
1.1.2.3 C6	24
1.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	24
1.2.1 Fluidos de perforación empleados en el Campo Pendare	25
1.2.1.1 Sección 12 ¼" – Sistema GEL BENEX	25
1.2.1.2 Sección 8 ½" – Sistema POLYTRAXX	25
1.2.1.3 Sección 6 1/8" – Sistema DRILL IN	26
1.3 INTRODUCCIÓN A LA NANOTECNOLOGÍA	26
1.3.1 Definición	28
1.3.2 Nanomateriales	29
1.4 GENERALIDADES DE NANOADITIVOS A EVALUAR	31
1.4.1 Inhibidor de arcillas	31
1.4.2 Controlador de arcillas	31
1.5 PRUEBAS DE VALIDACIÓN	31
1.5.1 Acreción	31
1.5.2 Bulk hardness	34
1.5.3 Filtrado HPHT	35
1.5.4 Hinchamiento lineal	37
2. METODOLOGÍA Y DATOS	40
2.1 PRIMERA ETAPA: FORMULACIÓN DE FLUIDO BASE Y NANOFLUIDOS P1 AP9	40
2.1.1 Formulación del Fluido Base	42
2.1.2 Productos que componen el Fluido Base	43
2.1.3 Formulación de nanofluidos reemplazando un aditivo	43
2.1.3.1 Nanofluidos sustituyendo un inhibidor	43
2.1.3.2 Nanofluidos sustituyendo estabilizador de lutitas	44
2.2 SEGUNDA ETAPA: PRUEBAS DE LABORATORIO INICIALES	45
2.3 TERCERA ETAPA: ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS INICIALES	48
2.4 CUARTA ETAPA: SELECCIÓN DE NANOFLUIDOS Y PRUEBAS BULK HARDNESS Y FILTRADO HPHT	51
2.5 QUINTA ETAPA: SELECCIÓN DE NANOFLUIDOS Y PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL	53

2.6 SEXTA ETAPA: RANGOS Y EFICIENCIA DE NANOFLUIDOS	55
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	56
3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS FLUIDOS PREPARADOS EN LA TERCERA ETAPA (FLUIDO BASE Y NANOFLUIDOS P1 A P9)	56
3.1.1 Densidad	57
3.1.2 Viscosidad de embudo	59
3.1.3 Reología	60
3.1.3.1 Viscosidad plástica	60
3.1.3.2 Punto cedente	62
3.1.3.3 Resistencia de gel	64
3.1.4 Filtrado API	67
3.1.5 Contenido de arena, agua y sólidos	69
3.1.6 pH	71
3.1.7 Alcalinidad	72
3.1.8 Cloruros	77
3.1.9 Dureza	78
3.1.10 Lubricidad	81
3.1.11 Acreción	83
3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS FLUIDOS SELECCIONADOS EN LA CUARTA ETAPA (BULK HARDNESS Y FILTRADO HPHT)	85
3.2.1 Descarte de fluidos	85
3.2.2 Bulk Hardness	88
3.2.3 Filtrado HPHT	90
3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS FLUIDOS SELECCIONADOS EN LA QUINTA ETAPA (HINCHAMIENTO LINEAL)	92
3.3.1 Selección de fluidos	92
3.3.2 Hinchamiento lineal	93
3.4 DEFINICIÓN DE RANGOS Y COMPARACIÓN DE EFICIENCIA DE NANOFLUIDOS	97
4. CONCLUSIONES	102
5. RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	104
ANEXOS	107

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Productos utilizados para elaboración de Fluido Base.	42
Tabla 2. Productos utilizados para elaboración de sistema Polytraxx.	43
Tabla 3. Productos utilizados para elaboración de los nanofluidos P1, P2 y P3, reemplazando Traxx Block.	44
Tabla 4. Productos utilizados para elaboración de nanofluidos P4, P5 y P6, reemplazando Traxx TC.	44
Tabla 5. Productos utilizados para elaboración de nanofluidos P7, P8 y P9, reemplazando Pave Tex.	45
Tabla 6. Ecuaciones para determinación de propiedades básicas.	48
Tabla 7. Rango de propiedades de sistema POLYTRAXX.	56
Tabla 8. Clasificación numérica de las propiedades evaluadas.	86
Tabla 9. Clasificación numérica de las pruebas especiales evaluadas.	92
Tabla 10. Rangos óptimos de las propiedades de Nanofluidos evaluados.	97
Tabla 11. Rangos óptimos para pruebas especiales.	99

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Estado Mecánico típico de pozos en el Campo Pendare.	23
Figura 2. Funciones de los fluidos de perforación.	25
Figura 3. Comparación de la escala métrica.	27
Figura 4. Representación del efecto del área superficial respecto al volumen.	30
Figura 5. Equipo prueba de Acreción.	32
Figura 6. Procedimiento de la prueba de Acreción.	33
Figura 7. Equipo para prueba de Bulk Hardness.	34
Figura 8. Procedimiento de la prueba de Bulk Hardness.	35
Figura 9. Filtro-prensa HPHT.	36
Figura 10. Procedimiento para la prueba Filtrado HPHT para temperaturas hasta 300°F.	37
Figura 11. Linear Swell Meter.	38
Figura 12. Procedimiento prueba de Hinchamiento Lineal.	39
Figura 13. Metodología Diseño Experimental.	40
Figura 14. Procedimiento de la Primera Etapa.	41
Figura 15. Concentración de productos para elaboración de fluido Polytraxx.	42
Figura 16. Procedimiento de la Segunda Etapa.	46
Figura 17. Conector pruebas iniciales – Segunda Etapa.	47
Figura 18. Rango de propiedades de sistema POLYTRAXX.	49
Figura 19. Procedimiento de la Tercera Etapa.	50
Figura 20. Conector parámetros de comparación de la Tercera Etapa.	51
Figura 21. Procedimiento de la Cuarta Etapa.	52
Figura 22. Procedimiento de la Quinta Etapa.	54
Figura 23. Cuadro comparativo para descarte de tres nanofluidos.	87
Figura 24. Cuadro comparativo para elegir tres nanofluidos.	93
Figura 25. Consolidado de resultados para Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	97
Figura 26. Cuadro comparativo para Nanofluidos P5, P6 y P9	100
Figura 27. Cuadro comparativo para el mejor Nanofluido.	100

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Densidad del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	57
Gráfico 2. Viscosidad de embudo del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	59
Gráfico 3. Viscosidad plástica del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	61
Gráfico 4. Punto cedente del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	63
Gráfico 5. Geles iniciales del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	64
Gráfico 6. Geles de 10 minutos del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	66
Gráfico 7. Filtrado API y revoque del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	68
Gráfico 8. Contenido de arena, agua y solidos del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	70
Gráfico 9. pH del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	71
Gráfico 10. Alcalinidad a la fenolftaleina del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	73
Gráfico 11. Alcalinidad a la fenolftaleina del filtrado del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	74
Gráfico 12. Alcalinidad al metil naranja del filtrado del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	76
Gráfico 13. Cloruros del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	77
Gráfico 14. Dureza Total del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	79
Gráfico 15. Dureza Cálctica del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	80
Gráfico 16. Coeficiente de fricción del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	81
Gráfico 17. Porcentaje de adhesión del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.	83
Gráfico 18. Prueba Bulk Hardness Nanofluidos P4 a P9 – Formación Carbonera.	88
Gráfico 19. Prueba Bulk Hardness Nanofluidos P4 a P9 – Formación León.	89
Gráfico 20. Filtrado HPHT del Fluido Base y Nanofluidos P4 a P9.	90
Gráfico 21. Variación del Filtrado HPHT de los Nanofluidos P4 a P9 respecto al Fluido Base.	91
Gráfico 22. Prueba de Hinchamiento Lineal- Formación Carbonera.	94
Gráfico 23. Prueba de Hinchamiento Lineal- Formación León.	95
Gráfico 24. Porcentajes de variación prueba de hinchamiento lineal- Formaciones Carbonera y León.	96

LISTA DE ABREVIATURAS

%.	Porcentaje
%o.	Porcentaje de aceite
%s.	Porcentaje de sólidos
%v/v.	Porcentaje volumen/volumen
%w.	Porcentaje de agua
°F.	Grados Fahrenheit
API.	Instituto Americano del Petróleo
AV.	Viscosidad aparente (<i>aparent viscosity</i>)
BHA.	Ensamblaje de Fondo de Huevo (<i>Bottom Hole Assembly</i>)
cP.	Centipoises
Fm.	Formación
HPHT.	Alta Presión Alta Temperatura (<i>High Pressure High Temperature</i>)
in-lb.	Pulgada por libra
lbF.	Libra fuerza
lb/100ft².	Libras por cien pies cuadrados
M1200.	Malla #1200
M600.	Malla #600
MD.	Profundidad medida (<i>Measured Depth</i>)
Mf.	Alcalinidad al metil naranja del filtrado
mL.	Mililitros
ml/30 min.	Mililitros por cada 30 minutos
NOV.	National Oilwell Varco
OH.	Huevo abierto (<i>Open Hole</i>)
PAC.	Celulosa Polianiónica
Pf.	Alcalinidad a la fenolftaleína del filtrado

pH.	Potencial de hidrogeno
Pm.	Alcalinidad a la fenolftaleína del lodo
ppb.	Libras por barril (<i>pounds per barrel</i>)
ppg.	Libras por galón (<i>pounds per gallon</i>)
ppm.	Partes por millón
PR.	Practica Recomendada
psi.	Libras por pulgada cuadrada (<i>pound per square inch</i>)
PV.	Viscosidad plástica (<i>plastic viscosity</i>)
rpm.	Revoluciones por minuto
seg/qt.	Segundos por cuarto de galón
YP.	Punto cedente (<i>yield point</i>)

GLOSARIO

ACRECIÓN: afinidad de las arcillas a pegarse a un tubo metálico empleado en laboratorio.

ADITIVO: elemento que se puede incorporar a otro elemento o sustancia modificando sus características de una sustancia al integrarse a su composición.

ALMIDÓN: aditivo para lodos de perforación base agua empleados para control de filtrado. “Los almidones son carbohidratos con fórmula general $(C_6H_{10}O_5)_n$ y se obtienen del maíz, el trigo, la avena, el arroz, las papas, la yuca y de plantas y verduras similares.”¹

DENSIDAD: comúnmente denominada como peso del lodo, es el peso de un volumen determinado.

EMBOTAMIENTO: acumulación y pega de material arcilloso alrededor de la broca de perforación.

ESFUERZO DE CORTE: es el esfuerzo de fricción que aparece cuando una capa de fluido se desliza encima de otra.

FILTRADO: es la cantidad relativa de fase continua (líquida) de lodo que ingresa a formaciones permeables cuando el fluido se somete a presión diferencial hasta la formación de un revoque de calidad. Esta característica depende factores como la presión, temperatura y tiempo.

HINCHAMIENTO DE ARCILLAS: daño de formación causado el intercambio catiónico o cambio de salinidad entre el fluido de perforación y la arcilla perforada, generando un aumento de su volumen².

INESTABILIDAD DE HUECO: “condición indeseable de un intervalo de hueco abierto que no mantiene su tamaño de calibre y o su integridad estructural”³. Puede ser causado por fallas mecánicas, altos galonajes o química del lodo.

¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Almidón. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/starch.aspx>

² SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Hinchazon de arcilla. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/clay_swelling.aspx

³ CORTÉS LLERENA, Cristian. La inestabilidad de la perforación- {En línea}. {13 abril de 2020}. Disponible en: https://prezi.com/d0siy_eabuar/5-la-inestabilidad-de-la-perforacion/

LUBRICIDAD: resistencia del fluido (características lubricantes) entre dos superficies móviles de acero⁴.

LUTITA: roca sedimentaria de granos finos compuesta por partículas del tamaño de la arcilla y el limo consolidadas en capas relativamente impermeables de escaso espesor⁵.

PEGA DE TUBERÍA: adherencia de la tubería a la roca que se está perforando debido a factores operativos o propios de la formación.

pH: denota el potencial de hidrogeno de una solución acuosa, se calcula como el logaritmo negativo de la concentración de iones H⁺.

PILDORA: volumen pequeño de lodo utilizado para un propósito específico en una operación de perforación como evitar pérdidas de circulación, liberar pegas de tubería o limpieza de hueco⁶.

POLIAMINA: “moléculas alifáticas nitrogenadas de bajo peso molecular con grupos amino distribuidos de forma regular a lo largo de su estructura”⁷.

PUENTEANTE: “sólidos que se agregan a un fluido de perforación para que obturen la garganta poral o las fracturas de una roca expuesta formando un revoque de filtración para prevenir la pérdida total de lodo o un filtrado excesivo”⁸.

PUNTO CEDENTE: es la resistencia al flujo dada por las fuerzas electroquímicas o de atracción presentes en el fluido mientras este esté en condiciones de flujo⁹. Depende de las propiedades superficiales de los sólidos del fluido, la concentración volumétrica de estos y su ambiente eléctrico, es decir, la concentración y tipos de iones de la fase líquida¹⁰.

REOLOGIA: “es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de la materia”¹¹, entonces para el caso del fluido de perforación, permite determinar qué tan

⁴ NATIONAL OILWELL VARCO. Prueba de Lubricidad. {5 febrero de 2020}.

⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Lutita. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx>

⁶ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Pildora. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/pill.aspx>

⁷ GUASCO HERREA, Claudine et.al. Poliaminas: pequeños gigantes de la regulación metabólica. En: Bioquim. Vol., 33 (2014); p. 51.

⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Agente de obturación. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/bridging_agent.aspx

⁹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de Fluidos de Perforación. Dallas, Texas. 2014 p. 5.5.

¹⁰ Ibíd. p. 5.5.

¹¹ Ibíd. p. 5.1.

tixotrópico es bajo ciertas condiciones como temperatura, presión y velocidad de corte.

RESISTENCIA DE GEL: mide las fuerzas electroquímicas y de atracción presentes en el fluido cuando éste no se encuentra en movimiento. PDVSA indica que está relacionada con la capacidad de mantener en suspensión los sólidos en el fluido.¹²

REVOQUE: “residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión”¹³.

TENSOACTIVO: también llamados surfactantes, son sustancias que disminuyen la tensión superficial entre dos líquidos¹⁴.

TIXOTROPÍA: es la capacidad de un fluido de comportarse como tal en movimiento o como sólido o gel cuando está en estado estático.

TORQUE: fuerza requerida para rotar la sarta en el agujero, medido en pies por libra fuerza.

VISCOSIDAD DE EMBUDO: también conocida como Viscosidad API, usado en campo para medición de rutina de la viscosidad del lodo durante la operación debido a su rapidez.

VISCOSIDAD PLÁSTICA: es la resistencia al flujo dada por fricción mecánica¹⁵ entre sólidos-líquidos, sólidos-sólidos y líquidos-líquidos, es decir es afectada por la concentración, tamaño y forma de la fase sólida del lodo y la propia viscosidad de la fase continua de este.

¹² PDVSA CIED. Fluidos de Perforación. 2002. Unidad 1 – Tema 2. p. 5.

¹³ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Revoque. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/cake.aspx>

¹⁴ AULA NATURAL. ¿Qué es un tensoactivo?. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://aula-natural.com/que-es-un-tensoactivo/>

¹⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Op. Cit., p. 5.3.

RESUMEN

El Campo Pendare, actualmente operado por Tecpetrol Colombia S.A.S., presenta dos problemáticas importantes durante la perforación de la sección de 8 ½" de pozos: la primera es el hinchamiento de arcillas de las unidades pares de la Formación Carbonera y la Formación León, las cuales generan una reducción del tamaño del hueco y la segunda son las lutitas microfracturadas de las unidades pares de la Formaciones Carbonera, específicamente el C6; causando inestabilidad y aumento del tamaño del hueco. Ambos problemas bajo sus propios efectos, aumentan el número de recortes en pozo y conducen al embotamiento de la broca y una posterior pega por empaquetamiento.

Estos inconvenientes fuerzan a la compañía operadora al uso de píldoras de limpieza para retirar los recortes, causando costos adicionales de ingeniería además de extender los tiempos de operación. Con la premisa que el lodo de perforación implementado tiene un bajo rendimiento, resulta importante evaluar a nivel de laboratorio la eficiencia de un inhibidor de arcillas y un controlador de filtrado mediante nanotecnología para la formulación de un fluido base agua para la sección 8 ½" de Campo Pendare.

La metodología de este proyecto consiste en la preparación de un fluido base agua de tipo polimérico, similar al implementado en campo, identificando los inhibidores de arcillas y estabilizadores de lutitas que lo componen para reemplazarlos por nanoaditivos, sometiéndolos a pruebas a condiciones API y de formación para evaluar el cambio de sus propiedades en función de la concentración de nanopartículas junto con la interacción presentada con otros materiales. Tras ejecutarla se obtiene que el porcentaje de hinchamiento a la más alta concentración de nanoinhibidor de arcillas disminuyó para la Formación Carbonera en 16,85% y para la Formación León en 19,79% en relación al fluido base. Por otro lado, el volumen filtrado disminuyó para la más alta concentración de nanocontrolador de filtrado en 22,58% de igual forma en relación al fluido base.

Palabras clave: Evaluación, Fluido perforación, Nanotecnología, Hinchamiento, Inestabilidad.

INTRODUCCIÓN

El Campo Pendare, ubicado la Cuenca de los Llanos Orientales, en el bloque CPO-13 se encuentra operado por Tecpetrol Colombia S.A.S., que durante entre 2012 y 2018 perforó diecinueve (19) pozos exploratorios donde once (11) resultaron productores y ocho (8) secos. La empresa operadora se ve afectada por dos problemáticas importantes durante la perforación de la sección de 8 ½” en este campo: el primero es el hinchamiento de arcillas de las unidades pares de la Formación Carbonera y la Formación León, lo que lleva a una reducción del tamaño del hueco; y el segundo son las lutitas microfracturadas en la Formación Carbonera, unidades pares, que genera inestabilidad y aumento del tamaño del hueco. Estos llevan al aumento de recortes en el pozo que puede generar embotamiento y pegas por empaquetamiento, por lo tanto, lleva a la operadora a recurrir al bombeo de píldoras de limpieza para retirar dichos recortes, aumentando costos de ingeniería y tiempos en la operación.

Siendo el bombeo de píldoras la única técnica empleada por Tecpetrol Colombia S.A.S. para enfrentar los problemas anteriormente planteados, este proyecto propone evaluar la eficiencia de aditivos a base de nanotecnología y su influencia en el aumento del rendimiento de fluidos de perforación empleados en Campo Pendare en términos de inhibición de arcillas y estabilidad de lutitas, buscando dar un análisis de su viabilidad a escala de laboratorio para identificar la optimización del proceso de perforación, siendo el primer proyecto de Tecpetrol Colombia S.A.S. que considera la aplicación de nanotecnología y representando una fase preliminar para la decisión de implementar nanoaditivos en Campo.

Se han presentado casos en los que la adición de nanopartículas al fluido de perforación han sido satisfactorias como es el caso de Flores Bolaños y su tesis de maestría titulada “Mejoramiento del lodo de perforación base agua con la adición de nanopartículas para optimizar las propiedades de la retorta y mejorar el daño de formación”, el cual habla sobre el desarrollo de un lodo de perforación base agua con el uso de nanopartículas de sílice que favorezca su retorno, reduciendo los daños de formación, el espesor de la retorta y pérdidas por filtrado; encontrando una concentración óptima de nanopartículas de 100 ppm logrando reducir las pérdidas por filtrado y el espesor de la retorta en un 17% y 34% en las pruebas estáticas y en 40,15% y 26,3% en las pruebas dinámicas¹⁶. Por otro lado, A.H. Salih, et al en el paper “*Impact of Nanomaterials on the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluids*” preparan lodos base agua con varias concentraciones de partículas coloidales de dióxido de sílice de 5,7 nm bajo distintas condiciones de pH y sometidos a pruebas de reología y filtrado bajo el estándar

¹⁶ FLORES BOLAÑOS, Alejandro Vladimir. Mejoramiento del Lodo de Perforación Base Agua con la Adición de Nanopartículas para Optimizar las Propiedades de la Retorta y Minimizar el Daño de Formación. Medellín, 2017.

API además de una evaluación del impacto de las nanopartículas en la ECD mediante un software comercial. En los resultados se observó mejoras en aquellos fluidos cuyas concentraciones de nanomaterial oscilaron entre 0,1% a 0,3% en peso, siendo la primera que refleja una mayor reducción de la ECD y las pérdidas de presión por circulación, además se evidenciaron resultados negativos en las muestras con concentración de nanopartícula por encima de 0,7%. También se concluye que este nanomaterial es sensible al pH, actuando como agente defloculante en fluidos con alto pH¹⁷, mostrando que el efecto de nanomateriales varía en función de su concentración y se muestran mejores resultados en menores concentraciones.

También se encuentra el paper “Characterization of Boron-Based Nanomaterial Enhanced Additive in Water-Based Drilling Fluids: A study on Lubricity, Drag, ROP and Fluid Loss Improvement” que se enfoca en la aplicación de un aditivo llamado PQCB en lodos base agua, por lo que se realizan pruebas a altas presiones a fluidos estándar de 10 y 13,5 ppg, donde se agregó 5% del nanomaterial, obteniendo una reducción de torque de 80% y 52% respectivamente, además se notó un incremento en las propiedades reológicas en ambos casos, mostrando que un nanomaterial permite la modificación de más de una propiedad; de igual forma indican que se hizo uso del nanomaterial en un campo en Myanmar donde se mostró una reducción del torque del 36,36% y un retorno de permeabilidad del 41% frente al uso de un lubricante comercial que ofreció una reducción del 13,64% y un retorno de permeabilidad del 49%¹⁸.

El objetivo general de este trabajo de grado es evaluar a nivel de laboratorio la eficiencia de un inhibidor de arcillas y un controlador de filtrado mediante nanotecnología para la formulación de fluidos base agua en el Campo Pendare. Como objetivos específicos se tienen:

- Desarrollar un plan de pruebas de laboratorio para la elaboración del fluido base y nanofluido.
- Analizar los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio para el nanofluido contemplando las variaciones presentadas respecto al fluido base.
- Establecer los rangos en cada una de las propiedades físicas y químicas en el nanofluido para la sección de 8 ½”.
- Comparar la eficiencia del nanofluido respecto al fluido base, simulando las condiciones de la sección de 8 ½” mediante las pruebas de Acreción, Bulk Hardness, Filtrado HPHT e Hinchamiento Lineal.

¹⁷ SALIH, A.H, et al. Impact of Nanomaterial on the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluids. Canton, Ohio. 2016

¹⁸ SHUTESH, Krishnan, et al. Characterization of Boron-Based Nanomaterial Enhanced Additive in Water-Based Drilling Fluids: A study on Lubricity, Drag, ROP and Fluid Loss Improvement. Abu Dhabi. 2016

Este trabajo de grado planea verificar que la adición de nanoaditivos permite mitigar el hinchamiento de arcillas y la inestabilidad de lutitas en la sección de 8 ½" en el Campo Pendare, partiendo de la premisa que estos aditivos lograrían disminuir la interacción del fluido de perforación con la formación al ingresar por espacios porosos que una partícula a granel no es capaz.

Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos específicos propuestos: en el capítulo de Metodología, en las secciones 2.1 y 2.2 se describen los procedimientos para la formulación de un Fluido Base y nueve (9) nanofluidos, además de las pruebas de laboratorio iniciales a las que se sometieron, dando cumplimiento al primer objetivo específico referente al desarrollo de plan de pruebas de laboratorio. Respecto al segundo objetivo específico, que contempla el análisis de resultados de las pruebas de laboratorio, se indica en el capítulo de Metodología en las secciones 2.3, 2.4 y 2.5 los parámetros seguidos para realizar dicho análisis, mientras en el capítulo de Resultados en las secciones 3.1, 3.2 y 3.3 se plasman los análisis mediante gráficos y tablas. Para el tercer objetivo, que hace mención a establecer los rangos de las propiedades del fluido, se toman en cuenta los procedimientos descritos en la Sección 2.6 del capítulo de Metodología haciendo uso de los análisis plasmados en las secciones 3.1, 3.2 y 3.3 del capítulo de Resultados, para luego en el capítulo de Conclusiones relacionar aquellos fluidos que mantuvieron sus propiedades bajo los rangos establecidos en la sección 3.4 del capítulo de Resultados. Finalmente, en relación al cuarto objetivo, que hace referencia a la comparación de los nanofluidos y el fluido base, en el capítulo de Resultados, en las secciones 3.2 y 3.3, se estructuran gráficos que permiten plasmar lo indicado en las secciones 2.4 y 2.5 del capítulo Metodología para posteriormente señalar en el capítulo de Conclusiones los nanofluidos más eficientes en términos de volumen de filtrado, porcentaje de hinchamiento, porcentaje de adhesión y torque requerido bajo condiciones de presión y temperatura similares a las que se presentan en la sección de 8 ½" en el Campo Pendare.

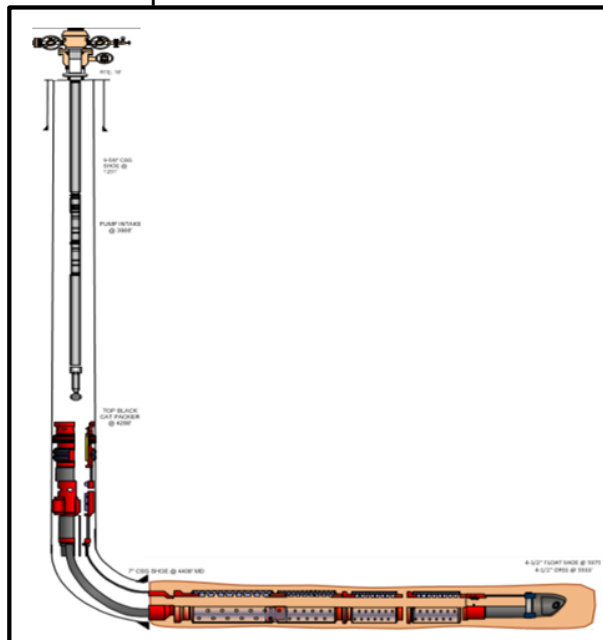
1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se abordan temáticas claves para el desarrollo de este trabajo de grado como lo son el estado mecánico general de los pozos en el Campo Pendare, las formaciones problemáticas y de interés junto con los fluidos de perforación usados en el mismo. Adicionalmente, se aborda el concepto de Nanotecnología, concepto básico que caracterizará esta investigación, así como las generalidades de los nanoaditivos que se van a evaluarán a lo largo del documento.

1.1 ESTADO MECÁNICO TÍPICO DE LOS POZOS DEL CAMPO PENDARE

De acuerdo al programa de perforación de Tecpetrol Colombia S.A.S.¹⁹, se perforan pozos desviados de tipo horizontal en el Campo Pendare en 3 secciones: de 12 ¼", 8 ½" y 6 1/8", siendo la sección intermedia (8 ½") el objeto de estudio de este proyecto. En la **Figura 1** se evidencia el estado mecánico típico de los pozos perforados en el Campo Pendare:

Figura 1. Estado Mecánico típico de pozos en el Campo Pendare.



Fuente: elaboración propia, con base en TECPETROL COLOMBIA S.A.S. Esquema Pendare 20H. 2019.

¹⁹ TECPETROL COLOMBIA S.A.S. Pozo Pendare 20-H Prognosis Geológica. {14 febrero de 2020}. p. 15

Como se evidencia en la **Figura 1**, la primera sección de 12 ¼"(OH) se perfora de 300 a los 1200 pies (MD) y se asienta Casing de 9 5/8" atravesando la formación Guayabo. Para la segunda sección de 8 ½" se perfora hasta pasar los 4000 pies (MD) construyendo curva de hasta 89°, atravesando las Formaciones León y Cabonera hasta el miembro C6, para aterrizar en la zona de interés (Arenas Basales), la cual se perfora con broca de 6 1/8" y se completa con liner ranurado de 4 ½".

A continuación, se describen las Formaciones problemáticas y de interés en esta investigación:

1.1.1 León. Compuesta por arcillas grises y gris oscuras de gran espesor y distribución²⁰, estas características permiten que sea un importante sello regional.

1.1.2 Carbonera. Caracterizada por sus variaciones de espesor y su alternancia de capas de arcillolitas y areniscas enumeradas de arriba hacia abajo, desde C1 a C8, donde las unidades impares corresponden a niveles arenosos y las pares a niveles arcillosas²¹.

1.1.2.1 C2. Se aprecian arcillolitas, lodolitas, además de arenitas de grano fino a muy fino, también se observan intercalaciones de calizas entre las lodolitas²².

1.1.2.2 C4. Se compone principalmente de lodolitas y arcillolitas²³.

1.1.2.3 C6. Se caracteriza por paquetes de Shale arcilloso entre los cuales se interponen delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera²⁴.

1.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

También llamados lodos de perforación, PDVSA lo define como "cualquier sustancia o mezcla de sustancia con características físicas y químicas apropiadas"²⁵, cabe aclarar que estas características deben facilitar la perforación de pozos, minimizando problemas de estabilidad o de carácter operacional²⁶. Adicionalmente, los fluidos de perforación se pueden clasificar como fluidos base agua, base aceite, aireados y sintéticos, dependiendo su composición. Estos fluidos, independientemente de su clasificación, deben cumplir ciertas funciones para una operación exitosa, estas se enlistan en la **Figura 2**.

²⁰ *Ibíd.* p. 10.

²¹ *Ibíd.* p. 10

²² *Ibíd.* p. 10.

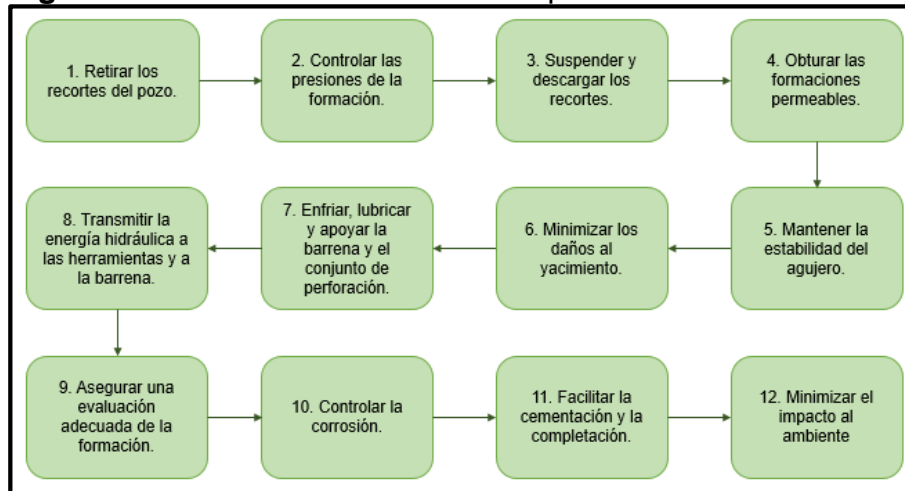
²³ *Ibíd.* p. 10

²⁴ *Ibíd.* p. 10

²⁵ PDVSA CIED. Fluidos de Perforación. Op. Cit., p.2.

²⁶ *Ibíd.* p. 1.

Figura 2. Funciones de los fluidos de perforación



Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de Fluidos de Perforación. 2014. p. 2.1.

1.2.1 Fluidos de perforación empleados en el Campo Pendare. De acuerdo a lo expuesto en los informes finales de pozos elaborados por National Oilwell Varco (NOV) y entregados a Tecpetrol Colombia S.A.S., en el Campo Pendare se perforan pozos haciendo uso de lodos base agua: en la sección 12 ¼" se emplea un lodo de inicio nombrado GEL BENEX, en la sección 8 ½" se recurre a un lodo polimérico denominado POLYTRAXX y en la sección 6 1/8" se dispone de un lodo bajo en sólidos llamado DRILL IN.

1.2.1.1 Sección 12 ¼" – Sistema GEL BENEX. Es un fluido básico compuesto por una mezcla de bentonita, extendedor de arcillas y agua. NOV afirma²⁷ que la función principal función de este fluido es asegurar la limpieza de pozo y solubilizar las arcillas de la Formación Guayabo de forma tal que evite problemas de viscosidad excesiva.

1.2.1.2 Sección 8 ½" – Sistema POLYTRAXX. Haciendo una analogía con lo expuesto en el manual de fluidos de perforación del API²⁸, se le denomina como sistemas Poly-Plus debido al polímero PHPA que lo compone, el cual lleva el mismo nombre. Estos sistemas están diseñados para proporcionar la inhibición de lutitas encapsulándolas y controlar la viscosidad en lodos base agua.

²⁷ NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo Pozo Pendare 15H. {1 agosto de 2019}. p. 11.

²⁸AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de Fluidos de Perforación. Op. Cit., p. 10.20.

El fluido empleado por Tecpetrol Colombia S.A.S. y creado por NOV está diseñado para tener una alta tolerancia a contaminantes, reducir las pérdidas de circulación y dar estabilidad de pozo. De acuerdo al artículo de National Oilwell Varco²⁹, este sistema fue empleado por primera vez en un pozo de la Operadora Savia Perú en la perforación de 6.900 pies a 8 ½" exitosamente, permitiendo el ahorro del 12 por ciento del proyecto. El sistema está comprendido por una mezcla de soda caustica, goma xanthan como viscosificante, asfalto sulfonado para estabilizar lutitas, celulosa polianiónica de baja viscosidad y almidón como controladores de filtrado, poliaminas y un agente tensoactivo como inhibidores y carbonato de calcio de diferentes tamaños de grano como agente puenteante³⁰.

En el caso específico de los pozos en Pendare, NOV enuncia³¹ que este sistema es apropiado para perforar las Formaciones León y Carbonera, debido que proporciona inhibición de lutitas y arcillas reactivas, reduciendo problemas de sobretensión durante viajes de tubería.

1.2.1.3 Sección 6 1/8" – Sistema DRILL IN. Propuesto por NOV³² para la navegación de las areniscas Basales pues permite un filtrado controlado por la calidad de su revoque idónea para evitar problemas relacionados a pega diferencial durante la operación. Consiste de una mezcla de soda cáustica, goma xanthan como viscosificante, almidón como controlador de filtrado, poliamida como inhibidor, carbonato de calcio como agente puenteante y un bactericida³³.

1.3 INTRODUCCIÓN A LA NANOTECNOLOGÍA

Nanociencia y nanotecnología son disciplinas definidas en la escala de longitud en la que se desarrollan, es decir la escala nanométrica, equivalente a la milmillonésima parte de un metro. La **Figura 3** permite hacer una comparación de la escala métrica.

²⁹ NATIONAL OILWELL VARCO. WSS FluidControl permite a Savia Perú ahorros del 12 % con el sistema POLYTRAXX™.

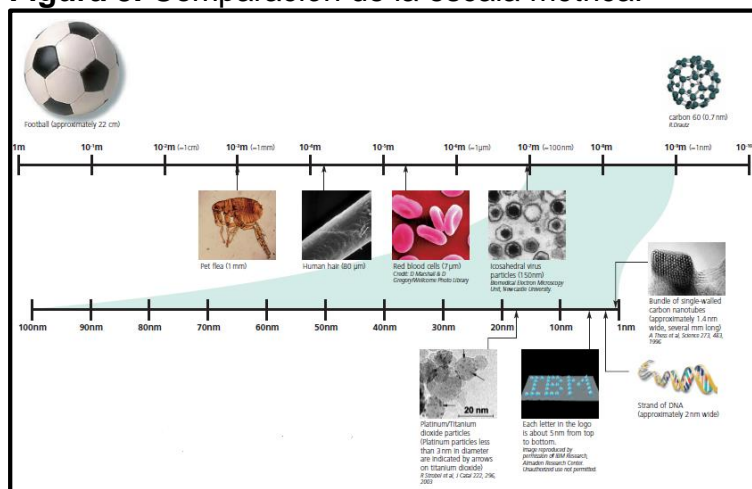
³⁰ NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo. Pozo Pendare 15H. Op. Cit., p. 17.

³¹ Ibid, p. 18.

³² Ibid, p. 22.

³³ Ibid, p. 26.

Figura 3. Comparación de la escala métrica.



Fuente: THE ROYAL SOCIETY & THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Nanoscience and nanotechnologies: opportunities and uncertainties. 2004. p. 4

La escala métrica expuesta en la **Figura 3** se divide en dos segmentos, donde en el primero se muestra la comparación de tamaño entre un balón, fácilmente visible y manipulado a escala mesoscópica y una molécula de carbono 60, únicamente visible bajo tecnología apropiada. Entre estos dos objetos previamente mencionados se observan una pulga ubicada en la base de la escala milimétrica, el espesor de un cabello humano y glóbulos rojos ubicados en la escala micrométrica. Por otro lado, el segundo segmento, que es un acercamiento del primero entre 10^{-7} y 10^{-9} metros comprende la nanoescala, zona de interés de la nanociencia y nanotecnología que oscila entre los 1 y 100 nanómetros, donde, en el caso de la figura, se observan partículas de platino y dióxido de titanio, una hebra de ADN y un conjunto de nanotubos de carbón.

Mendoza y Rodríguez-López³⁴ separan ambos conceptos indicando que la nanociencia es el estudio de los fenómenos y la manipulación de materiales que se encuentran en la escala nano, mientras que la nanotecnología es el diseño y aplicación de estructuras y sistemas complejos a través de la forma, tamaño y propiedades de la materia a escala manometría.

Debido a que esta tecnología abarca varios campos de la ciencia e innovación, se consideró válido y adecuado llamarlas en plural, es decir, nanotecnologías. Las

³⁴ ROYAL SOCIETY, UK National Academy of Science and the Royal Academy of Engineering, 2004. Citado por MENDOZA, G. y RODRIGUEZ-LÓPEZ J. La nanociencia y la nanotecnología: una revolución en curso. En: Perfiles Latinoamericanos. Vol., 29. 2007. p. 162

nanotecnologías son una variedad de técnicas que permiten manipular la materia a escala atómica y molecular.

Se señala que el origen de la nanotecnología radica de 1959 en la conferencia “*There’s Plenty of Room at the Bottom*” del físico norteamericano Richard Feynman, donde este proyecta la pregunta “¿Por qué no podemos escribir todos los 24 volúmenes de la Enciclopedia Británica en la cabeza de un alfiler?”³⁵ Argumentando que era posible mediante el ajuste del tamaño de los puntos al requerido para el fotograbado posterior³⁶, revela la posibilidad de manipular materiales a escala atómica, indicando:

“[...] Las leyes de la física, hasta donde yo puedo comprender, no nos prohíben la posibilidad de manipular la naturaleza átomo por átomo [...] pero en la práctica, no se ha hecho porque somos muy grandes [...] los problemas de la química y biología pueden ser en gran parte resueltos si nuestra habilidad para ver lo que estamos haciendo y para hacer cosas a nivel atómico finalmente es desarrollada [...] un desarrollo el cual creo que finalmente no puede ser evitado [...]”³⁷.

A pesar que la conferencia de Feynman es reconocida como el punto de partida para el desarrollo de la nanotecnología, el nunca mencionó el término Nanotecnología, fue hasta 1974 cuando Norio Taniguchi, científico japonés afirmando que la nanotecnología consistía en “el procesamiento, separación, consolidación y deformación de materiales manipulando átomos o moléculas”³⁸

1.3.1 Definición. Treviño³⁹ señala que etimológicamente, la palabra nanotecnología, se compone de tres elementos de origen griego: *nanos* (*νανος*) que significa enano, *techne* (*τεχνη*) que significa técnica o habilidad, y *logia* (*λογία*) que significa estudio o tratado. Por lo tanto, nanotecnología es el estudio del manejo de materiales a escala muy pequeña. A pesar que la definición etimológica es precisa, no comprende alcance del concepto, lo que hace que no sea totalmente aceptada o considerada completa, en realidad no hay una definición única consentida a nivel internacional, sino que existen varios autores y entidades. Vila⁴⁰ expone una sección de definiciones encontradas en la literatura, que a continuación en el **Cuadro 1** se señalan:

³⁵ FEYNMANN, Richard. *There’s Plenty of Room at the Bottom*. 1960. p. 2

³⁶ *Ibid*, p. 2

³⁷ *Ibid*. Citado por MENDOZA, G. y RODRIGUEZ-LÓPEZ J. Op. Cit., p.163

³⁸ VILA, Maximiliano. *Nanotecnología: Su desarrollo en Argentina, sus características y tendencias a nivel mundial*. 2011. p. 20.

³⁹ TREVIÑO RODRÍGUEZ, Jesus. *Etimología de NANOTECNOLOGÍA*. {En línea}. {31 enero de 2020}. Disponible en: <http://etimologias.dechile.net/?nanotecnologia>

⁴⁰ *Ibid*, p.21.

Cuadro 1. Definiciones de nanotecnología.

Fuente	Definición
Estados Unidos: National Nanotechnology Initiative.	Entendimiento y control de la materia en dimensiones aproximadamente entre 1 y 100 nanómetros, donde fenómenos únicos permiten nuevas aplicaciones. Incluye la ciencia, tecnología e ingeniería en la nanoescala, incluyendo imágenes, mediciones, creación de modelos y manipulación de la materia.
ISO TC 229 en 2007.	Entendimiento y control de la materia y procesos en la nanoescala, típicamente, pero no exclusivamente, por debajo de los 100 nanómetros en una o más dimensiones en donde los fenómenos dependientes del tamaño usualmente permiten nuevas aplicaciones. Utilizando las propiedades de los átomos y moléculas para crear materiales mejorados, dispositivos y sistemas que explotan esas propiedades.
Oficina Europea de Patentes.	Abarca entidades con un tamaño con al menos uno de sus componentes funcionales por debajo de los 100 nanómetros, susceptible de tener efectos físicos, químicos o biológicos intrínsecos a dicho tamaño. También cubre equipos y métodos para el análisis, manipulación, procesamiento o medición con precisión por debajo de los 100 nanómetros.
Alemania.	Investigación, aplicación y producción de estructuras, materiales moleculares, y sistemas con una dimensión y/o tolerancia en la producción de menos de 100 nanómetros. En esta escala los componentes del sistema permiten la realización de nuevas funcionalidades y propiedades para mejorar los productos y aplicaciones existentes o desarrollar nuevas.
Reino Unido.	Dividen en: Nanociencias: El estudio de los fenómenos y la manipulación de los materiales a escalas atómicas, moleculares y macromoleculares, en donde las propiedades difieren significativamente de aquellas existentes a escalas mayores Nanotecnología: El diseño, caracterización, producción y aplicación de estructuras, dispositivos y sistemas obtenidos a partir del control del tamaño y forma a escala nanométrica.

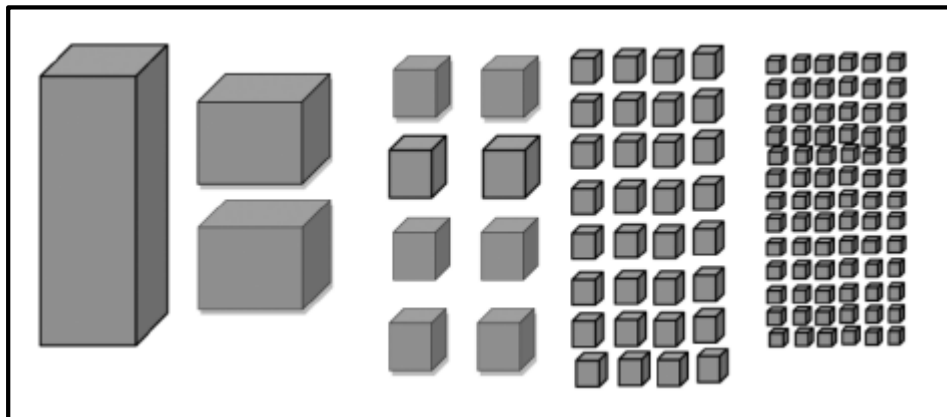
Fuente: elaboración propia, con base en VILA, Maximiliano. Nanotecnología: Su desarrollo en Argentina, sus características y tendencias a nivel mundial. 2011. p.21.

1.3.2 Nanomateriales. Se definen como cualquier material con propiedades morfológicas más pequeñas que un micrómetro en al menos una dimensión, estos poseen propiedades únicas debido a la estructuración nanométrica.

Los nanomateriales manifiestan propiedades físicas, químicas y biológicas diferentes que la misma materia presenta en escala mayor. Esta diferencia es debido al confinamiento que sufren las partículas en una estructura de baja dimensión que restringe el comportamiento, movimiento y orden de los electrones generando que esta materia comience a verse regida por las leyes de la mecánica cuántica en lugar de la mecánica clásica, leyes físicas por la que es dominada materia de mayor tamaño que la escala nanométrica. Vivas argumenta que los efectos cuánticos “modifican las propiedades eléctricas, térmicas, magnéticas y ópticas, ofreciendo una rica paleta de fenómenos tecnológicos a explotarse”⁴¹

Además de los efectos cuánticos, las propiedades de los nanomateriales se deben a los efectos superficiales, estos efectos se evidencian en materiales que tienen una mayor relación de área superficial respecto al volumen comparada a los materiales a escala macro, la **Figura 4** permite esquematizar este efecto. Los efectos superficiales afectan las propiedades del material como sus puntos de ebullición y fusión, y reactividad química, así como su reactividad química⁴², como en el caso de esta última que la velocidad de reacción depende del área superficial del material. Finalmente, Vivas⁴³ da a acotar que otro de los beneficios de los efectos superficiales es el ahorro de este, es decir, se permite usar menos material, traduciéndose en beneficios ambientales y económicos

Figura 4. Representación del efecto del área superficial respecto al volumen.



Fuente: VIVAS, Leidy. Aplicaciones de la Nanotecnología en la Industria de Petróleo y gas - Estado del Arte. 2016. p. 32

⁴¹ VIVAS RIAÑO, Leidy Yuliana. Aplicaciones de la Nanotecnología en la Industria de Petróleo y gas – Estado del Arte. 2016. p. 28.

⁴² Ibid., p. 32

⁴³ Ibid, p. 32.

1.4 GENERALIDADES DE NANOADITIVOS A EVALUAR

En esta sección se hace énfasis en la descripción disponible de los nanoaditivos a evaluar en este proyecto.

1.4.1 Inhibidor de arcillas. Elaborado y suministrado por la empresa de investigación Petroingeniería Regional Antioquia (Petroraza S.A.S), recibiendo el nombre de Nanofinos. Este aditivo se recibió diluido en un alcohol desconocido en una concentración de 40.000 ppm, debido a razones de confidencialidad, se desconoce la composición y las propiedades del material.

1.4.2 Controlador de filtrado. Elaborado y suministrado por National Oilwell Varco (NOV), el aditivo recibe el nombre de nHancer. Está compuesto por un copolímero de estireno butadieno (SB), se presenta en forma de polvo blanquecino y tiene un tamaño de partícula promedio de 200 nm. Por razones de confidencialidad no se tiene disponible información relacionada a las propiedades físicas y químicas del producto. La ficha técnica del producto se encuentra en el **Anexo A**.

1.5 PRUEBAS DE VALIDACIÓN

En esta sección se describen los equipos y procedimientos de las pruebas de laboratorio realizadas con el fin de determinar la interacción de los fluidos de perforación formulados en este proyecto con las formaciones de estudio.

1.5.1 Acreción. La prueba consiste en determinar la adhesión de las arcillas reactivas a las herramientas de fondo, en conjunto con el fluido de perforación. López describe esta prueba indicando que, las arcillas se impregnan en un tubo (cilindro) el cual simula las herramientas del BHA en el fondo del pozo⁴⁴. La adhesión se determina como el porcentaje de arcillas que se adhieren en el cilindro. En la **Figura 5** se muestran los equipos requeridos en esta prueba.

⁴⁴ LOPEZ, Washington. Estudio del desempeño de dos polímeros, de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el Campo Shushufindi. Quito. 2014. p. 115

Figura 5. Equipo prueba de Acreción.

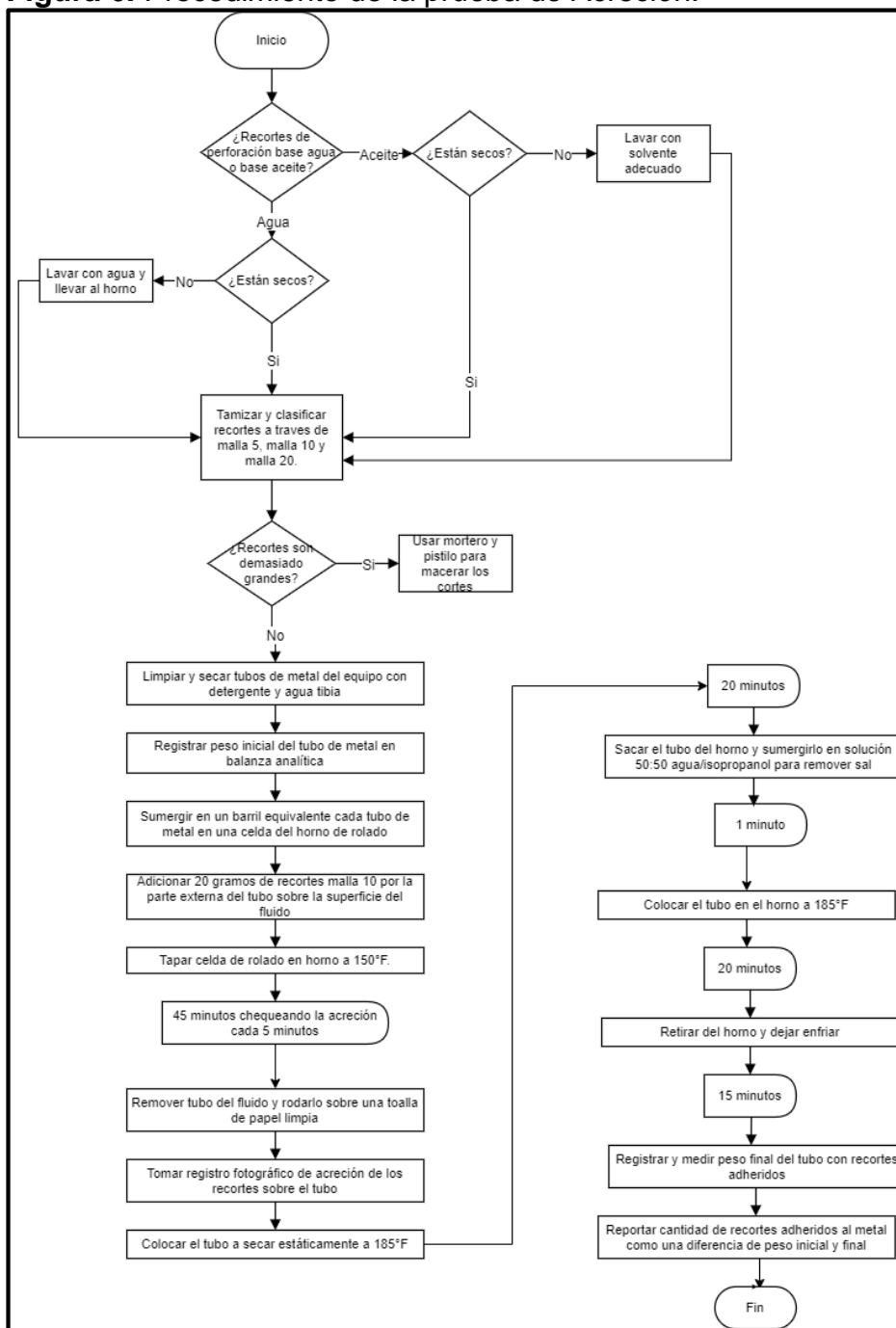


Fuente: LOPEZ, Washington. Estudio del desempeño de dos polímeros, de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el Campo Shushufindi. Quito. 2014. p. 117

Esta prueba permite evaluar el desempeño de aditivos para evitar o reducir el embotamiento. Los cortes de perforación utilizados en la prueba de acreción son tamizados a través de una malla # 5 y son retenidos en una malla # 10, además de determinar la tendencia de las arcillas reactivas a adherirse a las partes metálicas⁴⁵. En la **Figura 6** se expone el procedimiento para el desarrollo de esta prueba.

⁴⁵ NATIONAL OIWELL VARCO. Prueba de Acreción. {5 febrero de 2020}.

Figura 6. Procedimiento de la prueba de Acreción.



Fuente: elaboración propia, con base en NATIONAL OILWELL VARCO.

El porcentaje de adhesión se determina a partir de la **Ecuación 1:**

Ecuación 1. Determinación del porcentaje de adhesión.

$$\% \text{ adhesión} = \frac{\text{peso final del tubo} - \text{peso inicial del tubo}}{\text{peso de la muestra}} * 100$$

Fuente: elaboración propia.

1.5.2 Bulk hardness. Consiste en determinar los cambios en las propiedades mecánicas de las lutitas al estar en contacto con el fluido de perforación⁴⁶ evaluando la dureza de una muestra de arcilla después de haber sido expuesta a un fluido de perforación. De acuerdo a la compañía OFI Testing Equipment (OFITE), para realizar la prueba, se utiliza una llave de torque unida a un pistón roscado con el fin de extraer la muestra a través de una placa perforada⁴⁷. La **Figura 7** presenta el equipo empleado para la prueba:

Figura 7. Equipo para prueba de Bulk Hardness.



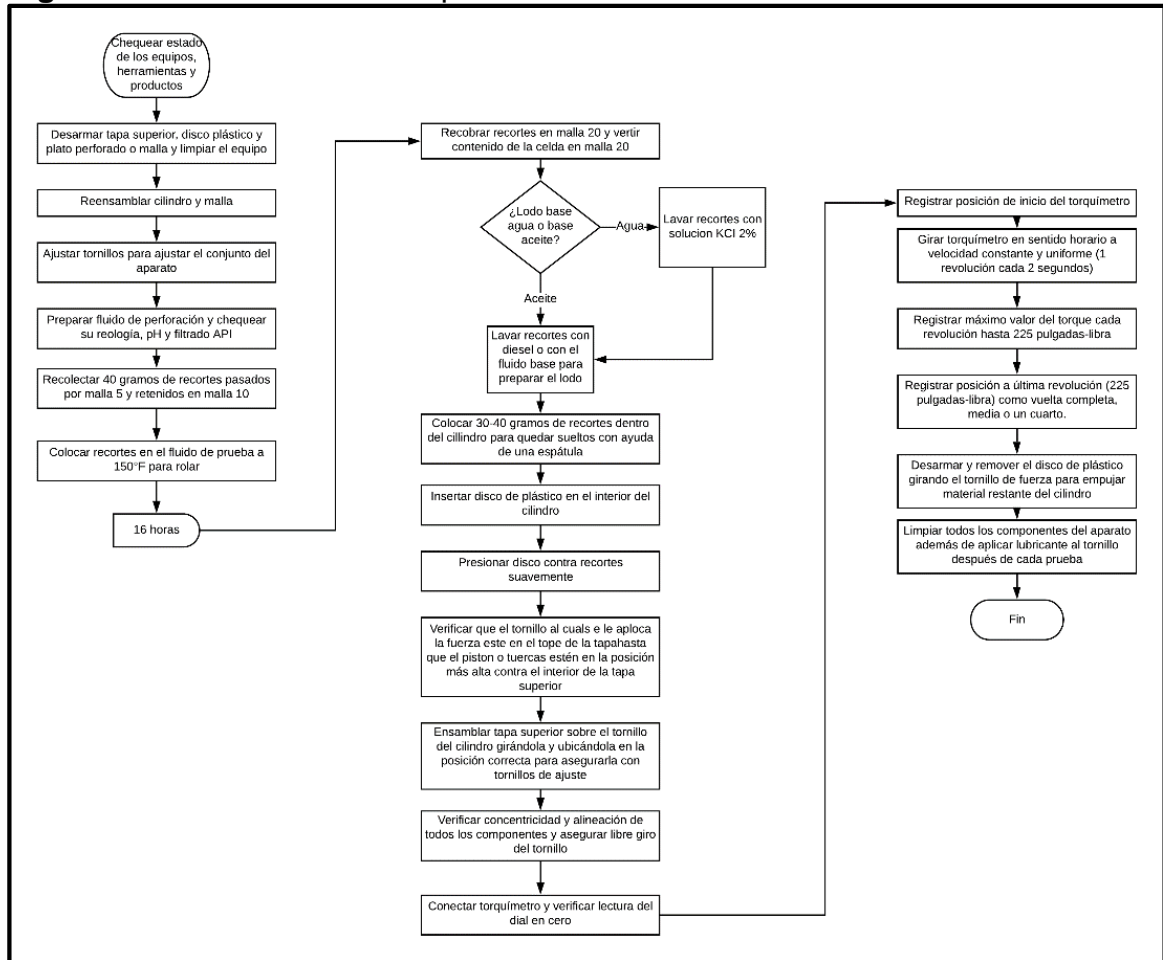
Fuente: CARACTERIZACION DE PARTICULAS OSTOS & OSTOS LTDA. Bulk hardness tester {11 febrero de 2020}. Disponible en: <https://www.cparticulas.com/copia-de-analisis-dinamico-de-image-1>

⁴⁶ NATIONAL OILWELL VARCO. Prueba de Bulk Hardness. {5 febrero de 2020}.

⁴⁷ OFI TESTING EQUIPMENT. Bulk Hardness Tester. 2016. {En línea}. {10 febrero de 2020}. Disponible en: <http://www.ofite.com/news/bulk-hardness-tester>

Se registra el torque requerido para cada vuelta, esta variable proporciona información sobre las características de la muestra, indicando que mientras más dura sea la muestra, se requiere más torque. A continuación, en la **Figura 8** se presenta el procedimiento a seguir en esta prueba:

Figura 8. Procedimiento de la prueba Bulk Hardness.

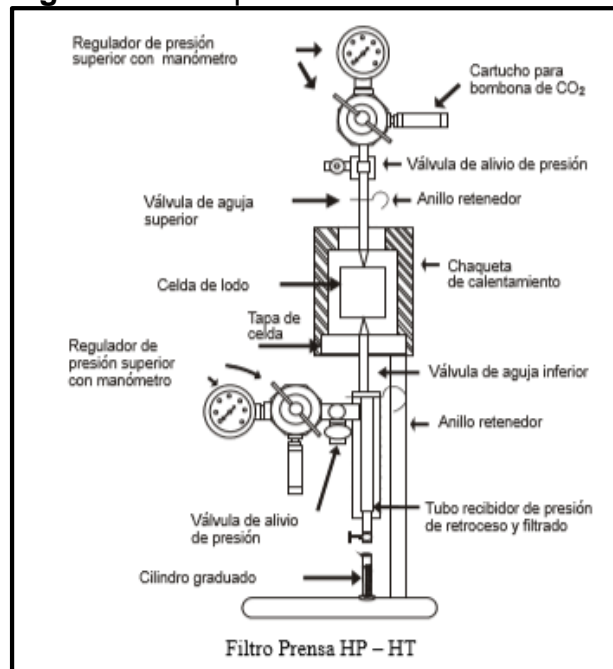


Fuente: elaboración propia, con base en NATIONAL OILWELL VARCO.

1.5.3 Filtrado HPHT. De igual forma que el Filtrado API, determina la cantidad relativa de fase continua (líquida) de lodo que ingresa a formaciones permeables cuando el fluido se somete a presión diferencial hasta la formación de un revoque de calidad, sin embargo, la filtro-prensa usada en esta prueba soportan altas presiones y temperatura, cuyas capacidades varían de acuerdo a su fabricante. El API indica que el equipo consta de una fuente controlada de presión, reguladores, una celda de lodos capaz de contener presiones de 600 a 1300 psi, una celda

presurizada junto con un sistema de calentamiento y un soporte adecuado⁴⁸ como lo muestra la **Figura 9**:

Figura 9. Filtro-prensa HPHT.

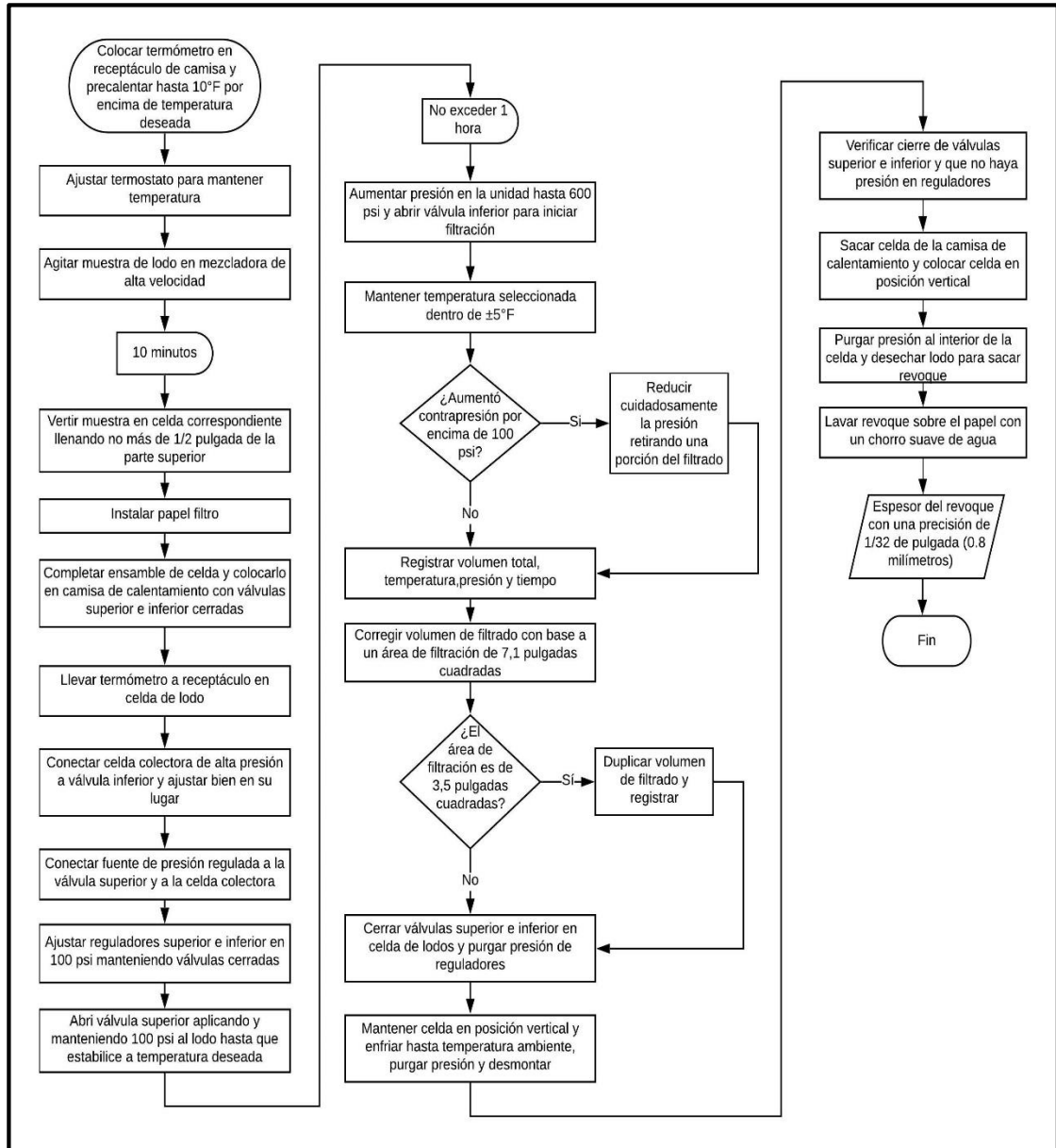


Fuente: PDVSA CIED. Fluidos de Perforación. 2002. Unidad 2 Tema 1 p. 7.

A diferencia del filtrado API, el filtrado HPHT permite medir el filtrado bajo condiciones más similares a las de pozo. Para este caso, las condiciones para realizar la prueba son 500 psi de presión y 150°F, que son las que se encuentran presentes en la sección 8 ½" de pozos en Campo Pendare. En la siguiente figura se muestra el procedimiento a seguir para pruebas de filtrado HPHT para temperaturas hasta 300°F de acuerdo a la norma API RP 13B-1. En la **Figura 10** se evidencia el procedimiento a seguir en esta prueba:

⁴⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. . Práctica Recomendada Procedimiento Estándar para las Pruebas de Campo con Fluidos de Perforación de Base Agua. API PR 13B-1. 1997. p.14

Figura 10. Procedimiento para la prueba filtrado HPHT para temperaturas hasta 300°F.



Fuente: elaboración propia, con base en AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Práctica Recomendada Procedimiento Estándar para las Pruebas de Campo con Fluidos de Perforación de Base Agua. API PR 13B-1. 1997. p 15.

1.5.4 Hinchamiento lineal. Esta prueba nos permite cuantificar el hinchamiento de una arcilla al interactuar con un fluido de perforación mediante un porcentaje de hinchamiento con el tiempo. El equipo usado la investigación "...es un automático de alta presión y alta temperatura (hasta 2000 psi y 500°F), designado para medir

la expansión volumétrica (o contracción) de un núcleo bajo condiciones simuladas de fondo de pozo mientras se satura con una muestra de un fluido de perforación.”⁴⁹ Adicionalmente, tiene un compactador como herramienta anexa al equipo que ayuda a la formación de los núcleos requeridos para la prueba de inhibición, el cual compacta muestras de cortes de perforación u otra clase de sólidos reactivos requeridos en la prueba. Mediante el equipo Linear Swell Meter es posible determinar el porcentaje de hinchamiento de una muestra de sólido reactivo para evaluar la inhibición de los productos usados en los fluidos de perforación.⁵⁰ La **Figura 11** presenta un equipo de hinchamiento lineal típico.

Figura 11. Lineal Swell Meter.



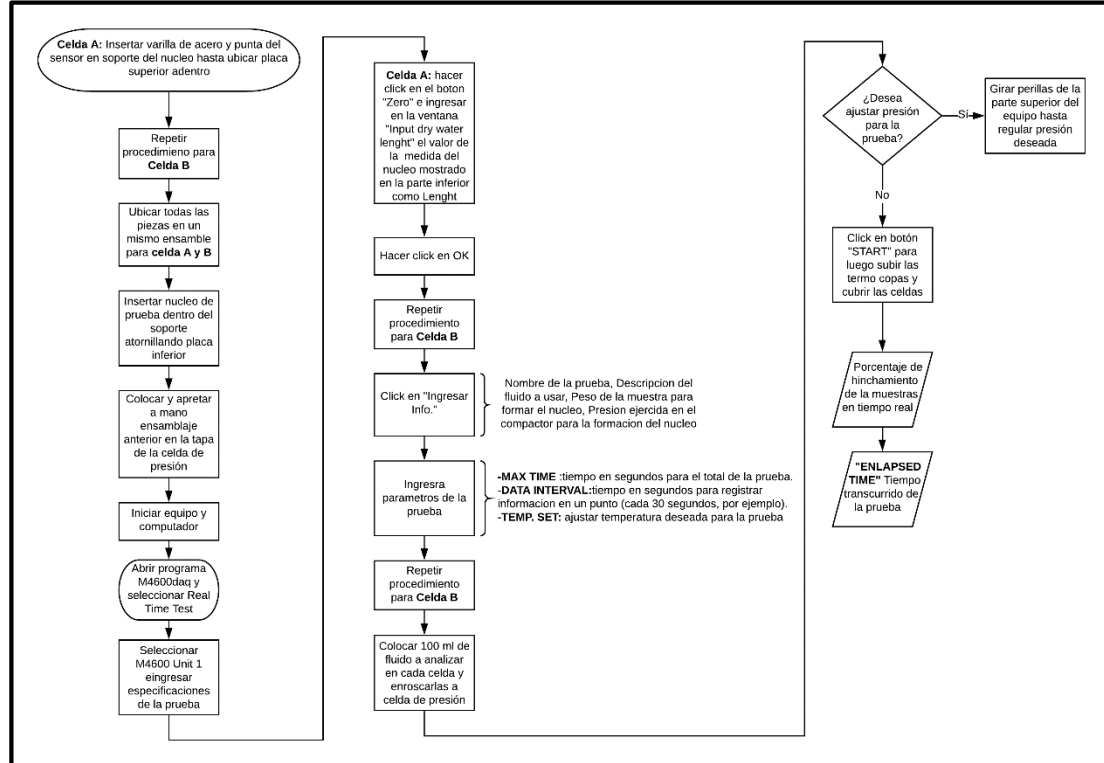
Fuente: OFITE. Dynamic linear swell meter with compactor and computer {11 febrero de 2020}. Disponible en: <http://www.ofite.com/products/drilling-fluids/product/2317-dynamic-linear-swell-meter-with-compactor-and-computer>

En la **Figura 12** se presenta el procedimiento para desarrollar la prueba de hinchamiento lineal:

⁴⁹ NATIONAL OILWELL VARCO. Prueba de Hinchamiento Lineal – Lineal Swell Meter. {11 febrero de 2020}.

⁵⁰ *Ibíd.* p. 1.

Figura 12. Procedimiento prueba de Hinchamiento Lineal.



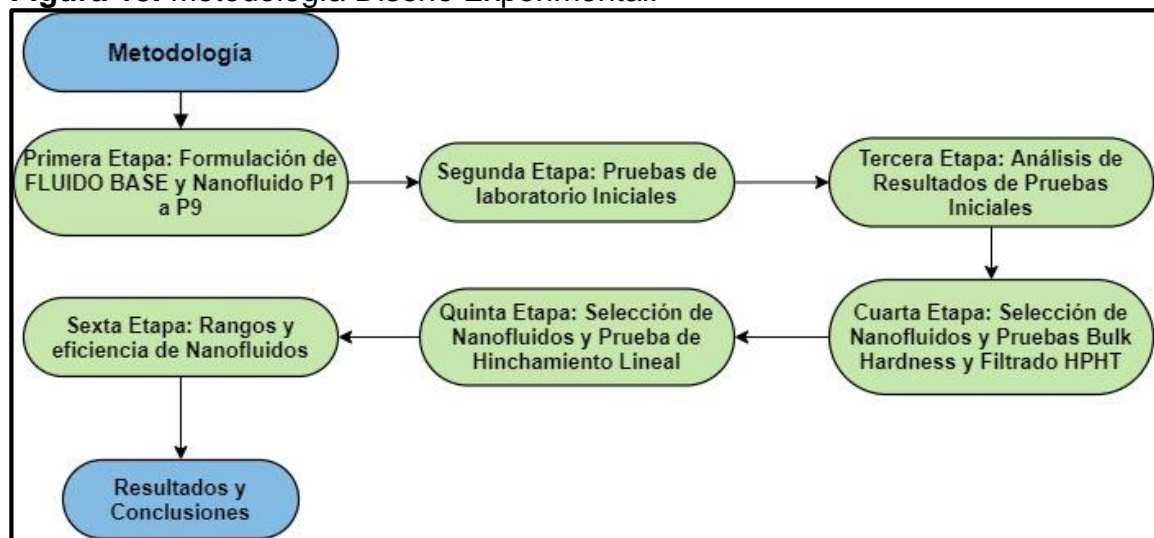
Fuente: elaboración propia, con base en NATIONAL OILWELL VARCO.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se indica la cantidad de fluidos que se estudiaron, las concentraciones de material que se emplearon para elaborarlos, a qué pruebas fueron sometidas, los procedimientos para realizar dichas pruebas y qué variables se evaluaron.

La metodología consistió en elaborar muestras de fluidos de perforación, someterlas a 15 pruebas de laboratorio, las cuales son Densidad, Viscosidad de embudo, Reología, Contenido de arena, Filtrado API, Contenido de agua y sólidos, pH, Análisis químico, Lubricidad, Acreción, Bulk Hardness, Filtrado HPHT e Hinchamiento lineal, obtener resultados de éstas, compararlos y determinar a cuáles fue apropiado correrles nuevas pruebas de laboratorio. Teniendo en cuenta lo anterior, a partir de cierto punto, el camino que tomó la metodología dependió de los resultados emergentes durante la misma. En la **Figura 13** se expone de manera gráfica el procedimiento general del diseño experimental desarrollado.

Figura 13. Metodología Diseño Experimental.



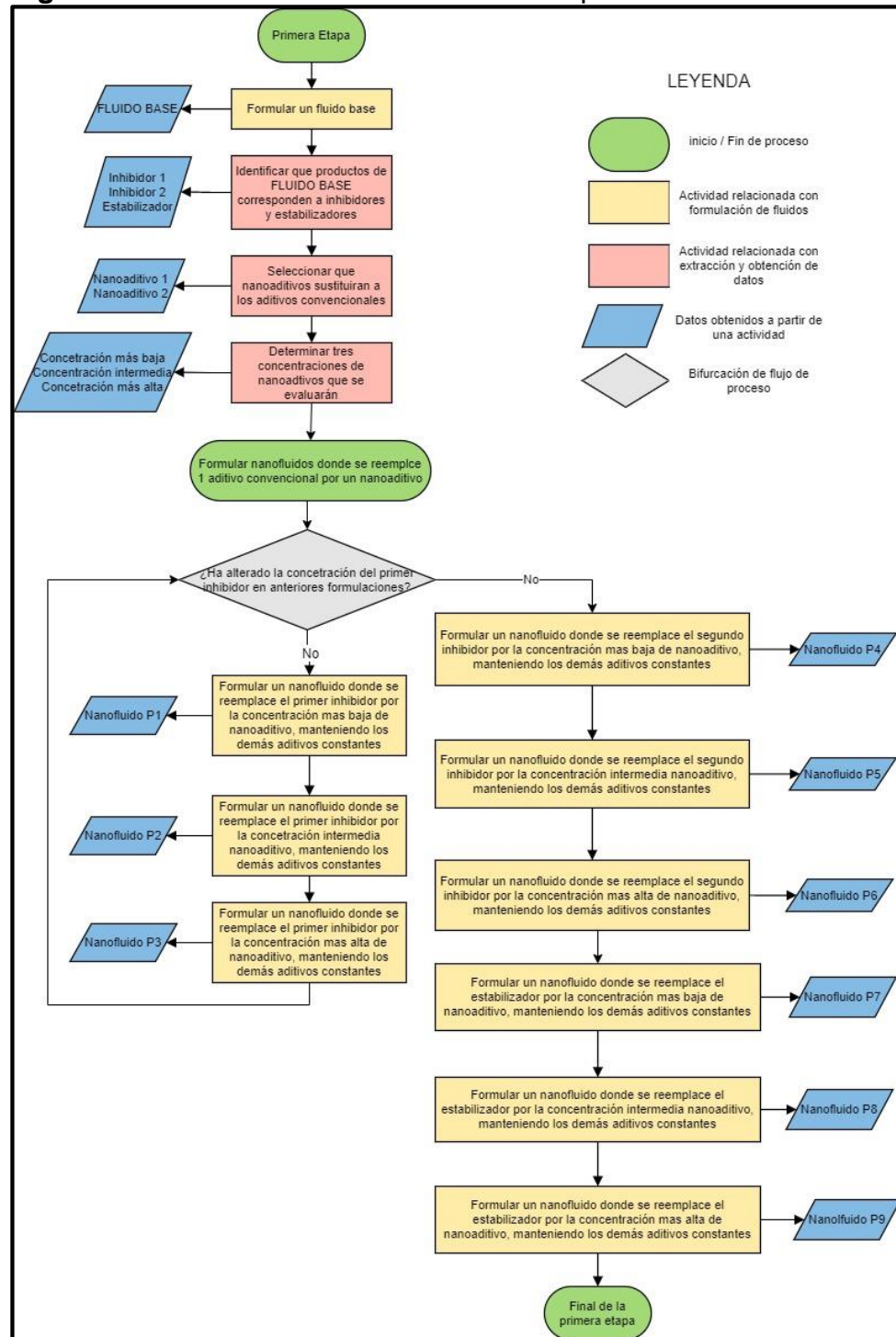
Fuente: elaboración propia.

2.1 PRIMERA ETAPA: FORMULACIÓN DE FLUIDO BASE Y NANOFLUIDO P1 A P9

Consistió en la recopilación de información referente a los fluidos de perforación empleados por Tecpetrol Colombia S.A.S. al perforar la sección de 8 ½" de pozos en el Campo Pendare para formular un fluido base, la distinción de los productos que lo componen y que pueden ser sustituidos por los nanoaditivos propuestos, para posteriormente realizar la formulación de nueve (9) nanofluidos donde uno de

los nanoaditivos reemplace a un aditivo convencional. La **Figura 14** muestra el procedimiento a seguir en esta etapa:

Figura 14. Procedimiento de la Primera Etapa.



Fuente: elaboración propia.

Basados en los informes de lodos redactados por NOV, en la sección de 8 ½” se hace uso de fluidos POLYTRAXX, por lo que a lo largo del documento todos los fluidos que se formularon fueron lodos base agua del tipo polimérico. La **Figura 15** muestra los productos empleados para elaborar el sistema, además de los rangos de concentración estimados en libras por barril (ppb) y aquellos que realmente se usaron en un pozo del Campo Pendare.

Figura 15. Concentración de productos para elaboración del fluido Polytraxx.

Producto	Programado	Mínima	Máxima
Soda Cáustica, ppb	0.5 – 0.7	0.88	3.71
Nov Xan D, ppb	0.5 – 1.0	1.32	1.64
Pave Tex, ppb	2.0 – 7.0	5.59	6.98
Aqua-Film W, ppb	1.5 – 4.0	3.77	3.95
NOV PAC LV, ppb	1.0 – 2.0	1.93	2.27
Traxx Block, ppb	2.0 – 2.5	2.47	3.23
Traxx TC, ppb	1.0 – 1.5	1.1	1.44
CaCO ₃ , ppb M 600	20 – 30	28.22	36.90
CaCO ₃ , ppb M 1200	10 - 20	27.40	29.89

Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo. Pozo Pendare 15H. 2018. p. 19.

2.1.1 Formulación del Fluido Base. El término FLUIDO BASE es el fluido formulado con los mismos productos utilizados en el Campo de estudio, es decir, los productos que lo componen son los mismos que se muestran en la **Figura 15**; respecto a la concentración de éstos, se consideraron las mínimas expuestas en la misma figura. En la **Tabla 1** se muestra la formulación que se contempló como fluido base en este proyecto.

Tabla 1. Productos utilizados para elaboración de Fluido Base

Producto	Concentración
Soda Cáustica	0,88 ppb
Nox Xan D	1,32 ppb
Pave Tex	5,59 ppb
Aqua-Film W	3,77 ppb
NOV PAC LV	1,93 ppb
Traxx Block	2,47 ppb
Traxx TC	1,1 ppb
CaCO ₃ M600	28,22 ppb
CaCO ₃ M1200	27,40 ppb

Fuente: elaboración propia, con base en NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo. Pozo Pendare 15H. 2018. p 19.

2.1.2 Productos que componen el Fluido Base. Dado la cantidad y variedad de los productos empleados para la elaboración del FLUIDO BASE, la **Tabla 2** expone a qué tipo de aditivo corresponde cada material.

Tabla 2. Productos utilizados para elaboración de sistema Polytraxx.

Producto	Grupo
Soda Cáustica	Alcalinidad / Surfactante
Nov Xan D	Viscosificante
Pave Tex	Estabilizador de lutitas
Aqua-Film W	Controladores de filtrado
NOV PAC LV	
Traxx Block	Inhibidores
Traxx TC	
CaCO ₃ M600	Puenteante
CaCO ₃ M1200	

Fuente: elaboración propia, con base en NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo. Pozo Pendare 15H. 2018. p. 29.

Como se evidenció en la **Tabla 2**, el sistema POLYTRAXX se compone por una considerable variedad de productos que cumplen diferentes funciones, dentro de ellos se encuentran dos inhibidores (TRAXX BLOCK y TRAXX TC) que constan de una poliamina y un tensoactivo respectivamente; y un estabilizador de lutitas (PAVE TEX) que es un asfalto sulfonado. Teniendo en cuenta lo anterior, se proponen formular fluidos donde los inhibidores sean reemplazados por el nanoinhibidor NANOFINOS y el estabilizador por el nanocontrolador de filtrado nHANCER.

Para ambos nanoaditivos se usaron tres variaciones en sus concentraciones. El proveedor del producto NANOFINOS recomienda su uso en concentraciones de 1% a 2% v/v, por lo que en este caso se emplearon 1%, 1,5% y 2% v/v. Respecto al nanoaditivo nHANCER, el proveedor recomienda un rango de 2 a 3 ppb de concentración, entonces se emplearon concentraciones de 2, 2,5 y 3 ppb.

2.1.3 Formulación de nanofluidos. Estos nanofluidos tienen como fin identificar la eficiencia del nanoaditivo integrado al fluido en función de la concentración del producto y el tipo de interacción que presente con los demás aditivos del fluido.

2.1.3.1 Nanofluidos sustituyendo un inhibidor. Debido a que en el Fluido Base se usan dos inhibidores, se propuso realizar una formulación en dos bloques, donde en el primero que se muestra en la **Tabla 3**, el nanoaditivo “Nanofinos” cumple el papel de la poliamina.

Tabla 3. Productos utilizados para elaboración de los nanofluidos P1, P2 y P3, reemplazando Traxx Block

Producto	Concentración P1	Concentración P2	Concentración P3
Soda Cáustica	0,88 ppb	0,88 ppb	0,88 ppb
Nox Xan D	1,32 ppb	1,32 ppb	1,32 ppb
Pave Tex	5,59 ppb	5,59 ppb	5,59 ppb
Aqua-Film W	3,77 ppb	3,77 ppb	3,77 ppb
NOV PAC LV	1,93 ppb	1,93 ppb	1,93 ppb
Nanofinos	1 %v/v	1,5% v/v	2% v/v
Traxx TC	1,1 ppb	1,1 ppb	1,1 ppb
CaCO ₃ M600	28,22 ppb	28,22 ppb	28,22 ppb
CaCO ₃ M1200	27,40 ppb	27,40 ppb	27,40 ppb

Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, en el segundo bloque, el nanoinhibidor reemplazó al agente tensoactivo, como se muestra en la **Tabla 4:**

Tabla 4. Productos utilizados para elaboración de los nanofluidos P4, P5 y P6, reemplazando Traxx TC

Producto	Concentración P4	Concentración P5	Concentración P6
Soda Cáustica	0,88 ppb	0,88 ppb	0,88 ppb
Nov Xan D	1,32 ppb	1,32 ppb	1,32 ppb
Pave Tex	5,59 ppb	5,59 ppb	5,59 ppb
Aqua-Film W	3,77 ppb	3,77 ppb	3,77 ppb
NOV PAC LV	1,93 ppb	1,93 ppb	1,93 ppb
Traxx Block	2,47 ppb	2,47 ppb	2,47 ppb
Nanofinos	1 %v/v	1,5% v/v	2% v/v
CaCO ₃ M600	28,22 ppb	28,22 ppb	28,22 ppb
CaCO ₃ M1200	27,40 ppb	27,40 ppb	27,40 ppb

Fuente: elaboración propia.

2.1.3.2 Nanofluidos sustituyendo estabilizador de lutitas. Propuestos con el objetivo de establecer el efecto del nanoaditivo nHancer en función de su concentración y como sustituto del asfalto sulfonado Pave Tex implementado en la formulación del Fluido Base. Dado a que el proveedor del producto lo clasifica como un controlador de filtrado, se abrió la oportunidad de observar la interacción que tuviera el nanomaterial con los controladores convencionales que también están presentes en las formulaciones como se expone en la **Tabla 5.**

Tabla 5. Productos utilizados para elaboración de los nanofluidos P7, P8 y P9, reemplazando. Pave Tex

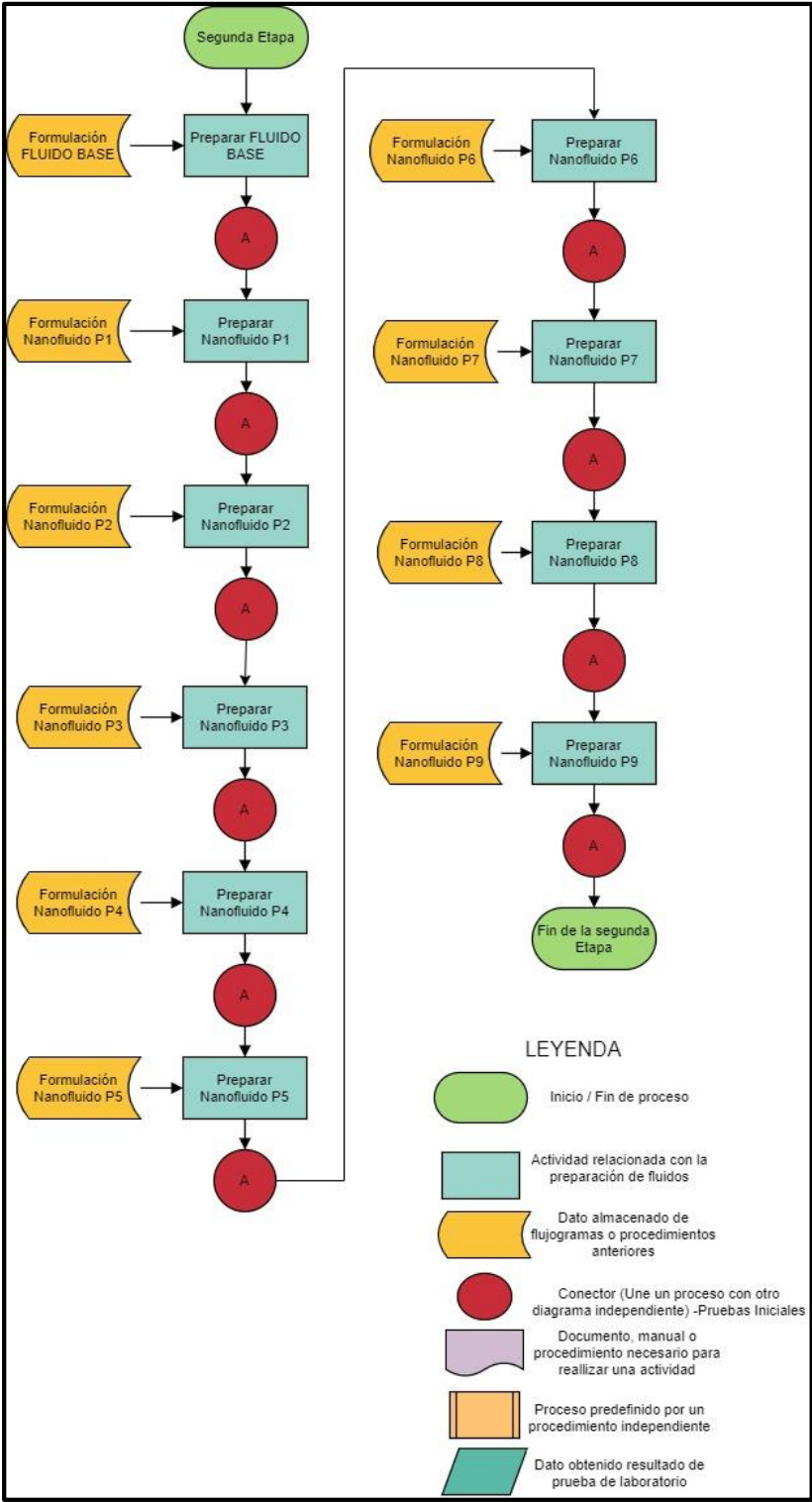
Producto	Concentración P7	Concentración P8	Concentración P9
Soda Cáustica	0,88 ppb	0,88 ppb	0,88 ppb
Nox Xan D	1,32 ppb	1,32 ppb	1,32 ppb
nHancer	2 ppb	2,5 ppb	3 ppb
Aqua-Film W	3,77 ppb	3,77 ppb	3,77 ppb
NOV PAC LV	1,93 ppb	1,93 ppb	1,93 ppb
Traxx Block	2,47 ppb	2,47 ppb	2,47 ppb
Traxx TC	1,1 ppb	1,1 ppb	1,1 ppb
CaCO ₃ M600	28,22 ppb	28,22 ppb	28,22 ppb
CaCO ₃ M1200	27,40 ppb	27,40 ppb	27,40 ppb

Fuente: elaboración propia.

2.2 SEGUNDA ETAPA: PRUEBAS DE LABORATORIO INICIALES

Consistió en la preparación de los fluidos formulados en la primera etapa y realizarle una serie de diez pruebas iniciales donde ocho de ellas se encuentran descritas y recomendadas por la norma API RP 13B-1 (Densidad, Viscosidad de embudo, Filtrado API, Contenido de agua y sólidos, Contenido de arena, Reología, pH, Análisis químico) y las otras dos pruebas recomendadas por National Oilwell Varco y Tecpetrol Colombia S.A.S. (Lubricidad y Acreción), para determinar la interacción que tiene el fluido con la formación y con la sarta de perforación. La **Figura 16** muestra el procedimiento que se siguió en esta etapa para el desarrollo de pruebas iniciales en el Fluido base y los Nanofluidos P1 a P9:

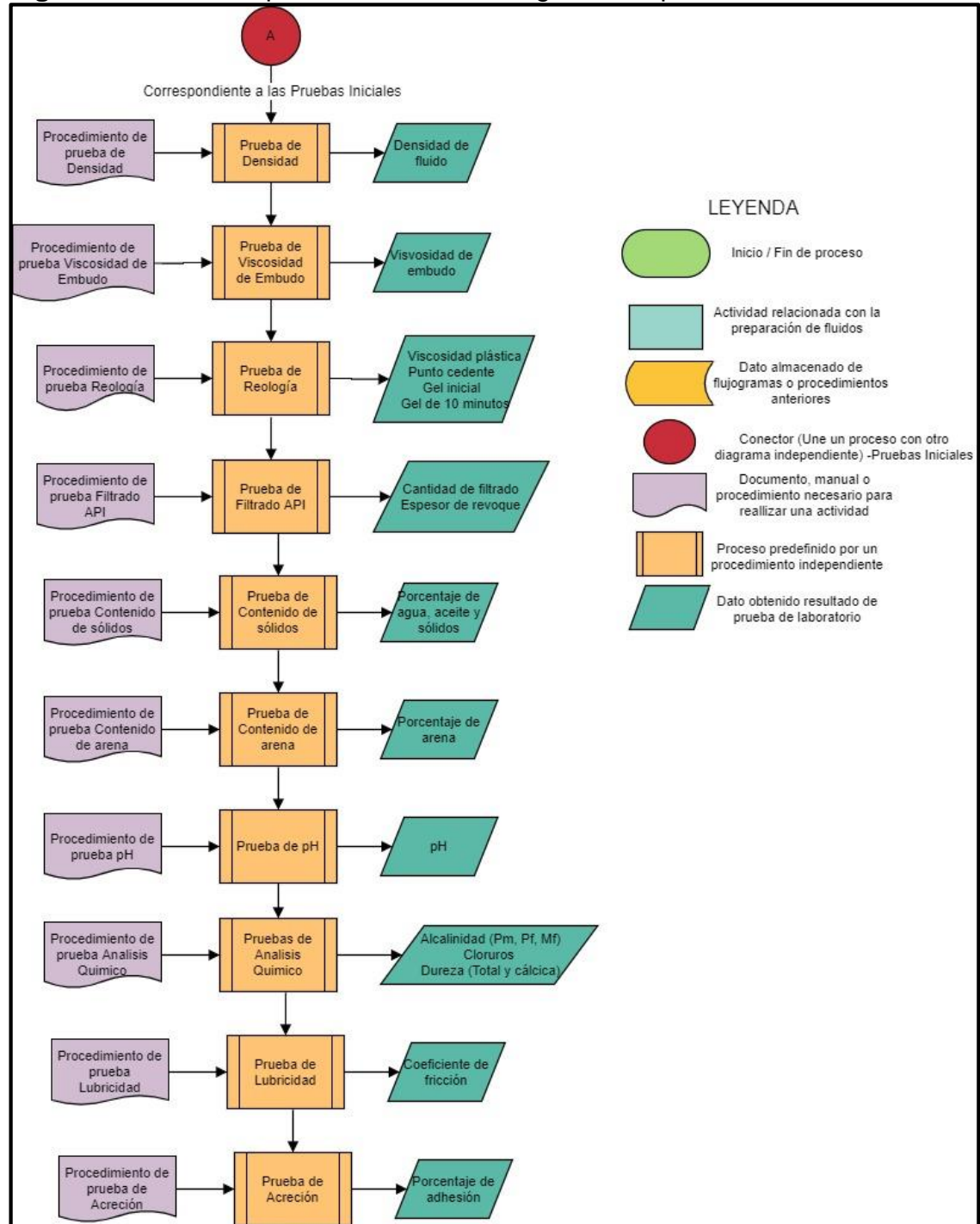
Figura 16. Procedimiento de la Segunda Etapa.



Fuente: elaboración propia.

El conector A se muestra en la **Figura 17** donde se enlistan las pruebas a realizarse y los resultados que se obtienen.

Figura 17. Conector pruebas iniciales – Segunda Etapa.



Fuente: elaboración propia.

Los equipos y procedimientos requeridos para las pruebas descritas en la **Figura 17** se encuentran en el **Anexo B**. Teniendo en cuenta que algunas pruebas dan lecturas indirectas de las propiedades a determinar, en la **Tabla 6** se enlistan las ecuaciones necesarias para determinar aquellas propiedades:

Tabla 6. Ecuaciones para determinación de propiedades básicas.

Propiedad	Ecuación	Unidades
Viscosidad Plástica (PV)	$PV = R_{600} - R_{300}$	cP
Punto Cedente (YP)	$YP = PV - R_{300}$	lb/100 ft ²
Porcentaje de agua (%w)	$\%w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen de muestra}} * 100$	%
Porcentaje de aceite (%o)	$\%o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen de muestra}} * 100$	%
Porcentaje de sólidos (%s)	$\%s = 100 - (\%w + \%o)$	%
Alcalinidad (Pm, Pf, Mf)	$\text{Alcalinidad} = \frac{50.000 * \text{ml } H_2SO_4 * [H_2SO_4]}{\text{ml muestra}}$	ppm de Sales
Cloruros	$Cl^- = \frac{1.000 * \text{ml } AgNO_3 0,0282 N}{\text{ml muestra}}$	ppm de Cl ⁻
Dureza	$\text{Dureza} = \frac{400 * \text{ml } EDTA 0,01M}{\text{ml muestra}}$	ppm de Ca ⁺² y Mg ⁺²
Lubricidad	$\text{Coeficiente de Fricción} = \frac{TI * Ta}{3400}$	

Fuente: elaboración propia, con base en AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Práctica Recomendada Procedimiento Estándar para las Pruebas de Campo con Fluidos de Perforación de Base Agua. API PR 13B-1. 1997. p 12-33.

2.3 TERCERA ETAPA: ANALISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS INICIALES

Se realizó el análisis de los resultados de las pruebas obtenidas para los Nanofluidos P1 a P9 en relación a los rangos de propiedades mostrados en la **Figura 18** que corresponden a los obtenidos en campo, junto con las propiedades obtenidas del Fluido Base.

Figura 18. Rango de propiedades de sistema POLYTRAXX.

Propiedades	Programa	Mínimo	Máximo
Densidad (ppg)	8.8 – 11	8.8	10.6
Viscosidad Plástica (cP)	ALAP	7	15
Yield Point (lbf/100 ft ²)	15 – 30	15	27
Geles (lbf/100 ft ²)	6-8/15-18	7/11/13	9/18/29
MBT (ppb eq)	< 17.5	1.25	17.5
pH	8.5 – 9.5	8.8	9.3
Filtrado API (cc/30min)	< 8 HastaTope C < 6 Carbonera	5.8 4.4	7.5 5

Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo. Pozo Pendare 15H. 2018. p 17.

Posteriormente se procedió a analizar los resultados obtenidos de las pruebas en el fluido base y los nanofluidos comparándolos y cuantificando dicho cambio como un porcentaje de variación bajo la **Ecuación 2**:

Ecuación 2. Determinación porcentaje de variación.

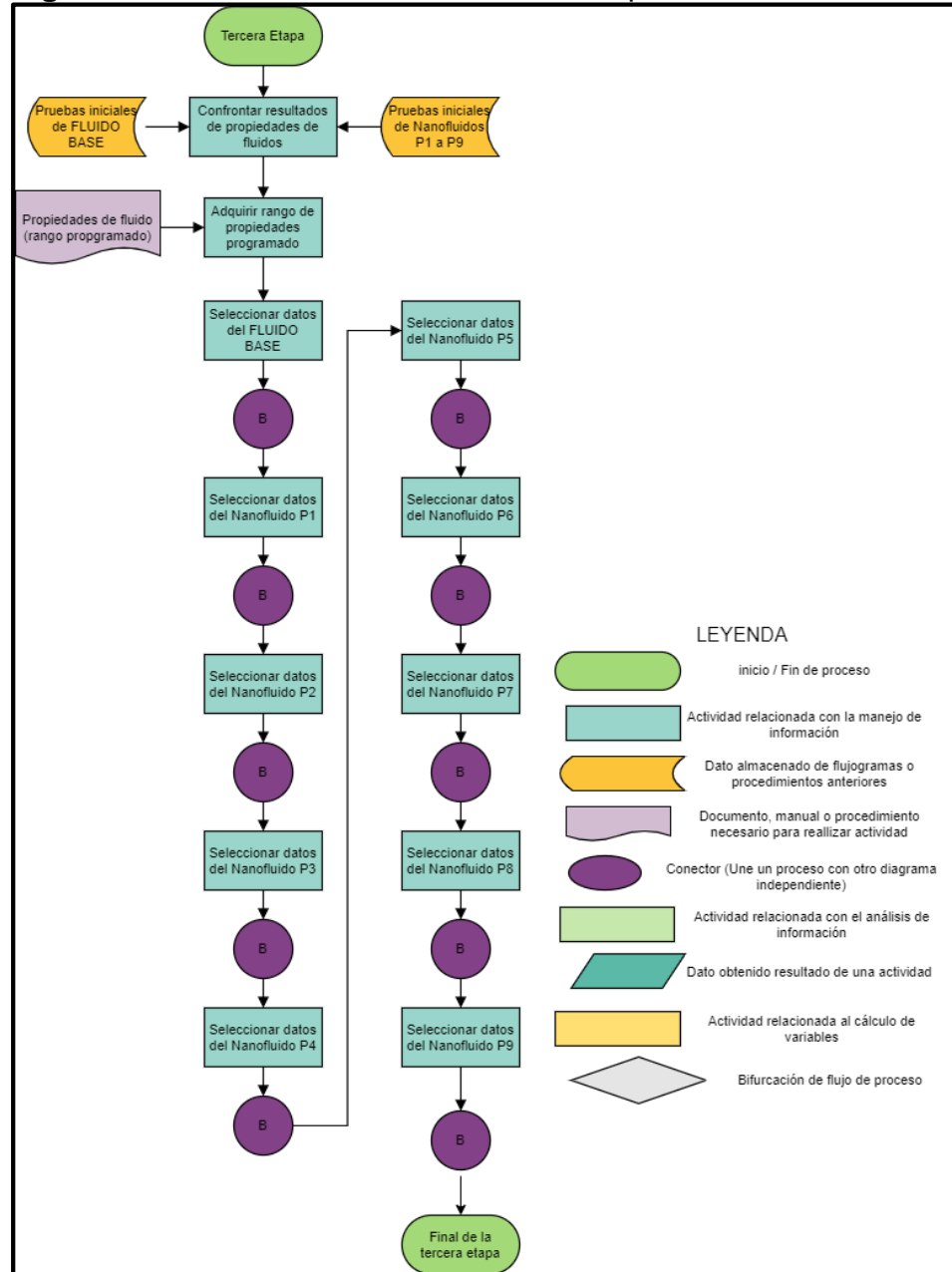
$$\%variación = \left(\frac{Propiedad\ Nanofluido}{Propiedad\ Fluido\ Base} - 1 \right) * 100$$

Fuente: elaboración propia.

Para la correcta aplicación y ejecución de la **Ecuación 2** se tuvo en cuenta la siguiente condición: Si el porcentaje de variación es un valor positivo, implica que la propiedad aumentó respecto al Fluido Base, de igual forma, si el porcentaje era negativo, implicó una disminución de esta frente al mismo.

A continuación, en la **Figura 19** se muestra el diagrama de flujo que representa el procedimiento para la tercera etapa:

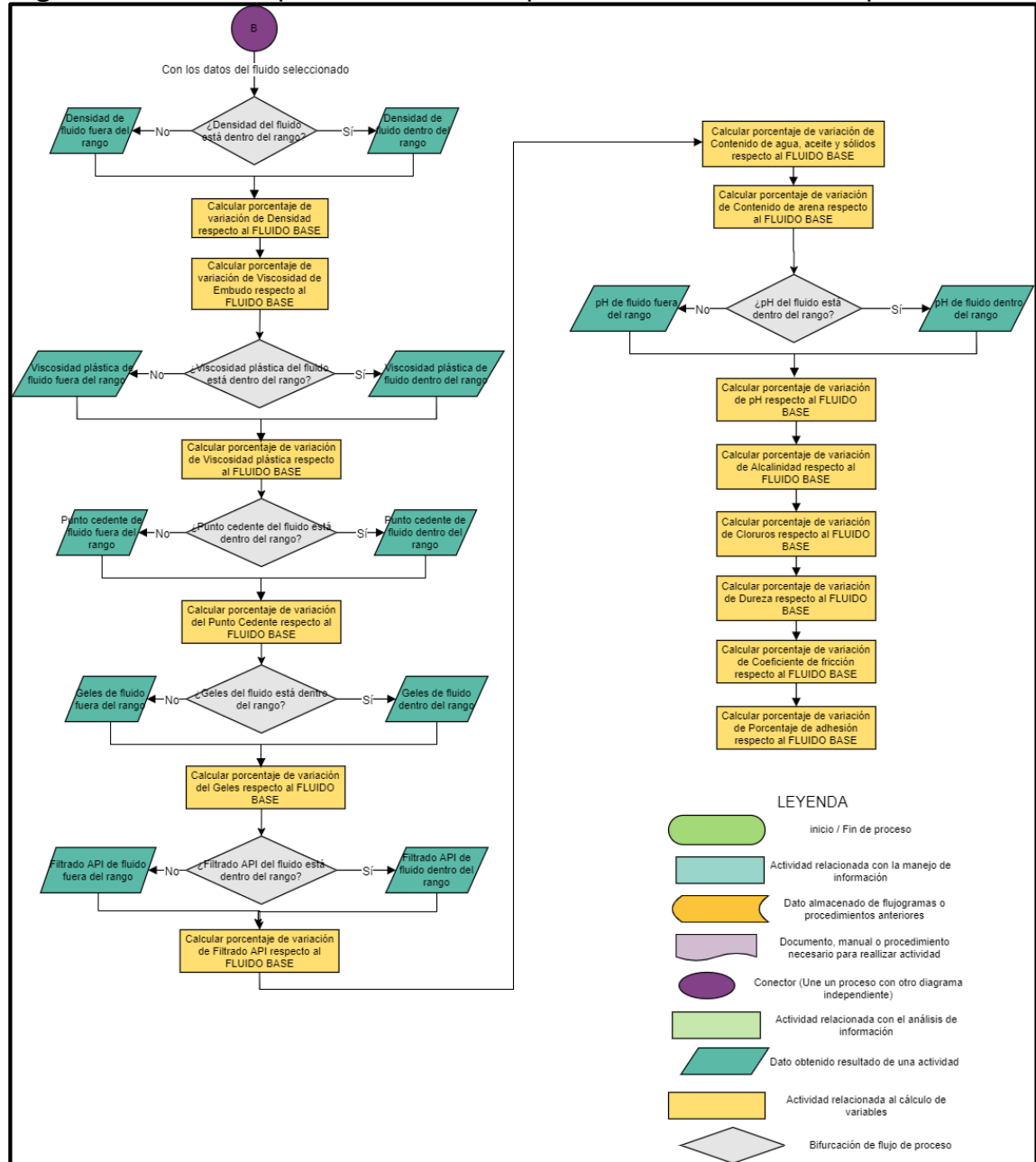
Figura 19. Procedimiento de la Tercera Etapa.



Fuente: elaboración propia.

El conector B que se muestra en la **Figura 19** corresponde al procedimiento realizado para la comparación de variables. Este procedimiento se describe en la **Figura 20**.

Figura 20. Conector parámetros de comparación de la Tercera Etapa.



Fuente: elaboración propia..

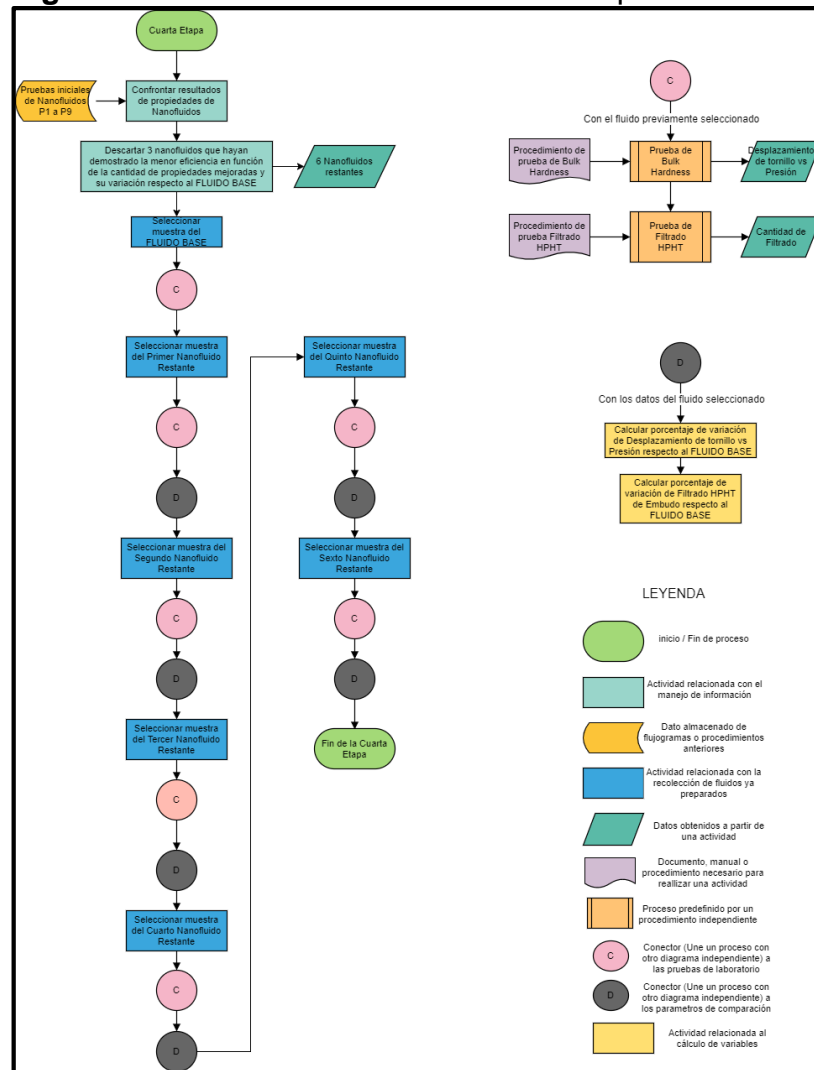
2.4 CUARTA ETAPA: SELECCIÓN DE NANOFLUIDOS Y PRUEBAS BULK HARDNESS Y FILTRADO HPHT

Se procedió a descartar los 3 nanofluidos que mostraron las menores eficiencias en función de la cantidad de propiedades mejoradas y su variación respecto al fluido

base. Para ello, se planteó un cuadro comparativo en donde se consolidó y visualizaron los análisis de los resultados obtenidos en función de la mejora, desmejora o comportamiento constante de cada propiedad para los Nanofluidos P1 a P9 respecto al Fluido Base

Los 6 nanofluidos restantes se sometieron a las pruebas de Bulk Hardness y Filtrado HPHT para realizar una comparación de éstos frente al fluido base. La **Figura 21** indica el procedimiento a seguir en esta etapa:

Figura 21. Procedimiento de la Cuarta Etapa.



Fuente: elaboración propia.

Los rangos presentados en la **Figura 18** (densidad entre 8,8 y 11 ppg, viscosidad plástica entre 7 y 15 cP, punto cedente entre 15 y 30 lb/10ft², gel 10 segundos entre 6 y 8 lb/10ft², gel 10 minutos entre 15 y 18 lb/10ft², pH entre 8,8 y 9,3; y filtrado API

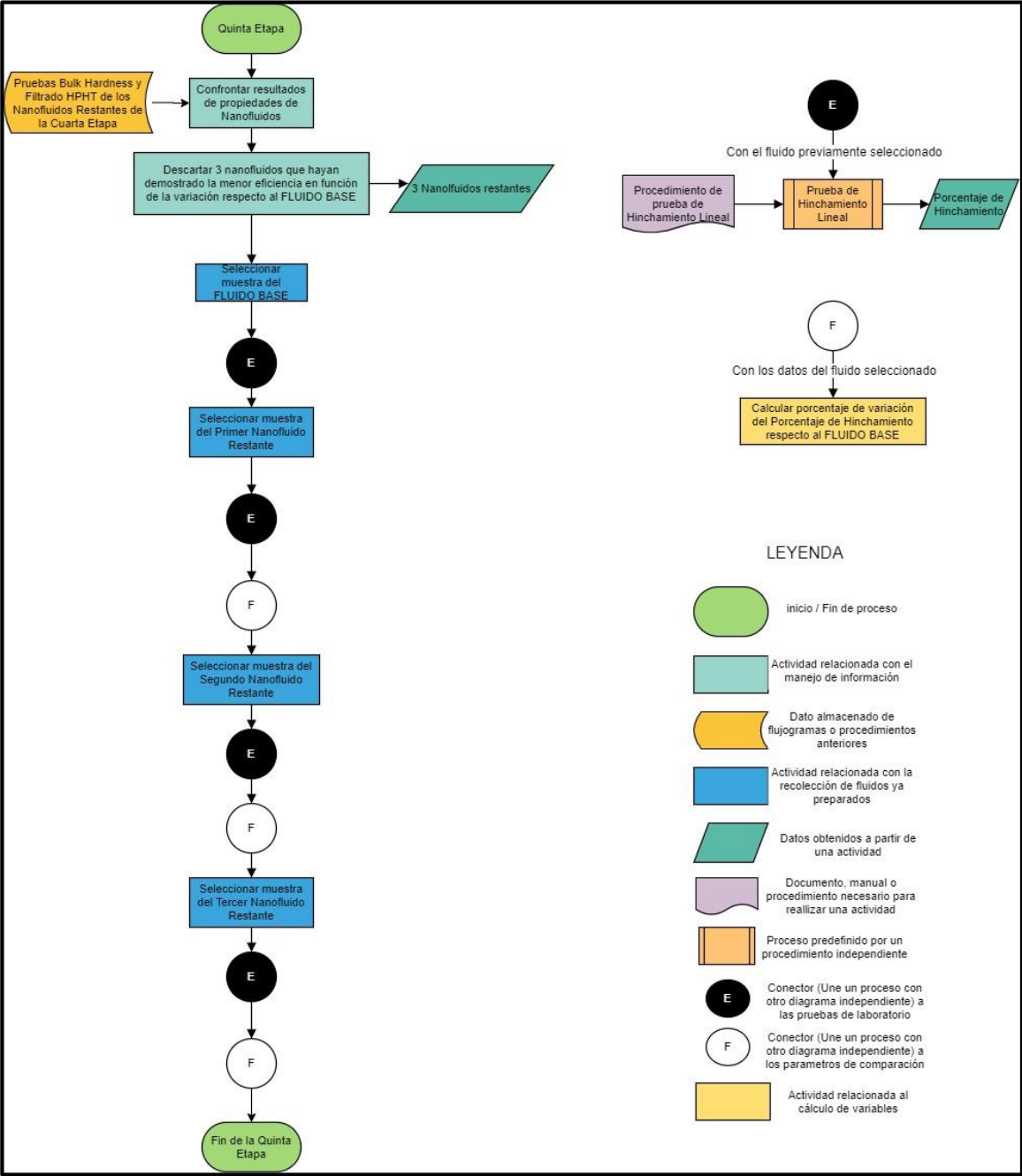
menor a 8 mL/30 min) son los parámetros a tener en cuenta para la selección de los 6 nanofluidos nombrados anteriormente. Adicionalmente, se tuvo en cuenta la mayor disminución del porcentaje de variación en el coeficiente de fricción y porcentaje de adhesión respecto al fluido base; lo anterior fue posible mediante la elaboración de un cuadro comparativo para calificar los resultados obtenidos de todos los Nanofluidos preparados (P1 a P9).

Los procedimientos de las pruebas Bulk hardness y filtrado HPHT realizados en esta etapa se encuentra relacionados en las **Secciones 1.5.2 y 1.5.3** de este documento.

2.5 QUINTA ETAPA: SELECCIÓN DE NANOFLUIDOS Y PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL

Se procedió a descartar los 3 nanofluidos que mostraron las menores eficiencias en función de la cantidad de propiedades mejoradas y su variación respecto al fluido base teniendo en cuenta las pruebas de Bulk Hardness y Filtrado HPHT; los nanofluidos restantes se sometieron a la prueba de hinchamiento lineal para realizar una comparación de éstos frente al fluido base. La anterior selección fue posible mediante la elaboración de un cuadro comparativo de evaluación como la expuesta en la cuarta etapa, en este caso con los 6 nanofluidos presentes en la anterior etapa. La **Figura 22** indica el procedimiento a seguir en esta etapa:

Figura 22. Procedimiento de la Quinta Etapa.



Fuente: elaboración propia.

Los procedimientos de la prueba de Hinchamiento Lineal realizados en esta etapa se encuentran relacionados en la **Sección 1.5.4** de este documento.

2.6 SEXTA ETAPA: RANGOS Y EFICIENCIA DE NANOFLUIDOS

En esta etapa se busca determinar los rangos operativos de las propiedades físicas y químicas en las que se encuentran los nueve Nanofluidos formulados y posteriormente seleccionar aquel Nanofluido que fue sometido a pruebas en la quinta etapa y que obtuvo los mejores resultados en las pruebas especiales (acreción, bulk hardness, filtrado HPHT e hinchamiento lineal).

En primera instancia, se recopiló la información del Fluido Base y los nueve Nanofluidos formulados a lo largo de la investigación en un cuadro resumen. Posteriormente se observó si la propiedad se ubicaba dentro o fuera de los rangos presentados en la **Figura 18** (densidad entre 8,8 y 11 ppg, viscosidad plástica entre 7 y 15 cP, punto cedente entre 15 y 30 lb/10ft², gel 10 segundos entre 6 y 8 lb/10ft², gel 10 minutos entre 15 y 18 lb/10ft², pH entre 8,8 y 9,3; y filtrado API menor a 8 mL/30 min); en el caso que la propiedad cumpliera estos parámetros de la compañía de servicios ya mencionados, dichos límites serian tomados como el rango óptimo. Para el caso de las pruebas especiales y aquellas pruebas físicas en donde no se tiene un rango establecido, se desarrolló un nuevo rango cuyos límites consistieron en los valores obtenidos en el Fluido Base y el de aquel Nanofluido que obtuvo los mejores resultados. Referente a las pruebas químicas, cuyo comportamiento no se logró analizar apropiadamente debido a que no se obtuvo información relacionada a la composición química de los aditivos por razones de confidencialidad, los rangos presentados son aproximaciones tomadas de los valores máximos y mínimos adquiridos en las pruebas realizadas al Fluido Base y los Nanofluidos.

Finalmente, se recopiló la información de los tres últimos Nanofluidos obtenidos en la quinta etapa con el fin de realizar un cuadro comparativo en donde se calificaron las pruebas que permiten evaluar los problemas de inhibición de arcillas e inestabilidad de lutitas, es decir, las pruebas acreción, bulk hardness, filtrado HPHT e hinchamiento lineal, para posteriormente establecer si dichos resultados se encontraban en los rangos propuestos anteriormente, con el fin de seleccionar el Nanofluido más eficiente en función de la cantidad de propiedades mejoradas.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se plasman los resultados obtenidos de la metodología planteada en el **Capítulo 2** y se realiza el respectivo análisis de los mismos. Como se evidenció en la **Figura 13**, la metodología consistió en un diseño experimental de seis etapas, donde en la primera etapa explicada en la **Sección 2.1**, se realizó la formulación de 10 fluidos (Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9) y en la segunda etapa, aclarada en la **Sección 2.2**, se realizaron las pruebas iniciales (Densidad, Viscosidad de embudo, Filtrado API, Reología, Contenido de arena, Contenido de agua y sólidos, pH, Análisis químico, Lubricidad y Acreción) a los fluidos previamente formulados. Teniendo en cuenta lo anterior, los resultados de esta investigación parten desde la tercera etapa de la misma.

3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS FLUIDOS PREPARADOS EN LA TERCERA ETAPA (FLUIDO BASE Y NANOFLUIDOS P1 A P9)

Esta sección corresponde a la representación de lo planteado en la tercera etapa de la metodología (ver **Sección 2.3** de este documento). De acuerdo a lo mostrado en la **Figura 19** y **Figura 20** se plasman gráficos de los resultados adquiridos de las pruebas iniciales, propiedad por propiedad, confrontando al Fluido Base con los Nanofluidos P1 a P3, P4 a P6 y P7 a P9, junto con los rangos que corresponden a los parámetros presentados en la **Tabla 7**. Adicionalmente, se incorporó el comportamiento de la variación de la propiedad de los Nanofluidos respecto al fluido base mediante la aplicación de la **Ecuación 2**.

Tabla 7. Rango de propiedades de sistema POLYTRAXX.

Propiedad	Mínimo	Máximo	Unidades
Densidad	8,8	11	ppg
Viscosidad plástica (PV)	7	15	cP
Punto cedente (YP)	15	30	lb/100ft ²
Gel 10 segundos	6	8	lb/100ft ²
Gel 10 minutos	15	18	lb/100ft ²
pH	8,8	9,3	-
Filtrado API	0	8	mL/30 min

Fuente: elaboración propia, con base en NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo. Pozo Pendare 15H. 2018. p 17.

Para complementar lo anterior y con el fin de proporcionar una mejor visibilidad del comportamiento de las propiedades evaluadas y lograr establecer su relación con la interacción entre los aditivos presentes en los nanofluidos, cada gráfico tiene esquemas denominados **(A)**, **(B)** y **(C)**, donde el esquema **(A)** confronta al Fluido Base con los Nanofluidos P1 a P3, la interacción entre Traxx TC – Nanofinos y su concentración; **(B)** al Fluido Base con los Nanofluidos P4 a P6, la interacción entre

Traxx Block – Nanofinos y su concentración y el esquema (C) al Fluido Base con los Nanofluidos P7 a P9. Teniendo en cuenta lo anterior, se espera obtener una mejoría en las pruebas de acreción en comparación al Fluido Base en los esquemas (A) y (B), mientras que para el esquema (C) se espera una reducción en el volumen de filtrado respecto al Fluido Base.

3.1.1 Densidad. Esta propiedad se ve afectada únicamente por la concentración de material densificante (carbonato de calcio) que conforma el sistema; ya que la concentración de este aditivo se mantuvo constante en las formulaciones del Fluido Base y Nanofluidos, el peso de dichos fluidos evaluados no debería cambiar. En el **Gráfico 1** se observan los resultados obtenidos al someter los diez fluidos a la prueba de densidad:

Gráfico 1. Densidad del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

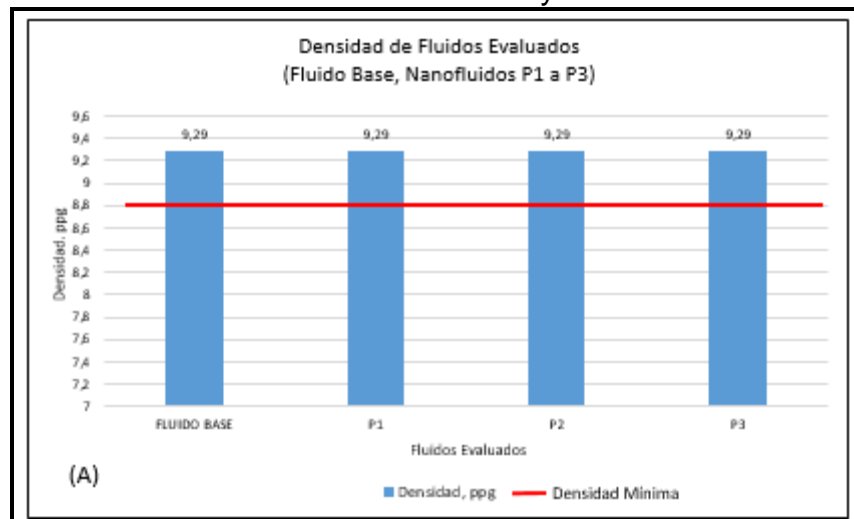
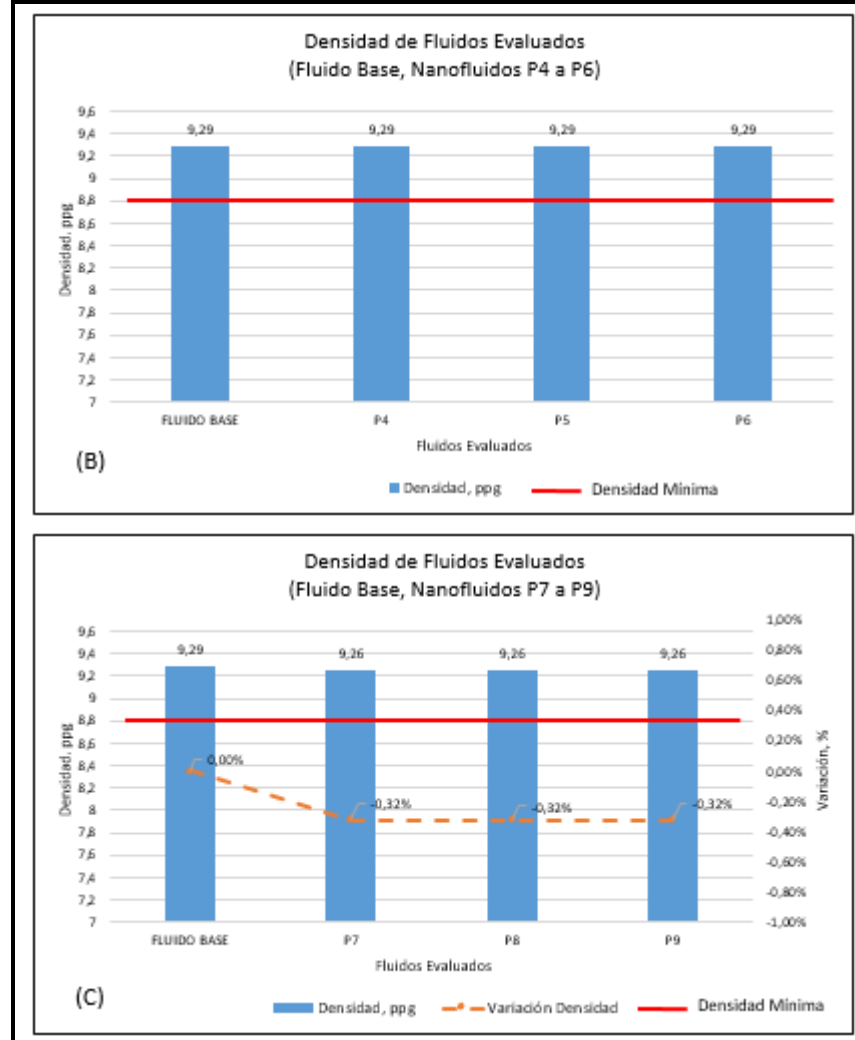


Gráfico 1. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

En el **Gráfico 1** se observa que las densidades del Fluido Base y los Nanofluidos P1 a P9 se encuentran dentro del rango del programa de perforación (ver **Tabla 7**), indicando que todos estos fluidos son aptos para la prevención de influjos o fracturas en caso de emplearse en Campo. Adicionalmente se reporta una densidad de 9,26 ppg en el **Gráfico1(C)** en los Nanofluidos P7, P8 y P9, lo cual representa una disminución del 0,32% respecto al Fluido Base.

La disminución de la densidad que se presenta en los Nanofluidos P7, P8 y P9 se debió a la imposibilidad de preparar dos lodos con concentraciones exactamente iguales. Inicialmente se prepararon tres baches de lodo, donde uno se dispuso para el Fluido Base y los Nanofluidos P1, P2 y P3; el segundo para los Nanofluidos P4, P5 y P6, y el último bache se usó para terminar los Nanofluidos P7, P8, P9. Debido a esto, se presentó la diferencia de densidad entre los baches, sin embargo, esta

situación se vio mitigada gracias a la precisión del personal que realizó ambas preparaciones, logrando que esta variación fuese de orden centesimal.

3.1.2 Viscosidad de embudo. Para esta propiedad, cuyos resultados se observan en el **Gráfico 2**, se puede observar que no hay cambio entre los fluidos evaluados debido a que esta prueba se realiza en Campo evaluando el aporte de sólidos al sistema activo durante la perforación, por lo cual, teniendo en cuenta que estos fluidos son preparados en laboratorio, no presentaron aporte de sólidos.

Gráfico 2. Viscosidad de embudo del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

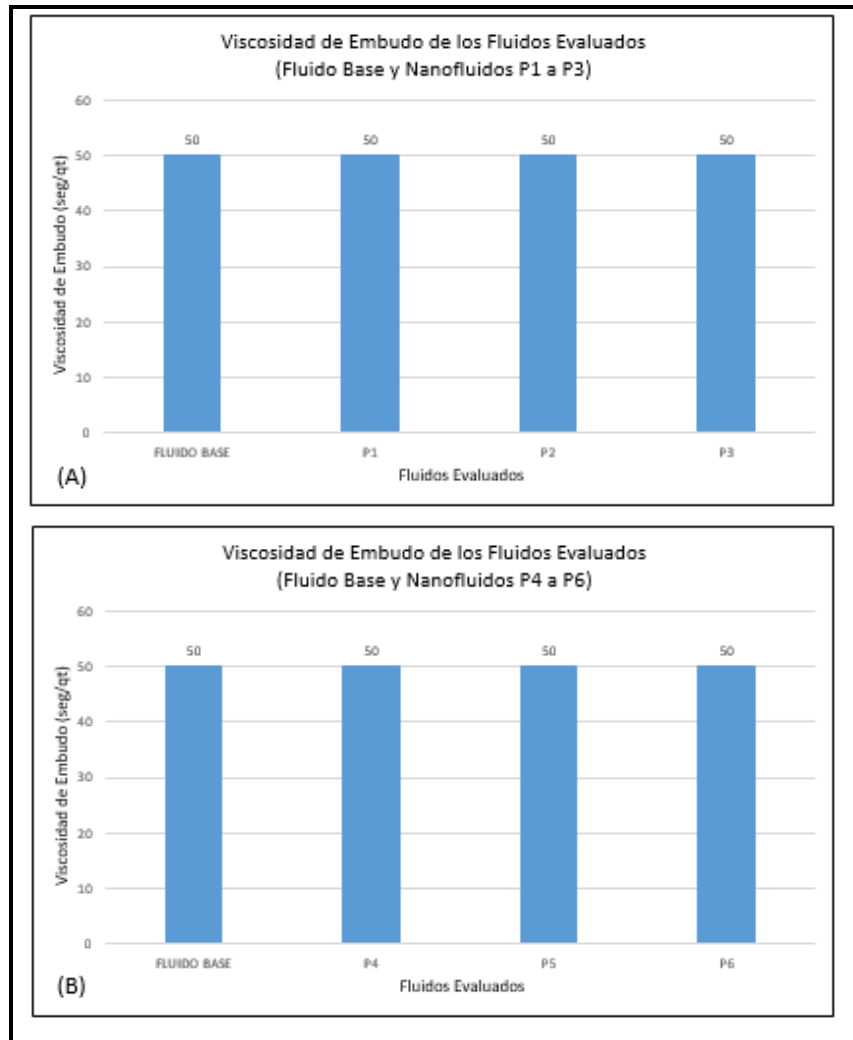
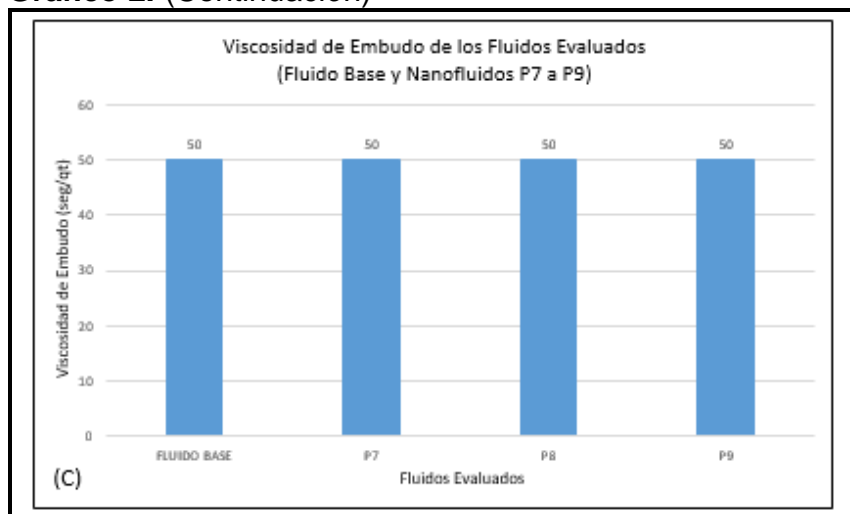


Gráfico 2. (Continuación)



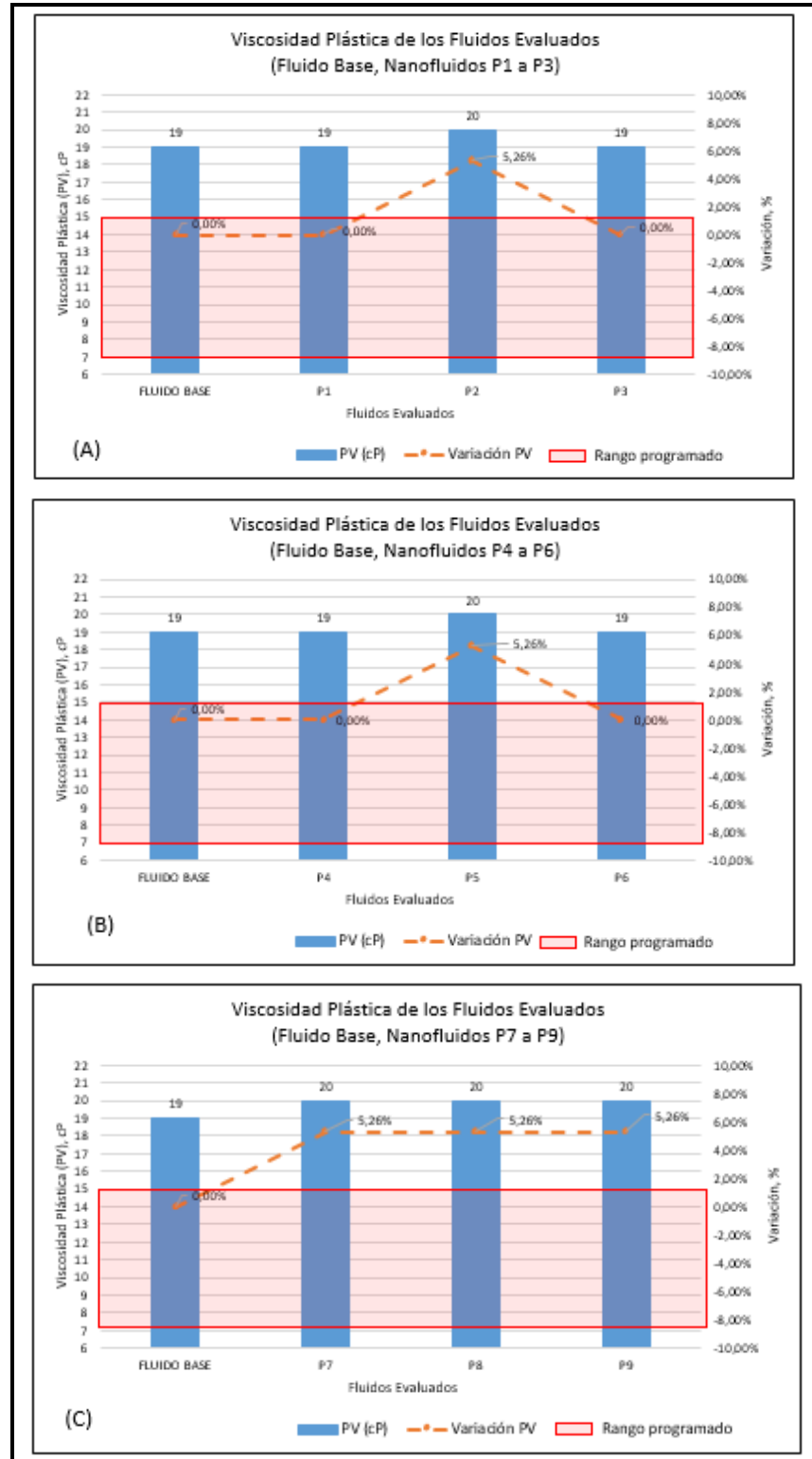
Fuente: elaboración propia.

3.1.3 Reología. Para este conjunto de propiedades (viscosidad plástica, punto cedente y resistencia de gel) se tuvo en cuenta que los fluidos preparados para esta investigación corresponden a lodos de laboratorio, por lo que no se ven afectados por el efecto de la recirculación y contaminación por sólidos o fluidos de formación como lo haría un lodo de campo, por lo que previamente se estimó un aumento considerable de estas propiedades en relación a los rangos presentados en el programa de perforación (ver **Tabla 7**).

Adicionalmente, previo al análisis de los resultados se tuvo en cuenta que las lecturas obtenidas por esta prueba tienen un margen de error de ± 1 , valor sugerido por personal de otras compañías de servicios; por lo que para aquellas propiedades que se calculan mediante la suma o resta de dos lecturas, se puede prever que exista un margen de error de ± 2 .

3.1.3.1 Viscosidad plástica. Los resultados obtenidos de esta propiedad se plasman en el **Gráfico 3**, donde se puede observar que todos los fluidos evaluados se encuentran por encima de los rangos programados en la **Tabla 7** y de acuerdo a lo anunciado en la **Sección 3.1.3**. Adicionalmente se puede apreciar un aumento de la viscosidad del 5,26% (1 cP) para los Nanofluidos P2, P5, P7, P8 y P9.

Gráfico 3. Viscosidad plástica del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.



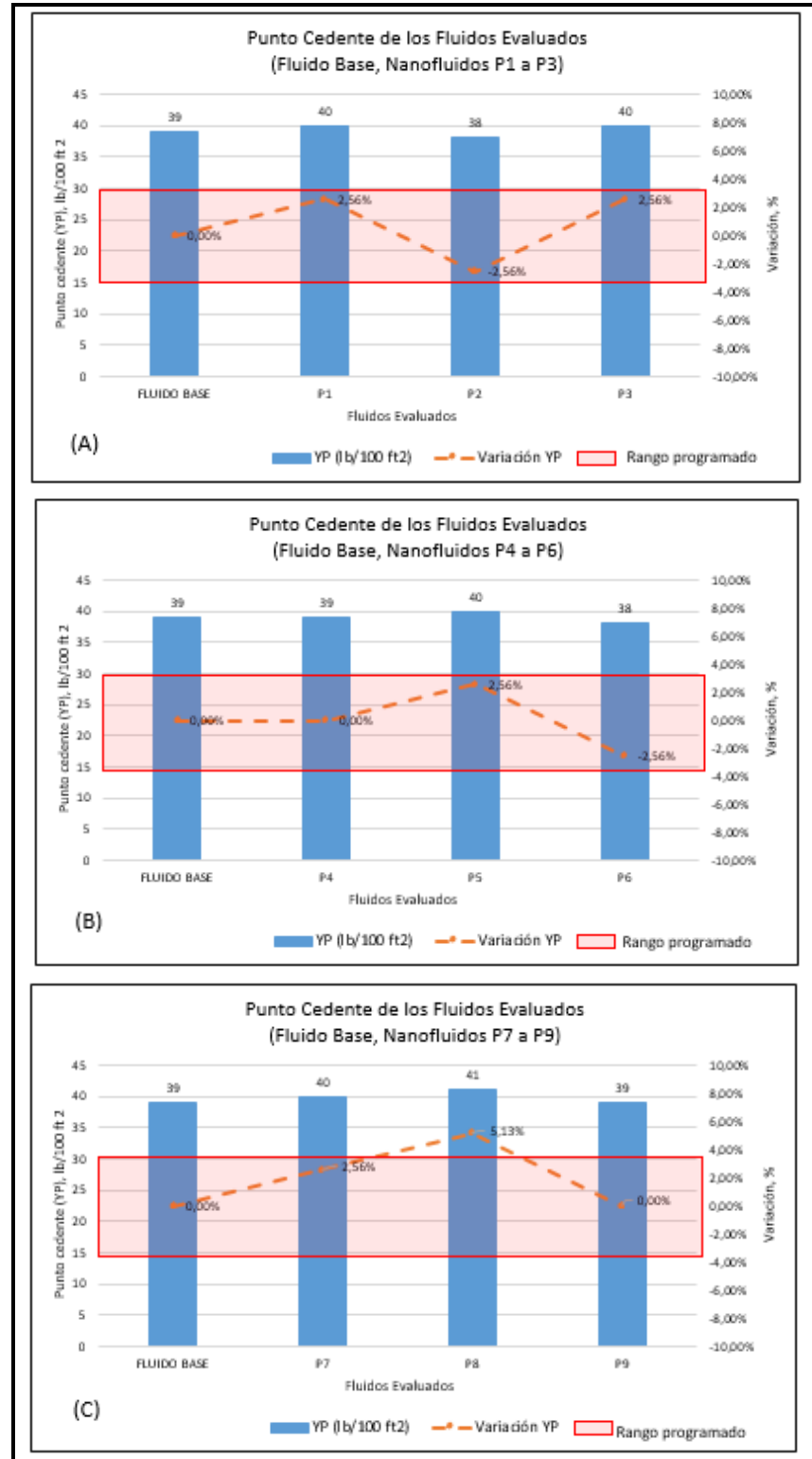
Fuente: elaboración propia.

Respecto al **Gráfico 3(A)**, únicamente se observa un aumento de la viscosidad en el Nanofluido P2, esto puede atribuirse a la adición del producto Nanofinos. El nanoaditivo pudo generar un aporte ligeramente mayor (1 cP) a una concentración de 1,5% v/v, mientras que en las concentraciones de 1 y 2% v/v contribuyó de igual medida que el Traxx Block. Este comportamiento se muestra de igual forma en el **Gráfico 3(B)**, donde P5 muestra un aumento de 1 cP con una concentración de Nanofinos de 1,5% v/v. De acuerdo a lo anterior, se comprueba que la eficiencia de los nanomateriales se ve afectada por la concentración de estos. Teniendo en cuenta que las variaciones presentadas en los **Gráficos 3(A)** y **3(B)** es de 1 cP, magnitud que se encuentra dentro del margen de error, se puede afirmar que estos cambios en la propiedad son inherentes a la lectura de la prueba, mas no a algún aporte generado por el nanoaditivo, ya que la teoría dice que las nanopartículas no deberían cambiar significativamente la reología del fluido de perforación.

El aumento de la viscosidad visto en el **Gráfico 3(C)** se debe a la adición del producto nHancer al sistema, que formaría parte de la fase sólida de éste. La teoría afirma que la viscosidad plástica es proporcional al área superficial total de la fase sólida, el nanomaterial se ve afectado por los efectos superficiales, manifestados en la **Sección 1.3.2** de este documento, en donde se enuncia que estos, al presentar dimensiones muy pequeñas, poseen un área superficial mayor a su volumen. Sin embargo, se vale aclarar que estos efectos superficiales mostraron un ligero aumento y se mantuvo constante e independiente de la concentración de nanoaditivo integrado en el sistema. Considerando el anterior análisis, dentro de la justificación de la variación de la viscosidad plástica para estos Nanofluidos, el margen de error también está presente en la prueba.

3.1.3.2 Punto cedente. La magnitud de esta propiedad indica la capacidad del fluido para proporcionar una buena limpieza del hueco, por lo que en el programa de perforación y en esta investigación se esperaron valores mayores al rango programado. Los resultados obtenidos se muestran en el **Gráfico 4**.

Gráfico 4. Punto cedente del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.



Fuente: elaboración propia.

En el **Gráfico 4** se observa que el punto cedente de todos los fluidos se encuentra por encima de los rangos programados, comportamiento esperado debido a que son lodos de laboratorio.

En el **Gráfico 4(A)** se denota un incremento del 2,56% (1 lb/100 ft²) en los Nanofluidos P1 y P3, fluidos con una concentración de Nanofinos del 1 y 2% v/v respectivamente, mientras que el Nanofluido P2, compuesto por Nanofinos al 1,5% v/v muestra una disminución del 2,56% (1 lb/100 ft²).

Para el **Gráfico 4(B)** se observa que el Nanofluido P4 no presenta una variación respecto al Fluido Base. Para el Nanofluido P5, se evidencia un incremento del 2,56% (1 lb/100 ft²); mientras que el Nanofluido P6 muestra una disminución del 2,56% (1 lb/100 ft²).

Respecto al **Gráfico 4(C)**, se observa que el Nanofluido P9 no presenta una variación respecto al Fluido Base. Para los Nanofluidos P7 y P8, se evidencia un incremento del 2,56% (1 lb/100 ft²) y del 5,13% (2 lb/100 ft²), respectivamente.

Adicionalmente, el comportamiento presentado por los **Gráficos 4(A)**, **Gráficos 4(B)** y **Gráficos 4(C)**, no muestra un patrón claro de variación de la propiedad, sin embargo, a medida que se aumenta la concentración de Nanofinos, se evidencia variación en la propiedad. Considerando lo anterior, la variación del punto cedente en estos Nanofluidos es debido al margen de error de la prueba (ver **Sección 3.1.3**).

3.1.3.3 Resistencia de Gel. El comportamiento de esta propiedad se expresa en el **Gráfico 5** y **Gráfico 6**. Esta propiedad permite determinar la capacidad de suspensión de recortes del fluido mientras éste se encuentra estático.

Gráfico 5. Geles iniciales del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

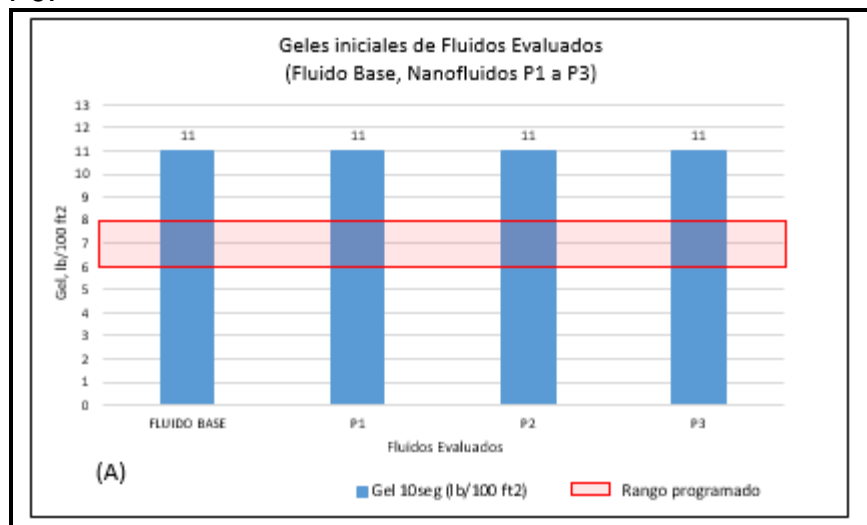
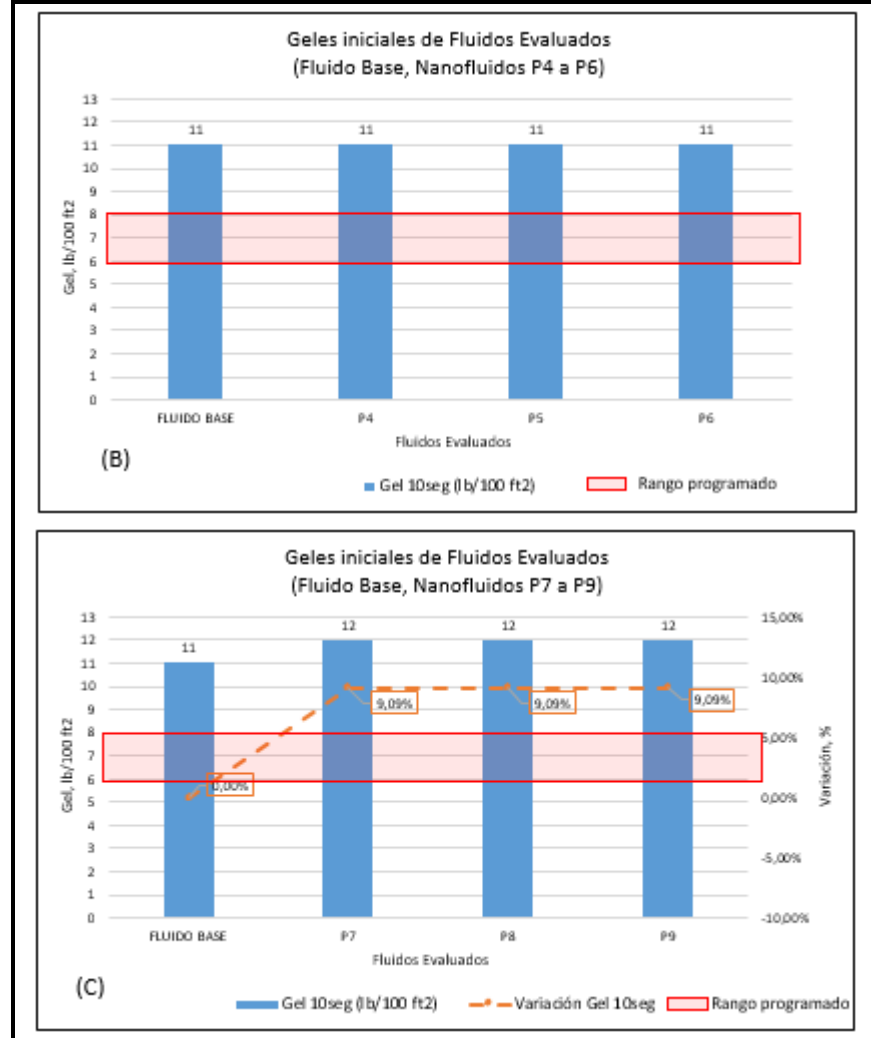


Gráfico 5. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

En primer lugar, se observa que en todos los fluidos se presentan geles iniciales mayores al rango programado, donde en los **Gráficos 5(A) y 5(B)** no se presentó variación respecto al Fluido Base manteniendo un valor de 11 lb/100 ft², mientras que en el **Gráfico 5(C)** se muestra un aumento del 9,09% (1 lb/100 ft²) respecto al Fluido Base.

El fenómeno de que los geles iniciales se encuentren por encima de los rangos se atribuye a lo explicado en la **Sección 3.1.3** acerca de los lodos de laboratorio, adicionalmente, el ligero aumento de esta propiedad en el **Gráfico 5(C)**, puede deberse a que el producto nHancer al integrarse al lodo genera una atracción electroquímica con las demás partículas del lodo mientras se encuentra estático, esto igualmente se ve reflejado en la fricción mecánica y la viscosidad plástica en el

Gráfico 3(C), donde en ambos casos, el aumento es de 1 unidad y es independiente de la concentración del nanoaditivo.

A continuación, en el **Gráfico 6**, se ilustran los resultados de los geles de 10 minutos de los fluidos evaluados.

Gráfico 6. Geles de 10 minutos del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

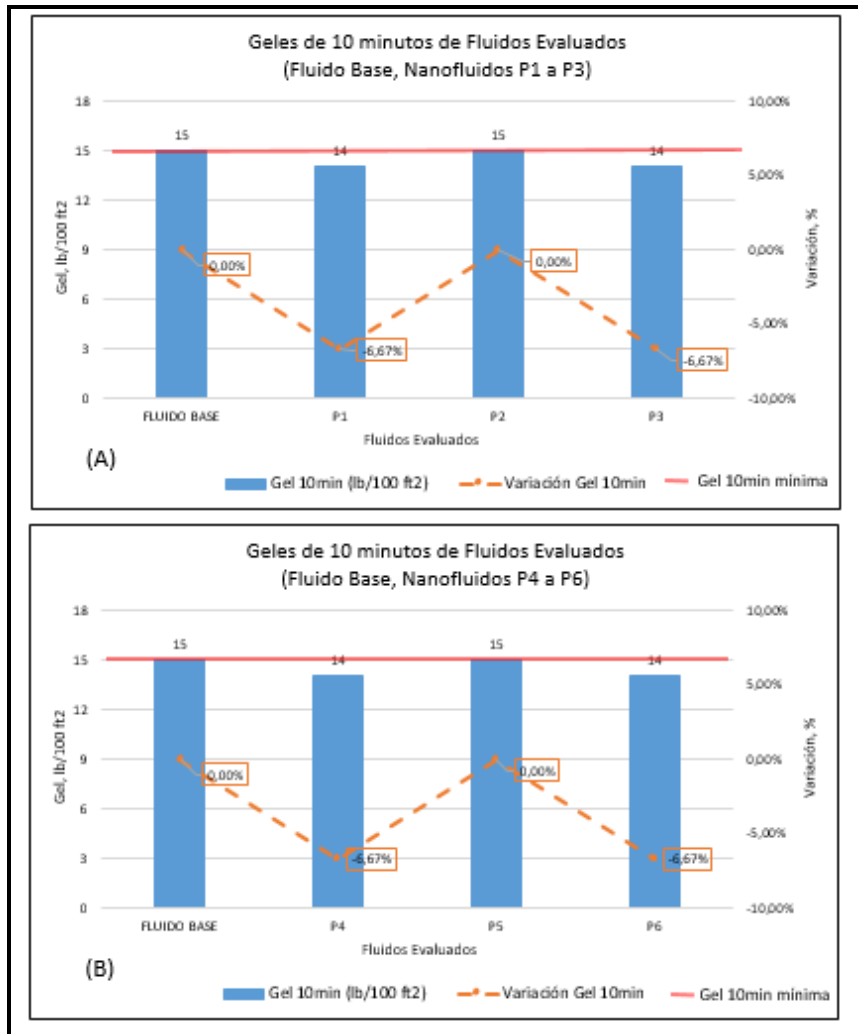
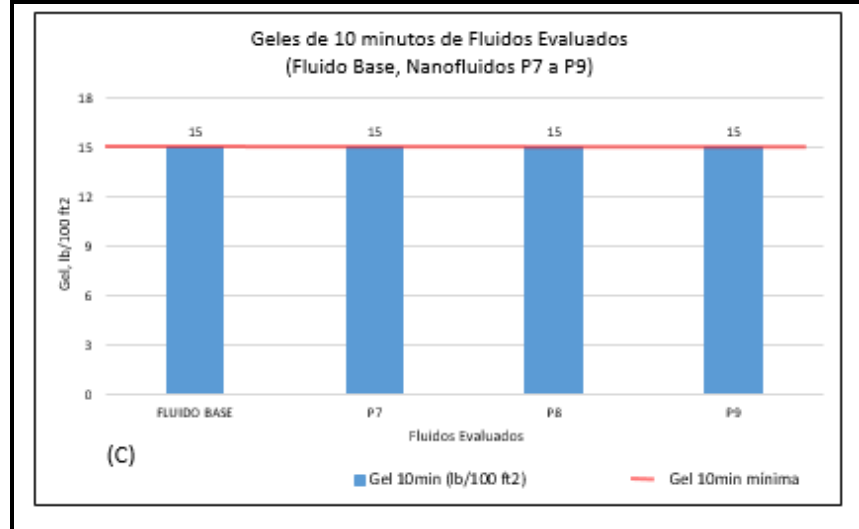


Gráfico 6. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

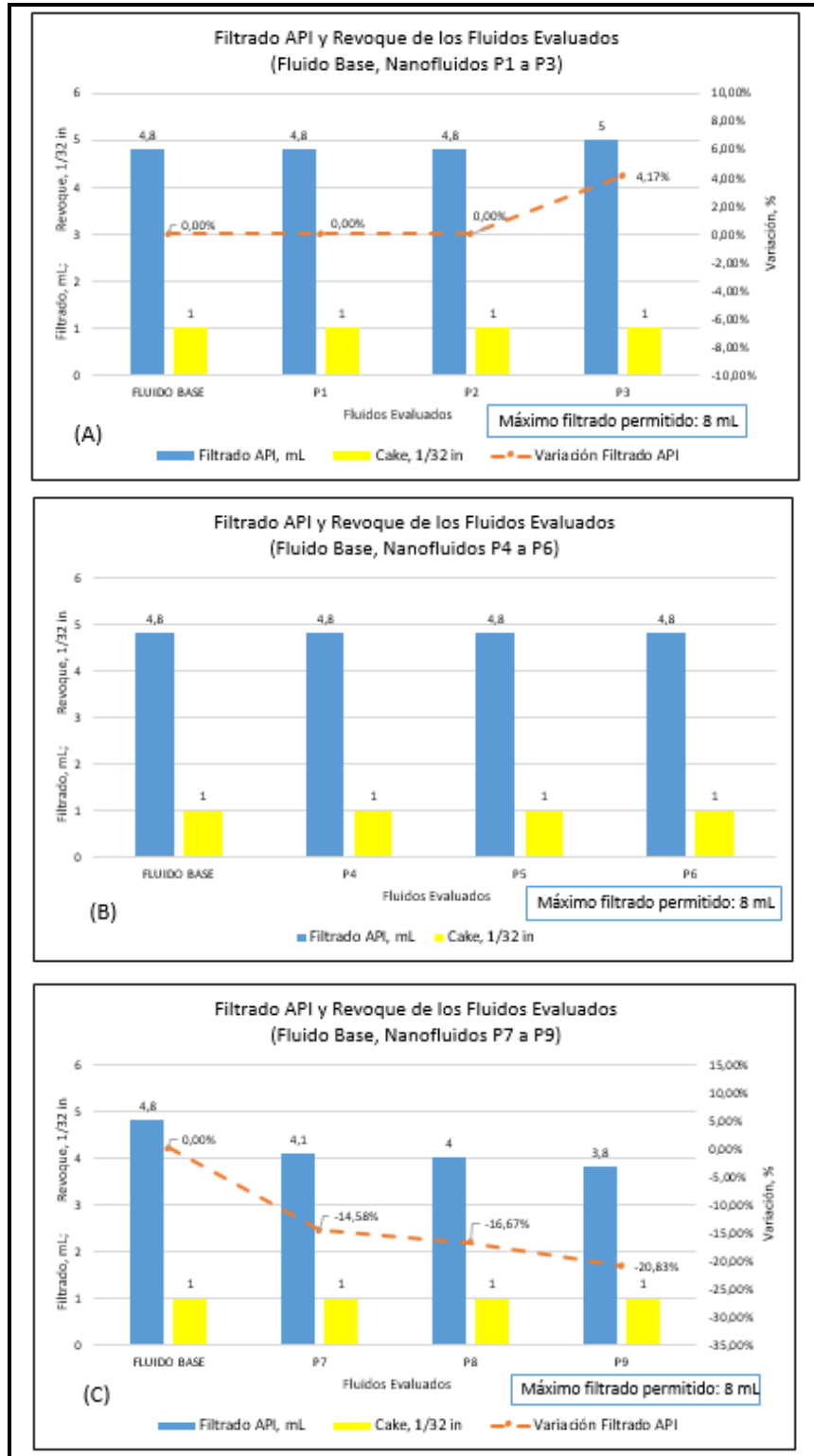
En relación a los geles de 10 minutos, la mayoría de los fluidos se ubicaron en el límite inferior del rango, con 15 lb/100 ft² a excepción de los Nanofluidos que tienen Nanofinos al 1 y 2% v/v (ver **Gráfico 6(A)** y **Gráfico 6(B)**) que mostraron una disminución del 6,67% (1 lb/100 ft²) respecto al Fluido Base.

Realizando una comparación entre los **Gráficos 4(A)** y **6(A)**, se puede apreciar que el Nanofluido P2 tiene el punto cedente más bajo y el gel de 10 minutos más alto en relación a los Nanofluidos P1 y P3. De lo anterior se puede afirmar que el producto Nanofinos a una concentración de 1,5% v/v en interacción con Traxx TC posee una mayor influencia en las fuerzas electroquímicas mientras se encuentra estático en comparación a unas concentraciones de 1 y 2% v/v.

La empresa prestadora de servicios NOV afirma que el sistema POLYTRAXX, es decir el Fluido Base, presenta geles planos, por lo tanto, para estos efectos se considera que aquellos Nanofluidos que muestren una diferencia entre los geles iniciales y de 10 minutos igual o menor a 4 lb/100 ft² son geles planos. Teniendo en cuenta lo anterior, todos los Nanofluidos evaluados presentan geles planos.

3.1.4 Filtrado API. Para esta propiedad se tomó como rango programado el tope de la Formación Carbonera (menor a 8 mL) que se indica en la **Tabla 7** para exponerse en el **Gráfico 7**, adicionalmente en este se mostrará el espesor de revoque obtenido en cada fluido.

Gráfico 7. Filtrado API y revoque del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.



Fuente: elaboración propia.

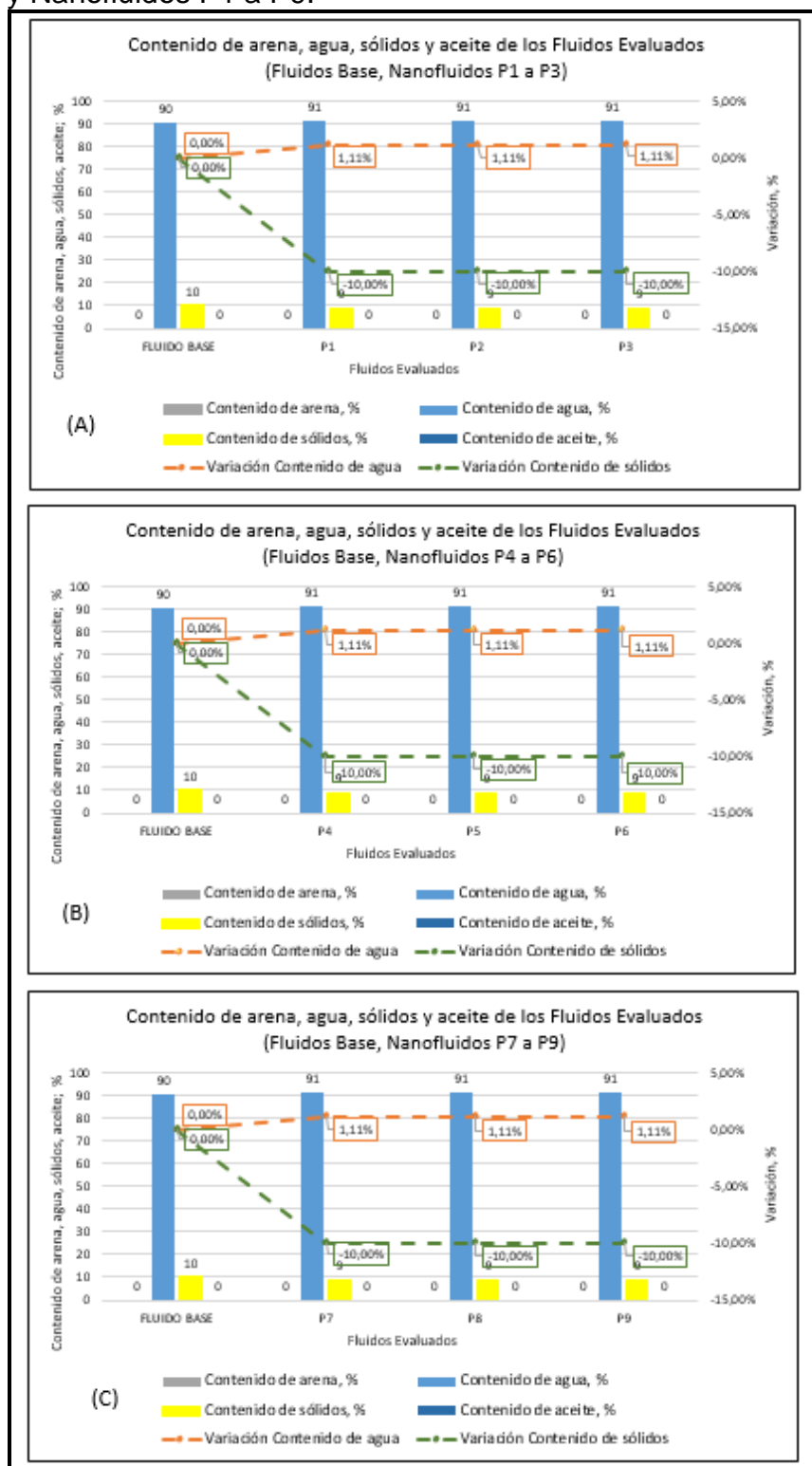
Teniendo en cuenta que el espesor del revoque no varió en ningún Nanofluido respecto al Fluido Base, se optó por no incluir en el **Gráfico 7** una tendencia que lo ilustrara. Por otra parte, se observa que esta propiedad para todos los fluidos se encuentra dentro del rango programado, indicando que la cantidad de filtrado es óptima, sin embargo, en el **Gráfico 7(A)**, en el Nanofluido P3 se observa un aumento en el filtrado del 4,17% (0,2 mL), por otro lado, en el **Gráfico 7(C)**, donde todos los Nanofluidos poseen nHancer en su sistema (P7, P8 y P9), dieron filtrados menores que el Fluido Base, siendo el Nanofluido P9 aquel que obtuvo la menor disminución con un 20,83% (1 mL).

Considerando que el volumen de filtrado se ve afectado por las características del revoque, que son dadas por los controladores de filtrado y agentes puenteantes, y que estos aditivos se mantuvieron constantes en los Nanofluidos P1 a P6, se esperaba que dicho valor de volumen de filtrado no cambiase, sin embargo, hubo un leve incremento del mismo en el Nanofluido P3 sin observar un cambio en el espesor del revoque, lo cual puede implicar una desmejora en la permeabilidad del mismo o una disminución en la velocidad de su formación.

La disminución de los volúmenes de filtrado de los Nanofluidos ilustrados en el **Gráfico 7(C)** se debe a la adición del nHancer y su efecto en el mejoramiento de la formación de revoque junto al almidón (Aqua Film W) y el agente puenteante (CaCO_3). La función de estos aditivos es obturar zonas permeables formando un revoque de calidad; nHancer al tener un tamaño de grano muy fino, permite obturar zonas que otros aditivos no son capaces sin la necesidad de aumentar el espesor de su revoque.

3.1.5 Contenido de arena, agua y sólidos. En esta sección se optó por integrar los resultados de ambas pruebas, contenido de arena y contenido de agua y sólidos debido a que la primera arrojó como resultado 0% en todos los fluidos como se ilustra en el **Gráfico 8**.

Gráfico 8. Contenido de arena, agua y sólidos del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.



Fuente: elaboración propia.

Además de lo explicado anteriormente, en el **Gráfico 8** se observa una disminución en el porcentaje de sólidos del 10% respecto al Fluido Base (1% volumen de sólidos) y por consiguiente un aumento en el contenido de agua de 1,11% respecto al mismo (1% volumen de agua) para todos los Nanofluidos evaluados. También se observa una ausencia de aceite en todos los fluidos, por lo que se consideró innecesario realizar una tendencia de la variación del contenido de aceite en el gráfico, tal y como se omitió para el contenido de arena.

La ausencia de contenido de arena visto en el **Gráfico 8** se debe a la propia naturaleza y objetivo de la prueba; esta consiste en determinar el porcentaje de sólidos cuyo tamaño de grano se retenga en una malla #200, es decir que sea igual o mayor a 74 micrones, y las partículas sólidas presentes en estos fluidos fueron dispersadas en la fase continua o son de un tamaño de grano mucho menor, como el carbonato de calcio, que es empleado como agente puenteante y densificante es retenido en mallas #600 y #1200.

También se tiene en cuenta la disminución del contenido de sólidos en todos los Nanofluidos. De acuerdo a los resultados obtenidos es posible afirmar que tanto la poliamina (Traxx Block), el tensoactivo (Traxx TC) como el asalto (Pave Tex) aportaban un ligero contenido de sólidos (1%); estos al verse reemplazados por nanoaditivos, que ocupan un volumen mucho menor, su volumen faltante se ve compensado en el aumento del contenido de agua.

3.1.6 pH. Esta propiedad se considera importante debido a que es un indicador de las características corrosivas que podría adquirir el lodo o de su tendencia a flocularse. Los resultados se muestran en el **Gráfico 9**.

Gráfico 9. pH del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

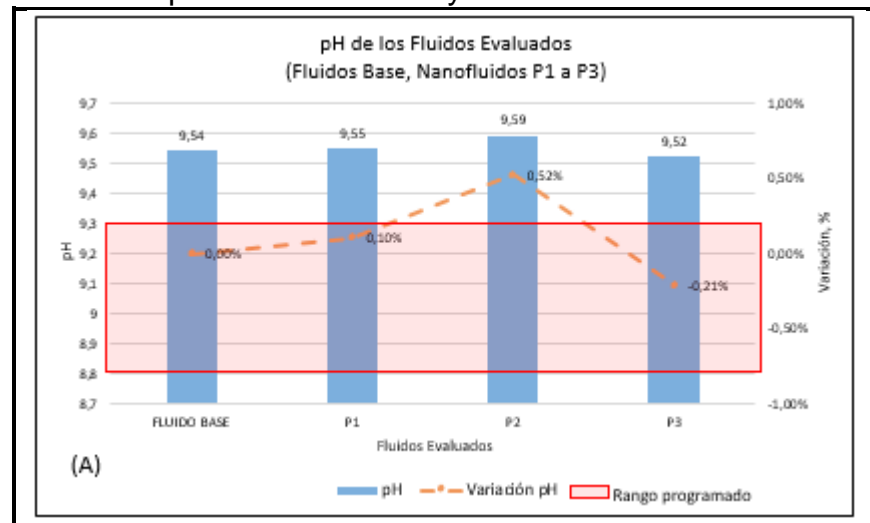
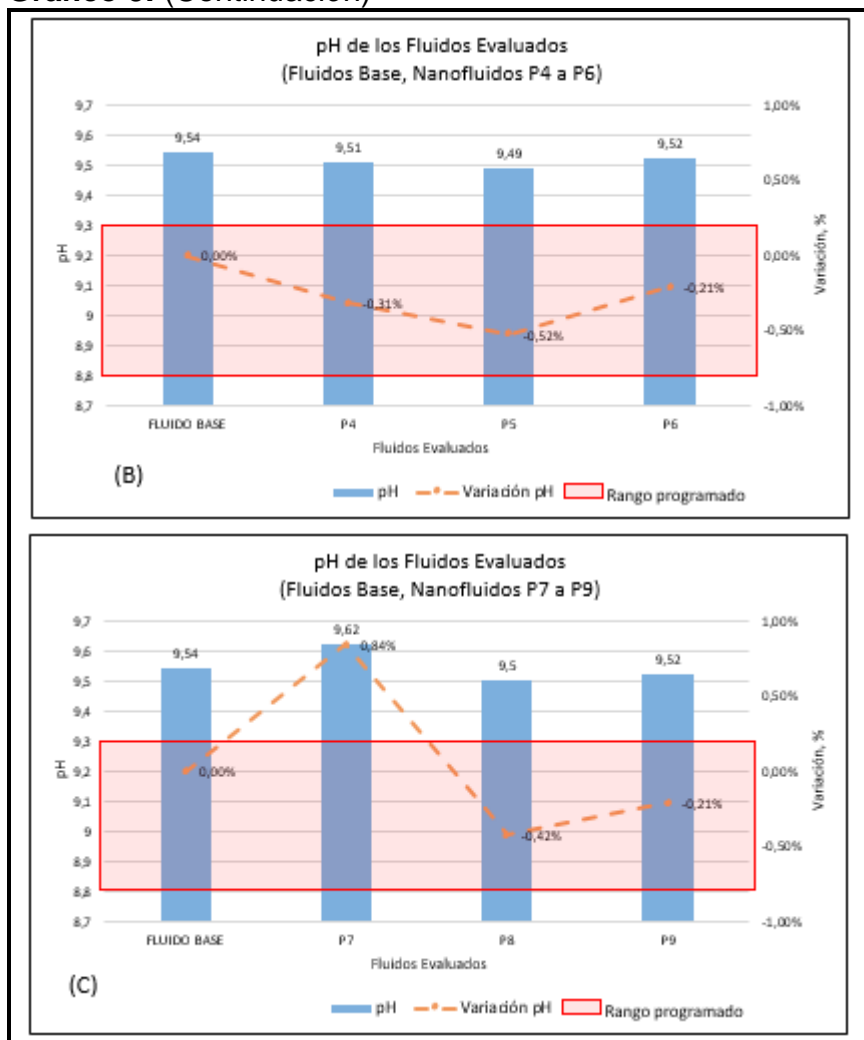


Gráfico 9. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

A través del **Gráfico 9** se observa que todos los fluidos evaluados tienen un pH por encima del rango programado, además se observa que el Nanofluido P7 tiene la mayor variación de pH con un aumento del 0,84% (0,08 unidades de pH), también se aprecia que el Nanofluido P8 tiene la menor lectura de pH con una disminución de 0,42% (0,04 unidades de pH); dichas variaciones no fueron tomadas como representativas porque fueron bajas y obedecen al margen de error de las lecturas arrojadas por el equipo durante su estabilización junto con la interpretación del observador.

3.1.7 Alcalinidad. Esta propiedad registrada en el **Gráfico 10** y **Gráfico 11** permite establecer la cantidad de ácido que el lodo y su filtrado son capaces de neutralizar hasta llegar a un pH de 8,3. Por lo anterior, se confirma que esta propiedad se ve en gran medida afectada por el pH del lodo.

Gráfico 10. Alcalinidad a la fenolftaleína del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

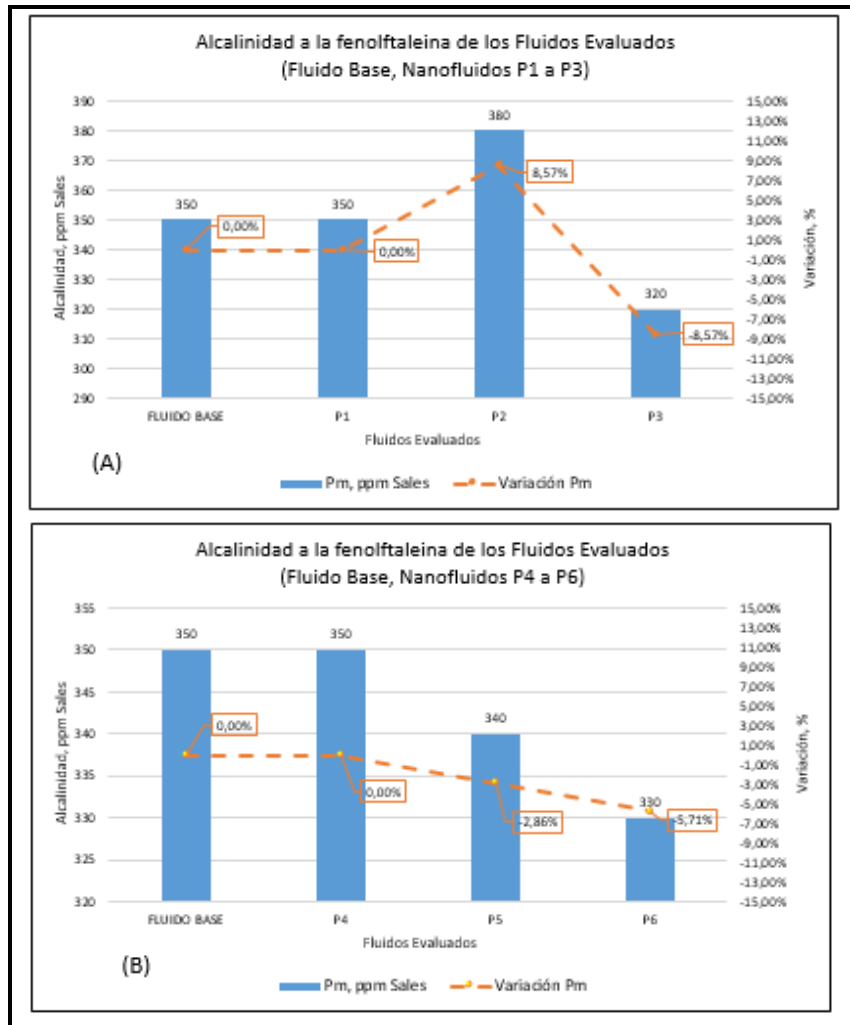
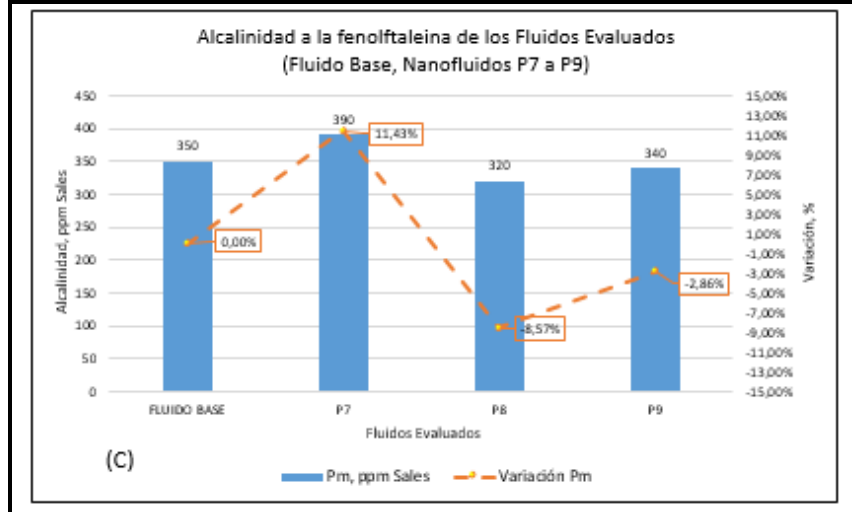


Gráfico 10. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

Observando el **Gráfico 10**, se determina que las variaciones presentadas son similares a las presentadas en el pH (ver **Gráfico 9**). Lo anterior se evidencia igualmente en el **Gráfico 11** que señala los resultados obtenidos de la prueba Pf.

Gráfico 11. Alcalinidad a la fenolftaleína del filtrado de los Fluidos Base y Nanofluidos P1 a P3.

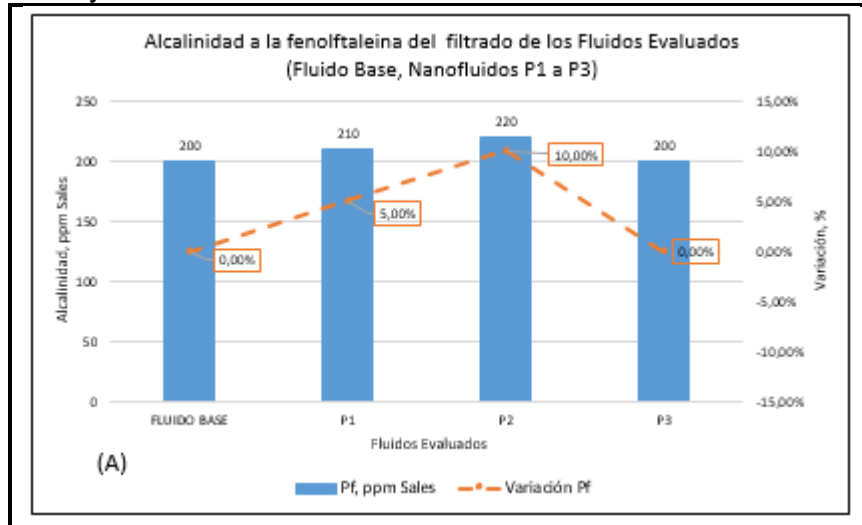
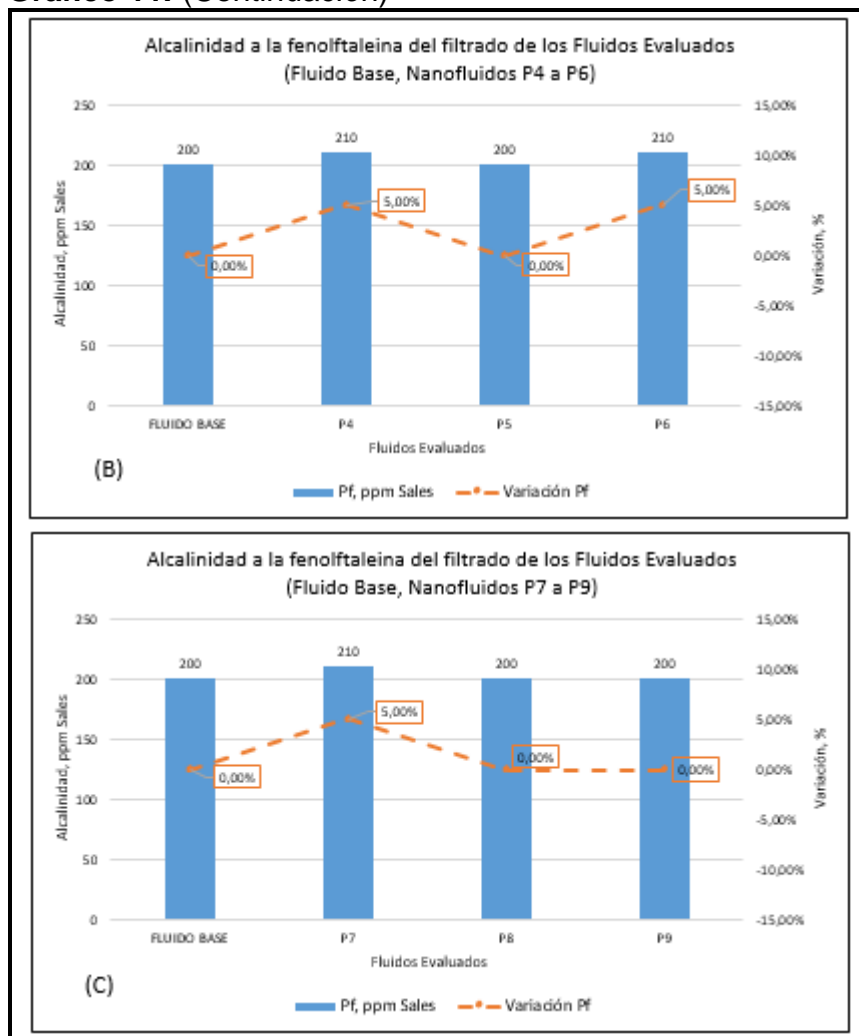


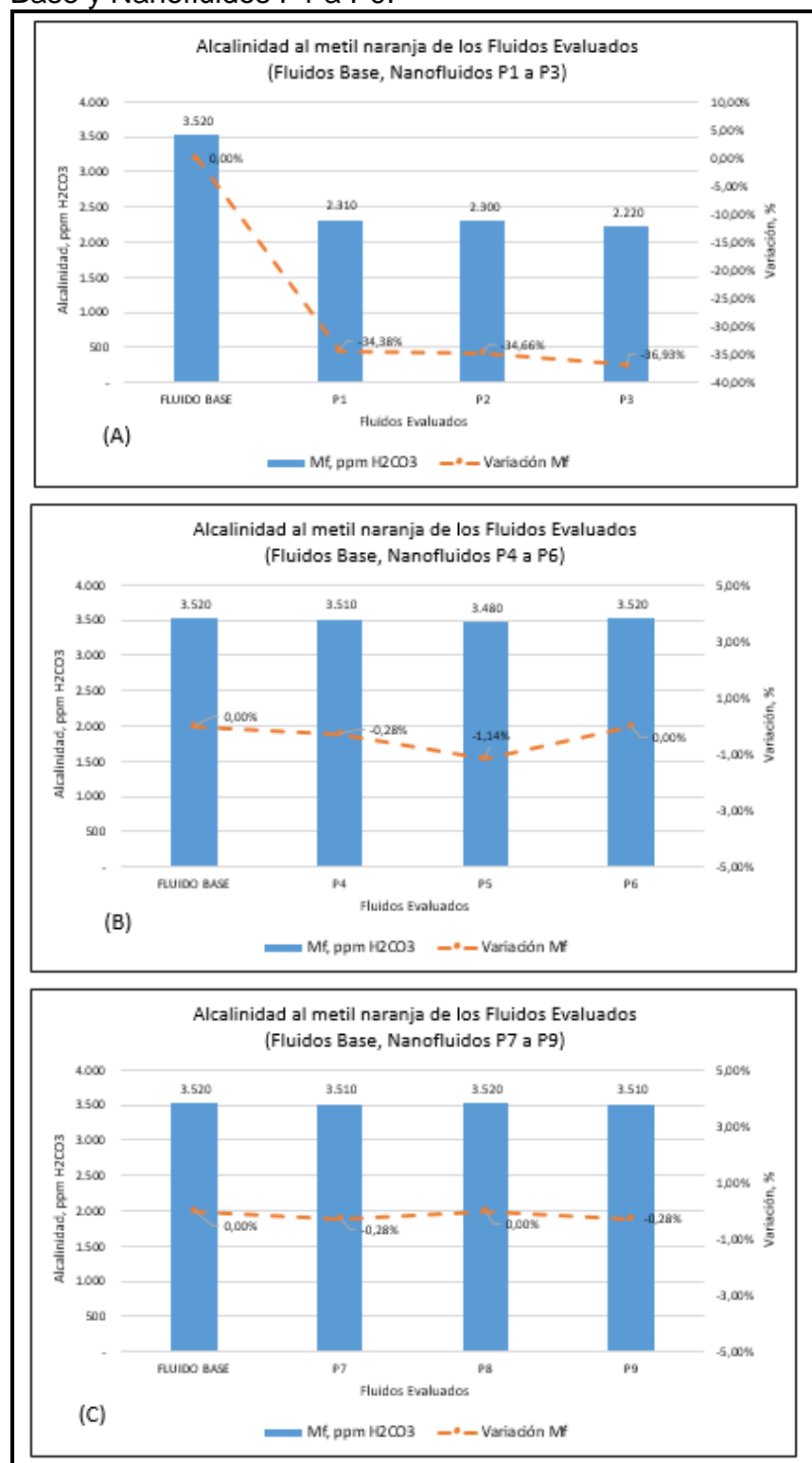
Gráfico 11. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

A continuación, en el **Gráfico 12** se presentan los resultados de la alcalinidad al metil naranja de los Nanofluidos evaluados.

Gráfico 12. Alcalinidad al metil naranja del filtrado del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.



Fuente: elaboración propia.

Para el **Gráfico 12(A)** se evidencia una disminución en la alcalinidad para P1 (34,38%), P2 (34,66%) y P3 (36,93%) debido a la ausencia del producto Traxx Block, cuyo aporte consistía en la amortiguación de la reducción de pH a niveles muy bajos (por debajo de 7) y formación de ácido carbónico (H_2CO_3) en el sistema. Para los **Gráficos 12(B)** y **12(C)**, la variación no se tomó como representativa.

3.1.8 Cloruros. Generalmente esta propiedad permite cuantificar la cantidad de iones cloruro presente en el filtrado del lodo, sin embargo en los lodos poliméricos es un indicador de la tolerancia que presenta el fluido a ser contaminado por sales. Los resultados obtenidos por esta prueba se ilustran en el **Gráfico 13**.

Gráfico 13. Cloruros del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

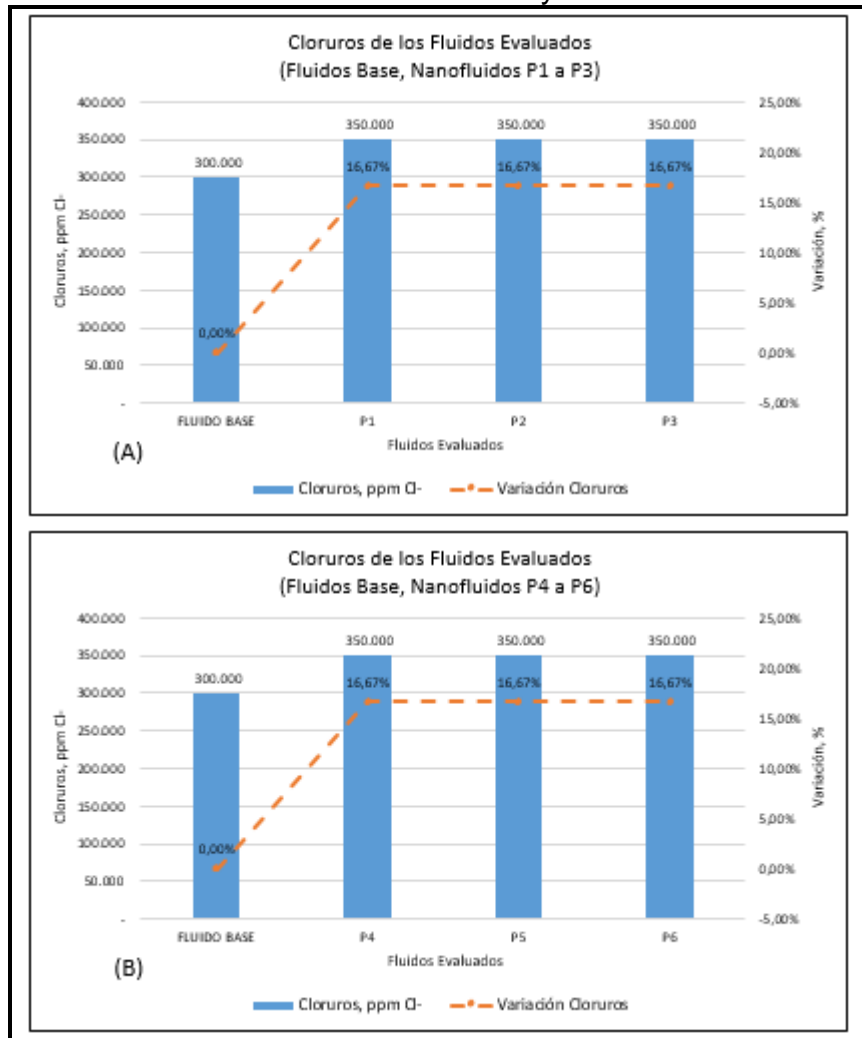
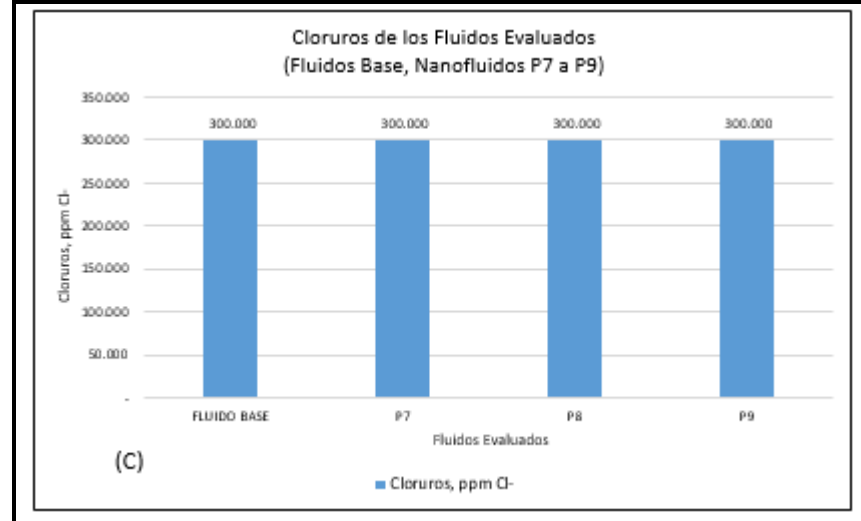


Gráfico 13. (Continuación)



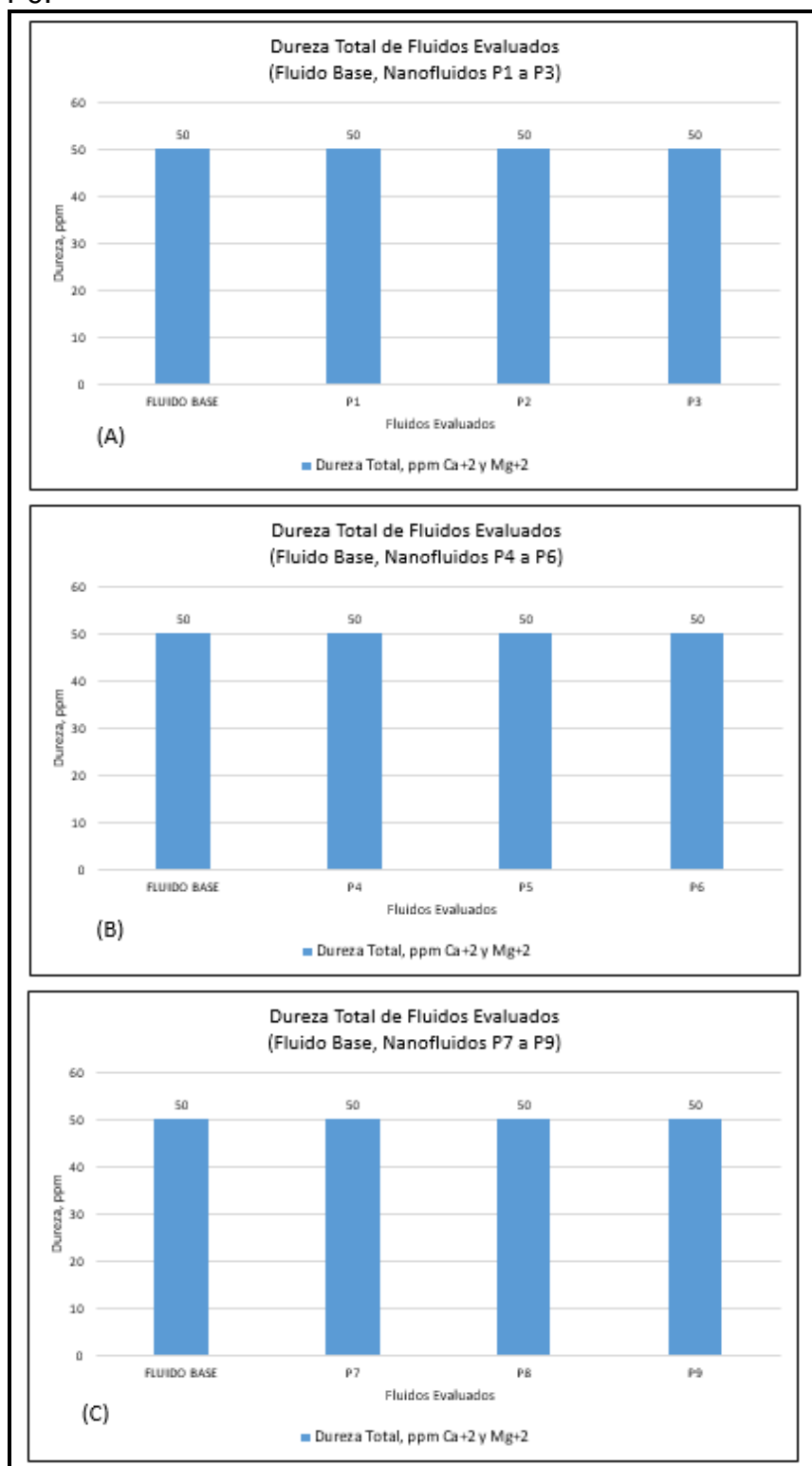
Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a lo expresado anteriormente, todos los fluidos muestran una concentración alta de cloruros, sin embargo, en los **Gráficos 13(A)** y **13(B)**, se muestra un incremento del 16,67% (50.000 ppm) respecto al Fluido Base. La razón de esta variación está dada por la integración de Nanofinos en estos fluidos; cabe resaltar que Nanofinos se integra a la fase continua del lodo mientras que nHancer es un copolímero que se integra en la fase sólida del sistema, por lo que el aporte que éste genere en la tolerancia a las sales no se ve reflejado en esta prueba, pues se realiza en el filtrado del fluido.

Teniendo en cuenta el abrupto aumento de cloruros en los Nanofluidos compuestos por Nanofinos (P1 a P6) y que se desconoce la composición de dicho nanoactivo, se opta por determinar que esta propiedad se vio desmejorada.

3.1.9 Dureza. Los resultados de esta prueba, plasmados en el **Gráfico 14** y **Gráfico 15** reflejan la identificación de la concentración de iones metálicos (calcio y magnesio) presentes en los filtrados de los fluidos evaluados, además es un indicativo de la capacidad de la fase continua de permitir la hidratación de polímeros. Debido al **Gráfico 14**, se puede observar que la dureza total se mantiene constante en todos los fluidos.

Gráfico 14. Dureza Total del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.



Fuente: elaboración propia.

En el **Gráfico 15**, que ilustra los resultados de la dureza cálcica, se observa una disminución del 50% (10 ppm) en los Nanofluidos P1 y P3 (**Gráfico 15(A)**), P4 (**Gráfico 15(B)**), P7 y P9 (**Gráfico 15(C)**), respecto al Fluido Base.

Gráfico 15. Dureza Cálcica del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

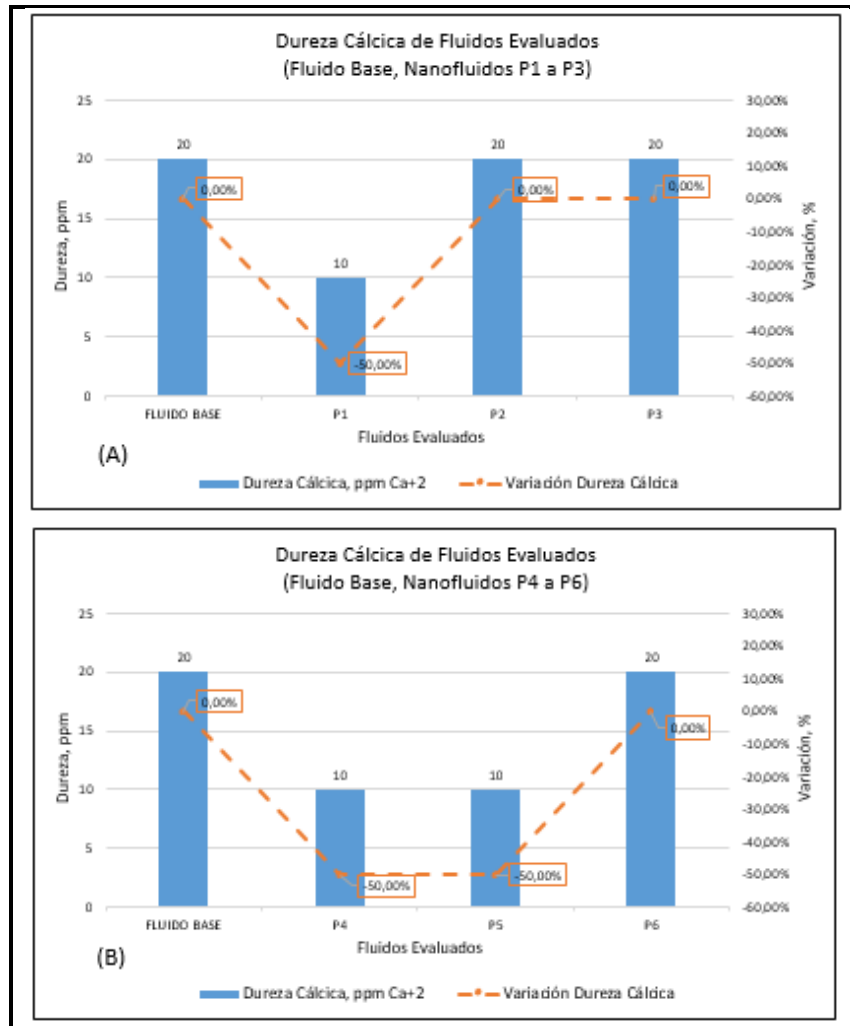
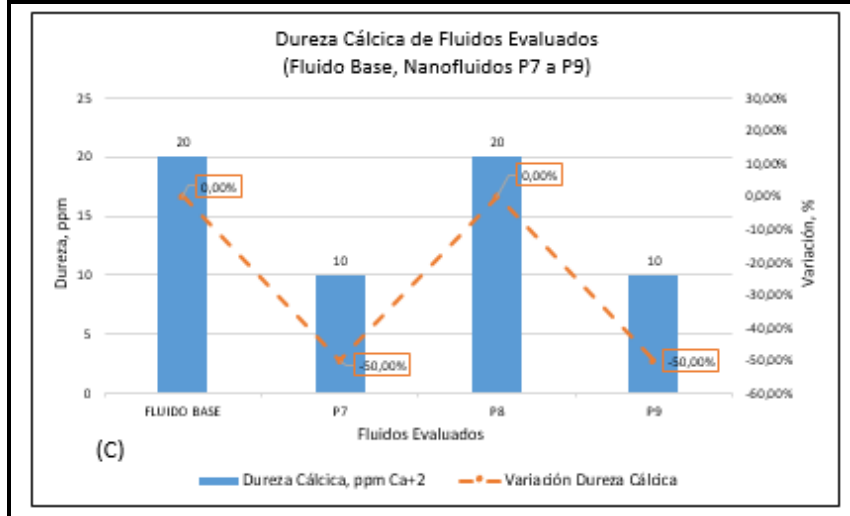


Gráfico 15. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

Respecto a la dureza cálcica, se indica que los Nanofluidos P1, P4, P5, P7 y P9 desmejoraron respecto al Fluido Base ya que hubo una disminución considerable (50%).

3.1.10 Lubricidad. Los resultados de la prueba de lubricidad para los fluidos evaluados se presentan en el **Gráfico 16** como los coeficientes de fricción para todos los fluidos y las variaciones de los Nanofluidos respecto al Fluido Base.

Gráfico 16. Coeficiente de fricción del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P3.

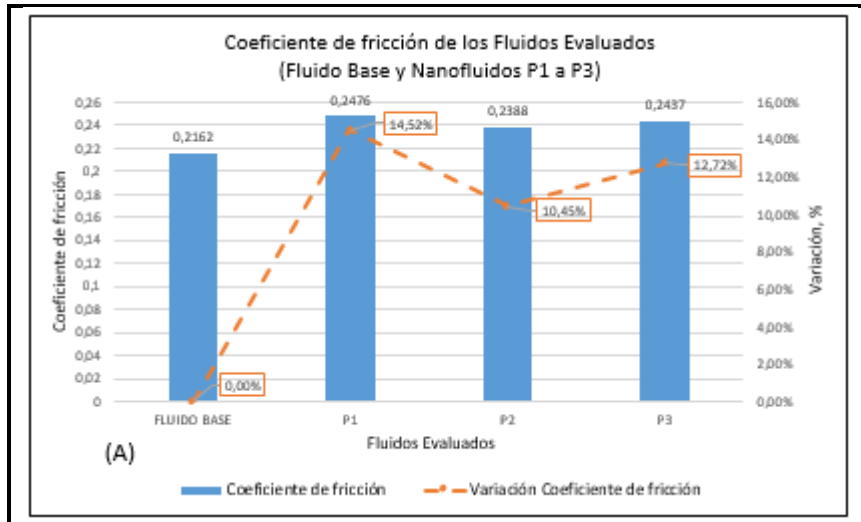
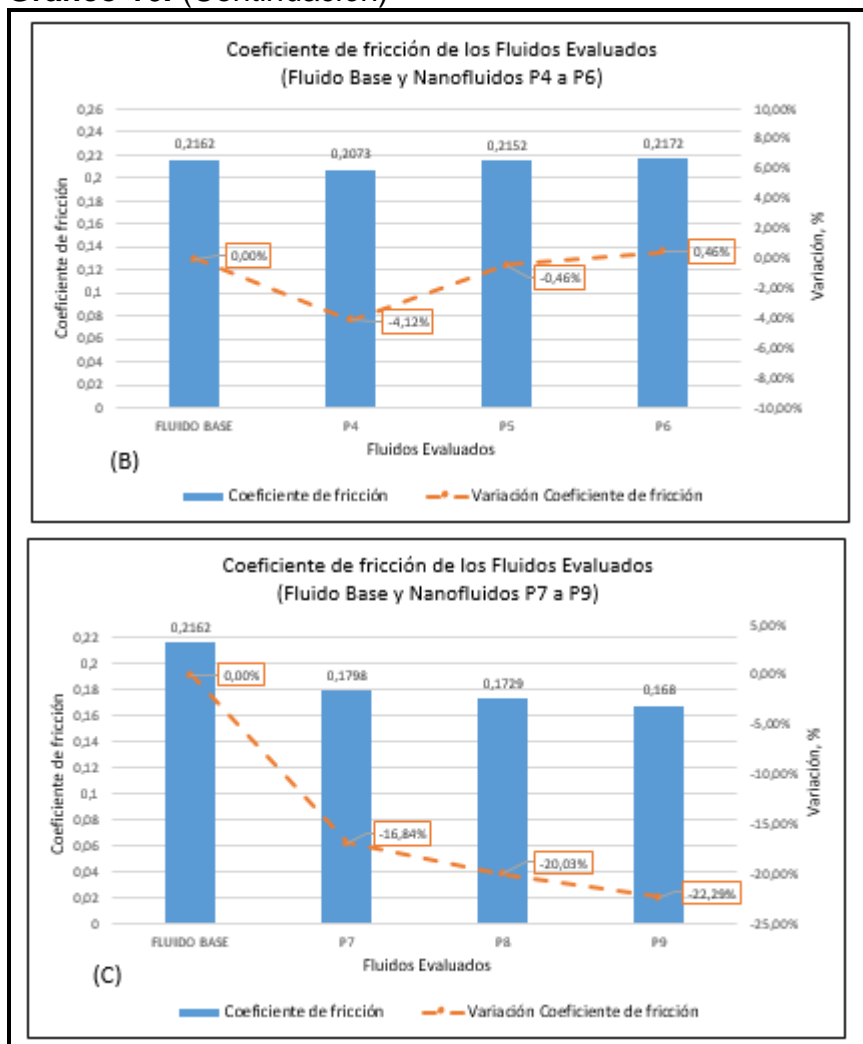


Gráfico 16. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

En el **Gráfico 16** se observa un aumento del coeficiente de fricción en los Nanofluidos ilustrados en el **Gráfico 16(A)** y en el Nanofluido P6 (**Gráfico 16(B)**), siendo el mayor incremento del 14,52% en el Nanofluido P1. Por otra parte, la mayor disminución se presenta en el Nanofluido P9 (**Gráfico 16(C)**) con un 22,29%.

Adicionalmente, se puede apreciar que en el **Gráfico 16(B)** se muestran mejores resultados a menores concentraciones (1% v/v con una reducción de 4,12 % y 1,5% v/v con una reducción del 0,46%). Por otro lado, el **Gráfico 16(C)** muestra buenos resultados en los coeficientes de fricción (2, 2,5 y 3 ppb con una reducción de 16,84%, 20,03% y 22,29%, respectivamente), mostrando una mejora en la lubricidad del fluido, corroborando una de las funciones que se destaca del nHancer, la cual es mejorar la lubricidad debido a su tamaño de grano tan fino que permite

una distribución uniforme en los nanofluidos y estos a su vez se distribuyen en la superficie metálica del equipo otorgando lubricidad mecánica.

Teniendo en cuenta que de acuerdo a la ficha técnica de los inhibidores convencionales se indica que estos aportan lubricidad, mientras el producto Nanofinos no, se predecía un ligero incremento en el coeficiente de fricción debido al reemplazo de los aditivos. Sin embargo, además de lo anterior, los aumentos en los resultados presentados en el **Gráficos 16(A)** y **16(B)** son debido a la presencia de alcohol como agente disolvente de Nanofinos; éste al ser disolvente orgánico por excelencia, reduce la distribución o disociación de los inhibidores convencionales presentes en sus respectivas formulaciones (Traxx TC y Traxx Block, respectivamente) generando los incrementales observados en los gráficos.

3.1.11 Acreción. El **Gráfico 17** presenta los resultados obtenidos de la prueba de acreción realizada al Fluido Base y a los Nanofluidos como el porcentaje de adhesión de arcilla a un tubo metálico.

Gráfico 17. Porcentaje de adhesión del Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

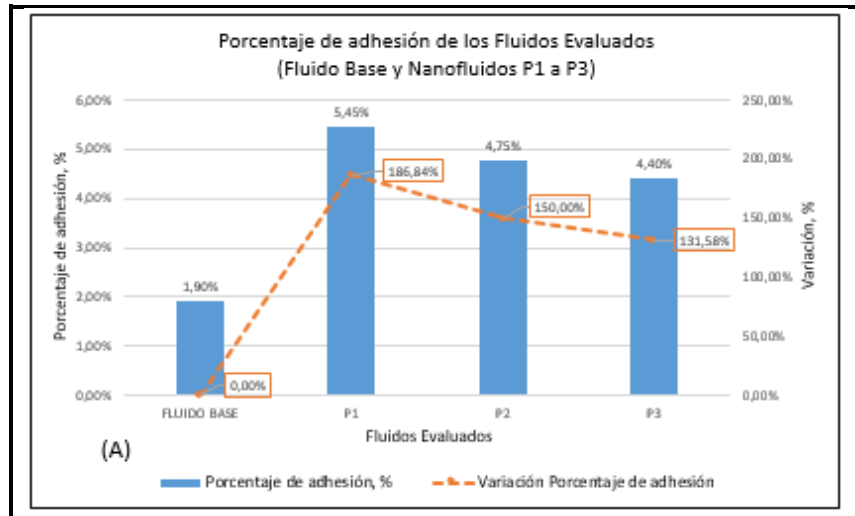
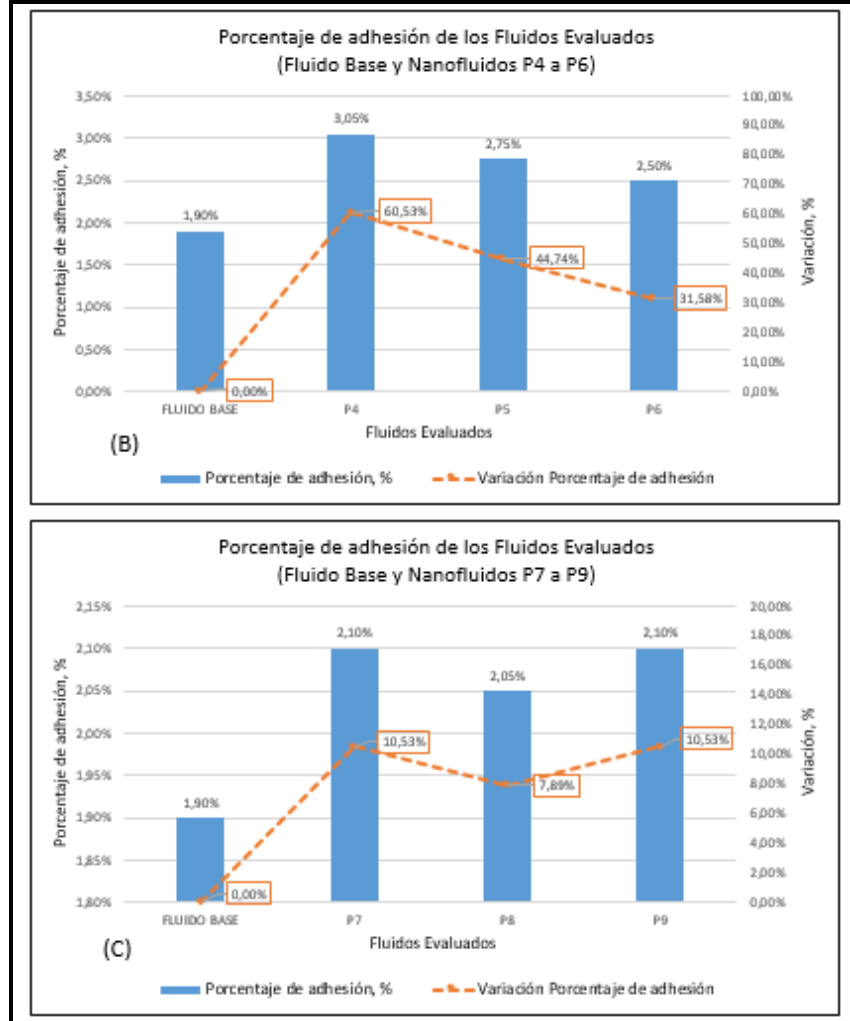


Gráfico 17. (Continuación)



Fuente: elaboración propia.

En el **Gráfico 17** se presentan porcentajes de adhesión mayores en los Nanofluidos respecto al Fluido Base. Respecto al **Gráfico 17(A)**, se evidencia un aumento en los porcentajes de adhesión del 168,84%, 150% y 131,58% a concentraciones de 1%, 1,5% y 2% v/v respectivamente; en cuanto al **Gráfico 17(B)**, se evidencia unos porcentajes de aumento del 60,53%, 44,74% y 31,58% a concentraciones de 1%, 1,5% y 2% v/v respectivamente. Finalmente, referente al **Gráfico 17(C)**, se presentan unos porcentajes de aumento del 10,53%, 7,89% y 10,53% a concentraciones de 2, 2,5 y 3 ppb, respectivamente.

De acuerdo a lo anterior, las interacciones que presentan un menor incremento en el porcentaje de adhesión son Traxx Block – Nanofinos (P4 a P6) y nHancer – Traxx (P7 a P9), sin embargo, se consideran como resultados positivos aquellos que se encuentran dentro del margen de error de $\pm 0,7\%$, margen sugerido por personal de

otras compañías de servicios que trabajan con nanoaditivos, por lo que sólo los nanofluidos P6, P7, P8 y P9 cumplen con esta condición.

La prueba de acreción junta el concepto físico de adhesión desde el aspecto de la arcilla, ya que al estar más humectada tiene mayor tendencia a adherirse y, por otro lado, considerando la superficie metálica, al estar más lubricada se mitiga el efecto de adhesión. En los **Gráficos 17(A) y (B)** se observa el mismo comportamiento de disminución del porcentaje de adhesión al aumentar la concentración de Nanofinos, indicio de que el nanoaditivo reduce la humectación de la arcilla, sin embargo, dado a la pérdida de lubricación del tubo metálico debido al alcohol como agente diluyente de Nanofinos, una mayor cantidad de recortes se adhieren a dicho metal.

Por otro lado, en el **Gráfico 17(C)** donde si bien se presenta una variación de 0,05% de porcentaje de adhesión entre los nanofluidos analizados, este se puede atribuir a variaciones experimentales como el lavado del equipo previo a la ejecución de la prueba o el reposo del mismo entre corridas por efectos de temperatura generando cierto error, pues según lo presentado en el **Gráfico 16(C)**, estos fluidos tienen mejor lubricidad que el Fluido Base y en términos de su formulación y composición tienen la misma capacidad de inhibición de arcillas debido a que comparten los mismos inhibidores convencionales (Traxx Block y Traxx TC).

3.2 ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS FLUIDOS SELECCIONADOS EN LA CUARTA ETAPA (BULK HARDNESS Y FILTRADO HPHT)

Esta sección corresponde a la representación de lo planteado en la cuarta etapa de la metodología (ver **Sección 2.4** de este documento). De acuerdo a lo mostrado en la **Figura 20**, se partió de seleccionar 3 nanofluidos en función de la cantidad de propiedades desmejoradas respecto al Fluido Base, con el fin de descartar dichas formulaciones y permanecer con 6 nanofluidos, que junto con el Fluido Base serían sometidos a pruebas de Bulk Hardness y filtrado HPHT.

Posteriormente se plasmaron gráficos de los resultados adquiridos de las pruebas realizadas, incorporando el comportamiento de la variación de la propiedad de los Nanofluidos respecto al Fluido Base mediante la aplicación de la **Ecuación 2**.

3.2.1 Descarte de fluidos. En esta sección se consolidan los análisis realizados en la tercera etapa (ver **sección 3.1** de este documento) mediante un cuadro comparativo representada en la **Figura 23**, en donde se enlistan las propiedades evaluadas y si éstas mejoraron, desmejoraron o se mantuvieron constantes respecto al Fluido Base. En la **Tabla 8** se enlistan los rangos o valores tenidos en cuenta para la posterior calificación de las propiedades en el cuadro comparativo.

Tabla 8. Clasificación numérica de las propiedades evaluadas.

Propiedad	Mejoría	Constante o no representativo	Desmejora
Densidad (ppg)	N/A	Entre 8,8 y 11	Menor a 8,8 o Mayor a 11
Viscosidad de embudo (seg/qt)	N/A	Igual a 50	N/A
Viscosidad plástica (cP)	N/A	19 ± 2	N/A
Punto cedente (lb/100ft ²)	N/A	39 ± 2	N/A
Gel inicial (lb/100ft ²)	N/A	11 ± 1	N/A
Gel 10 minutos (lb/100ft ²)	N/A	15 ± 1	N/A
Filtrado API (mL/30 min)	Menor 4,8	4,8	Mayor 4,8
Contenido de arena (%)	N/A	0	N/A
Contenido de sólidos (%)	N/A	10 ± 1	N/A
pH	N/A	9,54 ± 0,08	Mayor a 10 o Menor 8,8
Pm (ppm Sales)	N/A	350 ± 30	Mayor a 390 o Menor a 310
Pf (ppm Sales)	N/A	200 ± 20	Mayor a 230 o Menor a 170
Mf (ppm H ₂ CO ₃)	N/A	3520 ± 40	Mayor a 3570 o Menor a 3470
Cloruros (ppm Cl ⁻)	N/A	300.000	Diferente a 300.000
Dureza Cálrica (ppm Ca ⁺²)	N/A	20	Diferente a 20
Lubricidad (Coeficiente de fricción)	Menor a 0,2162	0,2162	Mayor a 0,2162
Acreción (% adhesión)	Menor a 2,6%	N/A	Mayor a 2,6%

Fuente: elaboración propia.

En el cuadro comparativo se consideró el siguiente sistema de calificación: si la propiedad mostraba mejoría, le otorgaba un punto al Nanofluido, de igual forma, si la propiedad señalaba una desmejora, se le retiraba un punto. En caso de que se mantuviese constante o que su cambio no fuese representativo, no se le otorgaría puntuación. Adicionalmente, para aquella propiedad que mostró el mayor nivel de mejoría, se le otorgaban dos puntos en lugar de uno.

Figura 23. Cuadro comparativo para selección de tres nanofluidos.

Propiedad	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
Densidad	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Viscosidad de embudo	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Viscosidad plástica	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Punto Cedente	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Gel inicial	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Gel 10 minutos	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Filtrado API	●	●	▼	●	●	●	▲	▲	★
Contenido de arena	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Contenido de sólidos	●	●	●	●	●	●	●	●	●
pH	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Pm	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Pf	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Mf	▼	▼	▼	●	●	●	●	●	●
Cloruros	▼	▼	▼	▼	▼	▼	●	●	●
Dureza Total	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Dureza Calcica	▼	●	●	▼	▼	●	▼	●	▼
Lubricidad	▼	▼	▼	▲	▲	▼	▲	▲	★
Acreción	▼	▼	▼	▼	▼	▲	▲	▲	▲
Total	-5	-4	-5	-2	-2	-1	2	3	4

Fuente: elaboración propia.

Donde:

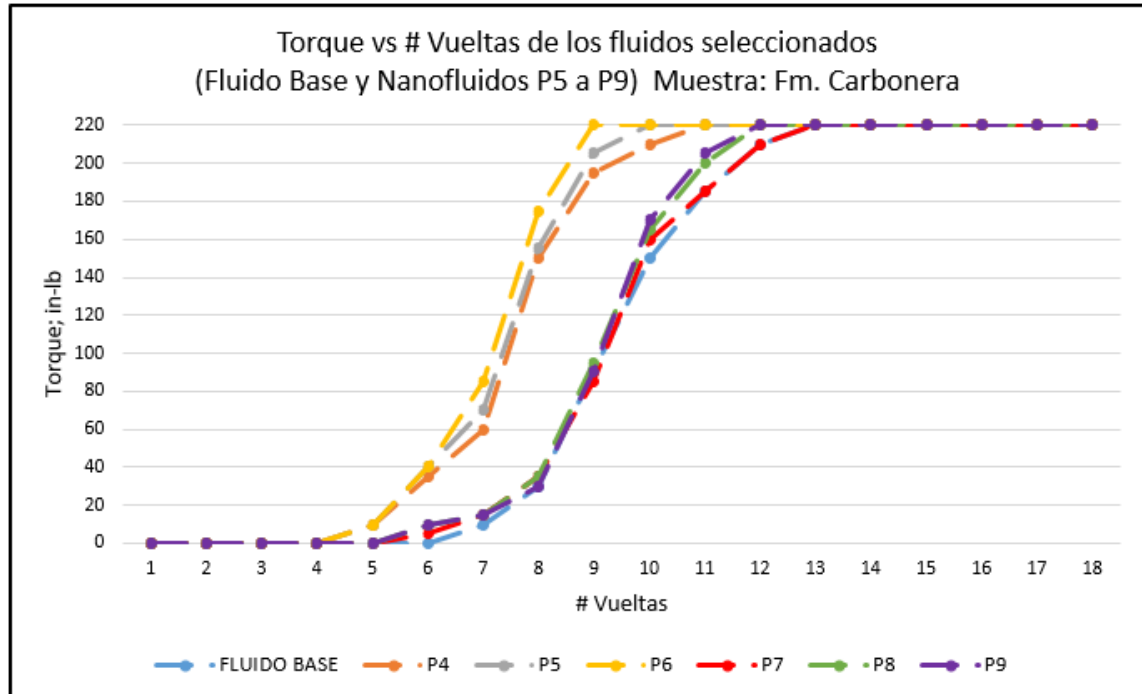
- ★ La propiedad mejoró respecto a todos los fluidos
- ▲ La propiedad mejoró respecto al Fluido Base
- La propiedad se mantuvo constante respecto al Fluido Base o su cambio no fue representativo
- ▼ La propiedad desmejoró respecto al Fluido Base

De acuerdo a el cuadro comparativo presentada, los fluidos descartados son los Nanofluidos P1, P2 y P3 pues obtuvieron la menor puntuación, por lo que los Nanofluidos P4 a P9 se sometieron a las pruebas especiales Bulk Hardness y Filtrado HPHT. Adicionalmente, se observó que los nanofluidos que tenían Nanofinos en su composición obtuvieron puntuaciones negativas, sin embargo, éstas se debieron a las variaciones que se presentaron en la mayoría de propiedades químicas, que debido a la incapacidad de realizar un análisis teniendo en cuenta su composición química por razones de confidencialidad, se estableció que dicho comportamiento se definiría como una desmejora.

Previo a los análisis de las siguientes pruebas, se aclara que los Nanofluidos P4 a P6 son aquellos que en su composición tienen Nanofinos en lugar de Traxx TC a concentraciones de 1, 1,5 y 2% v/v respectivamente mientras los Nanofluidos P7 a P9 reemplazaron el producto Pave Tex por nHancer a 2, 2,5 y 3 ppb respectivamente.

3.2.2 Bulk Hardness. Esta prueba permitió identificar el número de vueltas que realizó la llave de torque, midiendo el torque aplicado por cada vuelta. En el **Grafico 18** se muestran los resultados obtenidos del Fluido Base y los nanofluidos P4 a P9, donde se puede ver por el torque aplicado por número de vueltas a una muestra de la Formación Carbonera C6 la cual fue previamente sumergida en los distintos fluidos a evaluar, mientras que el **Grafico 19** muestra los mismos parámetros y condiciones anteriores para la Formación León.

Gráfico 18. Prueba Bulk Hardness Nanofluidos P4 a P9 - Formación Carbonera.



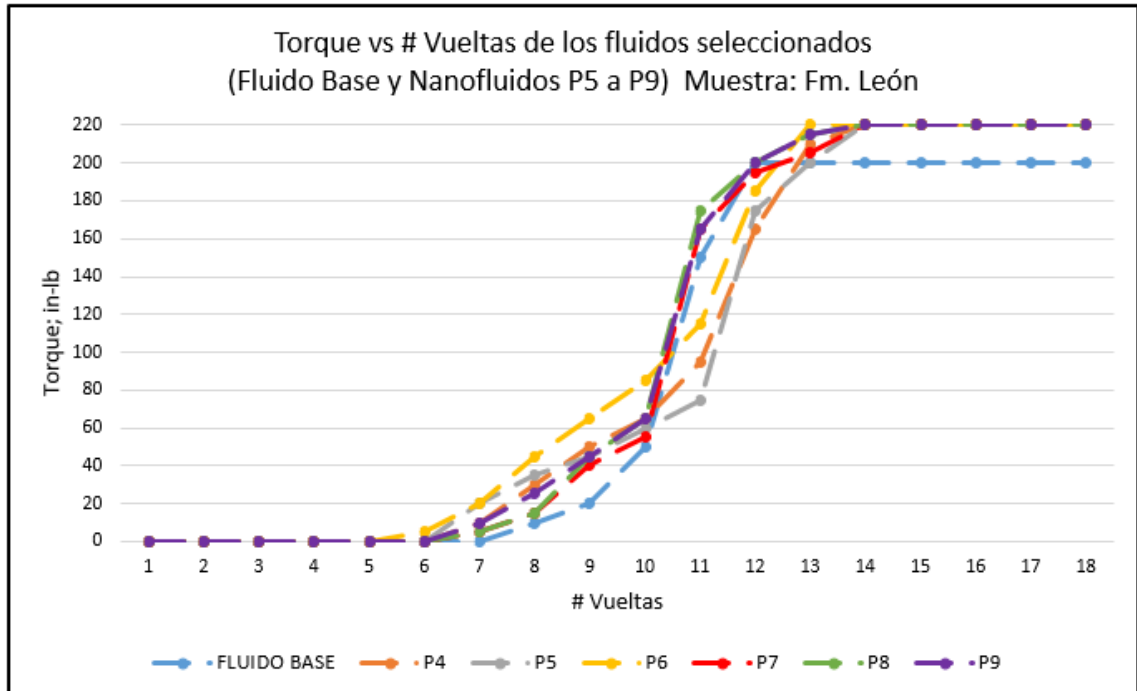
Fuente: elaboración propia.

Al final de la prueba, se reportó un mismo torque máximo de 220 in-lb para todos los fluidos evaluados. Los nanofluidos P6, P5 y P4 fueron los primeros en alcanzar torques máximos con un menor número de vueltas realizadas por la llave (9-11 vueltas) en comparación a los nanofluidos P7, P8 y P9, los cuales alcanzaron dicho torque máximo entre 12 y 13 vueltas.

Lo anterior permite concluir que los nanofluidos P4, P5 y P6 ofrecieron una mayor resistencia a deformarse o fracturarse y mantener dicha propiedad a pesar de que se le siga aplicando más torque. Adicionalmente, a medida que aumentaba la concentración de Nanofinos entre P4 y P6, se evidencia que se obtiene el torque máximo a menor número de vueltas. Para P7 a P9, se puede concluir que a mayor concentración de nHancer, se obtuvo un menor número de vueltas requerido para llegar al máximo torque, lo que implica que el nanoditivo llegó a obturar ciertas

secciones de la muestra haciendo que el lodo no interactuara con toda la misma hasta someterla a cierta presión tal que lograra vencer dicha barrera.

Gráfico 19. Prueba Bulk Hardness Nanofluidos P4 a P9 - Formación León.



Fuente: elaboración propia.

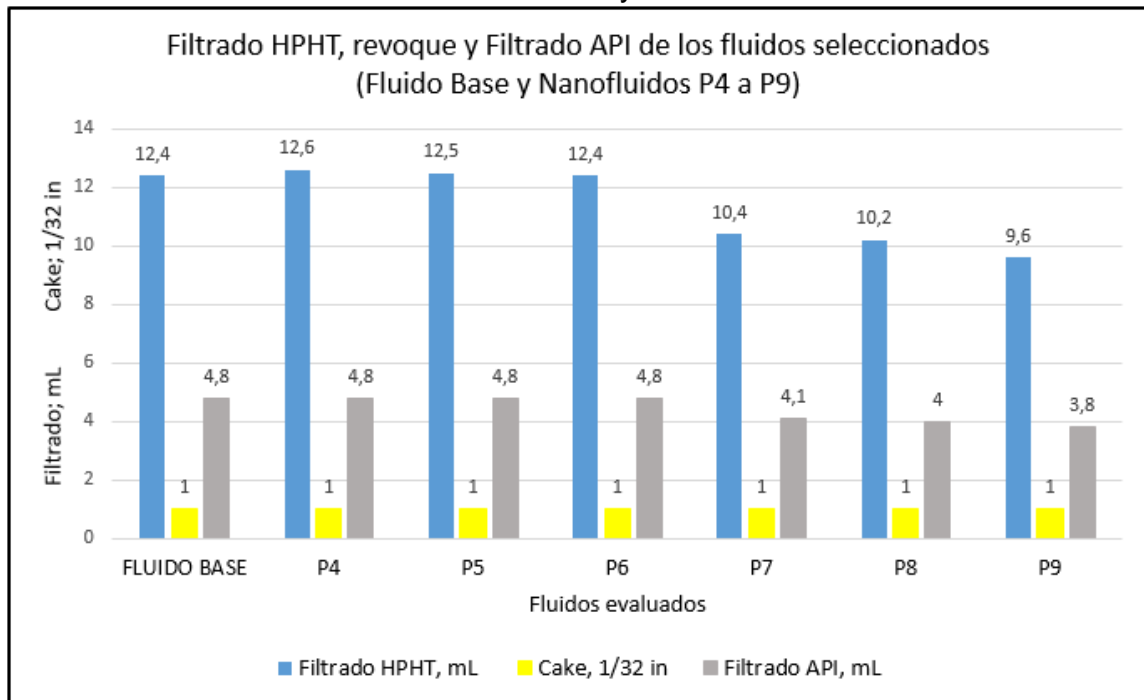
Al final de la prueba, se reportó un mismo torque máximo de 220 in-lb para todos los fluidos evaluados exceptuando el fluido base, el cual tiene 200 in-lb. El nanofluido P6, con mayor concentración de Nanofinos (2% v/v), alcanza el mayor torque a 13 vueltas, en comparación a los nanofluidos P4, P5, P7, P8 y P9 que alcanzaron dicho torque a 14 vueltas.

En síntesis, la Formación Carbonera presentó una mejor respuesta al producto Nanofinos en mayores concentraciones del mismo en comparación a la Formación León. Adicionalmente, se requirió un mayor número de vueltas en la Formación León (P6 hasta 13 vueltas) para alcanzar el torque máximo reportado en comparación con la Formación Carbonera (P6 con 9 vueltas), lo cual permitió verificar que León es una Formación menos compactada que Carbonera, esto debido a dos factores: la sobrecarga evidenciada en la columna estratigráfica atravesada en la Cuenca y el ambiente de depositación propio de cada Formación, ya que la Formación León es más frágil en comparación a Carbonera.

3.2.3 Filtrado HPHT. Esta prueba permite identificar el volumen de filtrado de lodo que ingresa a formaciones permeables tras ser sometido a condiciones de presión y temperatura elevadas, dando resultados más cercanos a la realidad que la prueba

de Filtrado API. En este caso, para el desarrollo de la prueba, se emplearon 500 psi y 150°F, condiciones de presión y temperatura similares a las que se presentan en la sección 8 ½". En el **Gráfico 20** se muestran los resultados obtenidos a los fluidos seleccionados, además se incluye el filtrado API de éstos como punto de referencia de la variación del volumen filtrado en función de la presión.

Gráfico 20. Filtrado HPHT del Fluido Base y Nanofluidos P4 a P9.



Fuente: elaboración propia.

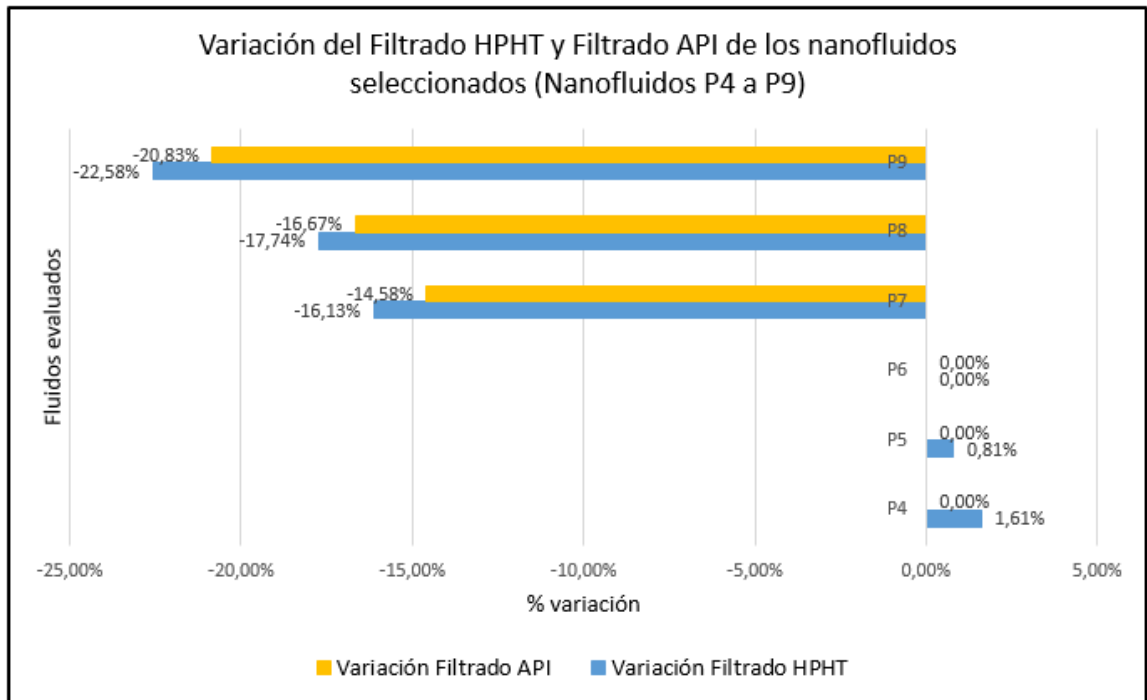
En primera instancia, se puede observar que el Filtrado HPHT es mayor que el Filtrado API en todos los fluidos evaluados donde el principal responsable de este comportamiento es la presión a la que se realizó la prueba; dado que se realiza la prueba a 500 psi, la cantidad de lodo que se llegue a retirar de la filtro-prensa será mucho mayor a lo retirado con los 100 psi en los que se realiza el Filtrado API antes de la completa formación de un revoque impermeable, cuyo espesor es el mismo presentado en ambas pruebas de filtrado (ver **Gráfico 7**), demostrando que los lodos evaluados a condición de pozo también generan un revoque fino.

Teniendo en cuenta los dos grupos de nanofluidos que se evaluaron en esta prueba, aquellos que tienen Nanofinos en su formulación y aquellos que tienen nHancer, se logra observar que en ambos casos ocurre una disminución del filtrado a medida se tenía una mayor concentración de nanoaditivo en su concentración; viéndose en los Nanofluidos P4 a P6 que el volumen de filtrado disminuyó 0,1 mL por cada 0,5% v/v adicional en su composición, sin embargo, para los Nanofluidos P4 y P5 estos volúmenes fueron mayores que el Fluido Base y en el caso del Nanofluido P6, éste

resultado igual. De la misma forma, para los Nanofluidos P7 a P9, se observa una disminución inicial respecto al Fluido Base de 2 mL para el Nanofluido P7 (2 ppb nHancer) y de 2,2 y 2,8 mL para los Nanofluidos P8 y P9 (2,5 y 3 ppb nHancer, respectivamente).

Los porcentajes de variación que presentan estos Nanofluidos respecto al Fluido Base en las pruebas de Filtrado HPHT y Filtrado API se presentan en el **Gráfico 21**.

Gráfico 21. Variación del Filtrado HPHT de los Nanofluidos P4 a P9 respecto al Fluido Base.



Fuente: elaboración propia.

El **Gráfico 21**, que ilustra las variaciones entre ambas pruebas de filtrados realizadas permite observar en primer lugar que en los Nanofluidos P7 a P9 se presenta un mayor porcentaje de disminución en las pruebas HPHT que en las API mostrando que el nanoaditivo nHancer es estable a altas temperaturas además de permitir la formación de un sello resistente a dichas condiciones y con una mejor calidad que aquel construido por el Fluido Base.

En el caso de los Nanofluidos P4 a P6, que tienen Nanofinos en su composición se observa que el Filtrado HPHT aporta cierta obturación que en el Filtrado API no es visible, pues en el Filtrado API estos 3 Nanofluidos no mostraban variación alguna respecto al Fluido Base, mientras en el Filtrado HPHT se observa una ligera reducción del filtrado en función de la concentración del nanoaditivo; esta diferencia

en los comportamientos puede atribuirse a la temperatura que permite la estabilización del nanoaditivo otorgándole esta capacidad.

3.3 ANALISIS DE RESULTADOS DE LOS FLUIDOS SELECCIONADOS EN LA QUINTA ETAPA (HINCHAMIENTO LINEAL)

Esta sección corresponde a la selección de tres nanofluidos de los seis evaluados anteriormente en las pruebas de Filtrado HPHT y Bulk Hardness, con el fin de correrles la prueba de Hinchamiento lineal.

3.3.1 Selección de fluidos. En esta sección inicialmente se enlistan en la **Tabla 9** los rangos o valores tenidos en cuenta para la posterior calificación de las propiedades en un cuadro comparativo que se presenta posteriormente. En la elaboración de la clasificación se tuvo en cuenta en la prueba Bulk Hardness el número de vueltas al que se observó el torque máximo y la primera lectura de torque para las muestras de las Formaciones Carbonera y León, mientras que en la prueba de Filtrado HPHT, se consideró únicamente el volumen de filtrado obtenido.

Tabla 9. Clasificación numérica de las pruebas especiales evaluadas.

Propiedad	Mejoría	Constante o no representativo	Desmejora
Bulk Hardness - Carbonera (# Vueltas @ 220 in-lb)	Menor a 12	12	Mayor a 12
Bulk Hardness – León (# Vueltas @ 220 in-lb)	Menor a 18	18	Torque inferior a 200 tras 18 vueltas
Filtrado HPHT (mL/30 min)	Menor a 12,4	12,4	Mayor a 12,4

Fuente: elaboración propia.

La calificación aplicada fue dada por el mismo criterio empleado en la **Figura 23** en donde se indica que, si la propiedad se ve mejorada respecto al fluido base, se le otorga un punto. Si la propiedad se mantiene constante o no tiene un cambio representativo respecto al fluido base, no se le otorga ni resta puntos. Si la propiedad se ve desmejorada respecto a fluido base, se le resta un punto. Finalmente, si la propiedad se vio mejorada respecto a todos los fluidos, se le otorga dos puntos. Cabe resaltar que la prueba Bulk hardness tiene prioridad en el siguiente análisis del cuadro comparativo debido que se realizó haciendo uso de muestras representativas de Formación. La selección de fluidos se realizó con base en un cuadro comparativo expuesta en la **Figura 24**.

Figura 24. Cuadro comparativo para elegir tres Nanofluidos.

Propiedad	P4	P5	P6	P7	P8	P9
Bulk Hardness - Torque - Fm. Carbonera	▲	▲	★	●	▲	▲
Bulk Hardness - # vueltas - Fm. Carbonera	★	★	★	▲	▲	▲
Bulk Hardness - Torque - Fm. León	▲	▲	★	▲	▲	▲
Bulk Hardness - # vueltas - Fm. León	▲	▲	★	▲	▲	▲
Filtrado HPHT	▼	▼	●	▲	▲	★
Total	4	4	8	4	5	6

Fuente: elaboración propia.

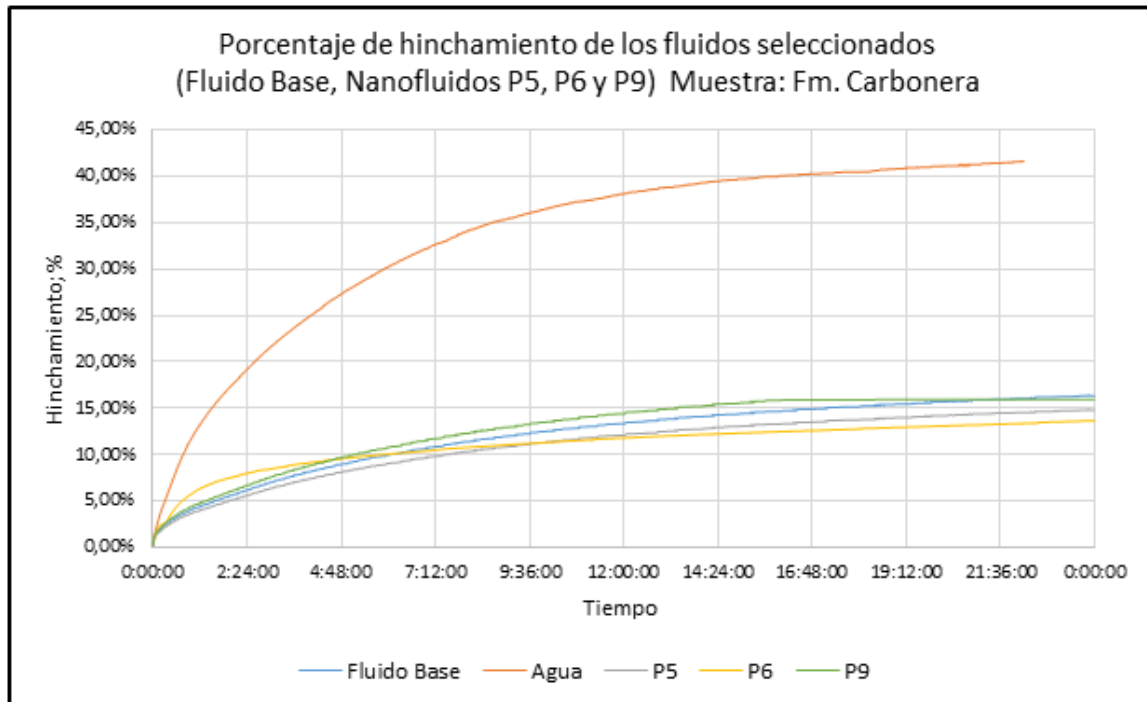
Donde:

- ★ La propiedad mejoró respecto a todos los fluidos
- ▲ La propiedad mejoró respecto al Fluido Base
- La propiedad se mantuvo constante respecto al Fluido Base o su cambio no fue representativo
- ▼ La propiedad desmejoró respecto al Fluido Base

De acuerdo a los resultados anteriores, se seleccionaron los nanofluidos P5, P6 y P9 como los mejores fluidos. Lo anterior debido a que P6 y P9 obtuvieron las mejores calificaciones; esto debido a que P6 fue el nanofluido que presentó mejores resultados en la prueba de Bulk hardness en ambas Formaciones y P9 obtuvo el menor volumen de filtrado en la Prueba de Filtrado HPHT. Si bien es cierto el cuadro comparativo califica a P8 como uno de los mejores fluidos, se seleccionó P5 debido a que éste obtuvo un buen rendimiento en la prueba de Bulk hardness alcanzando el mayor torque a menor número de vueltas.

3.3.2 Hinchamiento lineal. Esta prueba permitió identificar la reactividad de las formaciones Carbonera C6 y León en interacción con agua, el Fluido base y los nanofluidos P5, P6 y P9. El **Grafico 22** muestra los resultados obtenidos de los fluidos mencionados anteriormente para la Formación Carbonera.

Gráfico 22. Prueba de Hinchamiento Lineal - Formación Carbonera.



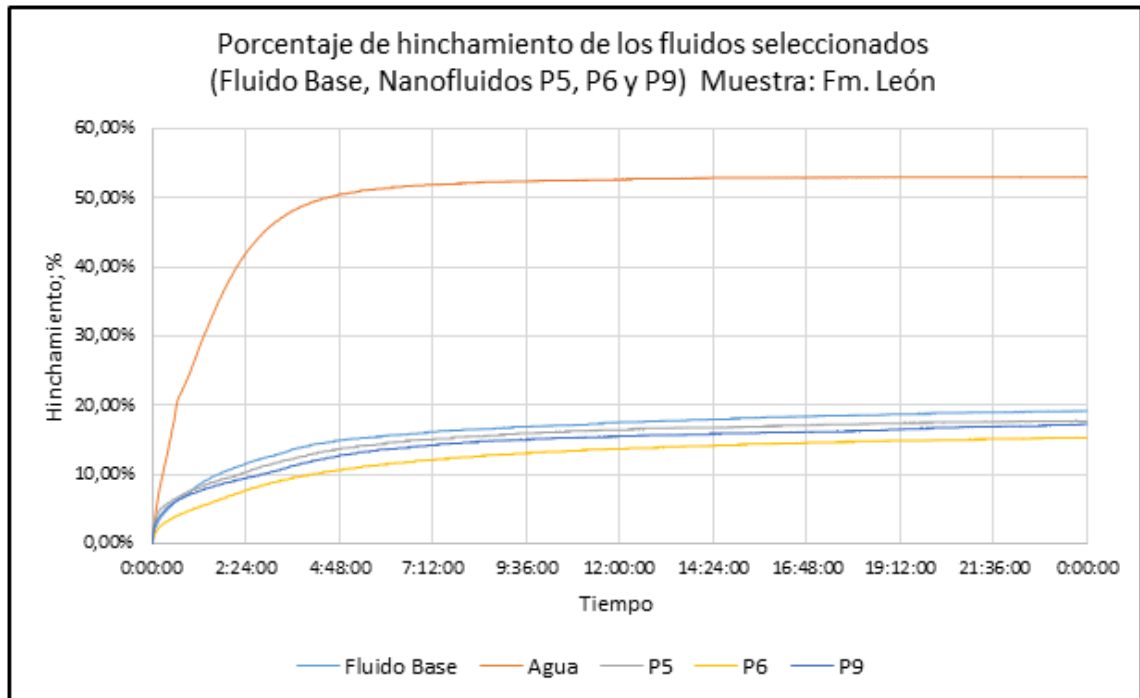
Fuente: elaboración propia.

Para los nanofluidos P5, P6 y P9 y el fluido base, se observan unos porcentajes de hinchamiento menores (hasta 10-20%) que el agua (hasta un 41,6%). Respecto a los nanofluidos P5, P6 y P9 y el fluido base, este último presentó el mayor porcentaje de hinchamiento (16,48%), mientras que el nanofluido que presentó el menor porcentaje de hinchamiento es P6 (nanofinos a 2% v/v) con 13,7%.

De lo anterior, se puede concluir que ambos nanoaditivos (Nanofinos y nHancer) tuvieron una respuesta positiva frente al porcentaje de hinchamiento respecto al fluido base. Respecto a P5 y P6, cumple su función de inhibir el hinchamiento de arcillas comparándolo con el fluido base. Respecto a P9 (nHancer a 3 ppb), se puede decir que pudo obturar la muestra generando una barrera e inhibiendo una interacción entre el fluido y la roca o bien pudo realizar un recubrimiento parcial del área superficial de la muestra en cuestión, lo que permitió una reducción en el hinchamiento de igual forma.

A continuación, el **Gráfico 23** presenta los resultados de los fluidos anteriormente mencionados para la Formación León.

Gráfico 23. Prueba de Hinchamiento Lineal - Formación León



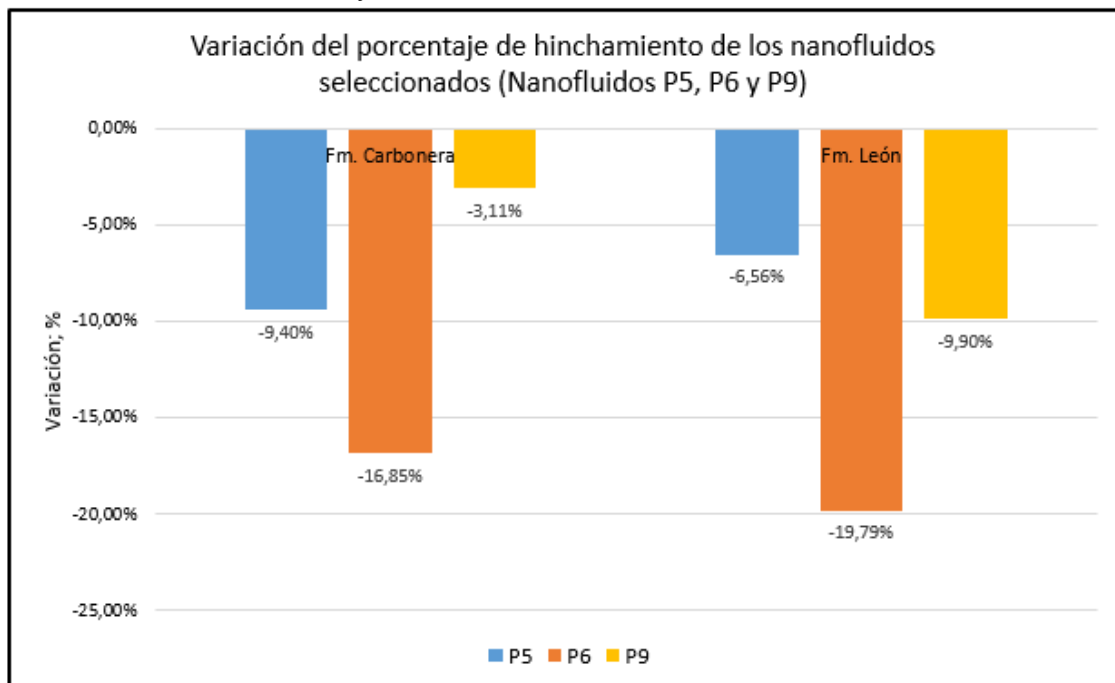
Fuente: elaboración propia.

Al igual que el comportamiento evidenciado en Carbonera, el agua presentó un mayor hinchamiento (53%). Por otro lado, observando el comportamiento de menor a mayor inhibición, el fluido base es el que menor inhibición presenta (19,2%), P5 con 17,94%, P9 con 17,3% y finalmente el mejor resulta ser P6 con (15,4%).

Con lo anterior, se puede concluir que P6 y P9 mostraron las mayores reducciones en el porcentaje de hinchamiento. Por un lado, P6 contiene Nanofinos a 2% v/v generando una buena respuesta de inhibición y cumpliendo su función; por otro lado, P9 (nHancer a 3ppb), genera una buena obturación en la muestra disminuyendo la interacción entre roca y fluido.

Con el fin de observar la interacción de las formaciones evaluadas con los nanfluidos evaluados, se presenta el **Gráfico 24** en el que se muestran las variaciones del porcentaje de hinchamiento obtenido al final de cada prueba en cada muestra respecto al Fluido Base.

Gráfico 24. Porcentajes de variación prueba de hinchamiento lineal – Formaciones Carbonera y León.



Fuente: elaboración propia.

Realizando una comparación entre los resultados obtenidos en las Formaciones Carbonera y León para el porcentaje de hinchamiento, el **Gráfico 24** permite concluir en primer lugar que los tres Nanofluidos evaluados presentaron una disminución del porcentaje de hinchamiento respecto al Fluido Base, observándose la mayor disminución en la Formación León para el Nanofluido P6 con el 19,79%. Adicionalmente, se puede observar que el Nanofluido P6 fue aquel que presentó la mayor disminución en el porcentaje de hinchamiento para ambas formaciones, con un 16,85% para la Formación Carbonera y 19,79% para la Formación León mostrándose que el nanoaditivo Nanofinos al 2 % v/v genera una mayor inhibición en la Formación León, esto debido a que dicha Formación está compuesta por arcillas únicamente mientras que las unidades pares de Carbonera presentan una combinación de arcillolitas, lodolitas y areniscas en general.

También es posible observar que el Nanofluido P9 presentó una mayor reducción en el hinchamiento en Formación León con 9,9% frente a una reducción del 3,11% en la Formación Carbonera, se atribuye a que el producto nHancer obturó las microfracturas presentadas en la muestra del miembro C6.

3.4 DEFINICIÓN DE RANGOS Y COMPARACIÓN DE EFICIENCIA DE NANOFLUIDOS

En esta sección se ejecutó el procedimiento planteado en la sexta etapa de la metodología (ver **Sección 2.6** de este documento), donde se plantearon los rangos óptimos para las propiedades físicas y químicas de los Nanofluidos, para posteriormente seleccionar el mejor de ellos que se acoplara a los rangos mencionados anteriormente.

En primer lugar, en la **Figura 25** se presenta un cuadro resumen de los resultados obtenidos para las pruebas realizadas a lo largo del documento para el Fluido Base y los Nanofluidos P1 a P9.

Figura 25. Consolidado de resultados para Fluido Base y Nanofluidos P1 a P9.

Propiedad	Unidades	Fluido Base	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
Densidad	ppg	9,29	9,29	9,29	9,29	9,29	9,29	9,29	9,26	9,26	9,26
Viscosidad de embudo	seg/qt	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Viscosidad plástica (PV)	cP	19	19	20	19	19	20	19	20	20	20
Punto cedente (YP)	lb/100 ft2	39	40	38	40	39	40	38	40	41	39
Resistencia de gel (Gel inicial)	lb/100 ft2	11	11	11	11	11	11	11	12	12	12
Resistencia de gel (Gel 10 min)	lb/100 ft2	15	14	15	14	14	15	14	15	15	15
Filtrado API	mL/30 min	4,8	4,8	4,8	5	4,8	4,8	4,8	4,1	4	3,8
Cake	1/32 in	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Contenido de arena	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contenido de agua	%	90	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Contenido de aceite	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
pH	N/A	9,54	9,55	9,59	9,52	9,51	9,49	9,52	9,62	9,5	9,52
Alcalinidad (Pm)	ppm Sales	350	350	380	320	350	340	330	390	320	340
Alcalinidad (Pf)	ppm Sales	200	210	220	200	210	200	210	210	200	200
Alcalinidad (Mf)	ppm H2CO3	3.520	2.310	2.300	2.220	3.510	3.480	3.520	3.510	3.520	3.510
Cloruros	ppm Cl-	300.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	350.000	300.000	300.000	300.000
Dureza Total	ppm Ca+2 Mg+2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Dureza Calcica	ppm Ca+2	20	10	20	20	10	10	20	10	20	10
Coefficiente de fricción	N/A	0,2162	0,2476	0,2388	0,2437	0,2073	0,2152	0,2172	0,1798	0,1729	0,168
Acreción	%	1,9	5,45	4,75	4,4	3,05	2,75	2,5	2,1	2,05	2,1
Bulk Hardness Carbonera	# vueltas @ 220 in-lb	13	N/A	N/A	N/A	11	10	9	13	12	12
Bulk Hardness León	# vueltas @ 220 in-lb	12 @ 200 in-lb	N/A	N/A	N/A	14	14	13	14	14	14
Filtrado HPHT	mL/30 min	12,4	N/A	N/A	N/A	12,6	12,5	12,4	10,4	10,2	9,6
Cake	1/32 in	1	N/A	N/A	N/A	1	1	1	1	1	1
Hinchamiento lineal Carbonera	%	16,48	N/A	N/A	N/A	N/A	14,93	13,7	N/A	N/A	15,96
Hinchamiento lineal León	%	19,2	N/A	N/A	N/A	N/A	17,94	15,4	N/A	N/A	17,3

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 10** se muestran los rangos establecidos a partir de los datos presentados en la **Figura 25**.

Tabla 10. Rangos óptimos de las propiedades de Nanofluidos evaluados.

Propiedad	Unidades	Mínimo	Máximo
Densidad	ppg	8,8	11
Viscosidad de embudo	seg/qt	50	
Viscosidad plástica (PV)	cP	7	15

Tabla 10. (Continuación)

Propiedad	Unidades	Mínimo	Máximo
Punto cedente (YP)	lb/100 ft ²	15	30
Resistencia de gel (Gel inicial)	lb/100 ft ²	6	8
Resistencia de gel (Gel 10 min)	lb/100 ft ²	15	18
Filtrado API	mL/30 min	N/A	6
Cake	1/32 in	N/A	1
Contenido de arena	%		0
Contenido de agua	%	90	91
Contenido de aceite	%		0
pH	N/A	8,8	9,3
Alcalinidad (Pm)	ppm Sales	320	380
Alcalinidad (Pf)	ppm Sales	200	220
Alcalinidad (Mf)	ppm H ₂ CO ₃	2.220	3.520
Cloruros	ppm Cl ⁻	300.000	350.000
Dureza Total	ppm Ca ⁺² Mg ⁺²		50
Dureza Cálcica	ppm Ca ⁺²	10	20
Coefficiente de fricción	N/A	0,168	0,2162
Acreción	%	1,9	2,05
Bulk Hardness - Carbonera	# vueltas @ 220 in-lb	9	13
Bulk Hardness - León	# vueltas @ 220 in-lb	13	18
Filtrado HPHT	mL/30 min	9,6	12,4
Cake	1/32 in	N/A	1
Hinchamiento lineal - Carbonera	%	13,7	16,48
Hinchamiento lineal - León	%	15,4	19,2

Fuente: elaboración propia.

De las pruebas con rango definido cuyos resultados se encontraban fuera del mismo están las pruebas de reología (viscosidad plástica, punto cedente y resistencia de gel) y pH; sin embargo, en sus respectivos análisis (ver **Secciones 3.1.1 a 3.1.3** y **Sección 3.1.6** de este documento), se menciona que estos comportamientos fueron esperados y que no eran representativos, por lo que se consideraron como si estuviesen dentro de dicho rango definido.

Como resultado de la **Figura 25**, se observa inicialmente que, para las propiedades de viscosidad de embudo, contenido de arena, contenido de aceite, dureza total y los cake (revoque) de los filtrados API y HPHT no se estableció un rango sino un único valor, esto es debido a que en todos los fluidos que se sometieron a las pruebas anteriormente mencionadas se obtuvo el mismo resultado.

Respecto a las pruebas especiales, se destaca que para los rangos definidos del coeficiente de fricción, acreción y filtrado HPHT, se hizo uso de los resultados

provenientes del Nanofluido P9 como el mejor nanofluido para establecer el valor mínimo del rango, mientras que para las pruebas de Bulk Hardness e hinchamiento lineal, tanto para las Formaciones Carbonera y León se emplearon los resultados del Nanofluido P6 como el mejor nanofluido para establecer el valor mínimo del rango.

Con el fin de establecer la eficiencia de los nanofluidos, se partió de recopilar en la **Tabla 11** los resultados obtenidos de las pruebas especiales (acreción, bulk hardness, filtrado HPHT e hinchamiento lineal) y sus respectivos rangos previamente establecidos en la **Tabla 10** para los Nanofluidos P5, P6 y P9.

Tabla 11. Rangos óptimos para pruebas especiales.

Propiedad	Unidades	Rango	P5	P6	P9
Acreción	%	1,9 -2,05	2,75	2,5	2,1
Bulk Hardness Carbonera	# vueltas @ 220 in-lb	9 - 13	10	9	12
Bulk Hardness León	# vueltas @ 220 in-lb	13 - 18	14	13	14
Filtrado HPHT	mL/30 min	9,6 - 12,4	12,5	12,4	9,6
Hinchamiento lineal Fm. Carbonera	%	13,7 - 16,48	14,93	13,7	15,96
Hinchamiento lineal Fm. León	%	15,4 – 19,2	17,94	15,4	17,3

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta la **Tabla 11**, se realizó un cuadro comparativo con el fin de definir el Nanofluido más eficiente en función de la cantidad de propiedades mejoradas correspondientes a las pruebas especiales (Acreción, Bulk hardness, Filtrado HPHT e Hinchamiento lineal). El cuadro comparativo tiene los siguientes criterios: al nanofluido que se encontrara fuera del rango de la propiedad a calificar, se le restó un punto y aquel que se encontrara dentro del rango, se le sumó un punto. El cuadro comparativo resultante de estos parámetros se muestra en la **Figura 26**.

Figura 26. Cuadro comparativo para Nanofluidos P5, P6 y P9.

Propiedad	P5	P6	P9
Acreción	✗	✗	✗
Bulk Hardness - Fm. Carbonera	✓	✓	✓
Bulk Hardness - Fm. León	✓	✓	✓
Filtrado HPHT	✗	✓	✓
Hinchamiento Lineal - Fm. Carbonera	✓	✓	✓
Hinchamiento Lineal - Fm. León	✓	✓	✓
Total	2	4	4

Fuente: elaboración propia.

Donde:

- ✓ El Nanofluido está dentro del rango establecido.
- ✗ El Nanofluido se encuentra fuera del rango establecido.

De acuerdo a la **Figura 25**, se observa en primera instancia que hay un desempeño igual entre los nanofluidos P6 y P9, por lo cual se decidió realizar otro cuadro comparativo mostrado en la **Figura 27**, en donde se evaluaron dichos Nanofluidos de la siguiente manera: se analizó por cada prueba el menor valor numérico obtenido debido a la naturaleza de estas pruebas. Adicionalmente, se concluyó que ningún nanofluido fue eficiente en términos de acreción, pues ninguno obtuvo un menor valor numérico respecto al Fluido Base y además se encontraron fuera del rango propuesto en la **Tabla 10**.

Figura 27. Cuadro comparativo para el mejor nanofluido.

Propiedad	P6	P9
Acreción	✗	✗
Bulk Hardness - Fm. Carbonera	✓	✗
Bulk Hardness - Fm. León	✓	✗
Filtrado HPHT	✗	✓
Hinchamiento Lineal - Fm. Carbonera	✓	✗
Hinchamiento Lineal - Fm. León	✓	✗
Total	4	1

Fuente: elaboración propia.

Considerando las comparaciones presentadas en la **Figura 27** y sus análisis, se concluye que el Nanofluido más eficiente fue P6 con una disminución del porcentaje

de hinchamiento del 16,85% y 19,79% para las Formaciones Carbonera y León respectivamente.

Los nanoaditivos presentaron una desmejora en los resultados de la prueba de acreción, sin embargo, se observó una mejora en su inhibición tanto para mantener la estabilidad de la formación (bulk hardness y filtrado HPHT) como en la mitigación del hinchamiento (hinchamiento lineal), demostrando que para solucionar problemas de embotamiento no es suficiente tener un lodo con capacidades de inhibición, sino también que sea capaz de encapsular los recortes para evitar su adhesión a la sarta; siendo esta capacidad posible mediante la combinación de los inhibidores convencionales Traxx Block y Traxx TC.

En contraste con lo anterior, es válido tener en cuenta que, al tener una formación más estable y arcillas menos hinchadas por la acción de la inhibición adquirida por los nanoaditivos, se obtienen menos recortes arcillosos en el pozo, lo que se traduce en menor material que se puede adherir a la sarta de perforación implicando una reducción en la posibilidad de pegas por empaquetamiento y embotamiento. En conclusión, la combinación de los resultados obtenidos por los Nanofluidos en las pruebas especiales en una operación de perforación puede llevar a una reducción del embotamiento que llegue a presentarse, pues la disminución de hinchamiento en las arcillas conlleva a la mitigación de un posible derrumbe, generando menor cantidad de recortes arcillosos presentes en el hueco que llegarían a adherirse a la sarta.

4. CONCLUSIONES

- Los nanoaditivos no alteran significativamente las propiedades que no estén relacionadas a su función principal (inhibición de arcillas y control de filtrado), tal como se observa en la reología cuyas variaciones presentadas fueron de hasta ± 2 unidades, que representan el margen de error generado por las lecturas tomadas en los equipos de laboratorio.
- El nano controlador de filtrado nHancer aporta una mejora en la lubricidad y por consiguiente en la acreción. Esto se demuestra en los resultados de coeficiente de fricción y porcentajes de adhesión de los Nanofluidos P7, P8 y P9 obteniendo unas reducciones del 16,84%, 20,03% y 22,29%, respectivamente, para lubricidad y aumentos de 7,89% a 10,53% para acreción respecto al Fluido Base.
- La interacción Nanofinos-Traxx Block, es decir los Nanofluidos P4 a P6 representa una mejor combinación entre inhibidor nano y convencional que la interacción Nanofinos- Traxx TC (Nanofluidos P1 a P3), esto se muestra en la prueba de acreción; pues si todos los fluidos resultaron con valores mayores al Fluido Base, la primera interacción tiene porcentajes de adhesión de 2,5% a 3,05% mientras con la segunda se obtuvieron porcentajes del 4,4% al 5,49%.
- Los resultados de la prueba de Acreción permiten concluir que los nanofluidos P7, P8 y P9 (nHancer) mostraron una menor desmejora respecto al fluido base, con aumentos en los porcentajes de variación del 7,89% a 10,53% en comparación a los nanofluidos P1 a P6 (Nanofinos) de 31,58% a 186,84%.
- El mejor nanofluido en disminución de volumen de filtrado para Filtrado HPHT fue P9 (correspondiente a nHancer 3 ppb), con una disminución de 22,58% respecto al fluido base.
- Los resultados de la prueba de Bulk hardness permitieron identificar los mejores nanofluidos P5, P6 y P9, siendo P6 el mejor para ambas Formaciones evaluadas, alcanzando un torque de 220 in-lb a 9 y 13 vueltas para las Formaciones Carbonera y León, respectivamente.
- El mejor nanofluido en disminución de porcentaje de hinchamiento respecto al fluido base para ambas muestras de Formación evaluadas fue P6 (correspondiente a Nanofinos 2% v/v), con una reducción de 16,85% y 19,79% para las Formaciones Carbonera y León, respectivamente.

5. RECOMENDACIONES

- Evaluar el impacto en las propiedades químicas del lodo por la adición de nanoaditivos conociendo su formulación química y ficha técnica para entender de una mejor manera la compatibilidad de dichos productos con el fluido de perforación.
- Considerar el efecto en los resultados de las pruebas corridas a los diferentes fluidos evaluados cambiando el orden en el que se integran o agregan al fluido de perforación.
- Evaluar el comportamiento de un nanoaditivo en presencia de otro con diferentes funciones cada uno dentro de la formulación de un fluido de perforación con el fin de ver su impacto en las propiedades y rendimiento del mismo.
- Evaluar el rendimiento de Nanofinos a concentraciones más altas de las propuestas en este trabajo de grado para obtener menores porcentajes de hinchamiento.
- Abordar el rendimiento de nHancer a concentraciones más altas de las propuestas en este trabajo de grado para obtener menores volúmenes de filtrado y coeficiente de fricción.
- Analizar nanoaditivos que cumplan otras funciones dentro de la formulación actual de fluidos de perforación para ver su influencia en sus propiedades químicas y físicas, ya sea agregando dicho nanoaditivo o reemplazándolo por un aditivo ya existente.
- Considerar la formulación de nanofluidos en donde se agreguen los nanoaditivos como un material adicional en la composición en lugar de un reemplazo de otro aditivo convencional, además de evaluarlos en las pruebas especiales trabajadas en este documento.
- Agregar un nanoaditivo lubricante a la formulación actual para mejorar la acreción.
- Evaluar la viabilidad de integrar Nanofinos y/o nHancer a la composición del fluido de perforación mediante un indicador financiero como Valor Presente Neto o Tasa Interna de Retorno.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. N° de Revisión: A-1. Dallas, Texas. 2014. 791 p.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Práctica Recomendada Procedimiento Estándar para las Pruebas de Campo con Fluidos de Perforación de Base Agua. API PR 13B-1. 1997. 71 p.

FEYNMANN, Richard. There's Plenty of Room at the Bottom. [Transcripción de Conferencia]. California Institute of Technology (Caltech); texto en inglés. [1960]

FLORES BOLAÑOS, Alejandro Vladimir. Mejoramiento del Lodo de Perforación Base Agua con la Adición de Nanopartículas para Optimizar las Propiedades de la Retorta y Minimizar el Daño de Formación. Medellín, 2017. Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de: Magister en Ingeniería - Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Escuela de Procesos. Escuela de Procesos y Energía.

GUASCO HERREA, Claudine et.al. Poliaminas: pequeños gigantes de la regulación metabólica. En: Bioquim. Vol., 33 (2014); p. 51-57. ISSN 1655-1995.

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.

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL. Laboratorio Fundamentos de Química Sesión 4. {En línea}. {10 febrero de 2020}. Disponible en: <https://www.sites.google.com/site/laboratoriosquimicaesiqie/fundamentos-de-quimica/practica-3-1>

J-ROKI INGENIERIA S.A.S. Retortas para el análisis de lodos de perforación. {En línea}. {4 febrero 2020}. Disponible en: <https://j-rohi.com/project/retortas-para-el-analisis-de-lodos-de-perforacion/>

LOPEZ YELA, Washington Fabian. Estudio del desempeño de dos polímeros, de alto y bajo peso molecular para minimizar la dispersión y acreción de cortes de perforación en la sección intermedia de pozos en el Campo Shushufindi. Quito, 2014. Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos.

MENDOZA URIBE, Guadalupe y RODRIGUEZ-LÓPEZ, José Luis. La nanociencia y la nanotecnología: una revolución en curso. En: Perfiles Latinoamericanos. Vol., 29 (Enero-Junio 2007); p. 161 – 186

NATIONAL OILWELL VARVO. Product Data Bulletin: nHANCER.

NATIONAL OILWELL VARCO. Prueba de Acreción. 3 p.

NATIONAL OILWELL VARCO. Prueba de Hinchamiento Lineal – Lineal Swell Meter. 6 p.

NATIONAL OILWELL VARCO. Prueba de Lubricidad. 3 p.

NATIONAL OILWELL VARCO. Recap e Informe Final de Pozo Pozo Pendare 15H. Bogotá D.C. 2018. 32 p.

NATIONAL OILWELL VARCO. WSS FluidControl permite a Savia Perú ahorros del 12 % con el sistema POLYTRAXXTM. {En línea}. {12 enero 2020}. Disponible en: <https://www.nov.com/-/media/nov/files/products/wbt/wellsite-services/polytraxx-drilling-fluids-system/polytraxx-peru-fluidcontrol-case-study-spanish.pdf>

NATIONAL OILWELL VARVO. Prueba de Bulk Hardness.

PDVSA CIED. Fluidos de perforación. Primera versión. Venezuela. 2002. 284 p.

SALIH, A.H, et al. Impact of Nanomaterials on the Rheological and Filtration Properties of Water-Based Drilling Fluids. Canton, Ohio: Society of Petroleum Engineers, 2016. SPE-184067-MS.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Almidón. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/starch.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Lutita. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Pildora. {En línea}. {1 abril de 2020}. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/pill.aspx>

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Fluido de perforación. {En línea}. {30 enero de 2020}. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/drilling_fluid.aspx

SHUTESH, Krishnan, et al. Characterization of Boron-Based Nanomaterial Enhanced Additive in Water-Based Drilling Fluids: A study on Lubricity, Drag, ROP and Fluids Loss Improvement. Abu Dhabi: International Association of Drilling, Society of Petroleum Engineers, 2016. SPE/IADC-178240-MS.

TECPETROL COLOMBIA S.A.S. Esquema Pendare 20H. Bogotá D.C, 2019. Estado Mecánico Final Pendare 20H.

TECPETROL COLOMBIA S.A.S. Pozo Pendare 20-H Prognosis Geológica. Bogotá D.C. 2019. 32 p.

THE ROYAL SOCIETY & THE ROYAL ACADEMY OF ENGINEERING. Nanoscience and nanotechnologies: opportunities and uncertainties. Plymouth: Latimer Trend Ltd., 2004. 126p.

TREVIÑO RODRÍGUEZ, Jesús. Etimología de NANOTECNOLOGÍA. {En línea}. {31 enero de 2020}. Disponible en: <http://etimologias.dechile.net/?nanotecnologi.a>

VILA SEAONE, Maximiliano Facundo. Nanotecnología: Su desarrollo en Argentina, sus características y tendencias a nivel mundial. Los Polvorines, Argentina. 2011. Magister en Gestión de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación. Universidad Nacional de General Sarmiento.

VIVAS RIAÑO, Leidy Yuliana. Aplicaciones de la Nanotecnología en la Industria de Petróleo y gas – Estado del Arte. Bucaramanga, 2016. Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Distrital de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ANEXO A

FICHA TÉCNICA NANOCONTROLADOR DE FILTRADO

Product Data Bulletin

nHANCER

nHancer provides fluid loss control and wellbore stability for high performance water-based drilling fluids in fresh or salt water with application temperature range up to 232 °C (450 °F). Designed for use in high temperature, high pressure (HTHP) environments.

Key Advantages

- Sealing nano-particles to reduce non-productive time and improve wellbore stability.
- Plugging pores to reduce permeability of filtercake.
- Readily dispersible in water and oils.
- Upon redispersion, high tolerance in salts, multivalent ions and acid.
- Flatter Yield Point response of formulated fluid at raising temperatures vs. organoclays.
- Sealing additive for oil- and water-based muds for temperatures up to 177 °C (350 °F).

End Use Applications

- Drilling Fluid Additive: Water Based Fluid Loss Control
- Fluid Loss Control Additive: Water-Based Drilling Fluids

Recommended Usage

- Loading Level: 0.5 - 4.0 ppb

Additional Considerations

General Properties

Particle Size, D50	200 nm
Color	Off White
Chemistry Type	Styrene butadiene copolymer (SB)
Physical Form	Powder

Toxicity and Handling

- Adequate ventilation should be maintained in the processing areas.
- Appropriate personal protective equipment should be employed when handling this product.
- Avoid contact with skin and eyes.
- Do not handle near an open flame, heat or other sources of ignition.
- Fine powders may cause irritation to the respiratory system if inhaled.
- See Safety Data Sheet (SDS) for additional product information.

Packaging and Storage

nHancer is available in 55lbs sack. Containers should be stored in a cool well-ventilated area, free of exposure to moisture. Follow safe warehousing practices regarding palletizing, banding, shrink wrapping, and/or stacking. Shelf life is 36 months.

DISCLAIMER:

Although the information and recommendations set forth herein (hereinafter "information") are presented in good faith and believed to be correct as of the date hereof, NOV FluidControl, makes no representations as to the completeness or accuracy thereof. Since the product is within the exclusive control of the user, it is the user's obligation to determine the conditions of safe use of this product.



4310 N Sam Houston Pkwy East
Houston, Texas 77032, USA
Phone: 713 482 0500 • Fax: 713 482 0599

FluidControl@nov.com nov.com/wellsite

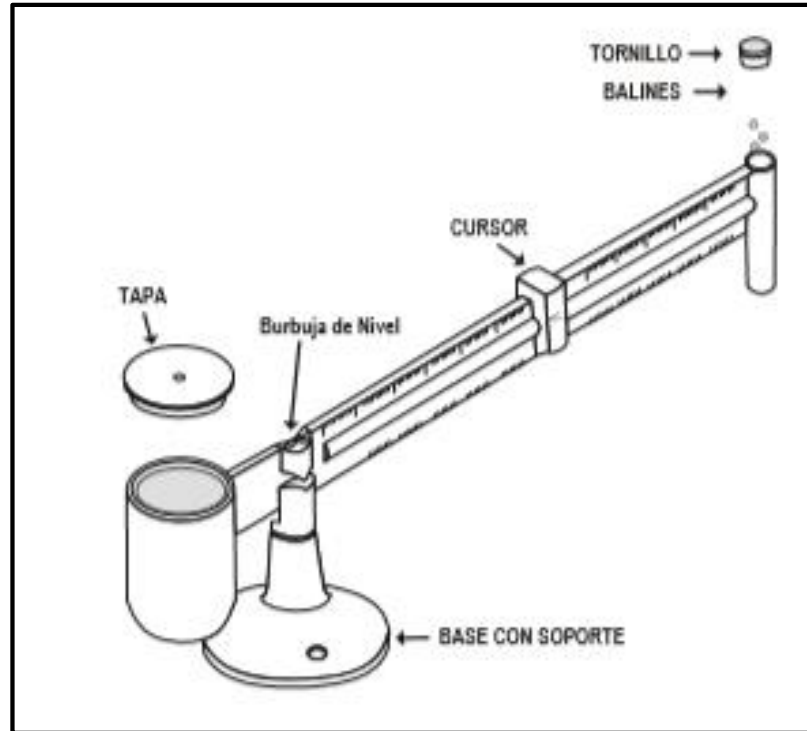
©National Oilwell Varco - All rights reserved - 08C1904673-MKT-001 Rev 01

ANEXO B

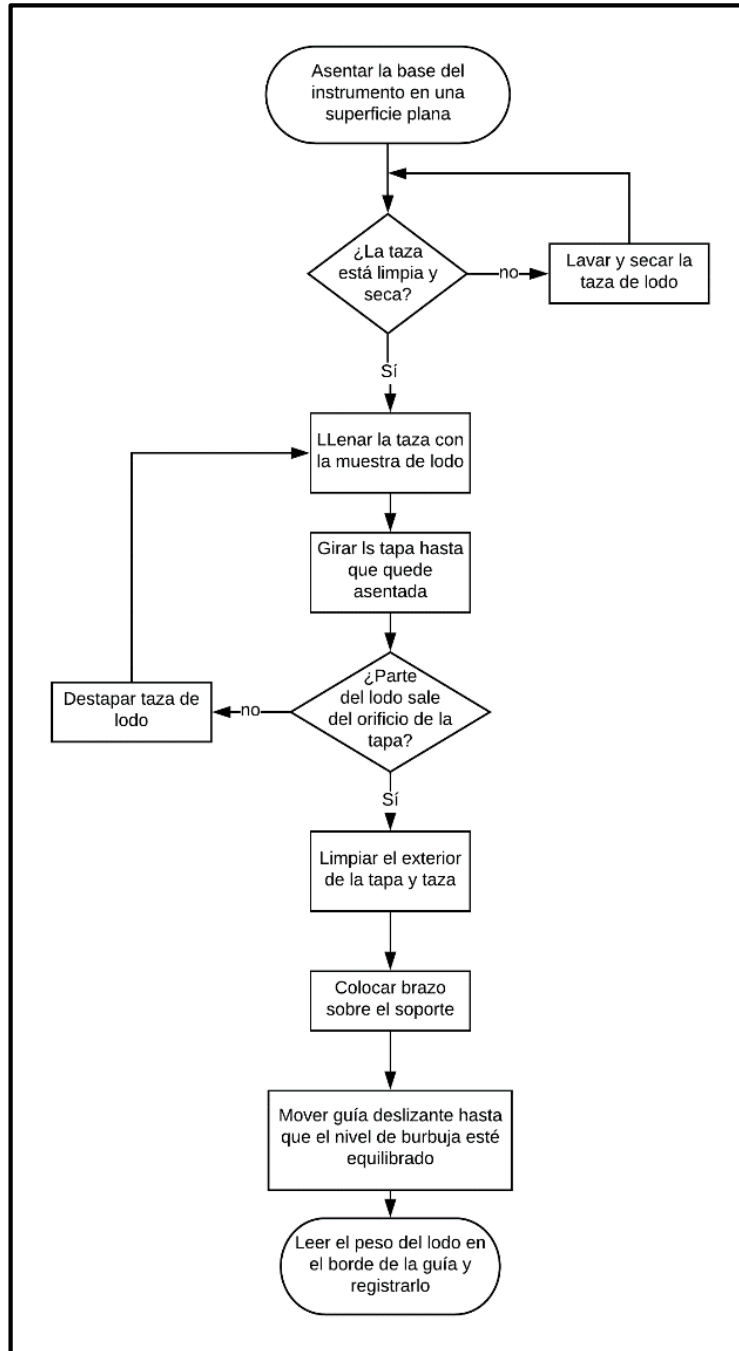
EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS PRUEBAS API RP 13B-1 Y LUBRICIDAD

Densidad

- **Equipo:** Balanza de lodo

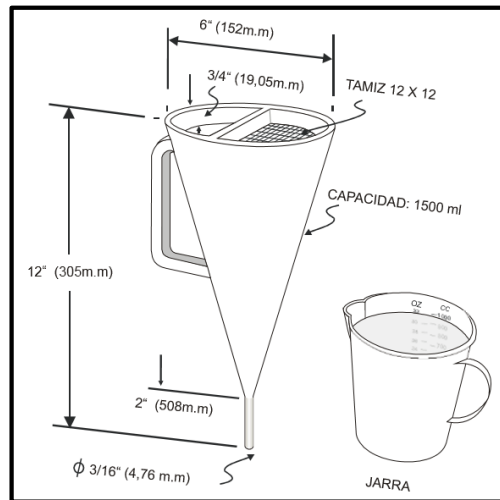


- **Procedimiento:**

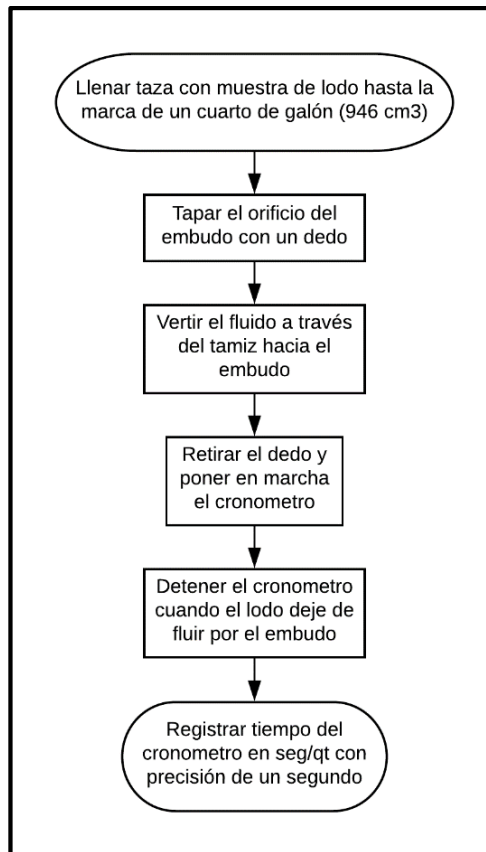


Viscosidad de embudo

- **Equipo:** Embudo de Marsh.

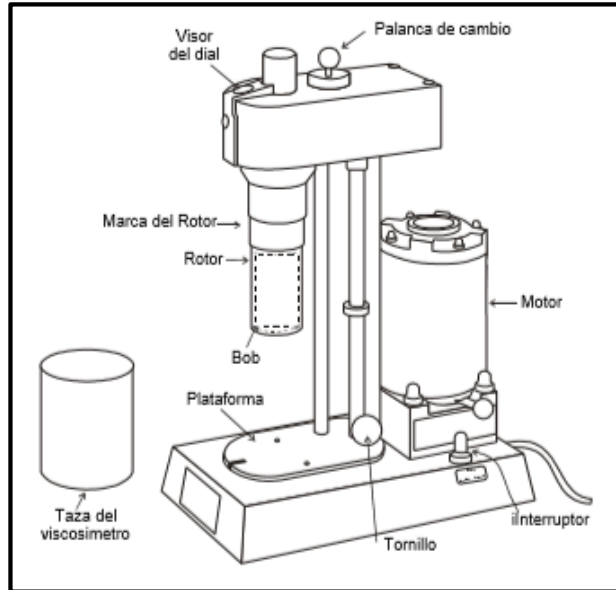


- **Procedimiento:**

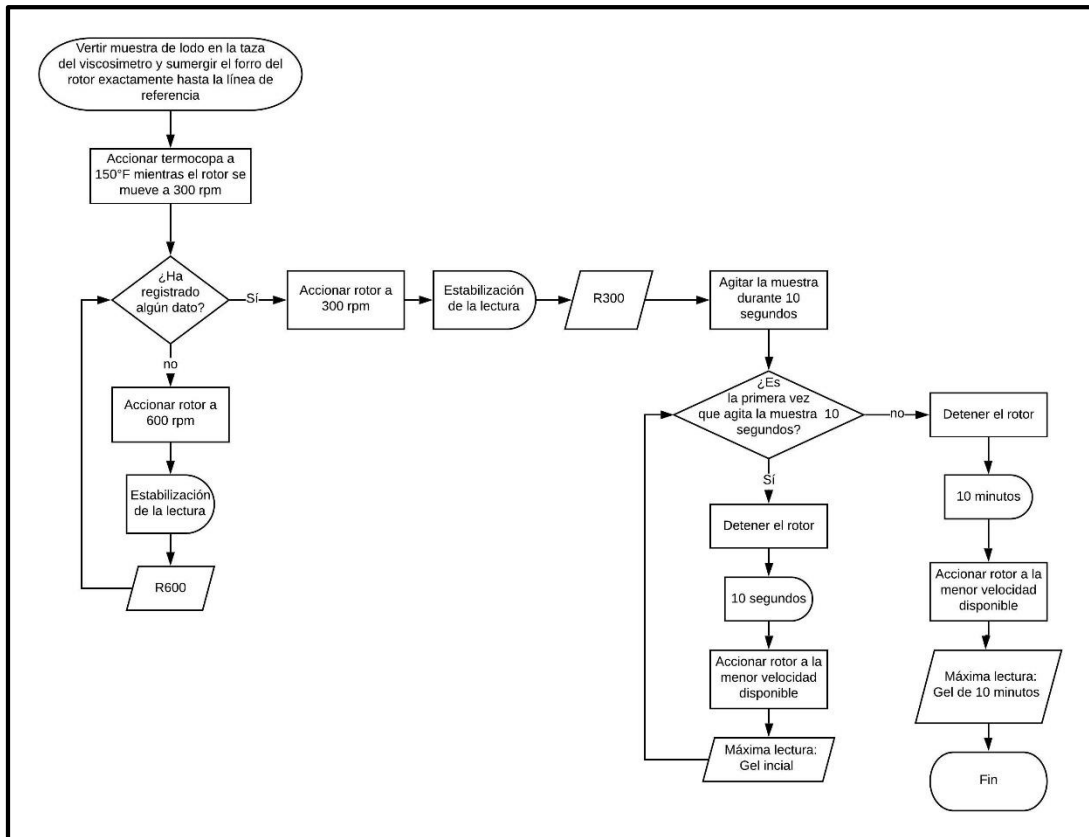


Reología

- **Equipo:** Viscosímetro rotativo

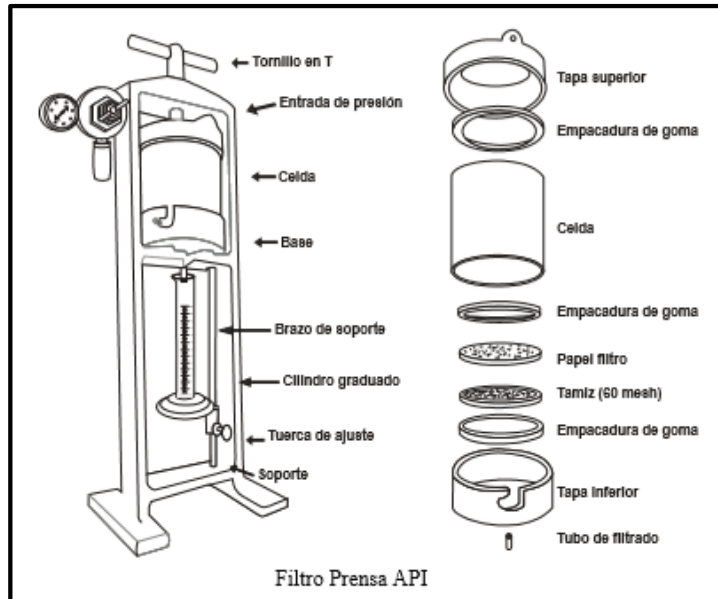


- **Procedimiento:**

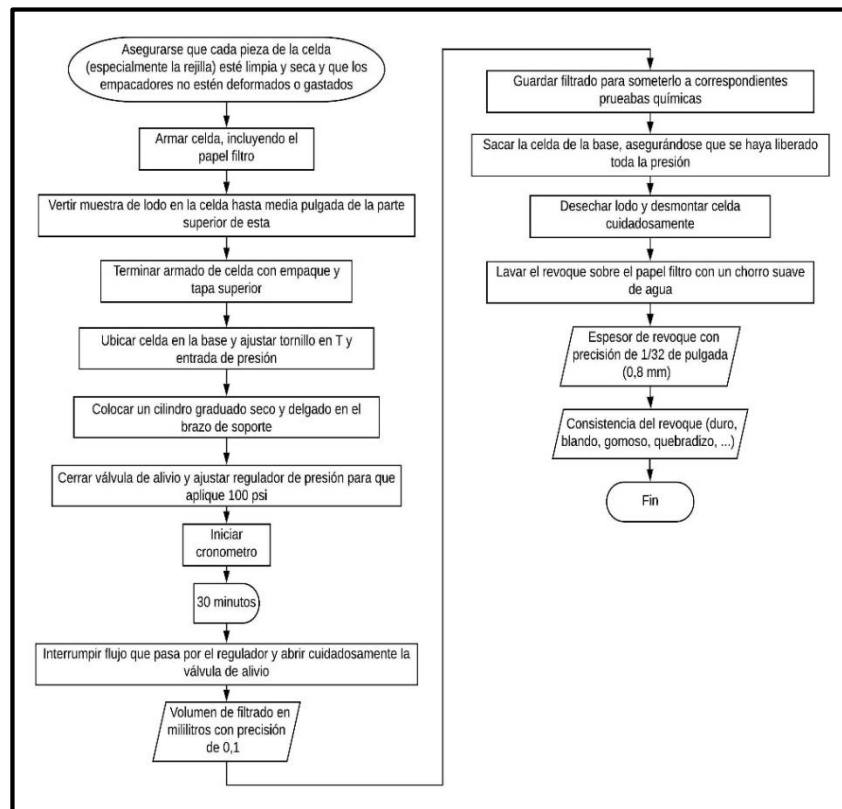


Filtrado API

- **Equipo:** Filtro-prensa API



- **Procedimiento:**

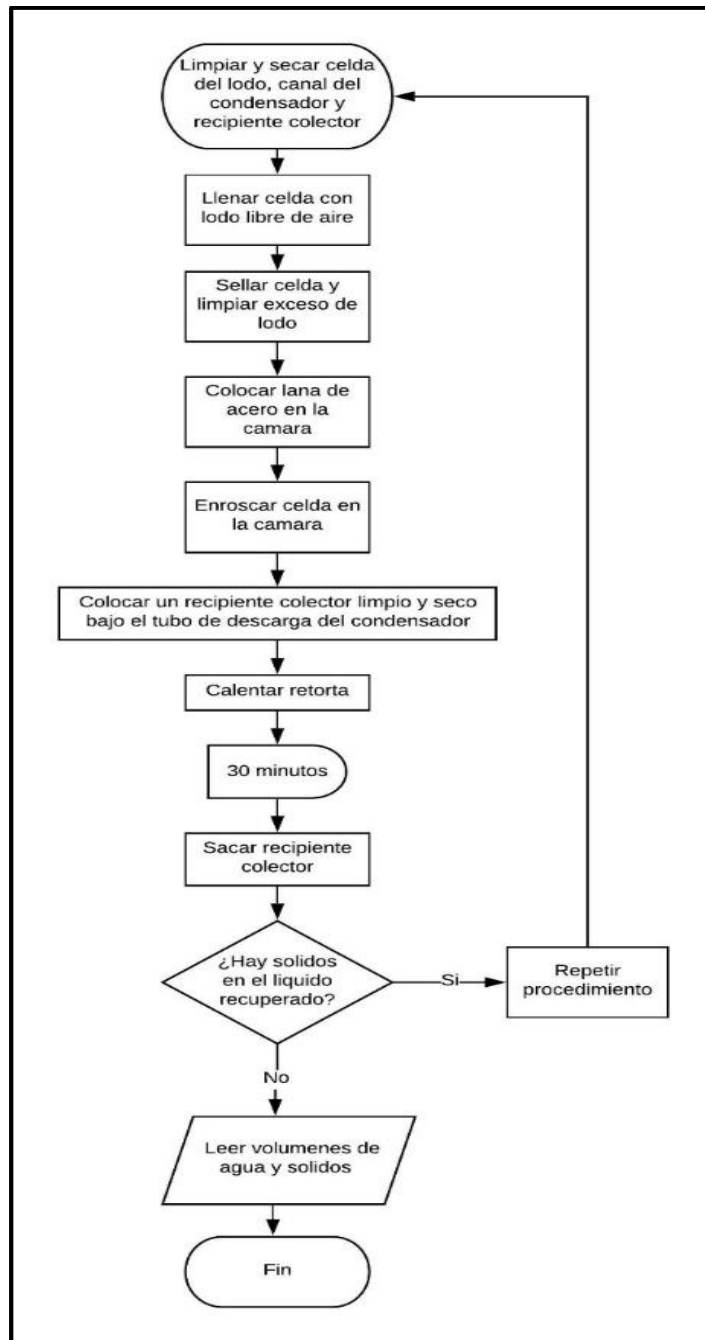


Contenido de sólidos

- **Equipo:** Retorta



- **Procedimiento:**

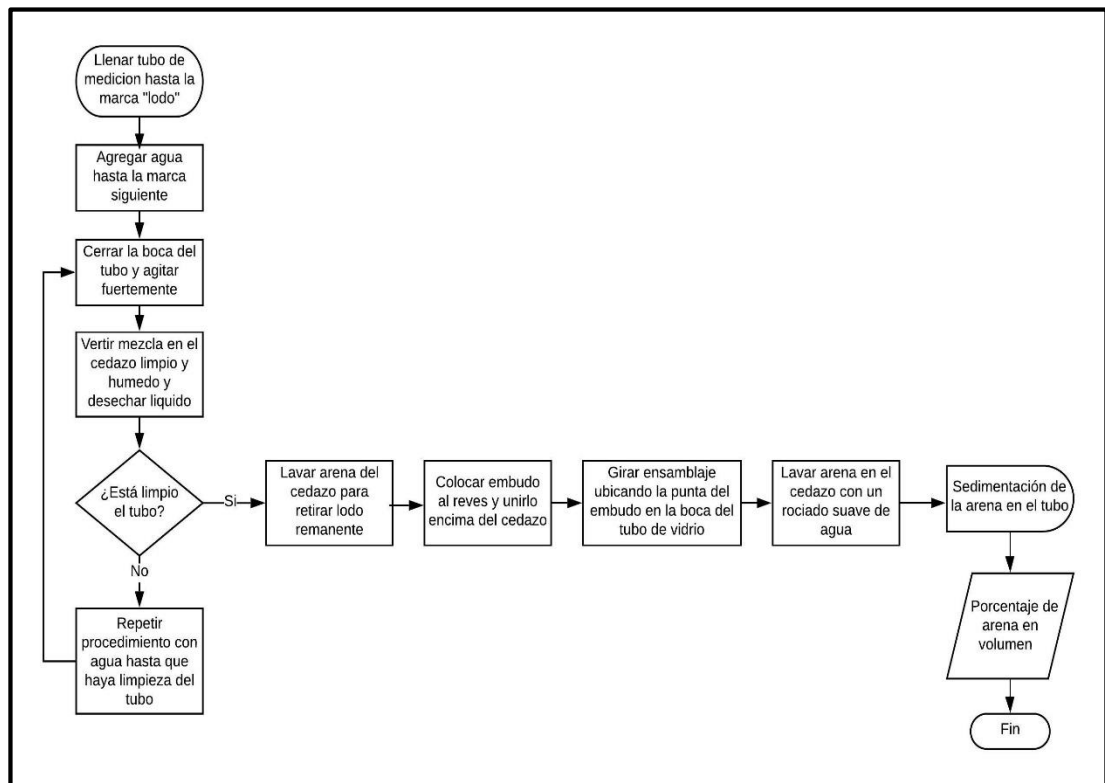


Contenido de arena

- **Equipo:** Zanahoria de vidrio



- **Procedimiento:**

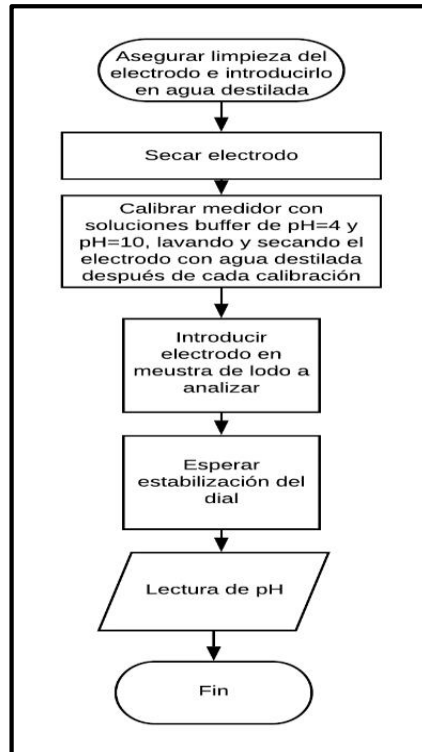


pH

- **Equipo:** pH-metro

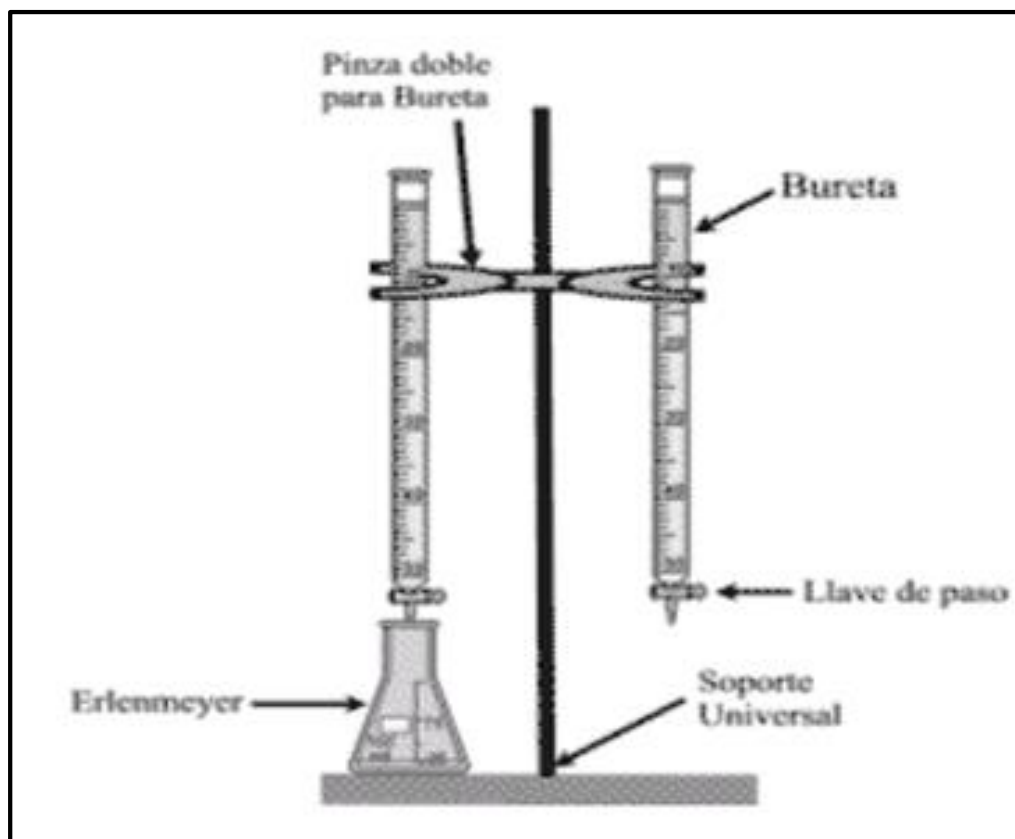


- **Procedimiento:**

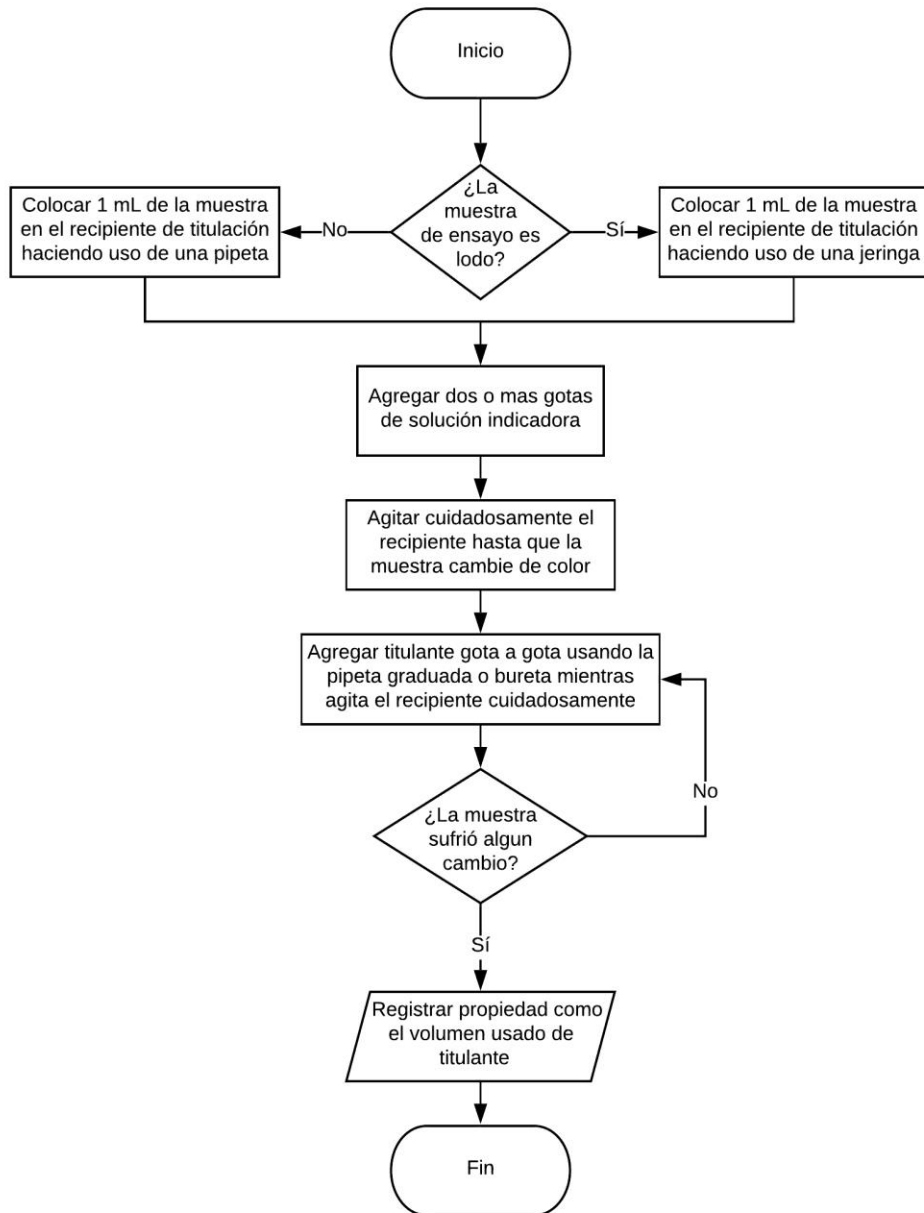


Análisis Químico

- **Equipo:** Equipo de titulación



- **Procedimiento:**



- **Especificaciones pruebas Pm, Pf, Mf**

Prueba	Pm	Pf	Mf
Muestra de ensayo	Lodo	Filtrado	Filtrado despues de someterse a Pf
Solución indicadora	Fenolftaleina		Metil Naranja
Color o estado inicial de la muestra	Rosado		Amarillo
Titulante	H2SO4 0,02N		
Color o estado final de la muestra	Incoloro		Rojo o rosado
Punto final	8,3		4,3
Propiedad	mL H2SO4 0,02N ó ppm de sales		mL H2SO4 0,02 ó ppm de H2CO3

- **Especificaciones prueba Cloruros:**

Muestra de ensayo	Filtrado después de realizarle Pf
Solución indicadora	K2CrO4
Color o estado inicial de la muestra	Amarillo
Titulante	AgNO3 0,0282 N
Color o estado final de la muestra	Anaranjado-rojizo o precipitado de sal
Propiedad	mL AgNO3 0,0282N o ppm de Cl-

- **Especificaciones prueba Dureza**

Muestra de ensayo	Filtrado después de adicionar solución amortiguadora
Solución indicadora	Solución indicadora de dureza
Color o estado inicial de la muestra	Rojo
Titulante	EDTA 0,01M
Color o estado final de la muestra	Azul
Propiedad	mL EDTA 0,01M o ppm de Ca ⁺² y Mg ⁺²

Lubricidad. El test de lubricidad mide la resistencia del fluido (características lubricantes) entre dos superficies móviles de acero. El objetivo de esta prueba consiste en determinar el coeficiente de lubricidad entre un anillo de prueba y un bloque, que emulan la sarta de tubería y el fluido de perforación, esto mediante un equipo especial medidor de lubricidad llamado Lubricity Tester que se muestra en la Figura xx:

- **Equipo:** Lubricity tester



• **Procedimiento:**

