

**EVALUACIÓN DEL USO DE NANOPARTÍCULAS TIPO LÁTEX EN EL FLUIDO
DE PERFORACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO PARA EL CONTROL DE
INESTABILIDAD DE POZO EN LA FORMACIÓN BAMBUCÁ DEL CAMPO
VENGANZA**

**FEDERICO DUPLAT MORALES
ANDRES FELIPE ZORRO ZAMBRANO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE MERICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
2020**

**EVALUACIÓN DEL USO DE NANOPARTÍCULAS TIPO LÁTEX EN EL FLUIDO
DE PERFORACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO PARA EL CONTROL DE
INESTABILIDAD DE POZO EN LA FORMACIÓN BAMBUCÁ DEL CAMPO
VENGANZA**

**FEDERICO DUPLAT MORALES
ANDRES FELIPE ZORRO ZAMBRANO**

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

**Director
German Alberto Cotes Artunduaga
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE MÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
2020**

Nota de aceptación _____

N/N

N/N

Bogotá D.C., Agosto de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZÁLES

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos a Dios, por la paciencia, sabiduría y compromiso necesario para el desarrollo de este proyecto.

A la empresa Hocol S.A por brindarnos la oportunidad de desarrollar el proyecto, facilitándonos recursos técnicos y económicos necesarios.

A los ingenieros German Cotes Artunduaga y Alberto Muñoz Gómez por su apoyo, confianza y conocimientos brindados para nuestro desarrollo personal y profesional.

A la empresa contratista por ofrecernos los espacios y conocimientos, para la culminación del proyecto.

A los ingenieros Sergio Méndez, Diego Arias, Jorge Vega y Cristian Beltrán por su dedicación, conocimiento y apoyo incondicional en la realización del proyecto a pesar de la coyuntura nacional.

A nuestras familias y amigos, por acompañarnos en esta etapa de crecimiento personal y profesional.

Por último, a la Fundación Universidad de América y al cuerpo docente, por brindar el apoyo necesario para el desarrollo y culminación del proyecto.

DEDICATORIA

En primer lugar, le dedico este logro a Dios, por alcanzar la culminación del proyecto, darme salud, muchas ganas de aprender y crecer como persona.

A mis padres, Guillermo Duplat y Nubia Morales, por ser ese apoyo y amor incondicional, por enseñarme a nunca caer, y que, a pesar de las circunstancias, con humildad, carácter, determinación y las ganas de salir adelante, puedes alcanzar todo lo que te propongas.

A mi compañero Andrés Zorro, que siempre estuvo a mi lado, brindándome su apoyo y dedicación, conocimientos tanto técnicos como personales.

Finalmente, a todos mis amigos y personas que estuvieron en mi desarrollo personal, OMID, mona, Yamile Morales, Pptos y Comité de desastres.

Federico Duplat Morales

Quiero dedicarle este proyecto primero a Dios, por estar conmigo y brindarme toda la sabiduría y salud para seguir adelante día a día, porque sin el nada de esto sería posible.

En segundo lugar, le agradezco a mis padres Carlos Zorro y Claudia Zambrano por todo el esfuerzo, dedicación y amor que me han brindado a lo largo de toda mi vida. A mi hermano Carlos Fernando que siempre me ha dado su apoyo. A mi abuela que la quiero mucho y espero tenerla muchos años más a mi lado. Y a mis tíos y primos que a lo largo de estos cinco años me han dado todo su cariño incondicional para que no me faltara nada.

Finalmente quiero agradecer a todos mis amigos por ese apoyo incondicional y a todas aquellas personas que conocí a lo largo de este camino y que me hicieron crecer como persona y también como profesional. A Federico Duplat por ser un excelente compañero de tesis y por todas las experiencias e historias vividas a lo largo de esta etapa.

Andrés Felipe Zorro Zambrano

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
1. MARCO TEÓRICO	29
1.1 INESTABILIDAD	29
1.1.1 Presión de Poro.	30
1.1.2 Presión de Fractura.	30
1.1.3 Microfracturas.	30
1.1.4 Perdidas de Filtrado.	31
1.1.5 Pérdidas de Circulación.	31
1.1.6 Factores que Afectan la Estabilidad.	32
1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO VENGANZA	32
1.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN	34
1.4 NANOTECNOLOGÍA	34
1.4.1 Nanofluido.	35
1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO	35
1.5.1 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM).	35
1.5.2 Capacidad de Intercambio Catiónico.	35
1.5.3 Prueba de Hinchamiento Lineal.	36
1.5.4 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT).	36
1.5.5 Prueba CST.	36
1.5.6 Prueba dispersión Shale.	36
2. METODOLOGÍA Y DATOS	38
2.1 POZOS DE CORRELACIÓN	38
2.1.1 Pozo A5.	39
2.1.2 Pozo A9.	43
2.1.2 Pozo A24.	45
2.1.4 Pozo A37.	48
2.2 TIEMPOS DE PERFORACIÓN	52
2.3 PRUEBAS DE LABORATORIO	53

2.3.1 Caracterización de Muestras del Pozo A1.	55
2.3.1.1 Capacidad de intercambio catiónico para las lutitas (CEC).	55
2.3.1.2 Prueba de succión capilar (CST).	55
2.3.1.3 Microscopia electrónica de barrido (SEM).	56
2.3.2 Formulación Fluido de Perforación Convencional.	56
2.3.3 Pruebas Norma API 13B-1.	57
2.3.3.1 Densidad del fluido.	58
2.3.3.2 Viscosímetro rotativo.	58
2.3.3.3 Prueba de filtrado API.	59
2.3.3.4 Filtrado HPHT.	59
2.3.3.5 Contenido de líquidos y sólidos.	59
2.3.3.6 Capacidad de azul de metileno.	59
2.3.3.7 Potencial de Hidrógeno (pH).	59
2.3.3.8 Alcalinidad (Pf, Mf, Pm y contenido de calcio).	59
2.3.3.9 Cloruros.	60
2.3.3.10 Dureza total.	60
2.3.4 Pruebas Especiales.	61
2.3.4.1 Prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT).	61
2.3.4.2 Hinchamiento lineal.	61
2.3.4.3 Prueba dispersión shale.	62
2.3.5 Evaluación Técnica.	62
3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	63
3.1 CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE ZANJA POR MEDIO DE PRUEBAS CST Y CEC	63
3.1.1 Prueba CST Sección 1.	63
3.1.2 Prueba CEC Sección 1.	63
3.1.3 Análisis de las Pruebas CST y CEC Sección 1.	64
3.1.4 Prueba CST Sección 2.	64
3.1.5 Prueba CEC Sección 2.	65
3.1.6 Análisis de las Pruebas CST y CEC Sección 2.	66

3.2 MINERALOGÍA DE LAS MUESTRAS DE ZANJA DEL POZO A1 POR MEDIO DEL EQUIPO SEM	68
3.3 PRUEBAS NORMA API 13B-1 FLUIDO CONVENCIONAL	71
3.3.1 Densidad	71
3.3.2 Reología.	72
3.3.3 Filtrado API.	72
3.3.4 Filtrado HPHT.	73
3.3.5 Contenido de Líquidos y Sólidos.	74
3.3.6 Capacidad de Azul de Metileno.	75
3.3.7 Potencial de Hidrógeno (pH).	76
3.3.8 Pruebas Químicas.	77
3.4 PRUEBAS ESPECIALES FLUIDO CONVENCIONAL	78
3.4.1 Prueba PPT.	78
3.4.2 Hinchamiento Lineal.	80
3.4.3 Dispersión Shale.	81
3.5 PRUEBAS NORMA API 13B-1 FLUIDO CON NANOPARTÍCULA.	81
3.5.1 Densidad.	81
3.5.2 Reología.	82
3.5.3 Filtrado API.	86
3.5.4 Filtrado HPHT.	88
3.5.5 Contenido de Líquidos y Sólidos.	89
3.5.6 Capacidad de Azul de Metileno.	90
3.5.7 Potencial de Hidrógeno (pH).	91
3.5.8 Pruebas Químicas.	92
3.6 PRUEBAS ESPECIALES FLUIDO CON NANOPARTÍCULA.	95
3.6.1 Prueba PPT.	95
3.6.2 Hinchamiento Lineal:	102
3.6.3 Dispersión Shale.	103
3.7 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA NANOPARTÍCULA TIPO LATEX	105
4. CONCLUSIONES	107
5. RECOMENDACIONES	109

BIBLIOGRAFÍA	110
ANEXOS	113

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Pozos de Correlación	39
Cuadro 2. Time Summary Pozo A5.	41
Cuadro 3. Formulación de lodo Pozo A5.	42
Cuadro 4. Propiedades del fluido Pozo A5.	43
Cuadro 5. Time Summary Pozo A9.	44
Cuadro 6. Formulación de lodo Pozo A9.	45
Cuadro 7. Propiedades del fluido Pozo A9.	45
Cuadro 8. Time Summary Pozo A24.	47
Cuadro 9. Formulación de lodo Pozo A24.	48
Cuadro 10. Propiedades del fluido Pozo A24.	48
Cuadro 11. Time Summary Pozo A24.	50
Cuadro 12. Formulación de lodo Pozo A37.	51
Cuadro 13. Propiedades del fluido Pozo A37.	51
Cuadro 14. Fechas de Inicio y terminación de los pozos de	52
Cuadro 15. Inventario Muestras de zanja pozo A1.	55
Cuadro 16. Formulación Lodo Convencional.	56
Cuadro 17. Cálculos respectivos para Dispersión Shale.	62

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Porcentaje de Tiempos no Productivos.	30
Figura 2. Microfracturas Formación "X".	31
Figura 3. Columna estratigráfica Cuenca del Valle Superior del Magdalena	33
Figura 4. Diagrama de flujo de la metodología del proyecto	38
Figura 5. Simbología de los problemas de inestabilidad de pozo	39
Figura 6. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A5.	40
Figura 7. Dog Leg Pozo A5.	41
Figura 8. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A9.	43
Figura 9. Dog Leg Pozo A9.	44
Figura 10. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A24.	46
Figura 11. Dog Leg Pozo A24.	47
Figura 12. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A37.	49
Figura 13. Dog Leg Pozo A37.	50
Figura 14. Diagrama de flujo Metodología de las pruebas de laboratorio.	53
Figura 15. Secciones de Bambuca Pozo A1.	54
Figura 16. Distribución de tamaño de partícula para el Nano Aditivo.	57
Figura 17. Composición Mineralógica de cada pastilla Equipo SEM	69
Figura 18. Composición Mineralógica promedio de las pastillas Equipo SEM	70

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Viscosidad Plástica	58
Ecuación 2. Punto Cedente	58
Ecuación 3. Viscosidad Aparente	59
Ecuación 4. Contenido de Cal en el lodo	60
Ecuación 5. Concentración iónica de cloruros	60
Ecuación 6. Concentración de dureza total	61
Ecuación 7. Porcentaje de Humedad	62

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resultados prueba CST, Sección 1 Bambucá	63
Tabla 2. Resultados prueba CEC, Sección 1 Bambucá	63
Tabla 3. Resultados pruebas CST y CEC,	64
Tabla 4. Resultados prueba CST, Sección 2 Bambucá	65
Tabla 5. Resultados prueba CEC, Sección 2 Bambucá.	65
Tabla 6. Resultados pruebas CST y CEC,	66
Tabla 7. Muestras para evaluar en el equipo SEM.	68
Tabla 8. Composición Mineralógica de las muestras del pozo A1	68
Tabla 9. Datos de lectura de Reómetro Rotativo	72
Tabla 10. Resultados Reología Fluido convencional.	72
Tabla 11. Resultados Filtro prensa	73
Tabla 12. Resultados Filtrado HPHT	74
Tabla 13. Resultados de la Retorta Fluido Convencional.	75
Tabla 14. pH Fluido Convencional.	76
Tabla 15. Datos pruebas Químicas	77
Tabla 16. Resultados Pruebas Químicas Fluido Convencional.	78
Tabla 17. Resultados PPT Fluido Convencional.	78
Tabla 18. Resultados Dispersión Shale Fluido Convencional.	81
Tabla 19. Densidad, Nanopartícula a diferentes	82
Tabla 20. Datos de lectura, Reómetro rotativo	83
Tabla 21. Resultados Reología Nanopartícula a diferentes concentraciones.	83
Tabla 22. Resultados Filtro prensa para Asfalto y Nanopartícula.	86
Tabla 23. Resultados Filtrado HPHT para el Asfalto y la Nanopartícula.	88
Tabla 24. Resultados Retorta a diferentes concentraciones de Nanopartícula.	89
Tabla 25. Resultados MBT para la Nanopartícula.	90
Tabla 26. pH, Fluido con Nanopartícula	91
Tabla 27. Datos pruebas Químicas	93
Tabla 28. Resultados Pruebas Químicas para la Nanopartícula.	93
Tabla 29. PPT, Asfalto 6 Lb/bbl.	96
Tabla 30. PPT, Nanopartícula 1Lb/bbl	96
Tabla 31. PPT, Nanopartícula 2 Lb/Bbl	97
Tabla 32. PPT, Nanopartícula 3 Lb/Bbl	97
Tabla 33. Resultados Dispersión Shale a diferentes concentraciones de Nanopartícula.	104
Tabla 34. Comparación de parámetros Fluido convencional y 3 Lb/bbl Nano.	106

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Días de perforación de los Pozos de correlación.	52
Grafica 2. CEC; CST vs MD, Sección 1 Bambucá.	64
Grafica 3. CEC; CST vs MD, Sección 2 Bambucá.	67
Grafica 4. Densidad Fluido Convencional.	71
Grafica 5. Resultados Filtro prensa Fluido Convencional.	73
Grafica 6. Resultados Filtrado HPHT Fluido Convencional.	74
Grafica 7. Resultados Retorta.	75
Grafica 8. Resultados MBT Fluido Convencional.	76
Grafica 9. pH Fluido Convencional.	77
Grafica 10. Tiempo vs filtrado, PPT, Fluido Convencional.	79
Grafica 11. Hinchamiento Lineal, Fluido convencional.	80
Grafica 12. Densidad, Nanopartícula a diferentes concentraciones.	82
Grafica 13. Evaluación Viscosidad Plástica.	84
Grafica 14. Evaluación Punto Cedente.	84
Grafica 15. Evaluación Viscosidad Aparente.	85
Grafica 16. Evaluación Gel de 10 segundos.	85
Grafica 17. Evaluación Gel de 10 minutos.	86
Grafica 18. Evaluación Filtro prensa para todas las formulaciones.	87
Grafica 19. Resultados Filtrado HPHT para todas las formulaciones.	88
Grafica 20. Evaluación de los Resultados Retorta.	90
Grafica 21. Evaluación Resultados MBT.	91
Grafica 22. pH Fluido con Nanopartícula.	92
Grafica 23. Evaluación Contenido de Calcio.	94
Grafica 24. Evaluación Contenido de Cloruros.	94
Grafica 25. Evaluación Dureza total.	95
Grafica 26. PPT y Spurt Loss del Asfalto 6 Lb/bbl.	98
Grafica 27. PPT y Spurt Loss de Nanopartícula 1 Lb/Bbl.	98
Grafica 28. PPT y Spurt Loss de Nanopartícula 2 Lb/Bbl.	99
Grafica 29. PPT y Spurt Loss de Nanopartícula 3 Lb/Bbl.	99
Grafica 30. Evaluación PPT.	100
Grafica 31. Evaluación del PPT entre el Asfalto y la Nanopartícula.	102
Grafica 32. Evaluación Hinchamiento Lineal.	103
Grafica 33. Evaluación Prueba de Dispersión Shale.	104

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Procedimiento prueba Capacidad de Intercambio Catiónico lutitas	para 114
Anexo B. Procedimiento prueba de Succión Capilar	115
Anexo C. Procedimiento prueba Microscopía Electrónica de Barrido	116
Anexo D. Procedimiento prueba de Densidad en Balanza de Lodos	117
Anexo E. Procedimiento prueba con Viscosímetro Rotativo	118
Anexo F. Procedimiento prueba Filtrado API	119
Anexo G. Procedimiento prueba Filtrado HPHT	120
Anexo H. Procedimiento prueba Contenido de Líquidos y Sólidos	121
Anexo I. Procedimiento prueba Capacidad de Azul de Metileno	122
Anexo J. Procedimiento prueba Concentración Iónica de Hidrógeno	123
Anexo K. Procedimiento prueba Alcalinidad	124
Anexo L. Procedimiento prueba Cloruros	125
Anexo M. Procedimiento prueba Dureza Total	126
Anexo N. Procedimiento prueba de Taponamiento de Permeabilidad	127
Anexo O. Procedimiento prueba Hinchamiento Lineal	129
Anexo P. Procedimiento prueba Dispersión Shale	130
Anexo Q. Distribución de Tamaño de Partícula para los Materiales Sellantes	132
Anexo R. Formulación Convencional con Nano Aditivo y Lubricante	134

ABREVIATURAS

θ	Angulo
μm	Micrómetros
AM	Azul de Metileno
API	American Petroleum Institute
Bbl	Barriles
CEC	Cationic Exchange Capacity
Cp	Centipoise
CST	Capillary Suction Test
CAPEX	Capital Expenditure
FEL	Front End Loading
FP	Fluido de Perforación
Ft	Pies
Hrs	Horas
L	Litro
Lb	Libras Masa
MD	Measure Depth
Mf	Alcalinidad de Anaranjado de Metilo del Filtrado
Mg	Miligramos
MI	Mililitros
mm	Milímetros
Nano	Concentration de Nanopartícula
NPT	No Productive Time
OBM	Oil Based Mud
OPEX	Operational Expenditure
Pf	Alcalinidad de fenolftaleína del Filtrado

Pm	Alcalinidad de fenolftaleína del lodo
PPT	Permeability Plugging Test
PV	Plastic Viscosity
qt	Cuarto
RPM	Revoluciones por Minuto
s	Segundo
SEM	Scanning Electron Microscopy
TVD	True Vertical Depth
WBM	Water Based Md
YP	Yield Point

GLOSARIO

ADITIVO: un material adicionado a un fluido de perforación para realizar una o más funciones específicas, tales como agente densificante, viscosificador o lubricante.

ARCILLA: grupo de minerales de silicatos de aluminio acuosos, formadores de roca, de estructura laminar, que pueden formarse por la alteración de los minerales de silicatos, como el feldespato y el anfíbol.

BACKREAMING: es la práctica de trabajar la sarta perforación, a partir del bombeo y rotación de la tubería cuando se está sacando la tubería del pozo y/o la misma se mueve hacia arriba, esta práctica es utilizada normalmente cuando se encuentra restricción de cualquier tipo.

CAMPO COMERCIAL: es la porción del área contratada en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos descubiertos, que el contratista ha decidido explotar comercialmente.

CAVING: fragmentos de roca provenientes de formaciones perforadas generalmente inestables, que no son cortados por la broca.

DOG LEG: es la relación de cambio de dirección abrupto en la trayectoria de un pozo, el cambio puede darse en inclinación, azimut y/o la combinación de ambos. Dicho parámetro se expresa en grados/100 ft de longitud de pozo.

EMPAQUETAMIENTO: es la acumulación de cortes de perforación y/o derrumbes asentados alrededor de la sarta, ocasionados por una o varias razones, entre las cuales están la deficiente limpieza o inestabilidad de las paredes del hueco, lo cual impide una circulación parcial o total en el pozo.

ESTADO MECÁNICO: definido como la estructura geométrica del pozo en cada una de las diferentes etapas de perforación.

FILTRADO: es la cantidad de fluido que invade la formación por acción de la presión de la columna de lodo.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: serie de fluidos líquidos, gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos, utilizados en perforación de pozos.

INESTABILIDAD DE POZO: es una condición en la perforación del pozo, donde el hueco pierde su forma, tamaño e integridad, debido a la pérdida de equilibrio de diferentes factores, como presión, esfuerzos sobre la pared del hueco, entre otros, esta condición se presenta principalmente en secciones de lutitas, inducida por una alta concentración de esfuerzos o interacciones fisicoquímicas del fluido de perforación con la lutita, o una combinación de ambas.

INHIBICIÓN: prevenir, detener o lentificar el proceso de hidratación, hinchamiento y desintegración de las arcillas y lutitas.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo, en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

NANOFLUIDO: es aquel fluido utilizado en las diferentes operaciones de la industria del petróleo y gas, que contiene al menos un aditivo a escala nano.

NANOPARTÍCULA TIPO LÁTEX: copolímero deformable, comercializado tanto líquido como sólido, que controla la inestabilidad de formaciones. Generalmente tiene una distribución de partícula entre 0.01 μm y 1 μm .

NORMA API 13B-1: procedimientos estándares para la determinación de características en los fluidos de perforación.

PEGA DE TUBERÍA: problema operacional causado por eventos o fuerzas en el hueco, dando imposibilidad de mover la sarta en operaciones de viaje de tubería y perforación de pozo. Las principales causas son: diferencial de presión, empaquetamiento y geometría del pozo.

PLANOS DE DEBILIDAD: son discontinuidades en la estratificación y laminación en una formación, debido a la acumulación de tensiones, por la que es más probable la rotura o, en el caso de formaciones rocosas, la falla.

POLÍMERO: se definen como la unión de un gran número de moléculas de bajo peso molecular (monómeros) que se repiten a lo largo de toda una cadena. Es un compuesto orgánico, que puede ser de origen natural o sintético.

PPT: Permeability Plugging Test es un ensayo realizado en un equipo especializado del tipo de filtración (equipo para taponamiento por partículas), para determinar la efectividad de los aditivos, con el fin de evitar la pérdida de fluido en un medio permeable.

PUNTOS APRETADOS: generalmente se debe a la acumulación de recortes e interacción físico-química entre fluido y la formación, causando que secciones del pozo reduzcan su diámetro, generando problemas en la perforación del pozo.

REAMING: es la práctica de trabajar la sarta de perforación, a partir del bombeo y rotación de la tubería cuando se está introduciendo tubería en el pozo y/o la misma se mueve hacia abajo, esta práctica es utilizada normalmente cuando se encuentra restricción de cualquier tipo.

SPURT LOSS: es definido como el volumen de filtrado que de manera instantánea invade la formación cuando se realiza una operación de perforación.

SINOPSIS

El presente proyecto busca evaluar de forma técnica a nivel de laboratorio el desempeño de un tipo de nanopartícula tipo látex con respecto a control de inestabilidad, relacionada al sello e interacción roca-fluido, en la formación Bambucá del Campo Venganza.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el segundo capítulo se expone la metodología que se realizó en el proyecto la cual se dividió en cuatro fases: el análisis de los pozos de correlación, la caracterización de la formación Bambucá, las pruebas de laboratorio realizadas al fluido convencional y al fluido con las diferentes concentraciones de nano aditivo y por último la validación técnica de la nanopartícula. Posterior a esto en el capítulo tres se obtienen todos los resultados de caracterización de la formación Bambucá, las pruebas API 13B-1 y las pruebas especiales con su respectivo análisis y evaluación técnica, dando cumplimiento de esta forma a todos los objetivos específicos, generando las conclusiones y recomendaciones correspondientes a la finalidad del proyecto las cuales están ubicadas en la sección 4 y 5.

RESUMEN

En la perforación de un pozo, se requiere que la formulación del lodo sea el adecuado para mantener la estabilidad, siendo este parámetro un problema que se ha presentado en las operaciones de perforación del Campo Venganza, debido a la presencia de formaciones con alto contenido de lutitas, sometidas por alta concentración de esfuerzos característico en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, o interacciones fisicoquímicas entre el fluido de perforación y la formación, o una combinación de ambas.

Inicialmente se seleccionaron 4 pozos de correlación, en los cuales se identificaron problemas de inestabilidad tanto en fluidos base agua como base aceite, entre los años 2000 y 2012, cuya inestabilidad estaba presente en la formación Bambucá, perteneciente al grupo Villeta, donde se evidencia acumulación de abundante caving, pegadas de tubería y restricciones en operaciones de viaje de tubería, estos problemas se asociaron al plan direccional realizado y al fluido de perforación utilizado en dicha sección.

Posteriormente, se realizó una evaluación a nivel de laboratorio, donde se caracterizó la formación Bambucá por medio de las pruebas CST, CEC y SEM obteniendo un 20% de minerales reactivos presentes en las muestras de zanja del pozo A1. Después, se hicieron pruebas API al lodo convencional y al lodo con la nanopartícula tipo látex, comprobando que la nanopartícula no altera las condiciones iniciales del fluido base agua. Simultáneamente se realizaron las pruebas de PPT, hinchamiento lineal y dispersión shale al lodo convencional y al lodo con la nanopartícula tipo látex, lo cual demostró un mejor desempeño en el sello con la adición de dicha nanopartícula, donde se obtuvieron concentraciones óptimas de 2 Lb/Bbl y 3 Lb/Bbl siendo la de 3 Lb/Bbl la de mejor desempeño. Por último, se realizó un análisis de los resultados obtenidos, y se determinó, que el uso de la nanopartícula mejora el sello y genera un control en la estabilidad de pozo.

Palabras claves: Nanopartículas tipo Látex, Campo Venganza, Inestabilidad Pozo, Formación Bambucá, Fluido perforación, Grupo Villeta, Cuenca Valle Superior Magdalena.

ABSTRACT

In the drilling of a well, it is required that the formulation of the sludge be adequate to maintain stability, this parameter being a problem that has arisen in the drilling operations of the Venganza Field, due to the presence of formations with high content of lutites, subjected by high concentration of characteristic efforts in the basin of the Upper Valley of the Magdalena , or physicochemical interactions between the drilling fluid and the formation, or a combination of both.

Initially 4 correlation wells were selected, in which problems of instability were identified in both water-based and oil-based fluids, between 2000 and 2012, whose instability was present in the Bambucá formation, belonging to the Villeta group, where there is evidence of accumulation of abundant caving, pipe glues and restrictions in pipe travel operations, these problems were associated with the directional plan performed and the drilling fluid used in that section.

Subsequently, a laboratory-level assessment was carried out, where the Bambucá formation was characterized through the CST, CEC and SEM tests obtaining 20% clay minerals present in the trench samples from the A1 well. API tests were then conducted on conventional mud and mud with the latex-type nanoparticle, verifying that the nanoparticle does not alter the initial conditions of the water-based fluid. Simultaneously, PPT, linear swelling and shale dispersion to conventional mud and mud were performed with the latex nanoparticle, which demonstrated better seal performance with the addition of said nanoparticle, where optimal concentrations of 2 Lb/Bbl and 3 Lb/Bbl were obtained with the highest performing 3 Lb/Bbl. Finally, an analysis of the results obtained was carried out, and it was determined that the use of the nanoparticle improves the seal and generates a control in well stability.

Keywords: Latex Nanoparticles, Venganza Field, Well Instability, Bamboo Formation, Drilling Fluid, Villeta Group, Magdalena Valley Upper Basin.

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo, las empresas han venido realizando optimizaciones en los procesos operacionales de perforación, debido a los problemas que se presentan en dichas operaciones, con el fin de minimizar costos y disminuir los índices de NPT.

La inestabilidad de pozo es un problema que se ha presentado en la perforación de los pozos del Campo Venganza, pues dada la complejidad del campo, en todos los pozos no es posible implementar estados mecánicos que mitiguen dichos problemas, por lo tanto, resulta importante buscar alternativas a nivel de fluido de perforación enfocadas en solucionar problemas de inestabilidad del pozo y la aplicación de nano tecnologías en el fluido, se propone como una opción alternativa para ayudar a resolver este tipo de inconvenientes, por lo cual se plantea extender un análisis aterrizado al campo Venganza, sobre el uso de la mismas para reducir los NPT relacionados con el manejo de inestabilidad del pozo.

Teniendo en cuenta las funciones del fluido de perforación, una de ellas es darle estabilidad al pozo mientras se perfora, con el fin de evitar derrumbes de las formaciones, que luego pueda manifestarse en complicaciones para trabajar la sarta de perforación en hueco abierto e inclusive registrar pegas de tubería en el peor de los casos. Por ende, resulta importante definir una adecuada formulación y selección de los aditivos que se agregan en el fluido de perforación, de acuerdo con las condiciones que presenta cada una de las zonas que se está perforando. Sin embargo, hay formaciones que, debido a su naturaleza, es necesario reducir drásticamente la interacción de la roca con el fluido de perforación, pues fácilmente la formación puede desestabilizarse debido a la presencia de microfracturas. Las principales maneras para reducir la interacción entre la roca y el fluido se alcanzan básicamente mediante la aplicación de agentes inhibidores, la reducción de la filtración del fluido y/o la combinación de ambas, entre otras. Los análisis realizados en el presente estudio muestran que la litología de Formación Bambucá se afecta más por la filtración que por la inhibición, pues son secciones de lutita laminares, fisiles y arcilla, con alta concentración de esfuerzos y abundantes planos de debilidad que, al entrar en contacto con el fluido de perforación, este se filtra en las microfracturas generando una lubricación en la roca, que facilitan la generación de derrumbes en la cara del pozo.

Por otra parte, las compañías de fluidos de perforación proponen soluciones convencionales para la reducción de la filtración del fluido en las formaciones, tales como asfaltos, carbonato de calcio y controladores de filtrado poliméricos, que se han utilizado durante años en el campo Venganza sin que los resultados en el desempeño mejoren considerablemente. Por lo mencionado anteriormente, se

pretende llevar a cabo una evaluación del fluido de perforación que se viene utilizando en diferentes pozos del Campo, para analizar y comparar el desempeño de dicho fluido con y sin el aditivo (nanopartícula tipo látex) por medio de pruebas de laboratorio, las cuales nos indicaran el comportamiento de la nanopartícula en el fluido de perforación, la adherencia y el sello en las microfracturas, y en segundo plano analizar la interacción entre la nanopartícula y la lutita; y así definir una alternativa para compensar la inestabilidad del pozo, asociada a la interacción entre la roca y el fluido de perforación, la cual puede darse por reacción directa entre lodo y la lutita o arcilla, causada por la invasión que se produce en las rocas de baja permeabilidad tales como lutitas a través de los planos de debilidad y microfracturas

Para este trabajo se tendrá en cuenta como referencia proyectos y estudios, que contemplen el tema y funcionamiento de aditivos tamaño nano, con el fin de analizar una base metodológica para el desarrollo de la investigación. El primer antecedente es el trabajo de grado de García Calvo, Ana Melisa y Manjarrez Calderón, Fabián Iván llamado “*Evaluación técnica de un fluido de perforación base agua utilizando como aditivo nanopartículas de óxido de grafeno a escala de laboratorio para la inhibición de lutitas en los Campos Castilla y Chichimene de Ecopetrol S.A*” en el cual dice textualmente que durante la investigación se evaluaron dos tipos de óxido de grafeno, el primero correspondió al sintetizado mediante el método de Hummers, y el segundo a un producto comercial importado. Aparte Los nanomateriales fueron caracterizados mediante las técnicas de caracterización Microscopía electrónica de barrido (SEM), análisis térmico gravimétrico (TGA), difracción de rayos x (XRD), Raman, análisis elemental e infrarrojo (IR) con el fin de corroborar la calidad del producto sintetizado e importado. Lo que lleva a cabo un proceso experimental para evaluar el fluido de perforación con el nanomaterial, realizando dos etapas experimentales con el objetivo de analizar el desempeño individual del nanomaterial como aditivo, mediante las pruebas establecidas por la norma API RP 13B-1. Las pruebas de laboratorio realizadas al nanomaterial HX-1 en la segunda etapa experimental, demostraron que la formulación F1, fue la que mejor comportamiento tuvo al disminuir los valores de filtrado API en 0.2 ml y PPT en 4.4 ml después de la adición del nanomaterial, lo cual significa que el nanomaterial tuvo un buen desempeño como aditivo mecánico o material obturante para la inhibición de lutitas al mejorar el sello en el disco de aloxita de 20 micras¹.

El segundo antecedente tiene como objetivo, minimizar los problemas asociados a la inyección de FP como se expresa en el paper “*mejoramiento de los fluidos de*

¹ GARCIA, Ana Melisa y MANJARREZ, Fabian Iván. Evaluación técnica de un fluido de perforación base agua utilizando como aditivo nanopartículas de óxido de grafeno a escala de laboratorio para la inhibición de lutitas en los Campos Castilla y Chichimene de Ecopetrol s.a. Bogotá D.C. 2017. 155p. Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos.

perforación usando nanopartículas funcionalizadas: educción de las pérdidas de filtrado y del espesor de la retorta”, se propuso la evaluación de una modificación del FP convencional base agua que incluye el uso de nanopartículas funcionalizadas a diferentes concentraciones. La funcionalización de las nanopartículas se realizó mediante la técnica de impregnación incipiente. Las nanopartículas vírgenes fueron caracterizadas por adsorción de nitrógeno a 77 K y difracción de rayos X (DRX). Los FP se evaluaron a partir del estudio reológico, la medición de propiedades fisicoquímicas (densidad y pH), y mediante la prueba de filtrado API (American Petroleum Institute: API, por sus siglas en inglés) que sigue la norma API 13B-1. La densidad (8.5 lbm/gal) y el pH se mantuvieron constantes después de la adición de nanopartículas. Las nanopartículas de sílice funcionalizadas con carboximetilcelulosa (CMC) fueron las que mostraron los mejores resultados basados en las pérdidas de filtrado y en la reducción del espesor de la retorta. Los resultados obtenidos con CMC en sílice fueron los siguientes: reducciones en las pérdidas de filtrado y en la retorta de 23% y 70%, respectivamente. En los resultados también se observó que las nanopartículas de sílice no generan efectos adversos sobre las propiedades del FP, tales como densidad, viscosidad y pH².

El objetivo general de esta tesis es, Evaluar el uso de nanopartículas tipo látex en el fluido de perforación a nivel de laboratorio para el control de inestabilidad de pozo en la Formación Bambucá del Campo Venganza

- Caracterizar las muestras de la Formación Bambucá recolectadas durante la perforación de un pozo en el campo Venganza por medio de pruebas CST, SEM y capacidad de intercambio catiónico
- Evaluar el fluido de perforación convencional por medio de pruebas de laboratorio
- Evaluar el efecto del uso de nanopartículas tipo látex a diferentes concentraciones en el fluido de perforación por medio de pruebas de laboratorio
- Validar técnicamente el desempeño de las nanopartículas tipo látex en fluido de perforación en comparación al fluido convencional con base a los resultados de laboratorio.

² BETANCUR-MÁRQUEZ, Stefania; ALZATE-ESPINOSA, Guillermo A.; CORTÉS-CORREA, Farid B. Mejoramiento de los fluidos de perforación usando nanopartículas funcionalizadas: educción de las pérdidas de filtrado y del espesor de la retorta. Boletín de Ciencias de la Tierra, 2014, no 35, p. 5-13.

Finalmente, a partir del análisis y pruebas de laboratorio, se obtendrá los resultados que permitan demostrar la buena compatibilidad de la nanopartícula tipo látex con los otros aditivos usados en el fluido de perforación, sin alterar las propiedades del mismo, estando en las condiciones óptimas para perforar otras secciones, haciendo que el fluido tenga la capacidad de sellar las microfracturas del cerámico en la prueba PPT, dando resultados positivos en la prueba de hinchamiento lineal y dispersión shale.

1. MARCO TEÓRICO

En el siguiente capítulo se presenta los conceptos básicos necesarios para el entendimiento y desarrollo del proyecto, como lo es la Inestabilidad, Generalidades del Campo Venganza, Fluido de Perforación, Nanotecnología y pruebas de laboratorio.

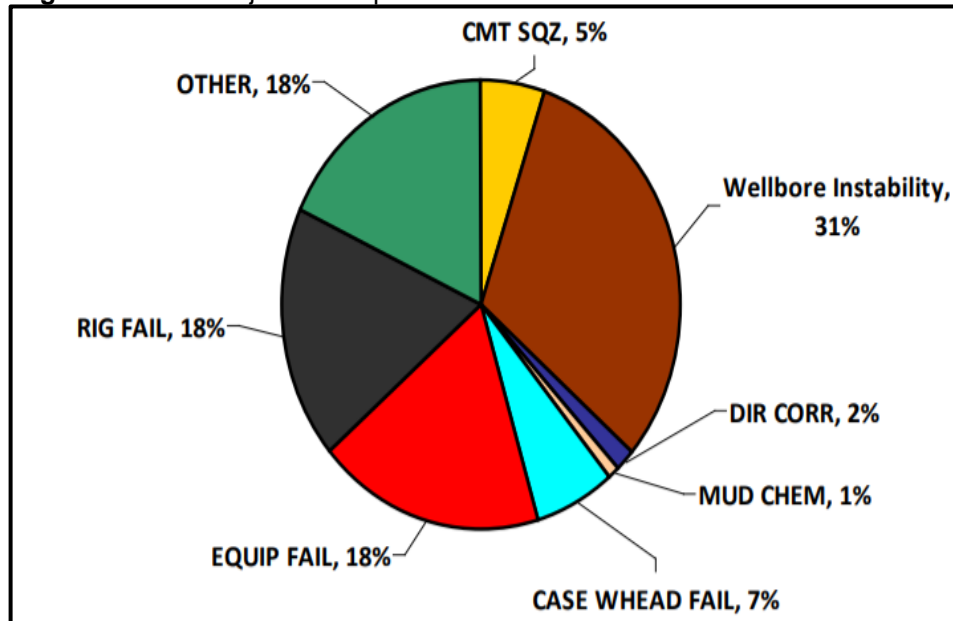
1.1 INESTABILIDAD

La inestabilidad de pozo durante la perforación causa problemas en todas las partes del mundo, muchos perforadores se refieren a estos como hueco apretado o incidentes de pega de tubería. Usualmente, son ocasionados por la combinación de muchos factores cuya causa principal de atascamiento es el colapso mecánico del pozo combinado con una falta de limpieza en el hoyo. Las consecuencias prácticas de la inestabilidad en pozos se suelen relacionar con el colapso de la pared del pozo en primera medida, o pérdidas del fluido de perforación por fracturas o microfracturas a la formación³. Para hablar de estabilidad/inestabilidad de pozo es importante saber que, cuando un pozo se perfora, la región antes ocupada por una roca perforada es reemplazada por el fluido de perforación, generando que los esfuerzos in situ sean alterados o redistribuidos. El nuevo estado de esfuerzos en la pared del pozo dependerá principalmente del esfuerzo in situ, presión de los fluidos de la formación y presión ejercida sobre la pared del pozo por el fluido de perforación, si este estado no está en equilibrio, se genera inestabilidad de pozo, la cual es una condición del hueco donde pierde su forma, tamaño e integridad. Entre las principales causas que genera la inestabilidad se categorizan en: Inestabilidad mecánica (alteración de estado de esfuerzos), inestabilidad química (interacción fluido de perforación con formaciones) y erosión de la cara del hueco (washout o circulación del fluido en la misma formación).

Normalmente durante las operaciones de perforación, un pozo inestable se caracteriza principalmente por la presencia abundante de cavings, los cuales pueden generar serios inconvenientes operacionales, tales como, generación de cavernas, restricciones para el movimiento de la sarta, restricciones para la circulación y/o la combinación de las dos, entre otras, con consecuencias importantes como pegas de tubería, pérdida de tiempos y pérdidas de herramientas en el hueco, en casos críticos inclusive se puede perder el hueco por colapso total. Según el estudio de YORK P.L et al. 2009, realizado en unos pozos ubicados en el golfo de México, se evidencia un 31% de NPT relacionado a la inestabilidad como se muestra en la Figura 1.

³ FJAER, Erling. HOLT, Rune. HORSRUD, Per. Petroleum related rock mechanics. 2a Edición. Amsterdam, Holanda, 2008. p.3

Figura 1. Porcentaje de Tiempos no Productivos.



Fuente: YORK, P., PANITCHARD, D., DODSON, J., DODSON, T., ROSENBERG, S., GALA, D., & UTAMA, B. (2009). Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling Trouble Zones. Offshore Technology Conference OTC, 18.

1.1.1 Presión de Poro. La presión de poro, también llamada presión de formación, es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca. Puede ser de dos tipos: normal, cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido, propio de la formación; y anormal, cualquier presión diferente a la presión normal de una formación, para un área dada⁴.

1.1.2 Presión de Fractura. Es la presión requerida para inducir fracturas en una roca a una profundidad dada. Las fracturas también pueden ser aludidas con el nombre de "fracturas naturales" para diferenciarlas de las fracturas inducidas por las operaciones de estimulación o perforación de yacimientos. En ciertos yacimientos de lutita, las fracturas naturales mejoran la producción mediante el mejoramiento de la permeabilidad efectiva. En otros casos, las fracturas naturales pueden complicar los procesos de estimulación de yacimientos⁵.

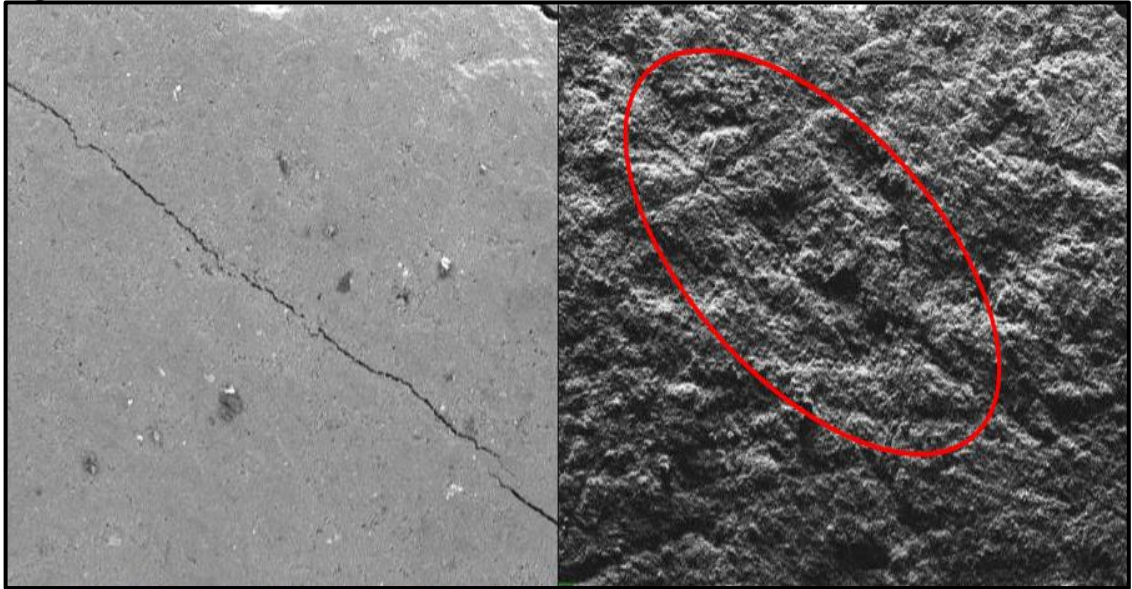
1.1.3 Microfracturas. Geológicamente, las microfracturas tienden a ser submilimétricas en el ancho y varían en su extensión como discontinuidades planas o sub planas, dichas discontinuidades son producidas por una variedad de procesos

⁴ Bowers, G. (2002). Detecting high overpressure. The Leading Edge, 21(2), 174-177. ISSN (online):1938-3789

⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Gradiente de fractura [Perforación] {En línea} {junio 2020}. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fracture_gradient.aspx

de deformación masiva en las rocas, expuestas a esfuerzos que superan los esfuerzos locales. Las microfracturas tienden a localizarse en los límites de grano, cavidades intercristalinas, planos de división intercristalinas y las superficies internas corroídas por fluido químicamente activos⁶. Teniendo en cuenta lo anterior las microfracturas son la principal causa de la inestabilidad en Bambucá. Figura 2.

Figura 2. Microfracturas Formación "X".



Fuente: Imagen prueba SEM, Formación "X", empresa contratista, 2014.

1.1.4 Perdidas de Filtrado. Es la fuga de la fase líquida del fluido de perforación, la lechada o el fluido de tratamiento que contiene partículas sólidas en la matriz de la formación⁷, es decir, es la cantidad de fluido que se filtra en un medio permeable, generalmente, a través de planos de debilidad o fracturas de diferentes tamaños presentes en la formación.

1.1.5 Pérdidas de Circulación. Se presentan cuando hay una reducción o ausencia en el retorno del fluido de perforación, las cuales dependiendo del caudal perdido pueden clasificarse en: filtraciones, pérdida de circulación parcial y pérdida de circulación total⁸. Los incidentes de pérdidas de fluido de perforación hacia la formación frecuentemente son consecuencia del método utilizado para perforar un pozo, es decir, si se realiza "sobre-balance" cuando la presión del fluido de

⁶ FLOTTMANN, T. Horizontal microfractures and core discing in sandstone reservoirs, Cooper Basin, Australia. Chap. 1, Introduction. PESA. 2004.

⁷ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Perdida de fluido [Perforación] {En línea} {junio 2020}. https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fluid_loss.aspx

⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Perdidas de circulación [Perforación] {En línea} {octubre 2019}. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lost_circulation.aspx

perforación es mayor que la presión de poro o “bajo-balance” cuando la presión de dicho fluido es menor que la presión de la formación⁹.

1.1.6 Factores que Afectan la Estabilidad. De forma general, los factores que pueden afectar la estabilidad de un pozo se pueden clasificar de acuerdo con su naturaleza mecánica o fisicoquímica¹⁰, como se describen a continuación.

- **Mecánicos:** Algunos factores que la afectan son los esfuerzos in situ, las propiedades mecánicas de la roca, las variaciones de presión de poro, la densidad del fluido de perforación, la desviación y trayectoria del pozo.
- **Químicos:** Se deben a las interacciones químicas y físicas entre los componentes del fluido de perforación base agua y la formación, que influyen en las propiedades mecánicas de la roca. En estos casos tiene particular importancia el tiempo de interacción entre el fluido de perforación y el pozo¹¹.
- **Geológicos:** Se puede realizar una distinción de la importancia geológica en la estabilidad de un pozo de acuerdo con el tipo de roca. Existen numerosos tipos de rocas, sin embargo, para tener en cuenta durante el análisis de la estabilidad de los pozos se pueden diferenciar los siguientes¹²
 - **Lutitas:** Es una roca de grano fino con tamaño de limo (menos de 0.0625 mm) y arcilla (entre 0.004mm y 0.0625mm) que es "blanda" y físil. Algunas son altamente compresibles por su composición de minerales arcillosos.
 - **Zonas sobrepresurizadas:** Las zonas de presión anormal pueden ocurrir porque la tasa de litificación es mayor que la de expulsión de fluidos, hay cargas tectónicas que actúan en el desarrollo de la presión de poro, y la generación de fluido dentro de los poros por procesos químicos o de expansión y térmicos.
 - **Formaciones fracturadas:** Las rocas frágiles, tales como carbonatos, pueden estar fracturadas naturalmente, como resultado del proceso de perforación, o una mezcla entre ambas. En estos casos el fluido de perforación entra a las fracturas y aumenta la presión en ellas. A causa de ello se pueden desprender bloques de las formaciones hacia el pozo, colapsando.

1.2 GENERALIDADES DEL CAMPO VENGANZA

En la siguiente sección se presentan las generalidades del campo venganza para entender, el porqué, este campo presenta en gran variedad problemas de inestabilidad debido a su ubicación.

⁹ COOK, John. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. Houston, Texas, oct 2012. En: NATURE. vol. 347, p. 597.

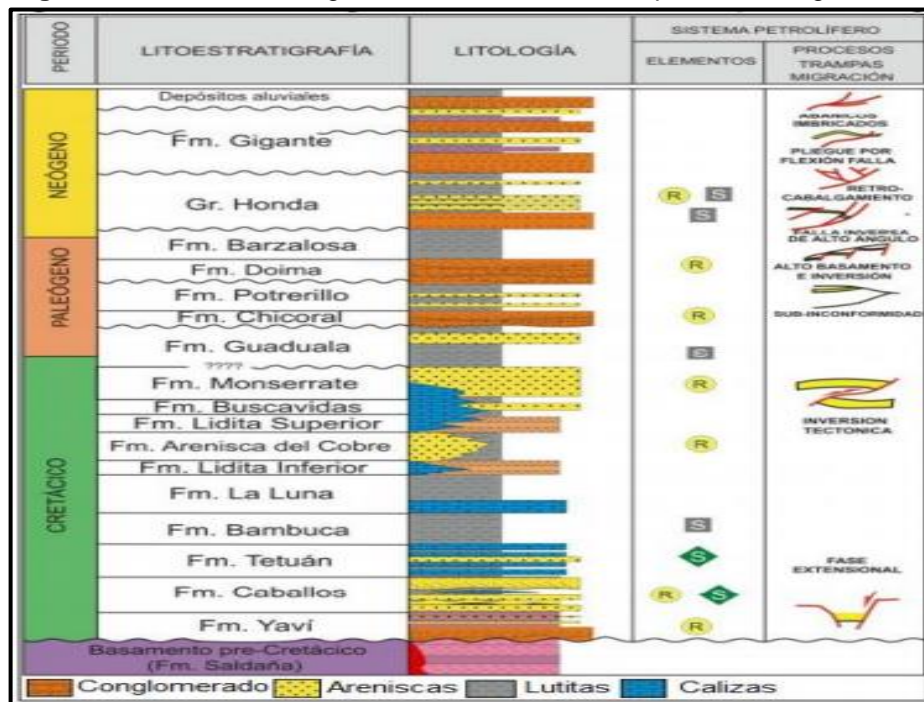
¹⁰ ZEYNALI, Mohammad Ebrahim. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations. Iran, 2012. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. Feb.vol. 82-83, p. 120-124.

¹¹ ZEYNALI. *ibid.* cit.

¹² NAUROY, Jean-Francois. Geomechanics applied to the petroleum industry. Paris, Francia, agosto 2011. Ediciones Technip, 2011.p.92.

Se encuentra ubicados en un frente montañoso demarcado por el cabalgamiento del sistema de fallas Magdalena (falla Prado), a 14.5 Km del municipio de Purificación, cuenca del Valle Superior del Magdalena. En forma general, los campos corresponden a una trampa estructural de tipo bajo corrimiento (subthrust). Si bien de norte a sur las características son muy similares en su configuración estructural, la estructuración del reservorio es mucho más compleja hacia el sur, donde es frecuente encontrar capas con buzamientos verticales y volcados, producto de un apilamiento de imbricados de unidades estructurales, generado por la propagación de la falla Venganza, por su parte hacia el norte del campo consta de un anticlinal ligeramente asimétrico en el bloque yacente de la falla Venganza; en este campo no hay presencia de imbricados con capas verticales o volcadas¹³. Por ende, estas características hacen que haya problemas de estabilidad a lo largo de todo el campo donde unas zonas son más problemáticas que otras. En general el campo tiene presencia de fallas, buzamientos altos de las capas, acumulación de esfuerzos, lo que hace mucho más complejo el control de la estabilidad del pozo. Figura 3.

Figura 3. Columna estratigráfica Cuenca del Valle Superior del Magdalena



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuencas Minironda. PDF. Página 47 [citado septiembre 19, 2016].

¹³ HIGUERA BARRERO, David Alejandro. Modelo petrofísico integrado del grupo Guadalupe, aplicado al campo Matachín Norte. Medellín, 2012, 228p. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/10482/1/01194735.2012.pdf>.

1.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN

En el siguiente capítulo se presenta qué es fluido de perforación y las principales características, y su relación con el uso de nanotecnología en las operaciones de perforación.

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo. Aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes: retirar los recortes del pozo, Controlar las presiones de la formación, suspender y descargar los recortes, obturar las formaciones permeables, mantener la estabilidad del agujero, minimizar los daños de yacimiento, enfriar y lubricar la barrena y el conjunto de perforación, transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena, asegurar una evaluación adecuada de la formación, controlar la corrosión, facilitar la cementación y completamiento, minimizar el impacto ambiental y dar estabilidad al pozo¹⁴. Dependiendo del objetivo del fluido, los aditivos están funcionalizados en mecanismos físicos y químicos.

- **Mecanismos físicos:** Los aditivos que funcionan físicamente, sellan o taponan la formación para evitar que el agua ingrese y empiece el proceso de hidratación y posterior hinchamiento del shale¹⁵. Dichos mecanismos son utilizados en presencia de fracturas como se muestra en la figura 2.
- **Mecanismos químicos:** Los aditivos que funcionan químicamente lo hacen por medio de intercambio catiónico simple o múltiple, ya sea entrando a la matriz de la arcilla o actuando en la superficie de esta. Esto retarda el hinchamiento de las arcillas lo cual reduce la cantidad de agua que puede ser absorbida por los cationes hidratables presentes en la superficie de las arcillas¹⁶.

1.4 NANOTECNOLOGÍA

Según Li, Zhang, Zhao & Hou, la nanotecnología representa el desarrollo y la aplicación de materiales, métodos y equipos a una escala en el rango de 1 a 100 nanómetros (nm)¹⁷.

Hoy en día muchas compañías petroleras invierten su capital en el desarrollo de programas de investigación relacionados con la aplicación de nanotecnología para mejorar el rendimiento de sus operaciones y reducir costos. Debido a que en las

¹⁴ ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001. 19p.

¹⁵ GOMEZ, Sandra. Shale inhibition: What works. En Paper SPE 164108 Presented at the SPE International Symposium on Oil Field Chemistry Held in The Woodlands, Texas, USA. 2013.

¹⁶ LI, Gongrang. Op.Cit., p.3.

¹⁷ LI, Gongrang, et al. Nanotechnology to improve sealing ability of drilling fluid for shale with micro-cracks during drilling, junio, 2012, p.1. ISBN 978-1-61399-206-7

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

1.4.1 Nanofluido. O “fluido inteligente” es aquel fluido usado en las diferentes operaciones de la industria del petróleo, como la perforación de pozos o el completamiento de este, que contiene al menos un aditivo en nano escala¹⁸. Una de las grandes ventajas de los nanofluidos en las operaciones de perforación de pozos petroleros, es su capacidad de ejercer un control directo y preciso sobre formaciones de shale que se encuentran en la estratigrafía de la zona. La razón es que las nanopartículas son lo suficientemente pequeñas para penetrar y sellar las microfracturas presentes en el shale y de esta manera construir una torta de lodo interna, reduciendo significativamente la invasión del fluido a la formación.

1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO

En esta última sección, se expone los procedimientos y pruebas de laboratorio más relevantes que darán la validación al objetivo principal del proyecto.

1.5.1 Microscopía Electrónica de Barrido (SEM). Esta técnica de análisis superficial permite obtener información de la morfología externa, es decir la textura, y de los compuestos de alguna muestra gracias a los resultados en imágenes de alta resolución. Una de las grandes ventajas de la prueba es la capacidad de realizar análisis en zonas localizadas de la muestra, lo cual es útil al momento de determinar compuestos químicos o estructuras cristalinas¹⁹.

1.5.2 Capacidad de Intercambio Catiónico. La prueba de capacidad de intercambio catiónico mide la cantidad de iones cargados positivamente que un mineral arcilloso puede contener en su superficie cargada negativamente. Se realiza con azul de metileno en donde se va agregando 0.5 mililitros del compuesto a la mezcla de la formación con agua destilada hasta que pueda observar un halo, el

¹⁸ AMANULLAH, Md y AL-TAHINI, Ashraf M. Nano-Techology – Its Significance in Smart Fluid Development for Oil and Gas Field Application. Arabia Saudita, Mayo, 2009, p. 3. ISBN 978-1-61399-021-6.

¹⁹ SANCHEZ RUSSO, L. E., & VIVEROS RAMOS, M. Á. Evaluación técnica a escala laboratorio de un fluido de perforación base agua utilizando nanopartículas de LM-200 para inhibición de lutitas en el Campo Castilla de Ecopetrol S.A. Bogotá, 2018, 56p. Fundación universidad de america. Facultad de ingenierías. Ingeniería de petróleos. Disponible en: *Lumieres*. Obtenido de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6749/1/5131601-2018-1-IP.pdf>.

cual indica que a mayor cantidad de dicho compuesto mayor reactividad tiene la formación²⁰.

1.5.3 Prueba de Hinchamiento Lineal. El equipo medidor de hinchamiento lineal se usa para determinar hidratación o deshidratación de las lutitas por medición del aumento o reducción de longitud de la muestra con el tiempo, de un núcleo de lutitas reconstituido.²¹

1.5.4 Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (PPT). Este ensayo de laboratorio se utiliza para determinar si los aditivos presentes en el diseño del fluido de perforación utilizado evitan la pérdida de filtrado a través de un medio permeable. El aparato de taponamiento de permeabilidad (PPA) puede utilizar diferentes medios de filtración como discos de cerámica o metálico o corazones. Uno de los resultados de esta prueba se conoce como spurt loss, que es el volumen de fluido que logra pasar el medio antes de que el revoque sea formado²².

1.5.5 Prueba CST. Este ensayo mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de una lechada en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel de filtro poroso grueso, determinando propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de las fuerzas cortantes y químicas presentes durante la perforación²³. Se han usado con el fin de estudiar las propiedades coloidales de las suspensiones de arcillas, en la industria petrolera se usan para caracterizar las lutitas, optimizar la concentración de electrolitos en los fluidos de perforación, y minimizar su efecto sobre las formaciones arcillosas²⁴, con el fin de identificar la reactividad y determinar los inhibidores con mejor desempeño.

1.5.6 Prueba dispersión Shale. Estas pruebas usan fragmentos de recortes de granulometría determinada para medir la cantidad de dispersión que ocurre cuando

²⁰ HERNÁNDEZ CLEVES, J. D. Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de un fluido de perforación de alto desempeño base agua para la perforación de la sección intermedia de un pozo del Campo Castilla, Bogotá, 2017. 45p. Fundación universidad de america. Facultad de ingenierías. Ingeniería de petróleos. Disponible en: *Lumieres*. Obtenido de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6464/1/5121235-2017-2-IP.pdf>

²¹ FLORES ARDILA, D. C., & VILLAMIZAR SERRANO, M. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. *El Reventon Energético*, Vol; 9. No 2, (Jul-Dic.2011) p, 43-52.

²² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 13B-1 Standard practice for field testing water-based drilling fluids, Segunda Edición, Septiembre, 1997.

²³ FLORES ARDILA, D. C., & VILLAMIZAR SERRANO, M. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. *El Reventon Energético*, Vol; 9. No 2, (Jul-Dic.2011) p, 43-52.

²⁴ GALARZA HERRERA, L. A. & PAZOS GOMEZ, L. A. Estudio de efectividad del sistema de fluidos base Amina-Glicol-PHPA en la inhibición de componentes arcillosos de las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo en un Campo del Oriente Ecuatoriano. Quito, abr 2010, 155p. Escuela politécnico nacional, Facultad de geología y petróleos, Ingeniería en petróleos. *Disponible en:* <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2032?locale=de>

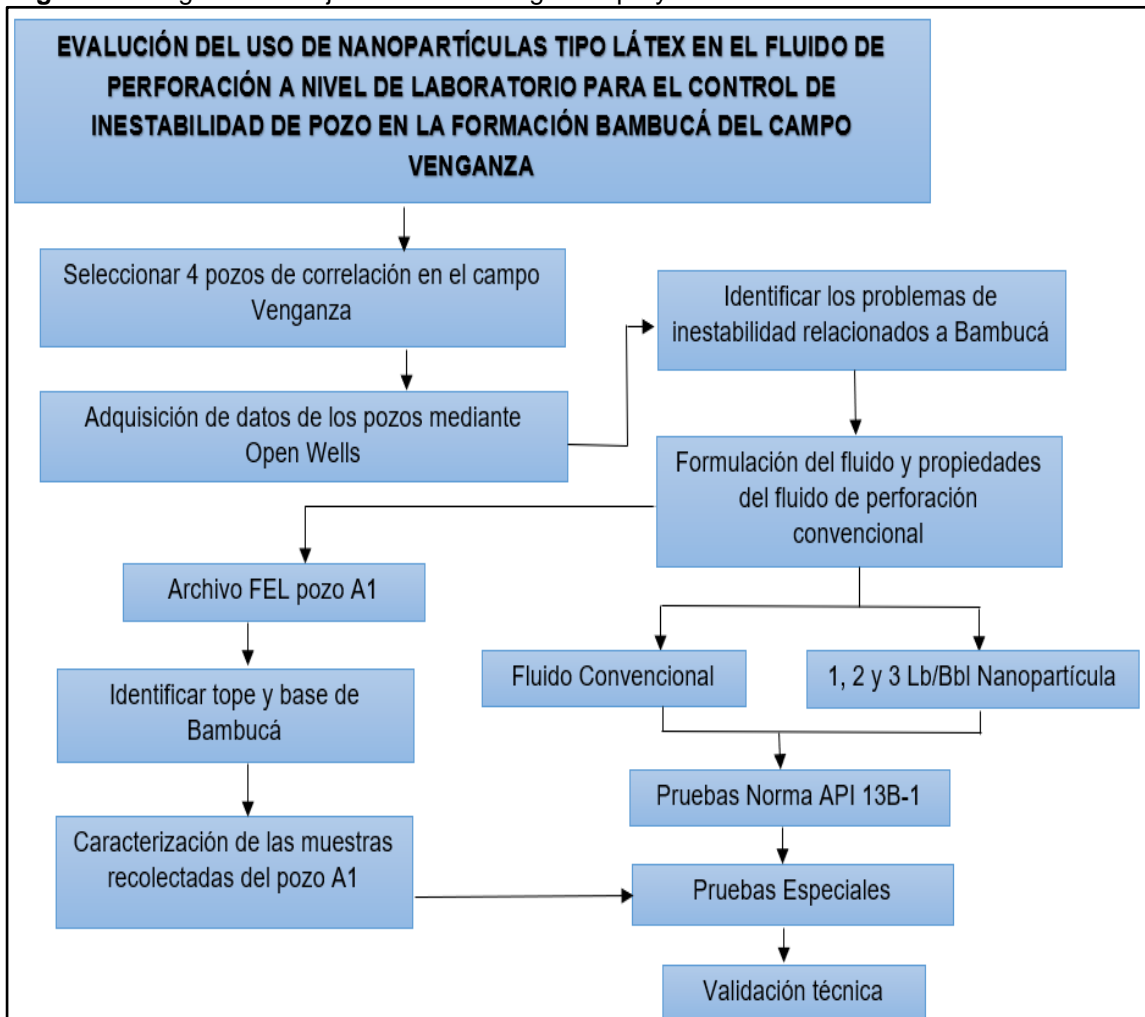
estos fragmentos son sumergidos en un fluido de perforación y rolados por un periodo determinado. Permitiendo medir el efecto dispersante que un fluido tendrá sobre un tipo específico de lutitas²⁵.

²⁵ Galarza Herrera, L. A. & Pazos Gomez, L. A, ibid. 153p.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

A continuación, se expone la metodología que se usara para realizar el siguiente proyecto, en donde se mostrara un diagrama de flujo que represente el paso a paso del mismo. Figura 4.

Figura 4. Diagrama de flujo de la metodología del proyecto



Fuente: elaboración propia.

2.1 POZOS DE CORRELACIÓN

Teniendo en cuenta las diferencias en la planeación de cada pozo, se seleccionaron 4 pozos de correlación (A5, A9, A24 y A37) que están bajo ciertos criterios o parámetros (Cuadro 1). Esto con el fin de corroborar los problemas de inestabilidad que presento cada pozo en el momento de perforar la sección de la formación

Bambucá, independientemente de la disparidad que tiene cada pozo, con respecto al plan direccional, ubicación en el campo y ubicación sobre el nivel del mar.

Cuadro 1. Pozos de Correlación

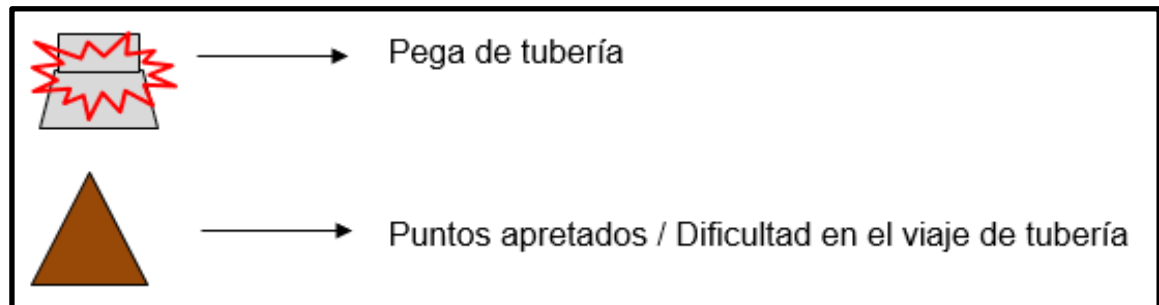
Criterio	Pozo
Norte	A5, A9
Sur	A37
Angulo < 50°	A24
Angulo > 50°	A5, A9, A37
Flanco	A5, A9
Cresta	A24

Fuente: elaboración propia

Con base a la información recolecta del programa Open Wells, brindada por la empresa Hocol S.A, a partir de datos obtenidos, de la data de los estados mecánicos, se identifica los topes y bases de la formación Bambucá, con el Time Summary, obtenemos los reportes de problemas de inestabilidad que tuvo cada pozo, a partir de los Surveys, se analiza los tiempos de perforación para cada pozo y con los recaps, nos darán la formulación y características específicas del fluido de perforación, solo se tendrá en cuenta la sección de interés de la investigación (Formación Bambucá).

Algunos símbolos a tener en cuenta, para el entendimiento de los problemas de inestabilidad en cada pozo. Figura 5.

Figura 5. Simbología de los problemas de inestabilidad de pozo

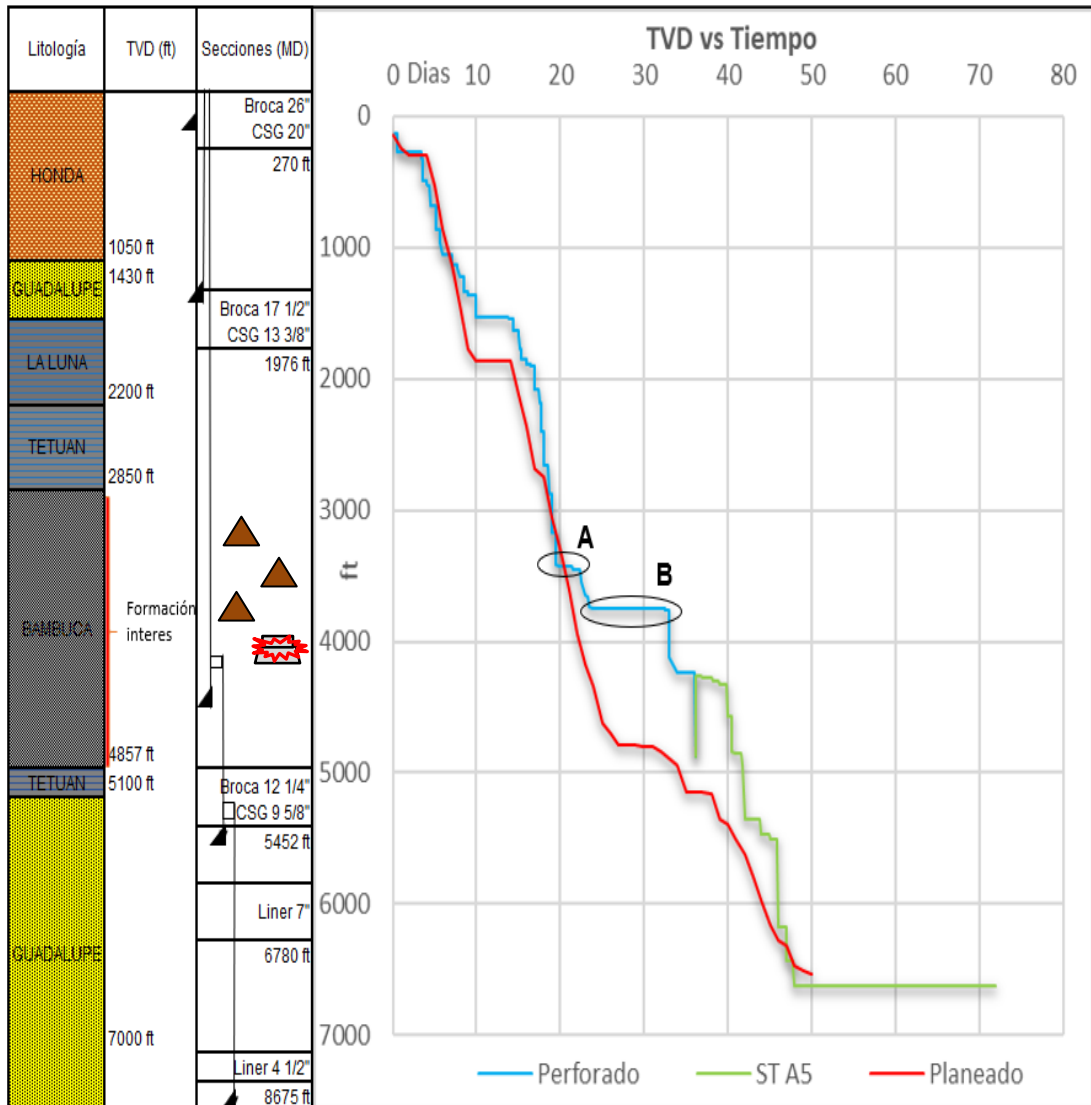


Fuente: elaboración propia, con base en: FORMATO OFFSET POZOS VENGANZA, Hocol S.A, 2018

2.1.1 Pozo A5. Se perforo el 30 de noviembre del 2000, hasta el 28 de enero del 2001, con una duración de 59 días, utilizando un OBM y obteniendo una inclinación final de 92°.

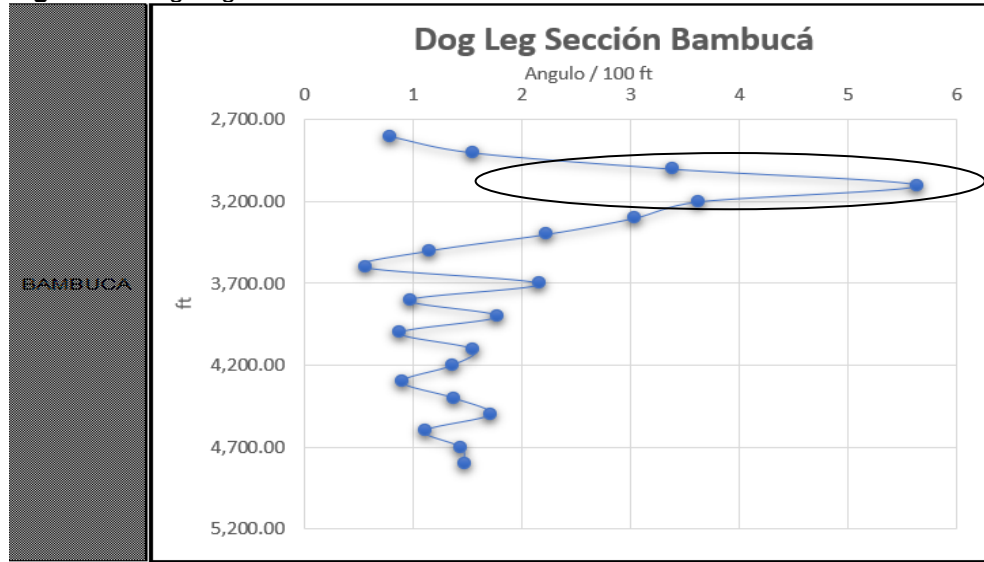
A continuación, se presenta la información general del pozo, donde se identifica, la litología, estado mecánico, tiempos de perforación, dog leg y el Time Summary para la sección Bambucá. Figura 6 y 7. Cuadro 2.

Figura 6. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A5.



Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, Estado mecánico y curva de tiempo pozo A5, Hocol S.A. Colombia, 2001.

Figura 7. Dog Leg Pozo A5.



Fuente: elaboración propia, con base en: Survey pozo A5, Hocol S.A 2001.

Cuadro 2. Time Summary Pozo A5.

Time Summary			
Punto	Problemas	Profundidad (ft)	Tiempo (Días)
A	Acumulación de cavings	No hay data	3
	Backreaming y Reaming	3328-3385	
	Puntos Apretados y empaquetamientos	2934, 3050, 3160, 3527, 3586, 3655	
	Pegas de Tubería	-	
B	Acumulación de cavings	No hay data	9
	Backreaming y Reaming	3515-3486, 3660-3581, 4725-4705	
	Puntos Apretados y empaquetamientos	3688, 3710, 4175, 4207, 4520	
	Pegas de Tubería	4705 (1 día)	

Fuente: elaboración propia: con base en: Time Summary pozo A5, Hocol S.A. 2001.

Para el pozo A5 se presentaron NPT con respecto a plan de perforación, dichos tiempos se denominaron A y B, como se muestra en la figura 6. En la figura 7 se analiza el plan direccional en la perforación de la formación Bambucá donde se evidenció en dos puntos de la grafica la mayor variación del parámetro (de 5.7 a 2 θ /100 ft en el intervalo de 2900 ft a 3200 ft y de 0.1 a 3 θ /100 ft en el intervalo de 3500 ft a 3700 ft), dicha variación puede incrementar la fricción general que existe con la sarta, lo cual aumenta la probabilidad de empaquetamiento asociando los problemas en estas profundidades a la geometría del hueco. Con base al time

summary del pozo, se procedio a identificar los problemas operacionales, donde se identifico operaciones de backreaming al momento de sacar tuberia, puntos apretados y una pega de tuberia por empaquetamiento, a lo largo de la sección Bambucá, presentando 12 días de retraso con el plan del pozo. Dichos problemas se hicieron evidentes, debido a la presencia de una falla “intra-bambucá”, es decir, la presencia de la falla agudiza los probelmas de inestabilidad. Para este pozo no se registraron las condiciones de los cavings.

- **Formulación del fluido de perforación:** Para el pozo A5, se utilizó un fluido base aceite, es decir, el fluido no se degrada tan fácilmente debido a la alta presencia de Diesel, esto, con el fin de afrontar problemas de estabilidad y perforación de diferentes intervalos con la presencia de la falla intra-bambucá en las secciones de lutita, se utilizó dos viscosificantes para llegar a la densidad trabajada en el fluido (10.7 – 11.9). Cuadro 3.

Cuadro 3. Formulación de lodo Pozo A5.

CONCENTRACIONES POZO A5 - OBM						
Pozo	Función	Producto	Min	Max	Prom	Unidades
A5	INHIBIDOR	Cloruro de Calcio	2	2.1	2.05	Lb/ Bbl
	CONTROLADOR DE ALCALINIDAD	Cal	12	14.2	13.1	Lb/ Bbl
	MATERIAL SELLANTE 1	Carbonato de Calcio	80	97	88.5	Lb/ Bbl
	MATERIAL SELLANTE 2	Confidencial	9.5	10.5	10	Lb/ Bbl
	VISCOSIFICANTE 1	Confidencial	1	1.2	1.1	Lb/ Bbl
	VISCOSIFICANTE 2	Confidencial	0.8	0.92	0.86	Lb/ Bbl
	EMULSIFICANTE	Confidencial	2	2.48	2.24	Lb/ Bbl

Fuente: elaboración propia, con base en: archivo Recap empresa contratista del Pozo A5. Colombia, 2001.

A pesar de ser un lodo base aceite, el pozo tiene problemas de inestabilidad, por lo que se descarta que el problema este asociado a la interacción química, según el cuadro 3, se utilizó dos tipos de materiales sellantes, los cuales manejan un rango de tamaño de partícula de 10 a 30 micrones (Asfalto), es decir, no tienen la capacidad de sellar planos o fracturas menores a dicho rango, lo que causa, los problemas mencionados anteriormente.

Con base al mud summary, se plasmaron los parámetros más relevantes del fluido utilizado en el pozo A5, dichos rangos se tendrán en cuenta para definir las condiciones iniciales del fluido convencional. Cuadro 4.

Cuadro 4. Propiedades del fluido Pozo A5.

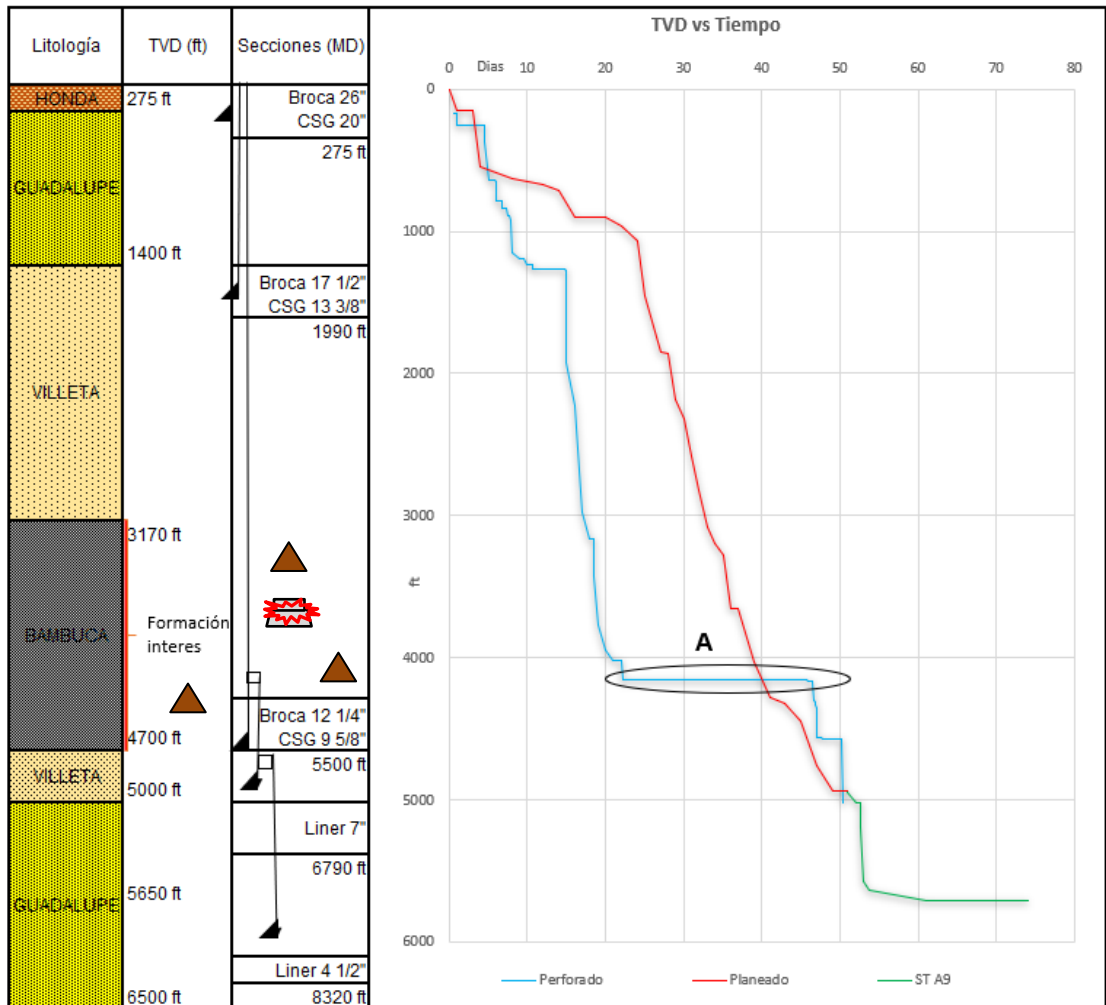
TVD (ft)	Densidad (ppg)	PV (cp)	YP (lb/100 ²)	pH	Filtrado HPHT (cc/30 min)
2870 - 4900	10.7 – 11.9	31 - 46	27 - 34	-	2.8

Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, mud summary pozo A5, Hocol S.A, 2001.

2.1.2 Pozo A9. Se perforo el 15 de febrero del 2001, hasta el 30 de abril del 2001, con una duración de 74 días, utilizando un OBM y obteniendo una inclinación final de 92°.

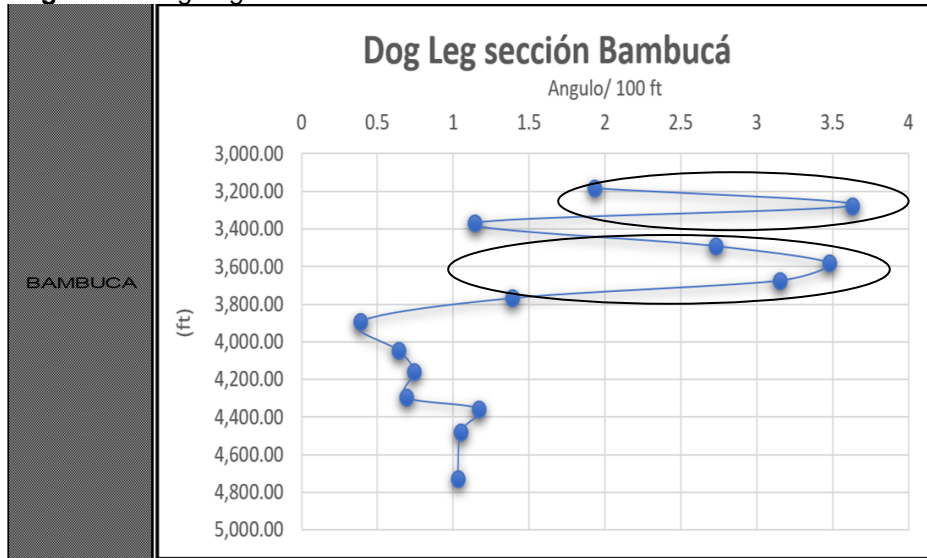
A continuación, se presenta la información general del pozo, donde se identifica, la litología, estado mecánico, tiempos de perforación, dog leg y el Time Summary para la sección Bambucá. Figura 8 y 9. Cuadro 5.

Figura 8. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A9.



Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, Estado mecánico y curva de tiempo pozo A9, Hocol S.A. 2001.

Figura 9. Dog Leg Pozo A9.



Fuente: elaboración propia, con base en: Survey pozo A9, Hocol S.A 2001.

Cuadro 5. Time Summary Pozo A9.

Time Summary			
Tiempo	Problemas	Profundidad (ft)	Tiempo (Días)
A	Acumulación de cavings	No hay data	17
	Backreaming y Reaming	3515-3486, 3660-3581, 4725-4705	
	Puntos Apretados y empaquetamientos	2934,3527, 3586, 3655, 3688, 3710, 4160, 4175, 4198 4207, 4408 4520	
	Pegas de Tubería	3698, 3876, 4255 (8 días)	

Fuente: elaboración propia: con base en: Time Summary pozo A9, Hocol S.A. 2001.

Para el pozo A9 se presentaron NPT con respecto a plan de perforación, dicho tiempo se denominó A, como se muestra en la figura 8. En la figura 9 se analiza el plan direccional en la perforación de la formación Bambucá, los dog legs son más bajos que en el anterior pozo, aun así, las variaciones forman una complejidad geométrica en la sección, siendo esto un factor a tener en cuenta, al momento de perforar formaciones inestables como Bambucá. Con base al time summary del pozo, se procedió a identificar los problemas operacionales, donde el mayor problema operacional fueron puntos apretados y empaquetamiento de sarta, los cuales ocasionaron 3 pegas de tubería, a lo largo de la sección Bambucá, presentando 17 días de retraso con el plan del pozo. Dichos problemas se hicieron evidentes, debido a la presencia de una falla “intra-bambucá” al igual que en el pozo

A5, es decir, la presencia de la falla agudiza los problemas de inestabilidad. Para este pozo no se registraron las condiciones de los cavings.

- **Formulación del fluido de perforación:** El pozo A9, tiene una formulación similar a la del anterior pozo, debido a que, fue realizada por la misma compañía, el lodo es base aceite, y el pozo es aledaño al pozo A5, es decir, tienen el mismo objetivo, perforar diferentes secciones con alta presencia de lutitas. Cuadro 6.

Cuadro 6. Formulación de lodo Pozo A9.

CONCENTRACIONES POZO A9 - OBM						
Pozo	Función	Producto	Min	Max	Prom	Unidades
A9	INHIBIDOR	Cloruro de Calcio	2	3.62	2.81	Lb/Bbl
	CONTROLADOR DE ALCALINIDAD	Cal	11	12.72	11.86	Lb/Bbl
	MATERIAL SELLANTE 1	Carbonato de Calcio	80	88.2	84.1	Lb/Bbl
	MATERIAL SELLANTE 2	Confidencial	9.5	10.1	9.8	Lb/Bbl
	VISCOSIFICANTE 1	Confidencial	9	9.96	9.48	Lb/Bbl
	VISCOSIFICANTE 2	Confidencial	0.4	0.84	0.62	Lb/Bbl
	EMULSIFICANTE	Confidencial	2	3.2	2.6	Lb/Bbl

Fuente: elaboración propia, con base en: archivo Recap empresa contratista del Pozo A9. Colombia, 2001.

Al igual que en el pozo A5 se utilizó dos tipos de material sellante con tamaño de partícula de 30 a 10 micrones, evidenciando la similitud de problemas de inestabilidad presentados en el anterior pozo.

Con base al mud summary, se plasmaron los parámetros más relevantes del fluido utilizado en el pozo A9, dichos rangos se tendrán en cuenta para definir las condiciones iniciales del fluido convencional. Cuadro 7.

Cuadro 7. Propiedades del fluido Pozo A9.

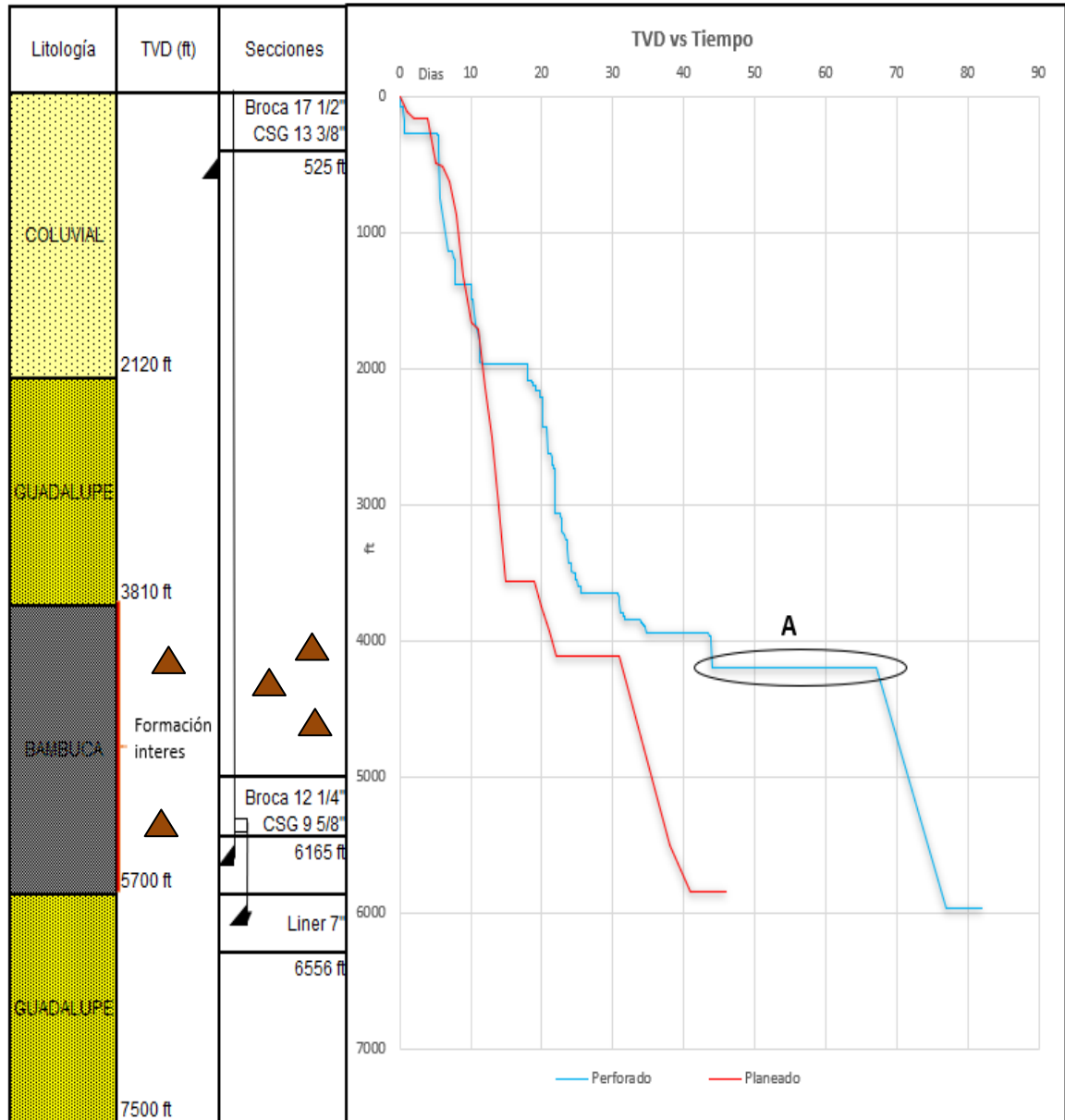
TVD (ft)	Densidad (ppg)	PV (cp)	YP (lb/100 ²)	pH	Filtrado HPHT (cc/30 min)
3150 - 4700	10.8 - 11	28 -. 34	18 - 24	-	3.4

Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, mud summary pozo A9, Hocol S.A, 2001.

2.1.2 Pozo A24. Se perforó el 17 de octubre del 2010, hasta el 07 de enero del 2011, con una duración de 82 días, utilizando un WBM y obteniendo una inclinación final de 41°.

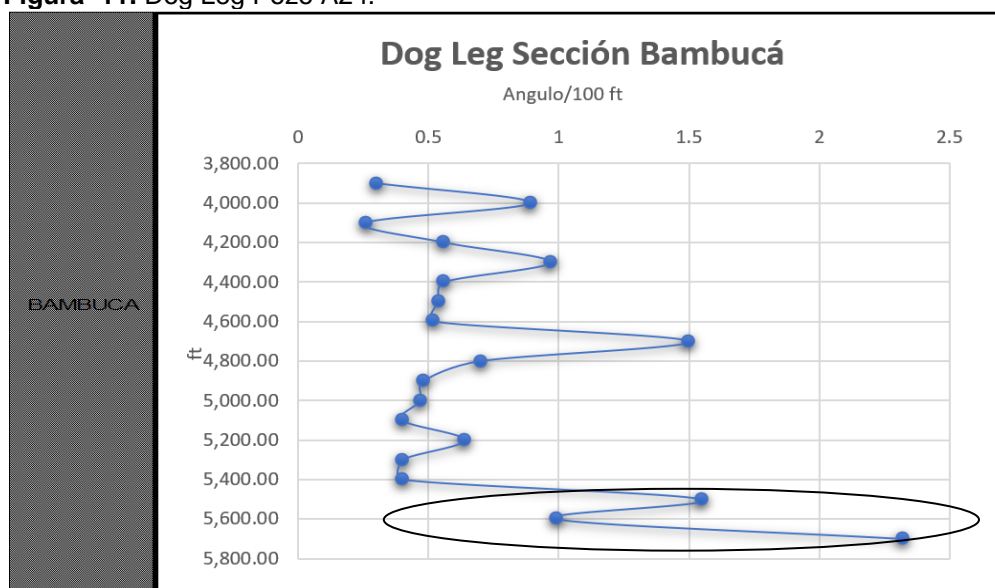
A continuación, se presenta la información general del pozo, donde se identifica, la litología, estado mecánico, tiempos de perforación, dog leg y el Time Summary para la sección Bambucá. Figura 10 y 11. Cuadro 8.

Figura 10. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A24.



Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, Estado mecánico y curva de tiempo pozo A24, Hocol S.A. 2011.

Figura 11. Dog Leg Pozo A24.



Fuente: elaboración propia, con base en: Survey pozo A24, Hocol S.A 2011.

Cuadro 8. Time Summary Pozo A24.

Time Summary			
Tiempo	Problemas	Profundidad (ft)	Tiempo (Días)
A	Acumulación de cavings	3770-5781 Vol Cavings: 0,51 – 1.06 bph	9
	Backreaming y Reaming	3770-3810, 4268-4311, 4555-4523, 5660-5587, 5781-4878	
	Puntos Apretados y empaquetamientos	3820, 4523, 4588,4646, 5685	
	Pegas de Tubería	-	

Fuente: elaboración propia: con base en: Time Summary pozo A24, Hocol S.A. 2011.

Para el pozo A24 se presentaron NPT con respecto a plan de perforación, dicho tiempo se denominó A, como se muestra en la figura 10. En la figura 11 se analiza el plan direccional en la perforación de la formación Bambucá, donde se evidenció la mayor variación de dog leg en el intervalo de 5600 a 5700 ft (0.5 a 2.4 $\theta/100$ ft) para dicho intervalo se presentó problemas al viajar tubería, una posible causa de dichos problemas, puede ser los puntos de desgaste generados por los cambios angulares, ocasionando atascamientos de las herramientas de fondo de pozo. Con base al time summary del pozo, se procedió a identificar los problemas operacionales, donde se identificaron operaciones de backreaming, debido a los empaquetamientos de sarta y puntos apretados que frenaban la construcción del

pozo, a lo largo de la sección Bambucá, presentando 9 días de retraso con el plan del pozo. En este pozo no se presencio la falla intra-bambucá, que hiciera mas criticos los problemas de inestabilidad a diferencia de los pozos A9 y A5, en donde hubo pegas de tubería.

- **Formulación del fluido de perforación:** El pozo A24, es un lodo base agua, a diferencia de los anteriores dos fluidos, esto lo hace menos costoso, sin embargo, tuvo mayor tiempo de perforación que los OBM, en la formulación se puede observar, que se utilizó dos inhibidores, pero, no se utilizó material sellante, esto indica, que el enfoque del lodo se direcciono a la inhibición e hinchamiento de la formación, por otro lado, añadieron un encapsulador y un aditivo para la reología, con el fin, de mejorar la retorta y hacer una buena limpieza al pozo. Cuadro 9.

Cuadro 9. Formulación de lodo Pozo A24.

CONCENTRACIONES POZO A24 - WBM						
Pozo	Función	Producto	Min	Max	Prom	Unidades
A24	INHIBIDOR 1	Confidencial	0.75	1.81	1.28	Lb/Bbl
	INHIBIDOR 2	Confidencial	0.71	1.8	1.255	% Vol
	CONTROLADOR DE ALCALINIDAD	Soda Caustica	0.02	0.72	0.37	Lb/Bbl
	CONTROLADOR FILTRADO	Confidencial	0.8	3.21	2.005	Lb/Bbl
	REOLOGÍA	Confidencial	0.43	1.2	0.815	Lb/Bbl
	ENCAPSULADOR	Confidencial	0.2	0.45	0.325	Lb/Bbl

Fuente: elaboración propia, con base en: archivo Recap empresa contratista del Pozo A24, Colombia, 2011.

Para esta formulación (cuadro 9) se puede observar que la contratista de fluidos, no utilizo ningún tipo de material sellante, aun así, sin existir la presencia de la falla, el pozo tuvo problemas de inestabilidad, esto indica, la necesidad de utilizar un aditivo que proporcione sello a las microfracturas presentes en la formación Bambucá.

Con base al mud summary, se plasmaron los parámetros más relevantes del fluido utilizado en el pozo A24, dichos rangos se tendrán en cuenta para definir las condiciones iniciales del fluido convencional. Cuadro 10.

Cuadro 10. Propiedades del fluido Pozo A24.

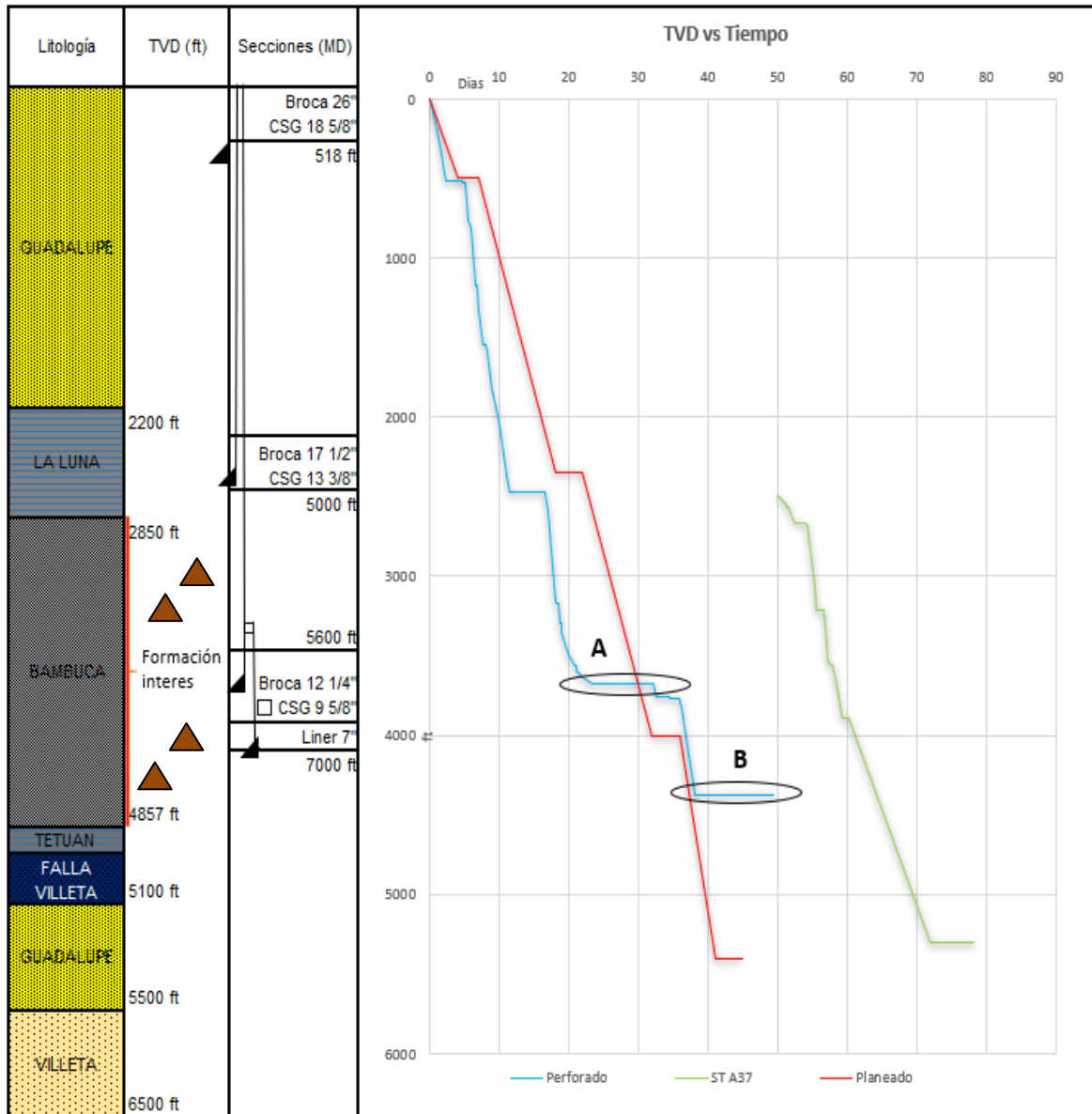
MD (ft)	Densidad (ppg)	PV (cp)	YP (lb/100 ²)	pH	Filtrado API (cc/30 min)
3785 - 2740	11 - 11.5	25 - 32	29 - 35	9.5 - 10.7	4.9 - 5.8

Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, mud summary pozo A24, Hocol S.A, 2011.

2.1.4 Pozo A37. Se perforo el 12 de mayo del 2012, hasta el 29 de agosto del 2012, con una duración de 78 días, utilizando un WBM y obteniendo una inclinación final de 56°.

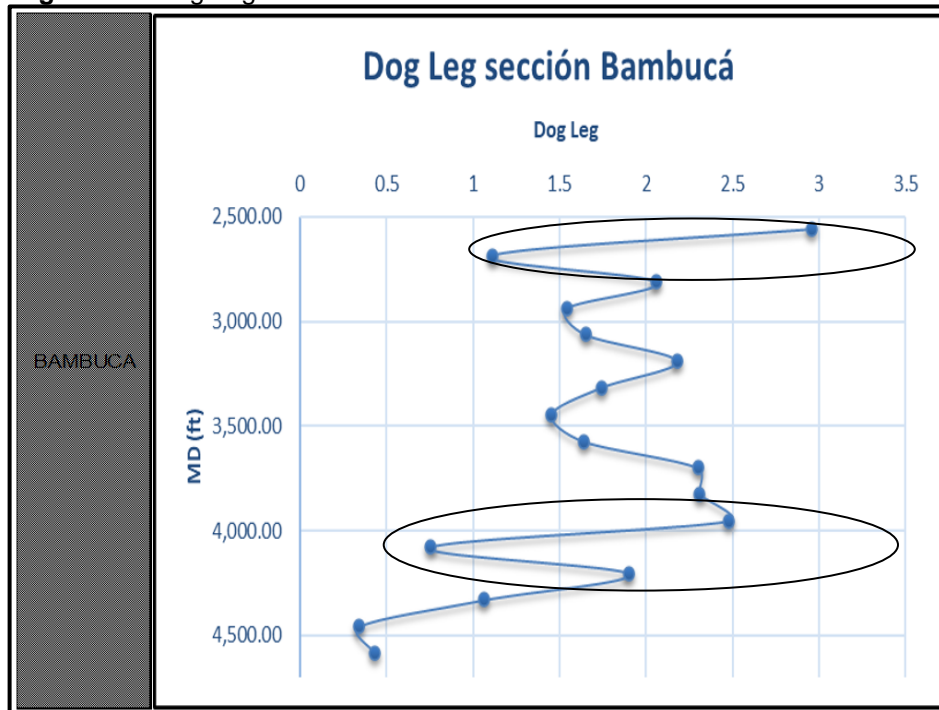
A continuación, se presenta la información general del pozo, donde se identifica, la litología, estado mecánico, tiempos de perforación, dog leg y el Time Summary para la sección Bambucá. Figura 12 y 13. Cuadro 11.

Figura 12. Estado mecánico y Tiempo de perforación Pozo A37.



Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, Estado mecánico y curva de tiempo pozo A37, Hocol S.A. 2012.

Figura 13. Dog Leg Pozo A37.



Fuente: elaboración propia, con base en: Survey pozo A37, Hocol S.A 2012

Cuadro 11. Time Summary Pozo A24.

Time Summary			
Tiempo	Problemas	Profundidad (ft)	Tiempo (Días)
A	Acumulación de cavings	2560-3862 Vol Cavings: 0,77 – 5.95 bph	9
	Backreaming y Reaming	3850-3400, 3000-2840	
	Puntos Apretados y empaquetamientos	2838, 2884, 2970, 3045, 3162	
	Pegas de Tubería	-	
B	Acumulación de cavings	2560-3862 Vol Cavings: 0,77 – 5.95 bph	11
	Backreaming y Reaming	3515-3486, 3660-3581, 4725-4705	
	Puntos Apretados y empaquetamientos	3373,3573, 4125, 4445, 4526	
	Pegas de Tubería	-	

Fuente: elaboración propia: con base en: Time Summary pozo A37, Hocol S.A. 2012.

Para el pozo A37 al igual que el pozo A24, no hay presencia de la falla intrabambucá, aún así se presentaron NPT con respecto a plan de perforación, dichos tiempos se denominaron A y B, como se muestra en la figura 12. En la figura 13 se analiza el plan direccional en la perforación de la formación Bambucá, Bambuca se observaron leves variaciones en el dog leg, sin embargo, en general los problemas

tuvieron mayor repetibilidad, y los volúmenes de cavings acumulados en el pozo llegaron a ser de 6 bph, es decir, al tener una inclinación en formaciones de este tipo, hay una mayor tendencia a derrumbar y acumular cavings debido a la alta presencia de planos de debilidad. Con base al time summary del pozo, se procedió a identificar los problemas operacionales, donde se identificaron operaciones de backreaming, debido a los empaquetamientos de sarta y puntos apretados que prolongaron la perforación del pozo, a lo largo de la sección Bambucá, presentando 20 días de retraso con el plan del pozo.

- **Formulación del fluido de perforación:** Se utilizó un fluido base agua y su formulación es similar a la del pozo A24, debido a que, fue realizada por la misma compañía, pero, este fluido tiene la presencia de un lubricante, su función es lubricar la broca. Cuadro 12.

Cuadro 12. Formulación de lodo Pozo A37.

CONCENTRACIONES POZO A37 - WBM						
Pozo	Función	Producto	Min	Max	Prom	Unidades
A37	INHIBIDOR 1	Confidencial	1.045	1.99	1.5175	Lb/Bbl
	INHIBIDOR 2	Confidencial	0.945	1.67	1.3075	% Vol
	CONTROLADOR DE ALCALINIDAD	Soda Caustica	0.755	1.37	1.0625	Lb/Bbl
	CONTROLADOR DE FILTRADO	Confidencial	1.105	1.14	1.1225	Lb/Bbl
	REOLOGÍA	Confidencial	0.85	1.29	1.07	Lb/Bbl
	ENCAPSULADOR	Confidencial	0.8	0.9	0.85	Lb/Bbl
	LUBRICANTE	Confidencial	0.52	0.52	0.52	Lb/Bbl

Fuente: elaboración propia, con base en: archivo Recap empresa contratista del Pozo A37. Colombia, 2012.

Al ser la misma compañía de fluidos del anterior pozo, tuvieron las mismas fallencias al no adicionar material sellante a la formulación, lo cual hizo, que el fluido se filtrara fácilmente a la formación, ocasionando empaquetamientos en la sección de Bambucá.

Con base al mud summary, se plasmaron los parámetros más relevantes del fluido utilizado en el pozo A24, dichos rangos se tendrán en cuenta para definir las condiciones iniciales del fluido convencional. Cuadro 13.

Cuadro 13. Propiedades del fluido Pozo A37.

MD (ft)	Densidad (ppg)	PV (cp)	YP (lb/100 ²)	pH	Filtrado API (cc/30 min)
2397 - 4600	9.4 – 9.9	13 - 20	25 - 30	9.8 – 10.5	5.6 – 6.4

Fuente: elaboración propia, con base en: Open Wells, mud summary pozo A37, Hocol S.A, 2012.

2.2 TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Los problemas operacionales mencionados previamente, conllevaron al incremento en los tiempos de perforación y por ende a un aumento en los días de planeación del pozo, en la siguiente grafica se muestra los pozos de correlación y sus respectivos días perforando. Cuadro 14.

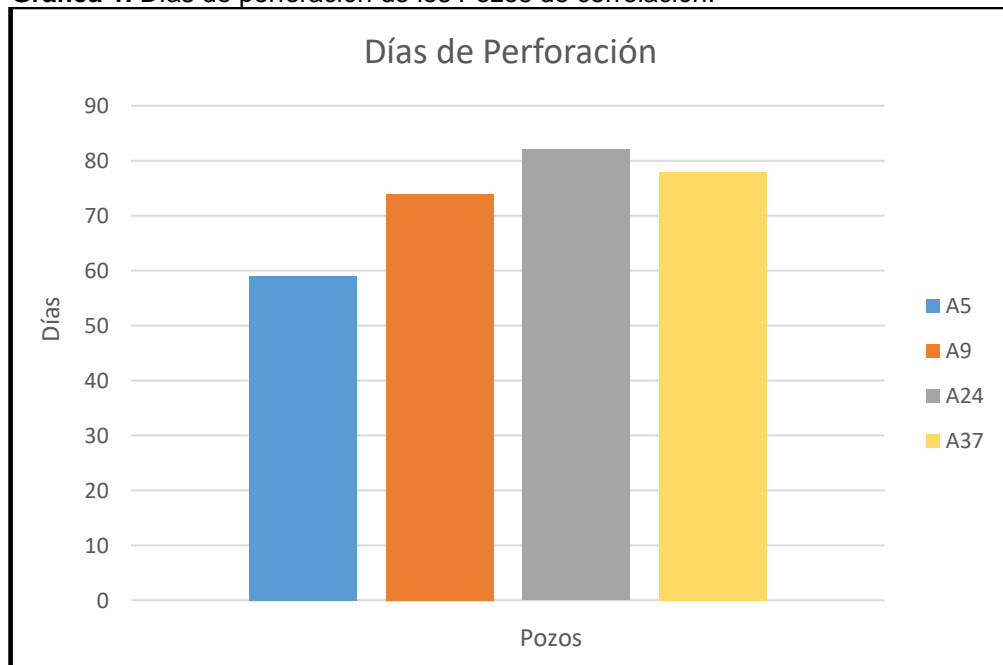
Cuadro 14. Fechas de Inicio y terminación de los pozos de correlación.

Start Date	Finish Day	Days	Pozo
30/11/2000	28/01/2001	59	A5
15/02/2001	30/04/2001	74	A9
17/10/2010	7/01/2011	82	A24
12/05/2012	29/07/2012	78	A37

Fuente: elaboración propia, con base en: Información de Surveys, Hocol S.A., 2012.

A continuación se expresa los tiempos de perforación de cada pozo, con el fin de analizar y observar, los pozos con mayores tiempos. Gráfica 1.

Grafica 1. Días de perforación de los Pozos de correlación.



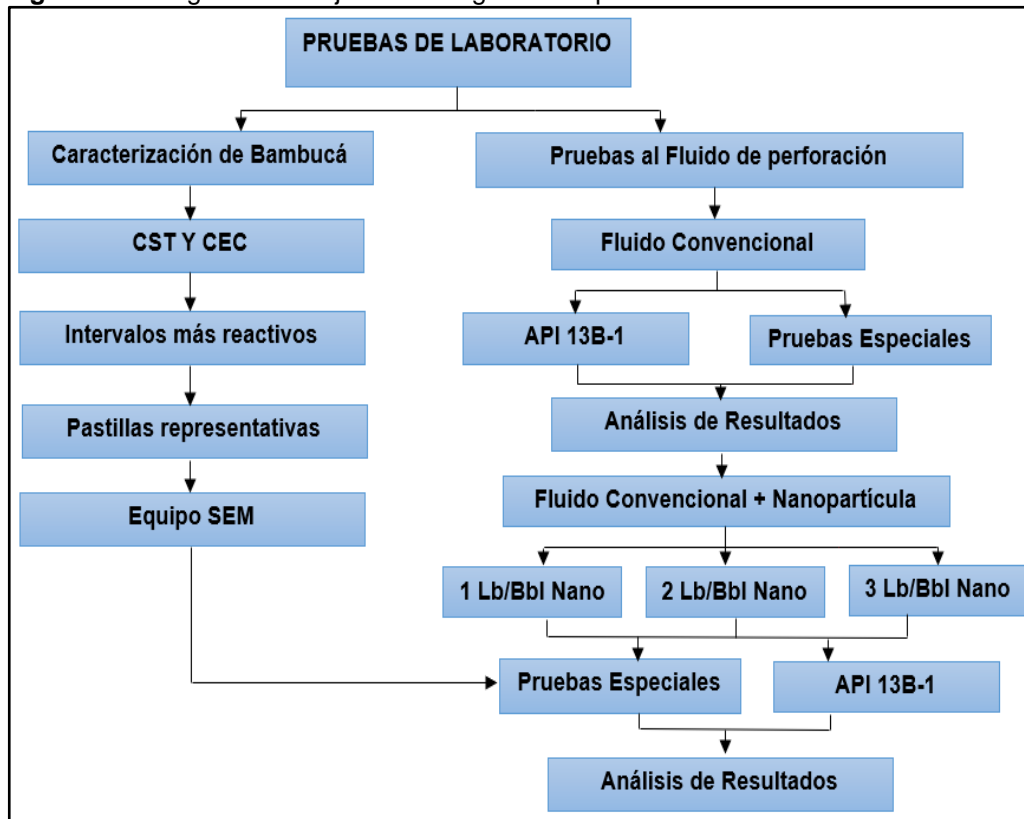
Fuente: elaboración propia, con base en: Información de Surveys, Hocol S.A., 2012.

Donde se puede observar que los pozos A9, A24 y A37 tienen los tiempos de perforación más altos, esto lleva a que Hocol S.A, tome la decisión de invertir e investigar en nanotecnología, para solucionar los problemas de inestabilidad y así reducir los costos operacionales.

2.3 PRUEBAS DE LABORATORIO

Para esta sección del proyecto, se expone la estrategia de trabajo experimental, la cual, está dividida en tres escenarios, el primero consiste en caracterizar las muestras de la Formación Bambucá, por medio de pruebas CEC, SEM y CST, las cuales, nos ayudaran a analizar la composición mineralógica de la misma. El segundo se enfoca en evaluar una formulación base (Fluido Convencional) del fluido de perforación, a partir de las pruebas API y pruebas especiales, estas últimas, están dirigidas al control de inestabilidad y la interacción entre el agua y la formación que se perfora. El tercer y último escenario, se evalúa nuestro objetivo principal, debido a la adición de la nanopartícula tipo látex a diferentes concentraciones, por medio de pruebas API y pruebas especiales. Para estos dos últimos escenarios, se comparan los resultados obtenidos de cada uno, con el fin de observar el comportamiento de las propiedades del fluido, el hinchamiento, la dispersión y el sello obtenido en las diferentes formulaciones. Se analizará los resultados obtenidos, los cuales, nos indicaran si la adición de la nanopartícula mejora o no, el desempeño del fluido de perforación con respecto al sello en la cara de la formación. De ser así, indicar la concentración óptima del nano aditivo en la formulación. Figura 14.

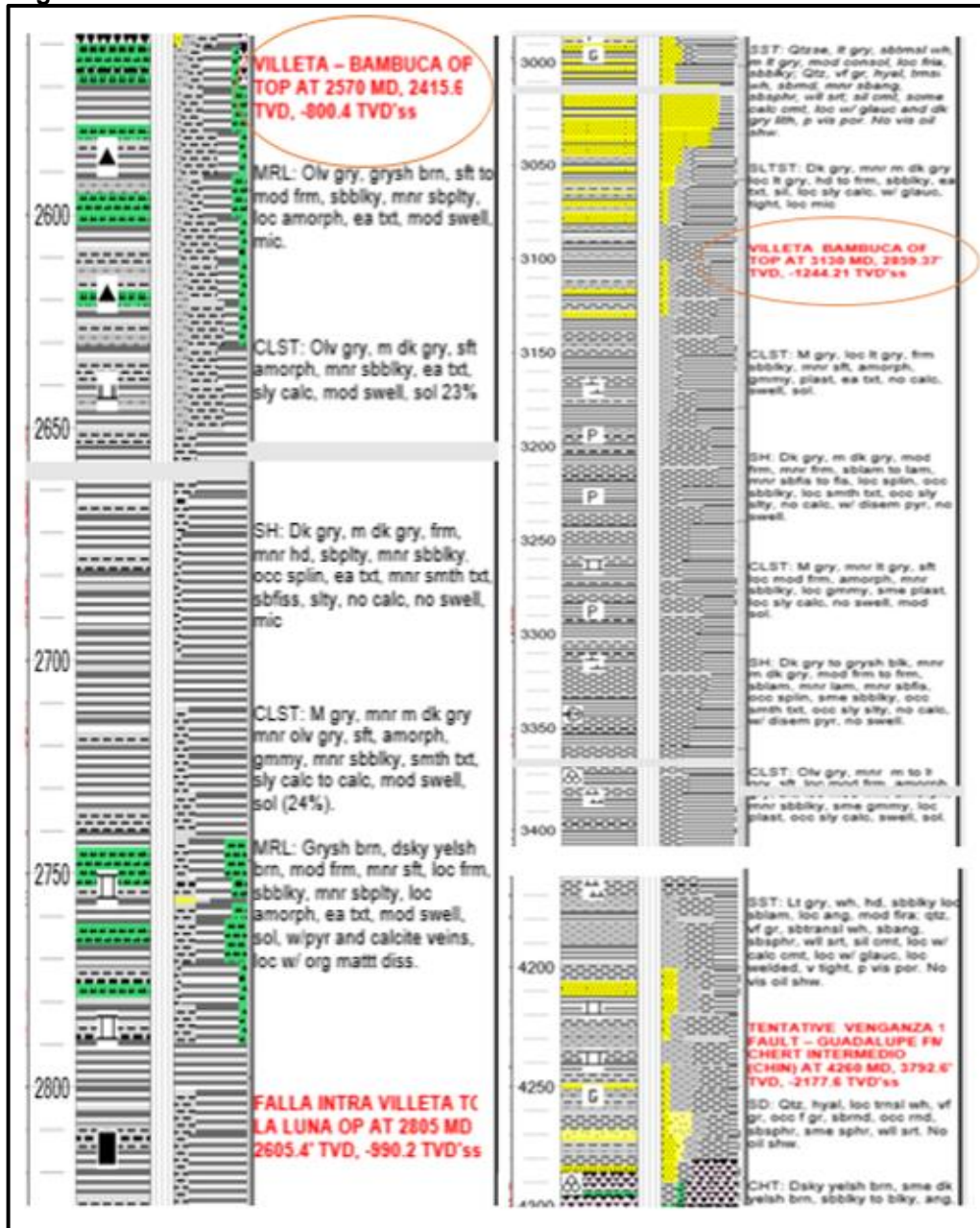
Figura 14. Diagrama de flujo Metodología de las pruebas de laboratorio.



Fuente: elaboración propia

Para la elaboración de las pruebas de laboratorio se recolectaron muestras de zanja en el intervalo 1860 ft – 4260 ft del pozo A1, con el archivo FEL del pozo se identifica los intervalos donde se encuentra la Formación Bambucá. Figura 15.

Figura 15. Secciones de Bambuca Pozo A1.



Fuente: HOCOL S.A archivo FEL pozo A1, 2019.

Se observa que existe una primera sección (Sección 1) para la formación Villeta-Bambucá, que se encuentra en el intervalo de 2570 – 2805 ft y una segunda sección

(Sección 2) para la formación Villeta-Bambucá, ubicada en el intervalo de 3130-4260 ft

A continuación, se realiza un inventario de la cantidad de muestra obtenida del pozo A1, con el fin de ver cuanta disposición de la formación Bambucá existe para realizar la respectiva caracterización. Cuadro 15.

Cuadro 15. Inventario Muestras de zanja pozo A1.

Muestras recolectadas Pozo A1			
Muestras secas			
Intervalo (ft)	# de bolsas	Peso por bolsa (gr)	Peso total del intervalo (gr)
1560-2760	40	241	9640
2760-3960	40	223	8920
3960-4200	8	218	1744

Fuente: elaboración propia.

Teniendo los topes y bases de la formación a estudiar, se procede a realizar la caracterización de las muestras, se realizaran CST y CEC para la primera sección: 2580-2610 ft, 2640-2670 ft, 2700-2730 ft, 2760-2790 ft; y para la segunda sección: 3120-3150 ft, 3180-3210 ft, 3240-3270 ft, 3300-3330 ft, 3360-3390 ft, 3420-3450 ft, 3480-3510 ft, 3540-3570 ft, 3600-3630 ft, 3660-3690 ft, 3720-3750 ft, 3780-3810 ft, 3840-3870 ft, 3900-3930 ft, 4020-4050 ft, 4080-4110 ft, 4140-4170 ft y 4170 a 4200 ft. Tomando un valor representativo de los espesores, mayor al 50% de cada sección, con el fin de darle relevancia a los resultados obtenidos.

2.3.1 Caracterización de Muestras del Pozo A1. Para realizar la caracterización de muestras, se llevarán a cabo las pruebas CST y CEC simultáneamente a los intervalos mencionados anteriormente.

2.3.1.1 Capacidad de intercambio catiónico para las lutitas (CEC). Esta prueba indica el volumen de agua que reaccionara al entrar en contacto con la muestra.

La prueba se trabaja a temperatura y presión estándar, el indicador de volumen es azul de metileno. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo A**.

2.3.1.2 Prueba de succión capilar (CST). Esta prueba indica el tiempo que tarda en reaccionar la muestra, al entrar en contacto con el agua.

La prueba se trabaja a temperatura y presión estándar, el tiempo de reacción se mide, en el tiempo que tarda en llegar el fluido de un sensor a otro sensor. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo B**.

Una vez teniendo los resultados de ambas pruebas, se analizan los intervalos con volúmenes y tiempos de reacción más altos, estos nos indicaran a que profundidades hay mayor interacción entre el agua y la formación.

A los intervalos más altos (5 intervalos Máximo) se les realizará la prueba SEM, esto nos dará la composición mineralógica de las muestras seleccionadas.

2.3.1.3 Microscopia electrónica de barrido (SEM). Una vez se tengan los resultados de las pruebas CST Y CEC, se procederá a realizar una pastilla (15 gr/ Mesh 100) con los intervalos más "reactivos", la cual se introducirá en el microscopio, que hará incidir un haz de electrones en la muestra, con el fin de obtener la composición mineralógica de la formación Bambucá. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo C**.

2.3.2 Formulación Fluido de Perforación Convencional. En esta sección del proyecto se expone las propiedades y concentraciones del fluido que se trabaja como base en las pruebas de laboratorio, teniendo en cuenta la formulación de los fluidos utilizados en los pozos de correlación. El fluido de perforación Convencional es base agua, debido a la poca viabilidad tanto financiera como técnica, esto se debe a que el diesel genera una mayor lubricación en los planos de debilidad, aumentando el riesgo de inestabilidad, por lo cual, se optó en dar prioridad a la formulación de los lodos base agua.

El objetivo de esta formulación, es tener la presencia de aditivos de tamaño convencional como lo son los carbonatos, que brinden un sello mecánico en la formación, un inhibidor que disminuya el hinchamiento de los minerales arcillosos, control de alcalinidad, reología y filtrado, que permitan mantener los rangos en las propiedades (YP, pH, VP, densidad y Filtrado), los sólidos, para simular el comportamiento del lodo en un pozo y por último, no se utilizara lubricante, debido a que la evaluación es a nivel de laboratorio. Cuadro 16.

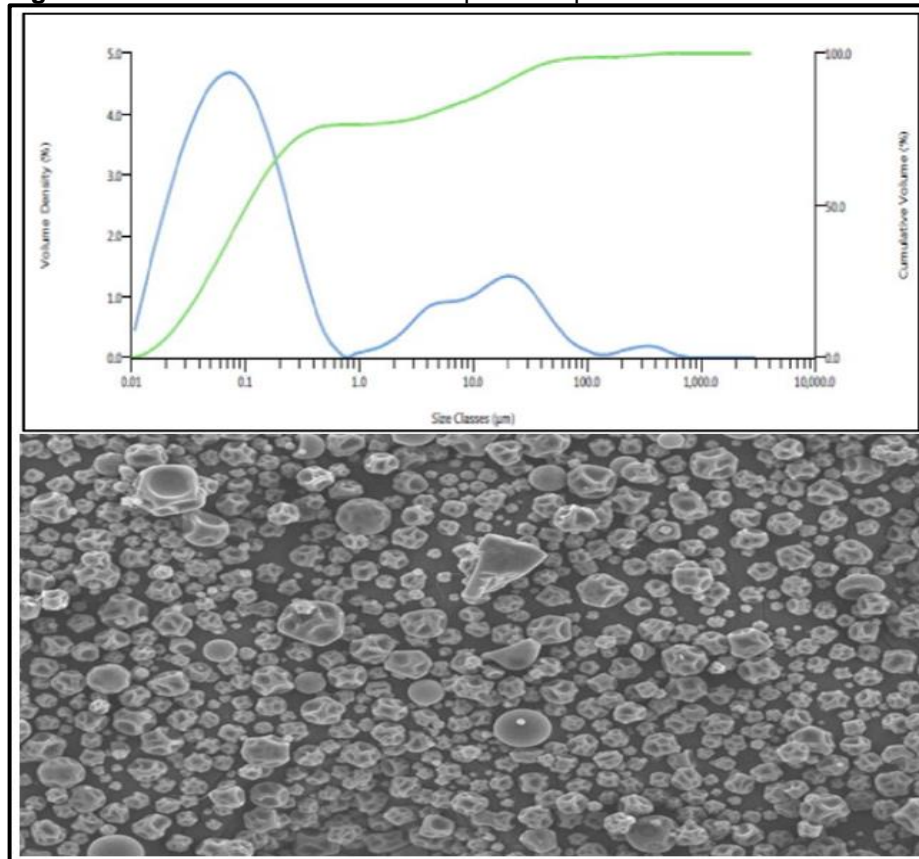
Cuadro 16. Formulación Lodo Convencional.

FLUIDO CONVENCIONAL - WBM			
Función	Producto	Concentración	Unidades
INHIBIDOR	Amina Cuaternaria	5	Lb/Bbl
CONTROLADOR DE ALCALINIDAD	Soda Caustica	1	Lb/Bbl
REOLOGÍA	Confidencial	0.5	Lb/Bbl
CONTROLADOR DE FILTRADO	Confidencial	4.5	Lb/Bbl
MATERIAL SELLANTE 1	Carbonato de Calcio 325	35	Lb/Bbl
MATERIAL SELLANTE 2	Carbonato de Calcio 600	35	Lb/Bbl
SOLIDOS	Confidencial	20	Sx/Bbl

Fuente: elaboración propia.

Posteriormente, a esta formulación se le añadirá 3 concentraciones de nanopartícula tipo látex: 1 Lb/Bbl, 2 Lb/Bbl y 3Lb/Bbl. Dicho nano aditivo es un copolímero en polvo suministrado por la empresa contratista y cuya distribución de tamaños de partícula en promedio es de 0.1 μm como se observa a continuación. Figura 16.

Figura 16. Distribución de tamaño de partícula para el Nano Aditivo.



Fuente: "Confidencial" Technical Data Summary, Contratista del proyecto, U.S.A, 2017.

2.3.3 Pruebas Norma API 13B-1. Para los siguientes objetivos, se parte de la formulación del fluido de perforación utilizados en los pozos de correlación, la idea de realizar estas pruebas, es observar las características iniciales del fluido convencional y compararlo con ese mismo fluido, pero con la adición de la nanopartícula, y observar que el aditivo tipo látex no altere esas condiciones iniciales del fluido de perforación. Se establecieron parámetros para cada condición del fluido, según lo requerido por la empresa, basado en las características obtenidas en los mud summary de los pozos de correlación. En esta sección se agrega la prueba de filtrado HPHT. Todas las pruebas se harán siguiendo los procedimientos que contempla la norma, exceptuando las pruebas de contenido de arena y viscosidad de embudo, debido a que son pruebas de campo.

2.3.3.1 Densidad del fluido. Esta prueba mide el peso fluido con una balanza de lodo. Este parámetro es importante para controlar presión hidrostática en la columna de fluido. Con base al mud summary de los pozos de correlación, se pretende trabajar con una densidad igual a 11 ppg. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo D**.

2.3.3.2 Viscosímetro rotativo. Estos viscosímetros miden la reología del lodo, la viscosidad plástica que indica la resistencia de un fluido a fluir (Ecuación 1), el punto cedente o yeild point que indica el esfuerzo requerido para que un fluido se desplace (Ecuación 2), viscosidad aparente que indica la velocidad de corte (Ecuación 3) y geles. Con base a los Mud Summary de los pozos de correlación y a la formulación base del fluido, la empresa busca obtener, resultados de PV entre 32-35, YP entre 21-24, VA entre 43-46 y geles con valores similares. Con el propósito de transportar los recortes hasta superficie, y evitar pérdidas de presión por fricción al momento de circular fluido en el pozo. Dichos rangos, de la misma manera, se establecieron para el fluido con la suma del nano aditivo, donde un cambio reológico de +/- 4 para cada variable, se tendrá en cuenta como una variación abrupta de las condiciones iniciales del fluido. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo E**.

Ecuación 1. Viscosidad Plástica

$$PV = RPM600 - RPM300$$

Fuente: ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001

Donde:

PV: Viscosidad plástica medida en centipoise

RPM600= Lectura del viscosímetro a 600 rpm.

RPM300= Lectura del viscosímetro a 300 rpm.

Ecuación 2. Punto Cedente

$$YP = RPM300 - PV$$

Fuente: ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001.

Donde:

YP= Punto cedente medido en Lb/100ft²

Rpm300= Lectura del viscosímetro a 300 rpm.

PV= Viscosidad plástica.

Ecuación 3. Viscosidad Aparente

$$VA = RPM600/2$$

Fuente: ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001.

Donde:

VA= Viscosidad Aparente medido en centipoise.

RPM600= Lectura del viscosímetro a 600 rpm.

2.3.3.3 Prueba de filtrado API. Se realiza con un filtro prensa. Consiste en determinar la velocidad con la cual se esfuerza un fluido a través de un papel filtro. Con base al mud summary de los pozos de correlación, se pretende obtener un filtrado API igual o menor a 6 cc/30 min. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo F.**

2.3.3.4 Filtrado HPHT. Mide el volumen filtrado que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido es sometido a una presión diferencial y a una temperatura mayor. El fluido se expone a una temperatura de 150°F y una presión diferencial de 500 psi. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo G.**

2.3.3.5 Contenido de líquidos y sólidos. Se introduce una celda con fluido de perforación en una retorta de lodo con capacidad de calefacción, después de determinado tiempo nos indicara el porcentaje de líquidos y sólidos medidos en una probeta. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo H.**

2.3.3.6 Capacidad de azul de metileno. Un ensayo que determina la cantidad de materiales similares a la arcilla contenidos en un fluido de perforación a base de agua según la cantidad de colorante azul de metileno que es absorbido por la muestra. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo I.**

2.3.3.7 Potencial de Hidrógeno (pH). Se utiliza un medidor electrónico de pH que indicara la concentración iónica de hidrógeno presente en el fluido de perforación. Con base al mud summary de los pozos de correlación, se pretende manejar un pH entre 9.5 y 10. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo J.**

2.3.3.8 Alcalinidad (Pf, Mf, Pm y contenido de calcio). Este ensayo es un procedimiento bien conocido de análisis del agua para estimar las concentraciones de cal (Ecuación 4) de iones hidroxilo, iones carbonato e iones bicarbonato. El aumento de la alcalinidad debido a los iones hidroxilos es beneficiosa, mientras que las alcalinidades resultantes de carbonatos, puede afectar el desempeño del lodo. El rango de variación con la adición del nano aditivo para este parámetro tiene una tolerancia del 6%, teniendo en cuenta errores de cálculo y medición, dicho valor fue

establecido por la empresa. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo K**.

Ecuación 4. Contenido de Cal en el lodo

$$Calcio = 0.26 * (Pm - FwPf)$$

Fuente: ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001

Donde:

Cal= Contenido de Cal en el lodo medido Lb/bbl

Pm= Alcalinidad de fenolftaleína del lodo.

Fw= Fracción volumétrica del agua del lodo.

Pf= Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado.

2.3.3.9 Cloruros. Esta prueba indica la cantidad de cloruros (Ecuación 5) presentes en el fluido, es muy importante tenerla en cuenta en las áreas donde la sal puede contaminar el fluido de perforación, que suele ocurrir en la mayoría de los campos de petróleo. Dicho contaminante puede venir tanto del agua de formación como de formaciones y hasta de la misma preparación del lodo. No hay un valor establecido por la empresa. El rango de variación con la adición del nano aditivo para este parámetro tiene una tolerancia del 6%, teniendo en cuenta errores de cálculo y medición, dicho valor fue establecido por la empresa. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo L**.

Ecuación 5. Concentración iónica de cloruros

$$Cl = \frac{N * 35,000 * ml \text{ utilizados}}{ml \text{ de la muestra}}$$

Fuente: ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001

Donde:

Cl= Concentración iónica de cloruros en mg/L.

N= Normalidad del nitrato de plata empleado.

Ml utilizados= Mililitros empleados del titulador.

2.3.3.10 Dureza total. La dureza se determina con el fin, de que su valor sea inferior a 400mg/L para evitar problemas como mal revoque, alta perdida de fluido, floculación de contenido de arcilla, poca efectividad de los polímeros y tratamiento químico inefectivo. Los resultados se presentan como ion calcio en mg/L. El rango de variación con la adición del nano aditivo para este parámetro tiene una tolerancia

del 6%, teniendo en cuenta errores de cálculo y medición, dicho valor fue establecido por la empresa. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo M**.

Ecuación 6. Concentración de dureza total

$$Dureza\ total = \frac{ml\ versenato\ estandar * 400}{ml\ de\ la\ muestra}$$

Fuente: ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001

Donde:

Dureza total= Concentración de dureza total como Ca^{2+} en mg/L.

ml versenato estándar= mililitros utilizados del titulador.

2.3.4 Pruebas Especiales. Estas pruebas se realizarán tanto en el objetivo 2 como en el objetivo 3, y nos darán la validación del desempeño de la nanopartícula tipo látex en el fluido de perforación con respecto al sello y la interacción roca-fluido. Para el sello se analizarán los resultados en la prueba PPT, los cuales deberían disminuir su filtrado y su spurt loss, a medida que se agrega nano aditivo. Por otro lado, debido a que la nanopartícula no está funcionalizada para mitigar los problemas de inhibición y dispersión, el objeto de realizar estas pruebas es comparar el comportamiento de estos parámetros en relación con el fluido convencional.

2.3.4.1 Prueba de taponamiento de permeabilidad (PPT). Esta prueba dará la validación de nuestro objetivo general, donde se espera una disminución de filtrado a media que se añade concentración de nano aditivo, simulando el medio permeable en donde se pierde fluido en el pozo. La prueba se lleva a cabo, pasando un fluido por un disco cerámico poroso con tamaño de poro de 3 micrones y 10 micrones, con el fin de obtener el volumen de fluido que se filtra en el cerámico, la prueba toma datos de filtrado en los minutos 1, 5, 7.5, 10, 15, 20, 25, 30. Posteriormente se realiza una gráfica de square root time vs Volumen de Filtrado (\sqrt{t} vs Fitrado (ml) * 2) respectivamente, de la cual se halla una línea de tendencia, donde el intercepto es el spurt loss teórico, simultáneamente se halla un spurt los practico, el cual será el filtrado al minuto 1. No hay un valor establecido por la empresa. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo N**.

2.3.4.2 Hinchamiento lineal. Una vez se tenga los intervalos más "reactivos", se procede a realizar las pastillas, que se dispondrán en el equipo de hinchamiento lineal, el cual dará el porcentaje de hinchamiento de dicha pastilla cuando entre en contacto con un fluido por determinado tiempo. Esta prueba se trabaja a temperatura y presión estándar y el resultado se muestra en una gráfica de

porcentaje (%) de hinchamiento, en el programa Swell meter. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo O**.

2.3.4.3 Prueba dispersión shale. Esta prueba indica la cantidad de sale que contamina el lodo (Ecuación 7), en esta esta prueba se adicionan 20 gramos de muestra de formación al lodo y se pone a rolar por dos horas a una temperatura fija. Luego de esto se observa cuanta cantidad de la muestra se adicione al lodo y cuanta cantidad quedo seca y no se dispersó en el fluido. Esta prueba solo se realiza al fluido rolado. El procedimiento de esta prueba se encuentra en el **Anexo P**

Ecuación 7. Porcentaje de Humedad

$$\text{moisture content \%} = \frac{\text{cutting initial weight} - \text{cutting dry weight}}{\text{cutting initial weight}} * 100$$

Fuente: HandBook, Contratista del proyecto, U.S.A, 2014.

Donde:

Moisture content= es el contenido en porcentaje que se dispersó de la muestra.

Cutting initial weight= peso inicial de la muestra en gramos.

Cutting dry weight= peso de la muestra seca en gramos.

Teniendo el contenido de humedad, el cual nos servirá de factor de corrección, se procede a realizar el siguiente cuadro, para hallar un factor de recobro, el cual nos indicará el porcentaje de formación que no se dispersará en el fluido. Cuadro 17.

Cuadro 17. Cálculos respectivos para Dispersión Shale.

Test Property	Name of Drilling Fluid
Initial Weigth (gr)	Initial weigth of cuttings before test
Moisure Content (%)	Ecuación 7
Initial Dry Weigth (gr)	Initial Weight (gr) - (Initial Weight (gr) * Moisure Content (%))
Final Dry Weigth (gr)	Dry Weight after test
Recovery	$\frac{\text{Final Dry Weigth (gr)}}{\text{Initial Dry Weigth (gr)}} * 100$

Fuente: elaboración propia, con base en: HandBook, contratista del proyecto, U.S.A, 2014.

2.3.5 Evaluación Técnica. Finalmente, teniendo los resultados de laboratorio, se procede hacer los análisis de los mismos, evaluando el mejor desempeño de la concentración de nano aditivo con respecto al sello (prueba PPT) y observar su comportamiento en la interacción roca fluido (Hinchamiento lineal y dispersión Shale).

3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

En este capítulo, mediante gráficas y tablas, se muestran los datos y resultados obtenidos a partir de las pruebas de laboratorio realizadas en una empresa contratista de Hocol S.A, donde se implementaron las pruebas de caracterización y las pruebas al fluido de perforación siguiendo la metodología planteada.

3.1 CARACTERIZACIÓN DE MUESTRAS DE ZANJA POR MEDIO DE PRUEBAS CST Y CEC

A partir de las pruebas CST y CEC se caracterizó la interacción entre la formación y el agua a diferentes profundidades, tanto en la primera sección de la formación Bambucá como en la segunda sección de la misma, debido que, se analizaran simultáneamente los intervalos donde exista un mayor volumen de agua que reacciona con la formación (CEC), y dicho volumen tendrá un mayor tiempo de succión capilar (CST), es decir, las dos pruebas son un complemento mutuo y nos indicaran las profundidades donde se presentará mayor problema de interacción roca-fluido, con el fin de exponer dichos intervalos en la prueba SEM.

3.1.1 Prueba CST Sección 1. En la tabla 1 se muestran los resultados obtenidos en la prueba de tiempo de succión capilar, para la primera sección de la formación Bambucá en el pozo A1.

Tabla 1. Resultados prueba CST, Sección 1 Bambucá

CST				
Tope (ft)	Base (ft)	T1 (s)	T2 (s)	T prom (s)
2580	2610	36.6	39.5	38.05
2640	2670	69.2	77.2	73.2
2700	2730	33.4	43.6	38.5
2760	2790	58	69.5	63.75

Fuente: elaboración propia.

3.1.2 Prueba CEC Sección 1. En la tabla 2 se muestran los resultados obtenidos en la prueba de Capacidad de intercambio catiónico, para la primera sección de la formación Bambucá en el pozo A1.

Tabla 2. Resultados prueba CEC, Sección 1 Bambucá

CEC			
Tope (ft)	Base (ft)	ml Azul de metileno	MD prom (ft)
2580	2610	4	2595
2640	2670	6	2655
2700	2730	5	2715
2760	2790	6	2775

Fuente: elaboración propia.

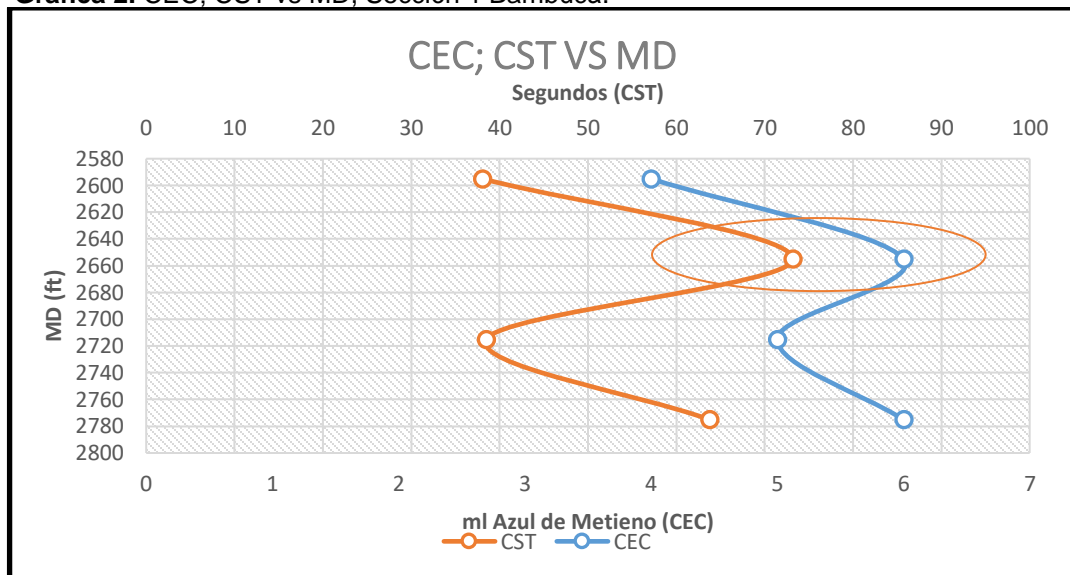
3.1.3 Análisis de las Pruebas CST y CEC Sección 1. A continuación, se presenta la tabla con los resultados de dichas pruebas y sus respectivas profundidades, por medio de las cuales, se realiza la gráfica, en donde se analizó el comportamiento de la misma. Tabla 3, Grafica 2.

Tabla 3. Resultados pruebas CST y CEC, Sección 1 Bambucá

MD (ft)	CEC (ml AM)	CST (s)
2595	4	38.05
2655	6	73.2
2715	5	38.5
2775	6	63.75

Fuente: elaboración propia

Grafica 2. CEC; CST vs MD, Sección 1 Bambucá.



Fuente: elaboración propia.

Por medio de esta grafica, se analizó simultaneamente los resultados de ambas pruebas, las cuales indican que, entre mas tiempo de reacción tenga la formación mas volumen de agua estará absorbiendo. Para esta seccion la variabilidad de resultados no es amplia debido a que el espesor es de 220 ft.

3.1.4 Prueba CST Sección 2. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en la prueba de tiempo de succión capilar, para la segunda sección de la formación Bambucá en el pozo A1. Tabla 4.

Tabla 4. Resultados prueba CST, Sección 2 Bambucá

CST				
Tope (ft)	Base (ft)	T1 (s)	T2 (s)	T prom (s)
3120	3150	14.3	14.4	14.35
3180	3210	39.3	48.1	43.7
3240	3270	34.9	38.1	36.5
3300	3330	32.8	38.9	35.85
3360	3390	46.7	59.5	53.1
3420	3450	61	65.4	63.2
3480	3510	40.3	42.4	41.35
3540	3570	55.5	71	63.25
3600	3630	116.3	125.6	120.95
3660	3690	92	87.7	89.85
3720	3750	130.3	165.9	148.1
3780	3810	88	102.4	95.2
3840	3870	92.2	114	103.1
3900	3930	63.8	73.2	68.5
3960	3990	45.1	52.4	48.75
4020	4050	88.1	89.3	88.7
4080	4110	83.3	97.5	90.4
4140	4170	59.1	70.5	64.8
4170	4200	33.9	39.9	36.9

Fuente: elaboración propia.

3.1.5 Prueba CEC Sección 2. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en la prueba de Capacidad de intercambio catiónico, para la segunda sección de la formación Bambucá en el pozo A1. Tabla 5.

Tabla 5. Resultados prueba CEC, Sección 2 Bambucá.

CEC			
Tope (ft)	Base (ft)	ml Azul de metileno	MD prom (ft)
3120	3150	3.5	3135
3180	3210	5.5	3195
3240	3270	6	3255
3300	3330	4	3315
3360	3390	5	3375
3420	3450	4.5	3435
3480	3510	7	3495
3540	3570	7.5	3555
3600	3630	6.5	3615
3660	3690	7	3675
3720	3750	6.5	3735
3780	3810	7	3795

Fuente: elaboración propia.

Tabla 5 (continuación)

Tope (ft)	Base (ft)	ml Azul de metileno	MD prom (ft)
3900	3930	5.5	3915
3960	3990	6	3975
4020	4050	6	4035
4080	4110	6.5	4095
4140	4170	5.5	4155
4170	4200	5.5	4185

Fuente: elaboración propia.

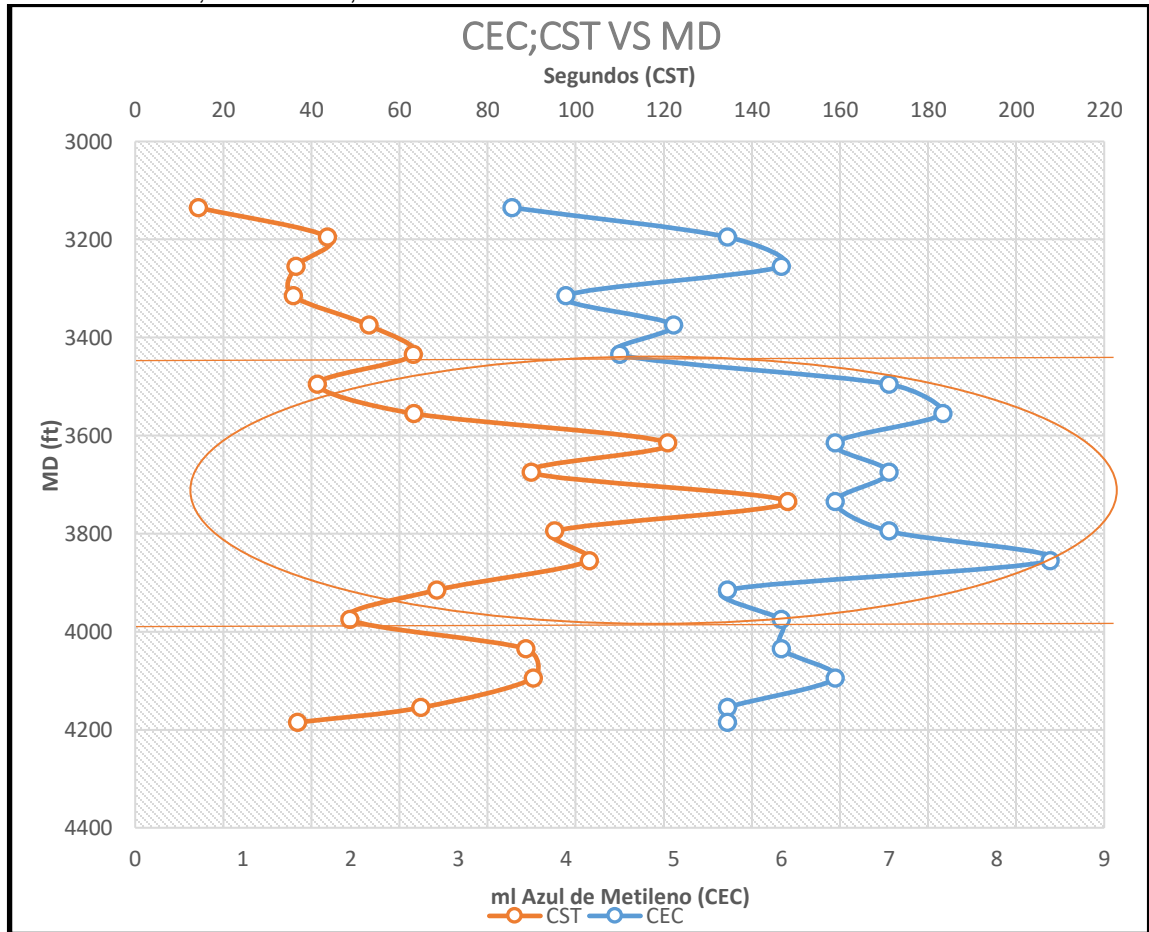
3.1.6 Análisis de las Pruebas CST y CEC Sección 2. A continuación, se presenta la tabla con los resultados de dichas pruebas y sus respectivas profundidades, por medio de las cuales, se realiza la gráfica, en donde se analizó el comportamiento de la misma. Tabla 6, Grafica 3.

Tabla 6. Resultados pruebas CST y CEC, Sección 2 Bambucá

MD (ft)	CEC (ml AM)	CST (segundos)
3135	3.5	14.35
3195	5.5	43.7
3255	6	36.5
3315	4	35.85
3375	5	53.1
3435	4.5	63.2
3495	7	41.35
3555	7.5	63.25
3615	6.5	120.95
3675	7	89.9
3735	6.5	148.1
3795	7	95.2
3855	8.5	103.1
3915	5.5	68.5
3975	6	48.75
4035	6	88.7
4095	6.5	90.4
4155	5.5	64.8
4185	5.5	36.9

Fuente: elaboración propia.

Grafica 3. CEC; CST vs MD, Sección 2 Bambucá.



Fuente: elaboración propia.

A partir de esta grafica se pudo analizar, que los valores obtenidos tanto en el CST como en el CEC, para la segunda sección de Bambucá, son más altos que los evidenciados en la primera sección. También se observa una tendencia similar a la gráfica 2, la cual indica que, entre más tiempo se demore la formación en reaccionar, así mismo el volumen absorbido será mayor. Por otro lado, el intervalo de profundidad de 3600 ft hasta 3870 ft, muestra un aumento en los resultados para ambas pruebas, siendo este el punto donde se detecta mayor reacción en la formación.

Teniendo en cuenta lo anterior, se procede a evaluar este nuevo intervalo (3600 ft hasta 3840 ft) por medio de la prueba SEM, la cual indica el porcentaje de minerales arcillosos presente en dicha sección.

3.2 MINERALOGÍA DE LAS MUESTRAS DE ZANJA DEL POZO A1 POR MEDIO DEL EQUIPO SEM

Para conocer la mineralogía de las muestras del pozo A1, se utiliza el equipo SEM, para esto se seleccionaron los intervalos más altos (5 intervalos por las dos pruebas), tanto en la prueba CST como en la prueba CEC, indicando que a dicha profundidad habrá mayor interacción entre la formación y el fluido, esto significa, que serán los 5 intervalos que presenten mayor problema en las operaciones de perforación para el pozo A1. Las pastillas para la prueba SEM y las pastillas para la prueba de hinchamiento lineal se realizará a partir de los 5 intervalos escogidos. Tabla 7.

Tabla 7. Muestras para evaluar en el equipo SEM.

MUESTRAS DE ZANJA A EVALUAR EN SEM				
Tope (ft)	Base (ft)	Peso (gr)	CST (seg)	CEC (ml AM)
3600	3630	3	121	6.5
3660	3690	2	89.9	7
3720	3750	4	148	6.5
3780	3810	2	95	7
3840	3870	4	103	8.5

Fuente: elaboración propia

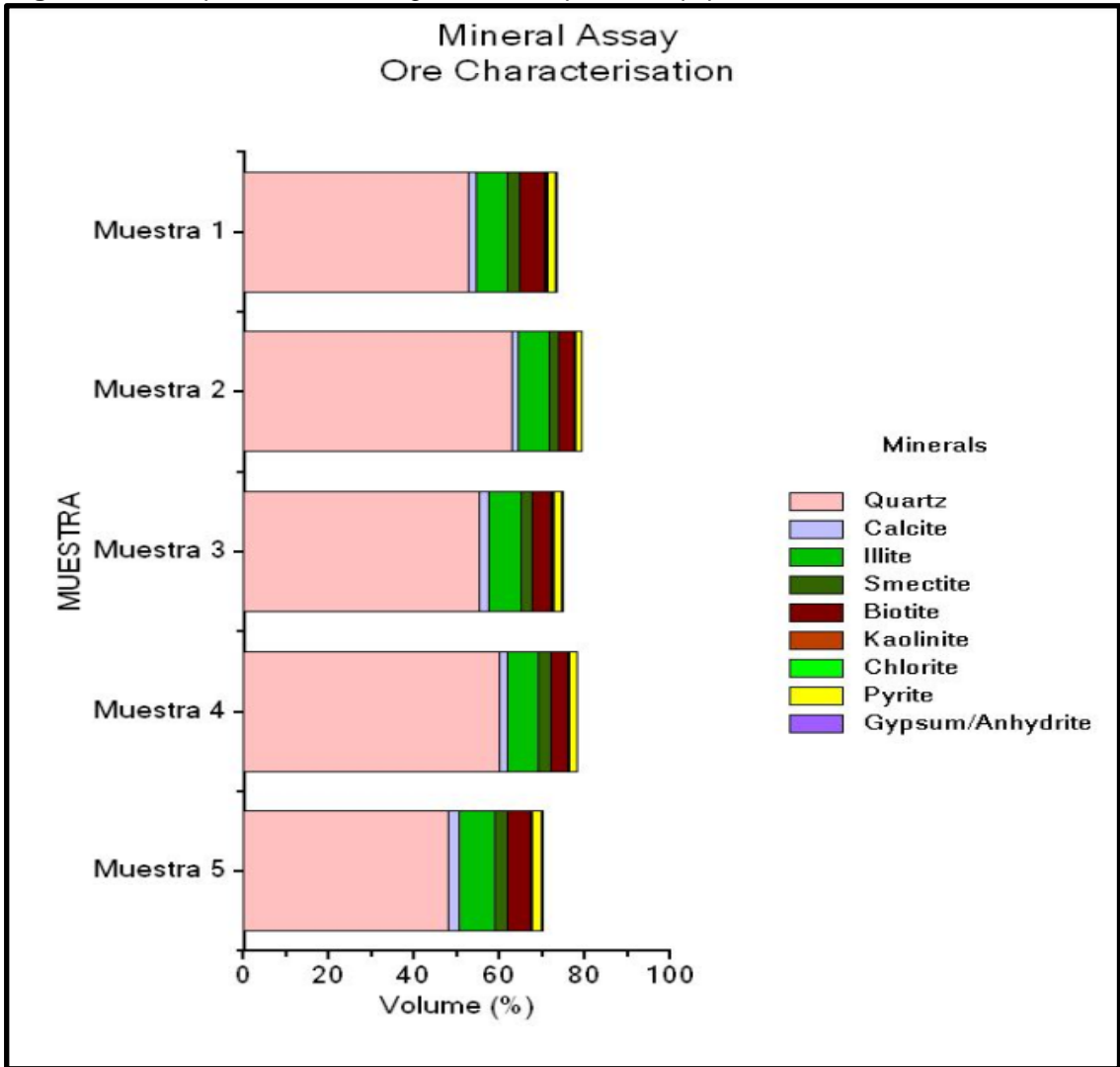
Se crearon 5 pastillas (M1, M2, M3, M4 y M5), las cuales se dispusieron en al equipo SEM, para analizar la composición mineralógica de cada una, donde solo se tomó en cuenta el mineral que mayor composición tiene en la muestra (Cuarzo) y los minerales que reaccionan con el fluido (Tabla 8), para después realizar las Figuras 17 y 18.

Tabla 8. Composición Mineralógica de las muestras del pozo A1

Muestra	Composición Mineralógica (%)								
	Cuarzo	Calcita	Ilita	Esmectita	Biotita	Caolinita	Clorita	Pirita	Anhidrita
M1	52.88	1.83	6.97	3.1	5.83	0.25	0.3	1.96	0.16
M2	62.92	1.4	7.2	2.46	3.41	0.12	0.31	1.41	0.21
M3	55.36	2.2	7.69	2.46	4.33	0.28	0.34	2.1	0.27
M4	59.81	2	7.4	2.84	3.85	0.19	0.15	1.89	0.18
M5	48.1	2.63	8.26	3	5.26	0.27	0.18	2.21	0.22
Prom M	55.814	2.012	7.504	2.772	4.536	0.222	0.258	1.914	0.208

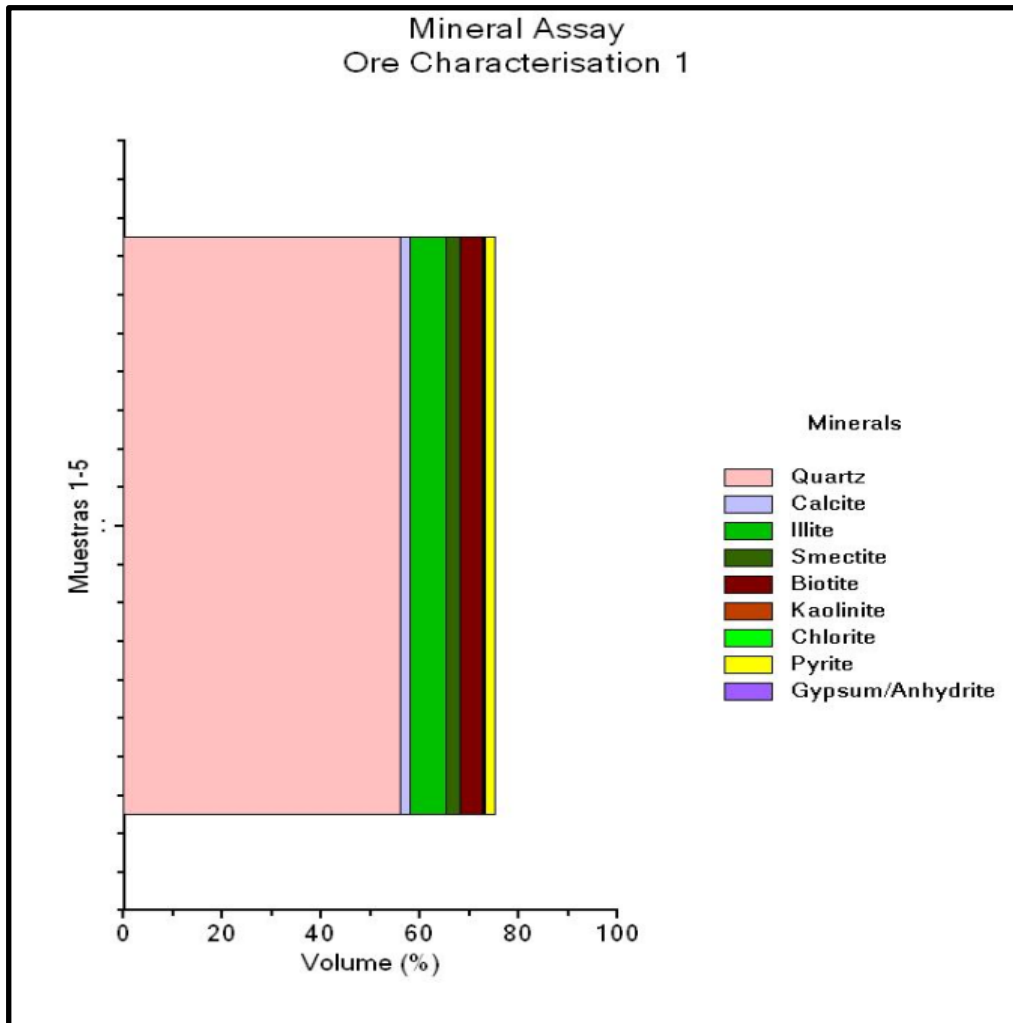
Fuente: elaboración Propia

Figura 17. Composición Mineralógica de cada pastilla Equipo SEM



Fuente: software IEXPLORER, empresa contratista 2020.

Figura 18. Composición Mineralógica promedio de las pastillas Equipo SEM



Fuente: software IEXPLORER, empresa contratista, 2020.

Se puede observar que su mayor composición es cuarzo, que tiene un porcentaje cercano al 56%, y los minerales que pueden reaccionar con el fluido corresponden aproximadamente al 20% (Calcita 2%, Illita 7.5%, Esméctica 2.7%, Biotita 4.5%, Caolinita 0.2%, clorita 0.26%, pirita 1.9% y Anhidrita 0.2%) de la Formación Bambucá, el porcentaje restante se compone de materiales no identificados y minerales que tienen una composición menor al 0,5 % en volumen, que no son representativos para la investigación de este proyecto.

Con base a los resultados obtenidos de la prueba SEM, debido al bajo porcentaje de composición arcillosa del 10.7% (Illita, Esmectita, Caolinita y Clorita) en la formación según lo indican tanto Hocol S.A como la empresa contratista, se puede concluir que el problema que presenta dicha sección en las operaciones de perforación, no se debe a la inhibición, esto se podrá corroborar en los porcentajes

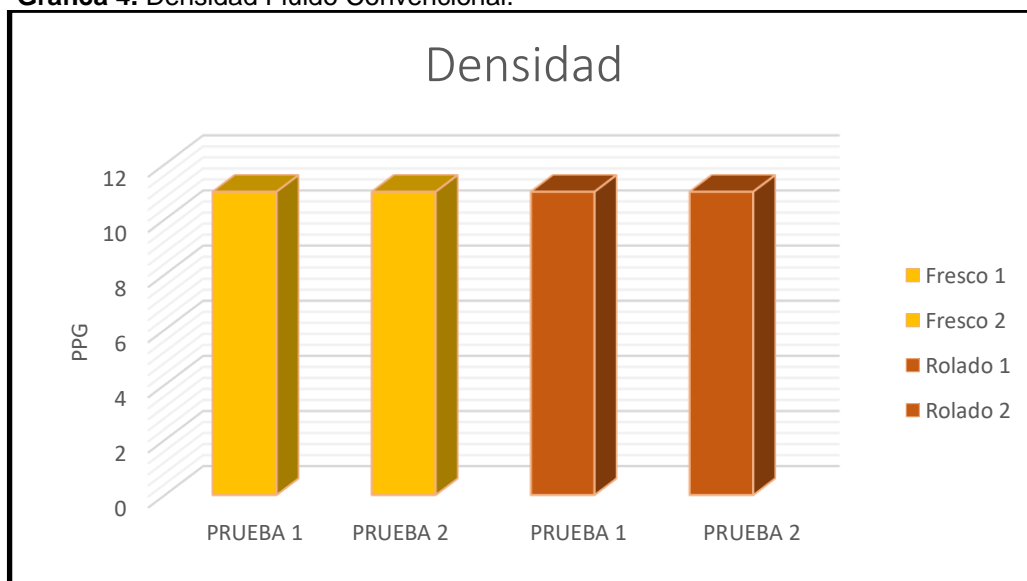
en la prueba de hinchamiento lineal, es decir, la causa de inestabilidad es debido a problemas mecánicos, que están relacionados al sello de fracturas presentes en la roca, que provocan la acumulación de cavings y las operaciones de Backreaming, generando aumento en los tiempos y costos de perforación en los pozos perforados en el Campo Venganza.

3.3 PRUEBAS NORMA API 13B-1 FLUIDO CONVENCIONAL

Para esta sección, se realizaron las pruebas API al fluido convencional (Cuadro 16), con el propósito de identificar las características iniciales del fluido. Cabe destacar que se realizaron pruebas con el fluido fresco y con el fluido rolado, con el fin de identificar la efectividad y los cambios del lodo después de estar bajo proceso dinámico y temperaturas más altas (130°F). Los valores obtenidos en esta sección se tomarán como base con el objetivo de evidenciar cambios con respecto a la adición del nano aditivo. Adicional se suma la prueba Filtrado HPHT en esta sección.

3.3.1 Densidad. Se utilizo Carbonato de calcio con tamaño de partícula 325 y 600, con base en la formulación del lodo, donde se alcanzó un peso de 8.7 ppg, después se adicono 70,2 Lb/Bbl de barita, con el fin de llegar a un peso de 11 ppg. Esta concentración de barita se halló a partir de un formulador de la empresa contratista.

Grafica 4. Densidad Fluido Convencional.



Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la gráfica 4, se realizó la prueba dos veces tanto para el fluido fresco como rolado, la gráfica indica que el lodo mantiene constante su peso, independientemente de las condiciones de temperatura y presión a las que se expuso.

3.3.2 Reología. Con base a los Mud Summary de los pozos de correlación y a la formulación base del fluido, se busca obtener los parámetros reológicos establecidos en la metodología. Tabla 9 y Tabla 10.

Tabla 9. Datos de lectura de Reómetro Rotativo

Condición	Prueba	Fluido	Lectura @600 rpm	Lectura @300 rpm	Lectura @200 rpm	Lectura @100 rpm	Lectura @6 rpm	Lectura @3 rpm
Fresco	1	Convencional	88	55	45	29	6	4
Fresco	2	Convencional	88	55	44	29	6	4
Rolado	1	Convencional	90	57	47	30	7	4
Rolado	2	Convencional	90	57	47	29	6	4

Fuente: elaboración propia.

Con base a las ecuaciones 1, 2 y 3 expuestas en la metodología se hicieron los cálculos representativos correspondientes a todas las pruebas de reología. Tabla 10.

Tabla 10. Resultados Reología Fluido convencional.

REOLOGÍA							
Condición	Prueba	Fluido	PV (cp)	YP (Lb/100 ft ²)	VA (cp)	Gel 10 seg (Lb/100 ft ²)	Gel 10 min (Lb/100 ft ²)
Fresco	1	Convencional	33	22	44	5	6
Fresco	2	Convencional	33	22	44	5	6
Rolado	1	Convencional	33	24	45	4	6
Rolado	2	Convencional	33	24	45	4	6

Fuente: elaboración propia.

Estos resultados se encuentran en los rangos establecidos previamente, lo que indica, que la formulación del lodo cumple con las características reológicas que necesita el fluido. Por otro lado, los geles indican una nula presencia de formación de geles progresivos o instantáneos, que puedan ocasionar problemas de acumulación de sólidos y floculación en lodo de perforación respectivamente, debido a que, las lecturas de los geles de 10 segundos y 10 minutos, no tienen variación abrupta en sus resultados.

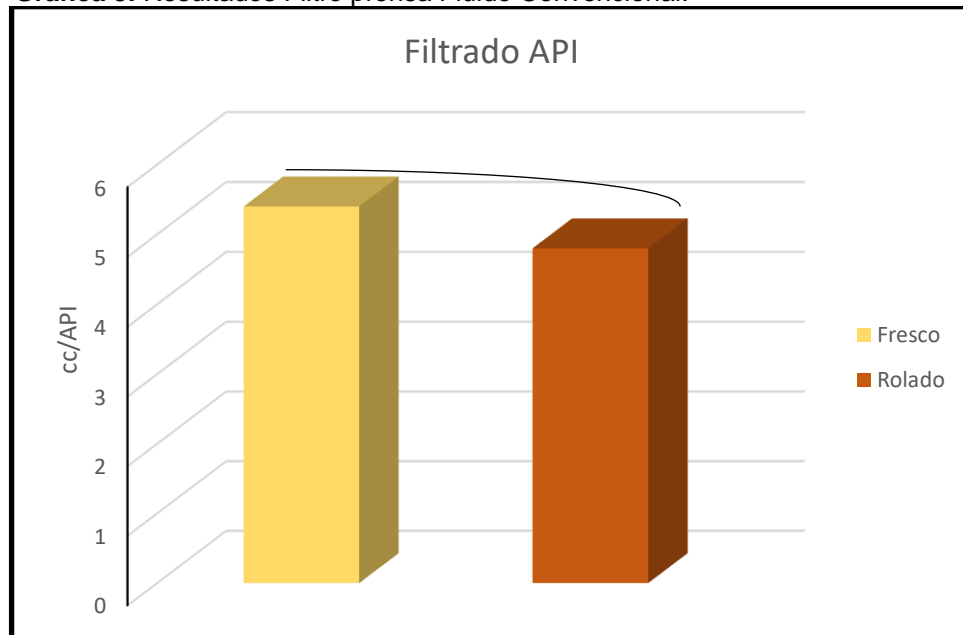
3.3.3 Filtrado API. Se realizó la prueba teniendo en cuenta el objetivo de obtener un filtrado menor a 6 cc/30 min, tanto al lodo fresco como al lodo rolado, y se observaron los siguientes resultados. Cabe resaltar que no se midió el revoque, debido a que la nanopartícula no está funcionalizada a la mejora este parámetro. Tabla 11, Grafico 5.

Tabla 11. Resultados Filtro prensa

Filtro prensa			
Condición	Prueba	fluido	Filtrado (cc/30 min)
Fresco	1	Convencional	5.4
Fresco	2	Convencional	5.4
Rolado	1	Convencional	4.8
Rolado	2	Convencional	4.8

Fuente: elaboración propia.

Grafica 5. Resultados Filtro prensa Fluido Convencional.



Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, en la tabla 11, se procedió a realizar la gráfica 5, la cual muestra, una disminución en el filtrado, cuando el lodo se expuso a una temperatura más alta, esta disminución equivale aproximadamente a un 12% con respecto al lodo fresco, lo anterior se debe, a la presencia del polímero utilizado como controlador de filtrado, que al estar expuesto a un aumento de temperatura, este mismo se expande, disminuyendo el volumen que se puede filtrar en la formación.

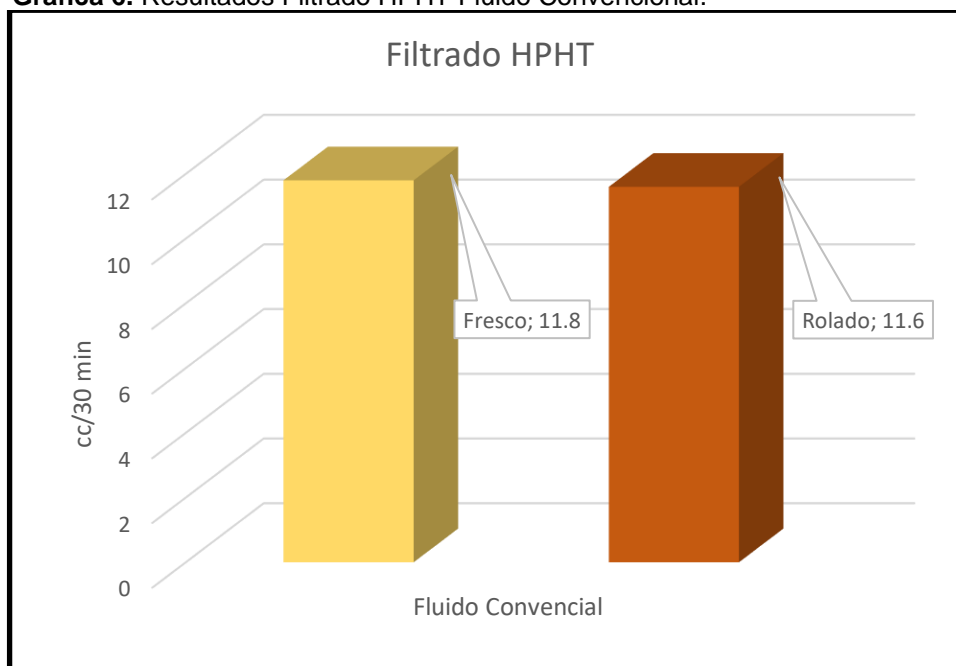
3.3.4 Filtrado HPHT. Esta prueba es similar a la prueba filtrado API, con la diferencia que el fluido se expone a una temperatura de 150° F y una presión diferencial de 500 psi, simulando condiciones más críticas en comparación a las de superficie, dando un resultado de filtrado más real que la prueba de filtrado API. Tabla 12 y Grafica 6.

Tabla 12. Resultados Filtrado HPHT

HPHT			
Condición	Prueba	fluido	Filtrado (cc/30 min)
Fresco	1	Convencional	11.8
Fresco	2	Convencional	11.8
Rolado	1	Convencional	11.6
Rolado	2	Convencional	11.6

Fuente: elaboración propia.

Grafica 6. Resultados Filtrado HPHT Fluido Convencional.



Fuente: elaboración propia.

En estos resultados se observó, para un filtrado a presión y temperatura mayores a las de superficie, el volumen de filtrado se incrementó aproximadamente en un 120% con respecto al filtrado API (Grafica 5), debido a la presión y temperatura que ejerce el equipo sobre el fluido (500 psi y 150°F), este hace un efecto más alto de compresión sobre el lodo, permitiendo mayor filtrado que en la prueba API (100 psi y 60°F).

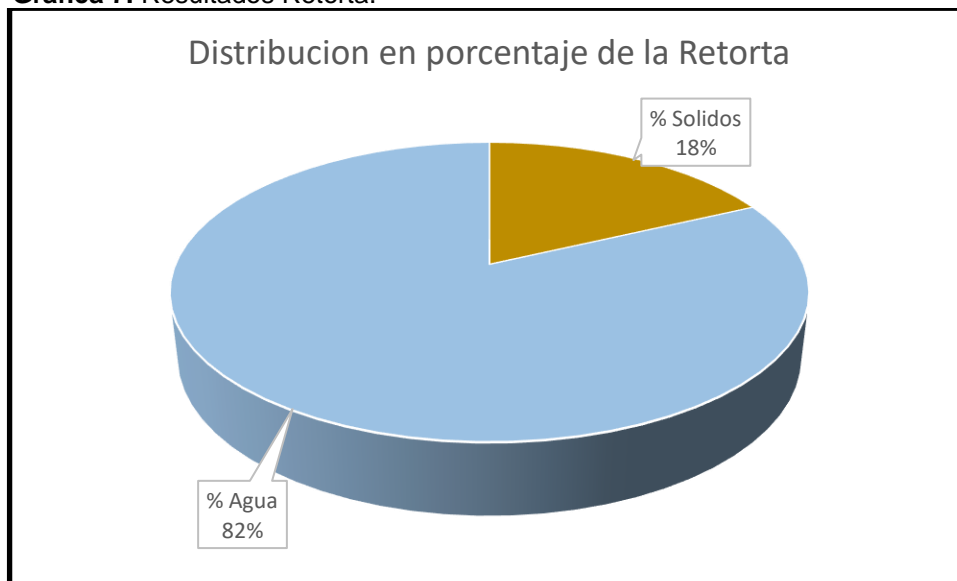
3.3.5 Contenido de Líquidos y Sólidos. Se realiza la prueba de retorta, donde el fluido se calentó por una hora como indica el procedimiento de la norma API 13B-1, se esperó a la condensación del lodo y se anotaron los resultados. Tabla 13, Grafica 7.

Tabla 13. Resultados de la Retorta Fluido Convencional.

Retorta				
Condición	Prueba	fluido	% Solidos	% Agua
Fresco	1	Convencional	18	82
Fresco	2	Convencional	18	82
Rolado	1	Convencional	18	82
Rolado	2	Convencional	18	82

Fuente: elaboración propia.

Grafica 7. Resultados Retorta.

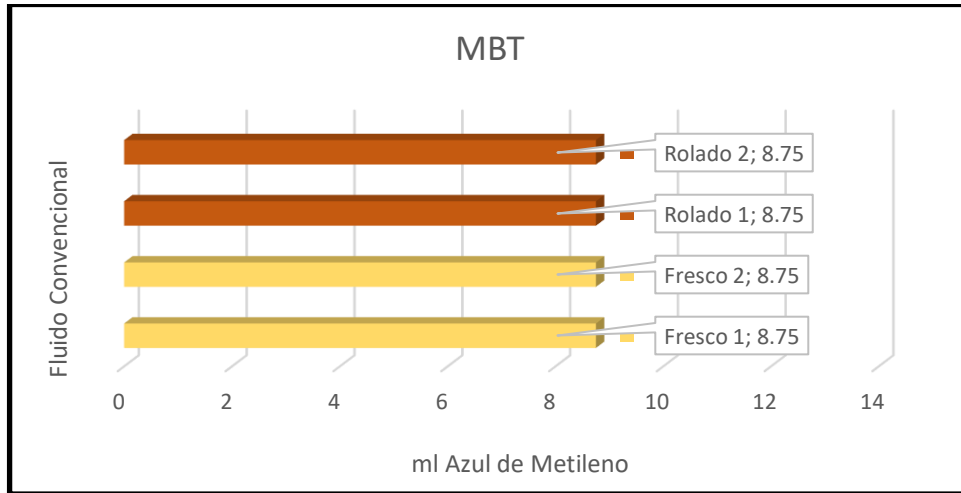


Fuente: elaboración propia.

Se obtuvo la distribución de sólidos y agua contenidos en el fluido de perforación, donde el 18% corresponde a sólidos, que provienen de la formulación (20 Lb/Bbl de sólidos), más el aporte de la barita y los carbonatos de calcio. La idea de simular sólidos, es tener una base de la cantidad de sólidos presentes, con el objeto de, observar que la nanopartícula no aporte sólidos al fluido y simultáneamente ver su comportamiento con estos mismos.

3.3.6 Capacidad de Azul de Metileno. Se realizó la prueba, con el fin de observar, el volumen de sólidos reactivos presentes en el fluido. Grafica 8.

Grafica 8. Resultados MBT Fluido Convencional.



Fuente: elaboración propia.

Según los datos obtenidos en la gráfica 8, no se observa una variación del volumen de material reactivo con un aumento de temperatura. A parte, se decidió cambiar la adición de azul de metileno de 0.5 ml a 0.25 ml, dando como resultado para el lodo tanto fresco como rolado de 8.75 ml de Azul de Metileno, el cual, constituye a los sólidos reactivos que aporta la formulación del fluido de perforación. Este resultado se tomará como base, en comparación con el aporte que realice la nanopartícula al fluido con respecto a los sólidos reactivos.

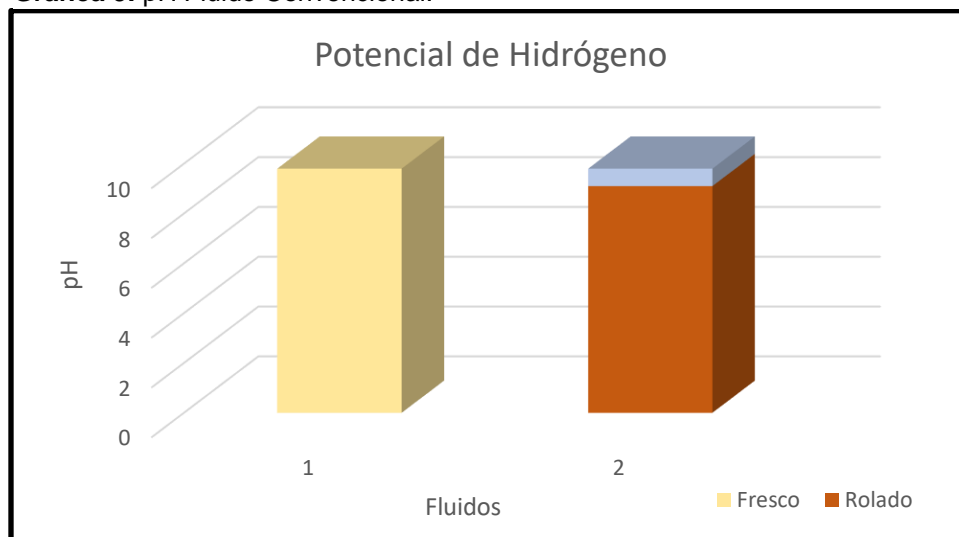
3.3.7 Potencial de Hidrógeno (pH). Esta prueba se realiza con el fin de mantener un control de pH (9.5-10), según lo requerido por la empresa Hocol S.A. Tabla 14 y Grafica 9.

Tabla 14. pH Fluido Convencional.

Potencial de Hidrógeno			
Condición	Prueba	Fluido	pH
Fresco	1	Convencional	9.8
Fresco	2	Convencional	9.8
Rolado	1	Convencional	9.1
Rolado	2	Convencional	9.1

Fuente: elaboración propia

Grafica 9. pH Fluido Convencional.



Fuente: elaboración propia.

Se analiza con base a la gráfica 9, que el fluido al estar expuesto a un cambio en su temperatura y en un proceso dinámico, el fluido llega a un estrés, el cual presenta un desgaste, degradando la soda cáustica y así, disminuyendo su potencial de hidrógeno. Por ende, es necesario agregar soda caustica para mantener el pH, y obtener las mismas condiciones que las pruebas realizadas al lodo fresco.

3.3.8 Pruebas Químicas. En este análisis de resultados, se realizará una sección, la cual incluirá todos los datos (Tabla 15) de las pruebas químicas (Cloruros, Alcalinidad y Dureza total), con el fin, de obtener resultados base para una posterior comparación, y si existe una variación de los mismos al añadir la nanopartícula tipo látex a las diferentes concentraciones planteadas.

Tabla 15. Datos pruebas Químicas

Pruebas Químicas										
Condición	Prueba	Fluido	Pm (ml)	Mf (ml)	Fw	Pf (ml)	N nitrato de plata	ml titulador para Cl ⁻	ml muestra para Cl ⁻ y DT	ml de Versenato Estándar
Fresco	1	Convencional	1.44	2.3	0.82	0.18	0.0282	3.24	1	0.76
fresco	2	Convencional	1.46	2.3	0.82	0.18	0.0282	3.23	1	0.78
Rolado	1	Convencional	1.44	2.3	0.82	0.18	0.0282	3.24	1	0.76
Rolado	2	Convencional	1.45	2.3	0.82	0.19	0.0282	3.25	1	0.76

Fuente: elaboración propia.

Con base a las ecuaciones 4, 5, 6 expuestas en la metodología se hicieron los cálculos representativos para las pruebas de contenido de cal, cloruros y prueba de dureza total. Tabla 16.

Tabla 16. Resultados Pruebas Químicas Fluido Convencional.

Resultados pruebas Químicas					
Condición	Prueba	Fluido	Contenido de Calcio (Lb/Bbl)	Cloruros (mg/L)	Dureza Total (mg/L)
Fresco	1	Convencional	0.336024	3197.88	304
fresco	2	Convencional	0.341224	3188.01	312
Rolado	1	Convencional	0.336024	3197.88	304
Rolado	2	Convencional	0.336492	3207.75	304

Fuente: elaboración propia.

Los resultados de la tabla 16, se tomarán como base para evidenciar algún en cambio variación en este parámetro con la adición del nano aditivo.

3.4 PRUEBAS ESPECIALES FLUIDO CONVENCIONAL

Teniendo las condiciones iniciales del fluido convencional, se procede a realizar las pruebas que nos indicaran un filtrado más exacto (PPT), el hinchamiento de la formación con respecto a la interacción del fluido (Hinchamiento Lineal) y la cantidad de muestra que se dispersa en el fluido (dispersión shale). Estos resultados se tomarán como base, para observar la efectividad del fluido sin la nanopartícula, con respecto al sello e interacción roca-fluido.

3.4.1 Prueba PPT. La prueba se realizó a condiciones de 1000 psi y 150° F, se trabajó con dos discos, uno de 10 micrones, simulando poros mayores presentes en la formación y el otro de 3 micrones, simulando las microfracturas más pequeñas, las cuales generan los problemas de inestabilidad. Se tomaron datos del volumen filtrado a diferentes tiempos, hasta 30 minutos, este último resultado es multiplicado por dos (Tabla 17), para ser congruentes con los tamaños del papel filtro del API; los datos a diferentes tiempos, se graficaron y se realizó una línea de tendencia, la cual, hallara el spurt loss. Grafica 10.

Tabla 17. Resultados PPT Fluido Convencional.

PPT				
Tiempo	Filtrado Fluido fresco (ml)		Filtrado Fluido Rolado (ml)	
minutos	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones
1	2.2	1.2	1.8	0.8
5	3.2	3.8	4.4	3.2
7.5	7.4	5.2	6.4	4.6

Fuente: elaboración propia.

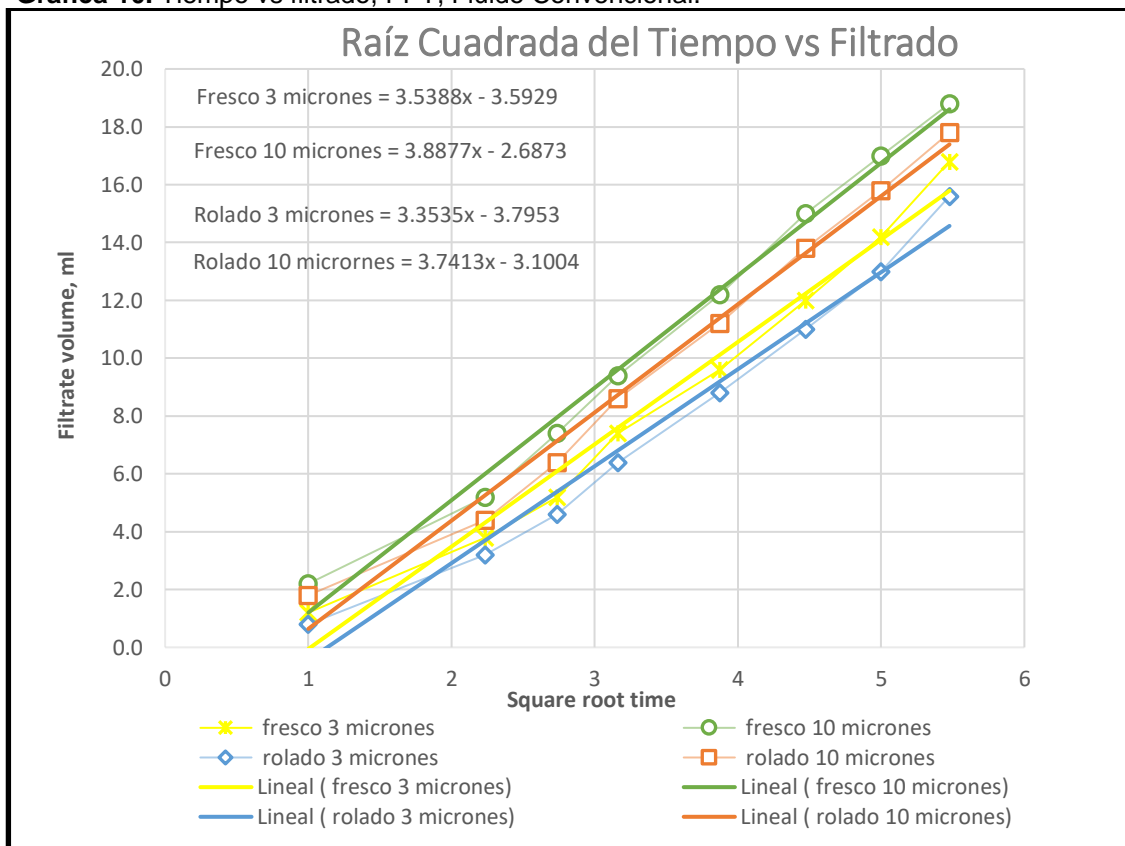
Tabla 17 (continuación)

minutos	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones
10	9.4	7.4	8.6	6.4
15	12.2	9.6	11.2	8.8
20	15	12	13.8	11
25	17	14.2	15.8	13
30	18.8	16.8	17.8	15.6
PPT (ml)	18.8	16.8	17.8	15.6

Fuente: elaboración propia.

Con base a los datos de la tabla, se procedió a realizar la gráfica de \sqrt{t} vs *Fitrado (ml)*, la cual nos determino el filtrado y el spurt loss, por medio del método matemático de regresión lineal. Grafica 10.

Grafica 10. Tiempo vs filtrado, PPT, Fluido Convencional.



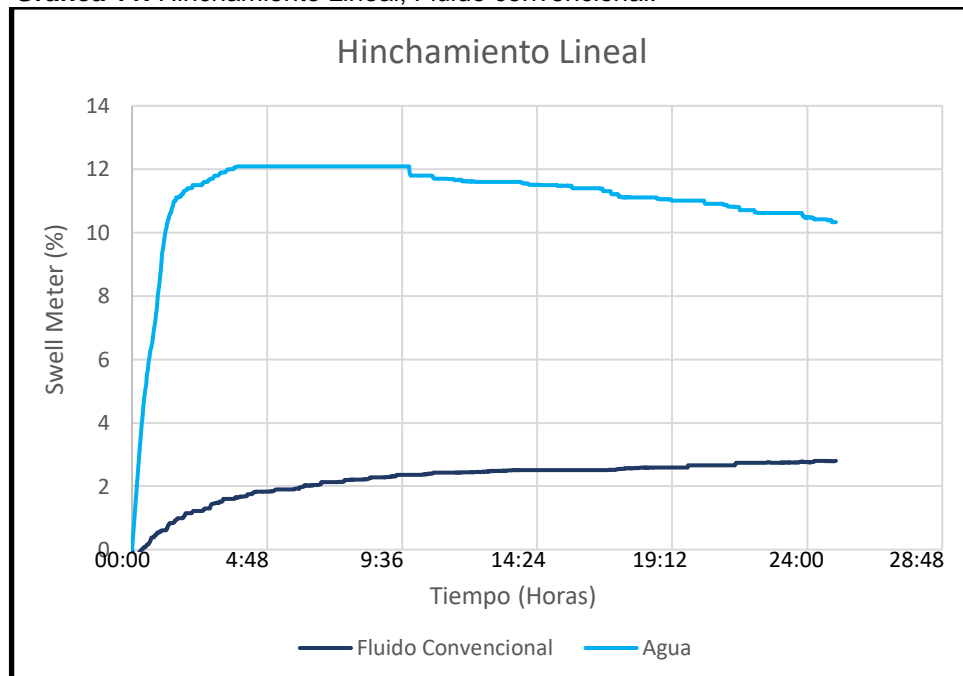
Fuente: elaboración propia.

Por medio de esta grafica se halló el spurt loss, dándonos una tendencia negativa de filtrado en el tiempo 0, es decir, la formulación del lodo no permite una perdida instantánea en el primer momento que el fluido entra en contacto con la formación. Simultáneamente se halló el filtrado que obtuvo en cada disco, mostrando una

mayor filtración en los discos de 10 micrones debido a su mayor tamaño de poro y a su vez, una disminución de filtrado del fluido a condiciones de pozo, lo que indica que, al tener el fluido a mayor temperatura, los aditivos poliméricos, tienden a expandirse, teniendo una mejor distribución en el medio poroso del disco. Por último, estos datos se tendrán como base, para analizar la efectividad de la nanopartícula con respecto a la disminución del filtrado.

3.4.2 Hinchamiento Lineal. Para esta prueba, se realizó un primer hinchamiento, en donde la pastilla M5 (Tabla 8) solo está en contacto con agua, con el fin de obtener el porcentaje que se hincha de la muestra. Posteriormente, se llevó a cabo, la misma prueba, pero, con la pastilla M1 en nuestro fluido convencional, en presencia del inhibidor seleccionado. Grafica 11.

Grafica 11. Hinchamiento Lineal, Fluido convencional.



Fuente: elaboración propia.

Se pudo observar que, el mayor hinchamiento obtenido en la formación, esta alrededor del 12%, el cual, fue alcanzado a las 4 horas de entrar en contacto el agua y la muestra, dicho hinchamiento, se mantuvo constante aproximadamente 5 horas, pasadas las 5 horas, se evidencia una disminución en porcentaje de hinchamiento, esto se debe a que, la muestra llego su máxima capacidad de captación de agua, haciéndola inestable, debido a su composición porcentual de cuarzo, provocando que la pastilla se derrumbe.

Por otro lado, con el fluido convencional, se obtuvo un hinchamiento cercano al 3%, lo que indica una disminución del 75% con respecto a la lectura del agua, esto se debe, a la presencia del inhibidor en el fluido.

3.4.3 Dispersión Shale. Esta prueba se llevó a cabo con el fin, de analizar el funcionamiento de la nanopartícula con respecto a la interacción en medidas dispersión de la formación en el fluido. El porcentaje de humedad se halló con la ecuación 7, y se realizó la tabla 18 con base a la metodología planteada en el cuadro 17.

Tabla 18. Resultados Dispersión Shale Fluido Convencional.

Propiedad de la prueba	Fluido Convencional
Peso inicial de la muestra (gr)	20
Contenido de humedad (%)	1.50%
Peso inicial de la muestra seca (gr)	19.7
Peso final de la muestra seca (gr)	15.7
% de Recobro	80.7

Fuente: elaboración propia.

Para el fluido convencional se obtuvo un porcentaje de recobro del 80.7 %, es decir 19.3 % de la formación se va a dispersar en el fluido, dicho resultado se tendrá como base, con el objetivo de identificar posibles variaciones con la adición de la nanopartícula.

3.5 PRUEBAS NORMA API 13B-1 FLUIDO CON NANOPARTÍCULA

Para esta sección, se realizaron las pruebas API fluido con la adición de nanopartícula a diferentes concentraciones (1Lb/Bbl, 2Lb/Bbl y 3 Lb/Bbl), con el propósito, de comparar resultados en las pruebas al fluido convencional y así, identificar cambios en las condiciones iniciales del fluido establecidas. Cabe destacar, que se realizaron pruebas con el fluido fresco y con el fluido rolado, con el fin de identificar la efectividad y los cambios del lodo después de estar bajo un proceso dinámico y temperaturas más altas (130° F). Adicional se suma la prueba Filtrado HPHT en esta sección.

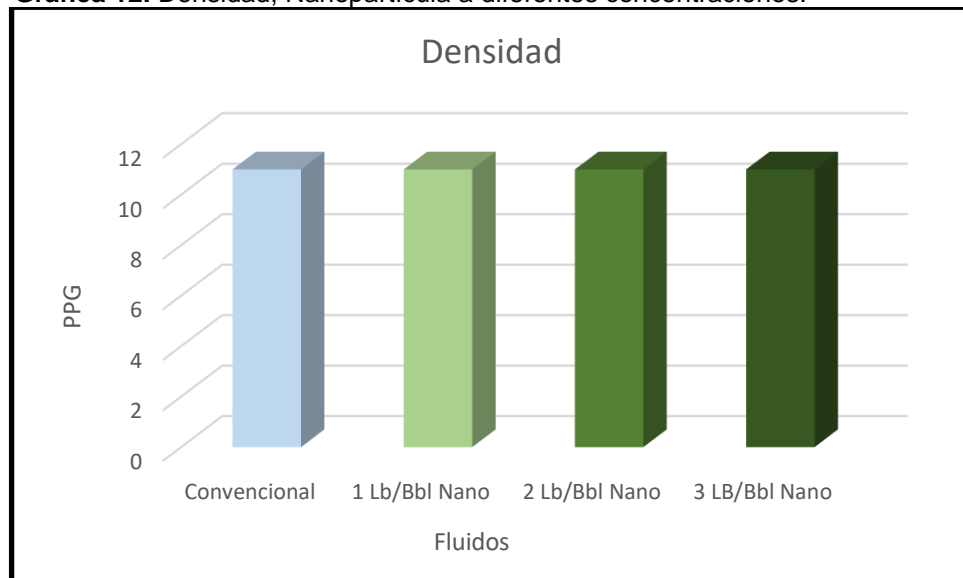
3.5.1 Densidad. Teniendo en cuenta el peso obtenido en el fluido convencional (11 ppg), a partir de las concentraciones de carbonato de calcio y barita adicionadas, se realiza la toma de peso del lodo, con el objeto de demostrar, que la adición del material tamaño nano no altere este parámetro. Tabla 19. Grafica 12.

Tabla 19. Densidad, Nanopartícula a diferentes concentraciones.

Densidad			
Condición	Prueba	Fluido	Peso (ppg)
Fresco	1	1 Lb/Bbl	11
Fresco	2	1 Lb/Bbl	11
Rolado	1	1 LB/Bbl	11
Rolado	2	1 LB/Bbl	11
Fresco	1	2 LB/Bbl	11
Fresco	2	2 LB/Bbl	11
Rolado	1	2 Lb/Bbl	11
Rolado	2	2 Lb/Bbl	11
Fresco	1	3 Lb/Bbl	11
Fresco	2	3 Lb/Bbl	11
Rolado	1	3 Lb/Bbl	11
Rolado	2	3 Lb/Bbl	11

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 12. Densidad, Nanopartícula a diferentes concentraciones.



Fuente: elaboración propia.

Con base a la tabla y a la gráfica, se evidencia que la adición de la nanopartícula no altera el peso del fluido, ni fresco ni después de rolar, debido a que, se mantienen las concentraciones de los aditivos densificantes, y la gravedad específica de la nanopartícula no llega alterar el peso del lodo.

3.5.2 Reología. Con base a los parámetros reológicos obtenidos en el capítulo anterior, se procedió a realizar las pruebas en el reómetro rotativo, con el lodo a las

tres concentraciones de nanopartículas establecidas, con la finalidad, de estudiar cambios en la reología. Tabla 20.

Tabla 20. Datos de lectura, Reómetro rotativo

Condición	Prueba	Fluido	Lectura @600 rpm	Lectura @300 rpm	Lectura @200 rpm	Lectura @100 rpm	Lectura @6 rpm	Lectura @3 rpm
Fresco	1	1 Lb/Bbl	89	56	46	30	7	5
Fresco	2	1 Lb/Bbl	89	56	45	30	7	5
Rolado	1	1 Lb/Bbl	91	58	47	31	6	4
Rolado	2	1 Lb/Bbl	90	57	47	30	6	4
Fresco	1	2 Lb/Bbl	89	56	46	30	7	5
Fresco	2	2 Lb/Bbl	90	57	46	31	7	4
Rolado	1	2 Lb/Bbl	91	58	47	31	6	4
Rolado	2	2 Lb/Bbl	91	58	47	31	6	4
Fresco	1	3 Lb/Bbl	91	57	46	30	7	5
Fresco	2	3 Lb/Bbl	92	58	45	31	6	5
Rolado	1	3 Lb/Bbl	93	59	47	31	6	4
Rolado	2	3 Lb/Bbl	93	59	47	31	6	4

Fuente: elaboración propia.

A partir de las ecuaciones 1, 2 y 3, se obtuvieron los resultados para las propiedades, PV, YP y VA respectivamente, y los geles siguiendo el procedimiento de la norma API 13B-1. Tabla 21.

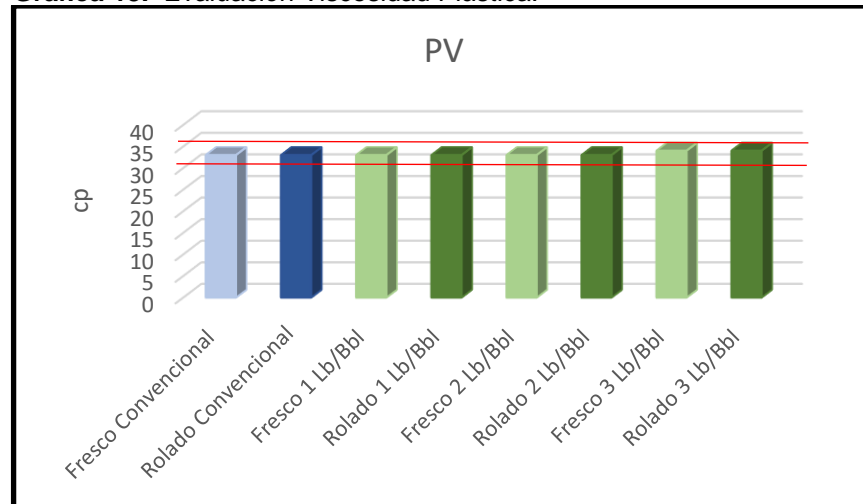
Tabla 21. Resultados Reología Nanopartícula a diferentes concentraciones.

REOLOGÍA							
Condición	Prueba	Fluido	PV (cp)	YP (Lb/100 ft ²)	VA (cp)	Gel 10 seg (Lb/100 ft ²)	Gel 10 min (Lb/100 ft ²)
Fresco	2	1 Lb/Bbl	33	23	44.5	5	6
Rolado	1	1 LB/Bbl	33	23	44.5	4	5
Rolado	2	1 LB/Bbl	33	25	45.5	4	5
Fresco	1	2 LB/Bbl	33	24	45	5	6
Fresco	2	2 LB/Bbl	33	23	44.5	5	6
Rolado	1	2 Lb/Bbl	33	24	45	5	6
Rolado	2	2 Lb/Bbl	33	25	45.5	5	6
Fresco	1	3 Lb/Bbl	33	25	45.5	5	6
Fresco	2	3 Lb/Bbl	34	23	45.5	5	6
Rolado	1	3 Lb/Bbl	34	24	46	4	6
Rolado	2	3 Lb/Bbl	34	25	46.5	4	6

Fuente: elaboración propia.

Con base a la tabla 21, se procede a realizar las gráficas correspondientes a cada parámetro, con el propósito, de analizar cambios en las condiciones reológicas iniciales.

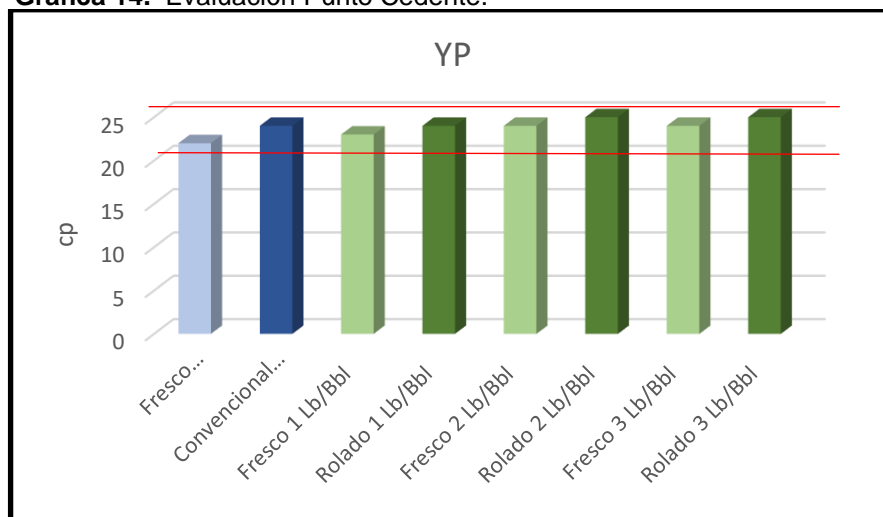
Grafica 13. Evaluación Viscosidad Plástica.



Fuente: elaboración propia.

En el grafico 13, se pudo notar que, la viscosidad plástica se mantiene dentro del parámetro establecido, es decir, el uso del nano aditivo no afecta la resistencia causada por la fricción mecánica de los sólidos presentes en el fluido, esto indica, que el aditivo no aporta fluidos al lodo, esto se podrá corroborar en la prueba de la retorta.

Grafica 14. Evaluación Punto Cedente.

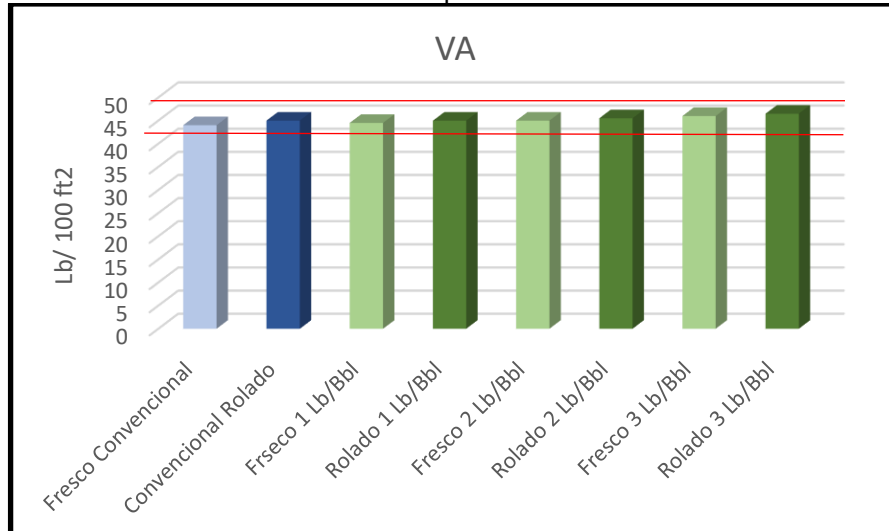


Fuente: elaboración propia.

En el grafico 14, se pudo notar que, el punto cedente se mantiene dentro del parámetro establecido, es decir, el uso del nano aditivo no afecta las fuerzas de

atracción que se tiene en el fluido, por otro lado, al no tener introducción de contaminantes y sobretratamientos con productos químicos, no se evidencia un aumento en este parámetro.

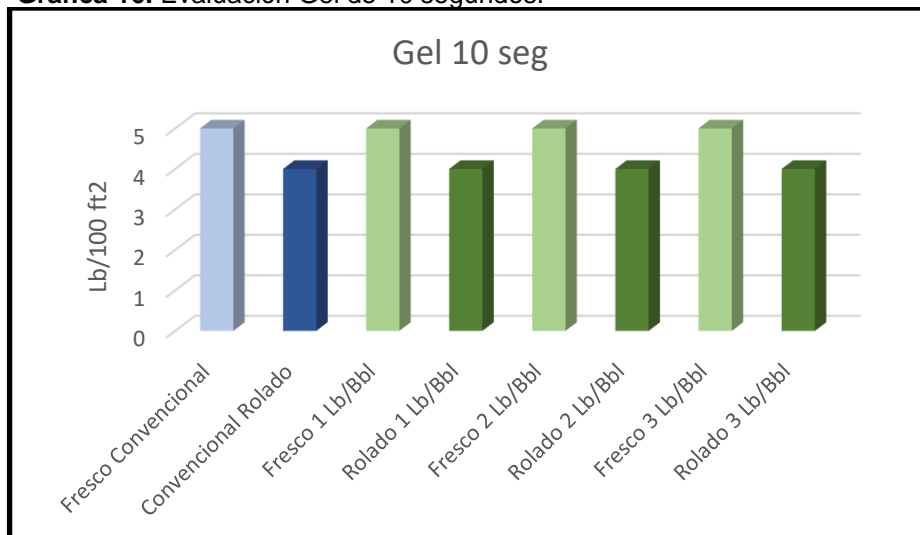
Grafica 15. Evaluación Viscosidad Aparente.



Fuente: elaboración propia.

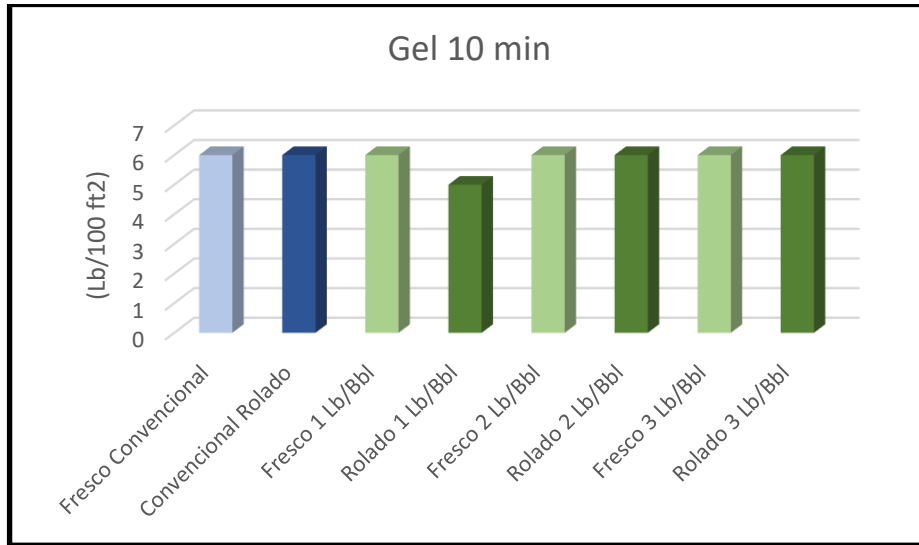
En el grafico 15, se pudo notar que, la viscosidad aparente se mantiene dentro del parámetro establecido, es decir, el uso del nano aditivo no altera las fuerzas de atracción de los sólidos o partículas presentes en el lodo, por lo tanto, la resistencia al flujo de lodo no varía.

Grafica 16. Evaluación Gel de 10 segundos.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 17. Evaluación Gel de 10 minutos.



Fuente: elaboración propia.

Tanto en la gráfica 16, como en la gráfica 17, se analizó que no existe una variación en las propiedades tixotrópicas del lodo, es decir, la nanopartícula al entrar en el fluido, mantiene la misma estructura de gel, conservando la capacidad de suspender recortes y material densificante cuando se detiene la circulación.

3.5.3 Filtrado API. Se realizó la prueba, teniendo en cuenta el resultado obtenido para el fluido convencional, con el fin, de verificar que la adición del nano aditivo disminuya el filtrado. Adicionalmente se decidió ver el filtrado en un aditivo tipo asfalto, para dar más validez al desempeño de la nanopartícula. Los datos se presentaron en la tabla 22.

Tabla 22. Resultados Filtro prensa para Asfalto y Nanopartícula.

Filtro prensa			
Condición	Prueba	fluido	Filtrado (cc/30 min)
Fresco	1	6 Lb/Bbl Asfalto	5.3
Fresco	2	6 Lb/Bbl Asfalto	5.3
Rolado	1	6 Lb/Bbl Asfalto	4.8
Rolado	2	6 Lb/Bbl Asfalto	4.8
Fresco	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	4.8
Fresco	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	4.8
Rolado	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	4.3
Rolado	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	4.3
Fresco	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	4.3
Fresco	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	4.3

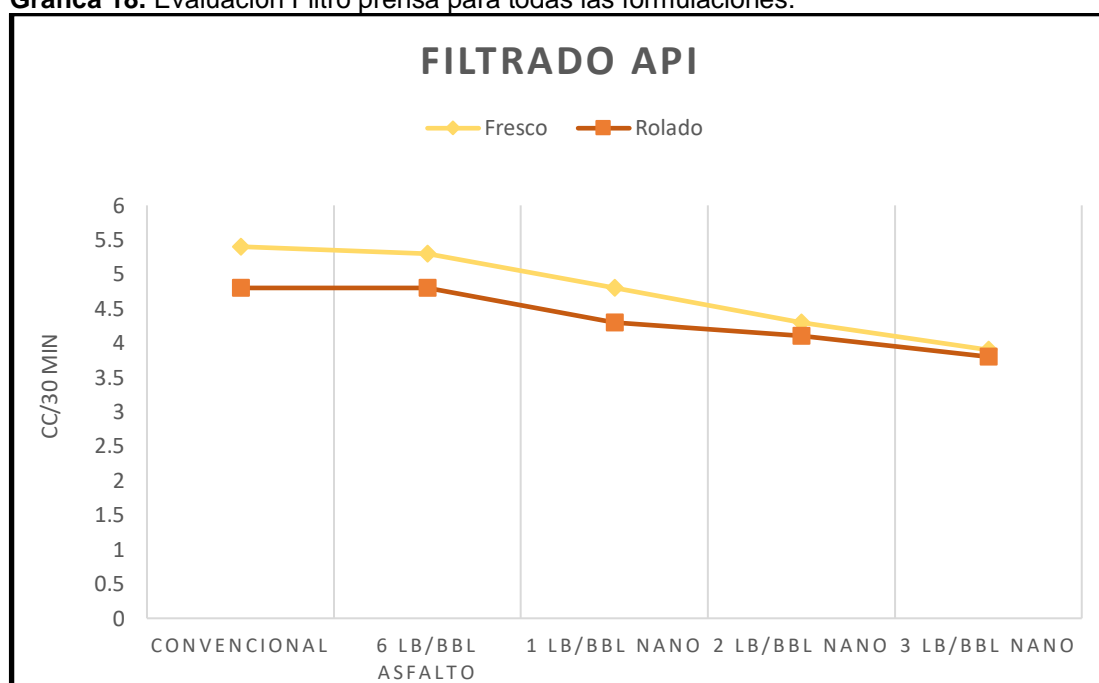
Fuente: elaboración propia.

Tabla 22 (continuación)

Condición	Prueba	fluido	Filtrado (cc/30 min)
Rolado	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	4.1
Rolado	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	4.1
Fresco	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	3.9
Fresco	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	3.9
Rolado	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	3.8
Rolado	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	3.8

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 18. Evaluación Filtro prensa para todas las formulaciones.



Fuente: elaboración propia.

Con base a la gráfica 18, se puede notar un menor filtrado en el fluido rolado, a causa de la presencia de polímeros en la formulación convencional, a los cuales, se le suma la nanopartícula, debido a que es un copolímero deformable, que, al aumentar su temperatura, se expande, lo que causa una mejor distribución en el papel filtro. Por otra parte, se evidencia una tendencia diminutiva en el filtrado, conforme se aumenta la concentración de la nanopartícula. Se pudo observar una disminución del 28% y 21% del filtrado, para el lodo fresco y el lodo rolado respectivamente, comparando al fluido convencional con la máxima concentración de nano aditivo utilizada (3Lb/Bbl). La nanopartícula impide menos filtrado que en comparación al asfalto que hace un efecto de impermeabilidad.

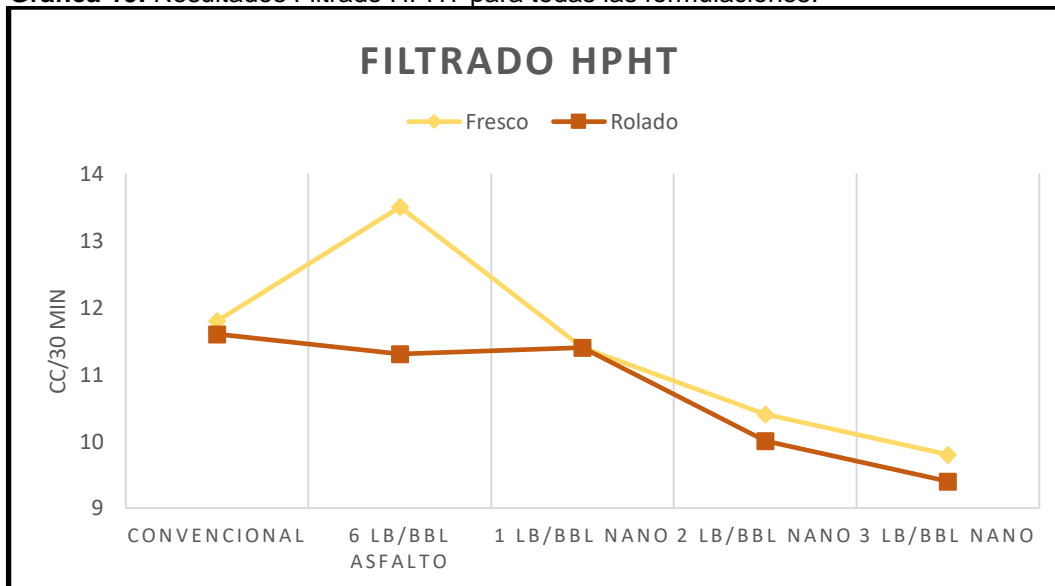
3.5.4 Filtrado HPHT. Para la realización de la prueba, se utilizaron los mismos parámetros de presión y temperatura anteriormente mencionados (150°F y 500 Psi), con el objetivo de compararlos con los resultados obtenido con la formulación convencional. Adicionalmente se decidió ver el filtrado en un aditivo tipo asfalto, para dar más valides al desempeño de la nanopartícula. Tabla 23.

Tabla 23. Resultados Filtrado HPHT para el Asfalto y la Nanopartícula.

Filtrado HPHT			
Condición	Prueba	fluido	Filtrado (cc/30 min)
Fresco	1	6 Lb/Bbl Asfalto	13.5
Fresco	2	6 Lb/Bbl Asfalto	13.5
Rolado	1	6 Lb/Bbl Asfalto	11.3
Rolado	2	6 Lb/Bbl Asfalto	11.3
Fresco	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	11.4
Fresco	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	11.4
Rolado	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	11.4
Rolado	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	11.4
Fresco	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	10.4
Fresco	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	10.4
Rolado	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	10
Rolado	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	10
Fresco	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	9.8
Fresco	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	9.8
Rolado	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	9.4
Rolado	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	9.4

Fuente: elaboración propia.

Grafica 19. Resultados Filtrado HPHT para todas las formulaciones.



Fuente: elaboración propia.

Con base a la gráfica 19, a pesar del aumento de las condiciones de presión de temperaturas expuestas en la prueba, en comparación al filtrado API, se puede

notar un comportamiento similar a la gráfica 18. Se pudo observar una disminución del filtrado conforme se fue añadiendo el nano aditivo, pero el cambio más abrupto, se vio reflejado en la concentración de 2Lb/Bbl, la cual fue del 12% con respecto al filtrado del fluido convencional y 9% con respecto al filtrado de la concentración de 1Lb/Bbl. Por otro lado, el asfalto al ser compuesto hidrocarburo su funcionamiento mejora con el aumento de la temperatura, aun así, la función de punteo de la nanopartícula es más efectiva para disminuir el filtrado. Cabe resaltar el pico o el aumento en el filtrado en el fluido fresco para la concentración de 6 Lb/Bbl de Asfalto, esto se debe a que al ser impermeable este tiene un mejor desempeño posterior de ser rolado.

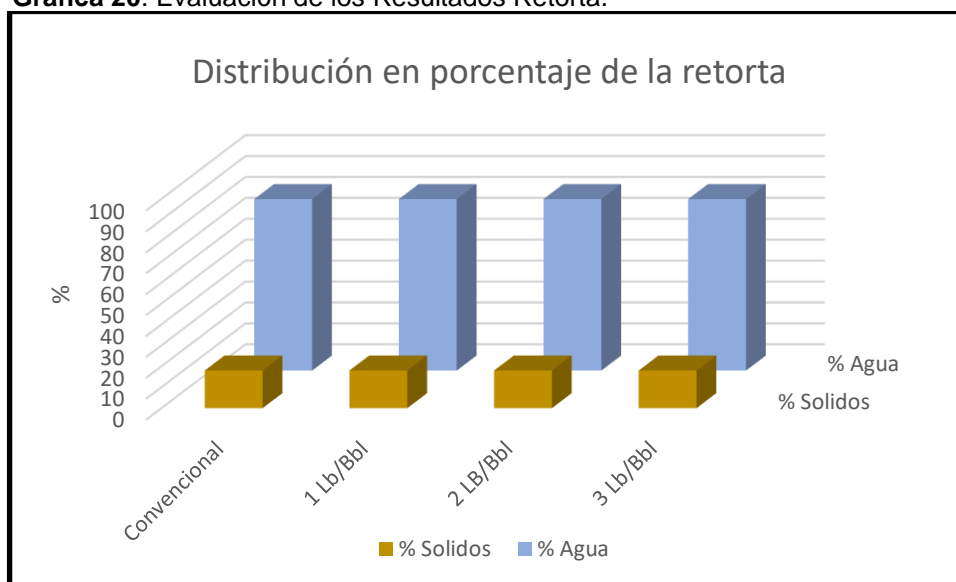
3.5.5 Contenido de Líquidos y Sólidos. Se realizó el proceso de condensación del lodo, con el objeto, de verificar si la adición de la nanopartícula, lleva consigo, aporte de sólidos al fluido. La prueba se realizó tanto al fluido fresco como al fluido rolado. Tabla 24.

Tabla 24. Resultados Retorta a diferentes concentraciones de Nanopartícula.

Retorta				
Condición	Prueba	fluido	% Sólidos	% Agua
Fresco	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Fresco	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Rolado	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Rolado	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Fresco	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Fresco	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Rolado	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Rolado	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Fresco	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Fresco	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Rolado	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82
Rolado	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	18	82

Fuente: elaboración propia.

Grafica 20. Evaluación de los Resultados Retorta.



Fuente: elaboración propia.

A partir de la gráfica 20, no se evidenció aporte de sólidos con la adición del nano aditivo, esto se debe a los aditivos con mayor gravedad específica (Carbonatos y barita), los cuales mantienen su concentración. Por otro lado, los nano aditivos, manejan gravedades específicas menores a 0.8, lo que hace insignificante un aporte de sólidos.

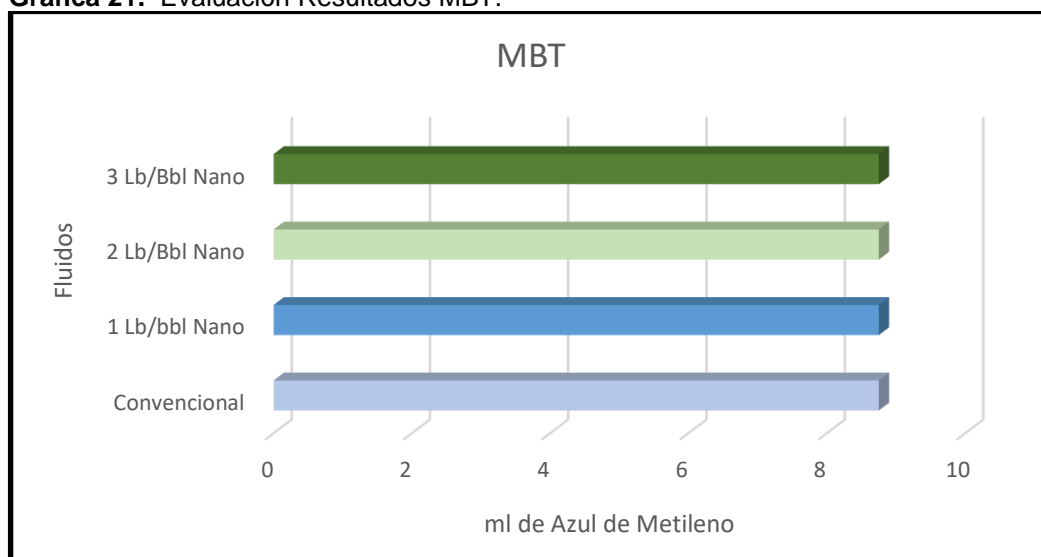
3.5.6 Capacidad de Azul de Metileno. Se realizó la prueba, con el fin de observar, si hay variación en el volumen de sólidos reactivos presentes en el fluido. Tabla 25.

Tabla 25. Resultados MBT para la Nanopartícula.

MBT			
Condición	Prueba	Fluido	ml de Azul de Metileno
Fresco	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Fresco	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Rolado	1	1 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Rolado	2	1 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Fresco	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Fresco	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Rolado	1	2 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Rolado	2	2 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Fresco	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Fresco	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Rolado	1	3 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75
Rolado	2	3 Lb/Bbl Nanopartícula	8.75

Fuente: elaboración propia.

Grafica 21. Evaluación Resultados MBT.



Fuente: elaboración propia.

Con base a la gráfica 21, no se evidenció ningún tipo de cambio para esta condición.

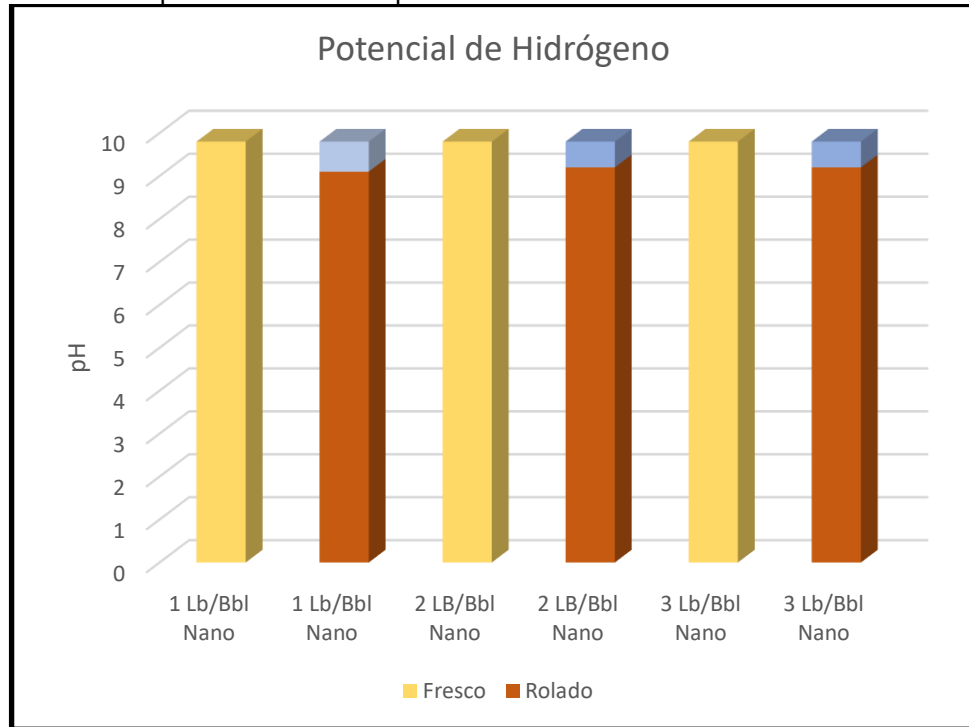
3.5.7 Potencial de Hidrógeno (pH). Para esta sección, la prueba se realiza con el fin de mantener un control de pH (9.5-10), y que la nanopartícula no altere dicho parámetro. Tabla 26.

Tabla 26. pH, Fluido con Nanopartícula

Potencial de Hidrógeno			
Condición	Prueba	Fluido	pH
Fresco	1	1 Lb/Bbl	9.8
Fresco	2	1 Lb/Bbl	9.8
Rolado	1	1 LB/Bbl	9.1
Rolado	2	1 LB/Bbl	9.1
Fresco	1	2 LB/Bbl	9.8
Fresco	2	2 LB/Bbl	9.8
Rolado	1	2 Lb/Bbl	9.2
Rolado	2	2 Lb/Bbl	9.2
Fresco	1	3 Lb/Bbl	9.8
Fresco	2	3 Lb/Bbl	9.8
Rolado	1	3 Lb/Bbl	9.2
Rolado	2	3 Lb/Bbl	9.2

Fuente: elaboración propia.

Grafica 22. pH Fluido con Nanopartícula.



Fuente: elaboración propia.

Al igual que la prueba en el fluido convencional, la gráfica 22, muestra una variación de pH únicamente, al momento que el fluido se expone a mayores temperaturas y un proceso dinámico.

El pH en un WBM a diferencia de un OBM, es un parámetro muy variable con respecto al desgaste y utilización del lodo a comparación de las otras condiciones, dicho parámetro tiene que estar bajo un control constante.

3.5.8 Pruebas Químicas. En este análisis de resultados, se realizará una sección, la cual incluirá todos los datos (Tabla 27) de las pruebas químicas (Cloruros, Alcalinidad y Dureza total), con el fin, de obtener resultados base (tabla 28), para una posterior comparación con los resultados obtenidos en el fluido convencional.

También se realizaron graficas evidenciando el rango de variación de cada parámetro, con el objeto de observar si la adición de nanopartícula se mantiene en los rangos de tolerancia de variación en mediciones. Grafica 23, 24 y 25.

Tabla 27. Datos pruebas Químicas

Pruebas Químicas										
Condición	Prueba	Fluido	Pm	Mf	Fw	Pf	N nitrato de plata	ml titulador para Cl -	ml muestra para Cl- y DT	ml de Versenato Estándar
Fresco	1	1 Lb/Bbl	1.4	2.28	0.82	0.18	0.0282	3.24	1	0.76
Fresco	2	1 Lb/Bbl	1.4	2.3	0.82	0.18	0.0282	3.24	1	0.76
Rolado	1	1 LB/Bbl	1.4	2.3	0.82	0.18	0.0282	3.25	1	0.75
Rolado	2	1 LB/Bbl	1.4	2.3	0.82	0.18	0.0282	3.25	1	0.75
Fresco	1	2 LB/Bbl	1.4	2.25	0.82	0.16	0.0282	3.22	1	0.8
Fresco	2	2 LB/Bbl	1.4	2.25	0.82	0.16	0.0282	3.22	1	0.8
Rolado	1	2 Lb/Bbl	1.4	2.26	0.82	0.16	0.0282	3.22	1	0.8
Rolado	2	2 Lb/Bbl	1.4	2.25	0.82	0.16	0.0282	3.23	1	0.8
Fresco	1	3 Lb/Bbl	1.42	2.24	0.82	0.14	0.0282	3.21	1	0.8
Fresco	2	3 Lb/Bbl	1.42	2.24	0.82	0.14	0.0282	3.21	1	0.8
Rolado	1	3 Lb/Bbl	1.42	2.24	0.82	0.14	0.0282	3.21	1	0.8
Rolado	2	3 Lb/Bbl	1.42	2.25	0.82	0.14	0.0282	3.21	1	0.8

Fuente: elaboración propia.

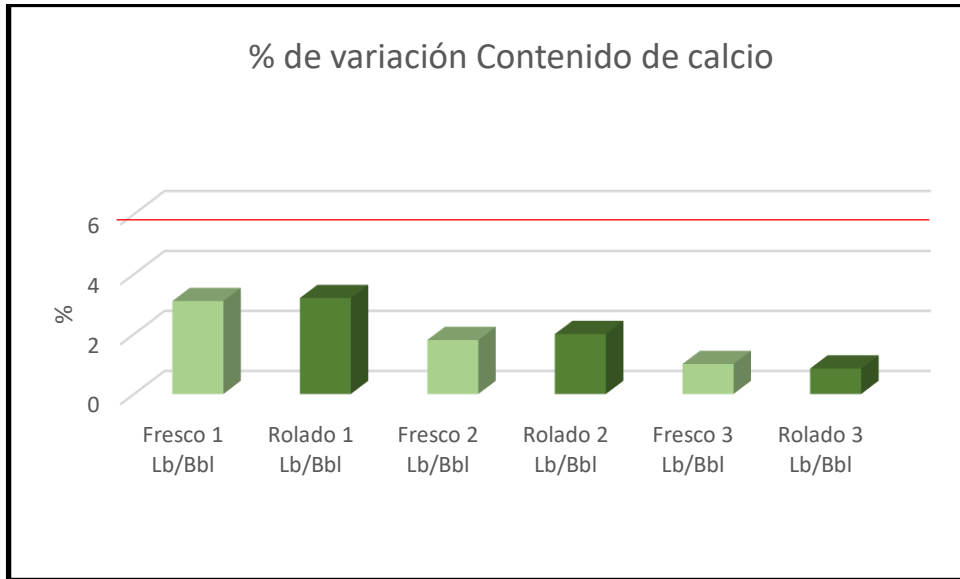
A partir de las ecuaciones 4, 5 y 6, se obtuvieron los resultados para las propiedades químicas (Contenido de cal, Cloruros y Dureza Total) respectivamente, siguiendo el procedimiento de la norma API 13B-1. Tabla 28.

Tabla 28. Resultados Pruebas Químicas para la Nanopartícula.

Resultados pruebas Químicas					
Condición	Prueba	Fluido	Contenido de Calcio (Lb/Bbl)	Cloruros (mg/L)	Dureza Total (mg/L)
Fresco	1	1 Lb/Bbl	0.325624	3197.88	304
Fresco	2	1 Lb/Bbl	0.325624	3197.88	304
Rolado	1	1 LB/Bbl	0.325624	3207.75	300
Rolado	2	1 LB/Bbl	0.325624	3207.75	300
Fresco	1	2 LB/Bbl	0.329888	3178.14	320
Fresco	2	2 LB/Bbl	0.329888	3178.14	320
Rolado	1	2 Lb/Bbl	0.329888	3178.14	320
Rolado	2	2 Lb/Bbl	0.329888	3188.01	320
Fresco	1	3 Lb/Bbl	0.339352	3168.27	320
Fresco	2	3 Lb/Bbl	0.339352	3168.27	320
Rolado	1	3 Lb/Bbl	0.339352	3168.27	320
Rolado	2	3 Lb/Bbl	0.339352	3168.27	320

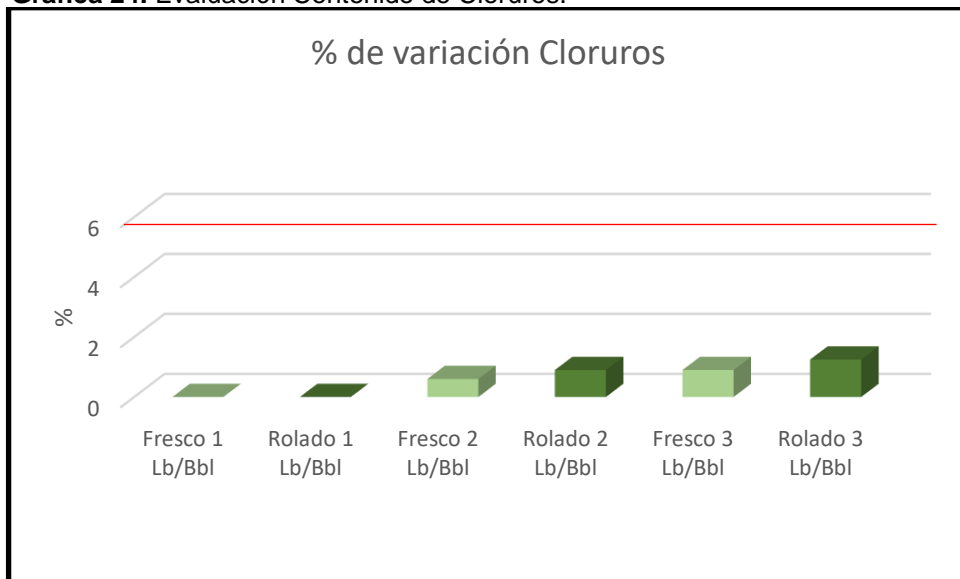
Fuente: elaboración propia.

Grafica 23. Evaluación Contenido de Calcio.



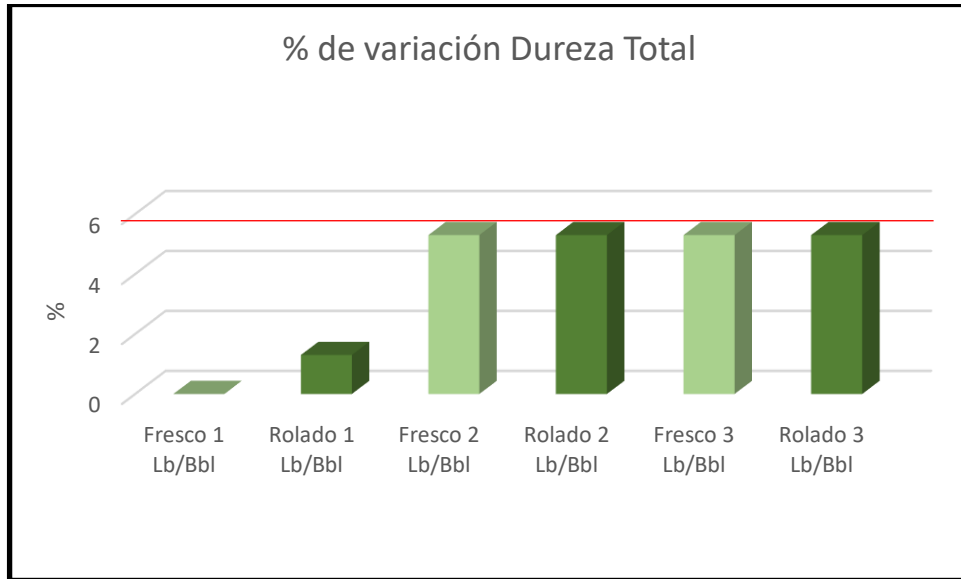
Fuente: elaboración propia.

Grafica 24. Evaluación Contenido de Cloruros.



Fuente: elaboración propia.

Grafica 25. Evaluación Dureza total.



Fuente: elaboración propia.

Con base a las gráficas 23, 24 y 25, se pudo observar que la adición del nano aditivo mantiene los parámetros químicos por debajo de la tolerancia establecida, la mayor variación ocurrió en la prueba de dureza total en las concentraciones de 2Lb/Bbl y 3 Lb/Bbl en el fluido tanto fresco como rolado, dicha variación equivale al 5.3%. Estas variaciones son causadas por error de medición.

3.6 PRUEBAS ESPECIALES FLUIDO CON NANOPARTÍCULA

Para esta sección se exponen los resultados que se obtuvieron en las pruebas de PPT, Hinchamiento Lineal y Dispersión shale. Dichos resultados validaran el desempeño del nano aditivo con respecto al filtrado y a la interacción roca-fluido.

3.6.1 Prueba PPT. La prueba se realizó a condiciones de 1000 psi y 150° F, se trabajó con dos discos, uno de 10 micrones, simulando poros mayores presentes en la formación y el otro de 3 micrones, simulando las microfracturas más pequeñas, las cuales generan los problemas de inestabilidad. Se tomaron datos del volumen filtrado a diferentes tiempos, hasta 30 minutos, este último resultado es multiplicado por dos para ser congruentes con los tamaños del papel filtro del API; los datos a diferentes tiempos, se graficaron y se realizó una línea de tendencia, la cual, hallara el spurt loss teórico. Adicionalmente se decidió realizar la prueba con un aditivo tipo asfalto, para dar más valides al desempeño de la nanopartícula en el disco de 10 micrones. Tablas 29, 30, 31 y 32.

Tabla 29. PPT, Asfalto 6 Lb/bbl.

PPT Asfalto 6 Lb/Bbl		
Tiempo	Fluido fresco	Fluido Rolado
minutos	Disco 10 Micrones	Disco 10 Micrones
1	4.8	4
5	8.2	6.4
7.5	10.4	8.2
10	12.8	10
15	15.6	12.2
20	18.0	14.4
25	20.2	16.8
30	22.6	18.4
PPT (ml)	22.6	18.4

Fuente: elaboración propia.

Tabla 30. PPT, Nanopartícula 1Lb/bbl

PPT (1 Lb/Bbl)				
Tiempo	Fluido fresco		Fluido Rolado	
minutos	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones
1	1.2	0.8	0.6	0.2
5	4.2	3	3.6	2.2
7.5	6.2	5	5.2	4.2
10	8.4	6.6	7	5.4
15	10.4	9	8.6	8
20	12.8	11	11.6	9.8
25	14.4	13	13.2	12
30	16.2	14.6	15	13.2
PPT (ml)	16.2	14.6	15	13.2

Fuente: elaboración propia

Tabla 31. PPT, Nanopartícula 2 Lb/Bbl

PPT (2 Lb/Bbl)				
Tiempo	Fluido fresco		Fluido Rolado	
minutos	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones
1	0.8	0.4	0.6	0
5	4.2	3	2.8	1.4
7.5	5.4	4.2	4.2	3
10	7	5.4	6	4.2
15	9.6	8	8.2	6.6
20	11.6	10.2	10	8.8
25	13.2	12	11.6	10.6
30	15.2	13.8	13.4	12.2
PPT (ml)	15.2	13.8	13.4	12.2

Fuente: elaboración propia.

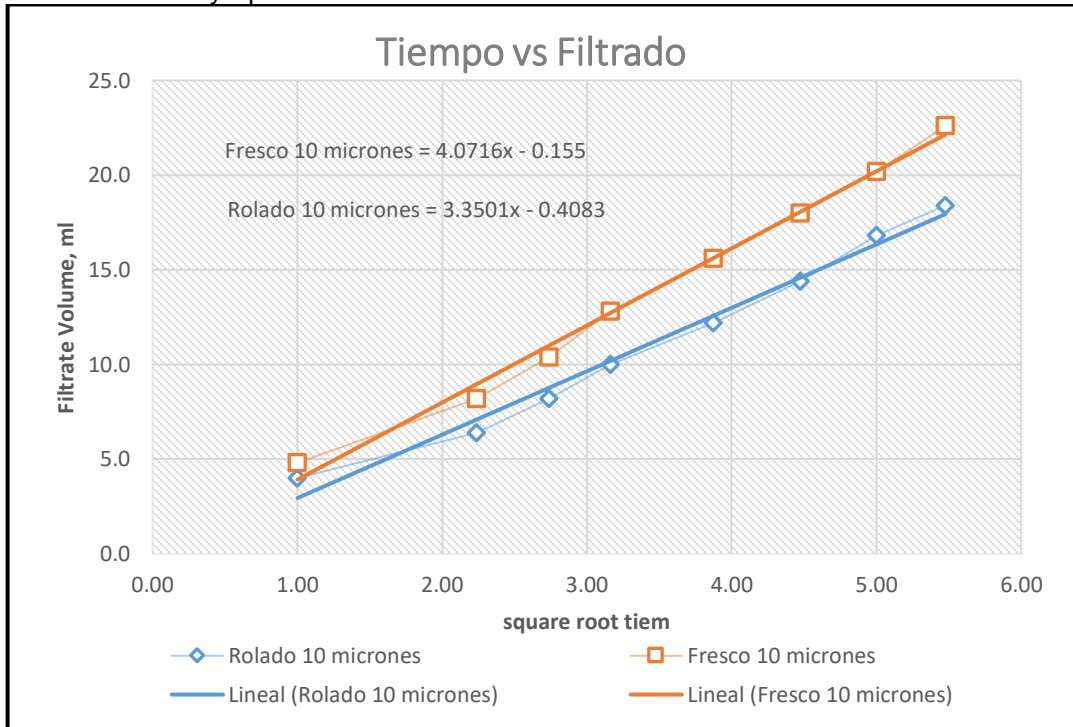
Tabla 32. PPT, Nanopartícula 3 Lb/Bbl

PPT (3 Lb/Bbl)				
Tiempo	Fluido fresco		Fluido Rolado	
minutos	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones	Disco 10 Micrones	Disco 3 Micrones
1	0.6	0.2	0.4	0
5	2.8	2	2.2	1.4
7.5	4.6	3.6	3.6	2.6
10	5.6	4.8	4.4	3.8
15	8	7.4	5.8	5.4
20	10	9.4	8	7.6
25	12.2	11.2	9.6	8.8
30	14	13	11.6	10.8
PPT (ml)	14	13	11.6	10.8

Fuente: elaboración propia.

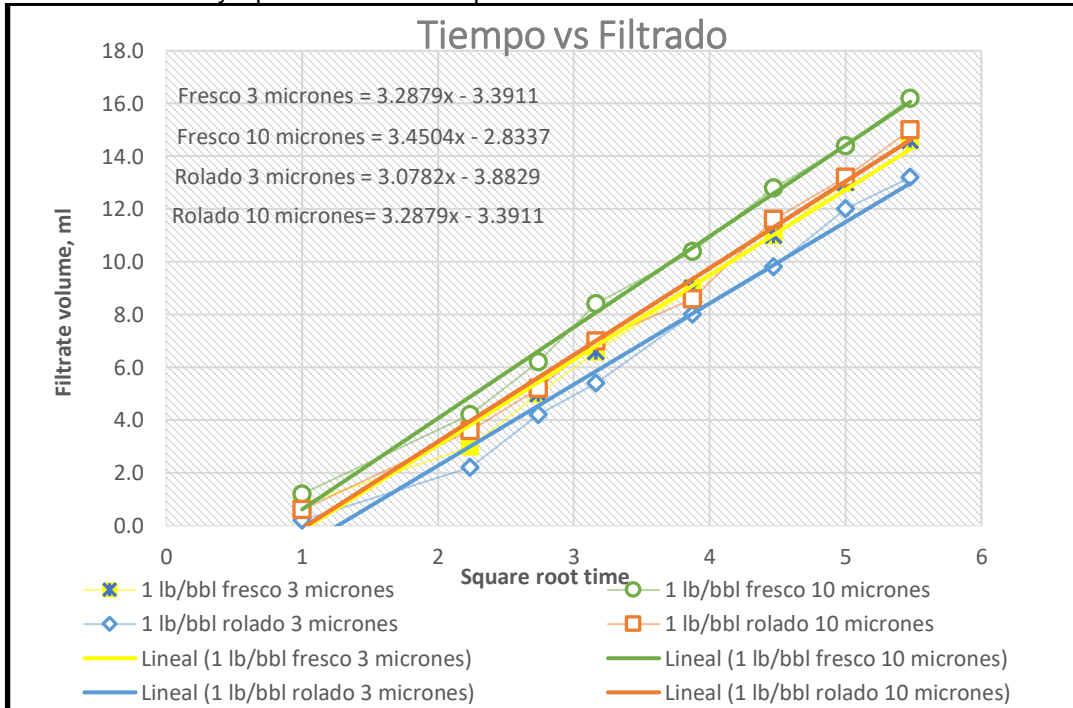
Con base a los datos de la tabla, se procedió a realizar las gráficas de \sqrt{t} vs *Fitrado (ml)*, la cual nos determino el filtrado y el spurt loss, por medio del método matemático de regresión lineal. Grafica 26, 27, 28 y 29.

Grafica 26. PPT y Spurt Loss del Asfalto 6 Lb/bbl.



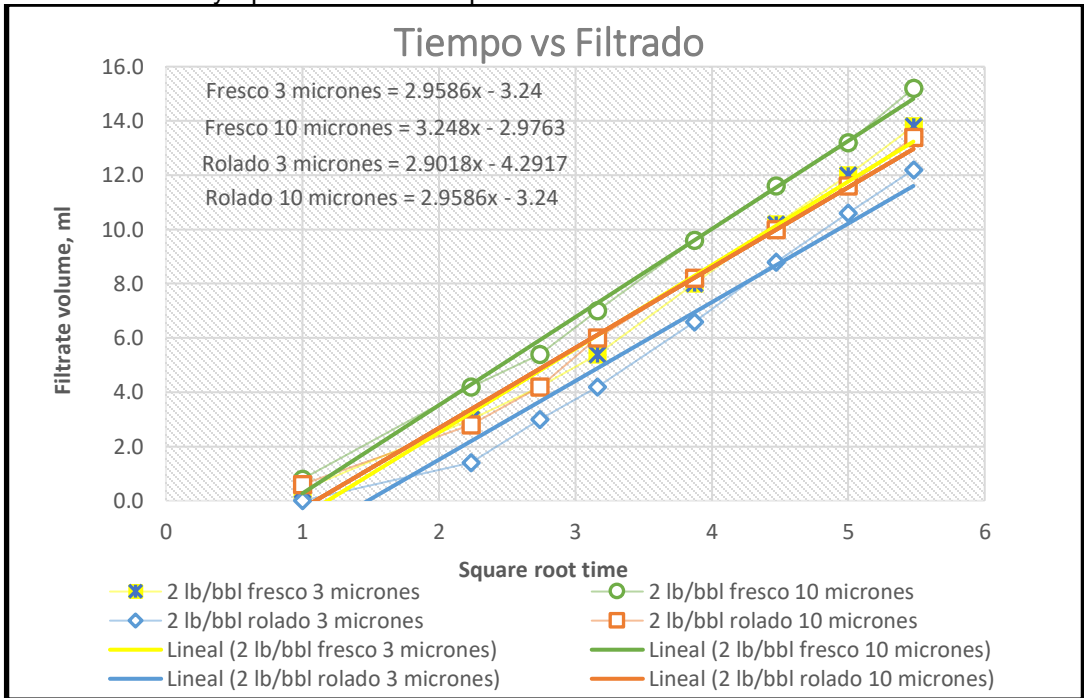
Fuente: elaboración propia.

Grafica 27. PPT y Spurt Loss de Nanopartícula 1 Lb/Bbl.



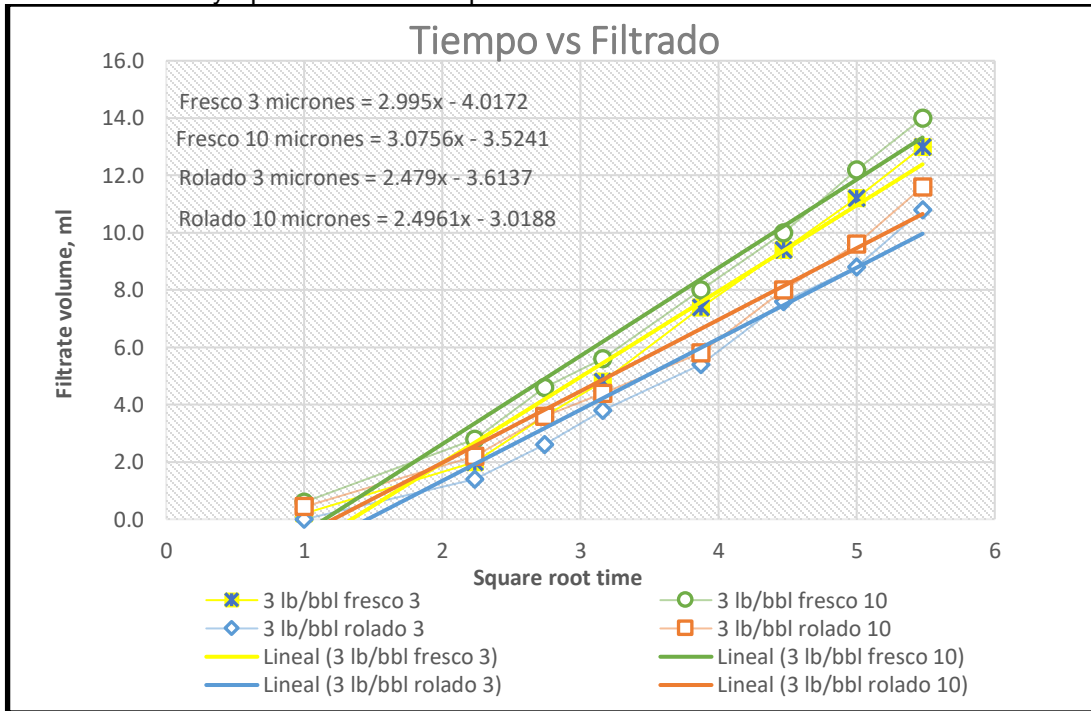
Fuente: elaboración propia.

Grafica 28. PPT y Spurt Loss de Nanopartícula 2 Lb/Bbl.



Fuente: elaboración propia.

Grafica 29. PPT y Spurt Loss de Nanopartícula 3 Lb/Bbl.

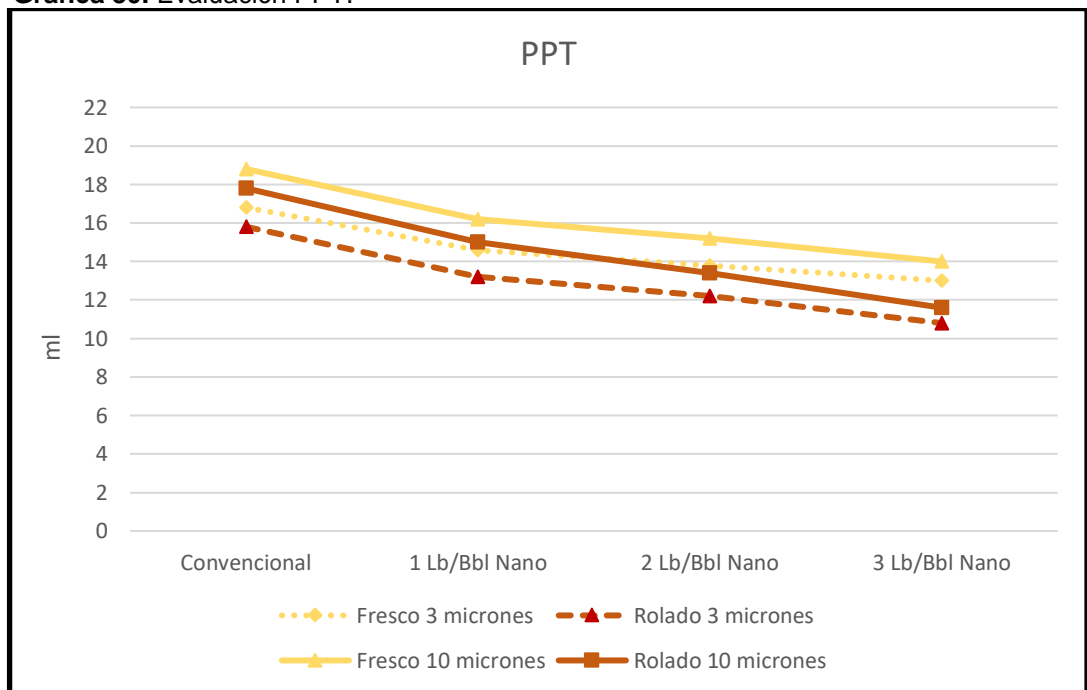


Fuente: elaboración propia.

Por medio de las gráficas 26, 27, 28 y 29 se halló el spurt loss, a partir del método de regresión lineal, dándonos una tendencia negativa de filtrado en el tiempo 0, es decir, la formulación de 3 Lb/bbl del nano aditivo, no permite una pérdida instantánea en el primer momento que el fluido entra en contacto con la formación, simultáneamente, el mayor spurt loss practico se evidencio en la formulación de 6Lb/Bbl de asfalto. Por otro lado, se muestra una disminución en el volumen de filtrado en el primer minuto a medida que se adiciona mayor concentración de nano aditivo llegando a 0 con el fluido rolado en el disco de 3 micrones, siendo congruente con lo esperado. Por otra parte, se puede observar menor filtración en el lodo rolado debido a la expansión de los aditivos poliméricos y copolímericos presentes. El filtrado para la concentración de 1 Lb/Bbl Nano en el fluido fresco fue de 16.2 ml y 14.6 ml en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente, y para el fluido rolado fue de 15 ml y 13.2 ml en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente. El filtrado para la concentración de 2 Lb/Bbl Nano en el fluido fresco fue de 15.2 ml y 13.8 ml en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente, y para el fluido rolado fue de 13.4 ml y 12.2 ml en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente. El filtrado para la concentración de 3 Lb/Bbl Nano en el fluido fresco fue de 14 ml y 13 ml en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente, y para el fluido rolado fue de 11.6 ml y 10.8 ml en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en PPT, para cada una de las concentraciones, se procedió a realizar a una gráfica comparativa, donde se evaluó el filtrado a los 30 min para cada formulación. Grafica 30.

Grafica 30. Evaluación PPT.



Fuente: elaboración propia.

Con base a la gráfica 30, se observó una disminución progresiva del filtrado con respecto al aumento de la concentración del nano aditivo, demostrando un mejor desempeño en el fluido con respecto al sello.

Se tiene como dato base los filtrados obtenidos en el PPT para el fluido convencional (Tabla 17), dichos valores disminuyen a medida que se aumenta la concentración de nano aditivo, independientemente del disco (10 micrones y 3 micrones) y de la condición del fluido (Fresco y Rolado), dando los porcentajes de disminución del filtrado con respecto al fluido convencional, los cuales son:

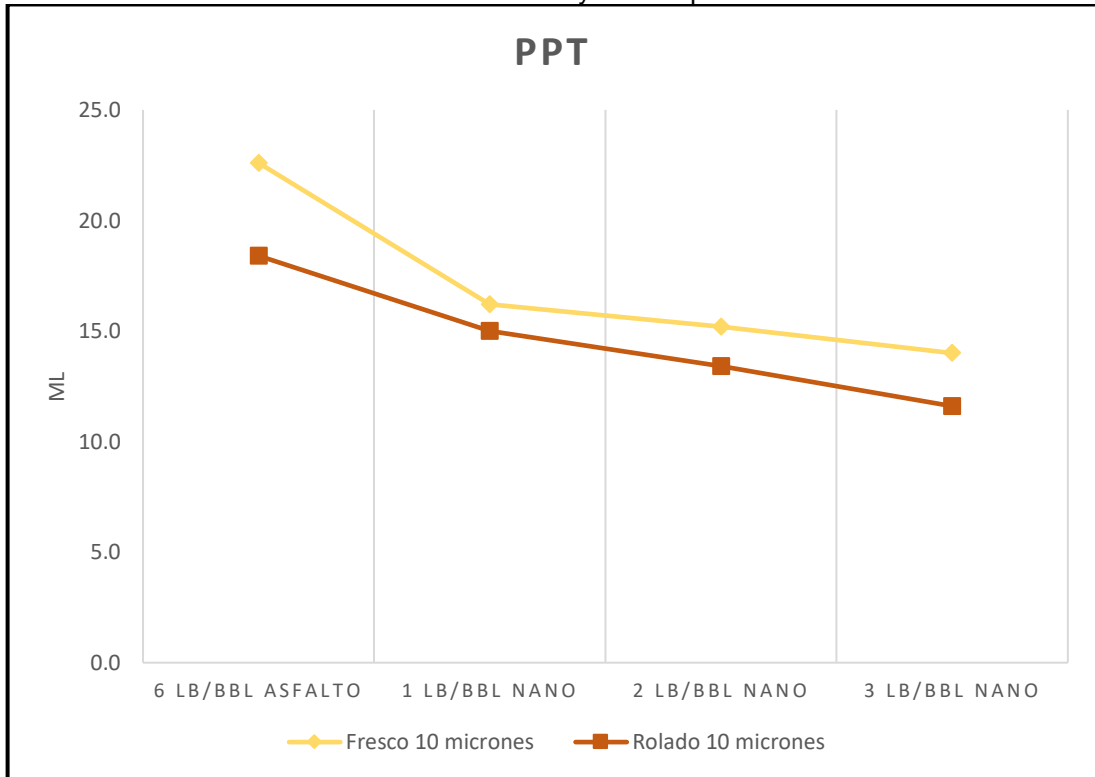
- Para la concentración de 1 Lb/Bbl Nano son: de 14% y 13% con el fluido fresco en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente.
- Para la concentración de 1 Lb/Bbl Nano son: de 16% y 15.4% con el fluido rolado en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente.
- Para la concentración de 2 Lb/Bbl Nano son: de 19.2% y 18% con el fluido fresco en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente.
- Para la concentración de 2 Lb/Bbl Nano son: de 24.7% y 22% con el fluido rolado en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente.
- Para la concentración de 3 Lb/Bbl Nano son: de 25.6% y 22.7% con el fluido fresco en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente.
- Para la concentración de 3 Lb/Bbl Nano son: de 34.8% y 30.8% con el fluido rolado en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente.

Se evidencia una tendencia de mayor disminución en el disco de 10 micrones a comparación al de 3 micrones, es decir, al tener aditivos de material sellante de diferentes tamaños de partícula (Carbonatos y nano aditivo), habrá una mejor distribución de dichas partículas en el medio poroso, a diferencia del medio poroso de 3 micrones en el cual el efecto de sello es propio de la nanopartícula.

Por último, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en las distintas formulaciones, si se evidencia una mejor eficiencia en el sello, el cual genera un control en la inestabilidad de la formación.

A continuación, se presenta la gráfica comparativa de filtrado entre el nano aditivo y el aditivo tipo asfalto. Grafica 31.

Grafica 31. Evaluación del PPT entre el Asfalto y la Nanopartícula.

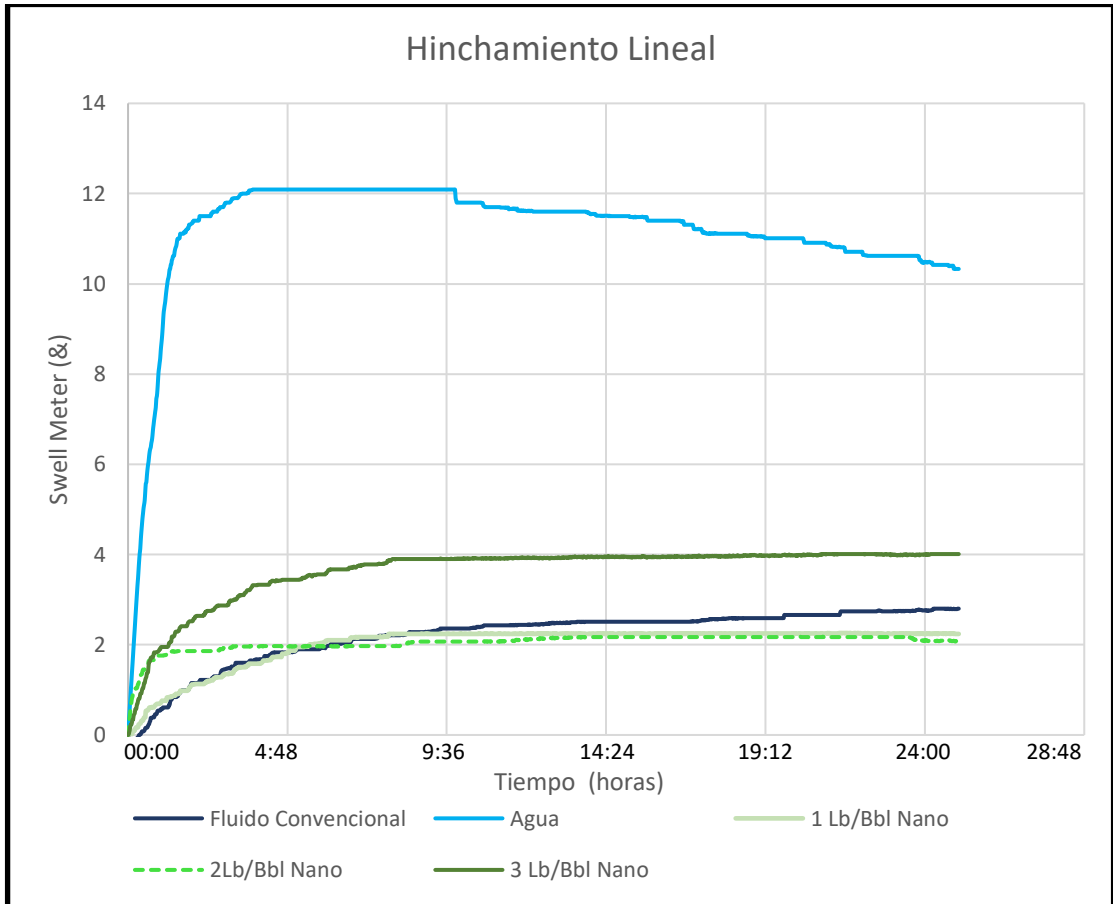


Fuente: elaboración propia.

Analizando la gráfica 31, se puede verificar un mejor desempeño de la nanopartícula en el sello para medios porosos de 10 a 3 micrones en comparación al aditivo tipo asfalto, este desempeño va relacionado con el tamaño de partícula del material sellante. Para ver los tamaños de partícula de los carbonatos y del aditivo tipo asfalto, utilizados en el proyecto ver **Anexo Q**.

3.6.2 Hinchamiento Lineal: Para esta prueba, se realizaron hinchamientos lineales a las diferentes concentraciones del nano aditivo, donde se expusieron las pastillas M2, M3 y M4 (Tabla 8) en las concentraciones 1 Lb/Bbl, 2 Lb/Bbl y 3 Lb/Bbl respectivamente, con el fin de obtener mejorías en los resultados de inhibición. El comportamiento de los hinchamientos de las diferentes formulaciones se plasmó en una gráfica arrojada por el programa Swell Meter. Gráfica 32.

Grafica 32. Evaluación Hinchamiento Lineal.



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica 32, se evidencia el comportamiento de hinchamiento de la Formación Bambucá, con respecto al agua, fluido convencional y las tres concentraciones de nano aditivo, donde los máximos hinchamientos fueron de 12.26%, 2.8%, 2.25%, 2.18% y 4.01% para el agua, fluido convencional, fluido con 1Lb/Bbl Nano, 2 Lb/Bbl Nano y 3 Lb/Bbl Nano respectivamente. Con lo anterior, se pudo analizar que, las dos primeras concentraciones mantienen más estable la inhibición, y la concentración de 3 lb/Bbl Nano la aumenta en un 2%, debido a que el nano aditivo ocuparía el espacio de la amina cuaternaria, la cual es la encargada de contrarrestar los problemas de inhibición.

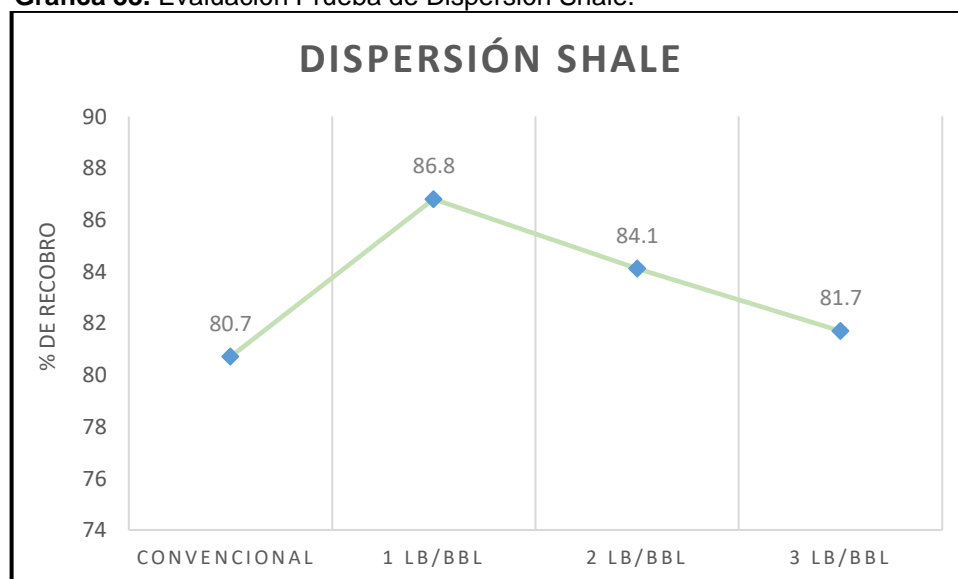
3.6.3 Dispersión Shale. Teniendo el resultado en el fluido convencional (Cuadro 18), se procedió a realizar las pruebas a las diferentes concentraciones planteadas. Tabla 33 y Grafica 33.

Tabla 33. Resultados Dispersión Shale a diferentes concentraciones de Nanopartícula.

Propiedad de la prueba	1 Lb/Bbl Nanopartícula	2 Lb/Bbl Nanopartícula	3 Lb/Bbl Nanopartícula
Peso inicial de la muestra (gr)	20	20	20
Contenido de humedad (%)	1.50%	1%	1.50%
Peso inicial de la muestra seca (gr)	19.7	19.8	19.7
Peso final de la muestra seca (gr)	17.1	16.7	16.1
% de Recobro	86.8	84.1	81.7

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 33. Evaluación Prueba de Dispersión Shale.



Fuente: elaboración propia.

Analizando la gráfica 33, se pudo observar un aumento en el factor de recobro en las diferentes concentraciones de nano aditivo con respecto al fluido convencional, la variación se debe al porcentaje de humedad y al peso final de la muestra seca, es decir al añadir dicha nanopartícula tiende a disminuir levemente la cantidad de muestra que se dispersa en el fluido. Esto indica que el nano aditivo no interfiere de forma directa con la dispersión. Dicho parámetro es de tener depende del objetivo que tenga el fluido, si busca dispersar gran cantidad en el caso de una arcilla o poca cantidad en el caso que sea una formación productora.

3.7 EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA NANOPARTÍCULA TIPO LATEX

En esta sección se realizó la comparación de las gráficas 30, 31, 32 y 33 con las cuales se validó el objetivo 4, obteniendo una evaluación del desempeño del nano aditivo con respecto al sello e interacción roca-fluido.

Con respecto al sello, se observó que, para medios porosos iguales o menores a 10 micrones, el nano aditivo tiene mejor desempeño que el asfalto y el fluido convencional, dicho desempeño fue mayor en la concentración de 3 Lb/Bbl Nano, con un spurt loss en el disco de 3 micrones y fluido rolado igual a 0 tanto en el valor teórico como en el valor práctico. Por otro lado, para la dispersión en dicha concentración se obtuvo 81.7% en el factor de recobro, es decir, al no ser una nanopartícula funcionalizada para dicho parámetro, mantiene un valor ligeramente mayor al presentado en el fluido convencional, no obstante, la disminución o aumento en el factor de recobro es viable dependiendo el objetivo del fluido en la formación a perforar. En el hinchamiento lineal la concentración de 3 Lb/Bbl Nano tuvo el peor desempeño (4%), en relación a los otros lodos incluyendo al fluido convencional, con lo anterior, surge la hipótesis, que, a mayor concentración de nano aditivo, este ocuparía los poros en los minerales arcillosos que debería ocupar la amina cuaternaria, y en cierta forma aumentando el hinchamiento, esto se debe a que el nano aditivo no tiene la función de reemplazar la inhibición que hace la amina. Sin embargo, para Hocol S.A, los valores obtenidos tanto en las pruebas de caracterización de interacción entre la formación y el agua, y las pruebas de hinchamiento lineal, en la sección evaluada para el pozo A1, no muestran resultados que indique que la formación Bambucá se encuentre en un rango donde los problemas operacionales presentados en dicha sección sean causados por hinchamiento de las arcillas.

Teniendo en cuenta lo anterior, desde la evaluación técnica y la formulación base del fluido, la concentración de 3 Lb/Bbl Nano tiene una implementación viable, por ende, se le añadió 1.5 % de lubricante, el cual no se evidenció ninguna alteración física en el fluido al mezclarse, como se observa en el **Anexo R**. Por último, se plasmaron los resultados de dicha concentración para las pruebas tanto de la norma API 13B-1 como las especiales en la siguiente tabla comparativa con respecto al fluido convencional. Tabla 34.

Tabla 34. Comparación de parámetros Fluido convencional y 3 Lb/bbl Nano.

Resultados parametros del fluido convencional y 3 Lb/Bbl de Nano aditivo						
Parámetros	Convencional Fresco	Convencional Rolado	3 Lb/Bbl Fresco	3 Lb/Bbl Rolado	Variación fresco	Variación rolado
Densidad (ppg)	11	11	11	11	0%	0%
PV (cp)	33	33	33	34	0%	3%
YP (Lb/100 ft2)	22	24	24	24	9%	0%
VA (cp)	44	45	45.5	46	3%	2%
Gel 10 seg (Lb/100 ft2)	5	4	5	4	0%	0%
Gel 10 min (Lb/100 ft2)	6	6	6	6	0%	0%
Filtrado API (cc/30 min)	5.4	4.8	3.9	3.8	28%	21%
Filtrado HPHT (cc/ 30 min)	11.8	11.6	9.8	9.4	17%	19%
Retorta Sólidos (%)	18	18	18	18	0%	0%
Retorta Líquidos (%)	82	82	82	82	0%	0%
MBT (ml AM)	8.75	8.75	8.75	8.75	0%	0%
pH	9.8	9.1	9.8	9.2	0%	1%
Contenido de calcio (Lb/Bbl)	0.336024	0.336492	0.339352	0.339352	1%	1%
Cloruros (mg/L)	3197.82	3207.75	3168.27	3168.27	1%	1%
Dureza Total (mg/L)	304	304	320	320	5%	5%
PPT disco cerámico de 10 micrones						
Spurt loss teórico	0	0	0	0	0%	0%
Spurt loss práctico	2.2	1.8	0.6	0.4	73%	78%
Filtrado ml	18.8	17.8	14	11.6	26%	35%
PPT disco cerámico de 3 micrones						
Spurt loss teórico	0	0	0	0	0%	0%
Spurt loss práctico	1.2	0.8	0.2	0	83%	100%
Filtrado ml	16.8	15.6	13	10.8	23%	31%
Hinchamiento Lineal						
Fluido	Convencional		3 Lb/Bbl		Variación en hinchamiento	
Swell Meter (%)	2.8		4.01		1.21	
Dispersión Shale						
Fluido	Convencional		3 Lb/Bbl		Variación en dispersión	
% de humedad	1.5		1.5		0	
Factor de recobor (%)	80.7		81.7		1	

Fuente: elaboración propia.

4. CONCLUSIONES

- Del análisis de las formulaciones de los pozos de correlación, se concluye que el problema de estabilidad no es propiamente químico, debido a que con lodo base aceite y con presencia de dos inhibidores se presentó inestabilidad, indicando que es necesario implementar material sellante en la formulación del fluido. Lo anterior asumiendo que las condiciones ideales del fluido compensan la estabilidad del hueco.
- Al realizar la caracterización de la formación Bambucá para el pozo A1, se concluye que el intervalo que tuvo mayor interacción con el fluido, se encuentra de 3600 ft a 3870 ft, donde tuvo valores máximos de 148.1 segundos para el CST y de 8.5 ml de AM para el CEC, posteriormente al ver la composición de la formación en la prueba SEM, se obtuvo la presencia 55.8% en cuarzo y 20% en minerales que interactúan con el fluido.
- Al ser el cuarzo el mineral con mayor presencia en la formación (55.8%), esto indica que la mayor composición de Bambucá no va a interactuar de forma química con el fluido, debido a que el cuarzo es un silicato.
- Al realizar las pruebas de la norma API 13B-1 al fluido convencional, se evidencio que la formulación planteada cumple con los rangos establecidos por Hocol S.A, de densidad (11 ppg), Filtrado API (<6 cc/30 min), PV (32-35 cp), YP(21-24 Lb/100 ft²), VA (43-46 cp) y pH (9.5-10), con base a las condiciones de los fluidos implementados en los pozos de correlación.
- En las pruebas especiales para el fluido convencional se obtuvieron filtrados en el PPT en el fluido de fresco de 18.8 ml y 16.8 ml para los discos de 10 y 3 micrones respectivamente, y en el fluido de rolado de 17.8 ml y 15.6 ml para los discos de 10 y 3 micrones respectivamente. En el hinchamiento lineal se obtuvo un porcentaje de hinchamiento del 2.8% y una dispersión en el fluido del 80.7 %.
- Al realizar las pruebas de la norma API 13B-1 en el fluido con las 3 concentraciones planteadas de nano aditivo tipo látex, se concluye que la adición de la nanopartícula no altera las condiciones iniciales del fluido manteniendo la tolerancia de variación con respecto a errores de medición, exceptuando las pruebas de filtrado API y filtrado HPHT donde disminuyeron debido a la función del nano aditivo.
- Para el filtrado API se evidencio una disminución en fluido fresco de 11.2% (1Lb/Bbl Nano), 20.4% (2 Lb/Bbl Nano) y 27.7% (3 Lb/Bbl Nano), y una disminución en el fluido rolado de 10.4% (1 Lb/Bbl Nano), 14.6% (2 Lb/Bbl Nano) y 20.8% (3 Lb/Bbl Nano).

- Para la prueba de filtrado HPHT se obtuvieron disminuciones de filtrado en el fluido fresco de 3.4% (1 Lb/Bbl Nano), 11.9% (2 Lb/Bbl Nano) y 16.9% (3 Lb/Bbl Nano), y una disminución en el fluido rolado 1.7% (1 Lb/Bbl Nano), 13.8% (2 Lb/Bbl Nano) y 19% (3 Lb/Bbl Nano).
- La nanopartícula es un aditivo funcionalizado para el control de filtrado, mejorando el sello, disminuyendo el filtrado en cualquier concentración, sin embargo, mantiene parámetros de interacción roca fluido, como lo son la inhibición y la dispersión de shale en el fluido de perforación.
- Al realizar las pruebas especiales en el fluido con las 3 concentraciones planteadas de nano aditivo se observó una mejoría en los resultados. Para el PPT se logró disminuir el spurt loss y el filtrado a medida que se añadió concentración de nanopartícula, simultáneamente, el factor de recobro en la prueba de dispersión shale se mantuvo por encima del 80.7 %, y en el hinchamiento lineal se mantuvo por debajo del 2.8% de hinchamiento, exceptuando la concentración de 3 Lb/Bbl Nano el cual aumento un 2%, siendo un valor irrelevante para la empresa.
- Se concluyó que, para formaciones con fracturas o medios porosos menores o iguales a 10 micrones, el aditivo tipo asfalto haciendo una función de material impermeable, no genera el mismo sello de material puenteante que hace la nanopartícula tipo látex, siendo más viable la implementación de esta.
- Se concluye que la mejor concentración es la de 3 Lb/Bbl Nano, obteniendo una disminución de filtrado en la prueba PPT de 25.6% y 22.7% con el fluido fresco en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente, y una disminución de 34.8% y 30.8% con el fluido rolado en el disco de 10 micrones y 3 micrones respectivamente, para el hinchamiento lineal se evidencio una disminución de 12% a un 4% con relación al agua, y en la dispersión shale se disminuyó en un 1% la cantidad de muestra dispersada en el fluido.
- Con base a los resultados de laboratorio, se concluye que el nano aditivo en cualquier concentración tiene mejor desempeño en el sello con respecto a carbonato de Calcio y asfalto, siendo la concentración de 3 Lb/Bbl Nano la más optima a implementar en Campo.

5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener un núcleo de la formación Bambucá, con el fin de evidenciar el diámetro real de las microfracturas que según el estudio serian la principal causa de inestabilidad.
- Se recomienda realizar la prueba de difracción de rayos x (DRX) a las muestras recolectadas, con el objeto de realizar un estudio mineralógico más detallado de la formación Bambucá.
- Evaluar el filtrado API, el filtrado HPHT y el PPT al fluido convencional con la adición de 9 Lb/Bbl de aditivo tipo asfalto, con el objeto de comparar los resultados con la nanopartícula.
- Evaluar las concentraciones de 4 Lb/Bbl y 5 Lb/Bbl de nano aditivo tipo látex en la prueba PPT, con el fin de observar mejor su tendencia de filtrado.
- Se recomienda realizar la prueba a 2, 3 y 4 Lb/Bbl Nano a una formación que tenga un hinchamiento base con respecto al agua mayor o igual al 30%, con el fin de observar la inhibición en cada concentración y corroborar el comportamiento que obtuvo el hinchamiento a 3 Lb/Bbl.
- Se recomienda realizar una evaluación económica del costo por barril para las formulaciones del fluido base, 2, 3 Lb/Bbl Nano y 6 Lb/Bbl Asfalto, con el fin de analizar la implementación de los fluidos en el Campo.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuencas Minironda. PDF. Página 47 [citado septiembre 19, 2016]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Minironda%20PhD%20Jairo%20Mojica%20(pdf).pdf)

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

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

BETANCUR-MÁRQUEZ, Stefanía; ALZATE-ESPINOSA, Guillermo A.; CORTÉS-CORREA, Farid B. Mejoramiento de los fluidos de perforación usando nanopartículas funcionalizadas: educación de las pérdidas de filtrado y del espesor de la retorta. Boletín de Ciencias de la Tierra, 2014, no 35, p. 5-13.

BOWERS, G. (2002). Detecting high overpressure. The Leading Edge, Vol 21 No 2, p. 174-177. ISSN (online):1938-3789

COOK, john. Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. Houston, Texas, oct 2012. En: NATURE. vol. 347, p. 597.

ENERGY, A. P. I. Manual de fluidos de perforación. Dallas, Texas, 2001. p. 19-53.

FJAER, Erling. HOLT, Rune. HORSRUD, Per. Petroleum related rock mechanics. 2a Edición. Amsterdam, Holanda, 2008. p.3

FLORES ARDILA, D. C., & VILLAMIZAR SERRANO, M. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando Strain Gages. *El Reventon Energético*, Vol; 9. No 2, (Jul-Dic.2011) p, 43-52.

GALARZA HERRERA, L. A. & PAZOS GOMEZ, L. A. Estudio de efectividad del sistema de fluidos base Amina-Glicol-PHPA en la inhibición de componentes arcillosos de las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu, Tena y Lutita Napo en un Campo del Oriente Ecuatoriano. Quito, abr 2010, 155p. *Disponible en:* <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2032?locale=de>

GALEANA CASTILLEJOS, Carlos. “Estado mecánico de un pozo” {En línea}. Agosto 2019 {marzo 2020}. Disponible en: <https://epmex.org/news/2019/07/22/estado-mecanico-de-un-pozo/>

GARCIA, Ana Melisa y MANJARREZ, Fabian Iván. Evaluación técnica de un fluido de perforación base agua utilizando como aditivo nanopartículas de óxido de grafeno a escala de laboratorio para la inhibición de lutitas en los Campos Castilla y Chichimene de Ecopetrol s.a. Bogotá D.C. 2017. 155p.

GOMEZ, Sandra. Shale inhibition: What works. En Paper SPE 164108 Presented at the SPE International Symposium on Oil Field Chemistry Held in The Woodlands, Texas, USA. 2013.

FLUID FACTS ENGINEERING HANDBOOK, Technical information of drilling fluids. Empresa contratista. USA, 2014. P. 392.

HERNÁNDEZ CLEVES, J. D. Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de un fluido de perforación de alto desempeño base agua para la perforación de la sección intermedia de un pozo del Campo Castilla, Bogotá, 2017. 45p. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6464/1/5121235-2017-2-IP.pdf>

HIGUERA BARRERO, David Alejandro. Modelo petrofísico integrado del grupo Guadalupe, aplicado al campo Matachín Norte. Medellín, 2012, 228p. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/10482/1/01194735.2012.pdf>.

HOCOL S.A. Archivo FEL pozo A1. Colombia. 2019

_____ Estados Mecánicos, Open Wells. Colombia. 2012.

_____ Mud Summary, Open Wells. Colombia. 2012.

_____ Recaps, empresas contratistas. Colombia. 2012.

_____ Surveys, Open Wells. Colombia. 2012.

_____ Time Summary, Open Wells. Colombia 2012.

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

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

LIMBERG, Tola Mayta. "Determinación del filtrado y revoque". Argentina 2013. Universidad UMSA. Facultad de ingeniería, ingeniería petrolera.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución No. 40048. Bogotá D.C. 16 de enero 2015. 4 p. Disponible en: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36246-Resolucion-40048-16En2015.pdf>

NAUROY, Jean-Francois. Geomechanics applied to the petroleum industry. Paris, Francia, agosto 2011. Ediciones Technip, 2011.p.92.

SANCHEZ RUSSO, L. E., & VIVEROS RAMOS, M. Á. Evaluación técnica a escala laboratorio de un fluido de perforación base agua utilizando nanopartículas de LM-200 para inhibición de lutitas en el Campo Castilla de Ecopetrol S.A. Bogotá, 2018, 56p. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6749/1/5131601-2018-1-IP.pdf>.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. Perdidas de circulación [Perforación] {octubre 2019}. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lost_circulation.aspx

YORK, P., PANITCHARD, D., DODSON, J., DODSON, T., ROSENBERG, S., GALA, D., & UTAMA, B. (2009). Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling Trouble Zones. Offshore Technology Conference OTC, 18.

ZEYNALI, Mohammad Ebrahim. Mechanical and physico-chemical aspects of wellbore stability during drilling operations. Iran, 2012. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. Feb.vol. 82-83, p. 120-124.

ANEXOS

ANEXO A.

PROCEDIMIENTO PRUEBA CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO PARA LUTITAS (CEC)

- 1.** Se pesa con precisión una cantidad aproximada de 1 gr de muestra seca pulverizada en granulometría de malla 200.
- 2.** Dicha muestra se coloca en un matraz de Erlenmeyer de 150 ml y añadiendo 50 ml de agua destilada.
- 3.** Se hace hervir la mezcla a fuego lento, con 0.5 ml de ácido sulfúrico 5N, durante 10 minutos.
- 4.** Posteriormente, se deja enfriar y se valora la mezcla con incrementos de 0.5 ml con la solución de azul de metileno 0,01N.
- 5.** agitar después de cada adición por alrededor de 30 segundos, mientras que los sólidos están suspendidos.
- 6.** extraer una gota del Erlenmeyer con una varilla de vidrio y colocarla sobre el papel filtro.
- 7.** Se aproxima al punto final de titulación cuando el colorante aparece en la forma de un círculo verdoso alrededor de los sólidos teñidos en el papel filtro.
- 8.** Al detectar el color azul verdoso, agitar el Erlenmeyer durante 2 minutos y añadir otra gota sobre el papel filtro, si se observa otro círculo verdoso, el punto final de la titulación ha sido alcanzado.
- 9.** En caso de no ser así, repetir el procedimiento del párrafo 2 hasta volver alcanzar el color azul verdoso.
- 10.** Registrar el volumen en ml de solución de azul de metileno utilizado.

ANEXO B.

PROCEDIMIENTO PRUEBA DE SUCCIÓN CAPILAR (CST)

Nota: El equipo tiene dos sensores (Sensor 1 y sensor 2), los cuales están en contacto con un papel filtro de forma cuadrangular, dicho papel filtro entra en contacto con la mezcla por medio de un embudo metálico.

- 1.** Inicialmente se adiciona 3.8 gramos de los cortes con granulometría de malla 100 en 25 ml de agua destilada en un beaker. Esto se utilizará como base.
- 2.** Revolver por 2 minutos en un agitador e inmediatamente colocar 5 ml de la suspensión en el embudo metálico del equipo y se corre la prueba.
- 3.** Revolver la mezcla por 30 segundos e inmediatamente repetir la prueba obteniendo un segundo resultado.
- 4.** El resultado final será un promedio del resultado en la prueba uno y la prueba dos.
- 5.** El resultado obtenido se mide del tiempo en segundos que tarda en llegar el agua del primer sensor al segundo sensor. Dicho tiempo lo marca el equipo.

ANEXO C.

PROCEDIMIENTO PRUEBA MICROSCOPIA ELECTRÓNICA DE BARRIDO (SEM)

- 1.** Se pone la pastilla de muestra en una porta muestra del equipo, dicho equipo se somete a vacío
- 2.** Se estabiliza el rayo de haz de electrones y los patrones de calibración de los porta muestras, posteriormente se verifica el espectro de difracción de los rayos x para el cobre.
- 3.** Luego se crea una base de datos donde se almacena la información de la composición mineralógica de la muestra a evaluar. Estas calibraciones son obligatorias para un correcto uso del equipo.
- 4.** En un microscopio electrónico de barrido la imagen se obtiene a partir de las señales emitidas por la muestra y se va formando a medida que el haz de electrones se desplaza sobre una porción de su superficie.
- 5.** Este barrido (scanning) se realiza línea por línea sobre una pequeña zona de forma rectangular (raster).
- 6.** Esta zona es la que se visualiza ampliada en la imagen final.
- 7.** El quipo funciona con una evaluación de patrones en la muestra, compara cada patrón con una base de datos de mineralogía a partir de un espectro, dicho espectro relacionara a que mineral corresponde cada patrón o punto.
- 8.** Así obteniendo la composición mineralógica de la muestra,

ANEXO D.

PROCEDIMIENTO PRUEBA DE DENSIDAD EN BALANZA DE LODOS

Nota: La densidad de los fluidos de perforación se determina por medio de una balanza de lodo. Esta consiste en una celda con tapa que sirve de “tara”, montada en el extremo de un brazo graduado (ppg /g.e.). El brazo reposa sobre una base de apoyo y una pesa corrediza ubicada en el brazo que se desplaza hasta nivelar la celda que contiene el fluido. La balanza dispone de un nivel de burbuja para verificar el nivel. Las lecturas se toman directamente del aparato.

Nota: La balanza se debe calibrar con respecto al agua (8,334 ppg). Esferas de peso están ubicadas en el extremo opuesto de la celda. La adición o remoción de estas permiten aumentar o disminuir el peso del brazo para su respectiva calibración. Cuando se toma la densidad de un fluido se debe tener la precaución de retirar el aire que puede contener el fluido, para evitar lecturas erróneas.

1. Calibrar la Balanza con agua.
2. Una vez calibrada, se agrega fluido a la celda y se tapa. El fluido tiene que rebosar.
3. Se limpia la balanza y se ubica en el brazo graduado.
4. Cuando el brazo graduado se ubica en el rango se procede a tomar la medida de densidad en ppg.

ANEXO E.

PROCEDIMIENTO PRUEBA CON VISCOSIMETRO ROTATIVO

Nota: Las pruebas reológicas son realizadas con un viscosímetro rotativo VG de 6 velocidades.

1. Llene la termo copa hasta la mitad con una muestra de lodo.
2. Sumerja la camisa rotatoria en la muestra de lodo hasta la marca indicada en la camisa, levante el soporte móvil y asegure el tornillo que se encuentra en la parte superior de soporte móvil.
3. Agite a 300 rpm mientras la termo copa calienta a 120°F. A la temperatura de prueba (120°F), coloque el viscosímetro a 600 rpm y espere que se establezca la lectura.
4. Tome el valor indicado en el dial. Regístrelo como R600.
5. Cambie la velocidad de rotación a 300 rpm y registre la lectura como R300 cuando se haya estabilizado.
6. Tome las demás lecturas de 200 rpm (R200), 100 rpm (R100), 6 rpm (R6), y 3 rpm (R3).
7. Coloque el viscosímetro a 600 rpm, espere a que se estabilice, cambie a 3 rpm y rápidamente apague el viscosímetro. Espere por 10 segundos sin perturbar el fluido, entonces active el viscosímetro de nuevo midiendo a 3 rpm la mayor lectura del dial y regístrela como GEL DE 10 SEGUNDOS (lb/ 100 ft²).
8. Repita el paso anterior, pero espere por 10 minutos y registre la lectura como GEL DE 10 MINUTOS (lb/ 100 ft²).

Como norma API recomienda temperatura ambiente para mediciones sobre WBM y 150°F para OBM.

VISCOSIDAD PLASTICA (PV, cP) = R600 – R300

PUNTO CEDENTE (YP, lb/ 100 ft²) = R300 – PV

VISCOSIDAD APARENTE (AV, cP) = R600 /2

ANEXO F.

PROCEDIMIENTO PRUEBA FILTRADO API

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

- 1.** Asegúrese que cada parte de la filtro-prensa este limpia y que los empaques estén en buen estado.
- 2.** Coloque un empaque sobre la tapa de la filtro-prensa, coloque el papel filtro y el segundo empaque. Entonces asegure la tapa del cilindro.
- 3.** Llene la celda, dejando 1 cm libre. Asegúrese que la tapa superior (fuente de presión) tenga colocado un empaque.
- 4.** Coloque la tapa y asegúrela con el tornillo vertical, teniendo la precaución de no apretar demasiado.
- 5.** Coloque una probeta graduada seca de 20 ml bajo el tubo de drenaje para recoger el filtrado.
- 6.** Cierre la válvula de alivio y ajuste la presión del regulador a 100 psi. Permita que la filtración se realice por 30 minutos, comenzando en el momento de aplicar la presión.
- 7.** Una vez terminada la prueba, remueva la presión cerrando el regulador y abriendo la válvula de alivio, asegurándose que toda la presión es liberada.
- 8.** El volumen de filtrado se registra como ml de filtrado API.
- 9.** Afloje el tornillo y remueva la cámara de soporte.
- 10.** Deseche el lodo teniendo cuidado de no dañar el revoque o cake.
- 11.** Lave cuidadosamente el revoque con agua.
- 12.** Mida el espesor del revoque en 1/32" y regístrelo. La consistencia del cake debe anotarse como: duro, blando, maleable, quebradizo, suave o resistente.

ANEXO G.

PROCEDIMIENTO PRUEBA FILTRADO HPHT

Nota: El filtrado es obtenido de realizar la prueba en una filtro-prensa con un diferencial de presión 500 psi y 150 °F.

1. Conectar la camisa de calentamiento al voltaje del núcleo.
2. Coloque un termómetro en el termómetro del "pozo".
3. Precaliente la camisa 10°F por encima de la temperatura seleccionada.
4. Girar la muestra de fluido a revoluciones (rpm) bajas durante 10 minutos, instalar la junta tórica, el medio de filtrado y cárguelo con la muestra de fluido.
5. Coloque la unidad de agitación superior sobre la celda y coloque la celda en la camisa de calentamiento con las válvulas cerradas.
6. Transfiera el termómetro al "pozo" y coloque las unidades de presión en las válvulas y asegúrelas.
7. Coloque la correa de transmisión en el eje de estimulación y motor de transmisión mientras se calienta a la temperatura deseada (150°F).
8. Cuando la muestra alcance la temperatura deseada, aumente los rpm seleccionados y aumente la presión (500 psi).
9. Abra la válvula inferior para comenzar la filtración y registre el volumen recolectado en el minuto 30.

ANEXO H.

PROCEDIMIENTO PRUEBA CONTENIDO DE LIQUIDOS Y SOLIDOS

Nota: La prueba se realiza por medio de un equipo llamado retorta en el cual se obtiene la composición del fluido en porcentaje de sólidos y agua.

1. Limpie y saque la celda de lodo antes de comenzar la prueba.
2. Coloque el volumen respectivo de lodo libre de aire en la celda.
3. Coloque la tapa sobre la celda y limpie el exceso de lodo que sale por el orificio que sirve de tara.
4. Coloque media esponjilla bom brill que sirve como medio filtrante en la cámara superior, ejerciendo presión de manera que quede compacto.
5. Enrosque la celda a la cámara y conéctelas al condensador de la unidad.
6. Coloque una probeta graduada de 10 ml a la salida del condensador y conecte la unidad.
7. Deje que la retorta caliente hasta que la condensación termine (aproximadamente 1 hora), lea los volúmenes de agua y/o aceite recuperados.
8. El contenido de solidos es retenido en la retorta y se determinan por diferencia en la probeta.
9. Al terminar la prueba y desarmar la unidad para limpiar, deje enfriar un tiempo determinado tanto el condensador como la cámara de evaporación ya que están muy calientes. evite quemarse.

ANEXO I.

PROCEDIMIENTO PRUEBA CAPACIDAD DE AZUL DE METILENO

1. Enseguida adicione 15 ml de peróxido de hidrógeno al 3 % v/v.
2. Agite y adicione 0,5 ml de Ácido Sulfúrico 5N (10 gotas).
3. Ponga a hervir la muestra por 10 minutos a una temperatura moderada, si es posible ingrese al Erlenmeyer un agitador magnético para mover la mezcla.
4. Retire la muestra de la unidad de calentamiento, déjela enfriar y después adicione agua destilada hasta completar 50 ml.
5. Titule con azul de metileno 0,01N en adiciones de 0,5 ml agitando la muestra suavemente y permitiendo que el azul de metileno sea absorbido por la arcilla.
6. Coloque una gota de muestra con la varillita de vidrio después de adicionar el azul de metileno sobre el papel de filtro hasta llegar al punto final.

El punto final se alcanza cuando se forme una "corona" de color azul claro alrededor de la gota colocada en el papel de filtro.

ANEXO J.

PROCEDIMIENTO PRUEBA POTENCIAL DE HIDRÓGENO (pH)

METODO DEL PH-METRO

- 1.** Asegúrese que el electrodo este limpio. Introdúzcalo en agua destilada y séquelo nuevamente.
- 2.** Calibre el medidor con soluciones buffer de pH = 4,0 y pH = 10,0.
- 3.** Lave y seque el electrodo con agua destilada cada vez que calibre con una solución buffer, antes de introducirlo en la siguiente.
- 4.** Introduzca el electrodo en la muestra de lodo a analizar.
- 5.** Registre la lectura de pH, una vez el dial se estabilice.

METODO COLORIMETRICO

- 1.** Corte una pulgada de papel indicador de pH (tornasol).
- 2.** Colóquela sobre la superficie del lodo de tal manera que logre humedecerse.
- 3.** Espere 30 segundos aproximadamente hasta que el papel cambie de color y se estabilice.
- 4.** Compare el color del papel con la escala de colores patrón de la caja de cinta tornasol y lea el pH.

ANEXO K.

PROCEDIMIENTO PRUEBA ALCALINIDAD

ALCALINIDAD DE FENOLFTALEINA DEL LODO (Pm)

1. Con una jeringa mida 1 ml de lodo en un recipiente de titulación limpio y seco.
2. Adicione 10 ml de agua destilada.
3. Agregue 4 o 5 gotas de fenolftaleína, agitándola al mismo tiempo.
4. Si la muestra se torna rosada, titule con H₂SO₄ 0,02 N hasta que el color cambie al color original de la muestra.
5. Registre Pm como los mililitros de H₂SO₄ 0,02 N necesarios para titular 1 ml de lodo.

ALCALINIDAD DE FENOLFTALEINA DEL FILTRADO (Pf)

1. Mida 1 ml de filtrado en un recipiente de titulación limpio y seco.
2. Adicione 2 o 3 gotas de fenolftaleína al filtrado y agítelo con cuidado.
3. Si la muestra cambia a un color rosado intenso, titule con H₂SO₄ 0.02 N, hasta que la muestra vuelva a su color original (punto final de titulación pH = 8,3).
4. Registre Pf como los mililitros de H₂SO₄ 0,02 N necesarios para alcanzar el punto final.

Si se desea calcular el contenido de calcio, utilice la siguiente ecuación:

$$\text{CAL (ppb)} = (\text{Pm} - \text{Pf}) / 4 \text{ (lodo no densificado)}$$

$$\text{CAL (ppb)} = 0,26 (\text{Pm} - \text{Fw} \cdot \text{Pf}) \text{ (lodo densificado)}$$

Fw = Fracción del agua de la retorta

ALCALINIDAD DEL METIL NARANJA DEL FILTRADO (Mf)

1. A la misma muestra anterior, añada 2 o 3 gotas de metil naranja, el cual dará un color naranja.
2. Titule con H₂SO₄ 0,02 N hasta que la muestra cambie a un color rosado intenso. (punto final de titulación pH = 4,3)
3. Registre Mf como los mililitros de ácido para Pf más los mililitros la última titulación.

ANEXO L.

PROCEDIMIENTO PRUEBA CLORUROS

1. Coloque un mililitro de filtrado en un recipiente de titulación limpio y seco.
2. Repita el procedimiento hecho para la prueba de Pf (bajar pH a 8,3).
3. Adicione 10 a 15 gotas de cromato de potasio a la muestra titulada.
4. La muestra tomará un color amarillo, agite la mezcla e inicie la titulación con AgNO_3 0,0282 N (1000 mg/L de Cl^- /ml adicionado) hasta que el color cambie a un color rojo ladrillo permanente.
5. Registre Cl^- (mg/L) como los mililitros de AgNO_3 0,0282 N x 1000.

Si la concentración de cloruros excede de 10000 mg/L, entonces debe usarse AgNO_3 0,282 N.

ANEXO M.

PROCEDIMIENTO PRUEBA DUREZA TOTAL

- 1.** Añada 1 ml de filtrado, añada 1 ml de solución estabilizadora de dureza total (buffer amoniacal).
- 2.** Añada 1 cucharadita de medidor de dureza total.
- 3.** Agite continuamente (un color vino tinto aparecerá si la muestra contiene calcio).
- 4.** Agite la mezcla e iniciar titulación con EDTA (Versenato Estandar) 0,01 M hasta que un color azul aparezca (sin quedar ningún rastro de vino tinto).
- 5.** Registre dureza total como Ca^{++} (mg/L) = ml de Versenato estándar x 400.

ANEXO N.

PROCEDIMIENTO PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD (PPT)

Nota: La prueba PPT (Permeability Plugging Test) está diseñada para mejorar las mediciones de filtración estática al simular de manera más realista las condiciones del fondo del pozo en comparación con una prueba de filtración HPHT.

- 1.** Limpie y verifique todos los componentes y celda del equipo a utilizar.
- 2.** Después se comenzará a calentar la celda a la temperatura deseada,
- 3.** Prepare el disco cerámico sumergiéndolo al vacío durante 10 minutos en el fluido de prueba.
- 4.** Coloque el pistón flotante a 2 pulgadas de la parte superior de la celda de prueba, y asegúrese que el pistón pueda moverse libremente.
- 5.** Posteriormente llene la celda con aceite hidráulico justo por encima de la cara final y se asegura la tapa en la celda.
- 6.** Algo de aceite puede pasar por el orificio roscado en la tapa del extremo.
- 7.** Conecte el conjunto del vástago de la válvula hidráulica a la bomba hidráulica y bombee suficiente aceite hasta expulsar el aire.
- 8.** Conecte el vástago a la válvula hidráulica de la tapa de la celda y desconecte la manguera de la bomba.
- 9.** Homogeneizar el fluido de perforación por 5 minutos, de la vuelta a la celda y coloque la celda en la camisa de calentamiento.
- 10.** Llene la mitad superior de la cámara con 275 ml de fluido de perforación.
- 11.** Vuelva a conectar la manguera de la bomba en el conjunto del vástago de la válvula hidráulica.
- 12.** Use la bomba para elevar el nivel de fluido de perforación al rebajo de la junta tórica.
- 13.** Instale la junta tórica en el hueco y agregue el disco cerámico seleccionado y coloque la tapa superior de la celda y atornille el vástago de la válvula.
- 14.** Por último, usando la bomba hidráulica aplique la presión requerida para calentar el fluido a prueba.
- 15.** Una vez la celda alcance la temperatura deseada, conecte y asegure el receptor de gran volumen a la parte superior de la gelatina, dejando el vástago superior cerrado, una vez la presión y la temperatura se estabilicen.

16. Se añade presión hidráulica en intervalos específicos de tiempo 1, 5, 7.5, 10, 15, 25 y 30 minutos.

17. Los resultados se registran en volumen, el resultado en el minuto 30 es multiplicado por dos y eso dará el volumen de filtrado para el fluido.

Para hallar el spurt Loss teórico se grafica ($\sqrt[2]{t}$ vs *Fitrado (ml) * 2*) con los resultados obtenidos en los tiempos establecidos, a la gráfica se le realizara una regresión lineal donde el valor de x será reemplazado por el tiempo 0, dándonos un valor en y, dicho valor representa al spurt loss, de ser 0 o menor a 0 el spurt loss se pone como 0, de no ser así se anota la medida obtenida de la ecuación.

ANEXO O.

PROCEDIMIENTO PRUEBA HINCHAMIENTO LINEAL

Nota: El efecto de hidratación de las arcillas, se refleja en la velocidad de expansión y en el cambio de volumen que experimentan las muestras de lutita al ser sumergidas en agua o en un fluido de perforación.

1. El equipo de hinchamiento lineal consta del compactador hidráulico, de 8 copas o vasos.
2. Se colocan las pastillas de muestra de formación y se vierte el fluido de perforación previamente preparado y analizadas sus propiedades.
3. En el tope de estas copas se conecta el equipo encargado de medir la expansión de las pastillas de lutita.
4. Dicha expansión la registra el equipo según las medidas de altura inicial y final del equipo graduado, el cual a su vez se encuentra conectado a una computadora que posee el software proporcionado por el fabricante, donde se generan los datos. También un termopar para cada copa encargado de medir la temperatura interna durante la prueba.
5. La prueba tiene una duración mínima de 24 horas y el comportamiento de hinchamiento de expresa en una de grafica de tiempo vs Swell Meter.

ANEXO P.

PROCEDIMIENTO PRUEBA DISPERSIÓN SHALE

Nota: Si los recortes están severamente contaminados con fluido de perforación, entonces no serán adecuados para la prueba. Los mejores cortes estarán limpios y secos.

Nota: Si la muestra tiene contaminación orgánica, límpiela en un embudo Buchner (retención de 8 micras) o papel de filtro equivalente mientras está conectado a un matraz de vacío bajo un vacío con los siguientes disolventes: a) Hexano y propan-2-ol (50/50) para muestras estándar, b) Hexano / propan-2-ol / diclorometano (33/33/33) si la muestra contiene alquitrán.

1. Con un mortero y una mano de mortero, triture y tamice la muestra entre una malla de 8 mm y una de 4 mm que retiene los cortes en la malla de 4 mm. Guarde los cortes en una botella hermética.
2. Use 20 g de esquejes para cada prueba de dispersión que registre el peso. Y Tome fotografías del esquisto antes de la prueba para el informe.
3. Calcule el contenido de humedad para los cortes secos (20 g) en un horno a 105°C durante 2 horas (o hasta que esté completamente seco) y registre el peso inicial y seco. Como muestra representativa de los cortes, este contenido de humedad se usa como una estimación de la humedad en todas las muestras de corte que se usan en los fluidos de prueba restantes.

$$\text{Moisture Content } (\%) = \frac{\text{Cutting Initial Weight (g)} - \text{Cutting Dry Weight (g)}}{\text{Cutting Initial Weight (g)}} \times 100$$

6. Prepare los fluidos para la prueba según los procedimientos de mezcla (Nota: se pueden usar fluidos pesados).
7. Coloque 350 ml de cada fluido de prueba (enfriado a temperatura ambiente) en una celda de envejecimiento y luego agregue 20 g de cortes previamente pesados.
8. Tome una fotografía de los cortes antes de la prueba. Asegúrese de que los cortes se distribuyan en el fluido agitando suavemente con una varilla.
9. Selle y presurice la celda de acuerdo con el BHT y coloque la celda en un horno precalentado (Tenga cuidado al colocar las celdas en el horno, debido a que un horno precalentado significa riesgo de quemaduras).
10. Deje las células en caliente durante 16 horas. Permita que las células envejecidas se enfríen y retire del horno con guantes resistentes al calor.

11. Una vez enfriado, despresurice la celda y vierta el contenido en un tamiz de 500 micras usando una solución similar al fluido de perforación para enjuagar cualquier corte o fluido adherido a las paredes de la celda; es decir, si el lodo se mezcló con una salmuera, utilice una versión diluida de la salmuera para enjuagar los cortes de la celda (5-10%). Si el lodo se mezcló con aceite, use aceite para enjuagar los cortes de la celda.

Para Fluido Base agua (WBM)

12. llene una tina (en un fregadero) con agua y sumerja el tamiz en el agua varias veces. Esto ayudará a eliminar la mayor cantidad posible de lodo de perforación de los cortes sin destruir la muestra; Se puede usar una botella de lavado con salmuera en esta etapa para ayudar a eliminar cualquier barro restante de los cortes. Para OBM, llene la bañera con aceite base y realice esto en el banco de trabajo o baño de solvente. Sumerja los cortes para eliminar el lodo, luego use aceite base para enjuagar el lodo de los cortes.

13. Coloque los cortes recuperados en un plato de porcelana previamente pesado y seque a 105°C durante 2 horas o hasta que esté completamente seco alcanzando un peso constante.

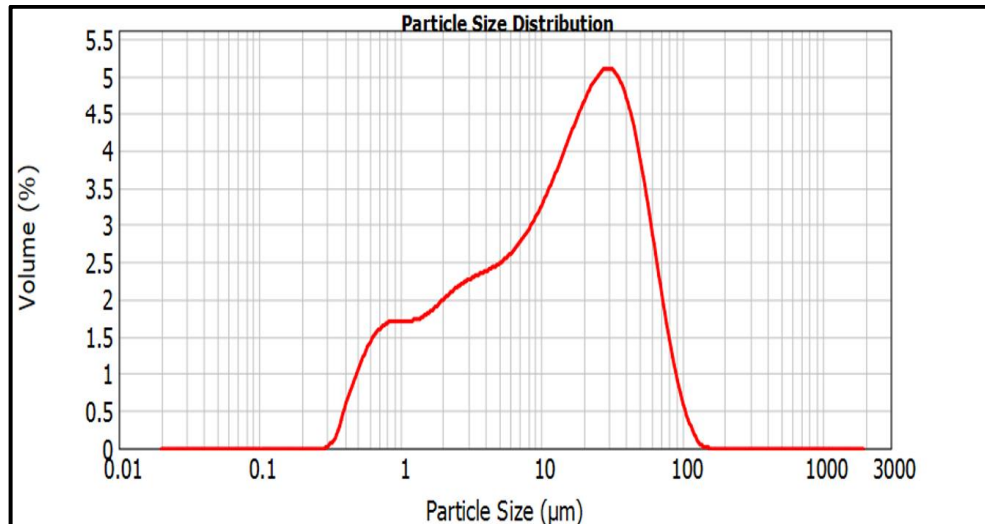
14. El porcentaje de recuperación de cortes se puede calcular utilizando el peso inicial de los cortes, el contenido de humedad y el peso final de los cortes. Registre los resultados.

Test Property	Name of Drilling Fluid
Initial Weigth (gr)	Initial weigth of cuttings before test
Moisure Content (%)	Ecuación 7
Initial Dry Weigth (gr)	Initial Weight (gr) - (Initial Weight (gr) * Moisure Content (%))
Final Dry Weigth (gr)	Dry Weight after test
Recovery	$\frac{Final\ Dry\ Weigth\ (gr)}{Initial\ Dry\ Weigth\ (gr)} * 100$

ANEXO Q.

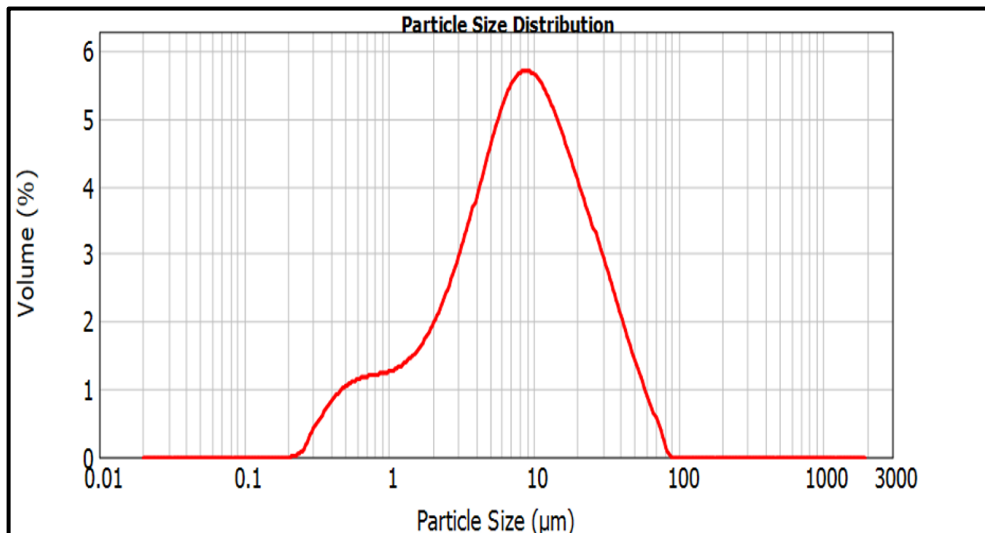
DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE PARTÍCULA PARA LOS MATERIALES SELLANTES

CARBONATO DE CALCIO M325: d (0.1): 1.141 μm , d (0.5): 13.609 μm , d (0.9): 50.848 μm .



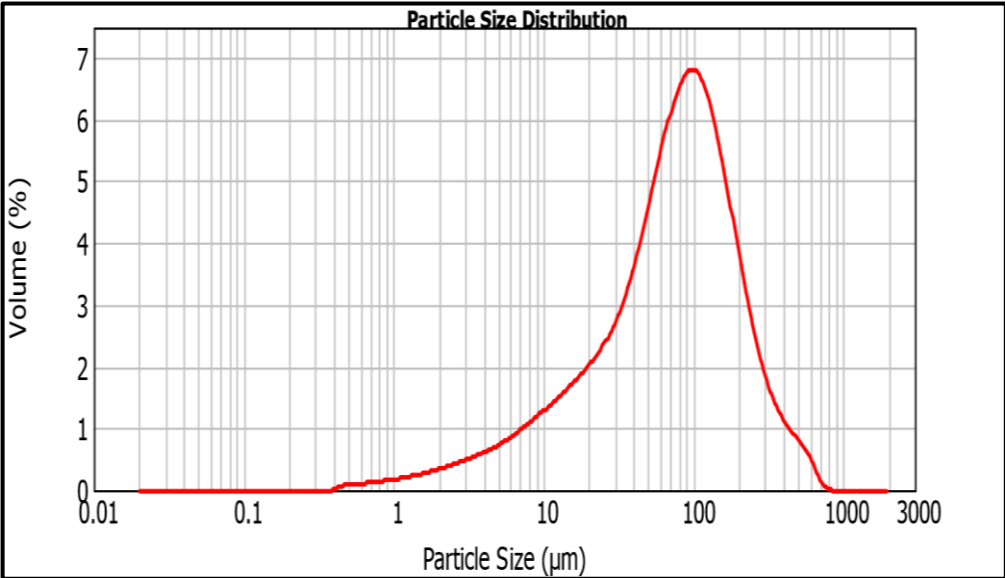
Fuente: Result Analysis Report, Carbonato de Calcio M325, Contratista del proyecto Enero de 2019.

CARBONATO DE CALCIO M600: d (0.1): 1.244 μm , d (0.5): 8.049 μm , d (0.9): 29.841 μm .



Fuente: Result Analysis Report, Carbonato de Calcio M600, Contratista del proyecto Enero de 2019.

ADITIVO TIPO ASFALTO: d (0.1): 10.834 μm , d (0.5): 76.462 μm , d (0.9): 224.174 μm .

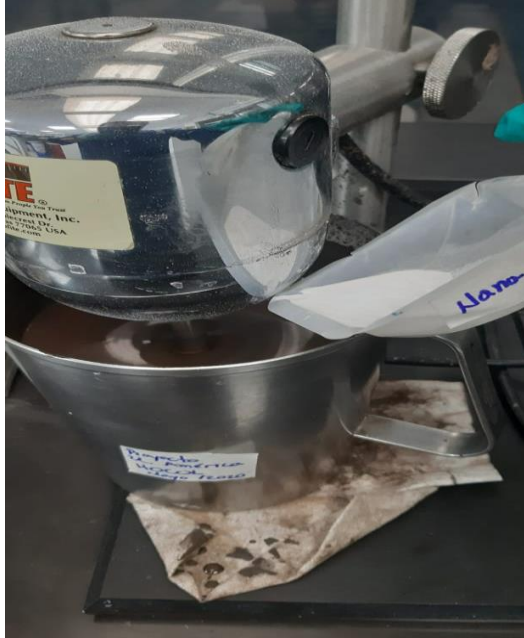


Fuente: Result Analysis Report, Aditivo tipo Asfalto, Contratista del proyecto Mayo de 2020.

ANEXO R.

FORMULACIÓN CONVENCIONAL CON NANO ADITIVO Y LUBRICANTE

Formulación convencional con la adición de 3 Lb/Bbl de nano aditivo.



Formulación Convencional con nano aditivo 3 Lb/Bbl más la adición de 1.5% de lubricante



Estado final del fluido, donde no se evidencia ningún cambio físico.

