

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA REDISEÑO DEL FLUIDO BASE
SINTÉTICA EN PERFORACIONES EXPLORATORIAS EN AGUAS
PROFUNDAS DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA.**

**XAVIER AUGUSTO DÍAZ GONZÁLEZ
ANDRÉS FELIPE REYES CAICEDO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA PARA REDISEÑO DEL FLUIDO BASE
SINTÉTICA EN PERFORACIONES EXPLORATORIAS EN AGUAS
PROFUNDAS DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA.**

**XAVIER AUGUSTO DÍAZ GONZÁLEZ
ANDRÉS FELIPE REYES CAICEDO**

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JORGE ENRIQUE TRUJILLO FALLA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado 1

Jurado 2

Bogotá, Julio 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la universidad de América, el cuerpo docente no es responsable por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

Este trabajo de grado se lo dedicamos a Dios y a nuestras familias por todo el apoyo económico, afectivo y emocional recibido desde nuestros primeros pasos hasta el día de hoy y muy seguramente en nuestros proyectos futuros.

Reconocemos sus inagotables esfuerzos para hacer de nosotros unos individuos preparados y calificados para afrontar los retos en nuestro desempeño laboral y personal como profesionales integrales. Ha sido muy valioso y de gran ayuda el aporte de sus experiencias y conocimientos, los consejos, la orientación y el ejemplo que hemos recibido de ustedes. La deuda con ustedes es infinita, Gracias.

XAVIER AUGUSTO DÍAZ GONZÁLEZ y ANDRÉS FELIPE REYES CAICEDO

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

A la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por brindarnos sus instalaciones para poder culminar la carrera de Ingeniería de Petróleos.

A los Docentes por su apoyo en cada etapa de aprendizaje.

A *ANADARKO Y HALLIBURTON*. Las empresas de soporte técnico y financiero, por hacer posible la realización de este proyecto.

A los Ingenieros JORGE ENRIQUE TRUJILLO FALLA Y CARLOS MANUEL GÓMEZ ROSALES por su dedicación y esfuerzo por mantener siempre su criterio de educación y guiando en todo momento el desarrollo de este proyecto, dedicando parte de su tiempo, conocimiento y experiencia para su ejecución.

A los ingenieros JUAN CARLOS CASTRO y JUAN DAVID RENGIFO por guiarnos durante el desarrollo del proyecto, habernos aportado sus conocimientos en el desarrollo y sus esfuerzos por lograr cumplir con los objetivos propuestos para este.

A los profesores y amigos CARLOS ANDRÉS BERNAL VILARO Y DAVID OBANDO BELTRÁN por su ayuda y enseñanzas. Nos inspiran y motivan a superarnos para cumplir nuestras metas, ir siempre por una constante mejora como profesionales y como seres humanos.

Al ingeniero CARLOS JAVIER BAUTISTA, por su apoyo, respaldo y enseñanzas prácticas para nuestra vida laboral.

A todas aquellas personas que en una u otra forma colaboraron en la realización del presente trabajo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	27
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA	29
1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA	29
1.2 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	32
1.3.1 Columna estratigráfica	32
1.3.2 Estratigrafía	34
1.3.2.1 Formación Candelaria	34
1.3.2.2 Formación Maralú	34
1.3.2.3 Formación Pavo	34
1.3.2.4 Formación Floresanto	35
1.3.2.5 Formación Pajuil	35
1.3.2.6 Formación Corpa	35
1.3.3 Geología estructural	36
1.3.4 Geología del petróleo	36
1.3.4.1 Roca Generadora	37
1.3.4.2 Roca Reservorio	37
1.3.4.3 Roca Sello	37
1.3.4.4 Trampa	38
1.3.4.5 Migración	38
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA	38
2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	39
2.2 GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	39
2.2.1 Perforación con Conductor (<i>Riser</i>)	39
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	40
2.3.1 Propiedades físicas	41
2.3.1.1 Densidad	41
2.3.1.2 Filtrado	41
2.3.1.3 Propiedades reológicas	41
2.3.1.4 Reología Plana	42
2.3.2 Propiedades químicas	42
2.3.2.1 PH	42
2.3.2.2 Alcalinidad	42
2.3.2.3 Salinidad	42
2.3.2.4 Dureza	42
2.4 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	42

2.4.1	Retirar recortes	43
2.4.2	Suspender recortes	43
2.4.3	Obturar zonas permeables	43
2.4.4	Mantener la estabilidad del pozo	43
2.4.5	Enfriar y lubricar la broca	44
2.4.6	Evitar corrosión	44
2.4.7	Aporte de energía hidráulica	44
2.4.8	Control de presión	44
2.4.9	Suspensión de la sarta	44
2.4.10	Medio de transmisión de información	45
2.4.11	Minimizar los daños al yacimiento	45
2.4.12	Minimizar el impacto al medio ambiente	45
2.5	TIPOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN	45
2.5.1	Fluidos de perforación base agua	45
2.5.1.1	Dispersos	45
2.5.1.2	No dispersos	45
2.5.1.3	Inhibidos	45
2.5.1.4	De alto desempeño	46
2.5.1.5	Salados	46
2.5.1.6	Cálcicos	46
2.5.2	Fluidos de perforación base aceite	46
2.5.2.1	Base diésel	46
2.5.2.2	Baja Toxicidad (<i>Low tox</i>)	46
2.5.2.3	Base 100% aceite	46
2.5.2.4	Emulsionados	47
2.5.2.5	Emulsiones invertidas	47
2.5.2.6	Base aceite sintética	47
2.6	PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	
	BASE SINTÉTICA	47
2.6.1	Reología FANN 35	48
2.6.2	Retorta	48
2.6.3	Exceso de cal	48
2.6.4	Reología FANN 77	48
2.6.5	Estructura de gel	48
2.6.6	Prueba de taponamiento de permeabilidad	49
2.6.7	Prueba estática de iridiscencia	49
2.6.8	Salinidad	49
2.6.9	Filtrado HPHT	49
2.4.10	Estabilidad eléctrica	49
2.7	RIESGOS ESPECÍFICOS PARA LOS FLUIDOS BASE ACEITE	49
2.7.1	Operativos y de mantenimiento	49
2.7.1.1	Ruptura de emulsión	49
2.7.1.2	Viscosidad insuficiente o excesiva	50
2.7.1.3	Alto punto de cedencia	50
2.7.1.4	Sal insoluble	50

2.7.2	Contaminantes.	50
2.7.2.1	Gas ácido	50
2.7.2.2	Sólidos	50
2.7.2.3	Agua	51
2.7.2.4	Hidrocarburos de la formación	51
2.8	RIESGOS ESPECÍFICOS EN PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS	51
2.8.1	Geológicos	51
2.8.2	Ventana operativa reducida	51
2.8.3	Hidratos de gas	52
2.8.4	Inestabilidad del pozo	52
2.8.5	Torque y arrastre (<i>drag</i>)	52
2.8.6	Pegas de tubería de perforación	52
2.8.7	Pérdidas de presión por fricción	52
2.8.8	Pérdidas de circulación	53
2.9	ASPECTOS AMBIENTALES	53
2.9.1	Pruebas ambientales	54
2.9.1.1	Toxicidad	54
2.9.1.2	Biodegradación	54
2.9.1.3	Bioacumulación	54
2.9.2	Criterios de control	54
2.9.2.1	Criterios de control para fluidos base sintética	54
2.9.2.2	Criterios de control para descarga de recortes.	55
3.	REDISEÑO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	57
3.1	PARÁMETROS DE DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN	57
3.2	DISEÑO EXPERIMENTAL	57
3.3	FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS	61
3.3.1	Aditivos	62
3.3.1.1	Formulación Actual	62
3.3.1.2	Formulaciones Propuestas	62
3.3.2	Formulación del fluido actual (FORMULACIÓN 1)	63
3.3.3	Formulación de los rediseños propuestos	63
4.	EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS RESULTADOS DE LABORATORIO	65
4.2	RESULTADOS DE PRUEBAS BÁSICAS DE LABORATORIO	65
4.3	SELECCIÓN DE LOS TRES REDISEÑOS QUE SE EVALUARÁN CON PRUEBAS ESPECÍFICAS	70
4.4	RESULTADOS DE PRUEBAS ESPECÍFICAS DE LABORATORIO	72
4.5	SELECCIÓN DEL REDISEÑO MÁS ADECUADO	78
5.	EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	79
5.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	81
5.2	ESCENARIO I: formulación Actual (FORMULACIÓN 1.)	84
5.2.1	Sección III	85
5.2.2	Sección IV	86

5.3 ESCENARIO II: formulaciones Propuestas	87
5.3.1 Rediseño seleccionado 1. (FORMULACION 1.1.C.)	88
5.3.1.1 Sección III	88
5.3.1.2 Sección IV	89
5.3.2 Rediseño seleccionado 2 (FORMULACIÓN 1.2.A.)	91
5.3.2.1 Sección III	91
5.3.2.2 Sección IV	91
5.3.3 Rediseño seleccionado 3 (FORMULACION 1.2.B.)	93
5.3.3.1 Sección III	93
5.3.3.2 Sección IV	94
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	96
5.4.1 Valor Presente Neto (VPN)	96
5.5 FLUJO DE CAJA	97
5.5.1 Escenario I: formulación actual (FORMULACIÓN 1.)	97
5.5.2 Escenario II: formulaciones propuestas	98
5.5.2.1 Rediseño seleccionado 1 (FORMULACIÓN 1.1.C.)	98
5.5.2.2 Rediseño seleccionado 2 (FORMULACIÓN 1.2.A.)	98
5.5.2.3 Rediseño seleccionado 3 (FORMULACIÓN 1.2.B.)	99
5.6 CONCLUSION DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	100
6. CONCLUSIONES	101
7. RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	104

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Diseño Experimental para pruebas básicas.	59
Tabla 2. Diseño Experimental para pruebas específicas.	60
Tabla 3. Propiedades esperadas para los fluidos de prueba.	61
Tabla 4. Formulaci3n actual para un barril (FORMULACI3N 1).	63
Tabla 5. Formulaci3n de la salmuera para un barril.	63
Tabla 6. Formulaci3n de los rediseños para un barril.	64
Tabla 7. Resultados pruebas b3sicas FORMULACI3N 1.	66
Tabla 8. Resultados pruebas b3sicas FORMULACI3N 1.1.A.	67
Tabla 9. Resultados pruebas b3sicas FORMULACI3N 1.1.B.	67
Tabla 10. Resultados pruebas b3sicas FORMULACI3N 1.1.C.	68
Tabla 11. Resultados pruebas b3sicas FORMULACI3N 1.2.A.	68
Tabla 12. Resultados pruebas b3sicas FORMULACI3N 1.2.B.	69
Tabla 13. Resultados pruebas b3sicas FORMULACI3N 1.2.C.	69
Tabla 14. Diferencias porcentuales de puntos cedentes para selecci3n de los tres mejores rediseños.	71
Tabla 15. Resultados pruebas espec3ficas para la FORMULACI3N 1.	73
Tabla 16. Resultados pruebas espec3ficas para la FORMULACI3N 1.1.C.	74
Tabla 17. Resultados pruebas espec3ficas para LA FORMULACI3N 1.2.A.	75
Tabla 18. Resultados pruebas espec3ficas para la FORMULACI3N 1.2.B.	76
Tabla 19. Campaña de exploraci3n.	81
Tabla 20. Volumen total para Secci3n III.	82
Tabla 21. Volumen total para Secci3n IV.	83
Tabla 22. Precios de Productos Qu3micos Generales.	84
Tabla 23. Costo de alquiler del buque de perforaci3n, Formulaci3n actual, (FORMULACI3N 1.).	84
Tabla 24. Costo por barril, Secci3n III, Formulaci3n actual, (FORMULACI3N 1.).	85
Tabla 25. Costo del sistema de lodos, Secci3n III, Formulaci3n actual, (FORMULACI3N 1.).	85
Tabla 26. Costo por barril, Secci3n IV, Formulaci3n actual, (FORMULACI3N 1.).	86
Tabla 27. Costo del sistema de lodos, Secci3n IV, Formulaci3n actual, (FORMULACI3N 1.).	86
Tabla 28. Costo total por pozo exploratorio, Formulaci3n actual, (FORMULACI3N 1.).	86
Tabla 29. Costos de inversi3n, Formulaci3n actual, (FORMULACI3N 1.).	87
Tabla 30. Costo de alquiler de barco de perforaci3n, formulaciones propuestas.	88
Tabla 31. Costo por barril de lodo, Secci3n III, rediseño seleccionado 1.	88
Tabla 32. Costo del sistema de lodos, Secci3n III, rediseño seleccionado 1.	89
Tabla 33. Costo de lodo por barril, Secci3n IV, rediseño seleccionado 1.	89
Tabla 34. Costo del sistema de lodo, Secci3n IV, rediseño seleccionado 1.	90
Tabla 35. Costo total por pozo exploratorio, rediseño seleccionado 1.	90
Tabla 36. Costos de inversi3n, rediseño seleccionado 1.	90

Tabla 37. Costo lodo por barril preparado, Sección III, Rediseño seleccionado 2.	91
Tabla 38. Costo del sistema de lodos, Sección III, Rediseño seleccionado 2.	91
Tabla 39. Costo lodo por barril preparado, Sección IV, Rediseño seleccionado 2.	92
Tabla 40. Costo del sistema de lodos, Sección IV, Rediseño seleccionado 2.	92
Tabla 41. Costo total por pozo exploratorio, Rediseño seleccionado 2.	92
Tabla 42. Costos de inversión, Rediseño seleccionado 2.	93
Tabla 43. Costo por barril de lodo, Sección III, Rediseño seleccionado 3.	94
Tabla 44. Costo del sistema de lodos, Sección III, Rediseño seleccionado 3.	94
Tabla 45. Costo por barril, Sección IV, Rediseño seleccionado 3.	95
Tabla 46. Costo del sistema de lodos, Sección IV, Rediseño seleccionado 3.	95
Tabla 47. Costo total para un solo pozo exploratorio	95
Tabla 48. Costos de inversión, Rediseño seleccionado 3.	96
Tabla 49. Resumen de Valor Presente Neto (VPN).	100

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Representación gráfica del perfil reológico.	70
Gráfica 2. Resultados de reología FANN 77 para la formulación base y tres rediseños.	77

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización y límites de la Cuenca del Sinú Costa Afuera.	31
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Sinú Costa Afuera.	33
Figura 3. Esquema de perforación generalizado para perforaciones en aguas profundas.	40
Figura 4. Rediseño más adecuado.	78
Figura 5. Esquema de perforación generalizado para perforaciones en aguas profundas.	80
Figura 6. Flujo de caja, formulación actual.	97
Figura 7. Flujo de caja, Rediseño seleccionado 1.	98
Figura 8. Flujo de caja, Rediseño seleccionado 2.	99
Figura 9. Flujo de caja, Rediseño seleccionado 3.	99

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo de Viscosidad Plástica.	65
Ecuación 2. Cálculo de Punto Cedente.	65
Ecuación 3. Cálculo de Fuerza Cedente.	65
Ecuación 4. PPT definitivo.	72
Ecuación 5. Valor Presente Neto (VPN).	96

LISTA DE CÁLCULOS

	pág.
Cálculo 1. Cálculo de OWR.	66
Cálculo 2. Volúmenes de Sección III.	82
Cálculo 3. Volúmenes de Sección IV.	83
Cálculo 4. Valor Presente Neto, alternativa actual.	97
Cálculo 5. Valor Presente Neto, Rediseño seleccionado 1.	98
Cálculo 6. Valor Presente Neto, rediseño seleccionado 2.	99
Cálculo 7. Valor Presente Neto, Rediseño seleccionado 3.	100

ABREVIATURAS

°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
µm	Micrómetro
ALAP	Tan bajo como sea posible (<i>As Low As Possible</i>)
bbl	Barriles
cP	Centipoises
E.A.	Efectivo Anual
Fm	Formación
Form.	Formulación
ft	Pies
Ft³	Pies cúbicos
g	Gramo
gal	Galones
Ha	Hectáreas
km	Kilómetros
lb	Libras
LGS	Sólidos de Baja Gravedad (<i>Low Gravity Solids</i>)
lpb	Libras por Barril
m	Metros
M.a.	Millones de años
Max.	Máximo
mD	Milidarcys
mL	Mililitros
mm	Milímetros
NAP	Fase No Acuosa (<i>Non Aqueous Phase</i>)

OWR	Relación agua petróleo (<i>Oil Water Relation</i>)
Pa	Pascales
ppg	Libras por Galón (<i>Pounds per Gallon</i>)
ppm	Partes por Millón
PPT	Prueba de Taponamiento de Permeabilidad (<i>Permeability plugging Test</i>)
psi	Libra por pulgada cuadrada (<i>Pounds Square Inch</i>)
PV	Viscosidad Plástica (<i>Plastic Viscosity</i>)
Ro	Reflectancia de Vitrinita
Rpm	Revoluciones Por Minuto
seg	Segundos
SG	Gravedad específica (<i>Specific Gravity</i>)
USD	Dólares Estadounidense (<i>United States Dollar</i>)
WPS	Salinidad de la Fase Acuosa (<i>Water Phase Salinity</i>)
V	Voltios
YP	Punto Cedente (<i>Yield Point</i>)

GLOSARIO

AFLORAMIENTO: un cuerpo de roca expuesta en la superficie de la Tierra.

AGUAS PROFUNDAS: son aquellas comprendidas a una profundidad entre 121,92 m. (400 Ft) y 609,6 m. (2000 Ft) para el mar en territorio Colombiano.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN ALUVIAL: es un depósito producido por el avance de residuos granulares que se extienden desde la base de una montaña hacia una zona llana ubicada en un nivel topográfico menor.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN DELTÁICO: relativo a un área de depositación o depósito formado por un flujo de corriente cargada de sedimentos a medida que ingresa en un cuerpo de agua libre o estancada, tal como un río que vierte sus aguas en un golfo.

ANTICLINAL: plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario a partir de un plano denominado axial. Pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas.

ARCILLOLITAS: roca sedimentaria consolidada de textura detrítica constituida por minerales de un tamaño de grano inferior a 0.004 μm , proveniente principalmente de la descomposición de feldespatos. Está constituida en su mayoría por filosilicatos, en especial silicatos de aluminio, magnesio, hierro u otros materiales.

ARENA: sedimento compuesto por granos minerales de tamaño entre 0.062 y 2 mm, que se origina por la meteorización de las rocas y que ha sido seleccionado por los agentes de transporte. Puede tener cualquier composición mineralógica.

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de textura detrítica, constituida por clastos de tamaño arena entre 2 – 0.063 mm y una matriz de cemento que las rodea. La mayoría están compuestas de granos de cuarzo y arcilla en pequeñas cantidades; pueden ser por su composición: arcosas si son ricas en feldespatos, cuarzosas ricas en dióxido de silicio y en fragmentos de otras rocas.

BUZAMIENTO: ángulo que forma la línea de máxima pendiente de una superficie (estrato, capa o falla) con su proyección sobre el plano horizontal.

CABALGAMIENTO: conjunto de capas rocosas de edad más antigua que se superponen sobre otras de edad más moderna por efecto de presiones laterales.

CAPA: unidad litoestratigráfica formal del rango menor con la que se define un estrato dentro de una formación.

CHERT: roca silíceica de origen químico, de textura micro cristalina y criptocristalina, que se presenta en rocas carbonatadas formando nódulos interestratificadas.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de textura detrítica formada por fragmentos redondeados de gran tamaño (> 2mm), unidos por un cemento o una matriz.

CUENCA SEDIMENTARIA: zona donde se depositan y/o acumulan una gran cantidad de sedimentos producidos por la erosión de la tierra.

DELTA: construcción en forma triangular o de abanico hecha con el material detrítico que transporta un río al sedimentarlo en su desembocadura en un mar o en un lago.

DIAPIRISMO DEL LODO: también llamado halocinesis, es el proceso de ascensión tectónica de una roca poco densa y plástica, a través de rocas supra yacentes, más densas y recientes.

EMPAQUETAMIENTO: estrechez del diámetro de pozo causado por acumulación de finos o derrumbes de formaciones aledañas al mismo.

EMULSIÓN: una dispersión de un líquido inmiscible en otro mediante el uso de una sustancia química que reduce la tensión interfacial entre los dos líquidos para lograr estabilidad.

ESPESOR: distancia existente en un punto dado, entre las superficies que limitan un estrato o conjunto de capas, medida perpendicularmente a la mayor de sus dimensiones.

ESTER: compuesto orgánico derivado del petróleo o inorgánicos oxigenados en los cuales uno o más protones son sustituidos por grupos orgánicos alquilo.

FALLA: fractura del terreno con desplazamiento relativo de las partes separadas conocidas como bloques (fijo y colgante).

FALLA HORIZONTAL: conocida también como falla de rumbo, existen principalmente dos tipos de falla con desplazamiento horizontal: Fallas con sentido

de movimiento sinistral (contra reloj) y fallas con desplazamiento dextral (sentido del reloj).

FASE DISPERSA: también conocida como fase interna, son las gotitas dispersas del fluido emulsionado.

FORAMINÍFERO: pequeño organismo unicelular que pertenece al reino de los protistas rizópodos.

FORMACIÓN: conjunto de estratos que se caracterizan por poseer propiedades litológicas comunes o una combinación de diversos tipos.

GARGANTA DE PORO: es el espacio poral pequeño existente en el punto donde se unen dos granos, que conecta dos volúmenes porales más grandes.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: parte de la geología aplicada que se ocupa de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo crudo y de gas natural.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que estudia las configuraciones geométricas de las rocas originadas por procesos de deformación natural, los desplazamientos y mecanismos implicados en el desarrollo de tales configuraciones, su evolución espacio-temporal y las causas que dieron lugar a su formación.

HIDRÓLISIS: cualquier reacción química con agua (H₂O).

ICNOFÓSILES: también conocidos como pistas fósiles son estructuras etológicas fósiles individualmente identificables que reflejan en mayor o menor grado la morfología del organismo productor.

LIGNOSULFONATO: es una mezcla compleja de ácidos orgánicos de naturaleza aniónica de tamaño pequeño a moderado con grupo sulfonato unido a la molécula. Usualmente son usados como defloculantes.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica, compuestas por limos con granos que van desde 1/256 a 1/16 mm. Estructura en granos. Posee varios componentes, entre los que se encuentran coloides, arcillas, *silts* y limos.

LITOESTRATIGRAFÍA: diferenciación litológica de la sucesión estratigráfica.

LUTITA: roca sedimentaria pelítica, formada por arcillas principalmente, aunque también puede estar compuesta por feldspatos, cloritas y cuarzo, con granos desde 1/256 mm. Con fisilidad o laminación.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de la geología de un área de estudio, en el que se incluye la estratigrafía, las rocas presentes y demás datos geológicos, puede ser regional o puntual dependiendo de la escala de trabajo.

MARGAS: rocas sedimentarias calcáreas compuestas de limo, arcilla y 50% de carbonato de calcio. Generalmente se presentan de color gris, amarillos y pardos anaranjados. Son pelíticas poco consolidadas de aspecto estratificado, utuosas, pulverulentas, muchas veces abigarradas por coloraciones irregulares de hidróxido de hierro. El tamaño de grano es alrededor de los 1/256 mm.

MICROPALEONTOLÓGICOS: fósiles microscópicos (conocidos como microfósiles y nano fósiles), los cuales para ser estudiados se emplean técnicas especiales de muestreo, preparación y observación con el microscopio.

OLEFINA INTERNA: hidrocarburo líquido sintético (refinado) fabricado a partir de hidrocarburos.

OXIDACIÓN: proceso químico que implica la pérdida de electrones por parte de una molécula, átomo o ion.

PARAFINA: compuesto de hidrocarburo que a menudo se precipita en los componentes de producción como resultado de los cambios de temperaturas y presiones.

PELÁGICO: 1. se dice de los animales y vegetales que viven nadando o flotando en mar abierto. 2. Zona de aguas de mar abierto lejos de la costa y del fondo. 3. Referido a sedimentos indica que están constituidos por elementos minerales, químicos y biológicos procedentes de la zona pelágica.

PH: el potencial del ion hidrógeno, que es el logaritmo base 10 negativo de la concentración de iones hidrogeno, H⁺.

POLÍMEROS: son una molécula grande, compuesta de unidades que se repiten. Pueden ser naturales, modificados o sintéticos.

PORCELANITA: roca sedimentaria silícea densa que exhibe textura, lustre y apariencia similar a la porcelana no esmaltada.

PRODELTA: constituye la parte más externa y profunda del delta.

PROFUNDIDAD BATIAL: se aplica a la zona marina que está situada entre los 200 y 2000 m de profundidad.

PROFUNDIDAD NERÍTICA: es la zona marítima cercana a la costa, pero que no tiene contacto directo con el litoral, abarcando desde los 10 m de profundidad hasta los 200 m bajo nivel del mar. Corresponde a la plataforma continental.

REFLEXIÓN SÍSMICA: es una técnica ampliamente utilizada en exploración geofísica que permite obtener información del subsuelo controlando los tiempos de llegada de ondas elásticas (pulsos), generadas artificialmente mediante explosiones, impactos mecánicos o vibraciones cerca de la superficie.

REFRACCIÓN SÍSMICA: método que proporciona antecedentes del subsuelo mediante la obtención e interpretación de las ondas compresionales y de corte que viajan a través de él.

REVOQUE: material sólido depositado sobre la pared del pozo; es el resultado de la filtración de la parte líquida del fluido de perforación hacia la formación.

ROCA GENERADORA: Roca de origen sedimentario que se convierte en generadora de hidrocarburos, debido a sus características texturales (grano fino), a su ambiente de formación (medio reductor y condiciones muy precisas de salinidad y batimetría), a su alto contenido en materia orgánica y a haber sufrido una evolución favorable.

ROCA RESERVORIO: roca almacenadora que debido a sus excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad permite que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

ROCA SELLO: es un material que por su baja permeabilidad y porosidad hace que el hidrocarburo se acumule en las trampas y constituya el yacimiento. Es indispensable que sea impermeable y que no esté fracturada para que no haya migración del hidrocarburo y evitar su escape.

SHALE: es una roca sedimentaria clástica de grano fino compuesta de lodo el cual es una mezcla de minerales arcillosos y pequeños fragmentos de otros minerales, principalmente Cuarzo y Calcita.

SINCLINAL: Pliegue en el que los elementos situados en el interior de la curvatura son los más modernos.

SISTEMA PETROLÍFERO: conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan en la naturaleza sincronizadamente para la formación de hidrocarburos.

SUBDUCCIÓN: hundimiento en la astenosfera de una placa cortical oceánica, probablemente como consecuencia de su mayor peso, en el límite con una placa de corteza continental que, al ser más ligera, queda en superficie.

TECTÓNICA DE PLACAS: interacción de las capas frágiles de la litosfera entre sí y con la astenosfera infra yacente más blanda, produce cambios de gran escala en la tierra.

TERRÍGENO: se dice de todo fragmento de roca, mineral, etc. que ha sido arrancado de un terreno emergido por la erosión, así como de los sedimentos constituidos por ellos.

TOBÁCEO: con contenido de toba, ceniza volcánica litificada.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, sellados por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

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

TRAMPA ESTRUCTURAL: variedad de estructura geológica sellada con capacidad para retener hidrocarburos, tal como una falla o pliegue. Una trampa estratigráfica se forma donde los cambios producidos en el tipo de roca permiten la retención de hidrocarburos.

VENTANA DE GENERACIÓN: condiciones de presión, temperatura y tiempo en los cuales ocurre la generación de hidrocarburos.

WORKOVER: término usado para referirse al mantenimiento y reparación de un pozo en el cual se usan técnicas como wireline y tubería flexible. Usualmente procesos para sacar y reemplazar tubería dañada.

RESUMEN

En el presente trabajo de grado se realizó una evaluación técnica y financiera, para el rediseño de un fluido de perforación base sintética. Este estudio se realizó en perforaciones exploratorias en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera para las secciones con conductor (*Riser*). Para ello, se estudiaron las generalidades geológicas de la cuenca, tales como: historia, localización, estratigrafía, las características principales de las formaciones; historial de producción y las condiciones y riesgos que implica la perforación de un pozo con una ventana operativa reducida; cambios drásticos que experimentan determinadas propiedades entre la superficie, el lecho marino y el objetivo (*Target*); y las propiedades específicas de diferentes compuestos o aditivos para mejorar el fluido de perforación para que cumpla satisfactoriamente con todos los retos a los que se enfrenta y así realizar la operación de perforación con el mayor éxito posible.

Se llevaron a cabo diferentes pruebas de laboratorio en las instalaciones de Halliburton con el fin de comparar técnica y financieramente las propiedades de tres rediseños seleccionados previamente; entre sí y con el fluido de perforación usado actualmente para determinar si la calidad y desempeño del fluido actual pueden ser mejorados para llevar a cabo las perforaciones exploratorias de forma más rápida, efectiva y con menos contratiempos que en la actualidad.

Con los resultados obtenidos en las diferentes pruebas se realizó la evaluación técnica, en la cual se evidenció el comportamiento de una reología más plana haciendo que los rediseños propuestos en el proyecto fueran sistemas de lodo más predecibles y con las cualidades necesarias para enfrentarse a los riesgos de una perforación en aguas profundas disminuyendo el porcentaje de tiempos no productivos. Por último, se llevó a cabo la evaluación financiera del proyecto, mediante la metodología del indicador financiero VPN, en la cual se tuvieron en cuenta los costos de inversión (sistema lodos y alquiler del buque de perforación) para cada uno de los escenarios planteados con cada rediseño, con el fin de realizar una comparación y determinar el mejor de estos.

Palabras clave: fluido Perforación, Base Sintética, Perforación Exploratoria, Aguas Profundas, Cuenca Sinú Costa Afuera.

INTRODUCCIÓN

En el presente proyecto se efectúa una evaluación técnica y financiera al rediseño del fluido base sintética, para la perforación con conductor (*Riser*) en pozos exploratorios en el Caribe colombiano, debido a problemas técnicos y operativos relacionados con la inestabilidad de los pozos, pérdidas de circulación, influjos y pegas de tubería identificados en perforaciones exploratorias anteriores en la Cuenca del Sinú Costa Afuera con otro tipo de fluidos.

Para el desarrollo del proyecto se tuvieron en cuenta las condiciones específicas para la operación, relacionadas con la perforación en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera y la investigación teórica para descripción de la cuenca y sus características generales.

Partiendo de una formulación base de un fluido de perforación se formularon tres (3) rediseños los cuales fueron caracterizados y seleccionados por los investigadores por medio de pruebas de laboratorio para fluidos base sintética, incluyendo pruebas con variaciones de presión y temperatura para simular y analizar los cambios que experimenta el fluido a medida que se va llevando a cabo la operación y van aumentando las profundidades. Y así por medio de experimentación con variación de aditivos y de concentraciones lograr que el fluido tuviera una reología lo más plana posible para que las propiedades reológicas del fluido se mantengan estables a lo largo de la perforación del pozo sin ser afectadas por los cambios de presión y temperatura. Y así tener una buena limpieza de pozo y una mejor densidad equivalente de circulación.

Al obtener los resultados de las pruebas realizadas a los tres (3) rediseños anteriormente mencionados se les realizaron pruebas más específicas para realizar un análisis más profundo y llegar a una conclusión lo más acertada posible. Al comparar los resultados obtenidos de cada rediseño y con el fluido base se seleccionó el fluido que satisface mejor las necesidades de la perforación de pozos exploratorios en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar la evaluación técnico-financiera para el rediseño del fluido base sintética para pozo exploratorio en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir generalidades de la Cuenca del Sinú Costa Afuera.
2. Describir las generalidades y problemas operacionales en aguas profundas para la sección con conductor (*Riser*).
3. Identificar tres rediseños del fluido base sintética para la perforación con conductor en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera mediante pruebas de laboratorio.
4. Realizar las pruebas de laboratorio correspondientes a tres rediseños seleccionados con la información y documentación recolectada.
5. Seleccionar el rediseño más adecuado a partir de los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio.
6. Establecer la viabilidad financiera del proyecto para cada uno de los rediseños seleccionados como mejor opción para ser usados en la perforación de pozos exploratorios, mediante la metodología del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA

En el siguiente capítulo se hace una descripción de la Cuenca del Sinú Costa Afuera, haciendo énfasis en aspectos tales como la historia, localización, marco geológico e historia de producción.

1.1 HISTORIA DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA

Se podría decir que el conocimiento geológico de la zona del Sinú tiene su origen a finales del siglo XIX e inicios del XX.

El primer contrato celebrado en esta área del Caribe Colombiano se llevó a cabo con la compañía Ecopetrol S.A y la Agencia Nacional de Hidrocarburos obteniendo el 100% de participación en los Bloques Fuerte, sobre un área de 523.076,843 Ha. En el año 2004 se creó una sociedad con la compañía australiana BHP (*Broken Hill Proprietary*).

En la última década se ha despertado el interés de otras compañías como Equion, Petrobras y HESS en los bloques RC5 (134540,68 Ha) y RC7 (117599,012 Ha) de la Ronda Caribe en el año 2007.

En el año 2012 en el bloque RC5 se perforó el pozo Mapalé, el primer pozo exploratorio en aguas someras, encontrándose un yacimiento de gas no comercial, en el mismo año se disolvió la sociedad BHP y Ecopetrol S.A entrando a participar Anadarko en los Bloques Fuerte Norte (264308,364 Ha) y Sur (258768,479 Ha), *Purple Angel* (223761,83 Ha) y Col 5 (741473,454 Ha), y adicionalmente el bloque URA-4¹.

En el año 2015 Anadarko y Ecopetrol perforan el pozo Kronos con un alcance de 3720 m de profundidad, donde se encontró un intervalo de arena gasífera del mioceno superior de entre 40 a 70 metros (130 a 230 ft)² asociado a unas turbiditas en la zona deformada del bloque colgante del frente de deformación del Caribe y también perforaron el pozo Calasú con una columna de agua aproximadamente de 1500 m.

¹ Dueñas Claudia, entrevista a Víctor Ramírez líder de grupo de exploración offshore (Ecopetrol-Colombia), Noviembre de 2015, Revista Geopetróleo.

² Ecopetrol S.A, Hallazgo de hidrocarburos en aguas ultra-profundas del Caribe colombiano, consultado 13 de febrero de 2017, disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/hallazgo-hidrocarburos-aguas-ultra-profundas-caribe-colombiano-kronos-1>

A comienzos del año 2017 Anadarko y Ecopetrol S.A. perforaron el pozo *Purple Angel 1* con una profundidad de 4795 m que incluye una columna de agua de 1835 m, con confirmación de intervalos con presencia de gas.

A Marzo de 2017 la mayoría de bloques se encuentran en evaluación técnica, y las compañías operadoras presentes son: Anadarko con los bloques COL 1 el cual cuenta con una licitación activa y un área de 1430120,24 Ha, COL 2 (1206618,09 Ha) y COL 5 (741473,454 Ha) con una licitación de perforación activa, al igual que los bloques Fuerte Norte y Sur; en el bloque *Purple Angel* se está llevando a cabo la perforación del pozo llamado Gorgón. Ecopetrol S.A con los bloques RC5 y RC7 en el cual se está analizando 450 km cuadrados con sísmica 3D y HESS se está desvinculando de este bloque. Repsol con el bloque COL 4 con una área de 1079330,81 Ha; Shell con el bloque COL 3 con un área de 950631,021 Ha. Y adicionalmente se encuentran disponibles los bloques Sinú offshore 1 (61513,6734 Ha), Sinú offshore 3 (102602,726 Ha) y Sinú offshore 4 (41481,9124 Ha).

1.2 LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA

La zona a la que corresponde la investigación, se ubica al norte de la costa noroccidental de Colombia Como se observa en la **Figura 1**.

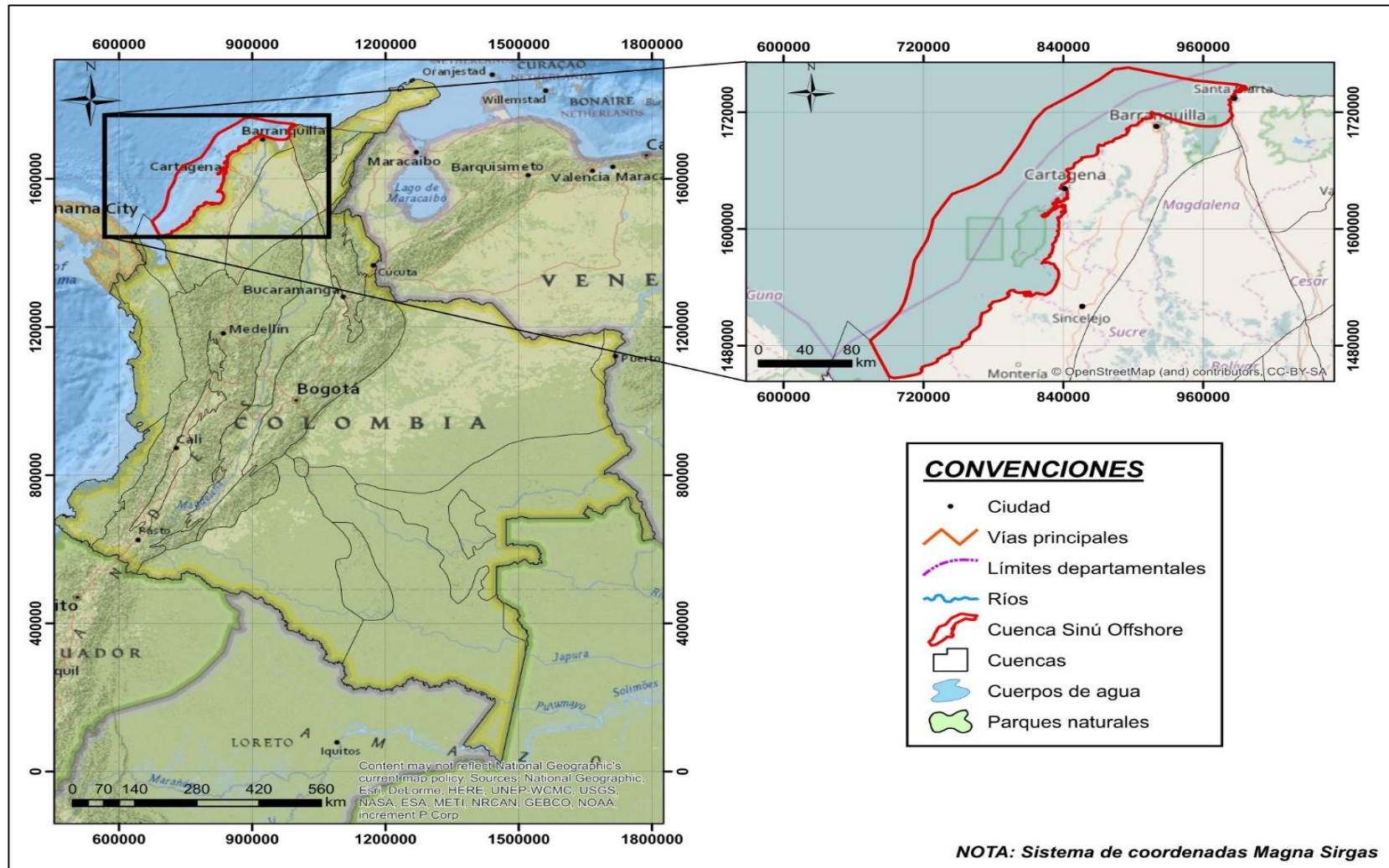
Limitando al Nororiente con la Falla de Oca, al Suroriente con el litoral costero actual, al Suroccidente con el sistema de fallas de Uramita y al Noroccidente con el cinturón deformado del Caribe; donde las profundidades del lecho marino están entre los cuatrocientos (400) y cuatro mil doscientos (4200) m.³

La Cuenca Sinú Offshore comprende las capitales departamentales Cartagena y Santa Marta a las cuales se accede mediante vía aérea desde cualquier origen y por vías terrestres nacionales como La troncal de la Paz o la ruta por Bucaramanga⁴. Por ende, una vez localizado en cualquiera de dichas ciudades se determina que ya se está localizado en la cuenca; y de allí se puede desplazar fácilmente al punto específico de interés.

³ National Oceanic and Atmospheric Administration, National Oceanic Survey, Mapa Batimétrico del Caribe Colombiano, 1981, Disponible en Biblioteca Servicio Geológico Colombiano.

⁴ Revista Semana, Vía terrestre, consultado el 5 de Marzo de 2017, Disponible en <http://www.semana.com/especiales/articulo/via-terrestre/29131-3>.

Figura 1. Localización y límites de la Cuenca del Sinú Costa Afuera.



Fuente. ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: <http://www.esri.com/>, modificado por los autores.

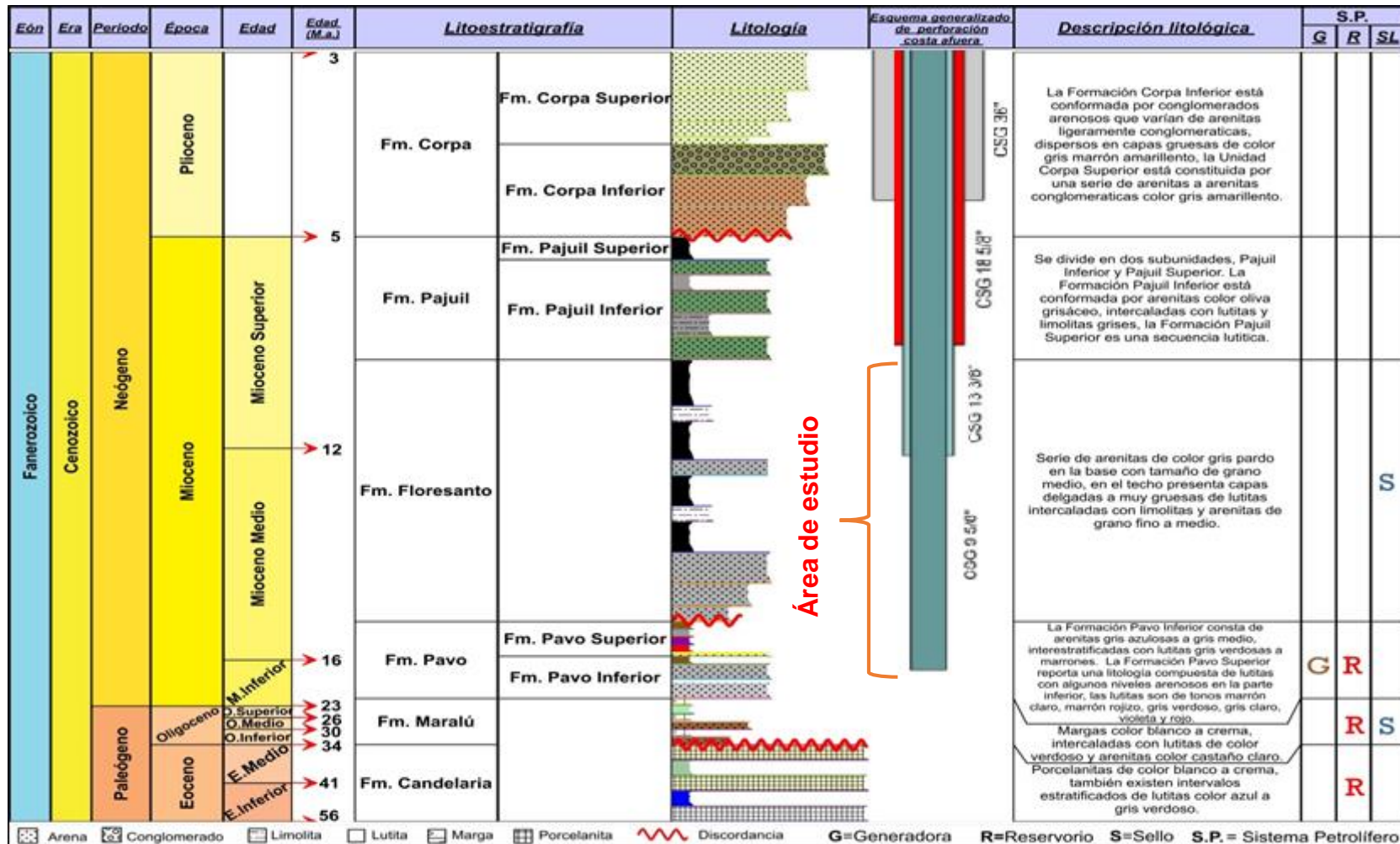
1.3 MARCO GEOLÓGICO

El offshore colombiano básicamente se activó en la última década, despertando interés en conocer y obtener información acerca del lecho marino para así poder explotar la riqueza hidrocarburífera presente en el mar Caribe.

En esta parte se presenta la estratigrafía generalizada, la geología estructural y del petróleo asociada a esta área.

1.3.1 Columna estratigráfica: la **Figura 2.** presenta la columna estratigráfica generalizada para el área de estudio pudiendo igualmente apreciarse la relación de cada unidad geológica dentro del sistema petrolífero regional e igualmente se destacan aspectos relevantes asociados con los pozos perforados en el área.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Sinú Costa Afuera.



Fuente. Creado por los autores por medio del software Strater 4 para Windows. 2003. Versión 4.8.1800 (64-bit) Colorado: Golden Software LLC. [Programa informático en línea]. Disponible en Golden. Página web de Golden disponible en: <http://www.goldensoftware.com/>.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describen las formaciones presentes en La Cuenca del Sinú Costa Afuera, desde la formación más Antigua hasta la más reciente, sus edades, características litológicas, espesores, ambientes de depositación y tipo de contacto con las rocas supra e infrayacentes.

1.3.2.1 Formación Candelaria. Su edad corresponde al Eoceno Temprano⁵. Está compuesta por una serie de porcelanitas de color blanco a crema, con brechas o fragmentos de Chert que cambian a arcillolitas y limolitas silíceas. También existen intervalos estratificados de lutitas color azul a gris verdoso. El espesor promedio de esta unidad esta entre cincuenta (50) y treinta (30) m. Su ambiente de depositación es marino relativamente quieto con aporte de cenizas volcánicas. Esta formación la suprayace discordantemente la formación Maralú y la infrayace concordantemente basamento.

1.3.2.2 Formación Maralú. Su edad corresponde al Oligoceno. Corresponde a una serie de margas color blanco a crema, intercaladas con lutitas de color verdoso, carbonosas con alto contenido de foraminíferos y arenitas líticas color castaño claro y de grano muy fino a fino. Con un espesor medido de 52,4 m en la quebrada La Resbalosa. No hay información de cuál puede ser su espesor total.⁶ Su ambiente de depositación es marino somero. Esta formación suprayace discordantemente a la formación Candelaria e infrayace concordantemente a la formación Pavo.

1.3.2.3 Formación Pavo. Su edad corresponde al Mioceno. Se subdivide en las dos subunidades pavo inferior y pavo superior. La Formación Pavo inferior consta de capas gruesas a muy gruesas de arenitas líticas a sublíticas gris azulosas a gris medio, de grano medio, cemento calcáreo y, interestratificadas con capas delgadas a medianas de lutitas gris verdosas a marrones; La Formación Pavo superior se reporta una litología compuesta de lutitas con algunos niveles arenosos en la parte inferior. Las lutitas son de tonos marrón claro, marrón rojizo, gris verdoso, gris claro, violeta y rojo.

El espesor promedio de esta unidad es 1520 m. Su ambiente de depositación es transicional deltaico. Esta formación suprayace concordantemente a la formación Maralú e infrayace discordantemente a la formación Floresanto.

⁵ INGEOMINAS, Op., Cit., Pág.50.

⁶ GÓMEZ, GÚZMAN, SERRANO, Op. Cit, Pág.81.

1.3.2.4 Formación Floresanto. Su edad corresponde al Mioceno. Corresponde a una serie de arenitas ligeramente calcáreas de color gris pardo amarillo en la base con tamaño de grano medio que decrece al igual que el espesor de las capas. Y en el techo presenta capas delgadas a muy gruesas de lutitas intercaladas con limolitas color naranja y arenitas líticas calcáreas de grano fino a medio. Su espesor varía entre 1200 y 1680 m. Su ambiente de depositación es marino relativamente profundo. Esta formación suprayace discordantemente a la formación Pavo e infrayace concordantemente a la formación Pajuil.

1.3.2.5 Formación Pajuil. Su edad corresponde al Mioceno. Se divide en dos unidades llamadas Pajuil Inferior y Pajuil Superior. La formación Pajuil Inferior está conformada por arenitas calcáreas color oliva grisáceo, intercaladas con lutitas y limolitas grises; la Formación Pajuil Superior es una secuencia lutítica con presencia ocasional de areniscas. Su espesor promedio es de 137 m. Su ambiente de depositación es marino relativamente profundo. Esta formación suprayace concordantemente a la formación Floresanto e infrayace discordantemente a la formación Corpa.

1.3.2.6 Formación Corpa. Su edad corresponde a Plioceno. Se divide en dos unidades llamadas Corpa Inferior y Corpa Superior. La Formación Corpa Inferior está conformada por una serie de conglomerados arenosos que varían de arenitas ligeramente conglomeráticas, ligeramente cuarzosas y líticas dispersos en capas gruesas y macizas de color gris marrón amarillento y limolitas laminadas; la formación Corpa Superior está constituida por una serie de arenitas a arenitas conglomeráticas color gris amarillento, grano fino a muy grueso macizo, estratificados en capas medianas a gruesas compuestas por cuarzo lechoso y Chert negro.⁷ Su espesor es mayor a 700 m para la Formación Corpa inferior y de por lo menos 100 m para la Formación Corpa superior.⁸ El ambiente de depositación para Corpa Inferior se reconoce un ambiente aluvial y en cuanto a Corpa Superior no se posee información suficiente para postular un ambiente de depositación. Esta formación suprayace discordantemente a Pajuil.

⁷ GÓMEZ, GÚZMAN, SERRANO, Op., Cit., Pág.81, 82, 87, 88, 96.

⁸ GÓMEZ, GÚZMAN, SERRANO, Op. Cit, Pág.97.

1.3.3 Geología estructural. Teniendo en cuenta la tectónica del Caribe Colombiano se evidencia que la Cuenca está influenciada por la tectónica de placas, que se caracteriza por la subducción de la corteza oceánica bajo la corteza continental, donde los márgenes de las placas de Nazca y Caribe, alcanzan el margen de la placa Suramericana y además está influenciada por las Placas de Cocos y La Placa del Pacífico⁹.

Estructuralmente la zona se divide principalmente en el cinturón de Sinú (Offshore) y el cinturón de San Jacinto (Onshore), que entre sí se encuentran divididos por fallas longitudinales, principalmente cabalgamientos.

El cinturón de San Jacinto, se fragmenta en varios bloques relacionados topográficamente con las serranías de Luruaco, San Jacinto, San Jerónimo y con gran parte de las cuchillas de Cispata al sur del golfo de Morrosquillo. Los cuales corresponden a los bloques mayormente deformados tectónicamente; rodeados por depresiones con menor deformación. En estas depresiones fue donde se acumuló y se sigue acumulando la mayor parte de los sedimentos. En las serranías en cambio, afloran básicamente rocas del Paleoceno–Eoceno y en ocasiones algunas rocas Cretácicas, afectadas por fallas de cabalgamiento con pliegues estrechos entre ellas.

En el cinturón del Sinú las estructuras presentes son producto del efecto del diapirismo de lodo tales como sinclinales y anticlinales amplios y aparentemente simétricos. Los anticlinales se suelen presentar en domos y a veces pueden estar relacionados con volcanes de lodo. Se presentan también fallas de cabalgamiento aunque también se consideran asociadas al diapirismo.¹⁰

1.3.4 Geología del petróleo. Se describen a continuación los principales parámetros relacionados con el sistema petrolífero de la cuenca en estudio los cuales fueron esquematizados anteriormente en la **Figura 2**.

⁹ INGEOMINAS, Cartografía geológica de la región del Sinú VOL.1, GEOTEC 1997, Pág. 2.

¹⁰ GÓMEZ, GÚZMAN, SERRANO, Op. Cit, Pág.99.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal fuente probable de hidrocarburos en la zona del Sinú Costa Afuera corresponde a los niveles lutíticos de la formación La Luna, la cual podría correlacionarse en el área Costa Afuera, con la formación Pavo (roca generadora potencial). Esta información es validada por análisis geoquímicos realizados a rezumaderos de petróleo en tierra relacionados con la roca fuente principal.¹¹

Para la formación La Luna se tienen concentraciones de T.O.C (*Total Organic Carbon*) en un rango de 3,2 a 9,4 %, con un promedio de 6,3 con un tipo de materia orgánica la cual está constituida predominantemente por material marino de Kerógeno tipo II. Esta formación muestra un valor de madurez máximo en función del parámetro de temperatura máxima de 439 °C estando el promedio de esta temperatura ubicado en 43,8 °C otorgándole una categoría de madura, aunque no es uniforme.

Estudios indican que la formación La Luna se encuentra en la ventana de generación de hidrocarburos con un valor de Ro ubicado entre 0,6% a 2%¹².

1.3.4.2 Roca Reservorio. Para la cuenca en estudio de este trabajo, las rocas reservorio corresponden a las areniscas de las formaciones Pavo, Candelaria y Maralú. Esta última, formación de interés productor principal tiene unas porosidades que varían entre 20 y 25% y permeabilidades del orden de 80 a 100 mD. Y debido a que no se posee información acertada acerca del espesor neto petrolífero, se recurre a la correlación que presentan dichas formaciones con la formación Ciénaga de Oro del cinturón de San Jacinto y se infiere un espesor neto petrolífero que varía entre aproximadamente 6,6 ft¹³ y 70 ft¹⁴.

1.3.4.3 Roca Sello. Las unidades que funcionan como sello están presentes en toda la cuenca y consisten en lutitas depositadas durante el Oligoceno en entornos prodelta como las de las Formaciones Maralú y Floresanto. La eficiencia de sellado tiene gran importancia para la prospectividad de la zona.

¹¹ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Disponible en internet http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf, Consultado 16 de Febrero de 2017.

¹² E. Azuaje, A. Bastianoni, L. López, Caracterización Geoquímica de Rocas en una Secuencia Cretácica de la Cuenca del Lago de Maracaibo, disponible en internet https://www.researchgate.net/publication/262652124_Caracterizacion_geoquimica_de_rocas_en_una_secuencia_cretacica_de_la_cuenca_del_Lago_de_Maracaibo, consultado 16 de Febrero 2017.

¹³ CTAC Compañía de Tecnologías Avanzadas de Colombia S.A.S., Informe Campo La Creciente, consultado 8 de Marzo de 2017, disponible en <http://www.ctac.com.co/>.

¹⁴ ECOPETROL SA, nuevo hallazgo de Ecopetrol offshore, consultado 9 de marzo de 2017, disponible en <http://www.oilchannel.tv/notivias/nuevo-hallazgo-de-ecopetrol-offshore>

1.3.4.4 Trampa. Las trampas para la Cuenca del Sinú Costa Afuera son principalmente de tipo estructural, particularmente anticlinales para las areniscas del Oligoceno (Formación Maralú).

Adicionalmente existen varias trampas estratigráficas que están asociadas a la presencia de domos y volcanes de lodo, con intercalación de areniscas del Mioceno y areniscas del Plioceno. La presencia de grandes cantidades de hidrocarburos sigue siendo hipotética.¹⁵

1.3.4.5 Migración. Según estudios realizados (GEOTEC 2003) los hidrocarburos atrapados en la Cuenca del Sinú Costa Afuera migraron lateralmente desde el Noroeste al Suroeste, probablemente desde la Cuenca del lago de Maracaibo¹⁶, y su roca generadora principal (Formación La Luna); hacia el sitio de acumulación siguiendo el buzamiento regional y el curso del río Sinú. También está la presencia de la falla del Sinú y la falla de San Jacinto que no solo sirven de límite entre los dos cinturones sino también pueden ser consideradas como vías de migración potenciales¹⁷.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA DEL SINÚ COSTA AFUERA

En la cuenca de estudio se han perforado cuatro pozos exploratorios (Mapalé, Kronos, Calasú y *Purple Angel 1*); en Mapalé se encontró un yacimiento de gas no comercial debido a las características propias del gas y por tanto no será desarrollado; a diferencia de este, en Kronos y en *Purple Angel 1* se encontraron intervalos de arena gasífera pero aún no se han puesto en producción, debido a la evaluación técnica de los pozos y de la sísmica 3D corrida en la zona con el fin de desarrollar la avanzada del campo, que hasta el momento (Marzo de 2017) está comenzando con la perforación del pozo Gorgón.

Debido a que los estudios para determinar el potencial de la zona son recientes y la campaña de exploración está comenzando no se han solicitado licitaciones para producción y por ende esta misma no ha sido definida.

¹⁵ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Op., Cit., Pág. 84.

¹⁶ E. Azuaje, A. Bastianoni, L. López, Op. Cit, Pág. 1.

¹⁷ GÓMEZ, GÚZMAN, SERRANO, Op. Cit, Pág.107.

2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se denomina fluido de perforación a la mezcla de una base líquida, gas o compuesta y aditivos químicos con determinadas propiedades físicas y químicas que cumple o satisface las condiciones operativas y de la formación que se va a perforar y debe tener un comportamiento estable con la variación de condiciones de presión y temperatura.

2.2 GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

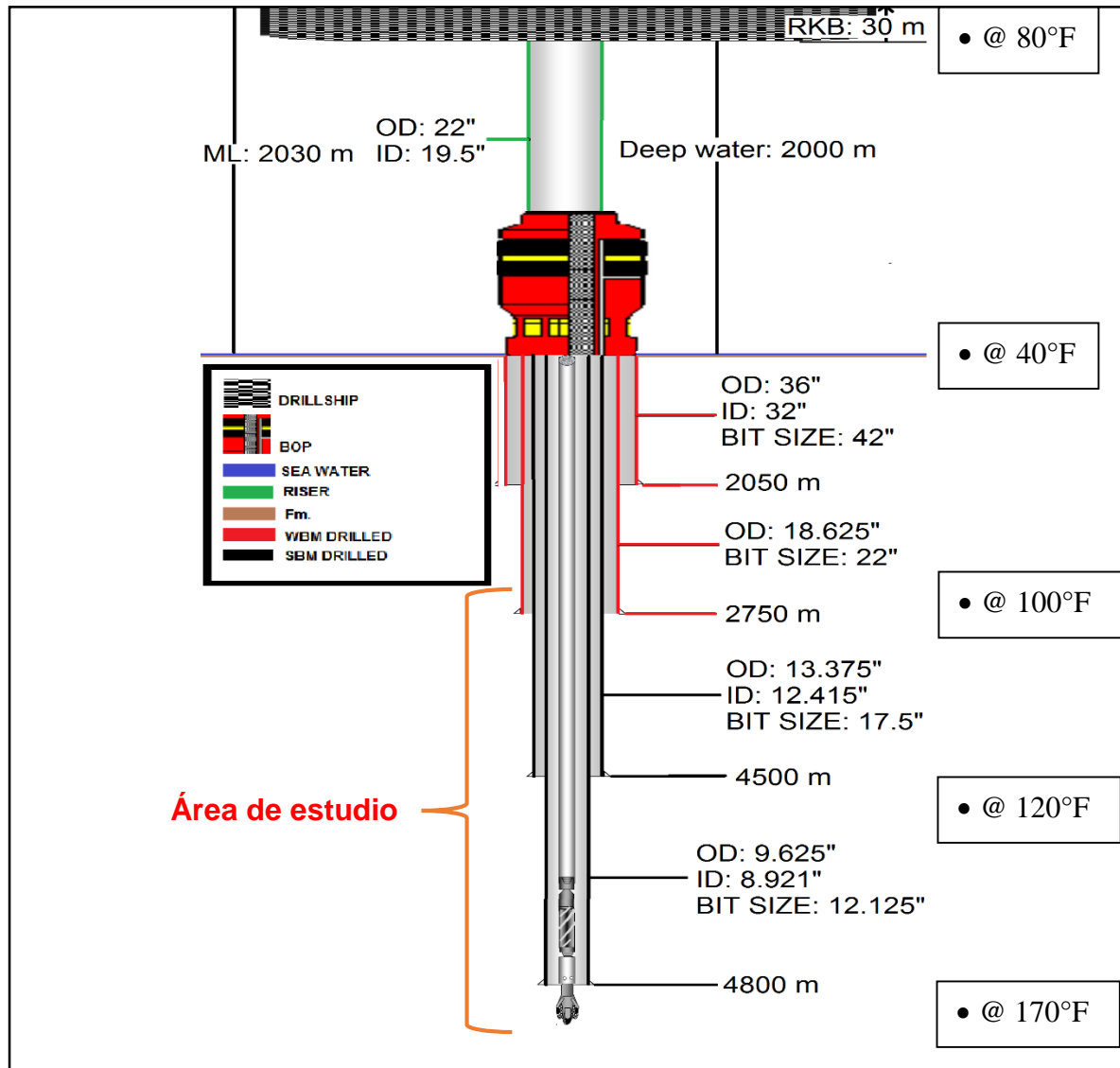
Para iniciar una operación de perforación en aguas profundas se posiciona el barco de perforación en un lugar estratégicamente seleccionado por estudios geológicos previos desde donde se envía la sarta de perforación hasta el punto inicial a perforar. Ubicado este se comienza el proceso de socavar (*jettin*) para posicionar el conductor, seguidamente con la broca instalada inicialmente en el interior del conductor se inicia la perforación de la primera sección usando lodos bentónicos (agua y bentonita) con el método de bombear y descartar (*pump and dump*) en el que se tienen pérdidas totales y se dispersan tanto recortes como fluido en el lecho marino. Seguido a la perforación de dicha sección se instalan las preventoras y el conductor para aislar el pozo del ambiente marino y así poder implementar el uso de fluidos base sintética para la perforación de las secciones restantes las cuales varían según las condiciones de perforación.

2.2.1 Perforación con Conductor (*Riser*). El concepto de perforación con *Riser* hace referencia a la secciones perforadas después de haber instalado las preventoras y comunicar el pozo con el barco de perforación a través de una tubería de 19.5 pulgadas de diámetro externo que a su vez aísla el pozo del ambiente marino, permitiendo así el uso de fluidos base sintética sin afectar los diferentes ecosistemas como es el caso de este proyecto.

En la **Figura 3.** se presenta el esquema de perforación generalizado para la perforación en aguas profundas con una columna de agua estándar de 2000 m y una profundidad total del pozo de 4800 m.¹⁸

¹⁸ Anadarko.

Figura 3. Esquema de perforación generalizado para perforaciones en aguas profundas.



2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación es un aspecto de gran importancia que se debe tener en cuenta ya que durante las operaciones de perforación es el encargado de mantener el pozo estable, limpio, controlado y herramientas lubricadas, entre otros. Debido a esto en el estudio de los fluidos de perforación es relevante considerar los factores que pueden llegar a influir en el comportamiento de dichos fluidos entre los cuales las propiedades del fluido como:

2.3.1 Propiedades físicas. Con respecto al estudio de los fluidos de perforación las propiedades físicas son las que se pueden medir sensorialmente o a través de un instrumento específico tales como:

2.3.1.1 Densidad. Se define como densidad o peso del lodo la capacidad que este tiene para contener las paredes del pozo o las formaciones teniendo en cuenta factores como la presión de poro y la presión hidrostática, se presenta en unidades de (lb/gal) o de (lb/ft³). Para manejar los valores de densidad del lodo se añaden diferentes aditivos densificantes.

2.3.1.2 Filtrado. Una de las funciones del fluido de perforación es sellar u obturar zonas permeables formando una capa delgada llamada torta o revoque (cake) la cual es indispensable para el correcto desarrollo de la operación de perforación. Es importante la selección adecuada del material de control de filtrado para que se forme un buen revoque.

2.3.1.3 Propiedades reológicas. La reología estudia la deformación de un fluido con cambios de presión, temperatura y velocidad de corte y gracias a la medición de estas propiedades es posible determinar pérdidas por fricción, capacidad de limpieza del lodo, niveles de contaminación y a su vez presiones dentro del pozo. Las principales propiedades reológicas son:

- **VISCOSIDAD PLÁSTICA.** La viscosidad se conoce como la resistencia al flujo de un fluido la cual para el caso de los fluidos de perforación es causada por el contenido de sólidos de tamaño y forma variable, se presenta en unidades de (Pa*seg ó cp).
- **PUNTO DE CEDENCIA.** Es la capacidad que tiene el fluido para suspender recortes gracias a las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas suspendidas en el fluido, se da en unidades de libras por cada 100 ft cuadrados de tubería (área transversal de la tubería).
- **RESISTENCIA DE GEL.** Ya que un fluido de perforación debe tener características tixotrópicas cuando ha estado en reposo en determinado tiempo, se gelifica y al ser agitado se fluidifica. Las resistencias de dichos geles son medidas comúnmente después de intervalos de 10 segundos, 10 minutos, y 30 minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado. Las unidades son libras por cada 100 ft cuadrados de tubería.

2.3.1.4 Reología Plana. Hace referencia a la capacidad que tiene el fluido de no variar drásticamente sus propiedades reológicas a través de la perforación sufriendo repetidos cambios de presiones y temperaturas, para ser determinadas, se realiza una diferencia porcentual entre el valor de punto cedente a 40°F y 120°F. Para considerarse una reología plana dicha diferencia no debe superar el 20%. Es deseable tener una reología plana en operaciones de aguas profundas para tener bajos valores de densidad equivalente de circulación, mejorar la limpieza de los pozos y minimizar las presiones de surgencia.

2.3.2 Propiedades químicas. Son las propiedades de una sustancia cuando reacciona con otra sustancia o con el medio. Para un fluido de perforación, las principales propiedades químicas son:

2.3.2.1 PH. El pH del lodo se monitorea periódicamente con el fin de mantener la alcalinidad y reducir la corrosión en la tubería para aumentar o mantener el pH se añaden aditivos como la soda caustica.

2.3.2.2 Alcalinidad. Cálculo de concentración de iones HCO_3 y CO_3 .

2.3.2.3 Salinidad. Contenido cuantitativo de sal disuelta en el fluido de perforación.

2.3.2.4 Dureza. Cálculo de concentración de iones Ca^{+2} .

2.4 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación debe satisfacer las condiciones operativas; entre las cuales esta proporcionar energía hidráulica a la broca, evitar las pegas de tubería y demás actividades para las cuales diferentes tipos de fluidos cumplen con características específicas mantenidas por el comportamiento de las propiedades físico-químicas de los sistemas de fluido de perforación:

2.4.1 Retirar recortes. Los derrumbes y recortes deben ser desplazados por el fluido a través del anular hacia arriba y a su vez sobre ellos se ejerce la fuerza de la gravedad la cual los hace caer hacia el fondo del pozo y dependiendo de la viscosidad y densidad del fluido varia la velocidad con la que dichos recortes caen; y la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de caída de las partículas es la velocidad con la que los recortes se desplazan hacia arriba. Es indispensable que la limpieza del pozo se realice de forma apropiada ya que la acumulación del material solido puede causar un aumento en el arrastre (*drag*), torque y presión hidrostática. El transporte de dichos recortes es importante ya que llevan información geológica a superficie para ser analizada.

2.4.2 Suspender recortes. Cuando la circulación se detiene la fuerza del flujo ascendente que transporta los recortes a superficie es nulo y por ello los recortes tienden a caer al fondo del pozo. Para ello el fluido de perforación debe tener características tixotrópicas para la formación de una estructura de gel al estar en estado estacionario pero que a su vez recupere fácilmente la fluidez cuando se reinicie la circulación; un fluido que tenga deficiencia en estas propiedades causara mala limpieza, torque e incorporación de finos al fluido.

2.4.3 Obturar zonas permeables. Cuando la presión hidrostática es mayor a la presión de formación se filtra la fase liquida del fluido de perforación a la formación y se forma revoque en la cara del pozo el cual debe ser delgado y de baja permeabilidad para limitar la invasión de fluidos mejorando la estabilidad del pozo y prevenir problemas posteriores. Si el revoque es grueso y se presenta una filtración excesiva se evidencia en problemas como registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, daños a la formación y pegas de tubería.

Cuando se perforan formaciones muy permeables con gargantas de poro muy grandes existe más riesgo de que se invada por completo la formación con el fluido de perforación y se hace necesario el uso de agentes de puenteo de aproximadamente la mitad del tamaño de la abertura poral más grande. Existe una amplia variedad de materiales de pérdida de circulación.

Para lograr el mejor revoque posible pueden ser utilizados distintos aditivos como bentonita, polímeros, asfaltos entre otros.

2.4.4 Mantener la estabilidad del pozo. A medida que se realiza la perforación se pierde el apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo y por ello debe ser reemplazado por el fluido de perforación, a través de la inhibición mecánica en el caso de lutitas derrumbables y suficiente peso del lodo.

Es necesario que en la perforación de formaciones poco consolidadas como son las arenas se tenga un filtrado relajado (para agilizar la perforación) y un revoque o torta delgados sobre las paredes del pozo.

2.4.5 Enfriar y lubricar la broca. El fluido de perforación debe ser capaz de absorber y soportar establemente la temperatura aportada por la formación; puede ser generada por tratamientos químicos y fricción.

El líquido actúa sobre la roca transmitiendo un efecto de enfriamiento y de lubricación sobre partes móviles como la broca y la tubería de perforación en movimiento disminuyendo fricción y abrasión. Dichas propiedades de lubricación se alcanzan con aditivos químicos. Si el enfriamiento no es eficiente los aditivos químicos integrados en el fluido de perforación se pueden degradar causando inestabilidad en las propiedades físico-químicas del fluido provocando problemas operativos.

2.4.6 Evitar corrosión. Ya que los componentes de la sarta de perforación están constantemente expuestos a varias formas de corrosión por el contacto permanente con el fluido (en ocasiones con gases disueltos, sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono), es indispensable mantener el pH en un nivel aceptable.

Aunque es importante utilizar químicos con tal fin en el lodo, también se debe utilizar métodos de protección sobre la superficie metálica.

2.4.7 Aporte de energía hidráulica. Durante los períodos de circulación el lodo es expulsado a través de las boquillas de la broca a gran velocidad. Esta fuerza hidráulica hace que la superficie bajo la broca este siempre limpia. Si estos recortes no son removidos la broca los re tritura, reduciendo la velocidad de la perforación.

En ciertas ocasiones dicha fuerza hidráulica es usada para la rotación de la broca a través de un motor de fondo (normalmente en perforaciones direccionales).

2.4.8 Control de presión. Los fluidos presentes en la formación siempre están bajo una gran presión la cual debe ser controlada y balanceada para evitar flujo incontrolado de dichos fluidos a través del pozo, dicho balance se logra a través de la presión hidrostática la cual va relacionada directamente con la altura de la columna y la densidad del lodo.

Si la densidad del lodo no es controlada correctamente se ocasionarán problemas que terminaran en tiempos no productivos por el reacondicionamiento del pozo y del mismo fluido.

2.4.9 Suspensión de la sarta. El peso excesivo de una sarta de perforación (más de 200 toneladas) puede causar una gran tensión en el equipo de perforación de superficie sin embargo, estas tuberías están parcialmente suspendidas por el empuje del lodo para reducir este efecto de tensión.

2.4.10 Medio de transmisión de información. El fluido de perforación puede ser usado como medio para transmitir información geológica u obtenida por registros eléctricos hasta la superficie, para ser analizados y así tener un mejor control sobre la operación de perforación.

2.4.11 Minimizar los daños al yacimiento. Para evitar daños a la formación se utilizan fluidos de perforación de yacimientos o fluidos de terminación especialmente formulados para evitar el daño de la formación durante la perforación de zonas productivas.

2.4.12 Minimizar el impacto al medio ambiente. En el caso de este proyecto el aspecto ambiental es de gran importancia ya que debido a regulaciones ambientales del país es necesario conservar el ambiente marino y que no sea afectado por descargas o pérdidas de fluidos de perforación.

2.5 TIPOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN

Los sistemas de fluidos más utilizados en operaciones de perforación son:

2.5.1 Fluidos de perforación base agua. Son aquellos fluidos cuya fase continua es el agua en la cual se encuentran suspendidos sólidos (reactivos e inertes), puede ser usada agua dulce o agua salada; En perforaciones en tierra y marítimas respectivamente. Existen varios tipos de sistemas de fluidos base agua como:

2.5.1.1 *Dispersos.* Son de gran utilidad al perforar a grandes profundidades o en formaciones problemáticas ya que su principal característica es la dispersión de arcillas, adelgazando el lodo, mediante el uso de dispersantes aniónicos o defloculantes.

2.5.1.2 *No dispersos.* Se denomina no disperso ya que no se agregan dispersantes y las arcillas se incorporan naturalmente al fluido encontrando por si mismas un equilibrio con el sistema. Son principalmente lodos bentónicos (lodos de inicio).

2.5.1.3 *Inhibidos.* En este tipo de sistema se usan iones de inhibición para dar solución a problemas como la hidratación, hinchamiento y derrumbe de las arcillas.

2.5.1.4 De alto desempeño. Son conocidos también como fluidos bajos en sólidos ya que el tamaño y cantidad de sólidos son estrictamente controlados (no deben superar el 10% de contenidos sólidos y la relación de sólidos perforados a bentonita debe ser menor a 2:1).

2.5.1.5 Salados. Sistema de fluidos de la fase continua está saturada con cloruro de sodio (mínimo 190 mil partes por millón).

Están también incluidos en este grupo los sistemas poliméricos cuya base es agua de mar.

2.5.1.6 Cálculos. Es un tipo de fluido de perforación base agua que utiliza Ca^{+2} disuelto como componente, tal y como son los fluidos base cal y base yeso para la perforación de amplias secciones de anhidrita.

2.5.2 Fluidos de perforación base aceite. Son fluidos cuya base continua es aceite en la cual se encuentran sólidos y agua suspendida.

Los fluidos base aceite son usados en operaciones especiales como en condiciones extremas (*High Pressure High Temperature*, HTHP), formaciones muy sensibles al agua y formaciones productivas. Cuenta con las ventajas de minimizar el daño de formación, inhibición, provee mejor lubricación, minimizar la corrosión y es estable a altas temperaturas. Existen varios tipos de sistema base aceite como:

2.5.2.1 Base diésel. Son los tipos de sistema de fluido donde se utiliza aceite diésel como su base mezclándolo con una salmuera emulsionada, son utilizados en pocas partes del mundo debido a su alta toxicidad por el contenido de hidrocarburos aromáticos que corresponde aproximadamente a un 30% de volumen.

2.5.2.2 Baja Toxicidad (Low tox). Son sistemas de fluidos no acuosos cuya base es una polialfaolefina (PAO), dichos fluidos presentan una baja toxicidad, baja bioacumulación, y son biodegradables, son una muy buena alternativa sintética para los fluidos base aceite y además ayudan a incrementar la tasa de penetración, reducen torque, reducen arrastre y una limpieza superior del pozo entre otros.

2.5.2.3 Base 100% aceite. Este tipo de fluidos son especialmente usados en la fase del yacimiento con extracciones de núcleos y se caracterizan por que en su formulación se utilizan un 100% de aceite en la base (no emulsiones). Requieren el uso de un modificador reológico para mantener y asegurar la limpieza del pozo.

2.5.2.4 Emulsionados. Este tipo de fluidos es utilizado normalmente cuando se requieren fluidos de baja densidad (zonas de baja presión), la preparación de este tipo de fluidos tiene un contenido de hasta un 80% de diésel, 18% de salmuera y un 2% de emulsificantes de acuerdo a la densidad que se requieran. Este tipo de emulsiones proporcionan estabilidad al pozo y según las necesidades se pueden añadir otros agentes químicos como supresores de hidratación y polímeros viscosificantes.

2.5.2.5 Emulsiones invertidas. Se define como sistema de emulsión inversa en donde la fase continua es aceite al igual que el filtrado y el agua se encuentra dispersa en pequeñas gotas suspendidas de forma uniforme actuando como si fueran sólidos gracias a la adición de emulsificantes los cuales deben ser solubles tanto en agua como en aceite.

En la formulación de las emulsiones inversas se puede utilizar tanto diésel como aceites minerales.

2.5.2.6 Base aceite sintética. Es una nueva clase de fluidos utilizados en la industria que poseen la mayoría de propiedades de los fluidos de base continua aceite pero con su uso se pueden disminuir o limitar gran cantidad de problemas de contaminación debido a que son aceites refinados a los cuales se les ha retirado por diferentes métodos de separación la mayor cantidad de compuestos aromáticos y aumentando su nivel de biodegradación, entre la principal clasificación de aceites sintéticos se encuentran parafinas, olefinas internas y ésteres. Son fluidos mas costosos.

2.6 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE SINTÉTICA

Para conocer si un fluido cumple con las condiciones para determinada operación se realiza una caracterización someténdolos a distintas pruebas de laboratorio con el fin de medir la estabilidad y/o conveniencia de un lodo para la operación de perforación en la cual se decidió emplear, las pruebas son:

2.6.1 Reología FANN 35. Esta prueba se realiza con un viscosímetro modelo 35 y es conocida como la prueba estándar para la medición de viscosidad y tixotropía de fluidos de perforación. Los resultados se obtienen gracias a la rotación de un cilindro exterior que rota a velocidades conocidas (600, 300, 200, 100, 6 y 3 revoluciones por minuto). El fluido presenta un arrastre y un torque en el cilindro interior el cual es transmitido y medido como esfuerzo de corte. Por otra parte, los esfuerzos de gel también son medidos a diferentes tiempos con la mínima velocidad de corte (3 rpm).

2.6.2 Retorta. Prueba empleada para determinar la cantidad de sólidos y líquidos en el fluido de perforación a través de calentamiento evaporando los líquidos y obteniendo el contenido de sólidos suspendidos y disueltos para hacer determinados por diferencia de volúmenes. Esta prueba es ideal para calcular la relación agua-aceite del fluido (OWR) en sistemas de emulsión inversa.

2.6.3 Exceso de cal. Prueba realizada para determinar el exceso de sólidos de cal no disueltos clasificados como bajos (0.5-2 lb/bbl), medios (2-4 lb/bbl) y altos (mayores a 4 lb/bbl), dichos resultados se obtienen a partir de titulación con H_2SO_4 a 0.1 normal. Sirve como controlador de pH para neutralizar influjos de gases ácidos y como agente alcalinizante para estabilizar la emulsión.

2.6.4 Reología FANN 77. Prueba realizada con viscosímetro de alta presión y alta temperatura el cual se utiliza para determinar propiedades reológicas de fluidos de perforación sometidos a temperaturas de hasta 500 grados Fahrenheit y presiones de hasta 20000 psi. Simulando así los cambios de presión y temperaturas reales que experimenta el fluido a lo largo de la perforación del pozo en toda su trayectoria. Se lleva a cabo en un viscosímetro modelo 77 en el cual se selecciona en una pantalla los puntos de presión y temperatura que quieren ser evaluados.

2.6.5 Estructura de gel. Es una prueba que mide las fuerzas inter partculares, tomando mediciones a muy bajas velocidades de corte a diferencia de los viscosímetros convencionales (se realiza con el viscosímetro BROOKFIELD) e indica la gelificación que ocurre cuando se detiene la circulación. Esta propiedad de gel previene la caída de los recortes manteniéndolos en suspensión evitando que se atasque la sarta de perforación. Se requiere alta presión de bombeo para romper dicho gel.

2.6.6 Prueba de taponamiento de permeabilidad. La prueba se realiza con una filtro prensa estática invertida con la cual se mide la capacidad de fluido para taponar los poros teniendo en cuenta las pérdidas de volumen en un período de 30 minutos, a altas presiones y altas temperaturas (Para el caso de este proyecto se usó una presión de 1000 psi y una temperatura de 160°F).

2.6.7 Prueba estática de iridiscencia. Prueba utilizada para determinar el contenido de hidrocarburos en los sistemas base aceite el cual se puede estimar cualitativamente agregando 10 mL de muestra de fluido a un recipiente con agua de mar y observar si la fase no acuosa que queda en la superficie del agua presenta destellos de colores o no, interpretados como contaminantes.

2.6.8 Salinidad. Prueba realizada para calcular contenido de sales en la salmuera o como cloruros en el fluido base sintética los cuales fueron analizados para el caso de este proyecto (se reporta en porcentaje). A través de un método binario de calculación directa que no requiere iteraciones y a través de ecuaciones determinar las concentraciones exactas para dichos componentes en un fluido base aceite.

2.6.9 Filtrado HPHT. Prueba utilizada para medir el volumen de filtrado y la costra de lodo de un fluido de perforación usando el método de alta presión/alta temperatura. Usando un filtro prensa HPHT. Para el caso de este proyecto se usó una presión de 1000 psi y una temperatura de 160°F.

2.4.10 Estabilidad eléctrica. Prueba utilizada para mirar las cualidades mojantes del lodo de perforación. Se usa una sonda de estabilidad eléctrica aplicando una tensión dándose una separación de electrodos de esta. El resultado de voltaje obtenido de la prueba se interpreta como la estabilidad que tiene la emulsión. En el desarrollo de la prueba se toman tres lecturas las cuales se promedian y así obtener un valor de voltaje más acertado.

2.7 RIESGOS ESPECÍFICOS PARA LOS FLUIDOS BASE ACEITE

A continuación se describen los principales problemas para los fluidos base aceite.

2.7.1 Operativos y de mantenimiento

2.7.1.1 Ruptura de emulsión. Esto sucede cuando no se puede hacer una re dispersión por agitación, es decir no se puede alcanzar nuevamente una mezcla uniforme de las dos fases. Se identifica una ruptura de emulsión cuando:

- Presencia de agua en el filtrado.
- Baja estabilidad eléctrica.

- Sólidos mojados por agua.

2.7.1.2 Viscosidad insuficiente o excesiva. Debido a que esta propiedad del fluido va ligada a la eficiencia de limpieza del pozo es de gran importancia tener un manejo correcto de los valores de la viscosidad. Por un lado, si se tiene una viscosidad insuficiente el fluido no tendrá la capacidad de suspender los recortes y transportarlos a la superficie y por otro lado, si se tiene una viscosidad excesiva el fluido va a ser más difícil de poner en circulación y va a haber una mayor presencia de sólidos que pueden verse reflejados en un atascamiento o embolamiento de la sarta de perforación.

2.7.1.3 Alto punto de cedencia. Al tener la capacidad de suspender gran cantidad de sólidos en posición estacionaria de la sarta. En el momento que se desee reiniciar la circulación se va a requerir un mayor esfuerzo de corte teniendo como resultado una alta densidad equivalente de circulación.

2.7.1.4 Sal insoluble. Al ser fluidos inhibidos no es posible que la sal se solubilice. Y la presencia de sal soluble es un problema el cual se identifica cuando:

- Hay baja estabilidad eléctrica.
- Presencia de agua en el filtrado.

2.7.2 Contaminantes.

2.7.2.1 Gas ácido. La presencia de gases ácidos (tóxicos) se identifica cuando:

- Las propiedades de reología y filtrado aumentan.
- Hay presencia de sulfuro de hidrogeno (H₂S).
- Hay olores fuertes (huevo podrido).
- Presencia de CO₂.

2.7.2.2 Sólidos. Para determinar si hay presencia de sólidos en el fluido se tienen en cuenta los siguientes indicadores:

- Aumento de contenido de sólidos en la retorta.
- Aumento de la viscosidad plástica.
- Reducción de estabilidad eléctrica.

2.7.2.3 Agua. La presencia excesiva de agua puede afectar la estabilidad de la emulsión y las indicaciones para detectar este problema son:

- Sobresaturación de cloruro de calcio.
- Presencia de grumos de barita.
- Fluido con aspecto granular y opaco.
- Aumento de la viscosidad plástica.

2.7.2.4 Hidrocarburos de la formación. La presencia de hidrocarburos en el fluido de perforación eleva los niveles de toxicidad lo cual en las operaciones costa afuera conlleva a que el fluido no pueda ser utilizado nuevamente.

2.8 RIESGOS ESPECÍFICOS EN PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Para la selección de un fluido de perforación en aguas profundas, se deben considerar diferentes aspectos como son: la expansión o compresión del pozo perforado, variación de presiones y temperaturas, presencia de zonas de gas someras con el riesgo de generación de hidratos de gas, para el caso de Colombia estructuras geológicas complejas, altos buzamientos, formaciones inestables, restricciones ambientales y altos costos de la operación.

A continuación se describen algunos de los problemas operacionales típicos en perforaciones en aguas profundas.

2.8.1 Geológicos. En este tipo de operaciones se maneja un gradiente de presión muy bajo entre las presiones de fractura y las presiones de poro limitando las densidades del fluido a utilizar. Si no se tiene en cuenta este factor se pueden ocasionar gran variedad de problemas ya antes mencionados como pegadas de tubería, pérdidas de circulación e influjos, entre otros.

2.8.2 Ventana operativa reducida. Debido a la complejidad geológica de la zona de estudio, se maneja una ventana operativa reducida entre la presión de poro y la presión de fractura (9.0 a 11.0 ppg). Por ello, es de vital importancia manejar los límites entre dichas presiones, evitando densidades de circulación equivalentes muy altas que puedan ocasionar presiones hidrostáticas excesivas (causante de fracturas a la formación y pérdidas de circulación). Adicionalmente, dichas presiones tampoco deben estar bajo el umbral para que sean capaces de contener la presión ejercida por el pozo y así evitar influjos.

NOTA: no se presenta gráfico alusivo a la ventana operativa de la zona debido a que la información de la misma se encuentra en evaluación técnica y es confidencial hasta el momento.

2.8.3 Hidratos de gas. Los hidratos de gas consisten en un tipo de roca similar al hielo con una cubierta de moléculas de agua en estado sólido y una sola molécula de gas en el centro con la capacidad de expandirse de 150 a 180 veces el volumen cúbico inicial ocupado por el gas y por ello se ha generado cierto interés en ellos como una fuente de energía paralela al petróleo pero debido a su inestabilidad no se han podido realizar muchos estudios.

Sin embargo se ha evidenciado que al realizar operaciones exploratorias en aguas profundas las cuales se encuentran a temperaturas muy bajas y presiones elevadas en las primeras secciones dichos hidratos de gas son un problema potencial pero solo en las primeras secciones perforadas ya sea por la presencia de hidratos de gas en estado sólido o el riesgo de formación de los mismos a partir de la presencia de un gas y agua (agua presente en el fluido de perforación).

2.8.4 Inestabilidad del pozo. Al llevar a cabo cualquier tipo de operación se afecta la integridad de la formación conllevando a riesgos como derrumbes o fracturas que se ven reflejadas en la estabilidad mecánica del pozo. Los indicios de este problema son:

- Torque y arrastre excesivo.
- Presencia de lutitas astilladas en la zaranda.
- Derrumbes.

También se puede presentar problemas con inestabilidad química, pero para el caso de este proyecto se manejan fluidos inhibidos.

2.8.5 Torque y arrastre (drag). Ya que por lo general las perforaciones no son verticales totalmente y la tubería es flexible, a lo largo del pozo la tubería se apoya en varios puntos. Generando así una resistencia por fricción, haciendo que se necesite un mayor torque para lograr girar un poco la tubería.

De igual manera se presenta mayor resistencia en los viajes causando cambios de dirección y una dinámica pobre de la perforación. Dicho problema se aliviana con la adición de algunos agentes lubricantes al fluido de perforación.

2.8.6 Pegas de tubería de perforación. Se conoce como pega cuando la tubería de perforación ya no tiene un movimiento libre ya sea arriba, abajo o rotatorio. En otras palabras la fuerza estática necesaria para mover la tubería supera la capacidad del taladro o la resistencia de la tubería.

Las pegas pueden ser por empaquetamiento, diferenciales o geométricas.

2.8.7 Pérdidas de presión por fricción. La circulación del fluido de perforación causa ciertas pérdidas de presión debido a la fricción provocada, la cual va directamente relacionada con la longitud de la tubería y viscosidad del fluido.

2.8.8 Pérdidas de circulación. Una pérdida de circulación es la pérdida de determinados volúmenes del fluido hacia la formación, causada por los bajos gradientes de fractura y el manejo ineficiente de las densidades del fluido utilizado. Se identifica este problema cuando:

- Disminuyen los volúmenes de los tanques.
- No se tienen retornos del fluido.
- Presiones de circulación menores.

2.9 ASPECTOS AMBIENTALES

Como ya se sabe, un fluido de perforación se diseña con la finalidad de que cumpla al máximo las expectativas de la operación y supere los retos técnicos a los que se enfrenta un fluido de perforación pero a su vez es importante no dejar de lado una característica no menos importante que debe tener el fluido y es evitar daños al medio ambiente.

Los efectos o externalidades negativas que conlleva el uso de fluidos de perforación depende del tipo de fluido que se utilice, usualmente se utilizan fluidos base agua los cuales se disuelven fácilmente en el medio a comparación de los fluidos base aceite, los cuales generan un impacto mayor.

Con respecto a operaciones costa afuera, el uso de fluidos base aceite tiene impactos principalmente en la zona cercana a la plataforma, aunque también se registran casos en distancias de hasta diez (10) kilómetros. Estos impactos se pueden medir en los estudios de impacto ambiental y se mitigan mediante la generación de medidas de control que hacen parte del plan de manejo ambiental para cada proyecto, tanto los estudios de impacto ambiental como los planes de manejo hacen parte de los requerimientos exigidos por la regulación en Colombia para expedir la aprobación de las licencias ambientales para la perforación costa afuera en el país.

En 1979 la Agencia de Protección Ambiental por sus siglas en inglés EPA promovió las directrices estándar para la extracción de petróleo y gas las cuales han tenido regulaciones y cambios en 1993, 1996, 2001 y 2016, incluyendo descargas de aguas residuales tanto en producción, perforación y *Workover* al igual que en operaciones costa adentro y costa afuera¹⁹. Con base a dichas directrices se establecen los criterios específicos para los fluidos a utilizar, al igual que la calidad del material de descarga.

¹⁹ EPA, Environmental Protection Agency, Oil and Gas Extraction Effluent Guidelines, Disponible en <https://www.epa.gov/eg/oil-and-gas-extraction-effluent-guidelines>, Fecha de consulta 06 de Enero de 2017.

2.9.1 Pruebas ambientales. Para el caso de Colombia la regulación ambiental se traduce de la regulación ambiental de Brasil y los procedimientos del Instituto Brasileño del Medio Ambiente (IBAMA).

A continuación se hace una presentación general a los tipos de pruebas que se llevan a cabo a los fluidos de perforación utilizados en operaciones de perforación costa afuera con el fin de asegurar que no existe impacto sobre el medio ambiente.

2.9.1.1 Toxicidad. El auge de la exploración de hidrocarburos costa afuera causa alteraciones físicas, químicas y biológicas en los ambientes marinos, principalmente en la perforación de pozos y el uso de fluidos de perforación ya sean base agua, base aceite o base sintética y al igual que se usan grandes cantidades, también se descargan grandes cantidades de fluido y de recortes. La descarga ya sea de fluidos o recortes tiene cierta regulación la cual varía en diferentes países y según el impacto ambiental de los sólidos y la toxicidad de la descarga química. Los procedimientos para evaluar la eco toxicidad son EPA1644 y EPA1646.

2.9.1.2 Biodegradación. Ya que es una gran cualidad del fluido base que se degrade ya sea por procesos de hidrolisis, oxidación, fotodegradación, y biodegradación. Se realiza una prueba de Biodegradabilidad Anaerobia que consiste en tener una muestra en condiciones anaerobias durante 275 días y analizar la producción de gases y el tipo de gases que se produzca con base al procedimiento EPA1647.

2.9.1.3 Bioacumulación. Hace referencia a que determinadas sustancias pueden pasar de un organismo a otro a través de la cadena alimenticia y debido a esto se acumulan dichas sustancias. No se tiene un límite establecido, pero es necesario llevar un registro, el seguimiento se hace a través de un software, usualmente EpiSuit.

2.9.2 Criterios de control.

2.9.2.1 Criterios de control para fluidos base sintética. A continuación se presentan algunos de los criterios de control para fluidos base sintética. No se tienen en cuenta criterios para descarga de fluidos ya que la descarga de fluidos base sintética o aceite (con respecto a operaciones costa afuera está absolutamente prohibido el uso de diésel, cromo hexavalente, lignosulfonatos y salmueras de bromuro de zinc.) Está 100% prohibida.

- **TOXICIDAD AGUDA.** La prueba estandarizada por la EPA se conoce como Toxicidad en sedimento marino (*SedTox*) y el parámetro utilizado se llama LC50

(*Lethal Concentration 50*). El procedimiento consiste en que se tiene un número determinado de bio- organismos similares a un camarón, llamados *Mysidopsis Juniae* en muestras de agua de mar con diferentes concentraciones de fluido en partes por millón y en 96 horas se evalúa el número de bio organismos muertos y así determinar la concentración mínima tolerable que aniquila el 50% de los bio organismos. Para el análisis de resultados se llevan a cabo análisis estadísticos de desviación estándar. El criterio para considerar el fluido aceptado es treinta mil (30.000) partes por millón.

- **EXTRACCIÓN DE LA FASE EN REVERSA, RPE** (Reverse Phase Extraction). Prueba analítica que consiste en hacer incidir un haz de luz ultra violeta sobre el fluido para identificar la presencia de hidrocarburos. Esta contaminación del fluido con hidrocarburos se puede presentar cuando se perforan zonas de interés o cuando hay patadas de pozo.

Si el resultado de RPE resulta positivo, el fluido se debe descartar y no puede ser reutilizado en operaciones futuras.

- **TOXICIDAD DE LA BASE.** Se realiza un procedimiento similar al de la prueba *SedTox* pero sin usar partes por millón máximas sino en relación con un fluido base de referencia.

Como fluido referencia se usa la olefina a la cual se le da un valor de toxicidad de referencia de uno (1). Cada base que se desee utilizar debe ser probada y comparada con la olefina y si la relación de toxicidades es inferior a uno (1) la base puede ser utilizada, de lo contrario debe ser descartada.

- **CONTENIDO DE HIDROCARBUROS POLICICLICOS AROMATICOS, PAH** (Polycyclic Aromatic Hydrocarbons). Basado en el método de prueba EPA1654A y para que el fluido base sea aceptado la concentración máxima de PAH debe ser diez (10) partes por millón.

2.9.2.2 Criterios de control para descarga de recortes.

- **HUMEDAD U OOC** (oil on cuttings). En las operaciones costa afuera se utiliza un equipo de control de solidos llamado secador de cortes (*Cuttings dryer*) el cual es una centrifuga vertical que recibe la descarga solida de la zaranda. Los recortes son procesados para retirarles la humedad y analizados por medio de retorta y para poder descartar los sólidos al lecho marino el contenido de aceites debe ser inferior al 6.9%²⁰.

En caso de que la humedad de los recortes supere el límite permitido es necesario implementar un sistema cerrado con contenedores (*Cutting boxes*) diseñados para

²⁰ Anadarko.

el transporte de recortes para ser enviados a tierra para ser procesados y dispuestos de manera ambientalmente segura.

3. REDISEÑO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A lo largo de este capítulo se describirán los parámetros con los cuales debe cumplir el diseño y formulación de un fluido de perforación tal y como los que se van a evaluar para desarrollar los objetivos de esta investigación.

3.1 PARÁMETROS DE DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para que el diseño de un fluido de perforación tenga la más alta calidad y desempeño posible se deben tener en cuenta aspectos como:

- Geología y formaciones que se van a perforar.
- Profundidades de los objetivos y de contactos entre formaciones.
- Temperaturas y presiones a las cuales este expuesto el fluido.
- Aditivos.
- Tareas y funciones con la que se espera que cumpla el fluido de perforación.
- Riesgos a los que se enfrenta el fluido de perforación.
- Aspectos ambientales.

3.2 DISEÑO EXPERIMENTAL

Ya que la finalidad de este trabajo de grado es evaluar la viabilidad de un rediseño al fluido de perforación usado actualmente en perforaciones de las secciones con conductor (en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera, a través de la creación de rediseños a nivel de laboratorio.

Inicialmente se realizarán pruebas básicas como se muestra en la **Tabla 1**, incluyendo la cantidad de pruebas junto con la duración aproximada para la realización de las mismas. Para seleccionar tres rediseños que tengan la reología lo más plana posible para posteriormente ser evaluados con pruebas y condiciones más específicas como se muestra en la **Tabla 2**, simulando condiciones de yacimiento. Se procederá de la siguiente manera:

- Se presentará la formulación actual del lodo base sintética en adelante denominada como **FORMULACIÓN 1**.
- Se iniciarán las pruebas básicas sobre el fluido de **FORMULACIÓN 1** que corresponden a reología FANN 35 (inicialmente con variaciones de temperatura a 40, 80, 100, 120 grados Fahrenheit), retorta (la cual corresponde al mismo resultado de OWR para todas las formulaciones) para determinar la relación agua petróleo (OWR) al igual que salinidad y exceso de cal.

- Se realizarán las pruebas básicas a la **FORMULACIÓN 1.1: FORMULACIÓN 1 +** Controlador de reología a bajas temperaturas, THINNER (COLDTROL®) con variaciones de concentración de **A: 0.25, B: 0.5 y C: 1 lpb.**
- Se realizarán las pruebas básicas a la **FORMULACIÓN 1.2: FORMULACIÓN 1 +** Reductor de reología en fluidos base sintética, THINNER (OMC2®) con variaciones de concentración de **A: 0.1, B: 0.2 y C: 0.3 lpb.**
- Se analizarán los resultados de las pruebas básicas para realizar la selección de los tres mejores rediseños.

*NOTA: se realizan las pruebas específicas a los tres rediseños seleccionados y mencionados anteriormente con base a los resultados de la prueba de reología FANN 35 presentados en las **Tablas 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13** y en la **Gráfica 1.***

- Se iniciarán las pruebas específicas al fluido de **FORMULACIÓN 1** que corresponden a reología FANN 77, prueba estática de destello (su resultado corresponde al mismo para todas las formulaciones), estructura de gel, prueba de taponamiento de permeabilidad, filtrado HPHT (su resultado corresponde al mismo para todas las formulaciones) y estabilidad eléctrica.
- Se realizarán las pruebas específicas al rediseño seleccionado 1 (**FORMULACION 1.1.C – COLDTROL @ 1 lpb**).
- Se realizarán las pruebas específicas al rediseño seleccionado 2 (**FORMULACION 1.2.A – OMC2 @ 0.1 lpb**).
- Se realizarán las pruebas específicas al rediseño seleccionado 3 (**FORMULACION 1.2.B – OMC2 @ 0.2 lpb**).
- Al final de cada prueba, se reportarán los resultados obtenidos junto con las observaciones pertinentes.

Tabla 1. Diseño Experimental para pruebas básicas.

Pruebas básicas	Formulación 1	Formulación 1.1			Formulación 1.2		
		A: COLDTROL @ 0,25 lpb.	B: COLDTROL @ 0,5 lpb.	C: COLDTROL @ 1 lpb.	A: OMC2 @ 0,1 lpb.	B: OMC2 @ 0,2 lpb.	C: OMC2 @ 0,3 lpb.
FANN 35 @ 40 °F, @ 80 °F, @100 °F, @120 °F.	X	X	X	X	X	X	X
SALINIDAD EN LODO ENTERO [%]	X	X	X	X	X	X	X
EXCESO DE CAL [ppb]	X	X	X	X	X	X	X
RETORTA [% _{os,o,w}]			X				

Se realizarán aproximadamente 22 pruebas sobre los rediseños incluyendo la formulación actual. Las pruebas se llevarán a cabo en un tiempo máximo de un mes.

La cantidad y duración de las pruebas básicas para las formulaciones son aproximadas, los investigadores, podrán modificarlas, si se cree conveniente para el desarrollo de este trabajo de investigación. Una vez se terminen las pruebas propuestas para cada una de las formulaciones, se hará el análisis de los resultados y la selección final de los tres rediseños para proceder a realizar las pruebas específicas.

Tabla 2. Diseño Experimental para pruebas específicas.

Pruebas específicas	Formulación 1	Rediseño seleccionado 1 (form. 1.1.c)	Rediseño seleccionado 2 (form. 1.2.a)	Rediseño seleccionado 3 (form. 1.2.b)
FANN 77	X	X	X	X
PRUEBA ESTÁTICA DE DESTELLO	X	X	X	X
PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD	X	X	X	X
ESTRUCTURA DE GEL	X	X	X	X
ESTABILIDAD ELECTRICA	X	X	X	X
FILTRADO HPHT			X	

Se realizarán aproximadamente 21 pruebas sobre los tres rediseños seleccionados incluyendo la formulación actual. Las pruebas se llevarán a cabo en un tiempo máximo de un mes.

La cantidad y duración de las pruebas específicas para los tres rediseños seleccionados son aproximadas, los investigadores, podrán modificarlas, si se cree conveniente para el desarrollo de este trabajo de investigación. Una vez se terminen las pruebas propuestas para cada una de los tres rediseños, se hará el análisis de los resultados y la comparación a nivel técnico y financiero de los tres rediseños con la formulación actual (**FORMULACIÓN 1**).

3.3 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS

Para la formulación de los rediseños del fluido de perforación base sintética se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Los rediseños formulados serían usados para perforar las secciones con conductor (*Riser*) en este caso las secciones III y IV de pozos exploratorios.
- La geología y las formaciones perforadas serían básicamente las descritas en la sección 1.3.2.
- Las profundidades de perforación varían entre los cuatrocientos (400) y tres mil (3000) metros de columna de agua y aproximadamente 3500 metros en el subsuelo marino.
- El gradiente de temperatura esperado desde el lecho marino es de 1.4 grados Fahrenheit cada 100 pies y la temperatura de superficie es aproximadamente 80 grados Fahrenheit.
- Principalmente se espera que los rediseños tengan propiedades estables aún con las condiciones variables a las que se encuentran.
- Los aditivos son elegidos y enumerados en las siguientes secciones.
- Las características esperadas para el fluido se presentan en la **Tabla 3**.
- Los retos a los cuales se enfrenta el fluido de perforación se encuentran descritos en las secciones 2.5 y 2.6.
- Se espera que los rediseños sean lo menos tóxicos y ambientalmente amigables posibles.
- Los valores esperados para los geles serán los más bajos posibles, siempre en cuando se asegure la suspensión de los cortes y el material densificante.

Tabla 3. Propiedades esperadas para los fluidos de prueba.

Propiedades del Fluido BAROID®	
Max. Densidad	10 ppg
OWR	70/30
NAP	ENCORE BASE
NAP SG	0.78
Salmuera	CaCl ₂
Pureza	97%
WPS	260000 ppm
Max. YP @120°F	25 lb / 100 ft ²
Max. PV @120°F	20 cP
Geles @120°F	ALAP lb / 100 ft ²

Fuente. HALLIBURTON

3.3.1 Aditivos. A continuación se explican las características y funciones de los aditivos utilizados en cada una de las formulaciones propuestas y la formulación utilizada actualmente.

3.3.1.1 *Formulación Actual.*

- **ENCORE BASE.** Es la fase sintética continua que corresponde a una olefina interna y es utilizado para fluidos de alto desempeño principalmente en operaciones costa afuera debido a sus cualidades técnicas y a que es amigable con el ambiente marino.
- **LE SUPERMUL.** Es el aditivo usado como emulsificante, para que en el momento de adicionar aditivos base agua se forme una emulsión estable.
- **ADAPTA.** Controlador de filtrado para sistemas de fluido base sintética.
- **CAL.** Agente alcalinizante que tiene como función proporcionar más estabilidad a la emulsión. Es deseable tener un exceso de cal ya que en caso de un influjo de gases ácidos, las propiedades de controlador de pH de este aditivo podrían neutralizarlo.
- **SALMUERA.** Fase acuosa discontinua de la emulsión.
- **TAU-MOD.** Viscosificante y agente de suspensión utilizado para mejorar la limpieza del pozo.
- **RHEMOD.** Viscosificante líquido, ayuda a aumentar viscosidad y capacidad de suspensión de recortes en fluidos no acuosos y como función secundaria ayuda a estabilizar la emulsión.
- **BARACARB 25 Y 50.** Este aditivo corresponde a un carbonato de calcio, el cual mediante procesos de ingeniería se le modifica el tamaño de grano para ser utilizado como material de puenteo y así evitar pérdidas de circulación.
- **BAROID.** Este aditivo corresponde a barita que es usada como material densificante o material de peso.

3.3.1.2 *Formulaciones Propuestas.*

- **COLDTROL.** Aditivo que consiste básicamente en un tipo de thinner usado en fluidos base aceite como controlador de reología a bajas temperaturas.

- OMC 2. Aditivo que consiste básicamente en un tipo de thinner usado en fluidos base aceite de alto desempeño en operaciones de aguas profundas como controlador de reología.

3.3.2 Formulación del fluido actual (FORMULACIÓN 1). Como se mencionó anteriormente los rediseños parten de una formulación base la cual está siendo usada actualmente. Dicha formulación se muestra en la **Tabla 4**. Se presenta la formulación para la salmuera (es la misma salmuera para todos los casos, formulación actual y rediseños) en la **Tabla 5**.

Tabla 4. Formulación actual para un barril (FORMULACIÓN 1).

ADITIVO	SG	CONCENTRACIÓN (campo)	CONCENTRACIÓN (laboratorio)
(ENCORE BASE ®)	0,78	0,57 bbl	198,45 mL
(LE SUPERMUL ϕ)	0,91	12 lb	13,14 mL
(ADAPTA ϕ)	1,03	3 lb	3 g
(CAL)	2,24	2 lb	2 g
(SALMUERA CaCl ₂)	1,23	122,45 lb	-
(TAU-MOD ϕ)	2,20	2 lb	2 g
(RHEMOD L)	0,96	3 lb	3,13 mL
(BARACARB ® 25)	2,71	10 lb	10 g
(BARACARB ® 50)	2,71	10 lb	10 g
(BAROID ®)	4,20	100,2 lb	100,2 g

Fuente. HALLIBURTON

Nota: en el laboratorio se asume: para aditivos solidos 1 gramo como 1 libra en campo, para aditivos líquidos 1 mililitro como 1 libra en campo al igual que 350 mililitros como 1 barril de campo.

Tabla 5. Formulación de la salmuera para un barril.

ADITIVO	SG	CONCENTRACIÓN (campo)	CONCENTRACIÓN (laboratorio)
AGUA	0,998	-	85,4 mL
SAL, (CaCl ₂)	2,64	-	37,08 g

Fuente. HALLIBURTON

3.3.3 Formulación de los rediseños propuestos. En esta sección se presenta la formulación para cada uno de los rediseños que se desean evaluar con sus diferentes aditivos y concentraciones como se observa en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Formulación de los rediseños para un barril.

ADITIVO	FORMULACIÓN. 1.1			FORMULACIÓN. 1.2		
ENCORE BASE	198,45 mL					
LE SUPERMUL ¢	13,14 mL					
ADAPTA ¢	3 g					
CAL	2 g					
CaCl2 BRINE	85,4 mL _{agua} + 37,08 g _{sal}					
TAU-MOD ¢	2 g					
RHEMOD L	3,13 mL					
BARACARB ® 25	10 g					
BARACARB ® 50	10 g					
BAROID ®	100,2 g					
	A	B	C	A	B	C
COLDTROL ®	0.25 lb	0.5 lb	1 lb	-	-	-
OMC2 ®	-	-	-	0.1 lb	0.2 lb	0.3 lb

4. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS RESULTADOS DE LABORATORIO

Un sistema de fluidos eficiente es aquel que cumpla con la mayor cantidad de tareas y que mitigue la mayoría de los problemas que pueden presentarse con el fin de disminuir los tiempos no productivos y llevar a cabo una perforación exitosa.

En este capítulo, se mostrarán los resultados obtenidos durante el rediseño y análisis técnico a nivel de laboratorio de cada uno de los fluidos formulados en el capítulo anterior y finalmente se seleccionaran los tres rediseños según los resultados y los parámetros anteriormente estipulados.

4.2 RESULTADOS DE PRUEBAS BÁSICAS DE LABORATORIO

Todas las formulaciones presentadas en el capítulo anterior, fueron sometidas a las diferentes pruebas básicas de laboratorio que se nombraron a lo largo del capítulo tres, en las secciones a continuación se presentarán los resultados en todas y cada una de las pruebas básicas que se obtuvieron para las formulaciones de los rediseños.

En la **Tabla 7**, se presentan los resultados de las pruebas básicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1**, incluyendo retorta que corresponde al mismo valor de OWR para todas las formulaciones presentadas, al igual que salinidad y exceso de cal. Para los cálculos de Punto Cedente (YP) y Viscosidad Plástica (VP) se usaran las siguientes ecuaciones:

Ecuación 1. Cálculo de Viscosidad Plástica.

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

Ecuación 2. Cálculo de Punto Cedente.

$$YP = \theta 300 - VP$$

Ecuación 3. Cálculo de Fuerza Cedente.

$$YS = 2 (\theta 3) - \theta 6$$

Dónde: $\theta 600$ (lectura a 600 rpm), $\theta 300$ (lectura a 300 rpm), $\theta 6$ (lectura a 6 rpm), $\theta 3$ (lectura a 3 rpm).

A continuación en **Cálculo 1**, se explica el procedimiento para calcular la relación agua petróleo.

Cálculo 1. Cálculo de OWR.

- Se resta al 100% el porcentaje de sólidos observado en la probeta.

- Se divide el porcentaje de aceite observado en la probeta en el porcentaje obtenido de la anterior resta.

Así: % Sólidos = 11, % Agua = 26, % Aceite = 63

- 100% - % Sólidos = 100% - 11% = **89%**
- % Aceite / 89% = 63%/89% = **70.8%**, 100% - 70.8% = **29.2%**
- **OWR = 71%/29%**

Tabla 7. Resultados pruebas básicas **FORMULACIÓN 1.**

		FORMULACIÓN 1			
FANN 35		@40 °F	@80 °F	@100 °F	@120 °F
	Ø600 (Lb/100FT²)	90	53	40	37
	Ø300 (Lb/100FT²)	59	33	25	24
	Ø200 (Lb/100FT²)	48	26	19	18
	Ø100 (Lb/100FT²)	33	17	13	12
	Ø6 (Lb/100FT²)	9	5	4	4
	Ø3 (Lb/100FT²)	7	4	3	3
	10" (Lb/100FT²)	9	5	3	4
	10' (Lb/100FT²)	10	6	6	5
	Vp(Cp)	31	20	15	13
	Yp(Lb/100FT²)	28	13	10	11
	Ys(Lb/100FT²)	5	3	2	2
RETORTA	% Agua			26	
	% Sólidos			11	
	% Aceite			63	
	OWR			71/29	
	TITULACIONES	Ca⁺⁺ (mg/L)		Cl (mg/L)	ALK (ppm)
		73200		124000	0
QUIMICAS	SALINIDAD (ppm)			255479	
	EXCESO DE CAL (ppb)			0	

A continuación en la **Tabla 8.** se presentan los resultados de las pruebas básicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.1.A**

Tabla 8. Resultados pruebas básicas **FORMULACIÓN 1.1.A.**

FANN 35	[COLDTROL] = 0,25 lpb			
	@40 °F	@80 °F	@100 °F	@120 °F
Ø600 (Lb/100FT ²)	82	46	39	35
Ø300 (Lb/100FT ²)	53	29	24	22
Ø200 (Lb/100FT ²)	40	22	18	16
Ø100 (Lb/100FT ²)	28	15	12	11
Ø6 (Lb/100FT ²)	7	4	4	4
Ø3 (Lb/100FT ²)	6	3	3	3
10" (Lb/100FT ²)	8	4	4	4
10' (Lb/100FT ²)	8	4	4	4
Vp(Cp)	29	17	15	13
Yp(Lb/100FT ²)	24	12	9	9
Ys(Lb/100FT ²)	5	2	2	2

A continuación en la **Tabla 9.** se presentan los resultados de las pruebas básicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.1.B.**

Tabla 9. Resultados pruebas básicas **FORMULACIÓN 1.1.B.**

FANN 35	[COLDTROL] = 0,5 lpb			
	@40 °F	@80 °F	@100 °F	@120 °F
Ø600 (Lb/100FT ²)	76	46	39	34
Ø300 (Lb/100FT ²)	46	27	23	20
Ø200 (Lb/100FT ²)	36	20	17	15
Ø100 (Lb/100FT ²)	24	13	12	10
Ø6 (Lb/100FT ²)	6	3	3	3
Ø3 (Lb/100FT ²)	5	2	2	2
10" (Lb/100FT ²)	6	4	4	3
10' (Lb/100FT ²)	6	4	4	4
Vp(Cp)	30	19	16	14
Yp(Lb/100FT ²)	16	8	7	6
Ys(Lb/100FT ²)	4	1	1	1

A continuación en la **Tabla 10.** se presentan los resultados de las pruebas básicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.1.C.**

Tabla 10. Resultados pruebas básicas **FORMULACIÓN 1.1.C.**

FANN 35	[COLDTROL] = 1,0 lpb			
	@40 °F	@80 °F	@100 °F	@120 °F
θ600 (Lb/100FT ²)	70	43	37	33
θ300 (Lb/100FT ²)	40	24	21	20
θ200 (Lb/100FT ²)	31	18	15	15
θ100 (Lb/100FT ²)	17	11	10	10
θ6 (Lb/100FT ²)	4	3	3	3
θ3 (Lb/100FT ²)	3	2	2	2
10" (Lb/100FT ²)	4	4	4	3
10' (Lb/100FT ²)	5	4	4	4
Vp(Cp)	30	19	16	13
Yp(Lb/100FT ²)	10	5	5	7
Ys(Lb/100FT ²)	2	1	1	1

A continuación en la **Tabla 11.** se presentan los resultados de las pruebas básicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.2.A.**

Tabla 11. Resultados pruebas básicas **FORMULACIÓN 1.2.A.**

FANN 35	[OMC2] = 0,1 lpb			
	@40 °F	@80 °F	@100 °F	@120 °F
θ600 (Lb/100FT ²)	90	52	43	37
θ300 (Lb/100FT ²)	58	32	27	24
θ200 (Lb/100FT ²)	46	25	21	18
θ100 (Lb/100FT ²)	31	17	24	12
θ6 (Lb/100FT ²)	9	5	5	4
θ3 (Lb/100FT ²)	7	4	4	3
10" (Lb/100FT ²)	8	6	6	4
10' (Lb/100FT ²)	8	6	6	4
Vp(Cp)	32	20	16	13
Yp(Lb/100FT ²)	26	12	11	11
Ys(Lb/100FT ²)	5	3	3	2

A continuación en la **Tabla 12.** se presentan los resultados de las pruebas básicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.2.B.**

Tabla 12. Resultados pruebas básicas **FORMULACIÓN 1.2.B.**

FANN 35	[OMC2] = 0,2 lpb			
	@40 °F	@80 °F	@100 °F	@120 °F
θ600 (Lb/100FT ²)	88	46	38	35
θ300 (Lb/100FT ²)	55	28	23	22
θ200 (Lb/100FT ²)	43	22	17	16
θ100 (Lb/100FT ²)	30	14	11	11
θ6 (Lb/100FT ²)	8	4	3	3
θ3 (Lb/100FT ²)	6	3	2	2
10" (Lb/100FT ²)	7	4	4	4
10' (Lb/100FT ²)	9	4	5	4
Vp(Cp)	33	18	15	13
Yp(Lb/100FT ²)	22	10	8	9
Ys(Lb/100FT ²)	4	2	1	1

A continuación en la **Tabla 13.** se presentan los resultados de las pruebas básicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.2.C.**

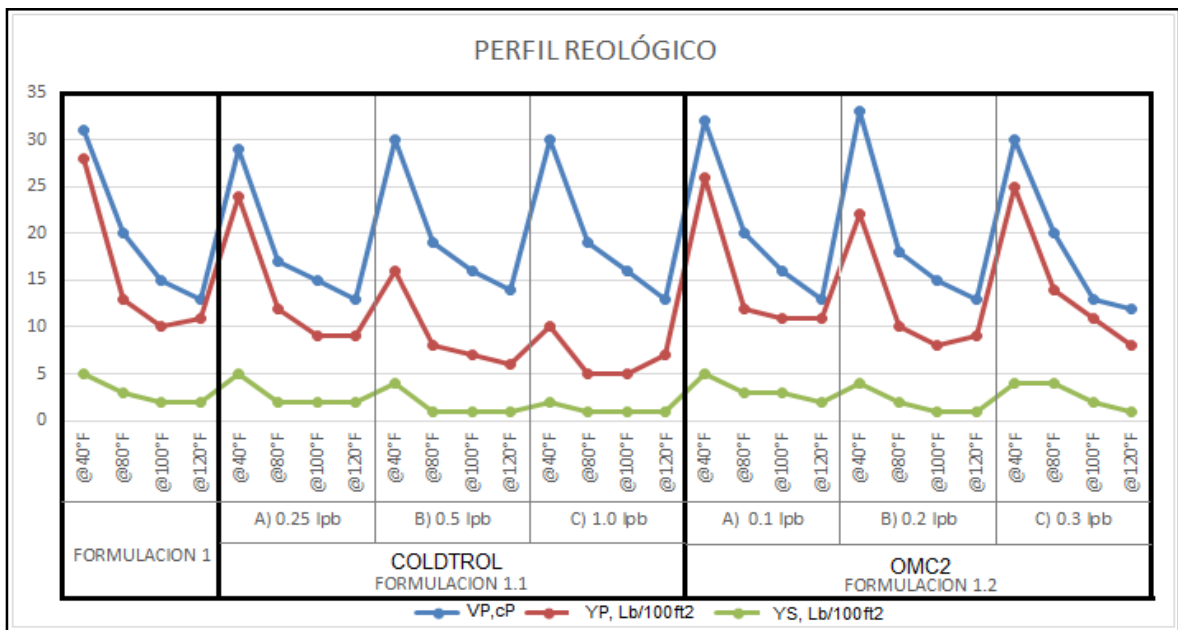
Tabla 13. Resultados pruebas básicas **FORMULACIÓN 1.2.C.**

FANN 35	[OMC2] = 0,3 lpb			
	@40 °F	@80 °F	@100 °F	@120 °F
θ600 (Lb/100FT ²)	85	54	37	32
θ300 (Lb/100FT ²)	55	34	24	20
θ200 (Lb/100FT ²)	43	27	19	15
θ100 (Lb/100FT ²)	30	17	13	10
θ6 (Lb/100FT ²)	8	6	4	3
θ3 (Lb/100FT ²)	6	5	3	2
10" (Lb/100FT ²)	7	5	4	3
10' (Lb/100FT ²)	8	6	5	4
Vp(Cp)	30	20	13	12
Yp(Lb/100FT ²)	25	14	11	8
Ys(Lb/100FT ²)	4	4	2	1

4.3 SELECCIÓN DE LOS TRES REDISEÑOS QUE SE EVALUARAN CON PRUEBAS ESPECÍFICAS

Debido a que la reología plana es una de las principales características que se espera que el fluido rediseñado tenga, ya que el fluido se va a utilizar para perforar el pozo a profundidad total y es de gran aplicabilidad un fluido en el cual sus propiedades reológicas se mantengan constantes o no varíen drásticamente a través de los cambios de presión y temperatura experimentados a lo largo de la trayectoria del pozo. Se analizaron los resultados obtenidos de la prueba de reología FANN 35 (presentados en la **Gráfica 1.**) realizada a cada una de las formulaciones previamente presentadas para de esta forma seleccionar las tres formulaciones más factibles.

Gráfica 1. Representación gráfica del perfil reológico.



A simple vista en esta gráfica se observa una disminución de los picos de YP a la temperatura del lecho marino (40 °F) en los rediseños propuestos. Lo cual indica que los aditivos nuevos usados en las formulaciones si mejoran el desempeño del fluido acercándolo más al concepto de reología plana.

Con base en lo anterior se determinó una diferencia porcentual entre el valor de Punto Cedente (*Yield Point*) a temperaturas de 40 °F y 120 °F para de esta manera seleccionar los tres rediseños con una diferencia porcentual más baja haciendo el sistema de fluidos predecible. En la **Tabla 14.** se presentan los cálculos de dichas diferencias porcentuales y así proceder con la selección.

Tabla 14. Diferencias porcentuales de puntos cedentes para selección de los tres mejores rediseños.

FORMULACION 1		
-	40°f	120°F
YP	28	11
%	60.71	

Controlador de reología a bajas temperaturas, THINNER (COLDTROL®)

FORMULACION 1.1.A			FORMULACION 1.1.B			FORMULACION 1.1.C		
-	40°f	120°F	-	40°f	120°F	-	40°f	120°F
YP	24	9	YP	16	6	YP	10	7
%	62.5		%	62.5		%	30	

Reductor de reología en fluidos base sintética, THINNER (OMC2®)

FORMULACION 1.2.A			FORMULACION 1.2.B			FORMULACION 1.2.C		
-	40°f	120°F	-	40°f	120°F	-	40°f	120°F
YP	26	11	YP	22	9	YP	25	8
%	57.69		%	59.09		%	68	

	Diferencia porcentual para la formulación actual
	Diferencia porcentual para formulaciones descartadas
	Diferencia porcentual para formulaciones seleccionadas

Con resultados obtenidos y teniendo en cuenta que la finalidad es obtener una diferencia porcentual inferior a la de la formulación actual se seleccionan: **FORMULACIÓN 1.1.C, FORMULACIÓN 1.2.A y FORMULACIÓN 1.2.B** para proseguir con pruebas específicas. Con valores de diferencia porcentual de 30%, 57.69%, y 59.09% respectivamente.

4.4 RESULTADOS DE PRUEBAS ESPECÍFICAS DE LABORATORIO

Las formulaciones de los tres rediseños seleccionados anteriormente, fueron sometidas a tres diferentes pruebas específicas de laboratorio que se nombraron a lo largo del capítulo tres, en las secciones a continuación se presentarán los resultados de cada una de las pruebas específicas que se obtuvieron para los rediseños seleccionados, incluyendo el filtrado a alta presión y alta temperatura el cual corresponde al mismo resultado para cada una de las formulaciones.

Para los cálculos del resultado final de la prueba de taponamiento de permeabilidad se usa la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. PPT definitivo.

$$PPT = 2 \text{ FILTRADO FINAL} + \text{FILTRADO INICIAL}$$

En la **Tabla 15**, se presentan los resultados de las pruebas específicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1**.

Tabla 15. Resultados pruebas específicas para la **FORMULACIÓN 1.**

FORMULACIÓN 1.					
PRUEBA	RESULTADOS				
filtrado HPHT (mL)	0.2				
ESTABILIDAD ELÉCTRICA (V)	N°1	N°2	N°3	PROMEDIO	
	472	450	429	450.33	
PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD	Filtrado inicial (mL)	Filtrado Final (mL)		PPT (mL)	
	2.2	2		6.2	
REOLOGÍA FANN 77 @8000 PSI	40°F	80°F	100°F	120°F	170°F
600 rpm	281.2	190.5	183.1	165.9	144.3
300 rpm	195.2	158.6	128.4	128	110.6
200 rpm	152.2	123.8	108.2	111.5	96
100 rpm	104.8	96	85.7	90.3	78.3
6 rpm	43	46.2	49.9	38.6	31.6
3 rpm	38	40	41.3	29.2	18.9
VP cP	86.1	31.9	54.7	37.8	33.6
YP (lb/100ft ²)	109.1	126.7	73.8	90.2	77
YS (lb/100ft ²)	33	33.8	32.7	19.7	6.3
PRUEBA ESTÁTICA DE IRIDISCENCIA @ 1, 5, 15, 30, 45, 60 minutos	NO				
ESTRUCTURA DE GEL (lb/100ft ²)	100 rpm	0.5 rpm		0 rpm	
	6.4	0.4		0	

En la **Tabla 16.** se presentan los resultados de las pruebas específicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.1.C.**

Tabla 16. Resultados pruebas específicas para la **FORMULACIÓN 1.1.C.**

FORMULACIÓN 1.1.C. – COLDTROL @ 1 lpb					
PRUEBA	RESULTADOS				
ESTABILIDAD ELÉCTRICA (V)	N°1	N°2	N°3	PROMEDIO	
	251	245	216	237.33	
PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD	Filtrado inicial (mL)		Filtrado Final (mL)		PPT (mL)
	33.8		13.5		60.8
REOLOGÍA FANN 77 @8000 PSI	40°F	80°F	100°F	120°F	170°F
600 rpm	218.7	126.2	169.36	147.9	128.6
300 rpm	132.3	115.3	107.8	106.6	92.1
200 rpm	98.2	85.7	85.4	92.9	79.9
100 rpm	53.9	62.11	65.9	75.2	65.2
6 rpm	19.11	27.7	37.4	28.9	23.6
3 rpm	16.2	20	27.5	19.4	12.5
VP cP	86.4	10.9	61.56	41.3	36.5
YP (lb/100ft ²)	45.9	104.4	46.24	65.3	55.6
YS (lb/100ft ²)	13.29	12.3	17.6	9.9	1.4
ESTRUCTURA DE GEL (lb/100ft²)	100 rpm		0.5 rpm		0 rpm
	10.8		1.4		3.1

En la **Tabla 17.** se presentan los resultados de las pruebas específicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.2.A.**

Tabla 17. Resultados pruebas específicas para LA FORMULACIÓN 1.2.A.

FORMULACIÓN 1.2.A. – OMC2 @ 0.1 lpb					
PRUEBA	RESULTADOS				
ESTABILIDAD ELÉCTRICA (V)	N°1	N°2	N°3	PROMEDIO	
	270	282	276	276	
PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD	Filtrado inicial (mL)		Filtrado Final (mL)		PPT (mL)
	10.4		3.8		18
REOLOGÍA FANN 77 @8000 PSI	40°F	80°F	100°F	120°F	170°F
600 rpm	281.2	186.9	196.8	165.9	144.3
300 rpm	191.8	153.7	138.6	128	110.6
200 rpm	145.8	119	119.5	111.5	96
100 rpm	98.4	96	158.2	90.3	78.3
6 rpm	43	46.2	62.3	38.6	31.6
3 rpm	38	40	55	29.2	18.9
VP cP	89.4	33.1	58.2	37.9	33.7
YP (lb/100ft ²)	102.4	120.6	80.4	90.1	76.9
YS (lb/100ft ²)	33	33.8	47.7	19.8	6.2
ESTRUCTURA DE GEL (lb/100ft²)	100 rpm		0.5 rpm		0 rpm
	19.3		2.4		4.9

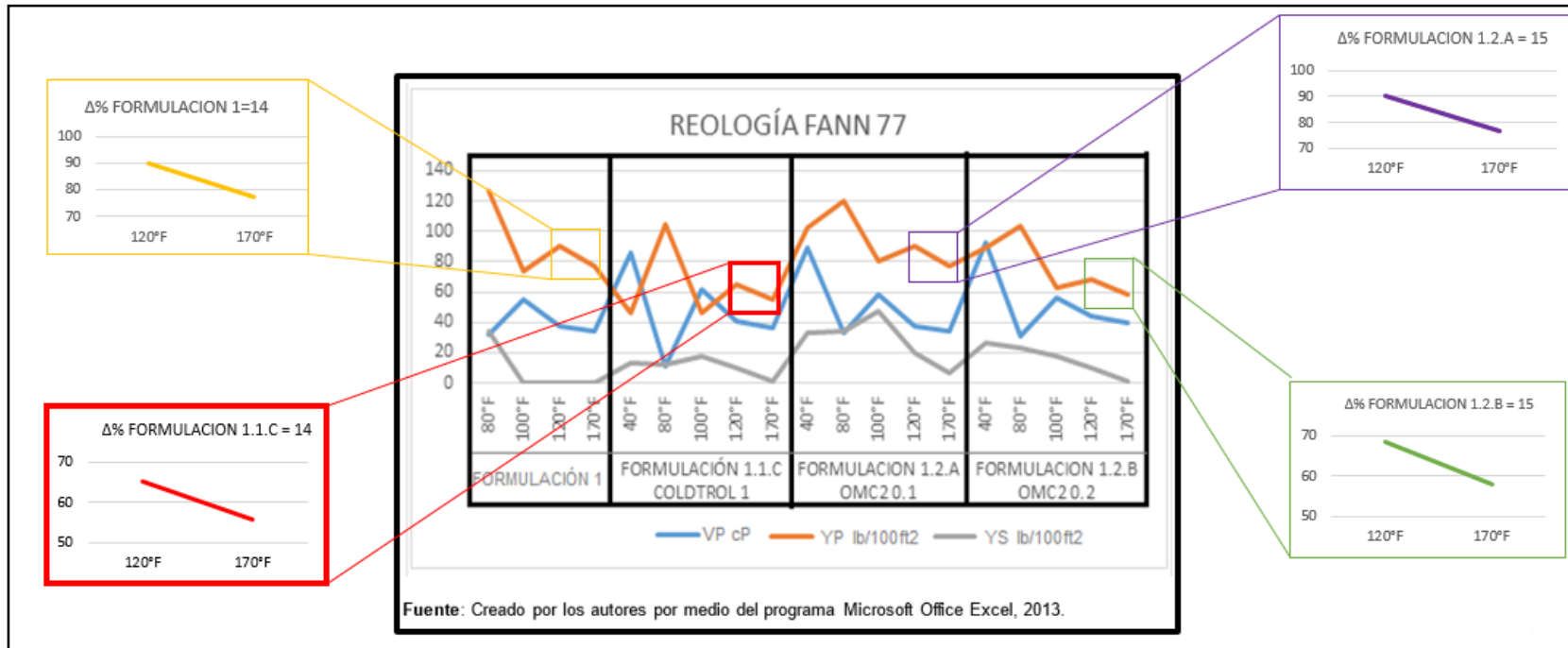
En la **Tabla 18.** se presentan los resultados de las pruebas específicas realizadas a la **FORMULACIÓN 1.2.B.**

Tabla 18. Resultados pruebas específicas para la **FORMULACIÓN 1.2.B.**

FORMULACIÓN 1.2.B. – OMC2 @ 0.2 lpb					
PRUEBA	RESULTADOS				
ESTABILIDAD ELÉCTRICA (V)	N°1	N°2	N°3	PROMEDIO	
	207	208	214	209.7	
PRUEBA DE TAPONAMIENTO DE PERMEABILIDAD	Filtrado inicial (mL)		Filtrado Final (mL)		PPT (mL)
	28.4		12.4		53.2
REOLOGÍA FANN 77 @8000 PSI	40°F	80°F	100°F	120°F	170°F
600 rpm	274.9	165.3	173.9	156.9	136.4
300 rpm	181.9	134.5	118.1	112.6	97.2
200 rpm	136.34	104.7	96.8	99.11	85.3
100 rpm	95.2	79	72.5	82.7	71.7
6 rpm	38.2	36.96	37.4	28.95	23.7
3 rpm	32.5	30	27.5	19.4	12.5
VP cP	93	30.8	55.8	44.3	39.2
YP (lb/100ft ²)	88.9	103.7	62.3	68.3	58
YS (lb/100ft ²)	26.8	23.04	17.6	9.85	1.3
ESTRUCTURA DE GEL (lb/100ft²)	100 rpm		0.5 rpm		0 rpm
	17.3		1.6		5.54

En la **Gráfica 2.** se presentan los resultados de la reología FANN 77 para las formulación actual y los tres rediseños propuestos.

Gráfica 2. Resultados de reología FANN 77 para la formulación base y tres rediseños.



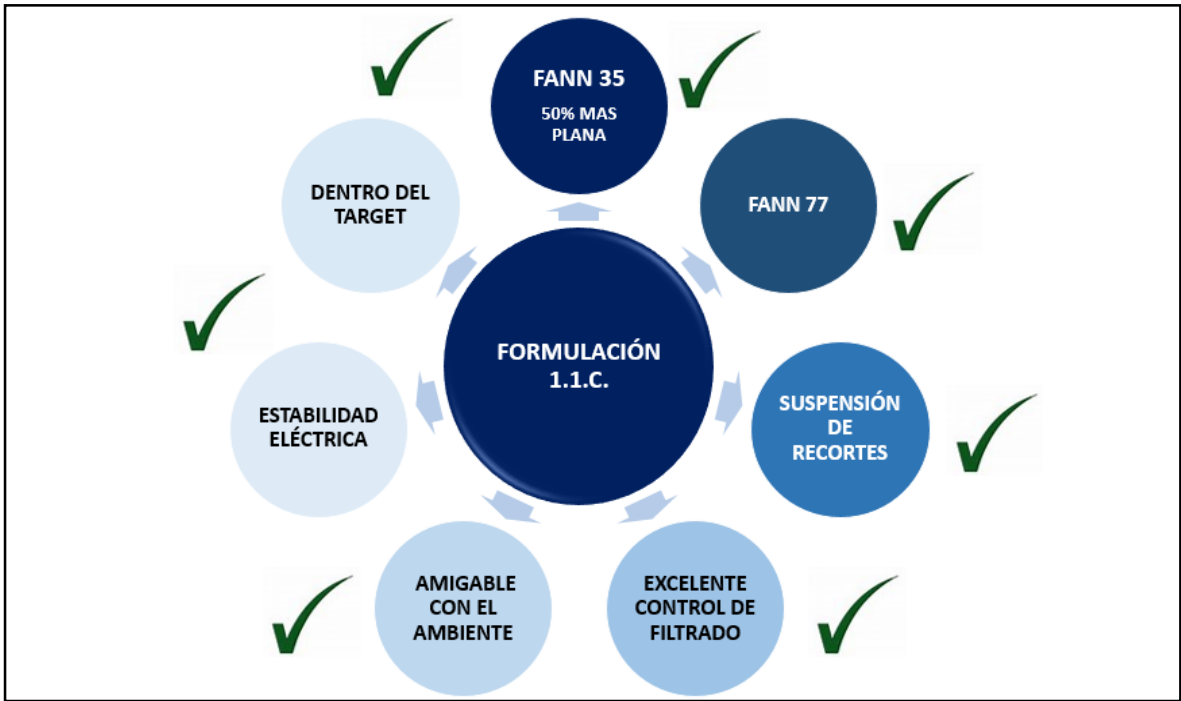
Teniendo en cuenta que la finalidad de la prueba de reología FANN 77 tiene como objetivo simular las condiciones reales en fondo, simulando los cambios de presión y temperatura que experimenta el fluido a través de la trayectoria del pozo. Se realizó la prueba en cinco puntos de temperatura (40, 80, 100, 120 y 170 °F), todos estos a una presión de 8000 PSI ya que es la presión aproximada que se espera en fondo debido a la columna hidrostática.

Como se mencionó anteriormente el objetivo es evaluar las condiciones de yacimiento por ende se tienen en cuenta los puntos de YP a 120 y 170°F para realizar una diferencia porcentual y así determinar cuál de las formulaciones propuestas se comporta de la forma más plana y predecible. Que como se puede observar es la **FORMULACIÓN 1.1.C – COLDTROL @ 1 LPB.**

4.5 SELECCIÓN DEL REDISEÑO MÁS ADECUADO

A continuación en la **Figura 4.** se presenta la selección del rediseño más adecuado, para ser utilizado en perforación de pozos exploratorios en la Cuenca del Sinú Costa Afuera debido a sus características técnicas y resultados en pruebas de laboratorio.

Figura 4. Rediseño más adecuado.



Al analizar los resultados de pruebas básicas y específicas se determinó que el fluido con las mejores características técnicas para ser empleado en la campaña exploratoria que realiza la empresa Anadarko en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera, fue el rediseño seleccionado 1 (**FORMULACIÓN 1.1.C – COLDTROL @ 1 lpb**). Ya que cumplió satisfactoriamente con los resultados esperados.

Con respecto a las pruebas FANN 35 y FANN 77 se comportó de una forma más plana que la formulación actual y los otros rediseños propuestos, a pesar de tener valores muy bajos de geles se mantuvo en los valores de YP y VP esperados para cumplir con las funciones de limpieza del pozo, observando los resultados de la prueba PPT se observan valores de filtrado inicial muy altos pero se concluye a partir de los resultados de la prueba HPHT que no tiene que ver con el controlador de filtrado sino a que no se usó la concentración y tamaño adecuados de material de puenteo y con respecto a los resultados de estabilidad eléctrica del fluido se observó que se obtuvieron valores más bajos que en la formulación actual pero que de todas formas aportan una emulsión lo suficientemente estable a través de los cambios de presión y temperatura experimentados.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

La compañía operadora Anadarko se encuentra realizando trabajos de exploración en aguas profundas en la Cuenca Sinú Costa Afuera con el objetivo de encontrar hidrocarburos comerciales. Durante la perforación de los pozos exploratorios se han encontrado determinadas zonas inestables, ya sea consecuencia de zonas altamente fracturadas, altas presiones de poro, colapso de la formación y/o bajas presiones de fractura (ventana operativa reducida), al igual que la presencia y formación de hidratos de gas ocasionado por el bajo gradiente de temperatura de la cuenca.

Usualmente para la perforación de las secciones más someras (sección I y sección II) se utilizan fluidos de perforación base agua y para las secciones posteriores (sección III y sección IV) se utilizan fluidos base sintética como los presentados en el proyecto. Cuando las practicas operacionales y el fluido de perforación no se adaptan a las condiciones adversas durante la perforación se corre el riesgo de aumentar el costo operativo representado en mayor tiempo de operación puesto que se pueden presentar perdidas de circulación, ajustes en la densidad del fluido de perforación para controlar influjos, pegas o atascamientos, etc. Con base a los retos que deben ser enfrentados durante la operación, se hace necesario mejorar las propiedades del fluido de perforación empleado y adoptar mejores prácticas acordes a la situación. Dicho lo anterior, fue de suma importancia rediseñar un lodo de perforación sintético con las propiedades adecuadas que permitieran mantener una presión hidrostática y Densidad Equivalente de Circulación dentro de la ventana operativa, previniendo el hinchamiento de arcillas, el colapso de las formaciones y la formación de hidratos de gas, entre otros.

En la **Figura 4.** se presenta el esquema generalizado de perforación para aguas profundas, el sistema de lodos base sintética es preparado y bombeado para la perforación de las Sección III (2.750 m – 4.500 m) y IV (4.500 m – 4.800 m). Dicho estado mecánico fue utilizado para los cálculos de volúmenes y monetización del fluido.

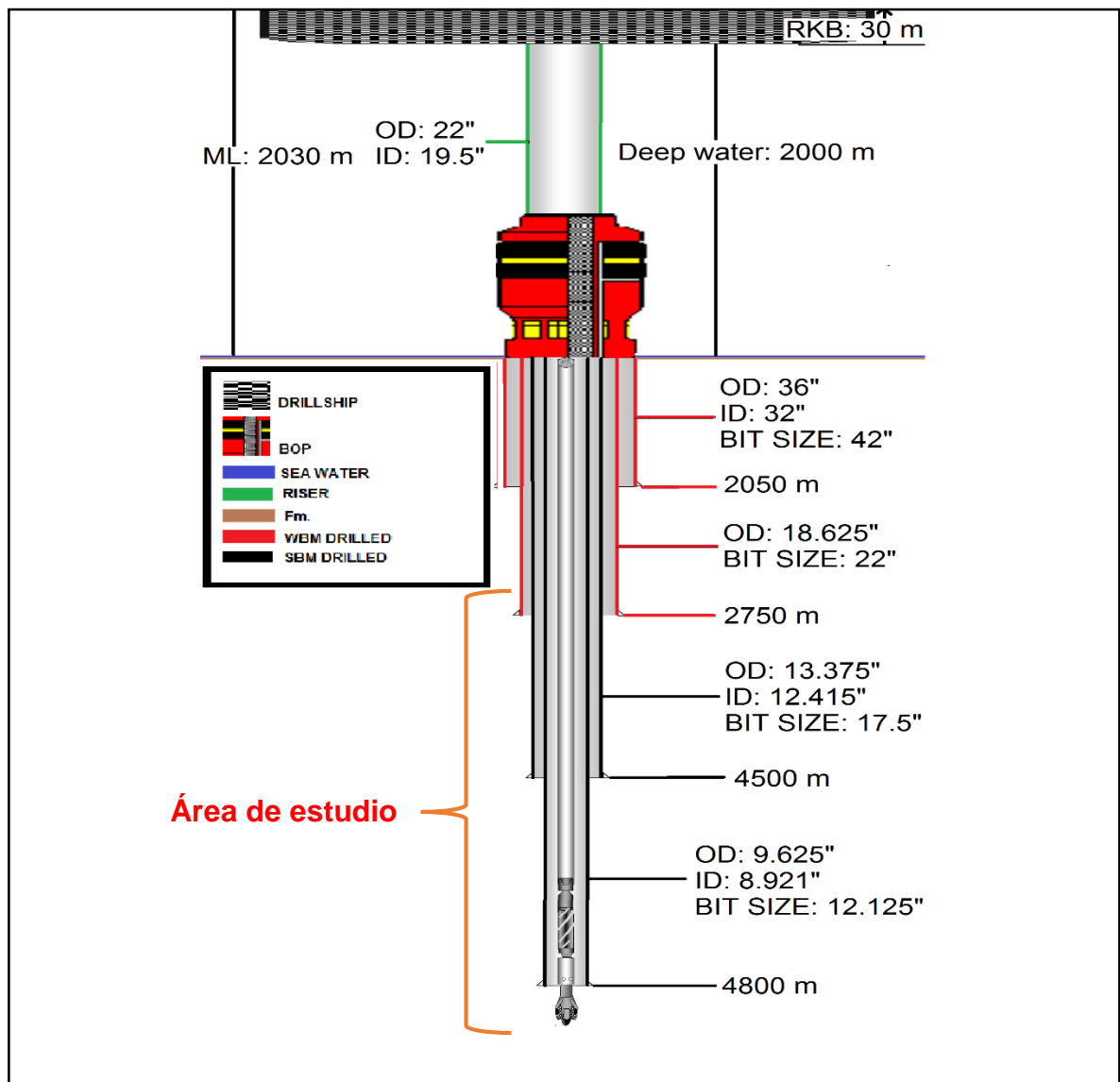
La Sección III corresponde al intervalo perforado entre 2.750 m - 4.500 m, diámetro de hueco de 17,5", diámetro externo del revestimiento de 13,375" e interno de 12,415". La Sección IV corresponde al intervalo perforado entre 4.500 m – 4.800 m, diámetro de hueco de 12,125", diámetro externo del revestimiento de 9,625" e interno de 8,921".

Para la evaluación financiera, desde el punto de vista de la compañía operadora, se realizó análisis de costos de inversión. Con base a los éxitos exploratorios de los pozos Kronos-1 y *Purple Angel-1* operados por Anadarko S.A., la compañía estableció una campaña de perforación en la Cuenca del Sinú Costa Afuera compuesta por cuatro pozos anuales durante cinco años (20 pozos), por ende, la duración del proyecto corresponde a cinco años con periodos anuales. La unidad

monetaria de valor constante a utilizar es el Dólar Estadounidense (USD). El Departamento de Exploración de la compañía maneja una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) de 10,50% E.A. para sus proyectos. La evaluación se desarrolló por medio de la metodología del Indicador Financiero Valor Presente Neto (VPN).

Fueron establecidos dos escenarios de evaluación, el primero hace referencia al sistema de lodos utilizado actualmente para la perforación de la zona de estudio, mientras que el segundo corresponde a la perforación de los mismos intervalos utilizando los rediseños propuestos en el presente proyecto.

Figura 5. Esquema de perforación generalizado para perforaciones en aguas profundas.



5.1 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión corresponden a los desembolsos que realiza la empresa con el propósito de ejecutar un proyecto que permita obtener resultados satisfactorios.

Dentro del plan estratégico de la compañía basada en los buenos resultados obtenidos recientemente en pozos exploratorios en el área, se encuentra una campaña de exploración la cual incluye la perforación de cuatro pozos anuales durante los próximos cinco años. En la **Tabla 19**, se presenta la campaña de exploración.

Tabla 19. Campaña de exploración.

Periodo	Numero de pozos
1	4
2	4
3	4
4	4
5	4

Fuente. ANADARKO S.A.

La compañía tiene cuatro alternativas en cuanto al uso del lodo de perforación para las secciones III y IV en los próximos pozos exploratorios. La primera alternativa corresponde al lodo base sintética utilizado durante la perforación de los últimos pozos mientras que las otras alternativas hacen referencia a los rediseños del lodo base sintética propuestos en el presente proyecto.

El volumen de fluido a preparar para la Sección III está representado por los volúmenes de tanques del sistema activo, Conductor (*Riser*) (ID de 19,5”), Tubería de revestimiento (*Casing*) (ID de 12,415”), línea de lodo (*Mud Line: Kill/Booster/Choke Line*), hueco abierto (broca de 17,5”, con exceso de 15% por lavado) y dilución. En el **Cálculo 2**, se presentan los volúmenes correspondientes a cada factor.

Cálculo 2. Volúmenes de Sección III.

$$\begin{aligned}
 \text{Volumen}_{\text{Riser}}(\text{Bbl}) &= \frac{19,5''^2}{1.029,4} \times (2.030 \text{ m} \times 3,28) = 2.460 \text{ Bbl} \\
 \text{Volumen}_{\text{Casing}}(\text{Bbl}) &= \frac{12,415''^2}{1.029,4} \times ((4.500 \text{ m} - 2.000\text{m}) \times 3,28) = 1.227,78 \text{ Bbl} \\
 \text{Volumen}_{\text{Hueco Abierto}}(\text{Bbl}) &= \frac{17,5''^2}{1.029,4} \times ((4.500 \text{ m} - 2.750 \text{ m}) \times (1 + 0,15) \times 3,28) = 1.963,82 \text{ Bbl} \\
 \text{Volumen}_{\text{Dilución}}(\text{Bbl}) &= (4.500 \text{ m} - 2.750 \text{ m}) \times 3,28 \frac{\text{Bbl}}{\text{m}} = 5.740 \text{ Bbl}
 \end{aligned}$$

En la **Tabla 20.** se presenta el volumen total de fluido de perforación a preparar para la Sección III.

Tabla 20. Volumen total para Sección III.

Factor	Volumen (Bbl)
Tanques del sistema activo	3.800,00
Conductor	2.460,00
Revestimiento	1.227,78
Línea de Lodo	338,00
Hueco abierto	1.963,82
Dilución	5.740,00
Total	15.529,00

Fuente. HALLIBURTON

El volumen de fluido a preparar para la Sección IV está representado por los mismos factores que la Sección III aunque varían ciertos parámetros: Revestimiento (ID de 8,921”), hueco abierto (broca de 12,125” con 15% de exceso por lavado). En el **Cálculo 3.** se presentan los volúmenes correspondientes a cada factor.

Cálculo 3. Volúmenes de Sección IV.

$$Volumen_{Riser}(Bbl) = \frac{19,5''^2}{1.029,4} \times (2.030 \text{ m} \times 3,28) = 2.460 \text{ Bbl}$$

$$Volumen_{Casing}(Bbl) = \frac{8,921''^2}{1.029,4} \times ((4.800 \text{ m} - 2.000\text{m}) \times 3,28) = 710,02 \text{ Bbl}$$

$$Volumen_{Hueco\ Abierto}(Bbl) = \frac{12,125''^2}{1.029,4} \times ((4.800 \text{ m} - 4.500 \text{ m}) \times (1 + 0,15) \times 3,28) = 161,61 \text{ Bbl}$$

$$Volumen_{Dilución}(Bbl) = (4.800 \text{ m} - 4.500 \text{ m}) \times 3,28 \frac{Bbl}{m} = 984 \text{ Bbl}$$

En la **Tabla 21**. se presenta el volumen total de fluido de perforación a preparar para la Sección IV.

Tabla 21. Volumen total para Sección IV.

Factor	Volumen (Bbl)
Superficie	0,00
Conductor	2.460,00
Revestimiento	710,02
Línea de Lodo	338,00
Hueco abierto	161,61
Dilución	984,00
Total	4.653,00

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 22**. se presenta la lista de precios de Productos Químicos Generales utilizados en el diseño del sistema de lodos actual y propuesto durante la perforación de la zona de interés.

Tabla 22. Precios de Productos Químicos Generales.

Descripción	Presentación	Costo (USD)
ADAPTA ϕ	55,00 Lb	614,26
BARACARB ® 25	110,00 Lb	14,93
BARACARB ® 50	110,00 Lb	12,22
LE SUPERMUL ϕ	55,00 gal	2.191,20
RHEMOD ϕ L	55,00 gal	1.729,88
TAU-MOD ϕ	50,00 Lb	130,16
ENCORE BASE	1 ,00Bbl	481,80
BAROID ®	100,00 Lb	15,77
CaCl ₂	55,00 Lb	33,22
CAL	50,00 Lb	25,00
COLDTROL	55,00 gal	2.300,00
OMC2	5,00 gal	140,00

Fuente. HALLIBURTON

5.2 ESCENARIO I: formulación Actual (FORMULACIÓN 1.)

Los costos de inversión correspondientes a la perforación de los pozos incluidos dentro de la próxima campaña exploratoria utilizando el sistema de lodos base sintética actual, están representados por el alquiler del barco de perforación durante el tiempo estimado de operación y los costos del programa de lodos.

La perforación del pozo exploratorio *Purple Angel-1* demoró aproximadamente 90 días teniendo en cuenta que se utilizó la tecnología de Perforación con Presiones Controladas (MPD: *Managed Pressure Drilling*), sin embargo, el 25% (22,5 días) ha sido correspondiente a tiempo no productivo (NPT: *Non Productive Time*). En la **Tabla 23.** se presenta el costo asociado al tiempo de alquiler del buque de perforación *Bollete Dolphin*.

Tabla 23. Costo de alquiler del buque de perforación, Formulación actual, (FORMULACIÓN 1.).

Tarifa de alquiler (USD/día)	Tiempo de operación (día/pozo)	Alquiler (USD)
1'000.000,00	90	90'000.000,00

Fuente: ANADARKO S.A.

Se presenta a continuación el programa de lodos base sintética a bombear en las secciones III y IV.

5.2.1 Sección III. Correspondiente al intervalo de 13 3/8”, con diámetro de hueco de 17 1/2”. En la Tabla 24. se presenta el costo por barril de lodo elaborado.

Tabla 24. Costo por barril, Sección III, Formulación actual, (**FORMULACIÓN 1.**).

Producto	Concentración	Costo por barril (USD/Bbl)
ADAPTA ϕ	3,00 Lb/Bbl	33,505
BARACARB® 25	10,00 Lb/Bbl	1,358
BARACARB® 50	10,00 Lb/Bbl	1,111
LE SUPERMUL ϕ	0,03 Bbl/Bbl	0,035
RHEMOD ϕ L	3,00 Bbl	0,006
TAU-MOD ϕ	2,00 Lb/Bbl	5,206
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274,626
BAROID®	100,20 Lb/Bbl	15,805
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22,396
CAL	2,00 Lb/Bbl	1,000
Total		355.048

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 25.** se presenta el costo del sistema de lodos para la Sección III.

Tabla 25. Costo del sistema de lodos, Sección III, Formulación actual, (**FORMULACIÓN 1.**).

Costo por barril (USD/Bbl)	Número de barriles	USD
355,05	15.529,00	5'513.571,45

Fuente. HALLIBURTON

5.2.2 Sección IV. Correspondiente al intervalo de 9 5/8” y diámetro de hueco de 12 1/8”. En la Tabla 26. se presenta el costo por barril de lodo base sintética.

Tabla 26. Costo por barril, Sección IV, Formulación actual, (**FORMULACIÓN 1.**).

Producto	Concentración	Costo por barril (USD/Bbl)
ADAPTA ϕ	3,00 Lb/Bbl	33,505
BARACARB® 25	10,00 Lb/Bbl	1,358
BARACARB® 50	10,00 Lb/Bbl	1,111
LE SUPERMUL ϕ	0,037 Bbl	0,035
RHEMOD ϕ L	0,008 Bbl	0,006
TAU-MOD ϕ	2,00 Lb/Bbl	5,206
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274,626
BAROID®	100,20 Lb/Bbl	15,805
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22,396
CAL	2,00 Lb/Bbl	1,000
Total		355,048

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 27.** se presenta del sistema de lodos para la Sección IV

Tabla 27. Costo del sistema de lodos, Sección IV, Formulación actual, (**FORMULACIÓN 1.**).

Costo por barril (USD/Bbl)	Número de barriles	USD
355,05	4.653,00	1'652.047,65

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 28.** se presenta el costo total por pozo exploratorio

Tabla 28. Costo total por pozo exploratorio, Formulación actual, (**FORMULACIÓN 1.**).

Alquiler	Sección III	Sección IV	USD
90'000.000,00	5'513.571,45	1'652.047,65	97'165.619,10

Los contratos estipulados entre la compañía y las empresas contratadas para suministrar el servicio del buque *Bollete Dolphin* y los productos o aditivos para el lodo de perforación establecen que la tarifa de alquiler y los costos de los productos no varían durante el tiempo correspondiente a la campaña exploratoria.

En la **Tabla 29.** se presentan los egresos correspondientes a cada periodo durante el tiempo del proyecto.

Tabla 29. Costos de inversión, Formulación actual, (**FORMULACIÓN 1.**)

Periodo	Costo por pozo (USD)	Número de pozos	USD
1	97'165.619,10	4	388'662.476,40
2	97'165.619,10	4	388'662.476,40
3	97'165.619,10	4	388'662.476,40
4	97'165.619,10	4	388'662.476,40
5	97'165.619,10	4	388'662.476,40

5.3 ESCENARIO II: formulaciones Propuestas

A continuación se presentan las tres (3) alternativas propuestas en el presente proyecto.

El tiempo estándar de perforación de un solo pozo exploratorio utilizando la tecnología de Perforación con Presiones Controladas (MPD: *Managed Pressure Drilling*) corresponde a 90 días, del cual el 25% (22,5 días) es tiempo no productivo. La compañía prevé disminuir el tiempo no productivo de 25% a 20%, el 5% de diferencia equivale a 4 días respecto a los 90 días estándar, es decir, se estipula que el tiempo de operación corresponda a 86 días utilizando cualquiera de los programas de lodos rediseñados, la disminución en el tiempo no productivo se basa en información suministrada por la empresa además de las distintas características de los rediseños.

En la **Tabla 30.** se presenta el costo asociado al tiempo de alquiler del buque de perforación *Bolette Dolphin* para cuatro pozos exploratorios.

Tabla 30. Costo de alquiler de barco de perforación, formulaciones propuestas.

Tarifa de alquiler (USD/día)	Tiempo de operación (día/pozo)	Alquiler (USD)
1'000.000,00	86	86'000.000,00

Fuente: ANADARKO S.A.

5.3.1 Rediseño seleccionado 1. (FORMULACION 1.1.C.). Los costos correspondientes a la perforación de los pozos incluidos dentro de la próxima campaña de exploración utilizando el programa de lodos (rediseño seleccionado 1), están representados por el alquiler del barco de perforación durante el tiempo estimado de operación y los costos del programa de lodos.

5.3.1.1 Sección III. Correspondiente al intervalo de 13 3/8" y diámetro de hueco de 17 1/2". En la **Tabla 31.** se presenta el costo asociado aun barril de lodo elaborado.

Tabla 31. Costo por barril de lodo, Sección III, rediseño seleccionado 1.

Producto	Concentración	USD
ADAPTA ¢	3,00 Lb/Bbl	33,505
BARACARB ® 25	10,00 Lb/Bbl	1,358
BARACARB ® 50	10,00 Lb/Bbl	1,111
LE SUPERMUL ¢	0,037 Bbl	0,035
RHEMOD ¢ L	0,008 Bbl	0,006
TAU-MOD ¢	2,00 Lb/Bbl	5,206
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274,626
BAROID ®	100,20 Lb/Bbl	15,805
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22,396
CAL	2,00 Lb/Bbl	1,000
COLDTROL	0,003 Bbl	0,119
Total		355,115

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 32.** se presenta el costo del sistema de lodos para la Sección III.

Tabla 32. Costo del sistema de lodos, Sección III, rediseño seleccionado 1.

Costo por barril (USD/Bbl)	Numero de barriles (Bbl)	USD
355,11	15529,00	5'514.503,19

Fuente. HALLIBURTON

5.3.1.2 Sección IV. Correspondiente al intervalo de 9 5/8" y diámetro de hueco de 12 1/8". En la **Tabla 33.** se presenta el costo por barril.

Tabla 33. Costo de lodo por barril, Sección IV, rediseño seleccionado 1.

Producto	Concentración	USD
ADAPTA ϕ	3,00 Lb/Bbl	33,505
BARACARB® 25	10,00 Lb/Bbl	1,358
BARACARB® 50	10,00 Lb/Bbl	1,111
LE SUPERMUL ϕ	0,03 Bbl	0,035
RHEMOD ϕ L	0,008 Bbl	0,006
TAU-MOD ϕ	2,00 Lb/Bbl	5,206
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274,626
BAROID®	100,20 Lb/Bbl	15,805
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22,396
CAL	2,00 Lb/Bbl	1,000
COLDTROL	0,003 Bbl	0,119
Total		355,115

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 34.** se presenta el costo del sistema de lodos.

Tabla 34. Costo del sistema de lodo, Sección IV, rediseño seleccionado 1.

Costo por barril (USD/Bbl)	Numero de barriles (Bbl)	USD
355,11	4653,00	1'652.326,83

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 35.** se presenta el costo total por pozo exploratorio.

Tabla 35. Costo total por pozo exploratorio, rediseño seleccionado 1.

Alquiler	Sección III	Sección IV	USD
86'000.000,00	5'514.503,19	1'652.326,83	93'166.830,02

Acorde al contrato entre las partes, el costo de los productos y aditivos no varía durante el tiempo correspondiente a la campaña exploratoria ni la tarifa de alquiler del buque de perforación.

En la **Tabla 36.** se presentan los egresos correspondientes a cada periodo durante el tiempo de la campaña exploratoria.

Tabla 36. Costos de inversión, rediseño seleccionado 1.

Periodo	Costo por pozo (USD/pozo)	Numero de pozos	USD
1	93'166.830,02	4	372'667.320,10
2	93'166.830,02	4	372'667.320,10
3	93'166.830,02	4	372'667.320,10
4	93'166.830,02	4	372'667.320,10
5	93'166.830,02	4	372'667.320,10

5.3.2 Rediseño seleccionado 2 (FORMULACIÓN 1.2.A). Los costos correspondientes a la perforación de los pozos incluidos dentro de la próxima campaña de exploración utilizando el programa de lodos (rediseño seleccionado 2), están representados por el alquiler del barco de perforación durante el tiempo estimado de operación y los costos del programa de lodos.

Se presenta el programa de lodos a bombear para las secciones III y IV.

5.3.2.1 Sección III. Correspondiente al intervalo de 13 3/8" y diámetro de hueco de 17 1/2". En la **Tabla 37.** se presenta el costo por lodo de barril preparado

Tabla 37. Costo lodo por barril preparado, Sección III, Rediseño seleccionado 2.

Producto	Concentración	USD
ADAPTA ϕ	3,00 Lb/Bbl	33,505
BARACARB ® 25	10,00 Lb/Bbl	1,358
BARACARB ® 50	10,00 Lb/Bbl	1,111
LE SUPERMUL ϕ	0,037 Bbl	0,035
RHEMOD ϕ L	0,008 Bbl	0,006
TAU-MOD ϕ	2,00 Lb/Bbl	5,206
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274,626
BAROID ®	100,20 Lb/Bbl	15,805
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22,396
CAL	2,00 Lb/Bbl	1,000
OMC2	0,0002 Bbl	0,008
Total		355.056

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 38.** se presenta el costo del sistema de lodos.

Tabla 38. Costo del sistema de lodos, Sección III, Rediseño seleccionado 2.

Costo por barril (USD/Bbl)	Numero de barriles (Bbl)	USD
355,06	15.529,00	5'513.726,74

Fuente. HALLIBURTON

5.3.2.2 Sección IV. Correspondiente al intervalo de 9 5/8” y diámetro de hueco de 12 1/8”. En la **Tabla 39.** se presenta el costo por barril de lodo preparado.

Tabla 39. Costo lodo por barril preparado, Sección IV, Rediseño seleccionado 2.

Producto	Concentración	USD
ADAPTA ϕ	3,00 Lb/Bbl	33.5052
BARACARB ® 25	10,00 Lb/Bbl	1.3580
BARACARB ® 50	10,00 Lb/Bbl	1.1110
LE SUPERMUL ϕ	0,03 Bbl	0.0356
RHEMOD ϕ L	0,008 Bbl	0.0067
TAU-MOD ϕ	2,00 Lb/Bbl	5.2065
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274.6260
BAROID ®	100,20 Lb/Bbl	15.8055
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22.3963
CAL	2,00 Lb/Bbl	1.0000
OMC2	0,0002 Bbl	0.0080
Total		355,056

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 40.** se presenta el costo del sistema de lodos

Tabla 40. Costo del sistema de lodos, Sección IV, Rediseño seleccionado 2.

Costo por barril (USD/Bbl)	Numero de barriles (Bbl)	USD
355.06	4653	1'652.094,18

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 41.** se presenta el costo total por pozo exploratorio

Tabla 41. Costo total por pozo exploratorio, Rediseño seleccionado 2.

Alquiler	Sección III	Sección IV	USD
86'000.000,00	5'513.726,74	1'652.094,18	93'165.820,92

Acorde al contrato entre las partes, el costo del alquiler del buque y los productos no varía durante el tiempo correspondiente a la campaña exploratoria.

En la **Tabla 42.** se presentan los egresos correspondientes a cada periodo durante el tiempo del proyecto.

Tabla 42. Costos de inversión, Rediseño seleccionado 2.

Periodo	Costo por pozo (USD/pozo)	Numero de pozos	USD
1	93'165.820,92	4	372'663.283,70
2	93'165.820,92	4	372'663.283,70
3	93'165.820,92	4	372'663.283,70
4	93'165.820,92	4	372'663.283,70
5	93'165.820,92	4	372'663.283,70

5.3.3 Rediseño seleccionado 3 (FORMULACION 1.2.B.). Los costos correspondientes a la perforación de los pozos incluidos dentro de la próxima campaña de exploración utilizando el programa de lodos (rediseño seleccionado 3), están representados por el alquiler del barco de perforación durante el tiempo estimado de operación y los costos del programa de lodos.

Se presenta el programa de lodos a bombear para las secciones III y IV.

5.3.3.1 Sección III. Correspondiente al intervalo de 13 3/8" y diámetro de hueco de 17 1/2". En la **Tabla 43.** se presenta el costo por barril de lodo elaborado.

Tabla 43. Costo por barril de lodo, Sección III, Rediseño seleccionado 3.

Producto	Concentración	USD
ADAPTA ϕ	3,00 Lb/Bbl	33,505
BARACARB ® 25	10,00 Lb/Bbl	1,358
BARACARB ® 50	10,00 Lb/Bbl	1,111
LE SUPERMUL ϕ	0,037 Bbl	0,035
RHEMOD ϕ L	0,008 Bbl	0,006
TAU-MOD ϕ	2,00 Lb/Bbl	5,206
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274,626
BAROID ®	100,20 Lb/Bbl	15,805
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22,396
CAL	2,00 Lb/Bbl	1,000
OMC2	0,0006Bbl	0,016
Total		355,066

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 44.** se presenta el costo del sistema de lodos.

Tabla 44. Costo del sistema de lodos, Sección III, Rediseño seleccionado 3.

Costo por barril (USD/Bbl)	Numero de barriles (Bbl)	USD
355,07	15.529,00	5'513.882,03

Fuente. HALLIBURTON

5.3.3.2 Sección IV. Correspondiente al intervalo de 9 5/8" y diámetro de hueco de 12 1/8". En la **Tabla 45.** se presenta el costo por barril de lodo elaborado.

Tabla 45. Costo por barril, Sección IV, Rediseño seleccionado 3.

Producto	Concentración	USD
ADAPTA ϕ	3,00 Lb/Bbl	33,505
BARACARB ® 25	10,00 Lb/Bbl	1,358
BARACARB ® 50	10,00 Lb/Bbl	1,111
LE SUPERMUL ϕ	0,03 Bbl	0,035
RHEMOD ϕ L	0,008 Bbl	0,006
TAU-MOD ϕ	2,00 Lb/Bbl	5,206
ENCORE BASE	0,57 Bbl	274,626
BAROID ®	100,20 Lb/Bbl	15,805
CaCl ₂	37,08 Lb/Bbl	22,396
CAL	2,00 Lb/Bbl	1,000
OMC2	0,0006 Bbl	0,016
<i>Total</i>		355,066

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 46.** se presenta el costo del sistema de lodos

Tabla 46. Costo del sistema de lodos, Sección IV, Rediseño seleccionado 3.

Costo por barril (USD/Bbl)	Numero de barriles (Bbl)	USD
355.07	4653	1'652.140,71

Fuente. HALLIBURTON

En la **Tabla 47.** se presenta el costo total para un solo pozo exploratorio

Tabla 47. Costo total para un solo pozo exploratorio

Alquiler	Sección III	Sección IV	USD
86'000.000,00	5'513.882,03	1'652.140,71	93'166.022,74

Acorde al contrato entre las partes, el costo de los productos y aditivos, y la tarifa del alquiler del buque de perforación no varía durante el tiempo correspondiente a la campaña exploratoria.

En la **Tabla 48.** se presentan los egresos correspondientes a cada periodo durante el tiempo del proyecto.

Tabla 48. Costos de inversión, Rediseño seleccionado 3.

Periodo	Costo por pozo	Numero de pozos	USD
1	93'166.022,74	4	372'664.091,00
2	93'166.022,74	4	372'664.091,00
3	93'166.022,74	4	372'664.091,00
4	93'166.022,74	4	372'664.091,00
5	93'166.022,74	4	372'664.091,00

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

En este capítulo se pretende establecer la viabilidad financiera del proyecto utilizando la metodología del Vapor Presente Neto (VPN).

5.4.1 Valor Presente Neto (VPN). Indicador financiero que representa a día de hoy tanto los ingresos como egresos futuros del proyecto.

El Valor Presente Neto fue calculado por medio de la **Ecuación 5.**

Ecuación 5. Valor Presente Neto (VPN).

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

n = Periodo de tiempo
i = Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)
Fn= Flujo neto de caja

Fuente. BACCA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor Presente Neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava Edición. p.197 [PDF].

Como se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN), el resultado se interpreta a dólares de hoy, cuánto vale el proyecto y por ende, cuanto puede ahorrar la compañía.

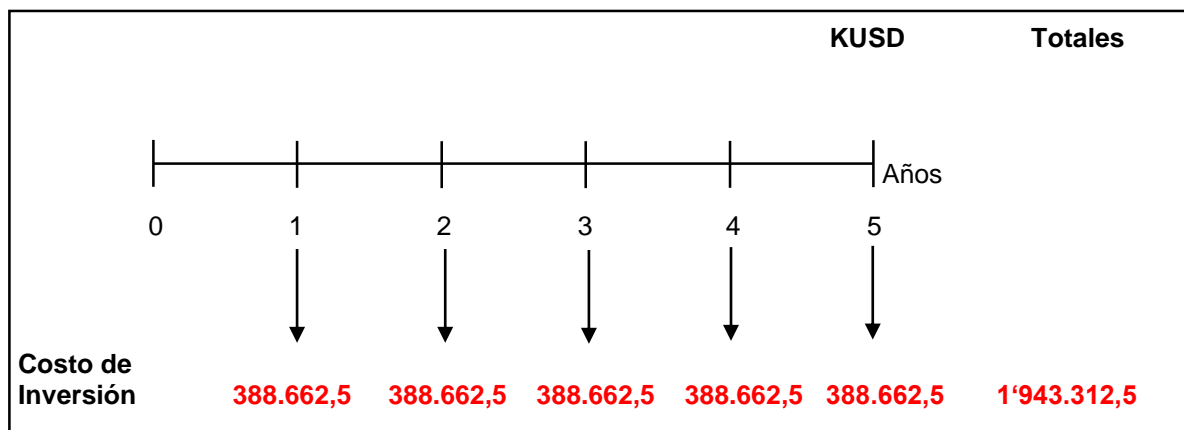
Teniendo en cuenta que los periodos son anuales, se utiliza la misma Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) de la compañía que corresponde a un 10.5 % E.A.

5.5 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja estipula los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado, corresponde a la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

5.5.1 Escenario I: formulación actual (FORMULACIÓN 1.). Se presenta la evaluación financiera correspondiente a la perforación de pozos exploratorios utilizando el sistema de fluidos actual. En la **Figura 4.** se presenta el flujo de caja el cual permito establecer la cantidad de egresos correspondiente a cada periodo.

Figura 6. Flujo de caja, formulación actual.



En el **Cálculo 4.** se observa el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Oportunidad equivale a 10,50% E.A., las salidas de flujo se representan con signo negativo.

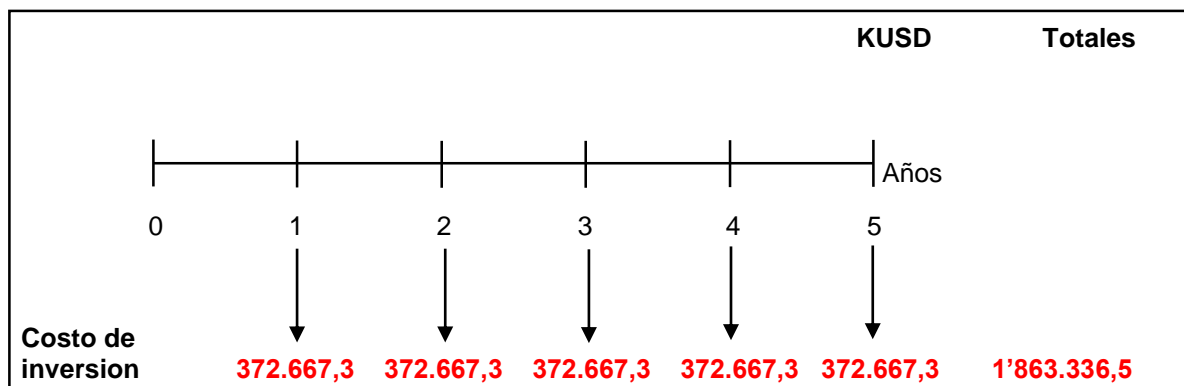
Cálculo 4. Valor Presente Neto, alternativa actual.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0, 105)} = & -\frac{388'662.476,4}{(1 + 0,105)^1} - \frac{388'662.476,4}{(1 + 0,105)^2} - \frac{388'662.476,4}{(1 + 0,105)^3} \\
 & - \frac{388'662.476,4}{(1 + 0,105)^4} - \frac{388'662.476,4}{(1 + 0,105)^5} = -1\,454'708.545,95
 \end{aligned}$$

5.5.2 Escenario II: formulaciones propuestas. En esta sección se presentan los flujos de caja y análisis financiero para los tres rediseños seleccionados como mejor opción para la perforación de los pozos exploratorios de la Cuenca del Sinú Costa Afuera.

5.5.2.1 Rediseño seleccionado 1 (FORMULACIÓN 1.1.C.). Evaluación financiera correspondiente a la perforación de pozos exploratorios utilizando el sistema de fluidos propuesto (rediseño seleccionado 1). En la **Figura 5.** se presenta el flujo de caja el cual permito establecer la cantidad de egresos correspondiente a cada periodo.

Figura 7. Flujo de caja, Rediseño seleccionado 1.



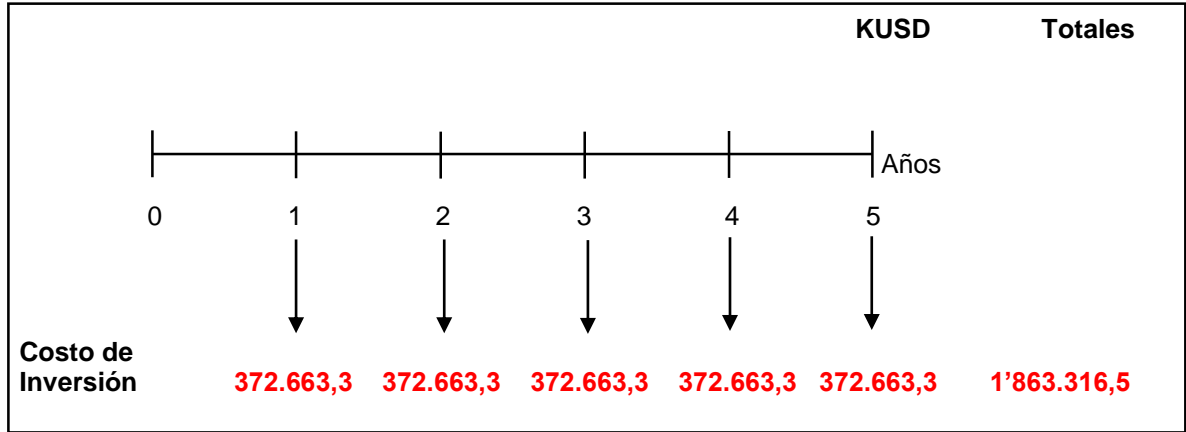
En el **Cálculo 5.** se observa el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Oportunidad equivale a 10,50% E.A.

Cálculo 5. Valor Presente Neto, Rediseño seleccionado 1.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0,105) &= -\frac{372'667.320,10}{(1+0,105)^1} - \frac{372'667.320,10}{(1+0,105)^2} - \frac{372'667.320,10}{(1+0,105)^3} \\
 &\quad - \frac{372'667.320,10}{(1+0,105)^4} - \frac{372'667.320,10}{(1+0,105)^5} = -1\,394'840.943,14
 \end{aligned}$$

5.5.2.2 Rediseño seleccionado 2 (FORMULACIÓN 1.2.A.). Evaluación financiera correspondiente a la perforación de pozos exploratorios utilizando el sistema de fluidos propuesto (rediseño seleccionado 2). En la **Figura 6.** se presenta el flujo de caja el cual permito establecer la cantidad de egresos correspondiente a cada periodo.

Figura 8. Flujo de caja, Rediseño seleccionado 2.



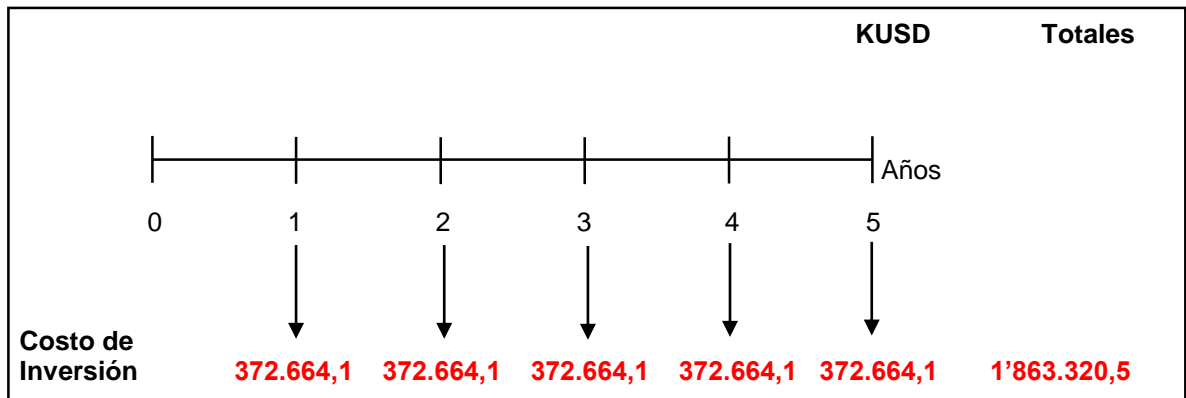
En el **Cálculo 6.** se observa el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Oportunidad equivale a 10,50% E.A.

Cálculo 6. Valor Presente Neto, rediseño seleccionado 2.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN}(0, 105) = & -\frac{372'663.283,70}{(1 + 0,105)^1} - \frac{372'663.283,70}{(1 + 0,105)^2} - \frac{372'663.283,70}{(1 + 0,105)^3} \\
 & - \frac{372'663.283,70}{(1 + 0,105)^4} - \frac{372'663.283,70}{(1 + 0,105)^5} = -1\,394'825.835,98
 \end{aligned}$$

5.5.2.3 Rediseño seleccionado 3 (FORMULACIÓN 1.2.B.): Evaluación financiera correspondiente a la perforación de pozos exploratorios utilizando el sistema de fluidos propuesto (rediseño seleccionado 3). En la **Figura 7.** se presenta el flujo de caja el cual permito establecer la cantidad de egresos correspondiente a cada periodo.

Figura 9. Flujo de caja, Rediseño seleccionado 3.



En el **Cálculo 7.** se observa el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Oportunidad equivale a 10,50% E.A.

Cálculo 7. Valor Presente Neto, Rediseño seleccionado 3.

$$\text{VPN (0,105)} = -\frac{372'664.091,00}{(1 + 0,105)^1} - \frac{372'664.091,00}{(1 + 0,105)^2} - \frac{372'664.091,00}{(1 + 0,105)^3} - \frac{372'664.091,00}{(1 + 0,105)^4} - \frac{372'664.091,00}{(1 + 0,105)^5} = -1\ 394'828.857,59$$

Se presenta la **Tabla 49.** resumen del Valor Presente Neto calculado en cada escenario.

Tabla 49. Resumen de Valor Presente Neto (VPN).

Escenario	Valor Presente Neto
Formulación actual (FORMULACIÓN 1.)	-1 454.708.545,95
Rediseño seleccionado 1 (FORMULACIÓN 1.1.C.).	-1 394'840.943,14
Rediseño seleccionado 2 (FORMULACIÓN 1.2.A.).	-1 394'825.835,98
Rediseño seleccionado 3 (FORMULACIÓN 1.2.B.).	-1 394'828.857,59

5.6 CONCLUSION DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, para la compañía la mejor opción es utilizar el programa de lodos; rediseño seleccionado 1 (**FORMULACIÓN 1.2.A**) para la perforación de la Sección III y IV ya que le implica un ahorro de USD 59'882.709,97 o 4,12% frente al fluido actual debido principalmente a menor tiempo de operación del buque de perforación *Bollete Dolphin*. Con base a la reducción de tiempos no productivos gracias a las mejoras realizadas al fluido de perforación, mejorando la limpieza, reduciendo la densidad equivalente de circulación y disminuyendo los valores elevados de YP en las bajas temperaturas del lecho marino.

6. CONCLUSIONES

- La cuenca Sinú Costa Afuera, no cuenta con mucha información debido a que las operaciones relacionadas con la exploración para la explotación de hidrocarburos son muy recientes y con muy pocos antecedentes históricos, por ello, tener un sistema de fluidos de perforación de alto desempeño para la perforación de pozos exploratorios en aguas profundas es indispensable, ayudando a disminuir tiempos no productivos beneficiando a la empresa y al país ya que se obtiene nueva información y se avanza con más rapidez a la etapa de producción.
- Los rediseños presentados en este proyecto tuvieron en cuenta las características típicas y esperadas para la zona, conociendo que se tiene una ventana operativa reducida (9.0 – 11.0 PPG) , peso de lodo (cercano a las 10lb/gal), pH alcalino, excelente control de filtrado (0.2 mL), reología plana aún con los cambios drásticos de presiones y temperaturas experimentados a través de la perforación, ambientalmente amigable; todo esto para prevenir las pérdidas de circulación, la formación de hidratos de gas, colapsos de la formación, influjos y pegas de tubería entre otros.
- Al analizar los resultados obtenidos de las pruebas básicas de laboratorio se opta por el rediseño seleccionado 1 (**FORMULACIÓN 1.1.C**, con controlador de reología COLDTROL® con una concentración de una libra por barril), como la opción más viable desde el punto de vista técnico ya que se determinó que su reología es un 50% más plana que en el fluido usado actualmente, disminuyendo los altos valores de reología en las bajas temperaturas del lecho marino (40°F) y además sus características químicas y composicionales se ajustan al objetivo o condiciones previamente planteados.
- Al evaluar los resultados obtenidos de las pruebas específicas de laboratorio realizadas a los tres rediseños seleccionados, como las mejores opciones para la perforación de pozos exploratorios en la Cuenca del Sinú Costa Afuera, se evidenció que todos los rediseños presentan una estabilidad eléctrica más baja que el fluido usado actualmente. Sin embargo, la estabilidad de la emulsión es sobresaliente a los valores predeterminados y a su vez tienen un control de filtrado destacable a alta presión y a alta temperatura con valores muy bajos (0.2 mL), aún para formaciones con diámetro de garganta de poro de 35 micrones y así evitar pérdidas de fluidos y daños a la formación.
- Al observar los valores de filtrado inicial en la prueba de taponamiento de permeabilidad se observan valores altos. Pero al comparar dichos resultados con la prueba de filtrado a alta presión y alta temperatura se obtienen datos cercanos a cero (0.2mL). Lo cual indica que el fluido es eficiente controlando filtrado pero

no tiene la suficiente concentración de material puenteante o no se está usando el tamaño correcto.

- Con respecto a la estructura de gel y teniendo en cuenta el análisis a velocidades de corte muy bajas para cada uno de los fluidos se observó que se tienen valores bajos para los geles pero aun así cumplen su función, y como característica adicional, dichos geles son fáciles de romper lo cual es de suma importancia para la perforación de pozos exploratorios en la Cuenca del Sinú Costa Afuera ya que cuando se detiene la circulación, para volver a empezar no es necesario aplicar presiones excesivas que puedan romper o afectar la formación.
- Al evaluar cualitativamente cada uno de los fluidos mediante la prueba estática de destello se determinó que en todos los casos el sistema de fluidos es amigable con el medio ambiente ya que la fase no acuosa que se observa en la superficie del agua no emite destellos de colores lo cual quiere decir que no tiene presencia de contaminantes.
- Los costos por barril (aproximadamente 355 dólares estadounidenses) de los rediseños propuestos con respecto al costo por barril del fluido usado actualmente no varían en gran magnitud y se podría decir que la diferencia es despreciable, y en comparación con otros tipos de fluidos (fluidos base agua) el precio es elevado, sin embargo se considera que es un precio justo teniendo en cuenta la calidad del fluido y los beneficios técnicos y económicos obtenidos al usar cualquiera de los tres rediseños propuestos.
- Finalmente el fluido recomendado como la mejor opción a utilizar para la perforación de pozos exploratorios en la Cuenca del Sinú Costa Afuera, es el rediseño seleccionado 1 (**FORMULACIÓN 1.1.C.**). Esta selección se debe a que la diferencia de beneficios económicos que recibe la empresa, con el uso de cualquiera de los tres rediseños, no es significativa con respecto a los beneficios que brindan las características técnicas, como capacidad de limpieza de pozo y una reología que se acerca más al concepto de reología plana con respecto a la formulación usada actualmente sobresaliendo y ajustándose más al objetivo esperado.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar la adición de productos para la mezcla de los fluidos base sintética, de la siguiente manera: Primero los reactivos base aceite, luego agregar las sustancias que hacen parte de la fase acuosa (agua y cloruros) y finalmente los que complementen la emulsión.
- Mezclar los fluidos a velocidades altas y verter lentamente los aditivos en el vórtice, ya que la presencia de fluidos viscosos y material densificante, podría ocasionar flóculos o grumos, precipitaciones o burbujas de aire, si los fluidos son mezclados a bajas velocidades.
- Someter a agitación (*shear*) los fluidos antes de ser usados o probados en laboratorio, para homogenizar las mezclas y así evitar la precipitación de sólidos y separación de fases de los fluidos.
- Cambiar el material densificante por barita ultra fina debido a que es más fácil mantener suspendidas las partículas si son de menor tamaño. Para disminuir la precipitación de sólidos cuando el fluido se encuentra en reposo.
- Aumentar la concentración de carbonatos (BARACARB 25 ® y BARACARB 50 ®) y agregar carbonato fino (BARACARB 5 ®) para sellar los espacios más pequeños. Para mejorar los valores de filtrado inicial en la prueba de taponamiento de permeabilidad.
- Aumentar la concentración de cal para poder obtener un resultado de exceso de cal superior a cero (0) y así el fluido podrá cumplir su función secundaria de neutralizar influjos de gas ácido.
- Realizar una simulación hidráulica para determinar el nivel de limpieza del fluido a diferentes caudales y a diferentes ángulos de inclinación.

BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos, B&G unión temporal, Cartografía geológica en los cinturones plegados Sinú-San Jacinto, 2004, fecha de consulta 30 de Diciembre de 2016, Disponible en <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/CARTOGRAFIA%20GEOLOGICA%20SINU-SAN%20JACINTO%202006.pdf>.

Agencia Nacional de Hidrocarburos, Disponible en internet http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf, Consultado 30 de Diciembre de 2016, modificado por los autores

Agencia Nacional de Hidrocarburos, Experiencia del Invemar en estudios de exploración y perforación costa afuera 2004, Fecha de consulta 29 de Junio de 2016, Disponible en <http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia%20Ambiental/Proyectos/Costa%20Afuera/Talleres/Francisco%20Arias/Bloques%20Caribe.pdf>.

Agencia Nacional de Hidrocarburos, Geoquímica de la Cuenca del Sinú http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/ATLAS_GEOQUIMICO/Atlas_Geoquimico_2010.pdf

Agencia Nacional de Hidrocarburos, Sinú - San Jacinto – VIM, 2010, Fecha de consulta 02 de agosto de 2016, Disponible en https://www.dimar.mil.co/sites/default/files/attach/10_especial_offshore_colombia.pdf.

Ambientes aluviales, <http://www.criba.edu.ar/geolarg/aluvial.htm>, Fecha de consulta 03 de Enero de 2017.

ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> />

BAKER HUGHES INTEQ, Fluid Facts Engineering Handbook, Rev. B, Houston, Texas, 1998.

BAROID FLUID SERVICES, Baroid Fluids Handbook, Houston, Texas, 1998.

BJ Services Co, How to Make Drilling Operation in Ultra-Deep Water from Better to Best, Paper OTC 21747, 2011.

CELEDON, Nohora, La búsqueda de petróleo en los mares está en auge, 06 de julio

de 2014, Fecha de consulta 30 de junio de 2016, Disponible en https://www.dimar.mil.co/sites/default/files/attach/10_especial_offshore_colombia.pdf.

COLLETT, S., Timothy, RICK, Lewis, UCHIDA, Takashi, El creciente interés en los hidratos de gas, SPE, Oilfield Review, 2000.

CULLUM, Daryl, FRIEDHEIM, Jim, LEE, John, & YOUNG, Steve, A New SBM for Narrow Margin Extended Reach Drilling, Paper IADC/SPE 151469, 2012.

DUEÑAS, Claudia, entrevista a Víctor Ramírez líder de grupo de exploración offshore (Ecopetrol-Colombia), Revista Geopetróleo, Noviembre de 2015, p4.

E. Azuaje, A. Bastianoni, L. López, Caracterización Geoquímica de Rocas en una Secuencia Cretácica de la Cuenca del Lago de Maracaibo, disponible en internet https://www.researchgate.net/publication/262652124_Caracterizacion_geoquimica_de_rocas_en_una_secuencia_cretacica_de_la_cuenca_del_Lago_de_Maracaibo, consultado 16 de Febrero 2017.

Ecopetrol S.A, Hallazgo de hidrocarburos en aguas ultra-profundas del Caribe colombiano, consultado 13 de febrero de 2017, disponible en <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/hallazgo-hidrocarburos-aguas-ultra-profundas-caribe-colombiano-kronos-1>

EPA, Environmental Protection Agency, Oil and Gas Extraction Effluent Guidelines, Disponible en <https://www.epa.gov/eg/oil-and-gas-extraction-effluent-guidelines>, Fecha de consulta 06 de Enero de 2017.

FRIEDHEIM J.E. (M-I Drilling Fluids Co.), PANTERMUEHL R.M. (M-I Drilling Fluids Co.) Superior Performance with Minimal Environmental Impact: A Novel Nonaqueous Drilling Fluid, IDSPE-25753-MS.

Glosario de Términos Geológicos, <http://www.geologiadesegovia.info/ASAM/utilidades/glosario.html>, Fecha de consulta 04 de Enero de 2017.

GÓMEZ, Ernesto, GÚZMAN, Georgina, SERRANO, Beatriz, Geología de los cinturones del Sinú, San Jacinto y borde occidental del Valle Inferior del Magdalena Medio, Subdirección de Geología Básica Ministerio de Minas y Energía

HAWKER, David, VOGT, Karen, PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO, versión 3.0, Datalog, Calgary, Alberta, Canadá, 2001, pág. 55.

INGEOMINAS, GEOTEC, Cartografía geológica de la región del Sinú VOL.1, GEOTEC 1997.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias Bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: INCONTEC, 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: ICONTEC, 1998.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. NTC 1486 documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Sexta actualización, 2008.

LIQIU, Ping, WAN, Yanfeng, WANG, Wangxi, ZOUKE, Guangfeng, and Fujin, Development of Superior Hybrid Gas Hydrate Inhibitors, Paper SPE-182738-MS, 2016.


LYONS, William, STANDARD HANDBOOK OF PETROLEUM AND NATURAL GAS ENGINEERING, volumen 1, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1996, pág. 650.

MAR, Jaz, Historia de la perforación offshore, Fecha de consulta 29 de Junio de 2016, Disponible en <https://es.scribd.com/doc/104412937/Historia-de-La-Perforacion>.

National Oceanic and Atmospheric Administration, National Oceanic Survey, 1981, Disponible en Biblioteca Servicio Geológico Colombiano, Modificado por los Autores

Schlumberger, Oilfield Glossary, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/o/outcrop.aspx>, Fecha de consulta 03 de Enero de 2017.

Strater 4 para Windows. 2003. Versión 4.8.1800 (64-bit) Colorado: Golden Software LLC. [Programa informático en línea]. Disponible en Golden. Página web de Golden disponible en: <http://www.goldensoftware.com/>

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


**AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL
LUMIERES**




Nosotros Xavier Augusto Díaz González y Andrés Felipe Reyes Caicedo en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico financiera para rediseño del fluido base sintética en perforaciones exploratorias en aguas profundas de la Cuenca del Sinú Costa Afuera**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input checked="" type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

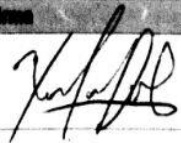
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
	X	

Para constancia se firma el presente documento en la ciudad de Bogotá, a los 19 días del mes de Julio del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Xavier Augusto	Díaz González
Documento de identificación No	Firma
c.c. 1019092284	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Andrés Felipe	Reyes Caicedo
Documento de identificación No	Firma
c.c. 1020800588	