

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA FORMULACIÓN DE UN LODO DE  
PERFORACIÓN BASE AGUA PARA EL CONTROL Y PREVENCIÓN DE LA  
AGLOMERACIÓN Y ACRECIÓN DE ARCILLAS EN LA UNIDAD C2 DEL CAMPO  
CHICHIMENE

CAMILA ALEXANDRA GOYES LESMES  
NIDIA CAROLINA GRANDAS CASTAÑEDA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LA FORMULACIÓN DE UN LODO DE  
PERFORACIÓN BASE AGUA PARA EL CONTROL Y PREVENCIÓN DE LA  
AGLOMERACIÓN Y ACRECIÓN DE ARCILLAS EN LA UNIDAD C2 DEL CAMPO  
CHICHIMENE

CAMILA ALEXANDRA GOYES LESMES  
NIDIA CAROLINA GRANDAS CASTAÑEDA

Proyecto integral de trabajo de grado para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Directora  
ELIZABETH PLATA RUIZ  
Ingeniera de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2018

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del jurado  
Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero  
Sánchez

---

Jurado 1  
Ing. Laydy Mora Parrado

---

Jurado 2  
Ing. Diego Araque Barrera

Bogotá D.C., Noviembre de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

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

**Dr. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano Facultad de Ingeniería

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

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

*Dedico este logro principalmente a Dios quien me guio a lo largo de estos 5 años, por darme la fuerza, tolerancia y sabiduría que necesitaba en aquellos momentos de dificultad para culminar este proyecto con éxito.*

*Dedico y agradezco este logro a mis padres, Ricardo Goyes Bustos y Luz María Lesmes Sánchez, por ser el motor y apoyo principal en todos mis sueños, por su ejemplo, dedicación, confianza y amor durante todo el trayecto de mi vida, todo se lo debo y es para ustedes.*

*A mi hermana Jessica Goyes Lesmes por ser mi compañera de vida, por aconsejarme y escucharme en todo lo que necesito.*

*A mi hermano Omar Moreno Lesmes que aún en la distancia siempre está para darme una palabra de aliento y apoyo, por darme los más hermosos y amorosos sobrinos.*

*A Nicolas Meléndez por acompañarme en este recorrido en la universidad, por ser incondicional y comprensivo, tus palabras fueron aliento para continuar a través de las dificultades.*

*Por último, a mi compañera de proyecto, Carolina Grandas, con quien sorteamos dificultades para llevar a cabo este proyecto, gracias por tu paciencia y dedicación.*

*Camila Goyes Lesmes*

*En primer lugar, quiero dedicar este logro a Dios por ser la guía espiritual en esta etapa de mi vida, brindándome la fuerza y la paciencia para culminar con feliz término este proyecto de grado.*

*También quiero agradecer a mi familia y en especial a mi mamá Nidia Grandas por su dedicación y apoyo en cada paso de mi vida al igual que a mi abuelita Eva de Grandas por siempre brindarme sus consejos y a mi hermana Sofía Rondón Grandas por ser la persona con la que siempre puedo contar.*

*A mi hermosa y amada hija Violetta Cárdenas Grandas quien desde que llego a mi vida ha sido el motor y el impulso para siempre sobrepasar cada dificultad y obstáculo que se han presentado.*

*Y por último a mi compañera de proyecto, Camila Goyes por su apoyo y esfuerzo.*

*Carolina Grandas*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del actual Proyecto Investigativo expresan su agradecimiento a todas las personas que han aportado con el desarrollo y oportuno término de este. En especial al Ingeniero Joaquín Santamaría por el apoyo a encontrar el Proyecto de Grado.

Agradecemos a la empresa Qmax Solutions Colombia, en especial a la Ingeniera Elisabeth Plata por proporcionar la oportunidad de trabajar y desarrollar el tema, gran compromiso y colaboración, junto a su disposición en la orientación del Proyecto Investigativo.

A la Fundación Universidad de América por el apoyo mediante los orientadores geológico, financiero y técnico asignados durante el tiempo utilizado para el desarrollo del proyecto, Geólogo Yimy Alejandro Parra Rojas, Economista Vicente Cálad y en especial a la ingeniera Adriangela Chiquinquirá Romero, por su dedicación y compromiso.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	30
<b>OBJETIVOS</b>	31
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE</b>	32
1.1 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO	32
1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	35
1.3.1 Columna Estratigráfica	35
1.3.2 Estratigrafía	37
1.3.2.1 Basamento	37
1.3.2.2 Formación Une	37
1.3.2.3 Formación Gachetá	37
1.3.2.4 Formación Guadalupe	37
1.3.2.5 Formación Barco	38
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	38
1.3.2.7 Formación Mirador	38
1.3.2.8 Formación Carbonera	38
1.3.2.9 Formación León	40
1.3.2.10 Formación Guayabo	40
1.3.3 Estructura del Campo Chichimene	40
1.3.3.1 Geología del Petróleo	41
1.3.3.2 Roca Generadora	41
1.3.3.3 Roca Reservorio	41
1.3.3.4 Migración	41
1.3.3.5 Roca Sello	41
1.3.3.6 Trampa	41
<b>2. MINEROLOGÍA DE LAS ARCILLAS Y PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA INTERACCIÓN ENTRE LA ARCILLA Y EL FLUIDO DE PERFORACIÓN</b>	43
2.1 ARCILLA	43
2.2 TIPOS DE ARCILLAS	43
2.2.1 Esméctica	45
2.2.2 Illitas	46
2.2.3 Kaolinita	46
2.3 PROCESOS DE ENLACES DE LAS PARTÍCULAS DE ARCILLA	48
2.3.1 Agregación	48
2.3.2 Dispersión	48
2.3.3 Floculación	49
2.3.4 Desfloculación	49
2.4 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	49

2.4.1	Capacidad de intercambio catiónico (CEC).	50
2.4.2	Superficie específica	50
2.4.3	Capacidad de adsorción	51
2.4.4	Hidratación	52
2.4.5	Hinchamiento Lineal	52
2.4.6	Plasticidad	53
2.4.6.1	Límites de Atterberg	53
2.5	PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA INTERACCIÓN ENTRE LA ARCILLA Y EL FLUIDO DE PERFORACIÓN	55
2.5.1	Aglomeración	55
2.5.2	Acreción	56
2.5.3	Problemas potenciales	58
2.5.3.1	Pérdidas de circulación	58
2.5.3.2	Pega de tubería	58
2.5.4	Otros problemas generados por la Acreción	59
2.5.4.1	Reducción de las tasas de perforación	59
2.5.4.2	Desgaste de los conos de la broca	59
2.5.5	Fuerzas que intervienen en la interacción de arcilla y fluido de perforación	59
<b>3.</b>	<b>FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>62</b>
3.1	FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	62
3.1.1	Remoción de los recortes del pozo	62
3.1.2	Controlar las presiones de la formación	62
3.1.3	Suspender los cortes	62
3.1.4	Mantener la estabilidad del pozo	63
3.1.5	Minimizar los daños de formación	63
3.1.6	Enfriar y lubricar la broca y el conjunto de perforación	64
3.1.7	Transmitir potencia hidráulica a la barrena	64
3.1.8	Evaluación adecuada de la formación	64
3.1.9	Control de la corrosión	64
3.1.10	Facilitar la cementación del revestimiento	64
3.1.11	Soportar parte del peso de la sarta de perforación o revestimiento	65
3.2	FACTORES PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	65
3.3	CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	67
3.3.1	Fluido de perforación base agua	68
3.3.1.1	Fluidos No dispersos	68
3.3.1.2	Lodos HPHT	69
3.3.1.3	Fluidos dispersos	69
3.3.1.4	Lodo saturado de agua salada	71
3.3.1.5	Lodo inhibido	71
3.3.1.6	Lodo de óxido de metales mezclados (MMO)	73
3.4	FLUIDO DE PERFORACIÓN ACTUALMENTE UTILIZADO	73
3.4.1	Formulación del fluido de perforación actual	74

3.4.1.1	Densificantes	75
3.4.1.2	Viscosificantes	76
3.4.1.3	Controladores de filtrado	76
3.4.1.4	Controladores de reología	77
3.4.1.5	Controladores de pH	78
3.4.1.6	Materiales aportantes de lubricidad	78
3.4.1.7	Materiales estabilizadores de arcilla	80
3.5	DESCRIPCIÓN DE ADITIVOS UTILIZANDOS PARA CONTROLAR EL PROCESO DE AGLOMERACIÓN Y ACRECIÓN DE ARCILLAS EN EL CAMPO CHICHIMENE	80
3.5.1	Surfactante	80
3.5.1.1	Surfactante 3	82
3.5.2	Polímeros Encapsulantes	82
3.5.2.1	Copolímero	83
<b>4.</b>	<b>PROPIEDADES Y DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>	<b>84</b>
4.1	PROPIEDADES FÍSICAS	84
4.1.1	Densidad	84
4.1.2	Reología.	85
4.1.2.1	Viscosidad plástica.	86
4.1.2.2	Punto cedente	87
4.1.2.3	Resistencia o fuerza de gel	87
4.1.3	Filtrado API	87
4.1.4	Contenido de Sólidos y líquidos	89
4.2	PROPIEDADES QUÍMICAS	90
4.2.1	pH	90
4.2.2	Alcalinidad	92
4.2.3	Dureza	93
4.2.4	Cloruros	94
4.3	DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS ESPECIALES	95
4.3.1	Acreción	95
4.3.3	Dispersión	95
4.3.4	Lubricidad	96
<b>5.</b>	<b>DISEÑO DE LAS FORMULACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO</b>	<b>98</b>
5.1	RECOLECCIÓN DE MUESTRAS	98
5.2	FORMULACIONES PROPUESTAS	99
5.3	DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	106
5.4	SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	118
5.5	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	120
5.6	PRUEBAS GENERALES	122
5.6.1	Consideraciones preliminares (Rolado)	122
5.6.2	Resultados pruebas generales	123

5.6.3	Matriz de selección calificación	131
5.6.4	Calificación Antes y Después de rolado.	131
5.6.5	Rendimiento de la formulación seleccionada comparado con el fluido base	132
5.6.5.1	Lubricidad	133
5.6.5.2	Dispersión	134
5.6.5.3	Acreción	135
<b>6.</b>	<b>EVALUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>137</b>
6.1	ANÁLISIS DE INVERSIÓN	138
6.1.1	Costos de inversión para el fluido de perforación base utilizado actualmente	140
6.1.2	Costos de inversión para el fluido de perforación propuesto	143
6.2	ANÁLISIS DE OPERACIÓN	144
6.2.1	Fluido base utilizado actualmente	144
6.2.1.1	Costos de ingeniería	144
6.2.1.2	Costos de tratamiento de cortes de perforación	144
6.2.1.3	Costos de alquiler taladro	145
6.2.1.4	Costos asociados a tiempos no productivos (TNP)	145
6.2.2	Fluido de perforación propuesto	146
6.2.2.1	Costos de ingeniería	146
6.2.2.2	Costos de tratamiento de cortes de perforación	147
6.2.2.3	Costos de alquiler de taladro	147
6.2.2.4	Costos de tiempos no productivos (TNP)	147
6.3	EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA	148
6.3.1	Resumen de costos	149
6.3.2	Evaluación financiera	149
6.3.2.1	Definición del indicador financiero	150
6.3.2.2	Flujo de caja	151
6.4	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	153
<b>7.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>154</b>
<b>8.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>156</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>157</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>161</b>

## LISTA DE CUADROS

	pág.
<b>Cuadro 1.</b> Factores principales para tener en cuenta para la selección.	66
<b>Cuadro 2.</b> Propiedades Físico Químicas Barita.	75
<b>Cuadro 3.</b> Propiedades Físico Químicas Carbonato de Calcio.	76
<b>Cuadro 4.</b> Propiedades Físico Químicas Goma Xántica.	76
<b>Cuadro 5.</b> Propiedades Físico Químicas PAC-L.	77
<b>Cuadro 6.</b> Propiedades Físico Químicas Poliácrlato de Sodio.	77
<b>Cuadro 7.</b> Propiedades Físico Químicas Lignito Caustizado.	78
<b>Cuadro 8.</b> Propiedades Físico Químicas Gilsonita.	79
<b>Cuadro 9.</b> Propiedades Físico Químicas Grafito.	79
<b>Cuadro 10.</b> Propiedades Físico Químicas Lubricante Base.	79
<b>Cuadro 11.</b> Propiedades Físico Químicas Asfalto Sulfonatado.	80
<b>Cuadro 12.</b> Propiedades Físico Químicas Inhibidor de Arcilla.	80
<b>Cuadro 13.</b> Propiedades Físico Químicas Surfactante 3.	82
<b>Cuadro 14.</b> Propiedades Físicos Químicas Polímero Encapsulante.	83
<b>Cuadro 15.</b> Propiedades Físico Químicas Polímero Encapsulante 2	107
<b>Cuadro 16.</b> Propiedades Físicas y Químicas Surfactante 1	110
<b>Cuadro 17.</b> Propiedades Físicas y Químicas Surfactante 2	110
<b>Cuadro 18.</b> Propiedades Físico Químicas Lubricante 4	111
<b>Cuadro 19.</b> Propiedades Físico Químicas Inhibidor de Arcilla 2.	116
<b>Cuadro 20.</b> Criterios de evaluación.	121

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Viscosidad plástica.	86
<b>Ecuación 2.</b> Punto cedente.	87
<b>Ecuación 3.</b> % Volumen aceite.	90
<b>Ecuación 4.</b> % Volumen de agua.	90
<b>Ecuación 5.</b> % Volumen de agua.	90
<b>Ecuación 6.</b> Dureza.	94
<b>Ecuación 7.</b> Contenido de cloruros A.	95
<b>Ecuación 8.</b> Contenido de cloruros B.	95
<b>Ecuación 9.</b> % Acreción.	95
<b>Ecuación 10.</b> % Dispersión.	96
<b>Ecuación 11.</b> Factor de corrección.	97
<b>Ecuación 12.</b> Coeficiente de fricción.	97
<b>Ecuación 13.</b> Factor de corrección	133
<b>Ecuación 14.</b> Coeficiente de fricción.	133
<b>Ecuación 15.</b> Cálculo de volumen sección inicial.	139
<b>Ecuación 16.</b> Cálculo de volumen sección intermedia.	140
<b>Ecuación 17.</b> Volumen total	140
<b>Ecuación 18.</b> Precio por libra del primer aditivo.	141
<b>Ecuación 19.</b> Precio por barril del primer aditivo.	141
<b>Ecuación 20.</b> Precio total del primer aditivo.	141
<b>Ecuación 21.</b> Costo de alquileres del taladro para un pozo.	145
<b>Ecuación 22.</b> Costo alquiler taladro por hora para el fluido de perforación base.	146
<b>Ecuación 23.</b> Costos asociados al alquiler del taladro producto de TNP para el fluido de perforación base.	146
<b>Ecuación 24.</b> Costo de alquiler del taladro fluido de perforación propuesto.	147
<b>Ecuación 25.</b> Costo alquiler taladro por hora para el fluido de perforación propuesto.	148
<b>Ecuación 26.</b> Costos asociados al alquiler del taladro producto de TNP para el fluido de perforación propuesto.	148
<b>Ecuación 27.</b> Costo Anual Uniforme Equivalente.	151
<b>Ecuación 28.</b> Tasa de interés Efectivo Mensual.	151
<b>Ecuación 29.</b> Valor presente.	152

## LISTA FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación del Campo Chichimene.	34
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales.	36
<b>Figura 3.</b> Sílice tetraédrico.	44
<b>Figura 4.</b> Aluminio Octaédrico.	45
<b>Figura 5.</b> Arcilla de tres capas.	45
<b>Figura 6.</b> Arcillas laminares hinchables, montmorillonita.	46
<b>Figura 7.</b> Minerales arcillos comunes.	47
<b>Figura 8.</b> Comparación de estructuras de arcilla.	47
<b>Figura 9.</b> Asociación de arcillas.	48
<b>Figura 10.</b> Hidratación interna de una arcilla.	52
<b>Figura 11.</b> Límites de Atterberg.	53
<b>Figura 12.</b> Plasticidad vs. Contenido de agua.	55
<b>Figura 13.</b> Aglomeración de arcilla.	56
<b>Figura 14.</b> Perfiles de acreción de las diferentes arcillas aflorantes.	58
<b>Figura 15.</b> Modelo de doble capa difusa.	60
<b>Figura 16.</b> Modelos de Capa Difusa.	60
<b>Figura 17.</b> Estado mecánico y tipos de fluidos de cada sección	74
<b>Figura 18.</b> Esquema de la molécula para surfactante.	81
<b>Figura 19.</b> Orientación de las moléculas de un surfactante en el agua.	81
<b>Figura 20.</b> Balanza para tomar la densidad.	85
<b>Figura 21.</b> Viscosímetro Fann 35.	86
<b>Figura 22.</b> Equipo para tomar filtrado API.	88
<b>Figura 23.</b> Equipo para determinar el contenido de sólidos y líquido.	90
<b>Figura 24.</b> Equipo para determinar el pH.	91
<b>Figura 25.</b> Procedimiento para registrar el Pf.	92
<b>Figura 26.</b> Procedimiento para registrar el Mf.	93
<b>Figura 27.</b> Procedimiento para registrar el Pm.	93
<b>Figura 28.</b> Lubricímetro.	97
<b>Figura 29.</b> Almacenamiento de cortes de perforación.	98
<b>Figura 30.</b> Acreción de cada pozo con el Fluido Actual.	99
<b>Figura 31.</b> Celda de rolado de 500 mL.	123
<b>Figura 32.</b> Horno rolado.	123
<b>Figura 33.</b> Valores típicos.	129
<b>Figura 34.</b> Acreción Formulaciones Diseñadas.	131
<b>Figura 35.</b> Acreción de cada pozo con el Fluido Seleccionado.	136
<b>Figura 36.</b> Estado mecánico del pozo A del Campo Chichimene.	139
<b>Figura 37.</b> Flujo de efectivo fluido de perforación actual.	152
<b>Figura 38.</b> Flujo de efectivo fluido de perforación propuesto.	153

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Formulaciones Polímeros Encapsulantes.	102
<b>Gráfica 2.</b> Formulaciones Surfactantes.	104
<b>Gráfica 3.</b> Formulaciones Lubricantes.	106
<b>Gráfica 4.</b> Formulaciones Polímeros Encapsulantes muestra Pozo D.	107
<b>Gráfica 5.</b> Formulaciones Surfactantes muestra Pozo D.	110
<b>Gráfica 6.</b> Formulaciones Lubricante 4.	113
<b>Gráfica 7.</b> Lubricante Base y 4.	115
<b>Gráfica 8.</b> Formulaciones Inhibidores de Arcillas.	117
<b>Gráfica 9.</b> Viscosidad Plástica antes y después de Rolar Formulaciones Diseñadas.	126
<b>Gráfica 10.</b> Punto Cedente antes y después de Rolar Formulaciones Diseñadas.	127
<b>Gráfica 11.</b> Geles antes de Rolado.	128
<b>Gráfica 12.</b> Geles después de Rolado.	128
<b>Gráfica 13.</b> Prueba de Dispersión.	134

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Tipos de arcilla presentes en la muestra.	44
<b>Tabla 2.</b> Minerales arcillosos.	50
<b>Tabla 3.</b> Superficie específica.	51
<b>Tabla 4.</b> Formulaci3n Fluido Actualmente.	75
<b>Tabla 5.</b> Porcentaje de acreci3n fluido actualmente utilizado.	99
<b>Tabla 6.</b> Formulaciones Pol3meros Encapsulantes.	101
<b>Tabla 7.</b> Formulaciones Surfactante.	103
<b>Tabla 8.</b> Formulaciones Lubricantes.	105
<b>Tabla 9.</b> Nuevas Formulaciones Surfactantes.	109
<b>Tabla 10.</b> Formulaciones Lubricante 4.	112
<b>Tabla 11.</b> Formulaciones cambio de lubricante.	114
<b>Tabla 12.</b> Formulaciones inhibidores de Arcilla.	116
<b>Tabla 13.</b> Formulaciones Diseñadas.	118
<b>Tabla 14.</b> Pruebas B3sicas Fluido Actual de Rolado.	119
<b>Tabla 15.</b> Pruebas B3sicas Fluido Actual Despu3s de Rolado.	120
<b>Tabla 16.</b> Porcentaje de selecci3n.	122
<b>Tabla 17.</b> Resultados Pruebas B3sicas y Acreci3n Fluidos Antes de Rolar.	124
<b>Tabla 18.</b> Resultados Pruebas B3sicas y Acreci3n Fluidos Despu3s de Rolar.	125
<b>Tabla 19.</b> Pruebas qu3micas antes de rolado.	129
<b>Tabla 20.</b> Pruebas qu3micas despu3s de rolado.	129
<b>Tabla 21.</b> Porcentaje de acreci3n Formulaciones Diseñadas.	130
<b>Tabla 22.</b> Calificaci3n antes de rolado.	132
<b>Tabla 23.</b> Formulaci3n base y Formulaci3n Seleccionada.	133
<b>Tabla 24.</b> Resultados coeficiente de lubricidad.	134
<b>Tabla 25.</b> Resultados dispersi3n.	134
<b>Tabla 26.</b> Resultados acreci3n.	135
<b>Tabla 27.</b> Costos aditivos fluido actual.	142
<b>Tabla 28.</b> Costos aditivos fluido propuesto.	143
<b>Tabla 29.</b> Costos de ingenier3a fluido de perforaci3n base.	144
<b>Tabla 30.</b> Costos de tratamiento fluido de perforaci3n base.	145
<b>Tabla 31.</b> Costos asociados a la ingenier3a producto de TNP para el fluido de perforaci3n base.	146
<b>Tabla 32.</b> Costos de ingenier3a fluido de perforaci3n propuesto.	146
<b>Tabla 33.</b> Costos de tratamiento fluido de perforaci3n propuesto.	147
<b>Tabla 34.</b> Costos asociados a la ingenier3a producto de TNP para el fluido de perforaci3n propuesto.	148
<b>Tabla 35.</b> Resumen de costos para el fluido base utilizado actualmente.	149
<b>Tabla 36.</b> Resumen de costos para el fluido propuesto.	149
<b>Tabla 37.</b> Costos mensuales, expresados en USD del fluido de perforaci3n usado actualmente.	150

**Tabla 38.** Costos mensuales, expresados en USD del fluido de perforación propuesto.

150

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> imágenes de las Pruebas de Acreción	161

## ABREVIATURAS

**%:** Porcentaje.

**%S/L:** Porcentaje sólido – líquido.

**%v/v:** Porcentaje volumen – volumen.

**”:** Pulgada.

**=:** Igual.

**±:** Más o menos.

**≤:** Menor o igual que.

**≥:** Mayor o igual que.

**°:** Grados.

**°C:** Grados centígrados.

**°F:** Grados Fahrenheit.

**A:** Anualidad.

**Al:** Aluminio.

**API:** American Petroleum Institute.

**Bbl:** Barril.

**BHA:** Bottom Hole Assembly.

**CAPEX:** Capital Expenditures.

**CAUE:** Costo anual uniforme equivalente.

**cc:** Centímetros cúbicos.

**CCPP:** Costo de capital promedio ponderado.

**CEC:** Capacidad de intercambio catiónico.

**cPs:** Centipoise.

**Fe:** Hierro.

**ft:** Pies.

**Gal:** Galones.

**Gr:** Gramos.

**HPHT:** High pressure, high temperature.

**Hrs:** Horas.

**I:** Tasa de interés.

**ID:** Diámetro interno.

**in:** Pulgada.

**Kg:** Kilogramo.

**lb:** Libra.

**LL:** Límite líquido.

**LWD:** Logging while drilling.

**m<sup>2</sup>:** Metro cuadrado.

**m<sup>3</sup>:** Metro cubico.

**MBT:** Test de azul de metileno (Methylene blue test).

**mD:** Milidarcy.

**Meq:** Miligramos equivalentes.

**Min:** Minuto.

**MI:** Mililitros.

**mm:** Milímetro.

**MMO:** Óxidos de metales mezclados.

**MWD:** Measurements while drilling.

**OD:** Diámetro externo.

**OPEX:** Operating expense.

**PAC:** Celulosa polianiónica.

**Pc:** Punto cedente.

**PHPA:** Polímero de poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

**PI:** Índice de plasticidad.

**PL:** Limite plástico.

**ppb:** Libras por barril.

**ppg:** Libra masa por galón.

**ppm:** Partes por millón.

**Psi:** Libra por pulgada cuadrada (Pound per squareinch).

**R:** Rolado.

**ROP:** Tasa de penetración (Rate of penetration).

**RPM:** Revoluciones por minute.

**seg:** Segundo.

**Si:** Silicato.

**SR:** Sin rolar.

**TEM:** Tasa de interés efectivo mensual.

**TNP:** Tiempo no productivo.

**TOC:** Carbono orgánico total.

**TVD:** Profundidad vertical verdadera (True vertical depth).

**USD:** Dólar estadounidense.

**VA:** Volumen anular.

**VP:** Valor presente.

**Vp:** Viscosidad plástica.

**WACC:** Weighted average cost of capital.

## GLOSARIO

**ADEHESIÓN:** propiedad presentada entre dos sustancias, las cuales se encuentran en contacto y cuyas superficies se unen, dicho fenómeno se puede dar de forma mecánica haciendo énfasis en el relleno de los espacios porosos de un material o de forma química mediante la interacción de las moléculas de las diferentes sustancias.

**ADITIVOS:** sustancias químicas que modifican las características fisicoquímicas de una mezcla fluida con el fin de hacer de esta óptima de acuerdo a los requerimientos presentados por una formación a perforar.

**ALCALINIDAD:** concentración de iones de carbonato, hidroxilo y/o bicarbonatos capaces de neutralizar ácidos presentes en una solución.

**ALCOHOL ETOXILADO:** son tensoactivos no iónicos conocidos, que se producen industrialmente, por ejemplo, por adición de óxido de etileno sobre alcoholes grasos en presencia de catalizadores adecuados

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** es un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales que la diferencian de zonas adyacentes.

**ANTICLINAL:** pliegue cuya concavidad se orienta hacia el interior de la Tierra. Se caracteriza porque su núcleo está constituido por las rocas más antiguas de la serie plegada, de manera que a partir de él se encuentran las rocas más recientes.

**ANULAR:** en el caso de un pozo, es el espacio entre dos tuberías o entre una tubería y la pared del hueco.

**BASAMENTO:** es la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos. El basamento corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos.

**BROCA:** herramienta situada en la parte inferior de la sarta de perforación, la cual es empleada para triturar y/o cortar las formaciones durante una operación de perforación rotatoria.

**CAMPO:** área de uno o múltiples yacimientos, agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

**CAOLINITA:** es un mineral de arcilla que forma parte del grupo de minerales industriales. Se trata de un mineral tipo silicato estratificado, con una lámina

de tetraedros unida a través de átomos de oxígeno en una lámina de octaedros de alúmina.

**CAPA:** es la unidad lito estratigráfica más pequeña de una formación geológica, la cual está marcada por planos de división bien delimitados denominados planos de estratificación.

**CAPILARIDAD:** es una propiedad de los fluidos que depende de su tensión superficial la cual, a su vez, depende de la cohesión del fluido y que le confiere la capacidad de subir o bajar por un tubo capilar.

**CELULOSA:** es un polisacárido compuesto exclusivamente de moléculas de glucosa, el cual es rígido e insoluble en agua.

**COEFICIENTE DE FRICCIÓN:** hace referencia a una medida adimensional referente al grado de resistencia al movimiento presente entre dos elementos que se deslizan uno contra otro. Para fluidos de perforación base agua su valor es igual o mayor a 0.2.

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

**CUENCA:** depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos.

**DEWATERING:** es el proceso de separación físico-química de las fases sólidas y líquidas de los fluidos de desecho. Este proceso se lleva a cabo para tratar en mayor medida los volúmenes de lodo en exceso. Para ello, se remueven la mayor parte de los sólidos coloidales de los fluidos de perforación.

**DIPOLO:** conjunto de dos polos magnéticos o eléctricos de signos opuestos y cercanos entre sí.

**DISCORDANTE:** relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio debido a la interrupción de las condiciones en que las se produjo su proceso de deposición.

**ELECTROLITOS:** es cualquier sustancia que contiene en su composición iones libres, que hacen que se comporte como un conductor eléctrico.

**ESTRATIGRAFÍA:** ciencia derivada de la geología que trata de la descripción de los estratos que forman la corteza terrestre y su organización en unidades distintivas, útiles y reconocibles, sobre la base de sus propiedades o atributos inherentes.

**FALLA INVERSA:** tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo del bloque alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del bloque bajo. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

**FALLA NORMAL:** tipo de falla en la que el bloque elevado se desplaza hacia abajo respecto del bloque hundido, y la superficie de falla se inclina en forma abrupta, normalmente de 50° a 90°.

**GLAUCONITA:** es un hidroxil-silicato con numerosos iones metálicos, dando muchas variedades, hasta el punto de que más que un mineral la glauconita casi es considerada como grupo de minerales.

**GRANULOMETRIA:** clasificación de la medida de los materiales y los porcentajes de las partículas o granos en una roca sedimentaria, o sedimentos detríticos no compactados. Los principales tipos de roca de menor a mayor tamaño son: arcilla, limo, arena y conglomerado.

**HIDROXILO:** grupo funcional compuesto de un átomo de hidrógeno y uno de oxígeno con una valencia negativa equivalente a un electrón, el cual es normalmente unido a una cadena de hidrocarburos

**LIMOLITA:** roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, su tamaño oscila entre 1/16 mm hasta 1/256 mm. Esta procede de la cementación y compactación de partículas detríticas intermedias entre arcillas y arenas, denominadas limo

**LUTITA:** roca sedimentaria de textura detrítica compuesta por partículas de tamaño 1/16 hasta 1/256 mm, constituida por cuarzo, limos y feldespatos.

**PERDIDA DE CIRCULACIÓN:** se refiere a la reducción o la ausencia total del flujo de fluidos por el espacio anular cuando se bombea fluido a través de la sarta de perforación

**PERMEABILIDAD:** es la capacidad de la roca para transmitir fluidos. Una formación debe tener porosidad interconectada para ser permeable

**PETROGRAFIA:** parte de la geología que estudia, describe y clasifica las rocas.

**PLASTICIDAD:** propiedad física de los cuerpos sólidos de deformarse sin alcanzar su punto de fractura. Los cuerpos rocosos presentan dicha propiedad, pues al estar sujetos a esfuerzos de compresión, cizallamiento y/o tensión dan lugar a una deformación; las arcillas debido a su capacidad para absorber agua resultan en un hinchamiento que facilita la deformación al someter el cuerpo rocoso a esfuerzos, claro está que depende de la disposición de los granos así como el tamaño de los mismos.

**POLIMERO:** es una molécula grande compuesta de unidades que se repiten. Los polímeros pueden calificarse por su estructura línea, ramificados o cíclicos. En solución las cadenas de polímeros entrelazados pueden crear redes, presentando un comportamiento de viscosidad complejo.

**POROSIDAD:** medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca, se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

**PRESIÓN DE PORO:** es la presión ejercida por los fluidos almacenados en los poros de la roca

**PRESIÓN HIDROSTÁTICA:** es aquella que un fluido en reposo genera por su propio peso.

**REVOQUE:** capa delgada formada por la disposición de los sólidos del fluido de perforación en la pared del pozo causada por la presión de la columna de lodo. Debe ser impermeable, maleable, resistente y delgado. Según La Norma API 13B-1, el espesor del revoque se mide en 1/32" y se recomienda no sea mayor a 2/32".

**ROCA GENERADORA:** es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe suficiente calor, a condiciones específicas de presión y por un periodo de tiempo determinado, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC).

**ROCA RESERVORIO:** es una roca que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas reservorio más comunes ya que poseen más porosidad que la mayoría de las rocas.

**ROCA SELLO:** roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no pueden migrar. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre  $\sim 10^{-6}$  y  $10^{-8}$  darcies

**SHALE:** roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas en capas delgadas del tamaño arcilla y limo relativamente impermeables. Es la roca sedimentaria más abundante, puede incluir cantidades relativamente grandes de material orgánico en comparación con otros tipos de rocas y por lo tanto tiene el potencial de convertirse en una roca rica fuente de hidrocarburos.

**SUAVEAR (PISTONEAR):** reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería, las herramientas operadas con cable o los sellos de caucho, en

dirección hacia la superficie. Si la presión se reduce en grado suficiente, los fluidos de yacimiento pueden fluir hacia el interior del pozo y a la superficie.

**TENSOACTIVO:** Sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases.

**TRAMPA:** es la configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos y selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no migrarán.

**TUBERIA DE REVESTIMIENTO:** una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. El diseñador de pozos debe diseñar la tubería de revestimiento para que tolere una diversidad de fuerzas, tales como aplastamiento, explosión y falla por tracción, además de las salmueras químicamente agresivas.

## RESUMEN

El Campo Chichimene se encuentra dentro en la Cuenca de los Llanos orientales ubicado en el departamento del Meta, actualmente presenta problemas de inestabilidad de arcilla relacionados a los fenómenos de aglomeración y acreción de estas causados por la interacción de las arcillas con el fluido de perforación. Para continuar con los proyectos de perforación la empresa Qmax Solutions se vio en la necesidad de evaluar nuevos aditivos para el control y la prevención de los fenómenos anteriormente mencionados. La evaluación de estos aditivos se realiza a partir de la sección intermedia donde se visualiza el problema, debido a que en la sección superior no se presenta.

La evaluación en fase experimental de los nuevos aditivos anti aglomeración y acreción para fluidos de perforación base agua, se lleva a cabo a nivel laboratorio realizando la prueba de acreción como parámetro seleccionador de nuevas formulaciones dando como resultado tres diferentes formulaciones a la cuales se le realizaran las pruebas básicas antes y después de ser envejecidas mediante un proceso de rolado a temperatura de 180 °F, con el fin de obtener el fluido de perforación más completo y óptimo para la perforación en la sección intermedia de los pozos ubicados en el Campo Chichimene.

Tras las pruebas realizadas a las tres formulaciones, la formulación número tres es el fluido más eficiente entorno al problema presente. Pero en la prueba del viscosímetro de Fann esta formulación presenta un aumento en comparación con la base en la viscosidad plástica y el punto cedente debido a la generación de espuma por parte del surfactante para lo cual se recomienda la adición de un antiespumante.

**Palabras clave:** Aglomeración, Acreción, Arcilla, Lodo de perforación, Aditivo, Formulación, Surfactante.

## INTRODUCCIÓN

Este proyecto se desarrolló en los laboratorios de fluidos de perforación pertenecientes a la empresa Qmax Solutions Colombia, en estos se realizaron pruebas de laboratorio a tres diseños de fluidos de perforación diferentes, seleccionados como posibles candidatos para implementar en la perforación de la sección intermedia de los pozos del Campo Chichimene. Estas pruebas se realizaron porque en la unidad C2 del Campo Chichimene se encontró un alto porcentaje de problemas relacionados con los fenómenos de aglomeración y acreción de arcillas, por lo anterior se determinó que el fluido de perforación usado actualmente requería de un estudio detallado para añadir ciertos aditivos que disminuyeran los problemas localizados en la sección intermedia de los pozos.

Los fenómenos de aglomeración y acreción de arcillas presentados en la perforación de la sección intermedia se definen para el primer caso como el aumento de las partículas a causa de las fuerzas de adherencia, por otro lado, la acreción se define como la adherencia de partículas sólidas hidratadas a las superficies metálicas. Este tipo de problemas se presentan debido a la plasticidad de la arcilla, la cual se da cuando las láminas de arcilla entran en contacto con la fase líquida del fluido de perforación durante un tiempo prolongado.

Con la evaluación técnico-financiera que se realizará se determinará la opción de implementar el fluido de perforación propuesto teniendo en cuenta no solo los costos asociados al diseño del fluido de perforación sino aquellos que se relacionen con la implementación como lo son: los tiempos no productivos, el alquiler de taladro, costos de ingeniería y el costo de tratamiento del fluido de perforación evidenciando una disminución en algunos de estos costos con los cuales se contrarrestará el aumento en el diseño del fluido de perforación.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico-financieramente la formulación de un lodo de perforación base agua para el control y prevención de la aglomeración y acreción de arcillas en la unidad C2 del Campo Chichimene.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo Chichimene.
2. Describir generalidades del fluido de perforación actualmente utilizado.
3. Describir la química de las arcillas y su interacción con el fluido de perforación base agua.
4. Elaborar la matriz de concentraciones basada en el lodo de perforación base agua actual utilizando como parámetro de selección la prueba de acreción.
5. Realizar las pruebas de laboratorio para las diferentes formulaciones propuestas.
6. Seleccionar la concentración óptima del fluido propuesto acorde con los resultados de las pruebas y su rendimiento para el diseño del nuevo fluido de perforación para la Unidad C2 del Campo Chichimene.
7. Comparar el rendimiento de la nueva formulación del lodo de perforación respecto al fluido base.
8. Evaluar la viabilidad del proyecto mediante el indicador financiero del costo anual uniforme equivalente (CAUE).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE

En el siguientes capítulo se encontrará una descripción de la historia, localización geográfica, marco geológica y geología del petróleo del Campo Chichimene.

### 1.1 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO

El campo Chichimene fue descubierto en el año 1969 gracias al contrato de Concesión Cubarral N° 1820 celebrado entre Chevron Oil Company y Ecopetrol S.A. en noviembre de 1968, el campo abarca un área total de 97.450 hectáreas; la primera perforación fue realizada por la compañía Chevron el 5 de mayo de 1969 con el pozo exploratorio Chichimene-1. Al inicio del año de 1973 se hace entrega del contrato de concesión al Ministerio de Minas para posteriormente firmar un contrato de asociación entre las mismas partes el 1 de Julio de 1973<sup>1</sup>.

En 1969 se perfora el pozo Chichimene-1 hasta una profundidad de 9300 pies el cual atravesó las formaciones Mirador y Guadalupe obteniendo crudo pesado de 9,6 y 16° API respectivamente, seguido a esto se procedió a perforar el pozo Chichimene-3 produciendo crudo pesado de las formaciones C8 y Mirador con 9,6 y 8,1° API respectivamente<sup>2</sup>.

Para el año 1985 el campo Chichimene comienza su producción constante en aproximadamente 6.300 barriles promedio mensual declarando su comercialidad, el 31 de enero del 2000 Ecopetrol S.A pasa a ser el operador directo del campo, a partir de esta fecha se aumentó la producción de 7 mil barriles por año a 29.380 barriles por año, registrando de ahí para adelante un récord de producción significativo para el cierre del año 2014 con aproximadamente 93.989 barriles por día, cifra que cataloga al campo Chichimene como uno de los mayores activos de producción de crudo extra pesado del país<sup>3</sup>.

### 1.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Chichimene está ubicado en la margen suroccidental de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en la parte noroccidental del Departamento del Meta, en el sector sureste de la zona rural del municipio de Acacias a 47 km al sur del municipio de Villavicencio.

---

<sup>1</sup> EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasaran a Ecopetrol. [Citado febrero 11,2018]. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>

<sup>2</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Información geológica y geofísica. [Citado febrero 11, 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

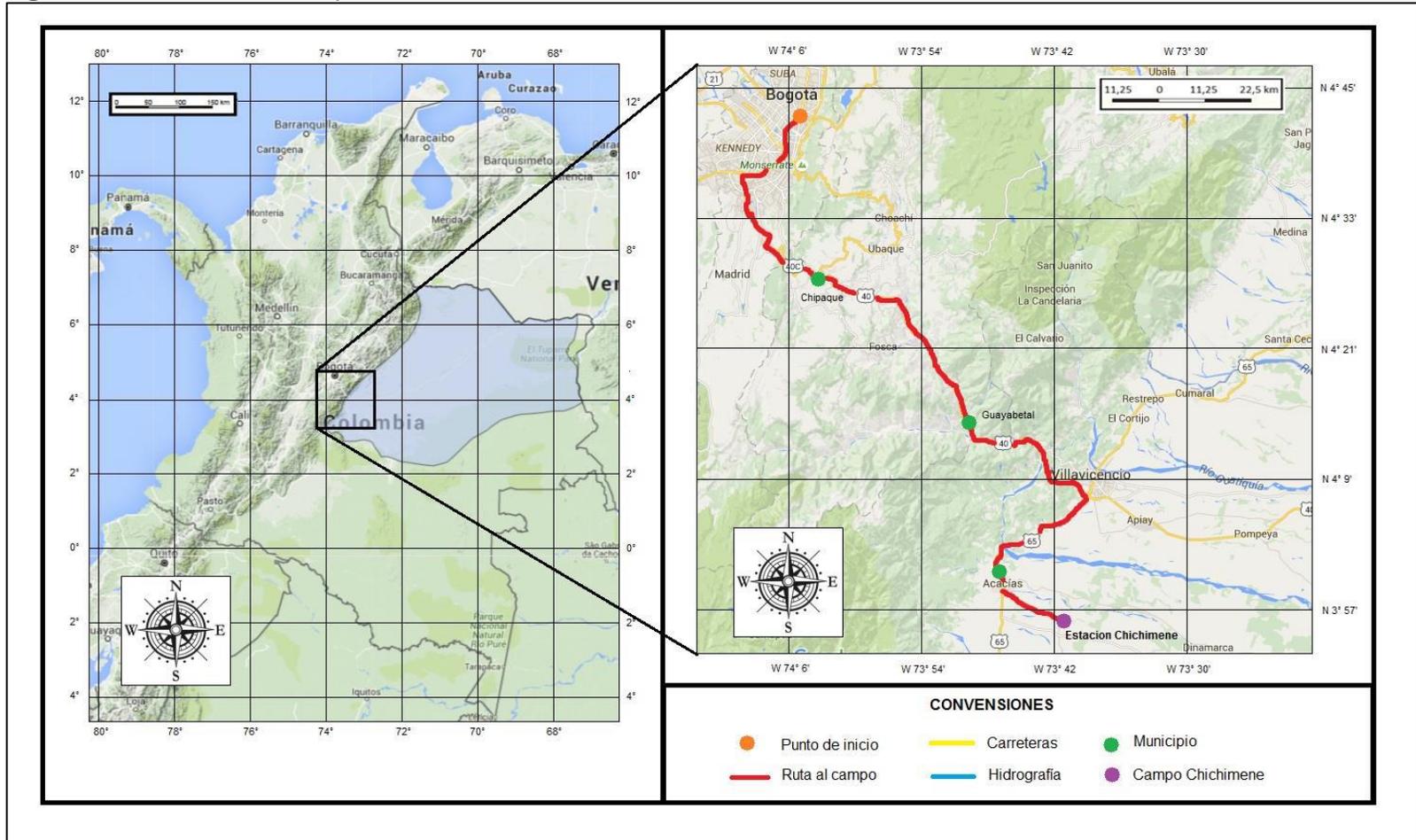
<sup>3</sup> ECOPETROL S.A. Campo Chichimene de Ecopetrol inicia 2015 con récord de producción. [Citado febrero 11,2018]. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/campo-chichimene-de-ecopetrol-inicia-2015-con-record-de-produccion>.

Para acceder al campo se puede por vía aérea aterrizando en la pista del Aeropuerto Vanguardia ubicado en Villavicencio o por vía terrestre desde la ciudad de Bogotá tomando la avenida Boyacá hacia el sur hasta alcanzar la carretera vía al Llano- ruta 40 por un tramo de 125 km pasando por 3 peajes iniciando con el peaje Boquerón, peaje de Puente Quetame y por último peaje de Pipiral atravesando dos departamentos: Cundinamarca y Meta.

Posteriormente se toma la carretera intermunicipal numero 65 por un tramo de 27.7 km en dirección suroccidental a travesando el municipio de Acacias hasta el cruce San Carlos de Guaroa y por último se toma la vía Chichimene hasta encontrar la entrada al campo.

En la **Figura 1** se encuentra la ubicación geográfica del Campo Chichimene.

**Figura 1. Ubicación del Campo Chichimene.**



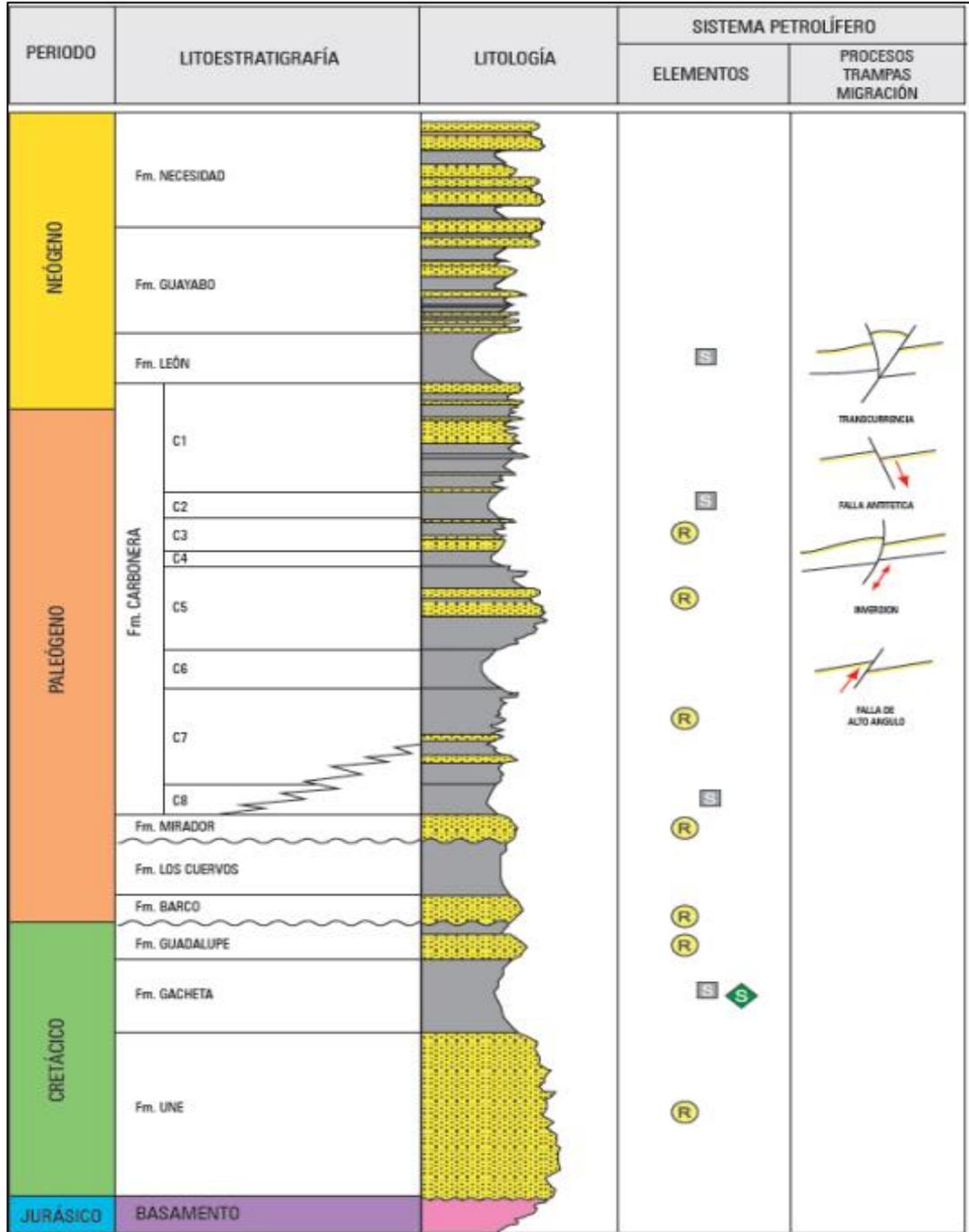
**Fuente:** Mapa Colombia. Epis Colombia [En línea]. <http://migeplan.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>. Mapa del Campo Chichimene. Google Maps. Modificado por los autores.

### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

En la siguiente sección se describirá la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo para el Campo Chichimene.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** A continuación, se mostrará la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales **Figura 2.**

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012, p 46.

**1.3.2 Estratigrafía.** Se describirá a continuación cada una de las formaciones de la **Figura 2** perforadas en el Campo Chichimene de forma general partiendo desde la más antigua a la más reciente mencionando aquellas involucradas al sistema petrolífero del campo mencionado.

**1.3.2.1 Basamento.** Su edad geológica se ubica en la Edad Precámbrica, la litología corresponde a rocas ígneas plutónicas provenientes del Escudo de Guyana y rocas metamórficas del Complejo Magmático del Mitú. Sobre el basamento cristalino se depositaron en forma discordante los sedimentos paleozoicos y alcanza profundidades aproximadas hasta de 27887 pies. El Basamento aún no ha sido perforado por ningún pozo del Campo Chichimene<sup>4</sup>

**1.3.2.2 Formación Une.** Su edad geológica se ubica en el Cretáceo Albiano<sup>5</sup>; litológicamente se compone de areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas y de limolitas carbonosas. El espesor aumenta, hacia el Noroeste; sin embargo, hacia el oriente y sureste esta formación no se presenta, en cambio en el Meta es de 50 a 350 pies, en Arauca de 300 a 600 pies y en el Piedemonte Llanero se encuentra su máximo espesor de 650 pies al igual que en los pozos Santa María-1, Casanare-1 y Tame1. Es productora de aceite en el sector de los campos Apiay –Suria. Su ambiente de deposición es marino<sup>6</sup>.

**1.3.2.3 Formación Gachetá.** Se caracteriza por ser la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana; en un ambiente de deposición marino. Se constituye por una secuencia de lutitas, de diferentes tonalidades de grises, con pequeños desarrollos de areniscas, con contenido variable de glauconita. Esta formación no se presenta por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. Su espesor aumenta hacia el noroccidente, y hacia la parte suroccidental de la cuenca donde se registra un valor de espesor mayor a 600 pies, en el Campo Chichimene está presente en el pozo Chichimene-1. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca<sup>7</sup>.

**1.3.2.4 Formación Guadalupe.** Su mayor extensión y espesor se encuentran hacia el flanco oriental referida al Piedemonte Llanero con más de 600 pies;<sup>8</sup> se constituye de una secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas como de pequeñas capas de carbón. Los datos arrojados por algunos pozos indican una edad Cretácico

---

<sup>4</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Dic 2012. p. 41. [Citado Febrero 15, 2018]. Disponible en internet:<http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

<sup>5</sup> JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V, Fascicule 4a. 1968. p. 456.

<sup>6</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Dic 2012. p. 48. [Citado Febrero 15, 2018]. Disponible en internet:<http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

<sup>7</sup>Ibid., p. 48.

<sup>8</sup> GUERRERO, J. & SARMIENTO, G. (1996): Estratigrafía Física, Palinológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. - Geología Colombiana, n. 20, p. 3-66, 9 Figs., Bogotá

Superior<sup>9</sup>. Esta formación se considera productora en la cuenca, con un ambiente de deposición marino – continental<sup>10</sup>.

**1.3.2.5 Formación Barco.** Se establece que la edad geológica de esta formación es el Paleoceno inferior<sup>11</sup>, se compone principalmente de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. El espesor de la formación varía entre 492 y 912 pies, con un promedio de 636 pies. El ambiente de deposición es fluvial. Esta formación no ha sido perforada hasta el momento por ningún pozo del Campo Chichimene<sup>12</sup>.

**1.3.2.6 Formación Los Cuervos.** La secuencia sedimentaria corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas, de grano muy fino a medio. La deposición se dio por medio de un ambiente transicional (deltaico) en el Paleoceno Medio.<sup>13</sup> Su espesor varía entre 656 a 984 pies; esta formación no ha encontrado en ninguno de los pozos del Campo Chichimene<sup>14</sup>.

**1.3.2.7 Formación Mirador.** Se encuentra en el Eoceno Superior<sup>15</sup>; esta formación es la productora de aceite en el Campo Chichimene es principalmente arenosa con pequeñas y esporádicas intercalaciones de limolita y lutitas. Se encuentra entre los 10212 a 10751 pies de profundidad. Su ambiente de deposición es marino. La parte superior de esta formación se contacta con la Formación Carbonera y es concordante en la mayor parte con los Llano Orientales<sup>16</sup>.

**1.3.2.8 Formación Carbonera.** Esta espesa secuencia litológica tiene una edad del Eoceno Superior<sup>17</sup>, que en el pozo Llanos-1 alcanza cerca de 6.000 pies, está ampliamente distribuida a través de la cuenca. Corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste en una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. Esta formación se divide en 8 unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los

---

<sup>9</sup>HUBACH (E.), 1957 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 265

<sup>10</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Dic 2012. p. 48. [Citado Febrero 15, 2018]. Disponible en internet:<http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

<sup>11</sup>DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974. p.80.

<sup>12</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos., Op. Cit., p. 49

<sup>13</sup> DE PORTA, J., Op. Cit., p. 332

<sup>14</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos., Op. Cit., p. 49

<sup>15</sup> DE PORTA, J., Op. Cit., p. 364

<sup>16</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos., Op. Cit., p. 49

<sup>17</sup> DE PORTA, J., Op. Cit., p.1110

impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7<sup>18</sup>.

- **Unidad C8 (Unidad E4):** Se trata de un periodo de transgresión marina. La cual presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña. Está conformada predominantemente por lutita con algunas capas delgadas de arcillolita y de limolita en la parte inferior de la formación. Su ambiente deposicional es planicie costera.
- **Unidad C7 (Unidad T1):** Esta unidad se caracteriza por estar constituida principalmente por limolita con algunas intercalaciones de areniscas, lutita y arcillolita, también presenta pequeñas intercalaciones de caliza su ambiente de deposición varía de marino somero, deltaico y continental. El espesor puede alcanzar de 250 a 450 pies.
- **Unidad C6 (Lutita E3):** Está compuesta por una secuencia masiva de lutitas con intercalaciones de capas delgadas de arcillolita en el tope y base de la unidad, su espesor oscila entre los 100 a 600 pies, cuenta con un ambiente de sedimentación continental de planicie costera.
- **Unidad C5:** Su constitución se alterna entre capas de arcillolita y arenisca cuarzosas poco consolidadas con una variación de grano entre fino y medio Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies, con una deposición fluvial.
- **Unidad C4:** Está compuesta por capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero El máximo espesor registrado en este sector se encuentra en el pozo Guacavía-1 con 1.050 pies. Generalizando, la Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la Cuenca. Su ambiente deposicional es planicie costera.
- **Unidad C3:** Está compuesta por arenisca de grano fino a grueso, con algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris; y a veces se exhiben capas carbonosas en la parte central de la cuenca. Esta unidad tiene un espesor promedio de 150 pies en la parte centro y norte y de 700 pies hacia al suroeste. Su ambiente deposicional es fluvial.
- **Unidad C2 (Lutita E):** Esta unidad es el sello de mayor extensión hacia la parte Este de la cuenca; es predominantemente arcillosa con intercalaciones de capas delgadas de arena, arenisca, limolita y con menor proporción de lutita principalmente de la parte media hacia la base y con pequeñas capas de calizas en

---

<sup>18</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Dic 2012. p. 49 - 52. [Citado Febrero 15, 2018]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-GeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

la parte intermedia la cual tiene un espesor que varía de los 100 a 200 pies, hacia el suroccidente el espesor es de más de 900 pies; también se hallaron trazas de pirita, carbón y lutitas. En la parte norte y noreste se evidencia un mayor porcentaje de arena lo cual se relaciona a un ambiente sedimentario deltaico.

- **Unidad C1 (Areniscas superiores de Carbonera):** Se constituye de paquetes de arcillolita con intercalaciones de niveles arenosos (arena-arenisca) los cuales se evidencian a los 3590 pies que se mantienen en forma continua hacia la base; en la zona media se presentan niveles de limolitas Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte; esta unidad es la última deposición de la Formación Carbonera. Esta formación es de un ambiente deposicional fluvial.

**1.3.2.9 Formación León.** De edad Oligoceno Superior a Mioceno<sup>19</sup>, está compuesta en su mayoría por capas gruesas de lutitas de color gris; mientras en la parte suroeste de la cuenta son arenas con intercalaciones de lutitas. Los máximos espesores oscilan entre 1980 a 2500 pies en cambio su espesor promedio es de 345 pies. Esta formación presenta un ambiente de deposición fluvial<sup>20</sup>.

**1.3.2.10 Formación Guayabo.** Se caracteriza por ser una formación muy arcillosa con intercalaciones de arenas cuarzosas las cuales varían de grano fino o grueso algunas veces se encuentran niveles de arenas conglomeráticas; en la parte intermedia de la formación se localizan capas delgadas de limolitas. El ambiente de deposición en la parte superior de la formación es fluvial marino a continental y en la parte inferior es marino, su edad geológica se encuentra entre Oligoceno Superior a Mioceno<sup>21</sup>. Esta formación cuenta con un espesor promedio de 2635 pies<sup>22</sup>.

**1.3.3 Estructura del Campo Chichimene.** El Campo Chichimene corresponde a una estructura en forma de anticlinal alargado en dirección Norte 60° Este con 6 Km de longitud y 2.5 Km de ancho; su flanco Occidental cuenta con una pendiente de 4°, mientras que el flanco Oriental tiene un buzamiento de 7° y se intercepta con la falla inversa que limita el campo al oriente generando un desplazamiento a 400 pies con una inclinación hacia el Noroeste de 50°, el anticlinal se encuentra dividido por una falla normal que cuenta con un desplazamiento de 10 pies. El campo está regido por un sistema de fallas normales e inversas, como también presenta trampas estructurales y estratigráficas.

---

<sup>19</sup> DE PORTA, J., Op. Cit., p.322

<sup>20</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos., Op. Cit., p. 52.

<sup>21</sup>DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974. p. 37

<sup>22</sup>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos., Op. Cit., p. 52

**1.3.3.1 Geología del Petróleo.** A continuación, se describirá la geología del petróleo donde se abarcará la Roca Generadora, Sello y Reservorio, así como también la migración y trampa presente en el Campo Chichimene.

**1.3.3.2 Roca Generadora.** Esta roca corresponde a la Formación Gachetá conocida operacionalmente como la unidad K1; es la generadora tanto de la cuenca de los Llanos Orientales como del Campo Chichimene. El % TOC aumenta de Este a Oeste con valores menores al 0,5% TOC y de Sureste a Noroeste corresponde a valores que van entre el 1 al 4 % TOC. Los valores de temperatura máxima se ubican por encima de 435 – 455° C, y los de vitrina entre 0,6 a 1,0% (Ro). El tipo de querógeno predominante es de Tipo II, lo cual quiere decir que es favorable para la generación de hidrocarburos líquidos, debido a que se tiene un contenido rico en hidrógeno y pobre en oxígeno<sup>23</sup>.

**1.3.3.3 Roca Reservorio.** Las rocas reservorio de la cuenca y el Campo Chichimene corresponden a las formaciones Guadalupe (Unidad K1), San Fernando (Unidad T2) y Carbonera. La Formación Guadalupe (Unidad K1), la cual posee una porosidad promedio de 17%, una permeabilidad de 500 mD y un espesor neto petrolífero de aproximadamente 100 pies. La Formación San Fernando (Unidad T2), posee una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso que define una porosidad promedio de 18%, una permeabilidad de 1,600 mD y un espesor neto de 230 pies. Por último, se han determinado zonas a lo largo del Campo Chichimene en las cuales las unidades impares de la Formación Carbonera han presentado características propicias para la acumulación de hidrocarburos, variando su porosidad en un rango de 20% a 30% y espesores entre 100 y 250 pies<sup>24</sup>.

**1.3.3.4 Migración.** La migración de hidrocarburos en esta zona ocurrió a finales del Cretáceo, e inicio del Terciario un poco antes del primer evento tectónico Andino. En el cual los hidrocarburos migraron desde rocas Cretáceas a través de fallas y fracturas, hasta encontrar una barrera que detuvo la migración vertical y lateral. Esto se sustenta en el hecho de que en esta época se tuvo la mayor profundización de la cuenca, lo cual permitió la maduración de la materia orgánica.

**1.3.3.5 Roca Sello.** La roca sello comprende a la Unidad C8 de la Formación Carbonera, nombrada por Ecopetrol como Lutita E4, la cual sirve de sello para la Formación Mirador, como sello vertical; al igual que las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe.

**1.3.3.6 Trampa.** Según la ANH se ha establecido que la trampa de esta zona es de tipo estructural y corresponde a un anticlinal asimétrico, fallado al costado este; sin

---

<sup>23</sup> ECOPETROL S.A Plan de desarrollo integrado Campo Chichimene, p.29.

<sup>24</sup> ECOPETROL. Prognosis Campo Chichimene. Bogotá: Colombia.2013.p.10.

embargo, las perforaciones han encontrado que las trampas son asociadas a fallas inversas y estructurales de bajo relieve, así como trampas estratigráficas<sup>25</sup>.

---

<sup>25</sup> ANH. Información Geología y Geofísica. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/ Presentaciones%20y%20Poster%20 Técnicos/ Campos.pdf>. Consultado en Diciembre 2015.

## 2. MINERALOGÍA DE LAS ARCILLAS Y PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA INTERACCIÓN ENTRE LA ARCILLA Y EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

El presente capítulo tiene como fin describir las propiedades físico químicas asociadas a los minerales arcillosos obtenidos a partir de la prueba de rayos X realizada a la sección intermedia del Campo Chichimene, también se enfoca en describir los minerales presentes en la Formación Carbonera y las fuerzas de atracción y repulsión causan la aglomeración y acreción de arcillas, cuando el fluido interactúa con los corte de la formación y como estos fenómenos pueden desencadenar en problemas potenciales asociados a embotamiento de la broca y BHA y a un aumento en los tiempos no productivos.

### 2.1 ARCILLA

La palabra arcilla tiene diferentes significados como, por ejemplo. Petrográficamente se define como una gran cantidad de materiales sedimentarios de granulometría fina y mineralógicamente poco definidos; tecnológicamente son materiales de textura fina con propiedades plásticas, es decir, se pueden deformar de forma permanente por acción de una presión y químicamente se consideran como una serie de sustancias identificadas con el caolín y de composición variable incluyendo Si, Al, Fe elementos alcalinos y alcalinotérreos<sup>26</sup>.

La arcilla se describe en forma general como una partícula con un diámetro inferior a 2 micrones, esto se aplica a la mayoría de los minerales arcillosos, estos son minerales de silicato aluminico de granos finos que tienen microestructuras bien definidas y morfología laminar<sup>27</sup>.

En el sistema de fluidos de perforación es inevitable la adherencia de las arcillas de la formación a estos, durante la operación de perforación, lo anterior puede causar varios problemas<sup>28</sup>. Parte de este estudio se enfatizarán los problemas relacionados con la aglomeración y acreción de arcillas.

### 2.2 TIPOS DE ARCILLAS

Con el fin de conocer los minerales arcillosos presente en la sección intermedia en la Formación Carbonera Unidad C2 (4700ft – 6000ft MD) se realizó una prueba de rayos X, se utilizó esta técnica debido a que las arcillas son pequeñas partículas. Los resultados de esta prueba muestran el porcentaje en peso de cada uno de los minerales presentes en la arcilla consignados en la **Tabla 1**.

---

<sup>26</sup>BESOAIN, Eduardo. Minerología de arcillas de Suelos. San José, Costa Rica: IICA, 1985. 1216 p. ISBN 92-9039-067-0. p. 8-9.

<sup>27</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. 792 p. p.128

<sup>28</sup>Ibíd., p. 128.

**Tabla 1.** Tipos de arcilla presentes en la muestra.

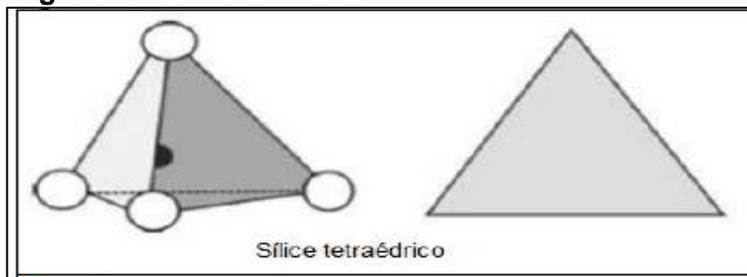
Mineral	MP (% Peso recalculado)
Illita	7,89
Esmectita	3,38
Caolinita	88,73

Fuente: Qmax Solutions Colombia, 2017

Con la información presentada en la **Tabla 1** el mineral presente en mayor proporción es la caolinita, este mineral se clasifica en el tipo de arcilla laminar no hinchable o ligeramente hinchable, a causa del enlace de puente de hidrogeno formado por las dos capas unitarias que constituyen la caolinita.

Las arcillas presentes son del tipo de dos capas como la Caolinita o de tres capas como la Illita. Cada partícula de arcilla laminar se compone de un apilamiento de capas unitarias paralelas. Cada capa unitaria consta de una combinación de hojas de sílice formadas tetraédricamente (en pirámide) **Figura 3** y hojas de alúmina o magnesita formadas octaédricamente (ocho caras) **Figura 4**. Las arcillas de tres capas se componen de capas unitarias constituidas por dos hojas tetraédricas de cada lado de una hoja octaédrica, como se observa en la **Figura 5**. Las arcillas de dos capas se componen de capas unitarias constituidas por una hoja tetraédrica y una hoja octaédrica. También pueden ser eléctricamente neutras o estar cargadas negativamente<sup>29</sup>.

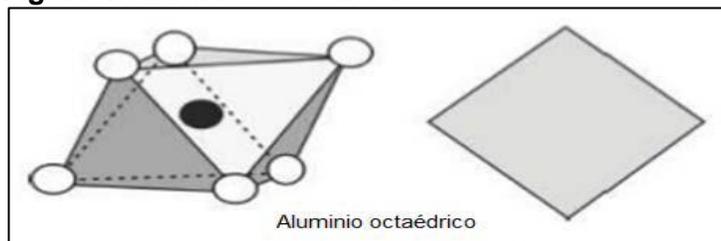
**Figura 3.** Sílice tetraédrico.



Fuente: SOCORRO, Gabriel. Definición, composición y funciones de los fluidos de perforación. Catedra fluidos de perforación, Universidad De América. Diapositiva 28. [Citado abril 28,2018]. Disponible en la web: <http://es.slideshare.net/gaboso corro/ lab-lod-y-cem-clase-1>.

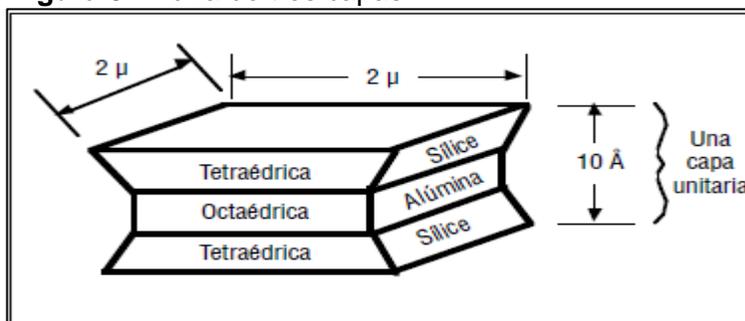
<sup>29</sup>Ibíd., p. 129.

**Figura 4.** Aluminio Octaédrico.



**Fuente:** SOCORRO, Gabriel. Definición, composición y funciones de los fluidos de perforación. Catedra fluidos de perforación, Universidad De América. Diapositiva 28. [Citado Abril 28,2018]. Disponible en la web: <http://es.slideshare.net/gaboso corro/ lab-lod-y-cem-clase-1>.

**Figura 5.** Arcilla de tres capas.



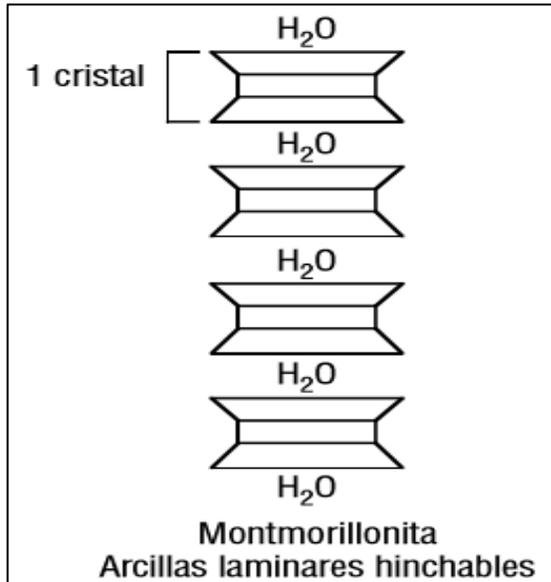
**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.PDF. DALLAS, TEXAS. REV. 14/02/2001. P.129. MODIFICADO POR LOS AUTORES.

A continuación, se describirán los minerales de arcilla presentes en la sección intermedia del Campo Chichimene.

**2.2.1 Esméctita.** Uno de los principales minerales de arcilla presente en el grupo de las esméctitas es la montmorillonita (**Figura 6**), esta es una arcilla laminar muy hinchable compuesta por tres capas (Sílice – Aluminio – Sílice). Según el Instituto Americano del petróleo<sup>30</sup>, existe una gran variedad de arcillas tipo montmorillonita debido a las diferentes sustituciones de átomo que se puede presentar, por lo tanto, se ha comenzado a utilizar actualmente el nombre de esméctita como nombre de grupo que incluye muchas estructuras minerales específicas. La montmorillonita cálcica por ejemplo se encuentra presente generalmente en las lutitas, el ion calcio de doble carga permite un equilibrio con el agua de la formación ya que de esta manera se compensa la carga negativa neta de la arcilla. Otra clase de montmorillonita es la sódica, la cual puede ser añadida a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado de un fluido. La propiedad más representativa de este grupo de arcillas es la capacidad de hidratación que posee entre capas con el agua.

<sup>30</sup>Ibíd., p. 130.

**Figura 6.** Arcillas laminares hinchables, montmorillonita.



**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. Manual de Fluidos de Perforación.pdf. Dallas, Texas. Rev. 14/02/2001. p.133. Modificado por los autores.

**2.2.2 Illitas.** Es un mineral de arcilla perteneciente al grupo de las micas, compuesto por tres capas con una estructura básica similar a la montmorillonita. La illita presenta una sustitución del Si<sup>4+</sup> por el Al<sup>3+</sup>, produciendo una carga negativa. Esta sustitución no permite la capacidad de hinchamiento entre capas, proporcionando al mineral ser relativamente estable en presencia de agua. Este mineral junto a la esméctica son de naturaleza problemática puesto que los cationes débilmente enlazados entre capas y las cargas débiles de las capas produce hinchamiento y dispersión de la arcilla al entrar en contacto con el agua<sup>31</sup>.

**2.2.3 Kaolinita.** Es una arcilla conformada por dos capas unitarias (Silice – Aluminio), las cuales están unidas fuertemente mediante enlaces de hidrogeno, este tipo de enlace impide que el agua penetre las capas, por consiguiente, la arcilla no tiene la capacidad de expandirse. La caolinita se encuentra comúnmente como componente de las rocas sedimentarias como lutitas o areniscas, este tipo de mineral no presenta cargas superficiales porque no se producen sustituciones, presentando un bajo intercambio catiónico (**Tabla 2**) como las lutitas o areniscas<sup>32</sup>.

La **Figura 7** contiene un resumen de los minerales arcillosos y la **Figura 8** presenta una comparación esquemática de las diferentes estructuras de las arcillas.

<sup>31</sup>Ibíd., p. 130.

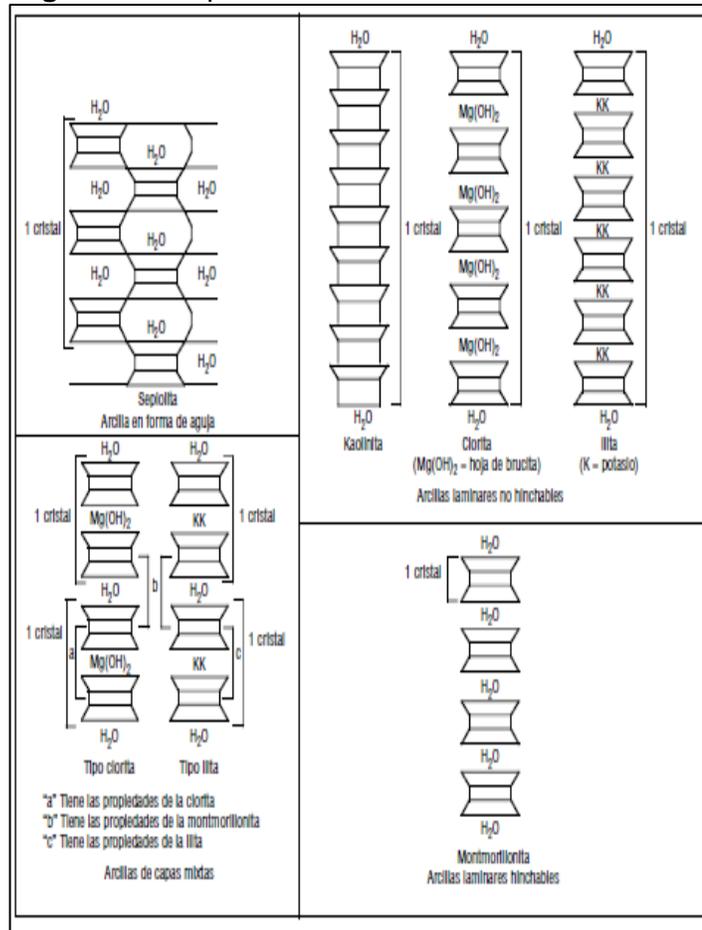
<sup>32</sup>Ibíd., p. 132.

**Figura 7.** Minerales arcillosos comunes.

Grupo	Estructura	Carga	Catión de intercambio	Distancia interatómica (Å)	Hinchamiento
Kaolinita	capa 1:1	Nula	Ninguno	7,2	Ninguno
Talco	capa 2:1	Nula	Ninguno	9,3	Ninguno
Esmectita	capa 2:1	0,3 - 0,6	Na <sup>+</sup> ; Ca <sup>2+</sup> ; K <sup>+</sup> ; Mg <sup>2+</sup>	11 - 15	Variable
Vermiculita	capa 2:1	1,0 - 4,0	K <sup>+</sup> ; Mg <sup>2+</sup>	14 - 15	Variable
Ilita	capa 2:1	1,3 - 2,0	K <sup>+</sup>	10	Nulo
Mica	capa 2:1	2,0	K <sup>+</sup>	10	Ninguno
Chlorita	capa 2:2	Variable	Capa de brucita	14	Nulo
Sepiolita	cadena 2:1	Nula	Ninguno	12	Nulo
Paligorskita	cadena 2:1	Menor	Ninguno	10,5	Nulo

**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.PDF. DALLAS, TEXAS. REV. 14/02/2001. P.132. MODIFICADO POR LOS AUTORES.

**Figura 8.** Comparación de estructuras de arcilla.

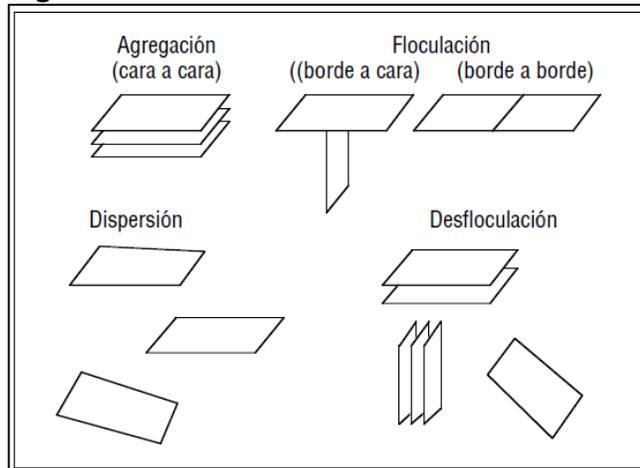


**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.PDF. DALLAS, TEXAS. REV. 14/02/2001. P.133. MODIFICADO POR LOS AUTORES.

## 2.3 PROCESOS DE ENLACES DE LAS PARTÍCULAS DE ARCILLA

Los procesos de enlace de las partículas de arcilla radican su importancia en el control de los cambios reológicos en los fluidos de perforación. Las cargas eléctricas de las dos superficies de arcilla y los cationes intercambiables crean un campo de fuerzas eléctricas alrededor de la arcilla determinando la forma de interacción entre ellas<sup>33</sup>. En la **Figura 9** se ilustran las diferentes asociaciones de las arcillas.

**Figura 9.** Asociación de arcillas.



**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.PDF. DALLAS, TEXAS. REV. 14/02/2001. P.138. MODIFICADO POR LOS AUTORES.

**2.3.1 Agregación.** Es el resultado de la asociación de plaquetas individuales de arcilla con un tipo de enlace cara a cara con el fin de formar una columna de láminas o paquetes más gruesos. Lo anterior reduce el número de partículas, la viscosidad plástica y genera un aumento en el filtrado. Este proceso puede ser causado por la introducción de cationes divalentes, tales como  $\text{Ca}^{2+}$ , o al agregar aditivos como la cal en el fluido de perforación. También se presenta al perforar anhidrita o cemento. Después del aumento inicial, la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial<sup>34</sup>.

**2.3.2 Dispersión.** Es el proceso de asociación de arcillas contrario a la agregación, causando un mayor número de partículas, aumentando el área superficial de las mismas, como consecuencia, las viscosidades plásticas son altas. La dispersión ocurre a medida que se hidrata la arcilla, pero normalmente antes se presenta la agregación de arcillas.

<sup>33</sup>Ibíd., p. 138.

<sup>34</sup>Ibíd., p. 139.

El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, los cationes intercambiables en la arcilla y la concentración de arcilla. Para generar la dispersión se utilizan agentes adelgazantes como fosfatos, lignosulfonatos y lignitos, estos presentan un carácter aniónico, lo que quiere decir que atraen la carga positiva presente en los bordes de la estructura de la arcilla, logrando que las partículas se suspendan por los efectos repulsivos de los iones alrededor de las partículas, reduciendo la viscosidad del fluido de perforación y la resistencia de gel<sup>35</sup>.

**2.3.3 Floculación.** Es un proceso que utiliza como tipo de enlace la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, es decir, se presentan tanto cargas negativas en la cara como cargas positivas en los bordes causando un aumento de la viscosidad, gelificación y filtrado. El porcentaje de aumento dependerá de las fuerzas que actúan sobre las partículas enlazadas y el número de partículas disponibles para ser enlazadas. Diversas causas pueden producir la floculación, entre las que se encuentra: un aumento de las fuerzas repulsivas entre partículas, la adición de cationes divalentes y las elevadas. La adición de agentes adelgazantes minimiza este tipo de asociación de arcillas<sup>36</sup>.

**2.3.4 Desfloculación.** Es la separación de las partículas floculadas, lograda por la neutralización de las cargas electroquímicas de las arcillas por medio de la adición de productos químicos. Generando la eliminación de la atracción resultante del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla, esto causa una reducción de la viscosidad, y del filtrado al permitir una disposición plana de las partículas de arcilla en el revoque. Los productos químicos utilizados en el fluido de perforación para lograr este proceso son llamados diluyentes de lodo<sup>37</sup>.

## 2.4 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS

Algunas de las propiedades de los minerales arcillosos como la capacidad de intercambio catiónico, la absorción de agua y el área superficial permiten determinar características para minimizar los problemas presentes en la operación de perforación.

Las propiedades fisicoquímicas derivan principalmente del tamaño de partícula, siendo este menor a 2 mm, la morfología laminar (filosilicatos) y las sustituciones isomórficas, desarrollando la aparición de carga en las láminas y la presencia de cationes ligados en el espacio intermolecular.

Los factores anteriormente mencionados causan un valor elevado del área superficial y la presencia de una superficie activa con enlaces no saturados, por tal razón las arcillas tienen la capacidad de interactuar con diversas sustancias

---

<sup>35</sup>Ibíd., p. 139.

<sup>36</sup>Ibíd., p. 139.

<sup>37</sup>Ibíd., p. 139.

específicamente con compuestos polares, lo que resulta en un comportamiento plástico en fluidos base agua con un contenido elevado en la proporción sólido/líquido.

**2.4.1 Capacidad de intercambio catiónico (CEC).** La capacidad de intercambio catiónico es el efecto de los cationes retenidos en la superficie o en los espacios interlaminares entre capas unitarias, pueden sustituirse por otros cationes presentes en el sistema, a lo cual se le denominan cationes intercambiables de la arcilla.

La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como la CEC (capacidad de intercambio catiónico) está se expresa en miliequivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100 g)<sup>38</sup>.

Una prueba que permite determinar una CEC aparente de una arcilla es la prueba de azul de metileno. Si esta prueba se realiza directamente en el fluido de perforación se obtiene la capacidad total de intercambio de azul de metileno de todos los minerales arcillosos presentes en este, también permite estimar la cantidad de bentonita y sólidos presentes en el fluido de perforación.

En la **Tabla 2** se encuentra el valor del intercambio catiónico de los minerales de arcilla presentes en la sección intermedia del Campo Chichimene.

**Tabla 2.** Minerales arcillosos.

Minerales de arcilla	CEC (meq/100g)
<b>Esmectita</b>	80-150
<b>Illita</b>	10-40
<b>Clorita</b>	10-40
<b>Halloysita</b>	10-40
<b>Kaolinita</b>	3-10

**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO, ENERGY API. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.PDF. DALLAS, TEXAS. REV. 14/02/2001. P.136. MODIFICADO POR LOS AUTORES.

**2.4.2 Superficie específica.** Propiedad determinada por el área superficial externa más el área de la superficie interna (en el caso de existir), constituyen una unidad de masa, la cual posee una carga eléctrica que puede ser negativa o positiva y se relaciona directamente con la magnitud de área por unidad de masa (m<sup>2</sup>/g). Por lo tanto, cuanto más pequeña es una partícula mayor será su superficie específica, y a su vez mayor carga eléctrica, por ello se traduce en una mayor capacidad de absorción de agua y por consiguiente una mayor plasticidad (Lambe, y otros, 1991).

---

<sup>38</sup>Ibíd., p. 133.

Las arcillas al poseer una superficie específica considerablemente elevada, se convierte en una propiedad importante para algunos usos industriales en donde la interacción sólido-fluido es directamente dependiente de esta<sup>39</sup>.

La **Tabla 3** contiene la superficie específica de los minerales arcillosos de la sección intermedia del Campo Chichimene.

**Tabla 3.** Superficie específica.

Minerales Arcillosos	Superficie Especifica (m <sup>2</sup> /g)
Esmectita	80-300
Halloysita	60
Illita	50
Kaolinita de elevada cristalinidad	50
Kaolinita de baja cristalinidad	15

**Fuente:**UNIOVI, Propiedades de las arcillas, Lección 3, cerámicas. Pdf. p.1. [citado mayo28,2018]. Disponible en la web:<http://www6.uniovi.es/usr/fblanco/Leccion3.PropiedadesArcillas>. Pdf.

**2.4.3 Capacidad de adsorción.** La capacidad de absorción de una arcilla se relaciona con la superficie específica y la porosidad de esta. Esta capacidad tiene dos tipos de procesos, en el primero se aísla la arcilla y consiste en una retención por capilaridad denominada absorción y el segundo se basa en la interacción química entre el adsorbente, quiere decir la arcilla y el líquido o gas adsorbido, a este proceso se le denomina adsorbato o la adsorción.

La absorción también es un proceso en donde los átomos, iones o moléculas son retenidos en la superficie, lo que quiere decir que la acumulación de una sustancia en la superficie determina una película líquida o gaseosa de un cuerpo sólido o líquido. Como es el caso de la interacción arcilla - fluido de perforación, donde las arcillas se exponen a ser cargadas de agua, en el caso de un fluido base agua, a las sales disueltas o coloides como los lignosulfonatos afectando el comportamiento de la arcilla.

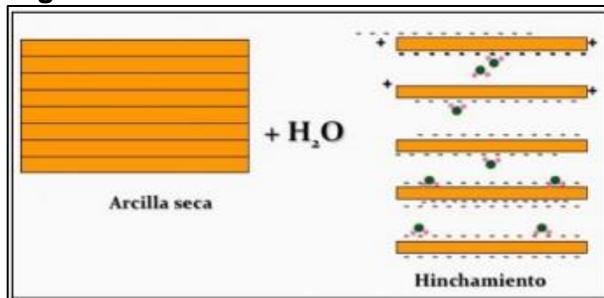
La fuerte atracción entre los cationes de las láminas de arcilla con los iones de agua produce el hinchamiento de las arcillas, mientras que, el agua al contener sales disueltas, la adsorción de agua por parte de la arcilla disminuye, reduciendo el efecto de hinchamiento de las arcillas, por otra parte, los lignosulfonatos son polímeros complejos porque tienen grupos positivos y negativos que actúan como adelgazantes y así de prevenir la floculación de la arcilla, puesto que las cargas

<sup>39</sup> UNIOVI, Propiedades de las arcillas, Lección 3, cerámicas. Pdf. p.1. [citado mayo 28,2018]. Disponible en la web: <http://www6.uniovi.es/usr/fblanco/Leccion3.PropiedadesArcillas>. Pdf.

eléctricas de la arcilla son neutralizadas por la porción opuestamente cargada de los lignosulfonatos<sup>40</sup>.

**2.4.4 Hidratación.** La hidratación de las arcillas es un proceso en el cual estas absorben agua causando la separación de las láminas.<sup>41</sup> El grado de hidratación depende de la atracción electrostática entre el catión y la lámina, también del tipo y la cantidad de cationes asociados a la arcilla. Como por ejemplo si se tienen cationes divalentes se reduce la absorción de agua debido al aumento de las fuerzas de atracción entre laminillas. Lo opuesto ocurre en el caso de presentarse cationes monovalentes al reducir la fuerza de atracción y permitir que más agua ocupe el espacio entre laminas. Lo anterior ocurre debido a que los cationes forman enlaces para mantener unidas las partículas del mineral arcilloso. <sup>42</sup>Las arcillas conocidas como hidratables son aquellas que contienen grandes cantidades de agua en la superficie planar debido a la formación del enlace de hidrogeno entre la fuerte carga negativa de la superficie planar y el agua.<sup>43</sup> En la **Figura 10** se puede apreciar la hidratación interna de una partícula de arcilla.

**Figura 10.** Hidratación interna de una arcilla.



**Fuente:** CORNELIS, Klein. 2003. Manual de mineralogía. Madrid: Reveret, 2003.

**2.4.5 Hinchamiento Lineal.** El hinchamiento lineal se entiende como el cambio de volumen medido en una sola dirección y perpendicular al plano basal, una de las maneras para apreciar este efecto es cuando se sumerge en agua muestras de lutitas, dado que se presenta una intercalación entre capas de agua y láminas de arcilla, causando un aumento en la separación de las láminas de arcilla por las fuerzas electrostáticas.

<sup>40</sup>RAUSSEO, Br. Pruebas de hinchamiento lineal utilizando el aditivo Z-trol 100 como inhibidor de arcillas en fluidos de perforación. Trabajo especial de grado. 2002. Caracas, Venezuela. p.21.

<sup>41</sup>RAUSSEO, Br. Op., Cit., p.30.

<sup>42</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. 792 p. p.135

<sup>43</sup> Flórez Ardila D.C, Villamizar Serrano M. (2010) Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando StrainGages. Tesis de ingeniería físicoquímica Universidad Industrial de Santander. Trabajo de grado para optar al Título de ingeniería de petróleos, 2010. p. 41-42

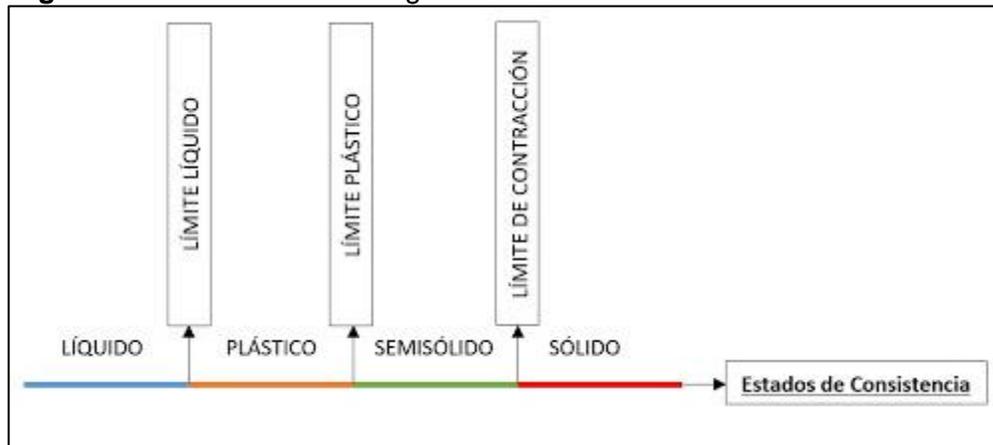
Cuando las fuerzas de repulsión electrostáticas influyen aumentando la separación de las láminas y como consecuencia se presenta el proceso de hinchamiento produciendo una disociación total de las láminas<sup>44</sup>.

**2.4.6 Plasticidad.** Es una de las propiedades más importante para este caso de estudio, debido a que es la capacidad de deformarse ante un esfuerzo mecánico conservando la deformación al retirar la carga permitiendo a la arcilla moldearse en el conjunto del BHA dando paso al fenómeno de acreción. La plasticidad depende principalmente del contenido de agua, es decir, si la arcilla se encuentra seca no es plástica, se disgrega, con exceso de esta se produce una separación de láminas y convenientemente humedecida adopta cualquier forma. Otros aspectos de dependencia son el tamaño de partícula (elevada área superficial) y de la estructura laminar (morfología).

La dependencia al contenido de agua se presenta por el recubrimiento proporcionado a las partículas laminares, desarrollando un efecto lubricante facilitando el deslizamiento de unas partículas sobre otras al ejercer un esfuerzo sobre ellas<sup>45</sup>.

**2.4.6.1 Límites de Atterberg.** Estos límites permiten identificar la propiedad de plasticidad de las arcillas debido a que se basan en el concepto de que los suelos pueden encontrarse en diferentes estados, entre los cuales se encuentra el estado sólido, semisólido, plástico y líquido presentados en la **Figura 11**.

**Figura 11.** Límites de Atterberg.



**Fuente:** CUEVA DEL INGENIERO CIVIL. Límites de Atterberg. [en línea], 22 de Mayo del 2017. [revisado 18 de agosto 2018]. Disponible: [www.cuevadelcivil.com/2017/05/limites-de-atterberg-limites-de.html](http://www.cuevadelcivil.com/2017/05/limites-de-atterberg-limites-de.html)

<sup>44</sup> UNIOVI, Propiedades de las arcillas, Lección 3, cerámicas. Pdf. p.3. [citado mayo25,2018]. Disponible en la web: <http://www.uniovi.es/usr/fblanco/Leccion3.PropiedadesArcillas.Pdf>

<sup>45</sup>CORNELIS, Klein. 2003. Manual de mineralogía. Madrid: Reveret, 2003.

Los límites de Atterberg de una arcilla se definen como el límite líquido, el límite de plasticidad y el índice plástico<sup>46</sup>.

- **El límite líquido (LL).** Es el contenido de humedad, expresado como un porcentaje en peso de la arcilla seca al horno, en la que el material comenzará a fluir apenas se sacudirá ligeramente.
- **El límite de plasticidad (PL).** Es el contenido de humedad más bajo, expresado como un porcentaje en peso de la arcilla seca al horno, en la cual la tierra puede enrollarse en hilos de un octavo de pulgada de diámetro sin romperse en pedazos.
- **El índice plástico (PI).** Es la diferencia entre el límite de líquido y el límite de plasticidad. Da el rango de contenido de humedad a través del cual un suelo se considera plástico.

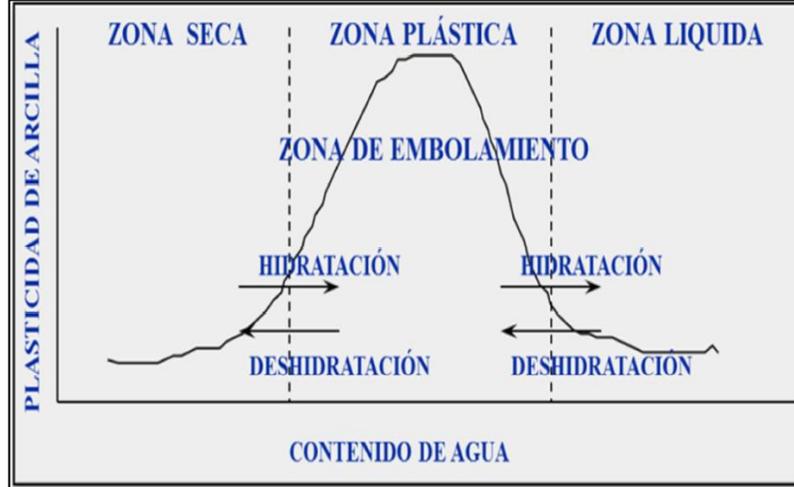
Según estudios realizados por Atterberg el suelo adquiere plasticidad por el contenido de humedad y la fracción de minerales arcillosos<sup>47</sup>, para un suelo con alto contenido de arcilla el porcentaje de humedad debe estar en la misma proporción. En cambio, para el caso de estudio donde la mayor proporción es cuarzo en un 55.25 % se requiere de un bajo contenido de humedad para llegar a la zona de plasticidad. Por lo tanto, el diseño del fluido de perforación debe encontrarse en la zona seca como se observa en la **Figura 12** para evitar el fenómeno de aglomeración y acreción presente en la zona plástica. Para cumplir con lo anterior se requiere de una concentración óptima de inhibidor y surfactante para evitar la adsorción de agua y de esta manera la arcilla no se localice en la zona plástica.

---

<sup>46</sup> Allen, H., "Classification of soils and control procedures used in construction of embankments: Public Roads", 22, 263-265 (1942).

<sup>47</sup> Sridharan, A., Rao, P.R., Miura, N., "Characterisation of Ariake and other Marine Clays"

**Figura 12.** Plasticidad vs. Contenido de agua.



**Fuente:** GARCÍA, Emilia y SUAREZ, Mercedes. Las arcillas: propiedades y usos. [en línea], 2000 [revisado 18 de agosto 2018]. Disponible: [www.uclm.es/users/higueras/yymn/arcillas.html](http://www.uclm.es/users/higueras/yymn/arcillas.html)

## 2.5 PROBLEMAS RELACIONADOS CON LA INTERACCIÓN ENTRE LA ARCILLA Y EL FLUIDO DE PERFORACIÓN

La interacción entre la arcilla y el fluido de perforación ocasiona para este caso de estudio fenómenos de aglomeración y acreción de arcillas. Estos problemas se atribuyen principalmente a las fuerzas de atracción entre partículas.

Las condiciones que se deben cumplirse para la generación de la aglomeración y acreción de arcilla se proponen de la siguiente manera<sup>48</sup>:

- La arcilla debe tener un contenido de humedad requerido para encontrarse en un estado plástico a causa del contacto con el fluido de perforación. El comportamiento plástico permite que la estructura de arcilla se deforme fácilmente.
- La superficie de la partícula de arcilla es lo suficientemente pegajosa como para formar una unión a otras superficies con las que hace contacto.
- Las superficies de los cortes de perforación deben juntarse con la fuerza suficiente para deformar la arcilla y crear una unión.

**2.5.1 Aglomeración.** Es un proceso basado en el aumento de tamaño de partículas como se observa en la **Figura 13**, mediante la interacción de estas a nivel macroscópico, la adherencia de las partículas como las arcillas se logra por medio de las fuerzas físicas externas. Existe agentes ligantes que permiten una adherencia

<sup>48</sup> S. Cliffe, M-I SWACO and S. Young, M-I SWACO "Agglomeration and Accretion of Drill Cuttings In Water-Based Fluids." AADE-08-DF-HO-10, AADE Fluids Conference and Exhibition held at the WyndamGreenspoint Hotel, Houston, Texas, 8-9 April, 2008.

química entre la superficie de las partículas cuando se presenta una colisión entre las arcillas más finas con las de gran tamaño<sup>49</sup>

Las fuerzas de adherencia que dan paso al proceso de aglomeración dependen de las fuerzas inter partculares, diámetro y distancia entre partículas, como también a la presencia de agentes ligantes o a presiones externas proporcionadas por el proceso de perforación como el torque

**Figura 13.** Aglomeración de arcilla.



**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2017

**2.5.2 Acreción<sup>50</sup>.** La acreción es un problema que se encuentra al perforar formaciones arcillosas muy profundas y se vuelve más frecuente en fluidos base agua, se presenta por la adherencia de partículas sólidas hidratadas a la broca de perforación, progresivamente esta masa adherida puede llegar a bloquear la circulación del lodo de perforación y reducir la tasa de penetración.

Para que se manifieste este fenómeno la arcilla debe encontrarse en la zona de peligro donde es totalmente plástica, este concepto está relacionado con el contenido de agua, esta zona se encuentra entre la zona seca y la totalmente saturada de agua, en la zona seca la arcilla contiene poco contenido de agua como para adherirse a una superficie metálica, es decir se comporta como un sólido frágil, mientras que el comportamiento del material en la zona saturada es líquido, reduciendo la fuerza de cizallamiento. Por el contrario, en la zona de peligro la arcilla se comporta altamente pegajosa incrementando la aglomeración y la fuerza de cizalla. Según Bailey y Grover, la acreción se puede controlar mediante el uso de aditivos que reduzca la hidratación de las arcillas, mediante el uso de lodos base aceite, o con agente tensioactivos. (Murray 2000).

---

<sup>49</sup>(GARCÍA TRIÑANES, Pablo. Avances en aglomeración y compactación de partículas. Memoria para optar por al grado de Doctor. Santiago de Compostela: Universidad de Santiago de Compostela. Departamento de ingeniería química, 2010. 335 p. p.51.

<sup>50</sup>BAILEY, Louise; Grover, Boyd. Anti-Accretion Additives for Drilling Fluids. [En línea]. European Patent Office. Schlumenger S.A. 2007. [marzo 15 de 2018]. Disponible en: <http://www.freepatentsonline.com/EP1056817.html>. p. 1-6.

La acreción presenta explicaciones químicas y mecánicas. En el ámbito mecánico la explicación se enfoca en el atrapamiento de las arcillas en los cortadores de la broca, ocasionando el hinchamiento de las mismas por causa de la disminución de presión sobre las arcillas; también se presenta un aumento en las fuerzas de cohesión permitiendo a las arcillas acumularse provocando problemas de embotamiento de broca. Por otra parte, la explicación química es el enfoque del presente caso de estudio, esta indica que la capacidad de adherencia exhibida en los cortes de perforación hidratados, genera una atracción entre las arcillas y las superficies metálicas presentes por tal motivo este fenómeno dependerá de cuatro factores: capacidad de intercambio catiónico de las formaciones perforadas, el tamaño de cortes suspendidos en el lodo, el volumen de la fase continua del fluido de perforación y el área superficial de la tubería encontrada en contacto con el fluido<sup>515253</sup>.

Las muestras utilizadas en este estudio provenientes del Campo Chichimene cuentan con un porcentaje de caolinita de 88.73 (Tabla 1). Este mineral presenta perfiles de acreción más amplios en comparación a otros minerales como la illita y montmorillonita, en el trabajo realizado por Sashikumar Mettath, Emanuel Stamatakis, Steven Young y Guido de Stefano<sup>54</sup>. Observado en la **Figura 14**.

---

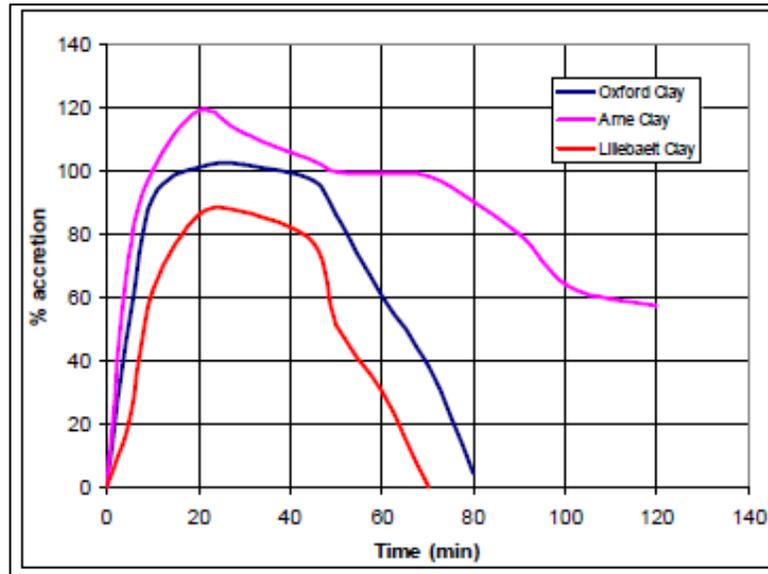
<sup>51</sup>AGHASSI, Arash, "Investigation of Qualitative Methods for Diagnosis of Poor Bit Performance Using Surface Drilling Parameters", Trabajo para Obtener el Grado de Master of Science in Petroleum Engineering, University Estatal de Louisiana 2003.

<sup>52</sup>Bland, R., Rolf Pessier y Matt Isbell, "Balling in Water-Based Muds", AADE E.U.A. 2001.

<sup>53</sup>CHEATHAM, C.A. y J.J. Nahm, "Bit Balling in Water-Reactive Shale During Full-Sclae Drilling Rate Test", AADE E.U.A. 1990.

<sup>54</sup>DE STEFANO, G. y YOUNG, S. The prevention and cure of bit balling in water based drilling fluids. En: Offshore Mediterranean Conference and Exhibition (25-27, marzo. Ravenna, Italia. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 2009. 13 p.

**Figura 14.** Perfiles de acreción de las diferentes arcillas aflorantes.



**Fuente:** DE STEFANO, G. y YOUNG, S. The prevention and cure of bit balling in water-based drilling fluids. En: Offshore Mediterranean Conference and Exhibition (25-27, marzo. Ravenna, Italia. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 2009. 13 p. p.3.

**2.5.3 Problemas potenciales.** La adherencia de las partículas de arcilla a la broca y la sarta de perforación además de causar embotamiento también ocasiona los siguientes problemas potenciales.

**2.5.3.1 Pérdidas de circulación.** Se conoce como la pérdida de lodo hacia las formaciones. Este tipo de problemas es importante evitarlo para obtener una buena evaluación de las formaciones y una buena adherencia del cemento sobre la tubería de revestimiento<sup>55</sup>.

Las pérdidas se ocasionan por dos motivos:

- Invasión por parte del lodo hacia las formaciones.
- Fractura cuando se exceden las presiones naturales de la formación.

La forma adecuada de prevenir estos problemas es mediante una planificación adecuada de las características de las formaciones a perforar para de esta manera obtener la formulación del lodo apropiada.

**2.5.3.2 Pega de tubería.** Es uno de los problemas más graves debido a que puede ocasionar la pérdida de la columna perforada o la totalidad del pozo. Por este

<sup>55</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. 792 p. p.425 - 428

motivo para su prevención o solución se debe conocer a profundidad las causas que la ocasionaron<sup>56</sup>. Se presentan dos tipos de pegas:

- **Pega mecánica.** Se puede presentar por:
  - Empaquetamiento del pozo y puentes son causados por: Recortes depositados, inestabilidad de la lutita, formaciones no consolidadas y cemento o basura en el pozo.
  - Las perturbaciones de la geometría del pozo son causadas por: Ojos de llave, pozo por debajo del calibre, conjunto de perforación rígida, formaciones móviles, bordes y patas de perro y roturas de la tubería de revestimiento.
- **Pega por presión diferencial.** Es causada por altas presiones de sobrebalance, revoques gruesos, lodos con alto contenido de sólidos y lodos de alta densidad.

#### **2.5.4 Otros problemas generados por Acreción**

**2.5.4.1 Reducción de las tasas de perforación.** causada por la adherencia de las arcillas entre los cortes de la broca generando un acojinamiento entre la broca y la formación, disminuyendo de esta manera la penetración de los cortadores.

**2.5.4.2 Desgaste de los conos de la broca.** ocurre por la acumulación y adherencia de los sólidos en los conos, impidiendo la libre rotación de los mismos, generando un desgaste por un solo lado del cono.

**2.5.5 Fuerzas que intervienen en la interacción de arcilla y fluido de perforación.** Para comprender por qué se presentan los fenómenos de aglomeración y acreción de arcillas se deben entender las fuerzas de atracción y repulsión de las partículas de arcilla. Por lo tanto, conocer el modelo de capa difusa.

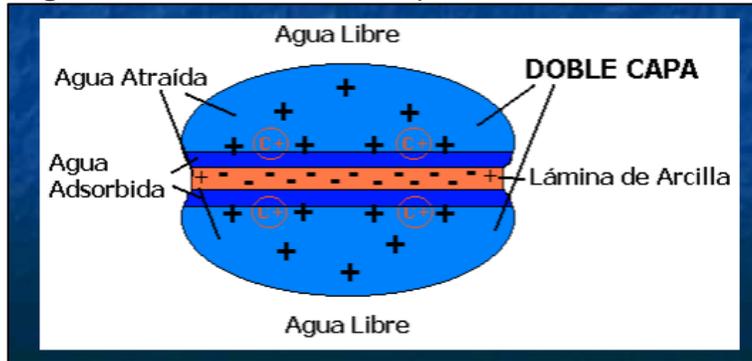
El modelo de capa difusa es una teoría que explica las interacciones entre las superficies de la arcilla, los cationes interlaminares, el agua asociada al espacio interlaminar y la solución que rodea las partículas de arcilla. Esta teoría se basa en el modelo de Gouy-Chapman complementado por el propuesto por Stern. La doble capa difusa se forma por las fuerzas eléctricas en la superficie de la arcilla (negativa) cuando genera una atracción de cationes y moléculas de agua (Fuerzas de Van der Waals), a raíz de esto se generan tres tipos de agua (**Figura 15**). El agua adsorbida (adherida a la lámina) y el agua atraída (afectada por las Fuerzas de Van der Waals) son las encargadas de formar la capa difusa<sup>57</sup>.

---

<sup>56</sup>Ibíd., p. 452-453.

<sup>57</sup>POZO RODRIGUEZ, Manuel y CARRETERO LEÓN, M. ISABEL. Minerología aplicada. Madrid, España: LearningParaninifo Spain, 2008. 424 p. ISBN 978-84-9732-487-8. p.159

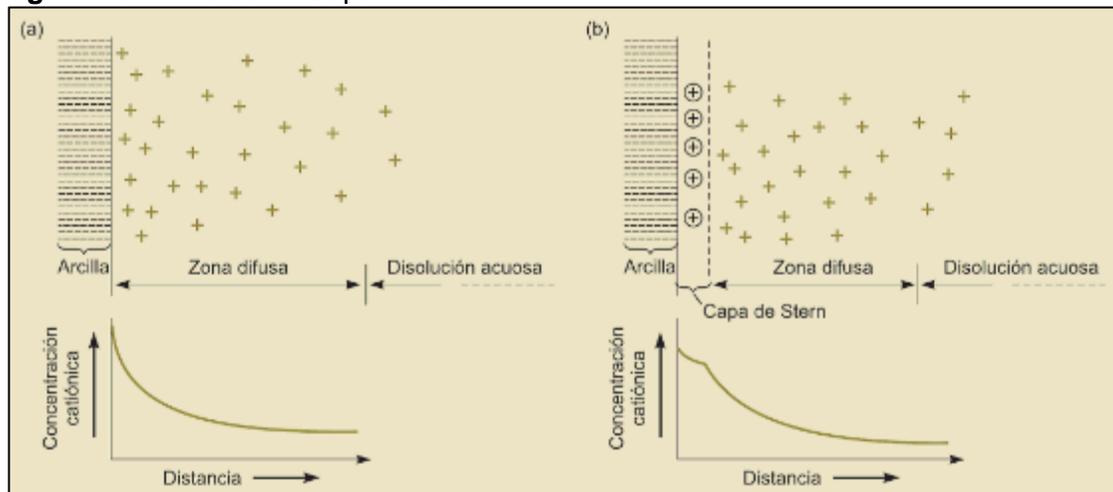
**Figura 15.** Modelo de doble capa difusa.



**Fuente:** OLGUIN, Roberto. Conceptos Básicos de Físico-Química. En: Universidad de Chile 2004.

En la siguiente **Figura 16**, se observa la doble capa difusa propuesta por Gouy-Chapman y Stern<sup>58</sup>, este último separa las dos capas difusas por un plano llamado capa de Stern.

**Figura 16.** Modelos de Capa Difusa.



**Fuente:** POZO RODRIGUEZ, Manuel y CARRETERO LEÓN, M. ISABEL. Minerología aplicada. Madrid, España: Learning Paraninifo Spain, 2008. 424 p. ISBN 978-84-9732-487-8. p.61.

El modelo (a) corresponde a Gouy- Chapman y el (b) a Stern, la diferencia entre los modelos radica en que los iones que interactuar no debe tener una carga puntual tenido en cuenta por el modelo (b).

El espesor de la doble capa difusa depende de la carga superficial de la arcilla, la salinidad del agua (fuerza iónica) y la valencia de los iones de signo contrario. Sera

<sup>58</sup>Ibíd., p. 160.

menor el espesor a mayor valencia de iones por el aumento de la fuerza electrostática de atracción hacia la superficie de la partícula<sup>59</sup>.

Las Fuerzas de repulsión electrostática entre las partículas se logran cuando se aproximan las partículas e interactúan las capas difusas derivadas de la carga neta positiva de ambas capas difusas, las fuerzas aumentan con el aumento del espesor de las capas difusas y la reducción de la distancia entre las partículas<sup>60</sup>.

Las fuerzas de atracción tienen origen en las Fuerzas de Van der Waals, cuando la distancia entre las partículas es de 20 Å o menos estas fuerzas son predominantes y las partículas de arcilla se flocculan (dispersión de London) si la distancia es mayor las fuerzas de repulsión predominan creando suspensiones estables de la arcilla<sup>61</sup>.

Otra forma de afectarse las fuerzas es por medio de la concentración de electrolitos (iones libres), a bajas concentraciones son predominantes las fuerzas de repulsión, esto ocurre porque la arcilla se encuentra envuelta por capas difusas gruesas impidiendo la aproximación entre las partículas. Si las concentraciones de electrolito aumentan las fuerzas de atracción de Van der Waals pueden superar las de repulsión generando que las partículas de arcilla se unan, crezcan y puedan floccularse o agregarse<sup>62</sup>.

---

<sup>59</sup>Ibíd., p. 160.

<sup>60</sup>Ibíd., p. 161.

<sup>61</sup>Ibíd., p. 161.

<sup>62</sup>Ibíd., p. 161.

### 3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Este capítulo contiene una descripción de los conceptos básicos de los fluidos de perforación como su definición, tipos de fluidos; también incluye las funciones principales que debe cumplir dentro del pozo. Luego de esto se describirá el sistema utilizado para perforar la sección intermedia de los pozos ubicados en el Campo Chichimene describiendo el tipo y función de cada uno de los componentes que los conforman y además los nuevos componentes utilizados para los nuevos fluidos diseñados.

#### 3.1 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

A continuación, se describirá brevemente cada una de las funciones del fluido de perforación.

**3.1.1 Remoción de los recortes del pozo.** Consiste en la capacidad de transportar los cortes de roca perforados a superficie, esto se logra gracias a la circulación del lodo, el cual viaja a través de la sarta de perforación hasta llegar a la broca, donde arrastra los cortes por el espacio anular formado entre la formación y la sarta de perforación hasta superficie. Uno de los parámetros a tener en cuenta para una mayor limpieza es la viscosidad entre mayor sea esta, mayor será la limpieza previendo posibles problemas asociados a pega de tubería<sup>63</sup>.

**3.1.2 Controlar las presiones de la formación.** Esta función garantiza una operación de perforación segura, al impedir que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo de esta manera se considera un pozo “bajo control”, una forma de controlar estas presiones es mediante la densidad del fluido de perforación que está en función de la presión hidrostática ejercida por este fluido. Esta presión no depende de la geometría del pozo solo de la altura vertical<sup>64</sup>.

**3.1.3 Suspender los cortes.** Durante el proceso de perforación, se presentan periodos en los cuales se detiene la circulación del fluido, es decir, sin la capacidad de transportar los cortes a superficie, lo cual podría ocasionar una sedimentación de los mismos, en consecuencia, producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. Las concentraciones elevadas de partículas sólidas aumentan el peso y la viscosidad del lodo, produciendo mayores costos de mantenimiento y una mayor necesidad de dilución. También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial. Por lo tanto, se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación que suspenden los recortes, es decir,

---

<sup>63</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. 792 p. p.19

<sup>64</sup>Ibíd., p. 21.

propiedades reológicas como la resistencia o fuerza de gel y las propiedades que facilitan la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos<sup>65</sup>.

**3.1.4 Mantener la estabilidad del pozo.** El fluido de perforación reviste las paredes del hoyo por medio de un revoque, el cual reduce la pérdida de fluido hacia la formación, contaminación y derrumbes. El espesor de este revoque debe ser controlado, si este es demasiado grueso, el diámetro del hueco se reduce, restringe la circulación y aumenta el torque y el arrastre, esto para el caso de formaciones permeables, en formaciones impermeables la estabilidad se logra a través de la densidad del fluido<sup>66</sup>.

**3.1.5 Minimizar los daños de formación.** Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo). Algunas de las causas más comunes de daños a la formación según el Instituto Americano del Petróleo son las siguientes<sup>67</sup>:

- Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad. Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completamiento o estimulación.
- Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

Por lo tanto, para evitar o minimizar el daño se debe hacer una selección adecuada del fluido de perforación.

**3.1.6 Enfriar y lubricar la broca y el conjunto de perforación.** Según el Instituto Americano del Petróleo, a causa de la fricción generada por la broca y la tubería de revestimiento, se presentan altas temperaturas en el conjunto de perforación, al circular el fluido por el sistema, refrigera la columna de perforación, disminuyendo las altas temperaturas y distribuyendo el calor en todo el pozo, alejándolo así de la fuente. El fluido de perforación ayuda a la lubricación que es aumentada mediante el uso de emulsionantes o aditivos especiales que afectan la tensión superficial. La

---

<sup>65</sup>Ibíd., p. 22.

<sup>66</sup>Ibíd., p. 23.

<sup>67</sup>Ibíd., p. 24.

capacidad de lubricación se ve reflejada en la disminución del torque y el aumento de la vida útil de la broca<sup>68</sup>.

**3.1.7 Transmitir potencia hidráulica a la barrena.** Para todas las barrenas “El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la broca, ayudando así a perforar la formación y limpiar el fondo del hueco. La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la barrena y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la barrena para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la barrena u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo<sup>69</sup>.

**3.1.8 Evaluación adecuada de la formación.** La correcta evaluación de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, para ello, es necesario obtener información precisa de las propiedades físicas y químicas de la formación y los fluidos de interés, lo cual se puede hacer con diferentes métodos de evaluación que son afectados por el fluido de perforación. Uno de estos métodos es practicado por los técnicos llamados registradores de lodo (MudLoggers) que controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas, los registradores de lodo examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos. De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo, esta información se registra en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes<sup>70</sup>.

**3.1.9 Control de la corrosión.** Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. Para esto, productos específicos para el control de la corrosión deben ser añadidos al fluido de perforación. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros<sup>71</sup>.

**3.1.10 Facilitar la cementación del revestimiento.** El fluido de perforación debe facilitar la perforación de un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, para lo cual, el lodo debe tener un

---

<sup>68</sup>Ibíd., p. 25.

<sup>69</sup>Ibíd., p. 26.

<sup>70</sup>Ibíd., p. 27.

<sup>71</sup>Ibíd., p. 28.

revoque fino y liso. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y el completamiento exitoso del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suaveo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas. De esta manera no dificultará las operaciones de completamiento<sup>72</sup>.

**3.1.11 Soportar parte del peso de la sarta de perforación o revestimiento.** El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad. Cuando una columna de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual a la densidad del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación. La flotabilidad está directamente relacionada con la densidad del lodo; por lo tanto, un fluido de 18-lb/gal proporciona el doble de la flotabilidad proporcionada por un fluido de 9-lb/gal<sup>73</sup>.

## **3.2 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Existen varios factores claves e importantes que un ingeniero de fluidos debe tener en cuenta para la correcta selección del sistema de fluido a utilizar en cada pozo con el propósito de ser más rentable, evitar riesgos operativos y tiempos no productivos puesto que un error en esta fase puede ser muy costoso y difícil de corregir, por lo cual en el **Cuadro 1** se resumen los aspectos más importantes a tener en cuenta.

---

<sup>72</sup>Ibid., p. 28.

<sup>73</sup>Ibid., p. 28.

**Cuadro 1.** Factores principales para tener en cuenta para la selección.

Factor principal	Parámetros
Aplicación	Intervalo superficial
	Intervalo intermedio
	Intervalo productivo
	Método de completamiento
	Tipo de producción
Geología	Tipo de lutita
	Tipo de arena
	Permeabilidad
	Otros tipos de formación
Agua de preparación	Tipo de agua
	Concentración de cloruros
Agua de preparación	Concentración de dureza
Problemas potenciales	Tubería pegada
	Problemas relacionados con las lutitas
	Embolamiento del conjunto de fondo.
	Perdida de circulación
Plataforma de perforación	Locación remota
	Capacidad limitada en la superficie
	Capacidades de mezcla
	Bombas de lodo
	Equipo de control de sólidos
Contaminación	Sólidos
	Cemento
	Sal
	Anhidrita / Yeso
	Gases ácidos
Datos de perforación	Profundidad de agua
	Tamaño del pozo
	Ángulo del pozo
	Torque / Arrastre
	Velocidad de perforación
	Peso del lodo
	Temperatura máxima

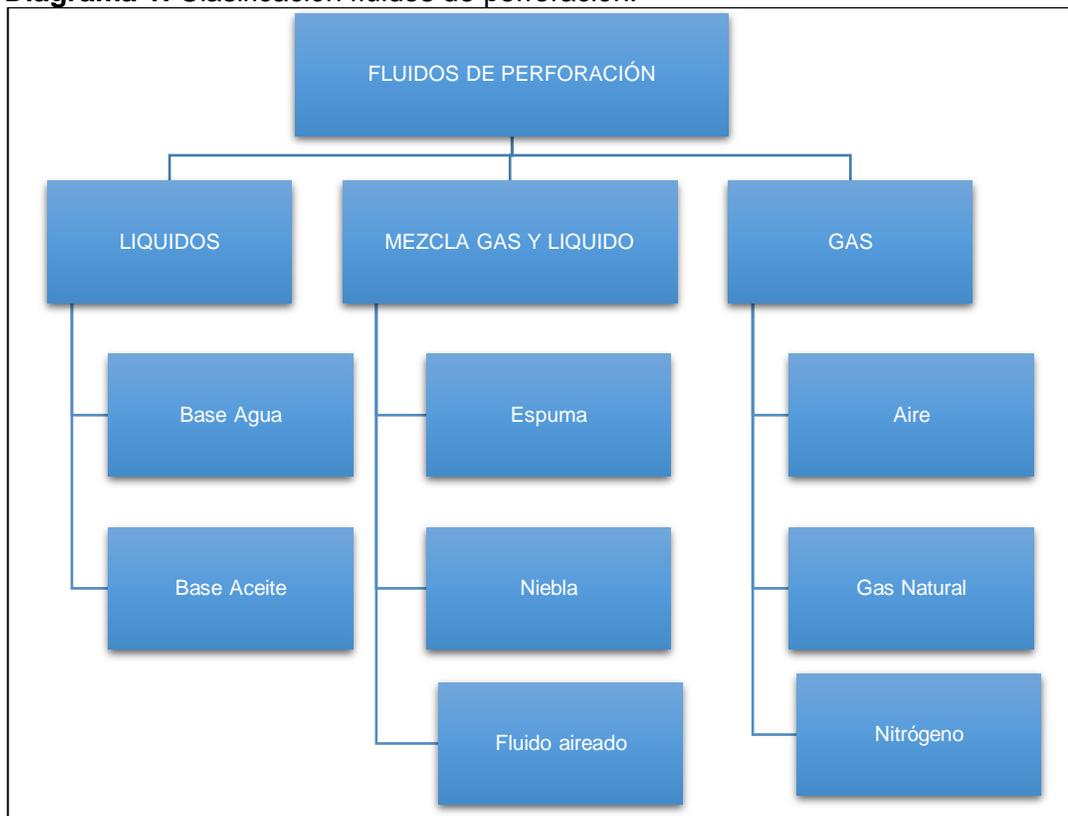
**Fuente:** PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p.16.

### 3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación cuentan con una parte continua líquida que contiene los aditivos químicos suspendidos y una discontinua es aquella que contiene las partículas sólidas.

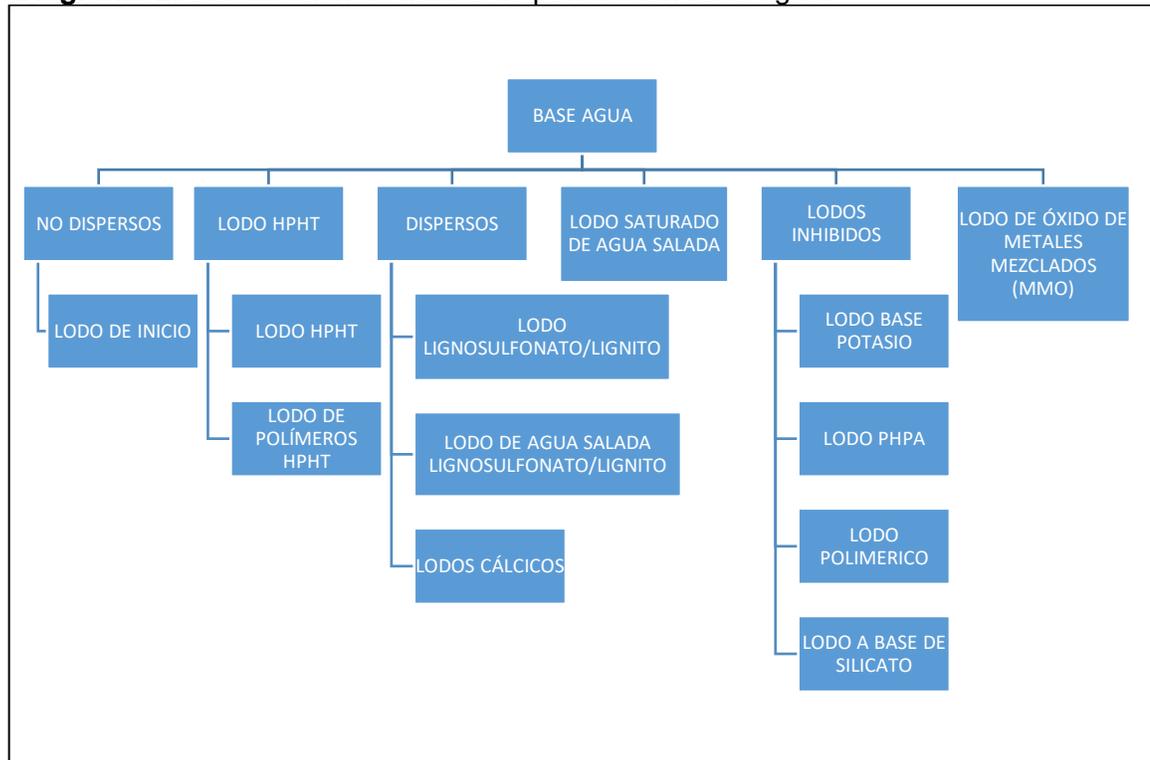
A continuación, en el **Diagrama 1**, se expondrá la clasificación general teniendo en cuenta la parte continua del fluido de perforación. Por otro lado, mediante el **Diagrama 2** se desea profundizar acerca del fluido base agua puesto que este es el fluido objetivo del proyecto a desarrollar.

**Diagrama 1.** Clasificación fluidos de perforación.



**Fuente:** GÓMEZ, Leandro. Diapositivas Drilling Fluids Clasification, 2018.

**Diagrama 2.** Clasificación de fluidos de perforación base agua.



**Fuente:** GÓMEZ, Leandro. Diapositivas Drilling Fluids Clasification, 2018.

**3.3.1 Fluido de perforación base agua.** Los fluidos de perforación base agua son usados preferiblemente por la industria debido a ciertas ventajas que tiene sobre los otros, entre las cuales se encuentran, un bajo costo de implementación y disposición, pero es importante tener en cuenta que puede generar varios problemas al interactuar con ciertas formaciones a través de la perforación.

Este fluido consiste en una mezcla de sólidos, líquidos y químicos donde el agua es la fase continua, en este algunos de los sólidos y químicos disueltos reaccionan con la fase continua llamados sólidos reactivos y aquellos sólidos que no reaccionan con el agua ni químicos de manera significativa se llaman sólidos inertes, de igual forma los químicos que se le agregan al lodo permiten que ciertas propiedades del fluido de perforación se mantengan dentro de los límites deseados.

El agua puede ser tanto agua dulce como agua de mar, todo esto dependerá de la disponibilidad del tipo de agua o necesidad de la operación.

**3.3.1.1 Fluidos No dispersos.** Este sistema se compone de Bentonita y agua, utilizado para el inicio de la perforación de un pozo, llamado lodo de inicio. A medida

que la perforación avanza los sólidos de la formación pasan hacer parte de este y si estos son de origen bentónico aumentan la viscosidad del fluido de perforación<sup>74</sup>.

Estos lodos se usan en la primera sección del pozo por su bajo costo y una velocidad de penetración alta, pero al llegar a la siguiente formación o sección a perforar el sistema debe adoptar características propias para la perforación de esta<sup>75</sup>.

El uso de desfloculantes químicos para este sistema de lodo de perforación se debe realizar de forma limitada puesto que estos reducen el punto cedente y la viscosidad, generando una inadecuada limpieza de pozo<sup>76</sup>, de presentarse esto, bombear píldoras viscosas preparadas con Goma Xantica<sup>77</sup>.

**3.3.1.2 Lodos HPHT.** A continuación, se describe la clasificación del sistema de lodo de alta presión y temperatura.

- **Lodo HPHT.** Este sistema base agua se utiliza para perforar ambientes de alta presión y alta temperatura, generalmente superiores a 500°F utilizando diferentes químicos estables y bajo contenido de sólidos coloidales reduciendo el contenido de bentonita a medida que la densidad y temperatura del pozo aumentan<sup>78</sup>.

Los sólidos de baja gravedad específica deben estar entre un 0,5% a 2,5% y el MBT, para asegurar la estabilidad del sistema debe ser bajo, entre 2 a 12,5 lb/bbl, este tipo de lodo no se recomienda para perforar zonas altamente arcillosas<sup>79</sup>.

- **Lodo de polímeros HPHT.** Este es un sistema base agua sin cromo estable en presencia de la contaminación causada por el calcio soluble, sales y gases ácidos usados a temperatura superior de 400°F, su estabilidad se debe a su bajo contenido de sólidos reactivos y a los materiales sin cromo térmicamente estables<sup>80</sup>.

Se utilizan polímeros reemplazando la cantidad de bentonita para proporcionar viscosidad y esfuerzos de gel minimizando los problemas asociados a la floculación de los sólidos arcillosos reactivos y el aumento de la viscosidad a causa de la contaminación química<sup>81</sup>.

**3.3.1.3 Fluidos dispersos.** Este tipo de lodo se utiliza para perforaciones muy profundas por la estabilidad química a altas temperaturas, está compuesto por dispersantes como lignosulfonatos y lignitos en bajas concentraciones junto con

---

<sup>74</sup>Ibíd., p. 317.

<sup>75</sup>Ibíd., p. 317.

<sup>76</sup>Ibíd., p. 317.

<sup>77</sup>GÓMEZ, Leandro. Diapositivas DrillingFluidsClasification, 2018.

<sup>78</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Op. cit., p. 332.

<sup>79</sup>GÓMEZ, Leandro. Diapositivas DrillingFluidsClasification, 2018.

<sup>80</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Op. cit., p. 333.

<sup>81</sup>Ibíd., p. 332.

hidróxido de sodio para activar estos compuestos el pH debe cumplir con un rango entre 8,5 a 10,5.

- **Lodo lignosulfonato.** Los lignosulfonatos son ácidos orgánicos que le proporcionan iones negativos al fluido reduciendo el punto cedente y los esfuerzos de gel neutralizando los cationes de las arcillas y desfloculando la lechada de arcilla haciendo que las partículas de arcilla se repelen<sup>82</sup>.

Es importante tener en cuenta que los dispersantes como el lignosulfonato necesitan un medio alcalino para cumplir su función.

- **Lodo de agua salada lignosulfonato / lignito.** Estos sistemas son usados costa afuera por la disponibilidad inagotable del agua salada de mar, además el hecho de utilizar este tipo de agua genera una menor hidratación de las arcillas perforadas en comparación con el agua dulce<sup>83</sup>.

En este tipo de sistema cuando se aumenta el pH añadiendo materiales alcalinos tales como hidróxido de sodio, el CO<sub>2</sub> atmosférico se absorbe en el agua amortiguando el pH, provocando un problema de acumulación de carbonatos, por esta razón la concentración de cal debe ser alta manteniendo un pH óptimo, para no afectar las propiedades del sistema<sup>84</sup>.

El límite de temperatura para el sistema es de 320° F por lo cual a mayores temperaturas se recomienda utilizar un sistema base aceite para el fluido de perforación<sup>85</sup>.

- **Lodos cálcicos.** Al añadir calcio a un sistema de arcilla-agua se intercambiará el catión de sodio por el de calcio causa de su energía de enlace alta deshidratando parcialmente las partículas de arcilla hidratadas permitiendo que estas hagan contacto entre ellas para posteriormente flocularse. Es importante tener en cuenta la utilización de desfloculante en el sistema porque al transcurrir el tiempo los flóculos pueden aumentar y precipitarse reduciendo la viscosidad plástica, en cambio el desfloculante permitirá que se genere el proceso de floculación, pero estos a su vez se dispersaran<sup>86</sup>.

El calcio soluble del sistema desempeña varias funciones, entre las cuales se encuentra que el fluido de perforación sea compatible con formaciones con altas concentraciones de calcio como la anhidrita además precipita los iones de carbonato que resultan de la contaminación de dióxido de carbono y afectarían las

---

<sup>82</sup>Ibid., p. 319.

<sup>83</sup>Ibid., p. 326.

<sup>84</sup>Ibid., p. 326.

<sup>85</sup>GÓMEZ, Leandro. Diapositivas DrillingFluidsClasificación, 2018.

<sup>86</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Op. cit., p. 321.

propiedades del fluido y por último minimiza la hidratación de los sólidos perforados por el intercambio catiónico<sup>87</sup>.

- Yeso: se utiliza normalmente para perforar anhidrita y para inhibir durante la perforación de lutitas sensibles al agua<sup>88</sup>.
- Cal: reducen el efecto nocivo de gases ácidos como el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S, también permite la inhibición de las arcillas hinchables de la formación<sup>89</sup>.

**3.3.1.4 Lodo saturado de agua salada.** Estos sistemas se utilizan para impedir el ensanchamiento del pozo durante la perforación en las secciones de sal por tal motivo añadir soda caustica, carbonato de sodio, lignosulfato y cloruro de sodio a un sistema de agua dulce o salada para convertirla en saturada de agua salada, de esta forma la sal floculara los sólidos activos en el sistema aumentando la viscosidad y reduciendo el MBT y el contenido de solidos de baja gravedad<sup>90</sup>.

La densidad del cloruro de sodio se trabaja con 10 lb/gal y el peso del lodo será aproximadamente de 10,5 lb/gal. Igual que el sistema anterior de agua salada el límite de temperatura a trabajar máximo será de 320 °F.

**3.3.1.5 Lodo inhibido.** Un lodo inhibido es aquel que detiene la hidratación e hinchamiento de las lutitas, es importante recalcar que el grado de inhibición no es cuantitativo sino cualitativo, es decir, se trabaja desde altamente inhibitorio hasta ligeramente inhibitorio<sup>91</sup>.

- **Lodo base potasio.** Estos sistemas son de gran ayuda para minimizar la hidratación de lutita por el intercambio de bases iónicas del potasio con el sodio y calcio de las capas de las arcillas además fija el ion potasio en la red cristalina de los minerales arcillosos hinchables produciendo una estructura compacta y apretada<sup>92</sup>.

De igual forma este sistema minimiza el ensanchamiento del pozo, el embolamiento de la broca y estabilizadores, el desprendimiento de lutitas y la reducción de las permeabilidades en las zonas productoras<sup>93</sup>. Se recomienda añadir polímeros como PHPA o PAC para tener un mejor control del filtrado y la viscosidad del fluido de perforación<sup>94</sup>.

---

<sup>87</sup>Ibid., p. 320-321.

<sup>88</sup>GÓMEZ, Leandro. Diapositivas DrillingFluidsClasification, 2018.

<sup>89</sup>GÓMEZ, Leandro. Diapositivas DrillingFluidsClasification, 2018.

<sup>90</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Op. cit., p. 327

<sup>91</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [en línea], Enero, 2018 [revisado 18 de agosto 2018]. Disponible: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/inhibitive\\_mud.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/inhibitive_mud.aspx)

<sup>92</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Op. cit., p. 329

<sup>93</sup>Ibid., p. 329

<sup>94</sup>GÓMEZ, Leandro. Diapositivas DrillingFluidsClasification, 2018

Como fuentes de potasio se pueden manejar: cloruro de potasio, acetato de potasio, potasa caustica, lignito potásico, entre otros. Es importante recalcar que este sistema de fluido es altamente costoso y además poco amigable con el medio ambiente volviendo su uso no recomendable<sup>95</sup>.

- **Lodo PHPA.** Un sistema de lodo PHPA (poliacrilamida parcialmente hidrolizada, polímero de alto peso molecular) está diseñado para estabilizar las lutitas encapsulándolas y controlando la viscosidad en lodos base agua.

Entre sus aplicaciones se encuentran: floculante en sistemas sin bentonita, eliminando los sólidos perforados en la superficie mejorando su ROP, la eficiencia de los equipos de control de sólidos y estabilizando el pozo. Otra aplicación es de encapsulantes, es decir, envuelven las láminas de arcilla impidiendo al agua entrar a la estructura y adsorbiéndola fase continua del sistema reduciendo la cantidad de agua disponible para entrar en la estructura de la arcilla<sup>96</sup>.

Para mantener la estabilidad del sistema es importante mantener la concentración de polímeros dentro del rango y el contenido de sólidos arcillosos menor al 6%, debido a que si la concentración de polímeros es demasiada baja o los contenidos sobrepasan el límite se deben añadir desfloculantes aniónicos, diluyentes para estabilizar las propiedades del fluido de perforación, pero estos a su vez reducirán el manejo que le da el PHPA al encapsular las lutitas<sup>97</sup>.

- **Lodo polimérico.** Este tipo de lodo es utilizado para lograr una alta inhibición de lutitas además se recomienda su uso en aquellas formaciones donde se puede encontrar pegadura por presión diferencial y para perforar pozos de alto ángulo en formaciones reactivas donde la estabilidad del pozo por el torque y arrastre pueden ser motivos de preocupación. Este sistema de lodo con poliglicol también es altamente aceptado debido a su compatibilidad con el medio ambiente manejando una baja toxicidad<sup>98</sup>.

Realmente el poliglicol logra inhibir es gracias al punto de enturbiamiento, temperatura a la cual este pasa de ser totalmente soluble a insoluble por esto se recomienda coincidir esta temperatura con la temperatura de la formación que se esté perforando, cuando se excede este punto se forman gotas coloidales resultantes en una micro emulsión de forma que proporciona estabilidad al pozo mediante la adsorción química, el taponamiento de los poros por el filtrado y proporcionando un revoque más delgado y menos poroso<sup>99</sup>.

---

<sup>95</sup>GÓMEZ, Leandro. Diapositivas DrillingFluidsClasification, 2018

<sup>96</sup>INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Op. cit., p. 335

<sup>97</sup>Ibíd., p. 337

<sup>98</sup>Ibíd., p. 339

<sup>99</sup>Ibíd., p. 339

- **Lodo a base de silicato.** Se desarrolló este tipo de lodo de perforación para inhibir de manera adecuada las lutitas y mantener la estabilidad del pozo en áreas problemáticas donde normalmente se usarían fluidos de perforación base aceite o sintético puesto que al realizar pruebas de dispersión se evidencio que la inhibición que genera este sistema es comparable con la que generan estos sistemas, esto se logra cuando el silicato soluble se precipita para formar una película de silicato insoluble que impide el contacto del agua con las arcillas del pozo <sup>100</sup>.

El pH para este tipo de lodo es importante que se mantenga en valores más altos a 11 por que los silicatos se precipitan en valores inferiores y pierden su estabilidad además de esto se debe controlar la concentración de silicatos puesto que esta se agota rápidamente al entrar en contacto con lutitas reactivas<sup>101</sup>.

**3.3.1.6 Lodo de óxido de metales mezclados (MMO).** Este es un sistema catiónico brindando excelentes características de limpieza gracias a su producto clave, hidroxilo alumínico de polimagnesio inorgánico, siendo un viscosificante que proporciona la reología especial del sistema proporcionando una baja viscosidad plástica, un alto punto cedente, altos esfuerzos de gel frágiles y un alto filtrado. El pH para este tipo de sistema debe encontrarse entre 10.5 y 11.5 puesto que la reología disminuirá a niveles menores de 10<sup>102</sup>.

#### **3.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN ACTUALMENTE UTILIZADO.**

En la **Figura 17** se presenta el estado mecánico dividido en tres secciones de los pozos ubicados en el Campo Chichimene con el tipo de fluido utilizado para la perforación de cada sección, siendo el fluido no disperso de tipo lignosulfonato / lignito utilizado en la sección intermedia objetivo de interés debido a que en esta sección se presentan los problemas de aglomeración y acreción de arcilla.

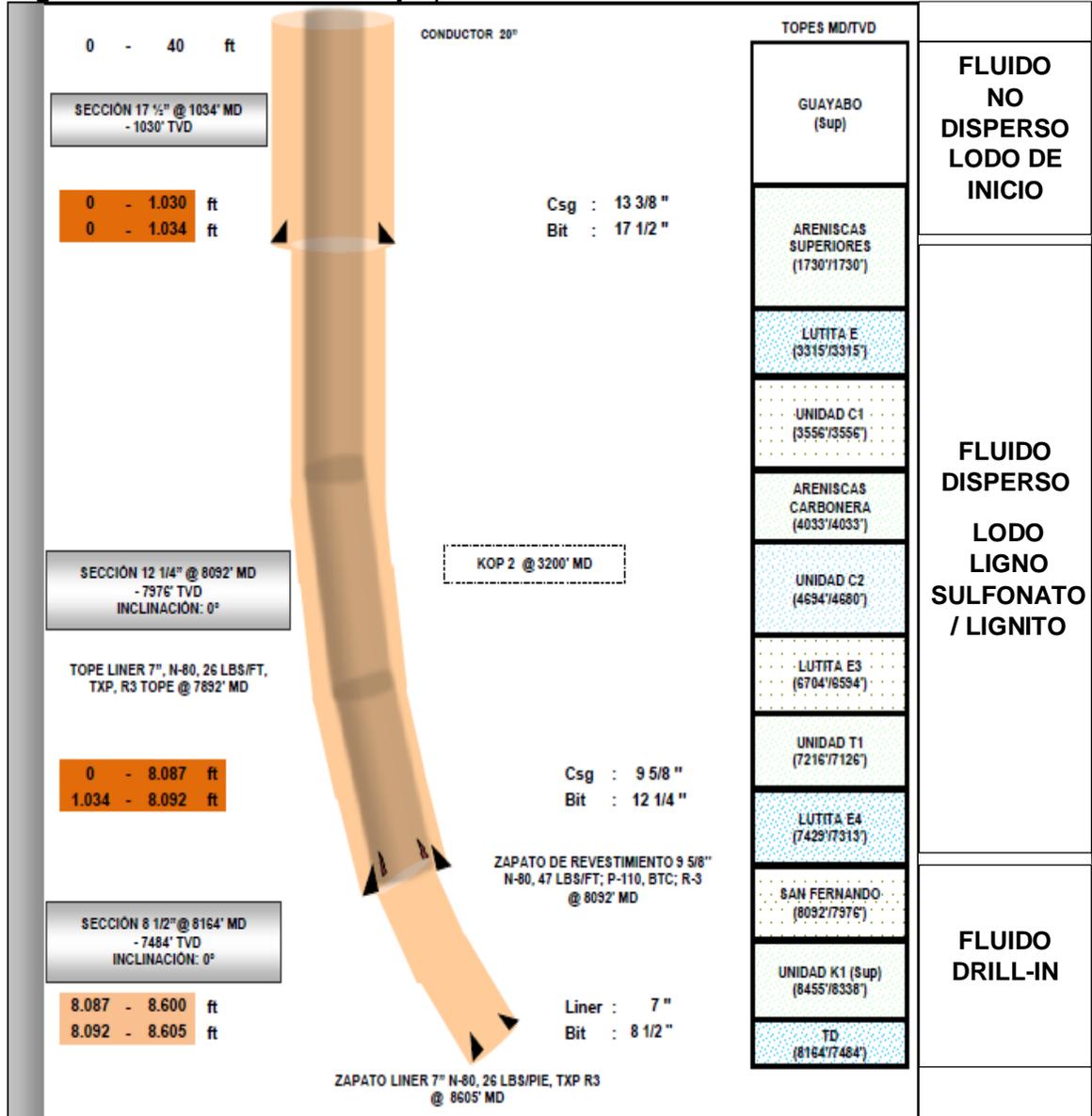
---

<sup>100</sup>Ibíd., p. 341

<sup>101</sup>Ibíd., p. 341

<sup>102</sup>Ibíd., p. 338

**Figura 17. Estado mecánico y tipos de fluidos de cada sección**



Fuente: Qmax Solutions Colombia, 2017.

**3.4.1 Formulación del fluido de perforación actual.** La formulación del fluido de perforación implementado por la empresa Qmax Solutions se encuentran en la **Tabla 4**, dividida en los componentes y la concentración de los mismos del fluido de perforación actualmente utilizado en la sección intermedia de los pozos del Campo Chichimene posterior se describirán detalladamente cada uno de ellos. El fluido en general ha presentado un comportamiento aceptable desde su implementación, en el año 2013 se identificaron problemas de aglomeración y acreción de las arcillas a la profundidad de 4000 a 6000 pies MD donde se encuentra la Formación Carbonera Unidad C2 información relacionada con registros eléctricos y control de sólidos. Lo

anterior permite la realización de este proyecto, el cual se basa en proporcionar una nueva combinación de aditivos y diseñar un fluido de perforación con la capacidad de mitigar los problemas presentes.

**Tabla 4.** Formulación Fluido Actualmente.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN
Goma Xántica (ppb)	0.7
PAC-L (ppb)	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2
Cal (ppb)	0.3
Lignito (ppb)	3.5
Asfalto Sulfonatado (ppb)	6
Gilsonita (ppb)	5
Grafito (ppb)	6
Carbonato De Calcio 1 (ppb)	25
Carbonato De Calcio 2 (ppb)	20
Barita (ppb)	183
Inhibidor 1 (Gal/Bbl)	0.7
Lubricante Base (% v/v)	1

Fuente: Qmax Solutions, 2017.

**3.4.1.1 Densificantes.** Los aditivos densificantes del fluido de perforación son materiales no tóxicos ni peligrosos de manejar, estos se utilizan para aumentar la densidad del fluido y controlar la presión que presente la formación a perforar y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas no consolidadas que han sido tectónicamente activadas.

- **Barita.** Es el densificante más conocido, tiene por fórmula química  $BaSO_4$ , es considerado un sedimento producto de la molienda de diferentes fuentes de barita y presenta un color gris tenue a café. Con este aditivo es posible alcanzar densidades de 20 lb/gal. Su uso se da en formaciones en las cuales se requiere una densidad superior a 12 lb/gal, para valores menores a este se utiliza Carbonato de Calcio ( $CaCO_3$ ).

**Cuadro 2.** Propiedades Físico Químicas Barita.

Gravedad Especifica	4.2
Contenido de Calcio	Menor a 250 ppm
Solubilidad en Agua	Baja ( $4 \times 10^{-5}$ lb/gal)

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice on Standard Procedure for Testing Drilling Fluids. API RP 13A. 5 ed. Washington, USA: 2013.

- **Carbonato de calcio.** Es un material inerte usado como aditivo densificante, llevando el fluido a densidades de máximo 14 lb/gal, su solubilidad es alta en

ambientes ácidos, siendo totalmente soluble en HCl al 15% y presenta una mejor dispersión que la barita en lodos base aceite. Puede ser utilizado como agente de puenteo para aplicaciones de pérdida de fluido.

**Cuadro 3.** Propiedades Físico Químicas Carbonato de Calcio.

Gravedad Especifica	2.7
Punto de Fusión	825 °C
Solubilidad en agua	Soluble a 20°C

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto.

**3.4.1.2 Viscosificantes.** Son materiales agregados al fluido de perforación para aumentar la capacidad de remoción de cortes y suspensión de material densificante, durante el proceso de perforación. Algunos de los viscosificantes están expuestos a las interferencias mecánicas y químicas del medio ambiente.

- **Goma Xántica.** Es un biopolímero de alto peso molecular, la rigidez estructural de la molécula produce varias propiedades funcionales inusuales como estabilidad al calor, alta tolerancia en soluciones fuertemente agrias y básicas, viscosidad estable en un rango amplio de temperatura, resistencia a degradación enzimática y debido a la baja concentración de sal no genera un cambio significativo en el pH.

Las soluciones con Goma Xántica son pseudo plásticas (reducción de esfuerzo), quiere decir que con pequeñas cantidades proporcionan altos puntos de cedencia y bajas viscosidades plásticas.

**Cuadro 4.** Propiedades Físico Químicas Goma Xántica.

Gravedad Especifica	1.5
Punto de Fusión	100%
Rango de Concentración	0.4-0.8 ppb

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

**3.4.1.3 Controladores de filtrado.** Estos se basan en pasar de la fase líquida del fluido perdiendo agua hacia la formación permeable, cuando el fluido de perforación está expuesto a una presión diferencial. Los mecanismos de control de filtrado son; el desarrollo de un revoque impermeable y altamente compresible, formado por la deposición de sólidos contenidos en el lodo sobre la pared del pozo; aumentando la viscosidad de la fase líquida y disminuyendo la permeabilidad mediante una acción de puenteo. Dos aditivos ya descritos ayudan a la presencia de estos mecanismos como en el caso de la goma xántica incrementando viscosidad y el carbonato de calcio como agente puenteante.

- **PAC-L.** Es una celulosa polianiónica de bajo peso molecular, utilizado en lodos base agua con alta concentración de sólidos. No altera la reología por su baja viscosidad lo que genera buenos resultados como reductor de filtrado, por lo tanto, tiene la capacidad de construir una retorta delgada y firme. Es estable a

temperaturas hasta de 300 °F; protege las lutitas propensas al hinchamiento y dispersión e incrementa la tasa de perforación.

**Cuadro 5.** Propiedades Físico Químicas PAC-L.

Gravedad específica	0.7-0.9
Soluble en agua	100% soluble
Viscosidad	10- 30 cP al 1%
Rango de Concentración	1-3 ppb

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

- **Poliacrilato de sodio.** Este es un polímero aniónico de naturaleza poli electrolítica que puede funcionar como desfloculante que favorece el control de filtrado, según el peso molecular del polímero, el poliacrilato de sodio funciona como des floculante a bajos pesos moleculares (menos de 10000) neutralizando las cargas que se encuentran libres en las arcillas reactivas resultando en la desfloculación de estos materiales, mientras que el de alto peso molecular funciona como un extendedor de bentonita aumentando la viscosidad de las mismas.

**Cuadro 6.** Propiedades Físico Químicas Poliacrilato de Sodio.

Gravedad específica	1.3
Soluble en agua	100% soluble
Viscosidad	20- 85 cP a 60 rpm
Rango de Concentración	1-1.5 ppb

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

**3.4.1.4 Controladores de reología.** Se relaciona con la capacidad de limpieza y suspensión de los fluidos de perforación, se incrementa mediante agentes viscosificantes y para el caso contrario con adelgazantes químicos, esto ocurre al presentarse un exceso de solidos reactivos o mediante un proceso de dilución.

- **Lignito caustizado.** Es un aditivo de lignito caustizado de potasio. Se usa en sistemas base agua para controlar la reología, disminuir la pérdida de filtrado y proporcionar potasio para inhibir lutitas. Es especialmente eficaz para estabilizar las propiedades de los fluidos de perforación expuestos a temperaturas altas y contaminantes como CO<sub>2</sub> y Calcio. El lignito utilizado no requiere de una adición de potasio o soda caustica y no contiene cloruros.

En sistemas muy salinos lo preferible es mezclar previamente el lignito con agua dulce para promover su dispersión y luego agregar la mezcla al sistema de lodo; este aditivo es muy efectivo en lodos cuyo pH (alcalinidad) se encuentre entre 9 y 11.

**Cuadro 7.** Propiedades Físico Químicas Lignito Caustizado.

Gravedad específica	1.6-1.8
pH (solución al 1%)	9.5-10.3
Rango de Concentración	2-10 ppb

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

**3.4.1.5 Controladores de pH.** Son aditivos encargados de aportar los iones hidroxilo necesarios para que el fluido alcance el pH deseado, normalmente son usados hidróxidos de sodio, calcio y potasio; dependiendo de las necesidades del fluido se encuentran lodos de bajo pH (7,5 – 9,5) y de alto pH (9,5 - 11,5). Es importante controlar este factor para poder asegurar el máximo desempeño de los aditivos utilizados en el lodo de perforación, dado que se necesita de un pH alto para la solubilidad de aditivos poliméricos como los lignosulfonatos y los iones libres.

- **Soda caustica.** Hidróxido de sodio, se produce comercialmente por dos métodos básicos; celdas electrolíticas y proceso químico. La mayoría de la soda cáustica se produce a partir de celdas electrolíticas. La soda cáustica de proceso químico se produce mediante la reacción de carbonato de sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) con hidróxido de calcio ( $\text{Ca}[\text{OH}]_2$ ) para formar hidróxido de sodio ( $\text{NaOH}$ ) y carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ). Es una sustancia química altamente alcalina y corrosiva, compuesta por sodio, hidrogeno y oxígeno. Una de sus aplicaciones más importante es como controlador de pH al neutralizar los ácidos residuales.
- **Cal.** Es un material alcalino con un pH de 12, su uso principal se encuentra en el tratamiento de contaminantes de carbonatos y bicarbonatos cuando el pH se encuentra por debajo de 10,3, también tiene la capacidad de convertir arcillas sódicas en cálcicas y aumentar la capacidad de limpieza de los fluidos. El rango de concentración adecuado de aplicación se encuentra entre 0,5 a 1,5 ppb.

**3.4.1.6 Materiales aportantes de lubricidad.** Su uso se hace necesario cuando se presentan problemas en la perforación de un pozo de torque y arrastre, afectando la rotación de la sarta y los viajes de tubería. Estos aditivos son incorporados en el revoque o mediante la formación de una película protectora en las superficies metálicas, con el fin de reducir la fricción mecánica entre la sarta y la pared del pozo.

- **Gilsonita.** Es una sustancia mineral bituminosa de color negro brillante y aspecto resinoso. Químicamente está constituido por hidrocarburos pobres en oxígeno y trazas de parafina cristalizables. En los lodos a base de aceite se utiliza como agente para controlar la pérdida de fluido. Por ser un hidrocarburo es naturalmente mojada por el petróleo. En los lodos a base de agua se utiliza como aditivo para estabilización de lutitas debido a que se encarga de sellar las microfracturas presentes en estas, asegurando la integridad de las paredes del pozo, también actúa como un controlador de pérdidas de fluido en condiciones

HPHT y es difícil de evaluar a menos que se ensaye en su punto de ablandamiento o en un punto superior. Como hidrocarburo, el polvo debe ser acoplado a agua utilizando un glicol o un mojador de agua similar. No es recomendable en el sistema cuando se está perforando la zona de interés.

**Cuadro 8.** Propiedades Físico Químicas Gilsonita.

Gravedad específica	1.08
Soluble en agua	100% soluble
Estabilidad Térmica	>260°C (500°F)
Rango de Concentración	2-5 ppb

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

- **Grafito.** Es un aditivo usado como un lubricante en la perforación en sistemas de lodos en base de agua, aceite o sintéticos. En las zonas donde las presiones diferenciales son altas las propiedades de lubricidad del grafito reduce la tendencia de pegado, el esfuerzo de torsión y la fricción, además controla la filtración parcial en las zonas de severas pérdidas de circulación, es inerte, es decir, no afecta las propiedades reológicas del lodo. No requiere de otros aditivos, presenta facilidad de mezclado y dispersión en el sistema.

**Cuadro 9.** Propiedades Físico Químicas Grafito.

Gravedad específica	2.23
Estabilidad Térmica	>260°C (500°F)
Rango de Concentración	4-6 ppb

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

- **Lubricante Base.** Este lubricante es usado donde las situaciones de torque, arrastre y/o pega diferencial quieren ser evitadas, como en el caso de pozos altamente desviados con una diferencial de presión alta. También previene la adherencia de los cortes en la tubería en especial en el BHA y la broca en la perforación de arcillas tipo Gumbo y es resistente a cualquier contaminación

**Cuadro 10.** Propiedades Físico Químicas Lubricante Base.

Gravedad específica	1.016
Soluble en agua	Ligeramente soluble
Estabilidad Térmica	>450°F
Rango de Concentración	1-3 % v/v

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

- **Asfalto sulfonado.** Para el tipo de lodo base agua actúa como un estabilizador e inhibidor de arcillas, reductor de torque, fricción y funciona como un aditivo para el control de filtrado hasta una temperatura de 390°F, además aumenta la lubricidad.

**Cuadro 11.** Propiedades Físico Químicas Asfalto Sulfonatado.

Densidad en volumen	50 lb/ft <sup>3</sup>
Soluble en agua	100% soluble
Rango de Concentración	4-6 ppb

Fuente: QMAX. Hoja de datos del producto

**3.4.1.7 Materiales estabilizadores de arcilla.** Se utilizan en formaciones reactivas, es decir, son formaciones que al entrar en contacto con la fase líquida de los fluidos de perforación base agua se derrumban.

- **Inhibidores de arcillas.** La base de inhibidor de arcilla utilizado actualmente en el campo es una solución de aminas orgánicas no volátiles multivalente en agua, recomendado para operaciones de perforación como Workover y completamiento. Tiene un pequeño radio iónico que permite la fácil sustitución en los puntos de intercambio para el ion sodio, de ese modo bloquea efectivamente una posible hidratación de la arcilla con agua.

**Cuadro 12.** Propiedades Físico Químicas Inhibidor de Arcilla.

Gravedad específica	1.05
Soluble en agua	100% soluble
pH uso	>10.5
Rango de Concentración	0.5-2 Gal/Bbl

Fuente: QMAX. Hoja de datos del producto

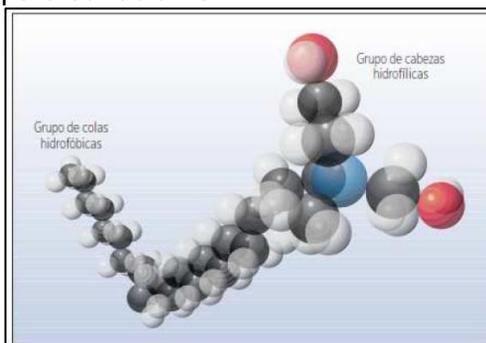
### 3.5 DESCRIPCIÓN DE ADITIVOS UTILIZANDOS PARA CONTROLAR EL PROCESO DE AGLOMERACIÓN Y ACRECIÓN DE ARCILLAS EN EL CAMPO CHICHIMENE

Los aditivos utilizados en los fluidos propuestos se enfocan en el aumento del poder de lubricidad, reducir la capacidad de adsorción de agua y las fuerzas de atracción entre partículas para lograr una disminución de la adherencia de los cortes de perforación en la broca y entre ellos.

**3.5.1 Surfactante.** Los surfactantes se emplean para reducir la tensión superficial entre la fase dispersa y la continua<sup>103</sup>. Estos poseen características lipofóbicas (repelen al solvente) y lipofílicas (atraen al solvente); en el caso en el que el disolvente sea agua los términos utilizados son hidrofóbica e hidrofílica observados en la **Figura 18**.

<sup>103</sup> Atkins, P.W. Physical Chemistry. Oxford University Press, Walton Street. Oxford, Inglaterra, 1983.

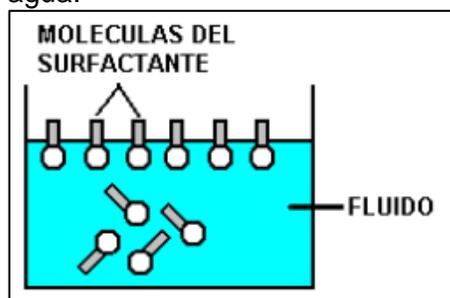
**Figura 18.** Esquema de la molécula para surfactante.



**Fuente:** Schlumberger del Ecuador S.A. Surfactantes en soluciones. [en línea], 2012. [revisado 18 de agosto 2018]. Disponible: [www.surfactantesgruponumero3.blogspot.com](http://www.surfactantesgruponumero3.blogspot.com)

La fase hidrofílica es soluble en agua mientras la hidrofóbica no lo es, atribuyéndole la actividad sobre la tensión superficial. Por lo tanto, las moléculas del surfactante se alinean en la superficie y dentro del mismo de esta manera la parte hidrofílica entra en contacto con el agua mientras la parte hidrofóbica se mantiene alejada del fluido como se muestra en la **Figura 19**. Esta combinación de moléculas de surfactante se les denomina micelas

**Figura 19.** Orientación de las moléculas de un surfactante en el agua.



**Fuente:** BULLON, Johnny. Fenómenos Interfaciales y Surfactantes en la Industria Papelera. [En línea], Enero del 2007. [Revisado el 20 de mayo del 2018]. Disponible: [https://www.researchgate.net/figure/Surfactante-adsorbido-en-superficies-solido-liquido-y-liquido-fluido-y-micelas\\_fig2\\_301220216](https://www.researchgate.net/figure/Surfactante-adsorbido-en-superficies-solido-liquido-y-liquido-fluido-y-micelas_fig2_301220216).

Los surfactantes en un sistema se adsorben en las superficies o interfaces modificando la energía de este sistema, si hay una disolución en agua se produce una adsorción del surfactante en la superficie del agua disminuyendo la tensión superficial de esta y por consiguiente la energía libre superficial del sistema. Para el caso de fases inmiscibles el surfactante modifica las energías interfaciales ya sea

liquido-liquido o liquido-solido, esto sucede por el cambio del ángulo de contacto o en la mojabilidad de un líquido u otro por el sólido.

La clasificación de los surfactantes se debe a la fase hidrofílica debido a que presenta cierto carácter polar. A continuación, se describirá el surfactante no iónico utilizado para proponer una solución al problema objetivo del presente trabajo de investigación.

**3.5.1.1 Surfactante 3.** Es una mezcla única de surfactantes orgánicos y de agentes tensoactivo. Utilizado para aumentar la tasa de penetración en fluidos base agua. La composición química de este aditivo brinda un recubrimiento del BHA, evitando la tendencia de la adherencia por parte de las arcillas, también proporciona mayor lubricidad reduciendo el torque y arrastre.

El surfactante utilizado previene el hinchamiento de las arcillas manteniendo el tamaño de estas. A la vez humecta los cortes de perforación durante el proceso de corte evitando la aglomeración, controlando la agregación de los sólidos triturados que se encuentran bajo la broca y BHA. Lo anterior se cumple porque este aditivo proporciona un recubrimiento hidrofóbico (repelen el agua) tanto en la broca como en los cortes permitiendo que los cortes se deslicen unos sobre otros sin adherirse.

**Cuadro 13.** Propiedades Físico Químicas Surfactante 3.

Apariencia	Líquido incoloro a amarillo
Densidad	1.1 g/ml
pH	7
Tensión Superficial	50 dinas/cm
Rango de concentración	1-3 % v/v

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

**3.5.2 Polímeros Encapsulantes.** Un polímero es una molécula constituida por la repetición de pequeñas unidades químicas simples, a esta unidad se le denomina monómero o material de partida del que se forma el polímero. La longitud de la cadena del polímero depende del número de unidades que se repitan, esto se conoce como el grado de polimerización y el peso molecular es el producto del peso molecular del monómero por el grado de polimerización<sup>104</sup>.

En un polímero si todas las unidades son idénticas se llaman homopolímero, pero si este se deriva de dos o más monómeros recibe el nombre de copolímero.

---

<sup>104</sup>BESOAIN, Eduardo. Minerología de arcillas de Suelos. San José, Costa Rica: IICA, 1985. 1216 p. ISBN 92-9039-067-0. p.3

**3.5.2.1 Copolímero.** Son polímeros constituidos por dos o más monómeros (cadena heterogénea) como la PHPA poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas. La reacción química de síntesis de los copolímeros es la copolimerización y los monómeros unidos son comonómeros, estas combinaciones se hacen con el fin de modificar las propiedades de los monómeros o polímeros originales<sup>105</sup>.

El copolímero utilizado más efectivo es un acrílico de alto peso molecular, este aditivo funciona como un encapsulante de recortes, controlador de filtrado y ayuda reduciendo la fricción. Es un producto estable a cambios de temperatura y excelente dispersante de aglomerados a bajas dosis.

**Cuadro 14.** Propiedades Físicos Químicas Polímero Encapsulante.

Apariencia	Líquido amarillo a ámbar
Contenido de Sólidos	45-46 %
Densidad	1.27 – 1.30 g/cm <sup>3</sup>
pH	8 – 9

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

---

<sup>105</sup>Ibíd., p.4

## 4. PROPIEDADES Y DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En el siguiente capítulo se definen las propiedades físicas y químicas que debe cumplir un fluido de perforación de acuerdo a los requerimientos de cada sección a perforar y se describirá el procedimiento de cada una de ellas teniendo en cuenta el instituto Americano de Petróleo (API).

### 4.1 PROPIEDADES FÍSICAS

A continuación, se explicará cada una de las propiedades físicas del fluido de perforación, los procedimientos y equipos con que se realizan dichas pruebas.

**4.1.1 Densidad.** Esta es la propiedad más crítica de cualquier fluido de perforación debido a que se encarga del control primario del pozo puesto que su función principal es mantener en sitio los fluidos de la formación y es ajustada de forma que la presión hidrostática de la columna dentro del pozo equilibre de forma adecuada la presión de las formaciones manteniéndose por encima de esta.

Se mide mediante la balanza de lodos, en la cual hay de dos tipos: la primera es una balanza presurizada donde mide la densidad absoluta del fluido, este consta de una copa con tapa unida a un brazo graduado con un cursor deslizable para medir el valor, la copa contiene el fluido de perforación presurizado para eliminar burbujas de aire o gas contenido en él.

La segunda es una balanza estándar la cual consta a su vez de una copa unida en su extremo al brazo graduado pero esta copa tiene una tapa con un agujero el cual elimina el exceso de fluido, su uso es mucho más fácil y práctico, aunque la balanza presurizada es más exacta que esta debido a que elimina cualquier partícula de aire que podría variar la medición.

El equipo se calibra con agua dulce arrojando un valor de 8,345 lpg a 70°F por lo cual si este arroja un valor diferente se debe ajustar con los balines de plomo en la esquina contraria a la copa.

El procedimiento para realizar la calibración o tomar la densidad para cualquier fluido de perforación es el mismo el cual se detalla a continuación de acuerdo con la norma API RP 13B-2<sup>106</sup>.

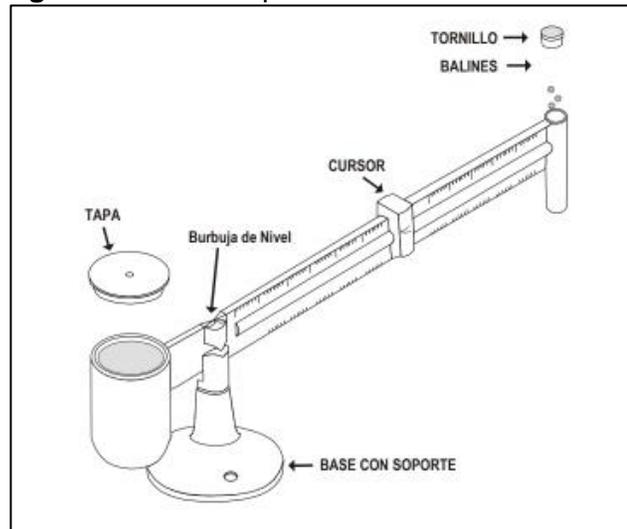
- Fijar en una superficie plana y estable la balanza.
- Medir la temperatura a la cual se encuentra el fluido.
- Llenar la copa limpia y seca con lodo, posteriormente asegurar la tapa de tal manera que por el orificio que posee esta salga un poco de fluido, con el fin de asegurar no quede aire atrapado en la copa.

---

<sup>106</sup> API RP 13B

- Sujetar firmemente la copa tapada con el agujero cubierto por un dedo, lavando y limpiando el exterior de la copa, de tal manera que esta quede seca al terminar.
- Colocar en el soporte y ajustar el peso de manera que la burbuja en medio en el nivel se encuentre.
- Leer en la escala el valor de la densidad del fluido.

**Figura 20.** Balanza para tomar la densidad.



Fuente: PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 19

**4.1.2 Reología.** Es la ciencia que estudia los principios que regulan los movimientos de los fluidos tales como la deformación y el flujo de la materia. En esta se determina la viscosidad plástica, punto cedente y fuerza de geles a través de un viscosímetro conocido en campo como el viscosímetro de Fann, en este se somete el fluido de muestra a una rotación continua a diferentes velocidades. El instrumento consta de un rotor que gira dentro de una taza mediante un motor eléctrico los cuales simulan el anular en un pozo creando el torque necesario para simular la fricción que se da en la perforación, el motor eléctrico gira a diferentes velocidades mediante el uso de la caja de velocidades que actúa con un sistema de engranajes.

El procedimiento utilizado para las mediciones de acuerdo con la norma API RP 13B-2<sup>107</sup> es:

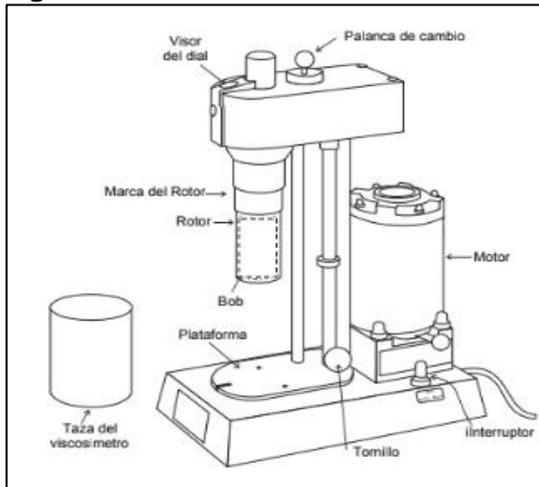
- Llenar el recipiente con lodo de tal manera que quede un espacio suficiente para ser desplazado, al sumergir el rotor centrar hasta la marca que este posee.
- Situar la velocidad del equipo en 600 rpm y espere hasta que la temperatura sea de 120°F y tenga una lectura constante.
- Inicie la medición a 600 rpm y registre el valor obtenido de la lectura.
- Realice el mismo proceso anterior para las mediciones de 300, 200, 100, 6 y 3 rpm y registre los valores obtenidos de la lectura.

<sup>107</sup> API RP 13B

- Agitar a 600 rpm durante 10 segundos y luego detener el equipo.
- Esperar 10 segundos y proceder a realizar la medición a 3 rpm, el máximo valor registrado es la medida a tomar
- Dejar en reposo 10 min y volver a tomar la medida a 3 rpm.

Tenga en cuenta la temperatura para la medición de las velocidades, debido a que en fluidos base aceite se tiene como máximo una temperatura de 190°F puesto que en temperaturas superiores se puede generar vapor, causando con ello burbujas y por lo tanto generando riesgo de explosión<sup>108</sup>.

**Figura 21.** Viscosímetro Fann 35.



**Fuente:** PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 21

**4.1.2.1 Viscosidad plástica.** Es la propiedad expresada en cPs, la cual determina la viscosidad debida a la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y la viscosidad de la fase continúa. Está depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos y el control de este se verá reflejado en las tasas de penetración dependiendo de la resistencia del fluido a fluir; siendo inversamente proporcionales.

Su valor se obtiene de la resta entre la medida de seiscientos (600) rpm y la medida de trescientos (300) rpm dando como unidad de medida de respuesta centipoise (cP) por lo cual se procede con la **Ecuación 1**.

**Ecuación 1.** Viscosidad plástica.

$$VP = \theta_{600} - \theta_{300}$$

**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Manual de fluidos de perforación: Dallas, Texas, 2001, p 182.

<sup>108</sup> API RP 13B

**4.1.2.2 Punto cedente.** Esta mide la fuerza de atracción de las partículas en condiciones de flujo y se encuentra relacionado con la capacidad de limpieza del fluido de perforación en el pozo.

Su valor se obtiene de restar a la medida a trescientos (300) rpm el valor de la viscosidad plástica dando como unidad de medida de respuesta libra por cada cien pies cuadrados (lb/100ft<sup>2</sup>) por lo cual se procede con la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2. Punto cedente.**

$$YP = \theta 300 - VP$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid. 2007. p 23.

**4.1.2.3 Resistencia o fuerza de gel.** Esta mide la fuerza de atracción entre las partículas suspendidas en condiciones estáticas, es decir, es la fuerza necesaria para empezar el flujo desde una condición estacionaria evitando que los recortes y agentes densificantes se asienten debido a que el fluido de perforación suele tomar una consistencia gelatinosa, sus medidas deben ser suficientemente bajas.

Las mediciones comunes para esta propiedad se toman la lectura a los diez segundos y a los diez minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado<sup>109</sup>.

**4.1.3 Filtrado API.** Este indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables cuando el fluido es sometido a una presión diferencial<sup>110</sup>, el revoque es una capa delgada y permeable que se forma en la pared del pozo haciendo referencia al depósito de sólidos, este debe ser delgado e impermeable de forma que no disminuya el diámetro del pozo, pero reduzca la probabilidad de tener un atrapamiento y además prevenir que el lodo se fugue hacia la formación<sup>111</sup>.

El procedimiento que se realiza para fluidos base aceite es el filtrado HPHT de acuerdo con la norma API RP13B-2. Por lo tanto, el siguiente procedimiento se realiza para fluidos base agua.

- Asegúrese de que cada parte de la celda este limpia y seca
- Arme la celda con la base de modo que quede tal y como se ilustra en la **Figura 22**, asegúrese que el papel filtro este en su lugar.

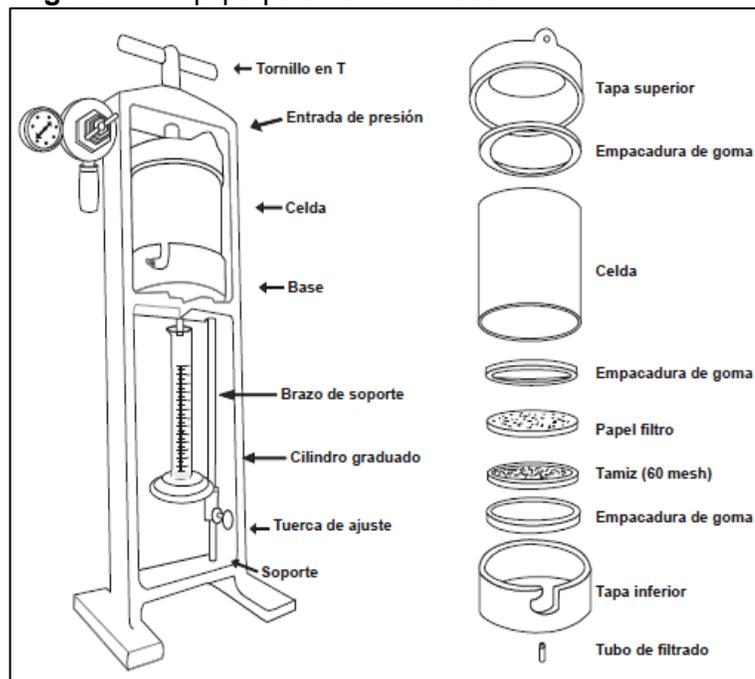
<sup>109</sup> PDVSA. Fluidos de perforación. Venezuela: Centro Internacional de Educación y Desarrollo. 2002. p. 14

<sup>110</sup>Ibíd., p.15

<sup>111</sup> SCHLUMBERGER drilling school manual united states. 2001. p.15

- Llene la celda hasta un cuarto de pulgada de su tope con el fin de brindar espacio para alguna expansión del fluido.
- Asegure la tapa superior con el tornillo y asegúrese de que el sistema sea hermético.
- Ubique la probeta graduada de 25 ml seca y limpia debajo del tubo de drenaje de la celda.
- Cierre la válvula de alivio y ajuste el regulador para aplicar una presión de 100 psi en 30 segundos o menos. El periodo de inicio de la prueba empieza en el momento que se aplica la presión.
- Mantener la presión a 100 psi durante 30 min.
- Al término de los 30 minutos cierre el flujo con el regulador de presión y abra suavemente la válvula de alivio.
- Reporte el volumen del filtrado en mililitros.
- Verifique que haya sido descargada toda la presión, retire la celda del marco y proceda aflojando el tornillo que sujeta la tapa y quite con cuidado la tapa de la celda.
- Deseche la muestra de lodo y desarme la celda con cuidado para no dañar el papel filtro.
- Lave ligeramente el papel filtro para quitar el exceso de lodo.
- Mida y reporte el espesor de la torta de lodo con aproximación de 1/32 in.

**Figura 22.** Equipo para tomar filtrado API.



**Fuente:** PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 23

**4.1.4 Contenido de Sólidos y líquidos.** A partir de los resultados de una prueba de retorta se puede analizar el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica, de igual forma en los fluidos base agua es posible conocer los porcentajes de bentonita, arcilla de formación y sólidos no reactivos, pero en los fluidos base aceite no es posible conocer esta información debido a que es imposible hacerles una prueba específica<sup>112</sup>.

Según el manual de fluidos de perforación de PDVSA el procedimiento para determinar el contenido de sólidos y líquidos consiste en:

- Sacar la retorta del bloque aislante y destornillar el condensador, utilizando la espátula como destornillador, remover la cámara de lodo de la cámara superior de la retorta.
- Empacar la cámara superior de la retorta con lana de acero fina y agregar lubricante de alta temperatura a las roscas de la cámara de fluido y del condensador.
- Llenar la cámara de fluido y colocar la tapa, permitiendo que el exceso salga por el orificio de la tapa (en este momento es donde se introducen los errores más frecuentes. Asegurarse de que no quede aire entrampado en la cámara. Un volumen exacto de fluido es esencial en esta prueba.)
- Limpiar el exceso de fluido y atornillar la cámara de fluido en la cámara superior.
- Conectar el condensador.
- Colocar la retorta en el bloque aislante y cerrar la tapa aisladora.
- Añadir una gota de agente humectante en el cilindro graduado de 10 ml y colocarlo debajo del drenaje del condensador. Conectar el cable de la retorta al enchufe de 115 voltios.
- Calentar hasta que no salga más gota del drenaje del condensador o hasta que la luz piloto apague (aproximadamente 30 minutos).
- Usar la espátula para raspar el fluido seco de la pared de la cámara de fluido y de la tapa, para asegurar el volumen correcto.
- No utilizar lana de acero quemado.
- Asegurarse de desconectar la retorta después de cada prueba.

---

<sup>112</sup> PDVSA FLUIDOS DE PERFORACIÓN CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO 2002. p. 6

**Figura 23.** Equipo para determinar el contenido de sólidos y líquido.



**Fuente:** PDVSA. Fluidos de perforación. 2002. p. 25

Para realizar el cálculo de los porcentajes de sólidos y líquidos se determina de la siguiente forma:

**Ecuación 3.** % Volumen aceite.

$$\% \text{ en volumen de aceite: } ml \text{ de aceite} * 10$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid.2007 p.42

**Ecuación 4.** % Volumen de agua.

$$\% \text{ en volumen de agua: } ml \text{ de agua} * 10$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid.2007 p.42

**Ecuación 5.** % Volumen de agua.

$$\% \text{ en volumen de sólidos: } 100 - (ml \text{ aceite} + ml \text{ agua}) * 10$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid.2007 p.42

## 4.2 PROPIEDADES QUÍMICAS

A continuación, se describirán las propiedades químicas, equipos y procedimientos a seguir para determinar estas.

**4.2.1 pH.** Mediante el pH se puede estimar la acidez o basicidad del fluido de perforación, los fluidos base acuosa trabajan en un pH entre 7,5 a 11,5 lo cual clasificaría este en alcalino. Cuando el pH cambia de 7,5 a 9,5 se cataloga como bajo pH en cambio si se encuentra arriba de 9,5 hasta 11,5 se hablará de un fluido de perforación alto pH<sup>113</sup>.

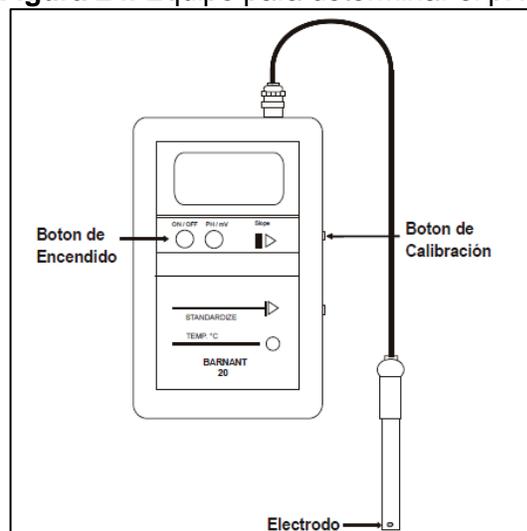
<sup>113</sup>Ibíd., p.6

Es importante mantener un pH del lodo de perforación en un rango entre nueve y diez debido a que bajo estas condiciones de operación se puede reducir la corrosión por la eliminación de cualquier gas ácido generado en el proceso además la interacción de arcillas y la efectividad de algunos aditivos dependen de este valor.

Para realizar la medición del pH la forma más recomendable es utilizando el sistema de electrodo- pH metro, puesto que es un método preciso y confiable. Este se debe calibrar usando tres soluciones Buffer de pH 4,7 y 10 respectivamente<sup>114</sup> y el procedimiento a seguir según el manual de fluidos de perforación de PDVSA es:

- Lavar el electrodo con agua destilada y secarlo cuidadosamente con un trapo seco.
- Sumergir el electrodo en la solución Buffer de pH 7. Esperar la estabilización de la lectura y ajustar el pH metro a 7.
- Repetir la operación para las soluciones Buffer de pH 4 y 10.
- Enjuagar el electrodo con agua destilada y secar.
- Si no se puede calibrar el medidor, reemplazar los electrodos y empezar de nuevo el procedimiento usando soluciones amortiguadoras frescas.
- Si la medida ya está calibrada apropiadamente sumerja el electrodo en la muestra y agitar suavemente durante 60 segundos a 90 segundos hasta que la lectura se estabilice.
- Registrar el pH con aproximación de 0,1 de la unidad y la temperatura de la muestra.
- Cuidadosamente limpiar el electrodo, lavar con agua destilada, para un próximo uso, nunca debe dejarse en un medio seco para su almacenamiento.

**Figura 24.** Equipo para determinar el pH.



**Fuente:** PDVSA CIED. Manual de Fluidos de Perforación.2013. p 28

<sup>114</sup>Ibíd., p.6

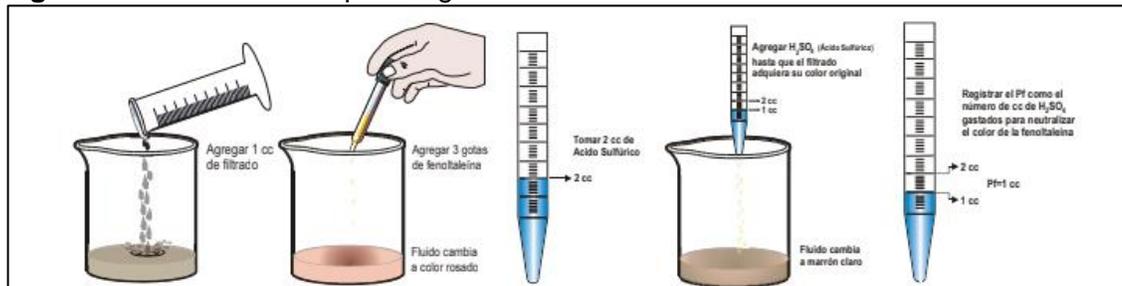
**4.2.2 Alcalinidad.** La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Con los datos obtenidos de la prueba de alcalinidad se pueden estimar la concentración de iones  $\text{OH}^-$   $\text{CO}_3^{2-}$  y  $\text{HCO}_3^-$  presentes en el fluido.<sup>115</sup>

El conocimiento de esta propiedad del fluido de perforación es importante debido a que asegura el correcto funcionamiento de la química puesto que la alcalinidad de los iones hidroxilo son beneficiosos mientras que los resultantes de los carbonatos pueden generar un bajo rendimiento del fluido de perforación además cabe mencionar que ciertos aditivos funcionan bajo parámetros de operación óptimos en ambientes específicos de alcalinidad.

Para identificar los iones contaminantes que afectan la estabilidad del hoyo se debe realizar una comparación entre los valores de alcalinidad, Pf y Mf por lo cual el procedimiento para realizar esta prueba según el manual de fluidos de perforación PDVSA para registrar el Pf ilustrado en la **Figura 25** es:

- Coloque 1 cc de filtrado en un recipiente
- Agregue de 2 a 3 gotas de fenolftaleína hasta obtener un color rosado
- Agregue  $\text{H}_2\text{SO}_4$  0,02N hasta que el filtrado adquiera su color original
- Registre el Pf como el número de cc de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  gastados para neutralizar el color de la fenolftaleína.
- Tenga en cuenta que si su muestra es de color oscuro y el cambio de color es difícil de percibir el punto final se toma con un pHmetro cuando el pH cae a 8.

**Figura 25.** Procedimiento para registrar el Pf.



**Fuente:** PDVSA CIED. Manual de Fluidos de Perforación.2013. p 60

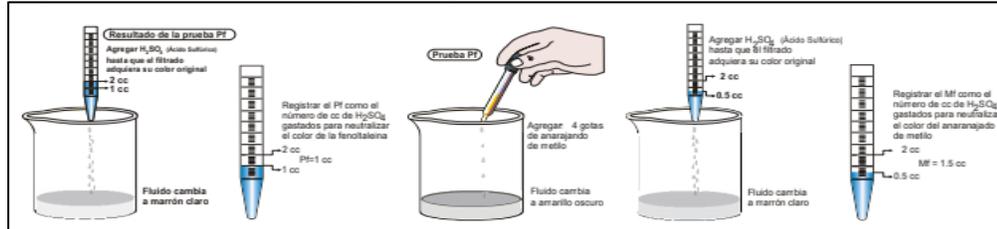
Ahora para registrar el Mf ilustrado en la **Figura 26** es:

- Agregar a la muestra que ha sido titulada al punto final del Pf más o menos 4 gotas de Anaranjado de Metilo, hasta obtener un color amarillo oscuro.
- Agregar  $\text{H}_2\text{SO}_4$  0,02N gota a gota, hasta que el color del indicador cambie de amarillo naranja a marrón claro

<sup>115</sup>Ibíd., p.7

- Registrar el Mf como el total de cc de  $H_2SO_4$  gastados más el que se gastó en lograr el Pf
- Tenga en cuenta que si su muestra es de color oscuro y el cambio de color es difícil de percibir el punto final se toma con un pHmetro cuando el pH cae a 4,3.

**Figura 26.** Procedimiento para registrar el Mf.



**Fuente:** PDVSA CIED. Manual de Fluidos de Perforación.2013. p 61

Según el manual de fluidos de perforación de PDVSA para registrar la alcalinidad del lodo Pm la cual hace referencia a la concentración de cal en lb/bls necesaria para secuestrar los gases ácidos que puedan presentarse se ilustra en la **Figura 27** y su procedimiento se detalla a continuación:

- Agregue 25 cc de agua destilada
- Coloque 1 cc de lodo en la capsula de titulación
- Agregue de 4 a 5 gotas de fenolftaleína y agite
- Agregue  $H_2SO_4$  hasta lograr el color original del lodo
- Registre la alcalinidad del lodo Pm como los cc de  $H_2SO_4$  gastados en neutralizar el color de la fenolftaleína.

**Figura 27.** Procedimiento para registrar el Pm.



**Fuente:** PDVSA CIED. Manual de Fluidos de Perforación.2013. p 62

**4.2.3 Dureza.** Según el instituto americano del Petróleo esta dureza es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio es un contaminante que afecta las propiedades del fluido disminuyendo el rendimiento de las arcillas y este debe ser tratado con carbonato de sodio para precipitarlo como un sólido inerte<sup>116</sup>.

<sup>116</sup> Ibid. p. 55 tesis 101845

El procedimiento para realizar la determinación de las sales de calcio y magnesio presentes en el fluido de perforación según el manual de fluidos de perforación de PDVSA es:

- Agregue 25 cc de agua destilada.
- Agregue 40 gotas es decir aproximadamente 2 cc de amortiguador de dureza Hardness Buffer.
- Agregue de 2 a 6 gotas de indicador de dureza. Si se desarrolla un color vino tinto, indica que hay iones de calcio y de magnesio en el agua. En caso de ser cierto agregar gota a gota solución de versenato hasta obtener un color azul.
- Agregue 1 cc de filtrado, si este contiene calcio se obtendrá un color vinotinto.
- Si esto es cierto agregue gota a gota en agitación continua solución de versenato (400mg/lit) hasta obtener un color azul. Cuando el filtrado se encuentra oscuro el cambio vira a un color gris pizarra.
- Registre la cantidad de calcio como el número de cc de versenato gastado y proceda con la **Ecuación 6**.

**Ecuación 6. Dureza.**

$$Ca^{++}(ppm) = Versenato\ gastado * 400$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo (API).  
Recommended Practice for Field Testing Water –  
Based Drilling Fluid.

**4.2.4 Cloruros.** Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo y una alta concentración de estos causan efectos adversos en un fluido de perforación base agua<sup>117</sup>.

Para calcular los cloruros el procedimiento según el manual de fluidos de perforación de PDVSA se describe a continuación

- Coloque 1 cc de filtrado en un recipiente.
- Agregue de 2 a 3 gotas de fenolftaleína.
- Si un color rosado aparece titule con H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 0,02N hasta que el color desaparezca.
- Añada 25 cc de agua destilada y 5 a 10 gotas de solución de cromato de potasio.
- Titule con AgNO<sub>3</sub> hasta que el color amarillo cambie a rojo ladrillo y permanezca por 30 segundos.
- Registre la cantidad de cloruro por el número de cc de AgNO<sub>3</sub> gastados y proceda según la ecuación.

---

<sup>117</sup>PDVSA. Op. cit., p. 8

**Ecuación 7. Contenido de cloruros A.**

$$\text{Contenido de cloruros } \left( \frac{mg}{l} \right) = \frac{1000 * ml \ 0,0282N \ AgNO_3}{ml \ de \ filtrado}$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid.

**Ecuación 8. Contenido de cloruros B.**

$$\text{Contenido de cloruros } \left( \frac{mg}{l} \right) = \frac{10000 * ml \ 0,282N \ AgNO_3}{ml \ de \ filtrado}$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid.

### 4.3 DESCRIPCIÓN DE PRUEBAS ESPECIALES

A continuación, se describen los procedimientos a seguir para determinar otras propiedades del fluido de perforación en relación con las arcillas las cuales son de vital importancia para nuestro objeto de estudio.

**4.3.1 Acreción.** Para realizar la prueba de acreción es necesario contar con celdas de acero de envejecimiento, tamices malla 5 y 10, horno de rolado con controlador de temperatura, horno de secado y balanza digital. A continuación, se describe el proceso a seguir.

- Macere la muestra de arcilla seca de forma que obtenga partículas que pasen a través de un tamiz malla 5 pero no pasen por un tamiz malla 10.
- Pese la barra de acero y registre como peso inicial.
- Pese 50gr de arcilla.
- Ponga 350 ml del lodo de prueba dentro de la celda de envejecimiento, introduzca la barra de acero, la muestra y selle la celda.
- Las celdas son puestas a rolar a temperatura ambiente durante una hora.
- Retire la barra de acero de la celda y retire el lodo sobrante.
- Ponga a secar la barra de acero en un horno a una temperatura de 220°F (105 °C).
- Pese nuevamente las barras y proceda con la ecuación número 9 para determinar el porcentaje de acreción de la muestra dentro del fluido probado.

**Ecuación 9. % Acreción.**

$$\% \ Acreción = \frac{(Pesofinal - Pesoinicial)}{50}$$

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia

**4.3.2 Dispersión.** La prueba de dispersión de lutitas se realiza para medir el efecto dispersante que tiene cierto lodo de perforación sobre estas, según el manual de procedimientos de Qmax Solutions Colombia se debe:

- Macere la muestra de arcilla seca de forma que obtenga partículas que pasen a través de un tamiz malla 5 pero no pasen por un tamiz malla 10.
- Pese 30 gr de arcilla.
- Ponga 350 ml del lodo de prueba dentro de la celda de envejecimiento, introduzca la muestra y selle la celda.
- Las celdas son puestas a rolar a 160 °F durante 16 horas.
- Pase nuevamente por la malla 10 y los sólidos retenidos en este se secan y pesan.
- Pese los sólidos retenidos secos y proceda con la **Ecuación 10** para determinar el porcentaje de dispersión.

**Ecuación 10. % Dispersión.**

$$\% \text{ Dispersión} = \frac{(\text{Pesofinal} - \text{Pesoinicial})}{30}$$

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia.

**4.3.3 Lubricidad.** Esta prueba se realiza con el fin de simular las condiciones de torque y arrastre generadas en el pozo. El equipo se debe calibrar con el coeficiente de fricción del agua ( $34 \pm 2$ ), para esto realizar el procedimiento descrito a continuación, pero reemplace el fluido de prueba por agua destilada. Este lubricímetro brinda una medida del torque que sufre un bloque al entrar en contacto con un anillo en presencia del fluido.

- Limpie el anillo y bloque con acetona y lávelos completamente con agua destilada.
- Coloque el anillo de la prueba de lubricidad alineado dentro de la parte adelgazada del eje principal.
- Encender el equipo y deje que corra por 15 minutos aproximadamente.
- Coloque el bloque de la prueba de lubricidad en el porta bloque con el lado cóncavo hacia afuera y alineado con el anillo de prueba.
- Rote el control de velocidad hasta que el indicador registre 60 RPM.
- Rote la perilla del torque a cero y corra la unidad otros cinco minutos.
- Llene la copa con el fluido de prueba y sumerja completamente el anillo, bloque y porta bloque.
- Posicione el brazo del torque de modo que este ajuste dentro de la parte cóncava de la abrazadera del brazo del torque. De vuelta a la manivela en sentido horario hasta que el indicador de torque en el brazo lega 150 pulgada-lb y ajuste de nuevo la velocidad a 60 rpm.
- Deje que el equipo por cinco minutos y registre la lectura del torque

**Figura 28.** Lubricímetro.



**Fuente:** Qmax Solutions Colombia.

**Ecuación 11.** Factor de corrección.

$$\text{Factor de corrección} = \frac{34}{\text{Valor torque con agua destilada}}$$

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia.

**Ecuación 12.** Coeficiente de fricción.

$$\text{Coeficiente de fricción} = \frac{\text{Valor torque fluido prueba} * \text{Factor de corrección}}{100}$$

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia.

## 5. DISEÑO DE LAS FORMULACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y RESULTADOS PRUEBAS DE LABORATORIO

En este capítulo se diseñaran tres diferentes formulaciones teniendo como parámetro los resultado de la prueba de acreción realizadas a tres grupos de aditivos (lubricantes, polímeros encapsulantes y surfactantes), se analizaran los datos arrojados por las pruebas básicas realizadas a un fluido de perforación base agua antes y después del proceso de rolado como también se analizaran las pruebas especiales tales como la de dispersión y lubricidad para comparar el rendimiento entre el fluido base y el nuevo fluido escogido por la matriz de selección.

### 5.1 RECOLECCIÓN DE MUESTRAS

Para examinar el fenómeno de aglomeración y acreción de arcillas se realizó una recolección de muestras de cuatro pozos ubicados en el Campo Chichimene con el fin de realizar las pruebas especiales en el laboratorio, el procedimiento se realizó de la siguiente manera:

- Se recolectan las muestras de la Formación Carbonera Unidad C2. El muestreo se realizó cada 100 pies desde una profundidad de 4700 pies a 6000 pies obteniendo un total de 14 muestras por pozo, esto debido a la presencia de la aglomeración de arcillas en el sistema de control de sólidos.
- Las muestras se empaican en bolsas herméticas con sello y posteriormente son llevadas al laboratorio, (ver **Figura 29**).
- En el laboratorio, cada una de las muestras fue secada en el horno, a una temperatura de 100°C por 24 horas.
- Después de secadas las muestras se procede a pulverizarlas y tamizarlas por medio de las mallas número 10 y 5 con el propósito de ser utilizadas en la prueba de acreción.

**Figura 29.** Almacenamiento de cortes de perforación.



Fuente: Qmax Solutions Colombia, 2017.

## 5.2 FORMULACIONES PROPUESTAS

Este trabajo de investigación se basa en reducir la aglomeración y acreción de arcillas en la sección de 12 ¼" de los pozos ubicados en el Campo Chichimene por medio de una solución química variando los componentes del actual fluido de perforación. Por lo cual al terminar el proceso de recolección y preparación de muestras se procede a realizar la prueba de acreción descrita en el capítulo cuatro (temperatura ambiente durante una hora) a cada muestra de pozo con el fluido actual. A continuación, en la **Tabla 5** se registra el porcentaje de acreción.

**Tabla 5.** Porcentaje de acreción fluido actualmente utilizado.

Pozos	Porcentaje de acreción (%)
Pozo A	63.6
Pozo B	77.16
Pozo C	76.86
Pozo D	85

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente **Figura 30** se observa la acreción registrada de cada pozo en la **Tabla 18**.

**Figura 30.** Acreción de cada pozo con el Fluido Actual.



Fuente: Elaboración propia.

Posterior a la realización de la prueba de acreción del fluido actualmente utilizado se buscó cumplir con el objetivo general de prevenir y controlar la aglomeración y acreción de arcillas de diferentes pozos ubicados en el Campo Chichimene. Por medio de la evaluación de diferentes aditivos seleccionados a partir de estudios previos enfocados a la reducción del porcentaje de acreción, estos se utilizan a diferentes concentraciones teniendo en cuenta la ficha técnica de cada uno, generando nuevas formulaciones. Para este caso de estudio se realizó la prueba de acreción a los siguientes grupos de aditivos:

- Lubricantes
- Surfactantes
- Polímeros Encapsulantes.

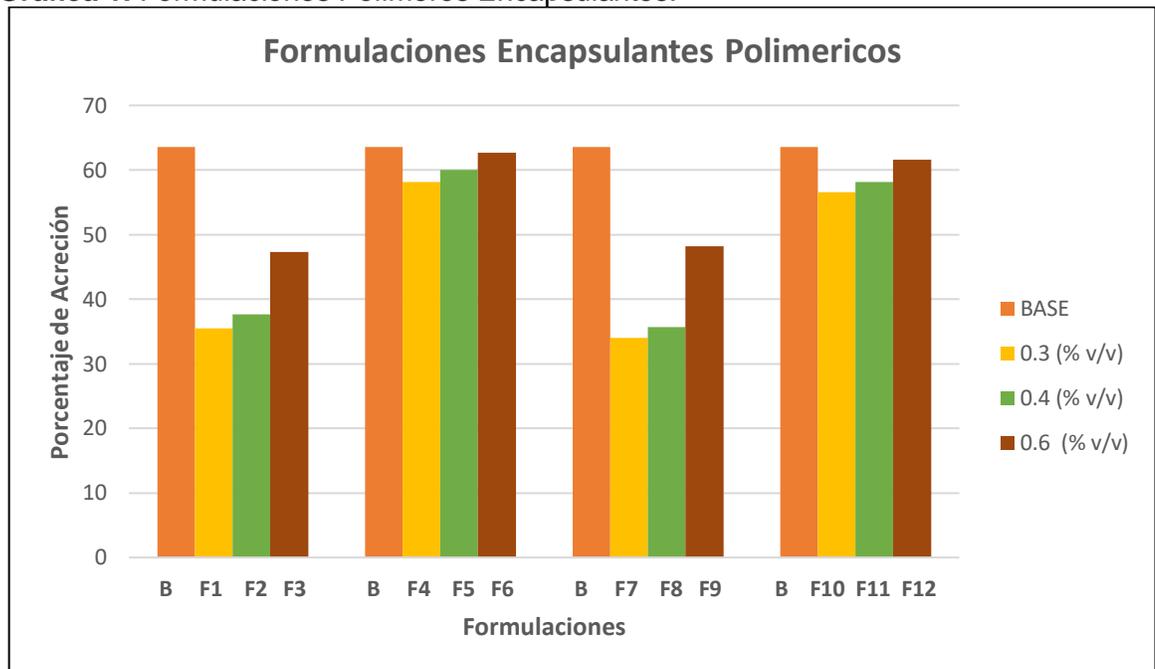
Se realizaron 39 formulaciones iniciales divididas en tres grupos, las primeras 12 presentadas en la **Tabla 6**, utilizando cuatro polímeros encapsulantes, las siguientes 15 formulaciones presentadas en la **Tabla 7**, corresponden a cinco surfactantes y las últimas 12 formulaciones presentadas en la **Tabla 8**, se trabajó con cuatro lubricantes. En estos grupos se tiene como base el fluido de perforación actualmente utilizado y las formulaciones se enumeran de acuerdo a cada grupo. Lo anterior se plantea con el propósito de evaluar el desempeño de cada grupo de aditivo propuesto y para encontrar la formulación adecuada para la sección intermedia, donde se atraviesa la Formación Carbonera Unidad C2. En las **Gráficas 1, 2, y 3** se encuentran los perfiles de acreción con respecto a las formulaciones propuestas en las **Tablas 6, 7 y 8** respectivamente.

**Tabla 6.** Formulaciones Polímeros Encapsulantes.

<b>ADITIVOS</b>	<b>BASE</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
<b>CONCENTRACIONES</b>													
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonatado (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Lubricante base (% v/v)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Polímero Encapsulante 1 (% v/v)		0.3	0.4	0.6									
Polímero Encapsulante2 (% v/v)					0.3	0.4	0.6						
Polímero Encapsulante3 (% v/v)								0.3	0.4	0.6			
Polímero Encapsulante4 (% v/v)											0.3	0.4	0.6

Fuente: Elaboración propia..

**Gráfica 1.** Formulaciones Polímeros Encapsulantes.



**Fuente:** Elaboración propia.

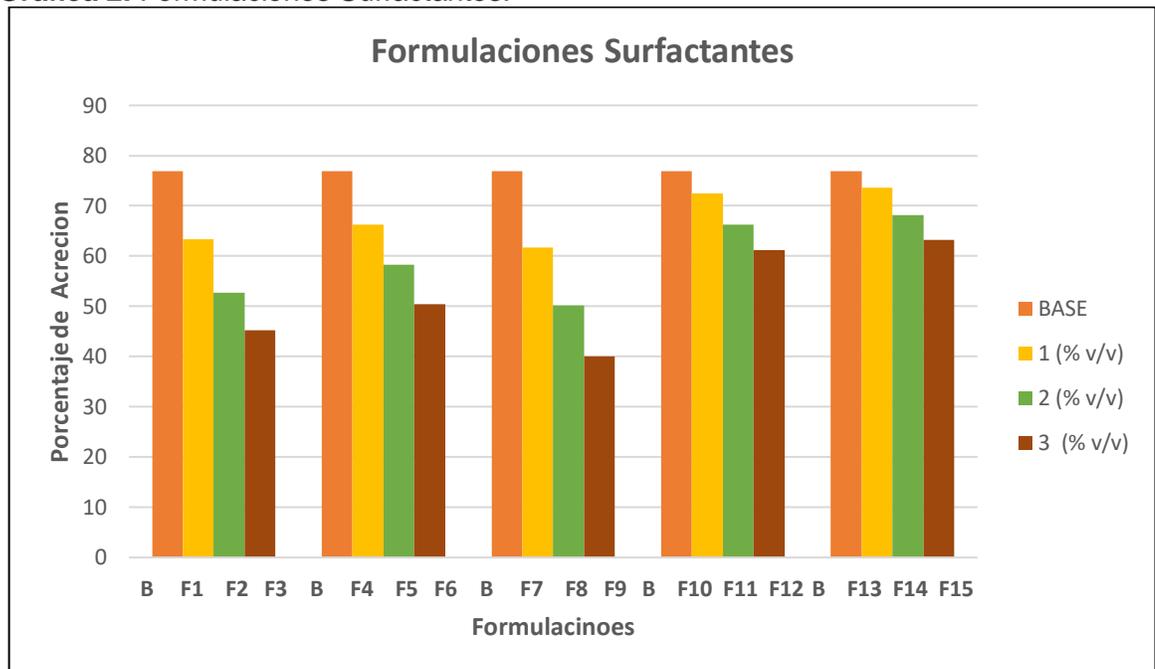
La **Gráfica 1** muestra los perfiles de acreción resultado de las pruebas realizadas a las muestras del **pozo A**.

**Tabla 7.** Formulaciones Surfactantes.

ADITIVOS	BASE	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	F13	F14	F15
CONCENTRACIONES																
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonado (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Lubricante base (% v/v)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Surfactante 1 (% v/v)		1	2	3												
Surfactante 2 (% v/v)					1	2	3									
Surfactante 3 (% v/v)								1	2	3						
Surfactante 4 (% v/v)											1	2	3			
Surfactante 5 (% v/v)														1	2	3

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 2.** Formulaciones Surfactantes.



**Fuente:** Elaboración propia.

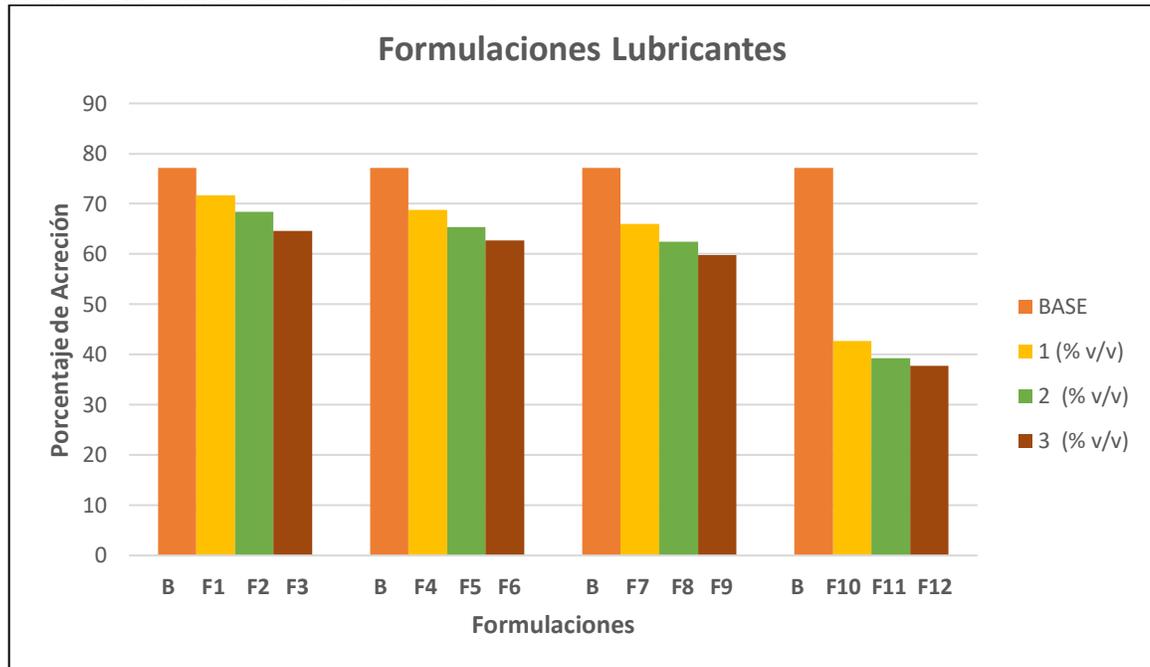
La **Gráfica 2** muestra los perfiles de acreción resultado de las pruebas realizadas a las muestras del **pozo C**.

**Tabla 8.** Formulaciones Lubricantes.

<b>ADITIVOS</b>	<b>BASE</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>
<b>CONCENTRACIONES</b>													
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonatado (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Lubricante base (% v/v)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lubricante 1 (% v/v)		1	2	3									
Lubricante 2 (% v/v)					1	2	3						
Lubricante 3 (% v/v)								1	2	3			
Lubricante 4 (% v/v)											1	2	3

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 3.** Formulaciones Lubricantes.



**Fuente:** Elaboración propia.

La **Gráfica 3** muestra los perfiles de acreción resultado de las pruebas realizadas a las muestras del **pozo B**.

### 5.3 DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para el correcto diseño del fluido de perforación se debe comportar de tal forma que impida o minimice la aglomeración y acreción de arcillas, se comienza realizando una selección de las formulaciones anteriormente propuestas que cumplan con los valores más bajos arrojados por la prueba de acreción de cada grupo de aditivos evaluados. Las nuevas pruebas para diseñar los tres fluidos se realizarán con las muestras obtenidas del pozo D y bajo las mismas condiciones la prueba de acreción de las formulaciones propuestas.

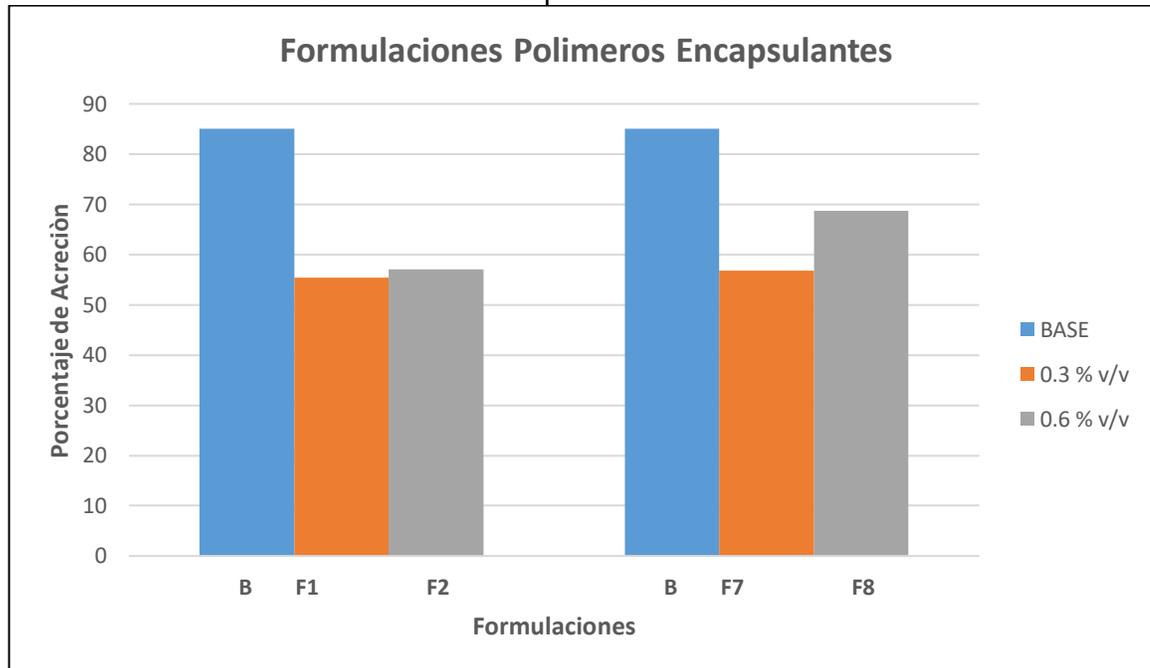
En la **Gráfica 4** se muestran los perfiles de acreción de las formulaciones F1, F2, F7 y F8 de la **Tabla 6** formulaciones polímeros encapsulantes, porque son las formulaciones con este tipo de aditivos que lograron disminuir el porcentaje de acreción en un 50% con respecto al porcentaje del fluido base. Las formulaciones F1 y F2 cuenta con un polímero encapsulante con propiedades físico químicas mostradas en el **Cuadro 14** encontrada en el capítulo tres; y las formulaciones F7 y F8 tienen un polímero encapsulante con propiedades físicoquímicas (**Cuadro 15**).

**Cuadro 15.** Propiedades Físico Químicas Polímero Encapsulante 2.

Apariencia	Líquido incoloro a amarillo
Contenido de Sólidos	42-46 %
Gravedad Específica	1.25 – 1.35
pH	7 - 9

Fuente: QMAX. Hoja de datos del producto

**Gráfica 4.** Formulaciones Polímeros Encapsulantes muestra Pozo D.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de los datos presentados en la **Gráfica 4** se puede observar una disminución por parte de las formulaciones F1 y F7 (**Tabla 6**), estas cuentan con dos polímeros encapsulantes a una concentración de 0.3 % v/v y un aumento en una concentración de 0.6 % v/v mismo comportamiento observado en la **Gráfica 1**, esto ocurre porque los dos polímeros cuentan con un efecto dispersante causando un tamaño de partícula más pequeño por parte de la concentración de 0.6 % v/v ocasionando una mayor superficie para la absorción de agua y por consiguiente un alcance del límite plástico por parte de la arcilla más rápido. Por lo tanto, se considera la formulación F1 con una concentración de 0.3 % v/v del polímero encapsulante como el primer diseño del fluido de perforación con la capacidad de brindar una solución al problema objetivo dado que a esta cantidad de polímero tiene la capacidad de mantener integrados los cortes atrapándolos impidiendo su acumulación (aglomeración) y permitiendo una fácil remoción en control de sólidos, también se reduce en mayor proporción el porcentaje de acreción comparado con la formulación F7 y como valor agregado se descarta el polímero de la formulación F7 por criterio económico.

Con el fin de diseñar el segundo fluido de perforación con características superiores al anterior con respecto al porcentaje de acreción se plantea evaluar nuevas formulaciones (**Tabla 9**) teniendo en cuenta las formulaciones F3, F6 y F9 (**Tabla 7**) Formulaciones surfactantes de los tres surfactantes no iónicos con menor porcentaje en la prueba de acreción y adicional se evaluó los surfactantes a concentraciones de 1 y 2 % v/v, por motivos comparativos, las nuevas formulaciones se diseñan con el propósito de aumentar la humectabilidad tanto a la superficie de acero como a la superficie de la partícula de arcilla.

**Tabla 9.** Nuevas Formulaciones Surfactantes.

<b>ADITIVOS</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	<b>F5</b>	<b>F6</b>	<b>F7</b>	<b>F8</b>	<b>F9</b>	<b>F10</b>
	<b>CONCENTRACIONES</b>									
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonatado (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Lubricante base (% v/v)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Encapsulante Polimérico 1 (% v/v)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Surfactante 1 (% v/v)		1	2	3						
Surfactante 2 (% v/v)					1	2	3			
Surfactante 3 (% v/v)								1	2	3

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Grafica 5** se encuentran los perfiles de acreción de las formulaciones F2 a F10. Las formulaciones F2 a F4 presentan un surfactante 1 con propiedades fisicoquímicas (**Cuadro 16**), F5 A F7 presentan el surfactante 2 con propiedades fisicoquímicas (**Cuadro 17**) y F8 A F10 presentan el surfactante 3 con propiedades fisicoquímicas (**Cuadro 13**), encontrada en el capítulo 3.

**Cuadro 16.** Propiedades Físicas Químicas Surfactante 1.

Apariencia	Líquido incoloro a amarillo
Densidad	1.0069 g/ml
pH	6.2
Tensión Superficial	31 dinas/cm
Rango de concentración	1-3 % v/v

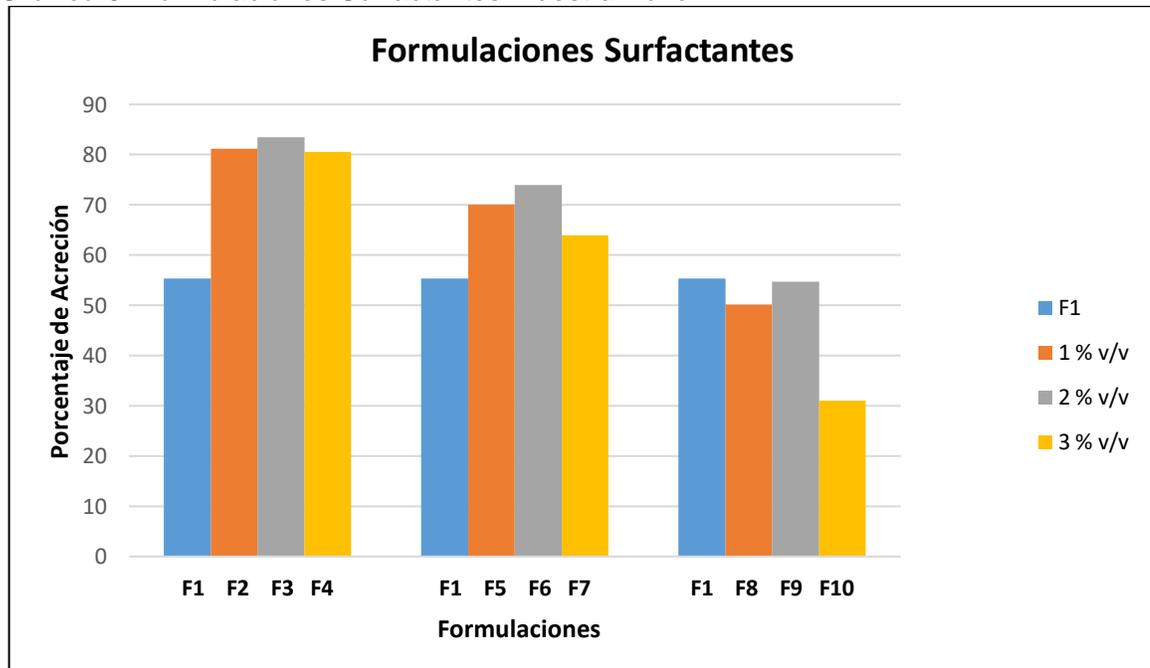
**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

**Cuadro 17.** Propiedades Físicas y Químicas Surfactante 2.

Apariencia	Líquido incoloro a amarillo
Densidad	1.05 g/ml
pH	5 – 7.5
Tensión Superficial	43 dinas/cm
Rango de concentración	1-3 % v/v

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

**Gráfica 5.** Formulaciones Surfactantes muestra Pozo D.



**Fuente:** Elaboración propia.

La formulación F10 de la **Tabla 9** nuevas formulaciones surfactantes logra reducir la acreción de arcilla en un 24.4% con respecto a la formulación F1 como se evidencia en la **Gráfica 5** y en un 54% en comparación al fluido base, lo anterior es producto de una mayor capacidad de reducción del ángulo de contacto con respecto a los surfactantes utilizados, generando una reducción en la tensión interfacial logrando que el tensoactivo 3 utilizado en la formulación 10 se extienda sobre la superficie de la arcilla evitándole la adsorción de la fase líquida del fluido de perforación retardando el efecto de plasticidad en la arcilla al estar expuesta un tiempo prolongado al fluido de perforación. Otro beneficio proporcionado por el surfactante es la capacidad de reducir el intercambio catiónico por parte de los minerales arcillosos presentes en la sección intermedia.

Una de las ventajas ofrecida por parte de este tipo de compuestos es la disminución en el coeficiente de fricción y un aumento en la tasa de penetración al presentar una disminución en el porcentaje de acreción.

Por lo anteriormente mencionado se propone como segundo diseño la formulación F10 para la realización de las respectivas pruebas básicas realizadas a un fluido de perforación base agua, esta formulación contiene el polímero encapsulante 1 y el surfactante 3 (**Tabla 9**).

Por otra parte, se evaluaron las formulaciones F10 a F12 (**Tabla 8** Formulaciones lubricantes), las cuales dentro de sus aditivos contienen el lubricante 4 con propiedades físicas químicas **Cuadro 18**. A las formulaciones anteriores se les agrego el surfactante 3 generando las formulaciones encontradas en la **Tabla 10**.

**Cuadro 18.** Propiedades Físico Químicas Lubricante 4.

Apariencia	Líquido incoloro a amarillo
Pureza	99 %
Densidad	0.87 g/ ml
pH	7 - 8

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

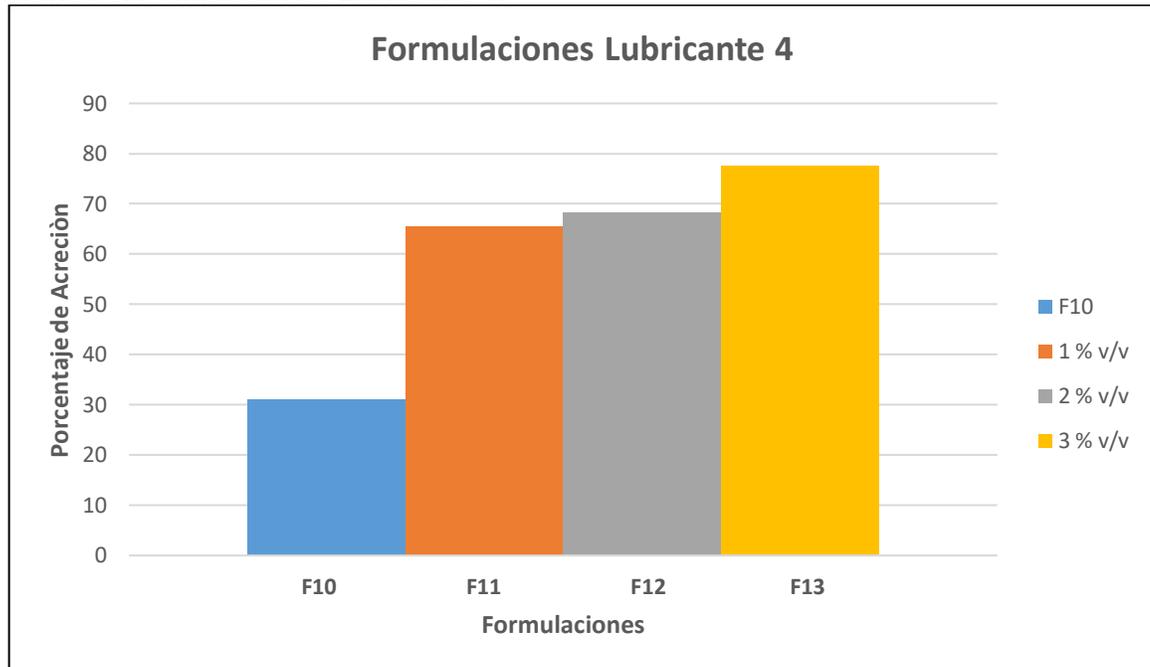
**Tabla 10.** Formulaciones Lubricante 4.

<b>ADITIVOS</b>	<b>F10</b>	<b>F11</b>	<b>F12</b>	<b>F13</b>
<b>CONCENTRACIONES</b>				
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonatado (ppb)	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.7	0.7	0.7
Lubricante base (% v/v)	1	1	1	1
Polímero Encapsulante	0.3	0.3	0.3	0.3
Surfactante 3 (% v/v)	3	3	3	3
Lubricante 4 (% v/v)		1	2	3

**Fuente:** Elaboración propia, 2018.

En la **Grafica 6** se observan los perfiles de acreción de las formulaciones encontradas en la **Tabla 10**.

**Gráfica 6.** Formulaciones Lubricante 4.



**Fuente:** Elaboración propia.

Observando la **Gráfica 6** se puede concluir que la adición del lubricante 4 proporciona un mayor porcentaje de acreción con respecto al segundo diseño de fluido, este comportamiento se debe a que se presenta un exceso en la adición del lubricante perdiendo efectividad.

Por el comportamiento anterior del lubricante 4 al combinarse con el lubricante base y el surfactante 3 a diferentes concentraciones lo siguiente a realizar es una verificación del lubricante base para conocer si es el idóneo y se encuentre en la concentración correcta, esto con el propósito de lograr una mayor disminución en el porcentaje de acreción, por medio de la adherencia del lubricante a las superficies metálicas para de esta manera permita el deslizamiento de las partículas de arcilla sobre la broca.

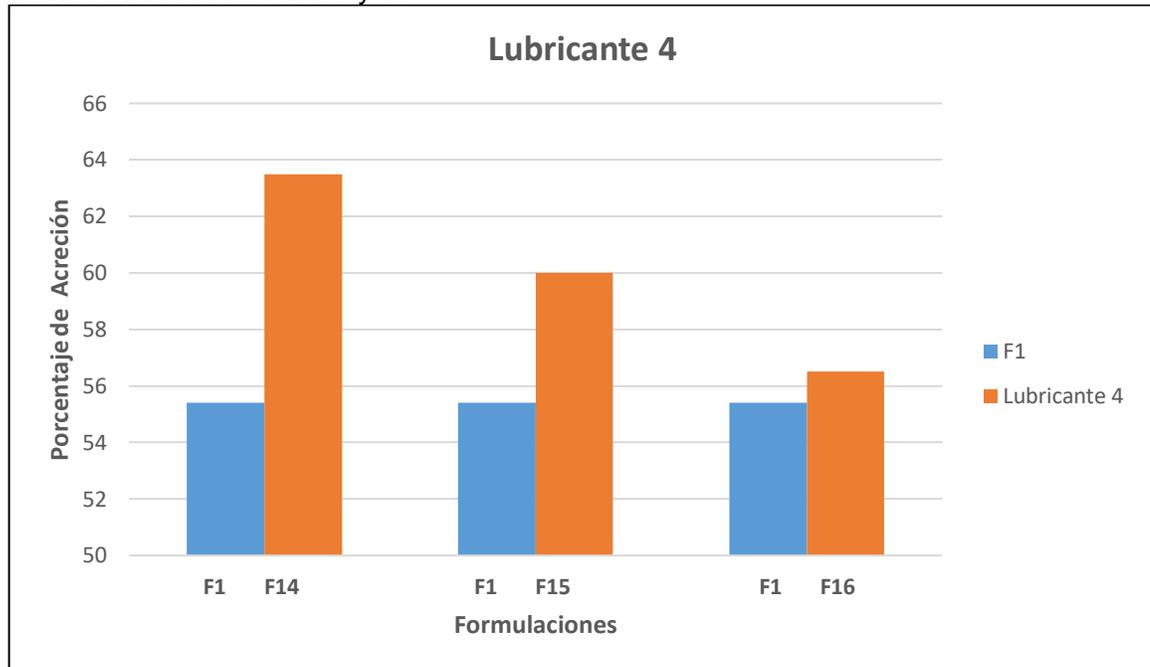
A continuación, en la **Gráfico 7** se visualizará el comportamiento de la acreción de las formulaciones de la **Tabla 11**.

**Tabla 11.** Formulaciones cambio de lubricante.

<b>ADITIVOS</b>	<b>F1</b>	<b>F14</b>	<b>F15</b>	<b>F16</b>
	<b>CONCENTRACIONES</b>			
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonato (ppb)	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.7	0.7	0.7
Lubricante base (% v/v)	1			
Polímero Encapsulante	0.3	0.3	0.3	0.3
Lubricante 4 (% v/v)		1	2	3

**Fuente:** Elaboración propia.

**Gráfica 7.** Lubricante Base y 4.



**Fuente:** Elaboración propia.

Observando la **Gráfica 7** el lubricante 4 no es una alternativa para la función principal anteriormente descrita puesto que al compararlo con el Lubricante base parte de la formulación F1, no disminuye el problema potencial de acreción en la misma proporción descartando este tipo de lubricante, además el lubricante base presenta una mayor eficiencia a una concentración de 1% v/v volviéndolo más rentable para un proceso de perforación.

Con el objetivo de llevar a un porcentaje de acreción por debajo del 30% se requiere de una inhibición de la arcilla de modo que no alcance el contenido de agua requerido para llegar al límite plástico, comportándose de manera quebradiza y no pegajosa. Lo anterior resultara en el diseño de la tercera formulación.

En la **Gráfica 8** se presentarán los perfiles de acreción de las formulaciones de la **Tabla 12**, donde se evaluarán el inhibidor de arcilla de la formulación base con propiedades físico químicas (**Cuadro 12**), encontradas en el capítulo 3 y el inhibidor de arcilla 2 con propiedades físico químicas (**Cuadro 19**). Para evaluar cuál de estos impide una hidratación de la arcilla provocada por el fluido de perforación base agua.

**Tabla 12.** Formulaciones inhibidoras de Arcilla.

<b>ADITIVOS</b>	<b>F10</b>	<b>F17</b>	<b>F18</b>	<b>F19</b>	<b>F20</b>	<b>F21</b>
<b>CONCENTRACIONES</b>						
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonado (ppb)	6	6	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.4	1			
Lubricante base (% v/v)	1	1	1	1	1	1
Encapsulante Polimérico 1 (% v/v)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Surfactante 3 (% v/v)	3	3	3	3	3	3
Inhibidor 2 (gal/bbl)				0.4	0.7	1

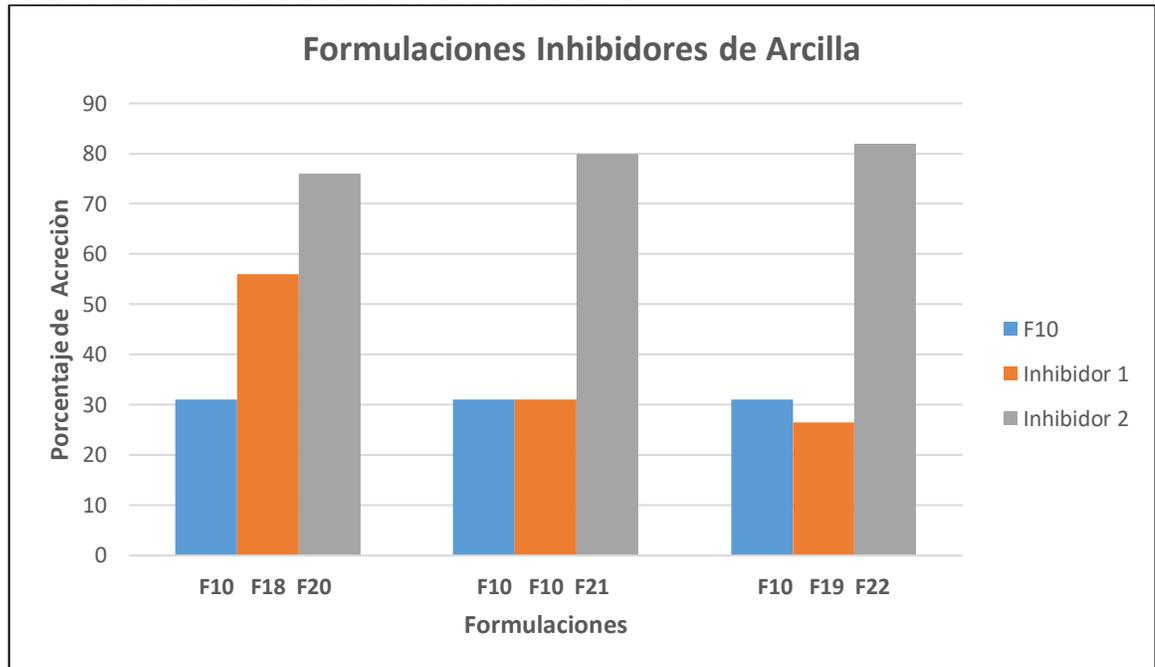
**Fuente:** Elaboración propia.

**Cuadro 19.** Propiedades Físico Químicas Inhibidor de Arcilla 2.

Apariencia	Líquido incoloro a amarillo
Concentración	0.5 -2 Gal / Bbl
Gravedad Especifica	1.15
pH a usar	10.5 o menos

**Fuente:** QMAX. Hoja de datos del producto

**Gráfica 8.** Formulaciones Inhibidores de Arcillas.



**Fuente:** Elaboración propia.

La **Gráfica 8** muestra que el inhibidor de arcilla 1, no permite la hidratación de la arcilla con mayor eficiencia en comparación al inhibidor 2 no cumpliendo esa función dado que este presenta en las concentraciones evaluadas un aumento en la tendencia de acreción, esto se puede causar por la utilización del polímero encapsulante puesto que este agota la amina contenida en el inhibidor 2. Por este motivo se tiene en cuenta la formulación F18 (**Tabla 12**) Formulaciones inhibidores de arcilla) como el tercer fluido de perforación diseñado.

En la **Tabla 13** se presentan los tres diseños de formulaciones en base a los resultados de la prueba de acreción de cada una de estas.

**Tabla 13.** Formulaciones Diseñadas.

ADITIVOS	F BASE	F1	F2	F3
CONCENTRACIONES				
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5	3.5	3.5
Asfalto sulfonatado (ppb)	6	6	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5	5	5
Grafito (ppb)	6	6	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20	20	20
Barita (ppb)	183	183	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	0.7	0.7	1
Lubricante base (% v/v)	1	1	1	1
Encapsulante Polimérico 1 (% v/v)		0.3	0.3	0.3
Surfactante 3 (% v/v)			3	3

Fuente: Elaboración propia, 2018.

#### 5.4 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Con la finalidad de seleccionar el fluido de perforación óptimo para el cumplimiento del objetivo principal propuesto en el presente trabajo de grado se evaluaron las propiedades básicas por medio de las pruebas descritas en el capítulo 4, después de ser seleccionados por sus resultados en la prueba de acreción, puesto que los nuevos diseños de fluido de perforación pueden ocasionar cambios en este tipo de propiedades.

La selección del nuevo fluido de perforación se realiza teniendo como base los resultados de las pruebas básicas realizadas al fluido de perforación actual, porque este cumple con las propiedades químicas y físicas básicas requeridas para la perforación de la sección intermedia de los pozos situados en el Campo Chichimene. Los resultados están consignados en las **Tablas 14** y **15** pruebas básicas antes y después de rolado respectivamente.

**Tabla 14.** Pruebas Básicas Fluido Actual Antes de Rolado.

<b>PRUEBA</b>	<b>RESULTADO</b>
Densidad (ppg)	12.3
Filtrado API (ml)	3.2
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/% Sólidos)	78 / 22
pH	10.5
<b>REOLOGIA</b>	
θ600	129
θ300	81
θ200	61
θ100	45
θ6	8
θ3	6
Viscosidad Plástica (cP)	48
Punto cedente (lb/100 ft <sup>2</sup> )	33
Esfuerzo de gel 10 seg	7
Esfuerzo de gel 10 min	8
Esfuerzo de gel 30 min	9
DUREZA (ppm)	160
CLORUROS (mg/l)	1430
<b>ALCALINIDAD</b>	
Pf (ml)	0.3
Mf (ml)	2.8
Pm (ml)	1.7
<b>ACRECIÓN</b>	<b>85 %</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 15.** Pruebas Básicas Fluido Actual Después de Rolado.

<b>PRUEBA</b>	<b>RESULTADO</b>
Densidad (ppg)	12.4
Filtrado API (ml)	3
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/% Sólidos)	78 /22
pH	9.8
<b>REOLOGIA</b>	
θ600	115
θ300	73
θ200	56
θ100	42
θ6	7
θ3	5
Viscosidad Plástica (cP)	42
Punto cedente (lb/100 ft <sup>2</sup> )	31
Esfuerzo de gel 10 seg	6
Esfuerzo de gel 10 min	7
Esfuerzo de gel 30 min	8
DUREZA (ppm)	160
CLORUROS (mg/l)	1450
<b>ALCALINIDAD</b>	
Pf (ml)	0.2
Mf (ml)	1.9
Pm (ml)	1.5
<b>ACRECIÓN</b>	<b>88.2 %</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 5.5 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Partiendo de la información anteriormente suministrada de las pruebas básicas y teniendo en cuenta los nuevos aditivos agregadas a cada diseño de fluido se evaluarán aquellas propiedades que estos nuevos componentes puedan alterar.

A continuación, en el **Cuadro 20** se explicarán los criterios de evaluación con su respectiva puntuación de las propiedades propensas a ser modificadas, esto se realiza para seleccionar un fluido que cumpla con los parámetros exigidos para la perforación de la sección intermedia de los pozos del Campo Chichimene. La determinación de las puntuaciones óptimas se realizó con base a los resultados encontrados en las **Tablas 14 y 15**.

**Cuadro 20.** Criterios de evaluación.

<b>CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b>				
<b>(1) Deficiente</b>	<b>(2) Malo</b>	<b>(3) Aceptable</b>	<b>(4) Bueno</b>	<b>(5) Excelente</b>
<b>ASPECTOS POR EVALUAR</b>		<b>CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b>		
<b>Viscosidad plástica</b>		<p>Este parámetro se determinará con base en los resultados del lodo base actualmente utilizado por la empresa, aunque son un poco altos para el tipo de lodo se ajustan a los requisitos de la perforación.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>\leq 45</math> se asigna puntuación de 5.</li> <li>- 45 a 50 se asigna puntuación de 4.</li> <li>- 50 a 55 se asigna puntuación de 3.</li> <li>- <math>\geq 55</math> se asigna puntuación de 2.</li> </ul>		
<b>Punto cedente</b>		<p>Este parámetro se determinará con base en los resultados del lodo base actualmente utilizado por la empresa, aunque son un poco altos para el tipo de lodo se ajustan a los requisitos de la perforación.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>\leq 25</math> se asigna puntuación de 5.</li> <li>- 25 a 35 se asigna puntuación de 4.</li> <li>- <math>&gt; 35</math> se asigna puntuación de 3.</li> </ul>		
<b>Gel 10 seg / 10 min</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>&lt; 10</math> se asigna puntuación de 5</li> <li>- 10 a 15 se asigna puntuación de 4</li> <li>- <math>\geq 15</math> se asigna puntuación de 3</li> </ul>		
<b>Acreción</b>		<p>Este parámetro es de gran importancia para la matriz de evaluación puesto que este es el problema objeto del trabajo de grado.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <math>\leq 30\%</math> se asigna puntuación de 5</li> <li>- 50% a 30% se asigna puntuación de 3</li> <li>- <math>\geq 50\%</math> se asigna puntuación de 2</li> </ul>		

**Fuente:** Elaboración propia, 2018.

En la **Tabla 16** se encuentra el porcentaje de cada uno de los criterios a evaluar. Este porcentaje se define en base al objetivo principal y a la importancia de las propiedades que se pudieron modificar a causa de los nuevos diseños.

**Tabla 16.** Porcentaje de selección.

MATRIZ DE SELECCIÓN				
CRITERIOS DE EVALUACION				
VISCOSIDAD PLÁSTICA	PUNTO CEDENTE	GELES		ACRECIÓN
		10 seg	10 min	
10%	10%	10%	10%	60%

**Fuente:** Elaboración propia.

En el **Cuadro 20** y la **Tabla 16** se escogen los criterios de evaluación que afectan directamente el efecto de limpieza del fluido de perforación puesto que el fenómeno de aglomeración y acreción de arcillas ocasionan problemas como embotamiento de la broca. Con respecto a los porcentajes otorgados se basan en darle solución al problema principal presentado en el Campo Chichimene por lo tanto se le asigna un valor de 60 % a la acreción y a los criterios restantes un porcentaje igual porque tienen el mismo grado de importancia al ser parte de las propiedades reológicas controlando la suspensión de cortes en estado estático y dinámico y la atracción de las partículas sólidas con el fluido

## 5.6 PRUEBAS GENERALES

En este segmento se analizarán los datos obtenidos de la realización de las pruebas básicas de los tres fluidos propuestos y especiales del fluido base y el fluido seleccionado antes y después del proceso de rolado.

**5.6.1 Consideraciones preliminares (Rolado).** Para realizar las pruebas a las diferentes formulaciones es importante tomarlas antes y después de rolar el lodo, es decir, se simulan los efectos de temperatura que sufre el lodo de perforación a medida que circula a través del pozo con el fin de envejecer el fluido y determinar el cambio en las propiedades puesto que estas se deben mantener lo más cercanas posibles.

Se realiza en celdas de envejecimiento durante 16 horas aproximadamente y varía según las condiciones requeridas desde temperatura ambiente hasta temperaturas altas hasta 600 °F.

**Figura 31.** Celda de rolado de 500 mL.



**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2018.

**Figura 32.** Horno rolado.



**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2018.

Es importante tener en cuenta que para manipular el horno de rolado se deben usar guantes, gafas y ropa de protección resistente al calor. Al terminar la prueba no entrar en contacto directo y dejar enfriar la celda a temperatura ambiente para realizar las pruebas.

**5.6.2 Resultados pruebas generales.** En las **Tablas 17 y 18** se registran los datos de las pruebas básicas realizadas a los tres fluidos propuestos antes y después de rolado respectivamente.

**Tabla 17.** Resultados Pruebas Básicas y Acreción Fluidos Antes de Rolar.

PRUEBA	RESULTADO		
	F1	F2	F3
Densidad (ppg)	12.3	12.3	12.3
Filtrado API (ml)	3	3	2.4
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/% Sólidos)	78/ 22	78 / 22	78/ 22
pH	10.4	10.4	10.4
<b>REOLOGIA</b>			
θ600	111	156	145
θ300	67	98	91
θ200	52	75	70
θ100	33	49	45
θ6	7	11	11
θ3	6	11	8
Viscosidad Plástica (cP)	44	58	54
Punto cedente (lb/100 ft <sup>2</sup> )	23	40	37
Esfuerzo de gel 10 seg	7	11	9
Esfuerzo de gel 10 min	8	12	10
Esfuerzo de gel 30 min	9	13	11
DUREZA (ppm)	160	160	160
CLORUROS (mg/l)	1400	1400	1400
<b>ALCALINIDAD</b>			
Pf (ml)	0.4	0.3	0.2
Mf (ml)	3.2	2.8	2.2
Pm (ml)	2	1	0.7
<b>ACRECIÓN (%)</b>	<b>55.4</b>	<b>31</b>	<b>26.5</b>

Fuente: Elaboración propia.

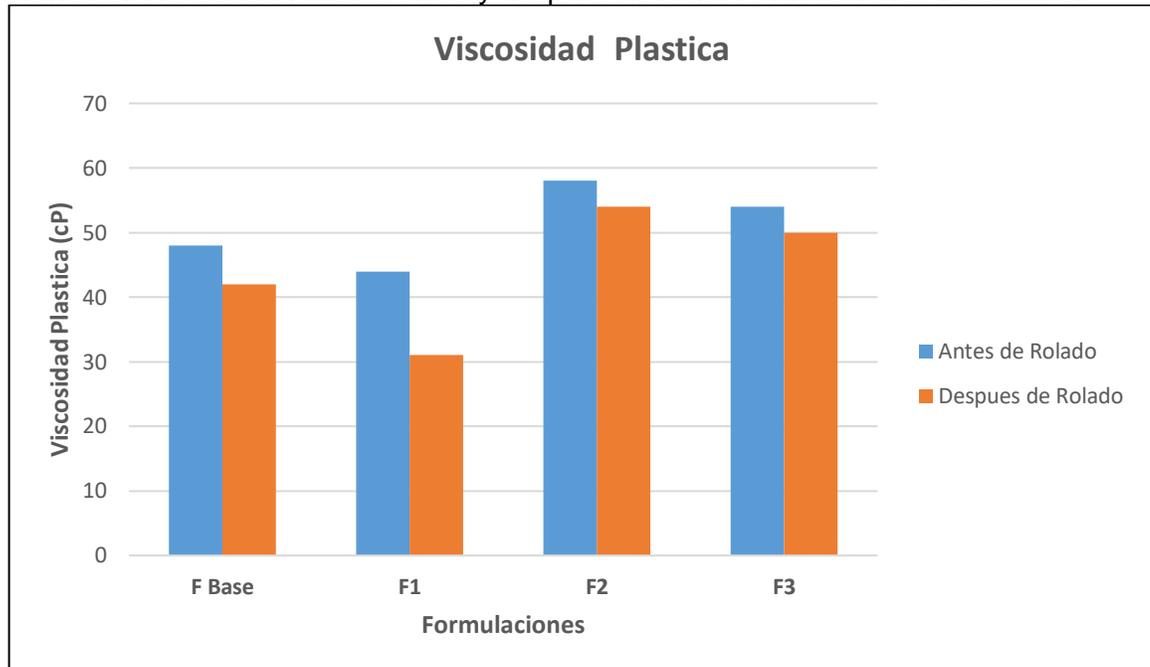
**Tabla 18.** Resultados Pruebas Básicas y Acreción Fluidos Después de Rolar.

PRUEBA	RESULTADO		
	F1	F2	F3
Densidad (ppg)	12.4	12.4	12.4
Filtrado API (ml)	2.8	2.6	2.2
Contenido de sólidos y líquidos (%Líquido/% Sólidos)	78/ 22	78/ 22	78 / 22
pH	9.8	9.8	9.8
<b>REOLOGIA</b>			
θ600	85	143	135
θ300	54	89	85
θ200	40	69	65
θ100	26	44	42
θ6	6	11	10
θ3	4	8	9
Viscosidad Plástica (cP)	31	54	50
Punto cedente (lb/100 ft <sup>2</sup> )	23	35	35
Esfuerzo de gel 10 seg	6	9	10
Esfuerzo de gel 10 min	7	10	11
Esfuerzo de gel 30 min	8	11	12
DUREZA (ppm)	160	160	160
CLORUROS (mg/l)	1430	1450	1470
<b>ALCALINIDAD</b>			
Pf (ml)	0.3	0.4	0.3
Mf (ml)	2.3	1.9	1.4
Pm (ml)	1.8	0.8	0.7
<b>ACRECIÓN (%)</b>	<b>58.3</b>	<b>33.2</b>	<b>29.6</b>

Fuente: Elaboración propia.

En las siguientes graficas se analizarán aquellas propiedades que mostraron una diferencia significativa con respecto al fluido actualmente utilizado.

**Gráfica 9.** Viscosidad Plástica antes y después de Rolar Formulaciones Diseñadas.

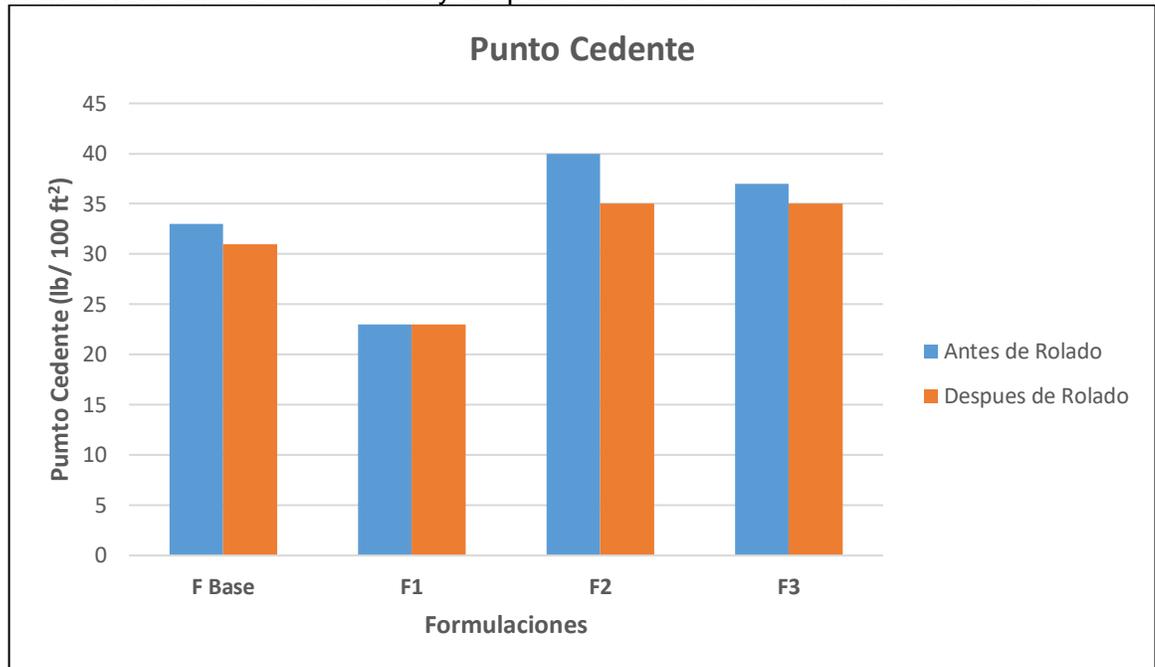


**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 9** se observan los resultados de la viscosidad plástica donde los valores de esta propiedad se encuentran en un rango de 44 cp a 58 cp antes de rolado y de 31 cp a 54 cp después de rolado. Los valores anteriores de viscosidad plástica se encuentran por encima de los habituales para estos tipos de fluidos, lo anterior se debe al porcentaje de sólidos presentes y a la utilización de materiales pesantes de alta gravedad específica. La disminución de la viscosidad plástica en la F1 se presenta por la incorporación del polímero encapsulante esta cuenta con un efecto adelgazante impidiendo una dispersión de las partículas sólidas presentes en el fluido como consecuencia reduce la fricción mecánica entre sólidos. En el caso de las formulaciones F2 y F3 la viscosidad tiende a aumentar por la formación de espuma generada a causa de la adición del surfactante.

En la **Gráfica 10** se aprecia el punto cedente de las tres formulaciones diseñadas antes y después de rolar el lodo.

**Gráfica 10.** Punto Cedente antes y después de Rolar Formulaciones Diseñadas.

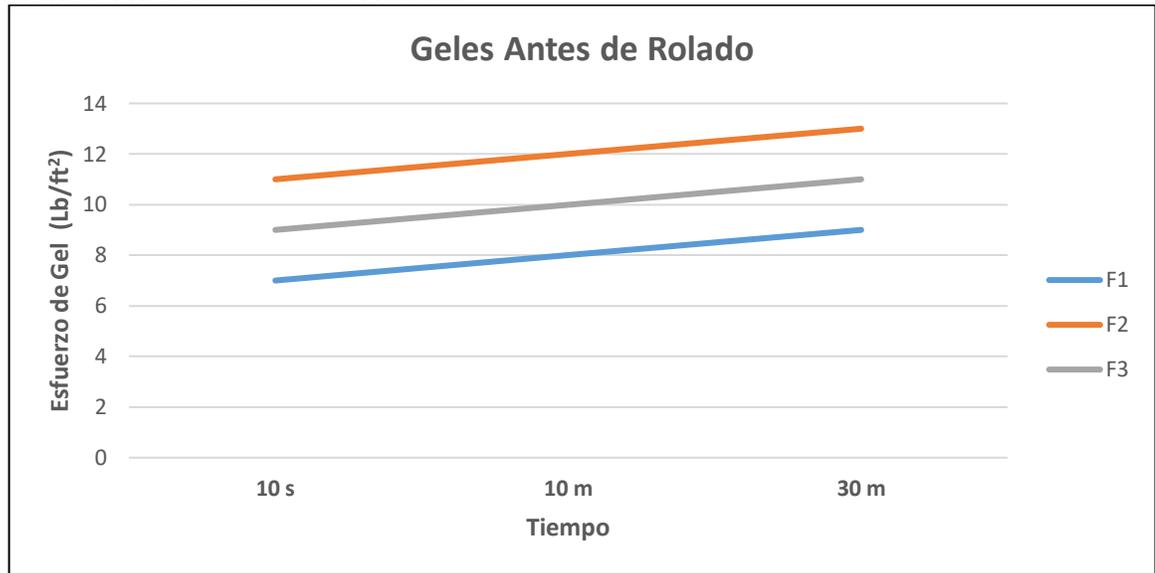


**Fuente:** Elaboración propia.

El punto cedente evalúa la suspensión de los cortes en estado dinámico al apreciar la **Gráfica 10** las formulaciones base y diseñadas se encuentran dentro de un rango aceptable de punto cedente teniendo en cuenta la concentración y los sólidos presentes, es decir, cumple con la función de suspender los cortes.

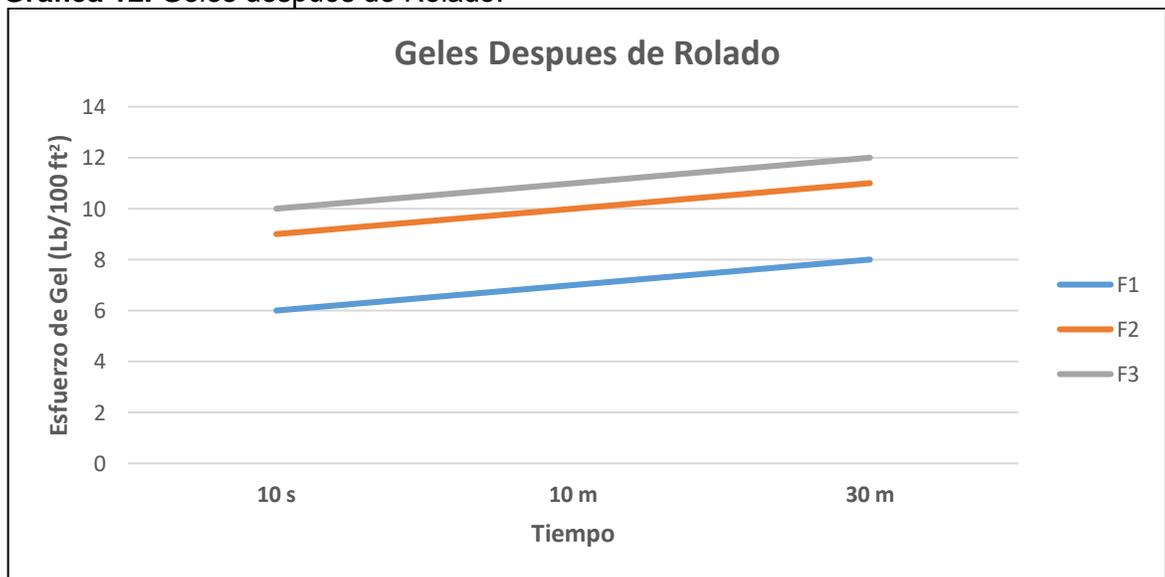
En las **Gráficas 11** y **12** se observa el comportamiento de la resistencia o fuerza de gel para las lecturas de 10 segundos, 10 y 30 minutos antes y después de rolado respectivamente. El comportamiento de las gráficas corresponde al tipo de geles planos permitiendo una suspensión de los cortes en estado estático e impidiendo una sobrecarga a las bombas en el momento de reanudar la circulación del fluido.

**Gráfica 11. Geles antes de Rolado.**



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 12. Geles después de Rolado.**



Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 19.** Pruebas químicas antes de rolado.

Pruebas Químicas	F Base	F1	F2	F3
Dureza	160	160	160	160
Cloruros	1430	1400	1400	1400
ALCALINIDAD				
Pf (ml)	0.3	0.4	0.3	0.2
Mf (ml)	2.8	3.2	2.8	2.2
Pm (ml)	1.7	2	1	0.7

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 20.** Pruebas químicas después de rolado.

Pruebas Químicas	F Base	F1	F2	F3
Dureza	160	160	160	160
Cloruros	1450	1430	1450	1470
ALCALINIDAD				
Pf (ml)	0.2	0.3	0.4	0.3
Mf (ml)	1.9	2.3	1.9	1.4
Pm (ml)	1.5	1.8	0.8	0.7

**Fuente:** Elaboración propia.

En las **Tablas 19 y 20** el pf se encuentra entre un valor de 0.2 a 0.5 y entre 1.9 a 3.2 para Mf indicando un valor estable de iones solubles e insolubles esto se atribuye a que tanto la formulación base como las otras se encuentran alcalinizadas con cal, es importante vigilar los valores de alcalinidad en un fluido de perforación base agua dado que una alta concentración de estas causara diferentes efectos adversos al momento de realizar la perforación.

**Figura 33.** Valores típicos.

pH	9,5 - 11,5
$P_m$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	2,0 - 5,0
$P_f$ (cm <sup>3</sup> 0.02N H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	0,5 - 1,5
Calcio (mg/l)	40 - 240
Cloruros (mg/l)	0 - 20.000

**Fuente:** INSTITUTO AMERICANO DE PETRÓLEO.  
Manual de fluidos de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. 792 p. p.320

Los valores en general de Pf para las diferentes formulaciones son menores comparados con los datos de la **Figura 33** debido a que el material alcalino insoluble fue retirado en la prueba de filtrado API. De forma general se puede concluir que los valores obtenidos para las diferentes formulaciones no varían en gran proporción

debido a que los aditivos añadidos no aportan iones solubles e insolubles en gran cantidad.

Según el manual de fluidos de perforación API los cloruros contenidos en un fluido base agua se deben mantener en un rango de 0 a 190,000 ppm (**figura 33**) para prevenir problemas relacionados con las arcillas, en las **Tablas 19 y 20** este rango se mantiene constante entre 1400 a 1465 ppm mostrando que el fluido de perforación no presentara problemas adversos al entrar en contacto con las formaciones presentes además de esto la cantidad de cloruros no aumentan al añadir los diferentes aditivos comparado con la formulación base, después de someter cada formulación al proceso de rolado se determina que los cloruros aumentan lo cual se puede deber al envejecimiento al cual fue sometido aumentando la disolución de iones de cloro en el filtrado del lodo.

La dureza es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disuelta en el filtrado del lodo lo cual puede llegar a ser un contaminante en los fluidos de perforación base agua por tal motivo es recomendable mantener sus valores por debajo de 400 ppm para un lodo con cal, como se registra en las **Tablas 19 y 20** el valor de dureza se mantiene constante, en otras palabras, los aditivos agregados al fluido base no aporta sales de ningún tipo.

**Tabla 21.** Porcentaje de acreción Formulaciones Diseñadas.

<b>PORCENTAJE DE ACRECIÓN</b>				
	<b>F Base</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>
<b>Antes de Rolado</b>	85	55.4	31	26.5
<b>Después de rolado</b>	88,2	58.3	33.2	29.6

**Fuente:** Elaboración propia, 2018.

En la **Tabla 21** se registran los porcentajes de acreción antes y después de rolado de los diseñados.

**Figura 34.** Acreción Formulaciones Diseñadas.



Fuente: Elaboración propia, 2018.

La **Figura 34** permite visualizar el fenómeno de acreción de cada uno de los fluidos diseñados. En esta figura se puede observar como la acreción disminuye en cada una de las nuevas formulaciones en comparación con el fluido base siendo la F3 la formulación con mayor reducción.

**5.6.3 Matriz de selección calificación.** Con base en los resultados de las pruebas para las formulaciones 1, 2 y 3 se evalúa cada parámetro y se califica con base en los criterios de evaluación para antes y después de rolar con el fin de seleccionar el fluido óptimo para la perforación de la sección 12 ¼ `` de los pozos ubicados en el Campo Chichimene.

**5.6.4 Calificación Antes y Después de rolado.** En la **Tabla 22** se registran las calificaciones para los tres diseños de fluidos antes y después de rolado teniendo en cuenta los porcentajes de la matriz de selección y los criterios de evaluación.

**Tabla 22.** Calificación antes de rolado.

		VISCOSIDAD PLÁSTICA	PUNTO CEDENTE	GELES		ACRECIÓN	TOTAL
				10 seg	10 min		
<b>ANTES DE ROLADO</b>							
F1	<b>Puntos</b>	5	5	5	5	2	<b>60%</b>
	<b>%</b>	10%	10%	10%	10%	20%	
F2	<b>Puntos</b>	2	3	4	4	4	<b>62.5%</b>
	<b>%</b>	2.5%	5%	7.5%	7.5%	40%	
F3	<b>Puntos</b>	3	3	5	4	5	<b>87.5%</b>
	<b>%</b>	5%	5%	10%	7.5%	60%	
<b>DESPUÉS DE ROLADO</b>							
F1	<b>Puntos</b>	5	5	5	5	2	<b>60%</b>
	<b>%</b>	10%	10%	10%	10%	20%	
F2	<b>Puntos</b>	2	4	5	5	4	<b>70%</b>
	<b>%</b>	2.5%	7.5%	10%	10%	40%	
F3	<b>Puntos</b>	4	4	5	4	5	<b>92.5%</b>
	<b>%</b>	7.5%	7.5%	10%	7.5%	60%	

**Fuente:** Elaboración propia.

Después de calificadas las tres formulaciones teniendo en cuenta los porcentajes de la matriz de selección, da como resultado que la Formulación F3 es la seleccionada como la más apta para la perforación de la sección intermedia, esto ocurre porque es la que proporciona un menor valor en el porcentaje de acreción, proporcionando una mayor estabilidad al pozo reduciendo la posibilidad de presencia de problemas potenciales como pérdidas de circulación, pega de tubería y embotamiento de la broca y sarta. También permite la perforación con una mayor tasa de penetración al reducir el torque y el arrastre.

**5.6.5 Rendimiento de la formulación seleccionada comparado con el fluido base.** En la **Tabla 23** se encuentran las dos formulaciones a comparar mediante las pruebas especializadas de lubricidad y dispersión realizadas a las muestras del pozo D y la prueba de acreción realizara a las muestras de los cuatro pozos evaluados.

Las pruebas especiales se realizan con la finalidad de comparar el desempeño del actual fluido de perforación con el seleccionado.

**Tabla 23.** Formulación base y Formulación Seleccionada.

<b>ADITIVOS</b>	<b>F BASE</b>	<b>F SELECCIONADA</b>
<b>CONCENTRACIONES</b>		
Goma Xántica (ppb)	0.7	0.7
PAC-L (ppb)	3	3
Poliacrilato de Sodio (ppb)	1.2	1.2
Cal (ppb)	0.3	0.3
Lignito (ppb)	3.5	3.5
Asfalto sulfonatado (ppb)	6	6
Gilsonita (ppb)	5	5
Grafito (ppb)	6	6
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	25	25
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	20	20
Barita (ppb)	183	183
Inhibidor 1 (gal/bbl)	0.7	1
Lubricante base (% v/v)	1	1
Encapsulante Polimérico 1 (% v/v)		0.3
Surfactante 3 (% v/v)		3

**Fuente:** Elaboración propia.

**5.6.5.1 Lubricidad.** Para la prueba de lubricidad se debe encontrar el factor de corrección el cual se haya con la **Ecuación 13** y con la **Ecuación 14** se encuentra el coeficiente de fricción para cada caso como se observa en la **Tabla 24**.

**Ecuación 13.** Factor de Corrección.

$$\text{Factor de corrección} = \frac{34}{34.5} = 0.98550725$$

**Fuente:** Elaboración propia.

**Ecuación 14.** Coeficiente de fricción.

$$\text{Coeficiente de fricción} = \frac{15.2 * 0.98550725}{100} = 0.149$$

**Fuente:** Elaboración propia.

Los siguientes coeficientes son reconocidos como aceptables:

- Lodo base agua, coeficiente < 0.2-
- Lodo base aceite, coeficiente < 0.1.
- Lodo base éster, coeficiente < 0.1.

**Tabla 24.** Resultados coeficiente de lubricidad.

FORMULACIÓN	VALOR TORQUE	COEFICIENTE
Formulación base	15.2	0.149
Formulación base rolado	16.2	0.159
Formulación nueva	12	0.118
Formulación nueva rolada	15	0.147

Fuente: Elaboración propia.

Los fluidos anteriores presentan un rango aceptable de lubricidad para lodos base agua, el fluido seleccionado presenta el coeficiente de lubricidad más bajo, causado por la adición del surfactante 3 porque este tipo de aditivo tiene la habilidad de aportar lubricidad al sistema, es decir reduce la fricción entre la tubería y las paredes del hueco aumentando la vida útil de la broca y la sarta de perforación.

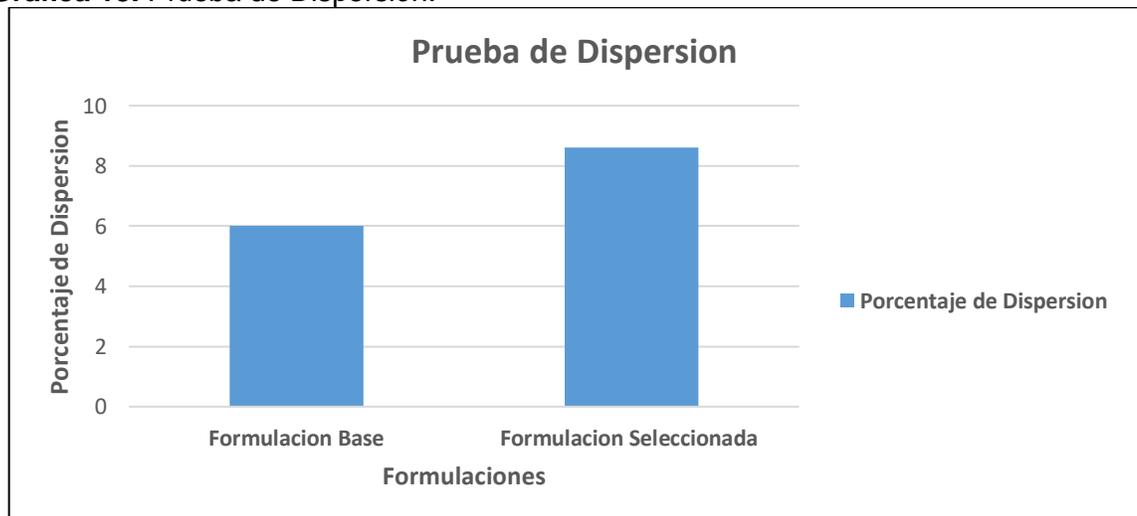
**5.6.5.2 Dispersión.** Es la **Tabla 25** se registra el porcentaje de dispersión del fluido base y el seleccionado.

**Tabla 25.** Resultados dispersión.

FORMULACIÓN	Muestra Adicionada	Muestra no dispersa	DISPERSIÓN (%)
Formulación base	15 g	14.1 g	6
Formulación seleccionada	15 g	13.7 g	8.6

Fuente: Elaboración propia.

**Gráfica 13.** Prueba de Dispersión.



Fuente: Elaboración propia.

En la **Gráfica 13** se observa que el porcentaje de dispersión por parte de los fluidos evaluados es menor al 10%, es decir los fluidos mantienen el tamaño de los cortes de perforación evitando un cambio en las propiedades reológicas.

**5.6.5.3 Acreción.** En la **Tabla 26** se encuentran los datos de acreción antes y después de rolado de la formulación base y seleccionada realizada a los cuatro pozos seleccionados. En el caso de las formulaciones después de rolado se ve un leve aumento en el porcentaje de acreción debido a la degradación térmica por parte de los aditivos anti-acreación como el lubricante, surfactante y el polímero encapsulante.

**Tabla 26.** Resultados acreción.

<b>ANTES DE ROLADO</b>		
<b>Porcentaje de Acreción</b>		
<b>POZO</b>	<b>Formulación Base</b>	<b>Formulación Seleccionada</b>
A	63.6	11.5
B	77.16	15
C	76.86	17.2
D	85	26.5
<b>DESPUES DE ROLADO</b>		
A	67.2	14.3
B	80.4	18.4
C	79.6	20.3
D	88.2	29.6

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 35.** Acreción de cada pozo con el Fluido Seleccionado.



Fuente: Elaboración propia.

En las **Figuras 30 y 35** se pueden apreciar el efecto de la acreción de los cortes de perforación. La **Figura 30** es el resultado de la acreción del fluido actualmente utilizado, mientras la **Figura 35** es el resultado para el fluido seleccionado. Los resultados de la **Tabla 26** son arcillas de la Formación Carbonera Unidad C2 de los cuatro pozos utilizados (A, B, C y D), los cuales son causantes de los problemas de aglomeración y acreción de arcilla.

Finalmente se puede evidenciar que la adición correcta de polímero encapsulante y surfactante permiten controlar y reducir la acreción de arcillas y como agregado el polímero encapsulante permite que el tamaño de los cortes se mantenga evitando la dispersión o unión de las partículas de arcilla, por lo tanto, la aglomeración de estas.

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Actualmente en la sección 12<sup>1/4</sup> de los pozos del Campo Chichimene se encuentra la Formación Carbonera C2, predominantemente arcillosa con alto contenido de caolinita, la cual tiene tendencia a migrar hacia la cara del pozo generando problemas de aglomeración y acreción en la zona. Estos problemas podrían indicar un aumento en los costos de operación y mantenimiento del fluido, asociados a los tiempos no productivos disminuyendo la rentabilidad de la empresa. Por todo esto se propone como solución una nueva formulación del fluido de perforación la cual minimiza en un 60% el problema de acreción y aglomeración comparada con el fluido base y la cual mantiene las diferentes propiedades como se expuso anteriormente.

Cabe resaltar que uno de los factores primordiales a la hora de decidir si un proyecto funciona o no es el factor financiero, aunque existen algunos otros factores estratégicos que ciertas empresas tienen en cuenta para llevar a cabo un proyecto encaminado a los intereses de esta, para Qmax Solutions Colombia es importante que las cifras muestren resultados prometedores relacionados con la rentabilidad del proyecto con el fin de ejecutarlo por lo tanto en este capítulo se realizará la evaluación financiera de la formulación de un lodo de perforación base agua para el control y prevención de la aglomeración y acreción de arcillas en la unidad C2 del Campo Chichimene junto con la evaluación de la formulación del lodo de perforación actual para realizar la comparación de costos.

Para ambos casos se planea analizar los costos de inversión y de operación para el diseño de un determinado volumen de fluido de perforación el cual se calculará a continuación; se tomará como periodo de evaluación financiera del proyecto 3 meses correspondientes a la campaña de perforación, es decir, se plantea una campaña con 6 pozos y por cada uno se tomará un tiempo de 15 días de perforación para llegar a la zona de interés mencionada. Se utilizará una tasa de interés de oportunidad acordada del 10% efectivo anual, los costos en dólares (USD) y el indicador financiero Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

La tasa de interés de oportunidad brindada se acordó teniendo en cuenta el concepto de costo de capital promedio ponderado (CCPP) o mejor conocido por sus siglas en ingles WACC (Weighted Average Cost of Capital). Esta es una tasa de descuento la cual se entiende como la tasa mínima de rendimiento requerida por la empresa para sus inversiones puesto que mide el costo promedio de los activos operativos en función de la forma que se financió, ya sea a través de capital propio o recursos de terceros. En conclusión, teniendo en cuenta el WACC, al traer a valor presente los flujos de caja futuro, se puede demostrar si un proyecto es rentable y si este tendrá retornos que compensen las inversiones realizadas.

## 6.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

El análisis de costos asociados a la inversión de la preparación del fluido de perforación ya sea el base o el propuesto se denominarán en el campo financiero como CAPEX (*Capital Expenditure*), lo cual se define como los fondos utilizados o las inversiones realizadas por parte de una compañía tanto en la adquisición como en la mejora de bienes o activos físicos<sup>118</sup>.

A continuación, se expondrán los costos de inversión en los que incurrió la empresa para realizar las dos formulaciones de los fluidos de perforación (propuesto y base), estos costos se traducen en grandes sumas de dinero de inversión por parte de la empresa debido a que esta brindará la calidad del fluido de perforación y permitirá cumplir con lo ofrecido al cliente.

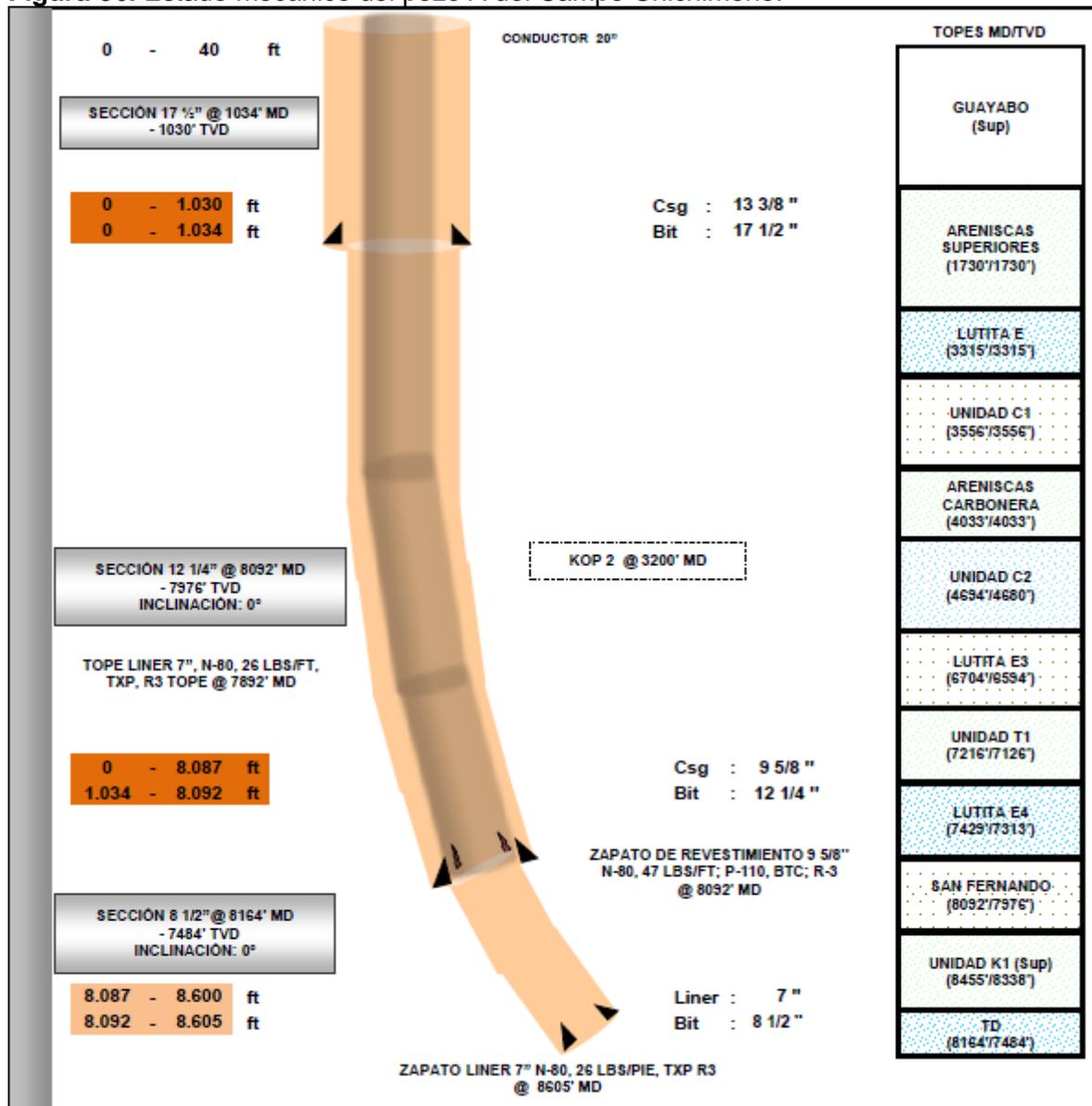
El primer paso por seguir es establecer una profundidad estándar para calcular los barriles de lodo de perforación que se utilizan para llenar la sección 12<sup>1/4</sup>, así pues, se determinó que la profundidad estándar es de 8193 ft.

En la **Figura 36** se presenta el estado mecánico generalizado del pozo para la sección intermedia 12<sup>1/4</sup> del Campo Chichimene.

---

<sup>118</sup>MENDOLA, Luis. Impacto de los CAPEX y OPEX en la gestión de los activos. [En línea]. 2016. [01 de junio de 2018]. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/impacto-de-los-capex-y-opex-en-la-gesti%C3%B3n-activos-amendola>

**Figura 36.** Estado mecánico del pozo A del Campo Chichimene.



Fuente: Qmax Solutions Colombia, 2017.

**Ecuación 15.** Cálculo de volumen sección inicial

$$VA = \frac{D^2 - d^2}{1029.4} * MD$$
$$VA = \frac{13.375^2 - 5^2}{1029.4} * 1034 = 154.58 \text{ bbl}$$

**Fuente:** Baroid. Manual de fluidos.1999. Pág. 286

Dónde:

VA: Volumen anular, bbl.

D: Diámetro mayor, in.

d: Diámetro menor, in.

TVD: Longitud total del espacio anular, ft.

**Ecuación 16.** Cálculo de volumen sección intermedia.

$$VA = \frac{12.25^2 - 5^2}{1029.4} * 8092 = 983.10 \text{ bbl}$$

**Fuente:** Baroid. Manual de fluidos.1999. Pág. 286

**Ecuación 17.** Volumen total.

$$\text{Volumen total pozo} = 154.58 + 983.1 = 1137.68 \text{ bbl}$$

**Fuente:** Baroid. Manual de fluidos.1999. Pág. 286

Se debe tener en cuenta que se dispone de una reserva de fluido en un tanque con un volumen de 600 barriles a tener en cuenta por lo cual el volumen total requerido para la sección intermedia de un pozo del Campo Chichimene es de 1737.68 barriles.

**6.1.1 Costos de inversión para el fluido de perforación base utilizado actualmente.** A continuación, en la **Tabla 27** se presentan los costos asociados a la preparación del fluido de perforación actual con base en cada aditivo utilizando para el diseño del fluido teniendo en cuenta una cantidad de 1794.35 barriles necesarios para la perforación de un pozo.

El proceso que se muestra a continuación para el primer aditivo como muestra de cálculo se repitió con todos de forma que se obtuvo el total del costo de preparación del fluido de perforación tanto actual como para el propuesto

**Ecuación 18.** Precio por libra del primer aditivo.

$$\frac{USD}{lb} \text{Viscosificante} = \frac{1lb * 104.8 USD}{50 lb} = 2.096 \frac{USD}{lb}$$

**Fuente:** Elaboración propia.

**Ecuación 19.** Precio por barril del primer aditivo.

$$\frac{USD}{bbl} \text{Viscosificante} = \frac{0.7 \frac{lb}{bbl} * 2.096 USD}{1 lb} = 1.4672 \frac{USD}{bbl}$$

**Fuente:** Elaboración propia.

**Ecuación 20.** Precio total del primer aditivo.

$$\frac{USD}{bbl} \text{Viscosificante} = \frac{1.4672 USD * 1737.68 bbl}{1 bbl} = 2,549.52 USD$$

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 27.** Costos aditivos fluido actual.

ADITIVO	UNIDAD DE MEDIDA (lb)	CONCENTRACIÓ N (ppb)	COSTO UNITARIO (USD)	USD/lb	USD/ bbl	COSTO TOTAL (USD)
Solido						
<b>Goma Xántica (ppb)</b>	50	0.7	104.8	2.096	1.4672	2,549.52
<b>PAC-L (ppb)</b>	50	3	96.2	1.924	5.772	10,029.89
<b>Poliacrilato de Sodio (ppb)</b>	50	1.2	153.6	3.072	3.6864	6,405.78
<b>Cal (ppb)</b>	50	0.3	18.7	0.374	0.1122	194.97
<b>Lignito (ppb)</b>	50	3.5	50.8	1.016	3.556	6,179.19
<b>Asfalto sulfonatado (ppb)</b>	50	6	116.8	2.336	14.016	24,355.32
<b>Gilsonita (ppb)</b>	50	5	48.8	0.976	4.88	8,479.88
<b>Grafito (ppb)</b>	50	6	83.7	1.674	10.044	17,453.26
<b>Carbonato de Calcio 1 (ppb)</b>	110	25	8.3	0.075	1.886	3,277.26
<b>Carbonato de Calcio 2 (ppb)</b>	110	20	8.3	0.075	1.509	2,622.16
<b>Barita (ppb)</b>	100	183	16.1	0.161	29.463	51,197.27
Liquido						
	<b>UNIDAD DE MEDIDA (ml)</b>	<b>CONCENTRACIÓ N (ml/bbl)</b>	<b>COSTO UNITARIO (USD)</b>	<b>USD/ml</b>	<b>USD/ bbl</b>	<b>COSTO TOTAL (USD)</b>
<b>Inhibidor 1</b>	208197	5.8338	585.8	0.00281	0.01641	28.52
<b>Lubricante base</b>	208197	3.5	827.9	0.00398	0.01392	24.18
					<b>TOTAL</b>	<b>132,797.26</b>

Fuente: Elaboración propia.

**6.1.2 Costos de inversión para el fluido de perforación propuesto.** En la **Tabla 28** se presentan los costos asociados a la preparación del fluido de perforación propuesto con base en cada aditivo utilizando para el diseño del fluido teniendo en cuenta una cantidad de 1794.35 barriles necesarios para la perforación de un pozo.

**Tabla 28.** Costos aditivos fluido propuesto.

ADITIVO	UNIDAD DE MEDIDA (lb)	CONCENTRACIÓ N (ppb)	COSTO UNITARIO (USD)	USD/lb	USD/ bbl	COSTO TOTAL (USD)
<b>Solido</b>						
Goma Xántica (ppb)	50	0.7	104.8	2.096	1.4672	2,549.52
PAC-L (ppb)	50	3	96.2	1.924	5.772	10,029.89
Poliacrilato de Sodio (ppb)	50	1.2	153.6	3.072	3.6864	6,405.78
Cal (ppb)	50	0.3	18.7	0.374	0.1122	195.04
Lignito (ppb)	50	3.5	50.8	1.016	3.556	6,179.19
Asfalto sulfonatado (ppb)	50	6	116.8	2.336	14.016	24,355.32
Gilsonita (ppb)	50	5	48.8	0.976	4.88	8,479.88
Grafito (ppb)	50	6	83.7	1.674	10.044	17,453.26
Carbonato de Calcio 1 (ppb)	110	25	8.3	0.075	1.886	3,277.26
Carbonato de Calcio 2 (ppb)	110	20	8.3	0.075	1.509	2,622.16
Barita (ppb)	100	183	16.1	0.161	29.463	51,197.27
<b>Liquido</b>						
	UNIDAD DE MEDIDA (ml)	CONCENTRACIÓ N (ml/bbl)	COSTO UNITARIO (USD)	USD/ml	USD/ bbl	COSTO TOTAL (USD)
Inhibidor 1	208197	5.8338	585.8	0.00281	0.01641	28.52
Lubricante base	208197	3.5	827.9	0.00398	0.01392	24.19
Encapsulador Polimérico	208197	3.5	600	0.00288	0.01009	17.53
Surfactante 3	208197	10.5	860	0.00413	0.04337	75.36
					<b>TOTAL</b>	<b>132,890.17</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

## 6.2 ANÁLISIS DE OPERACIÓN

Estos costos de operación se denominan OPEX (Operational Expenditure) los cuales se definen como los costos asociados al funcionamiento de un producto, negocio o sistema y mantenimiento de los equipos, incluyendo tanto gastos consumibles y otros gastos necesarios<sup>119</sup> para llevar a cabo la actividad como lo son para nuestro caso factores de operación, tiempos no productivos, tratamiento y disposición de cortes.

Los costos asociados a continuación para el análisis del fluido de perforación base y del fluido de perforación propuesto fueron reportados por la empresa Qmax Solutions Colombia.

**6.2.1 Fluido base utilizado actualmente.** Los costos de operación para el fluido de perforación base utilizado actualmente para la sección intermedia del Campo Chichimene se describen a continuación.

**6.2.1.1 Costos de ingeniería.** Para los costos de ingeniería se designarán aquellos empleados que se encuentren encargados de implementar el fluido de perforación.

**Tabla 29.** Costos de ingeniería fluido de perforación base.

Cargo	Costo por día (USD)	Número de días	Total (USD)
Ingeniero de lodos	800	15	12,000
Ingeniero junior	550	15	8,250
Costos Totales (USD)			20,250

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia.

Es decir que el costo total requerido de ingeniería para la implementación de fluido de perforación para llegar a la sección de 12<sup>1/4</sup> de un pozo del Campo Chichimene es de 20,250 USD.

**6.2.1.2 Costos de tratamiento de cortes de perforación.** Es necesario tener en cuenta la cantidad de cortes de perforación que se obtienen y el costo de tratamiento de estos para la implementación del fluido de perforación por lo cual se determina que para el Campo Chichimene se cuenta con un volumen promedio de 2,220 barriles de cortes producidos con un costo promedio de tratamiento de 7.49 USD/bbl y un costo de 3.09 USD/bbl por el proceso de Dewatering.

---

<sup>119</sup>AMENDOLA, Luis. Impacto de los CAPEX y OPEX en la gestión de los activos. [En línea]. 2016. [01 de junio de 2018]. Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/impacto-de-los-capex-y-opex-en-la-gesti%C3%B3n-activos-amendola>

**Tabla 30.** Costos de tratamiento fluido de perforación base.

Proceso	Cantidad (bbl)	Costo (USD/bbl)	Total (USD)
Tratamiento de cortes	2,220	7.49	16,627.8
Dewatering	2,220	3.09	6,859.8
<b>COSTOS TOTALES (USD)</b>			<b>23,487.6</b>

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia.

El costo de tratamiento de cortes de perforación y del fluido de perforación es de 23,487.6 USD por pozo.

**6.2.1.3 Costos de alquiler taladro.** Se determinó que el costo del alquiler del taladro para el tiempo de la perforación que se demora actualmente con el fluido de perforación base la sección 12<sup>1/4</sup> intermedia del Campo Chichimene se encuentra descrita a continuación.

**Ecuación 21.** Costo de alquileres del taladro para un pozo.

$$\begin{aligned} \text{Costo alquiler taladro fluido actual} &= \# \text{ días} * \text{Alquiler taladro} \left( \frac{\text{USD}}{\text{día}} \right) \\ \text{Costo alquiler taladro fluido actual} &= 15 \text{ dias} * 30,000 \left( \frac{\text{USD}}{\text{día}} \right) = 450,000 \text{ USD} \end{aligned}$$

**Fuente:** Ecopetrol S.A, 2017

Es decir que el costo total del alquiler del taladro de perforación utilizando el fluido base actual propuesto por la empresa es de 450,000 USD.

**6.2.1.4 Costos asociados a tiempos no productivos (TNP).** Es importante tener en cuenta estos costos debido a que tienen relación con los problemas operacionales causados por el sistema de fluido de perforación. Como se ha expuesto anteriormente el fluido base utilizado actualmente propuesto por la empresa Qmax Solutions Colombia presenta un problema de alto porcentaje de acreción y aglomeración debido a la naturaleza de las arcillas presentes en la sección 12<sup>1/4</sup> del Campo Chichimene por lo cual estas invaden el pozo ocasionando problemas de pega mecánica de tubería, pérdidas de circulación y embotamiento de la broca. Todos estos problemas conllevan al aumento en costos debido al aumento registrado en tiempos de viaje de tubería.

Para el Campo Chichimene se reporta un tiempo de viaje de tubería aproximado planeado entre 10 a 12 horas según información suministrada por Qmax Solutions Colombia, pero al presentar problemas de aglomeración y acreción se registra que estos tiempos suben hasta 48 a 60 horas aproximadamente. Por lo cual para este caso se deben sumar los costos del alquiler de taladro y de ingeniería por estas horas adicionales las cuales se tomará como un promedio.

**Ecuación 22.** Costo alquiler taladro por hora para el fluido de perforación base.

$$\text{Costo taladro por hora} = \frac{30000 \frac{\text{USD}}{\text{día}}}{24 \text{ hr}} = 1,250 \frac{\text{USD}}{\text{hr}}$$

**Fuente:** Ecopetrol S.A, 2017.

**Ecuación 23.** Costos asociados al alquiler del taladro producto de TNP para el fluido de perforación base.

$$\text{Costo alquiler taladro TNP} = \text{Tiempos adicionales (hrs)} * \text{Alquiler taladro} \left( \frac{\text{USD}}{\text{hr}} \right)$$

$$\text{Costo alquiler taladro TNP} = 43 \text{ hrs} * 1,250 \frac{\text{USD}}{\text{hr}} = 53,750 \text{ USD}$$

**Fuente:** Ecopetrol S.A, 2017.

**Tabla 31.** Costos asociados a la ingeniería producto de TNP para el fluido de perforación base.

Cargo	Costo por día (USD)	Número de días	Total (USD)
Ingeniero de lodos	800	1.8	1,440
Ingeniero junior	550	1.8	990
Costos Totales (USD)			2,430

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2018.

Es decir que los costos totales por tiempos no productivos de más por alquiler de taladro son de 53,750 USD y de ingeniería son de 2,430 USD dando como total 56,180 USD.

**6.2.2 Fluido de perforación propuesto.** Los costos de operación para la nueva formulación del fluido de perforación propuesta anteriormente para la sección intermedia del Campo Chichimene se describen a continuación detallando cada costo por pozo.

**6.2.2.1 Costos de ingeniería.** Para los costos de ingeniería se designan aquellos empleados que se encuentren encargados de implementar el fluido de perforación.

**Tabla 32.** Costos de ingeniería fluido de perforación propuesto.

Cargo	Costo por día (USD)	Número de días	Total (USD)
Ingeniero de lodos	800	15	12,000
Ingeniero junior	550	15	8,250
Costos Totales (USD)			20250

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2018.

Es decir que el costo total requerido de ingeniería para la implementación del fluido de perforación para la sección de 12<sup>1/4</sup> de un pozo del Campo Chichimene es de 20,250 USD.

**6.2.2.2 Costos de tratamiento de cortes de perforación.** Para el fluido de perforación propuesto anteriormente se debe tener en cuenta de igual forma los cortes de perforación que se obtienen y el costo de tratamiento de estos los cuales se ven disminuidos comparados con los anteriores debido a que la nueva formulación disminuye en 60% los problemas de acreción y aglomeración por lo cual se determina un volumen promedio de 2,220 bbl de cortes producidos con un costo promedio de tratamiento de 5 USD/bbl y un costo de 2 USD/bbl por el proceso de Dewatering, estos costos disminuyen comparados con los costos del fluido base debido a que al reducir los problemas de acreción y aglomeración no se hace necesario cierta cantidad de químicos para el tratamiento puesto que los recorte de perforación que se obtendrán serán más pequeños haciendo más fácil su manejo además no se acumularan demasiados recortes en la broca como se puede observar en las imágenes de los resultados de las pruebas de acreción.

**Tabla 33.** Costos de tratamiento fluido de perforación propuesto.

Proceso	Cantidad (bbl)	Costo (USD/bbl)	Total (USD)
Tratamiento de cortes	2,220	5	11,100
Dewatering	2,220	2	4,440
Costos Totales (USD)			15,540

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2018.

Por lo cual se determina que el costo de tratamiento de cortes de perforación y del fluido de perforación es de 15,540 USD.

**6.2.2.3 Costos de alquiler de taladro.** El costo del alquiler del taladro para este caso será el mismo valor calculado anteriormente debido a que el tiempo de perforación es exactamente el mismo.

**Ecuación 24.** Costo de alquiler del taladro fluido de perforación propuesto.

$$\text{Costo alquiler taladro fluido actual} = \# \text{ días} * \text{Alquiler taladro} \left( \frac{\text{USD}}{\text{día}} \right)$$

$$\text{Costo alquiler taladro fluido actual} = 15 \text{ dias} * 30,000 \left( \frac{\text{USD}}{\text{día}} \right) = 450,000 \text{ USD}$$

**Fuente:** Ecopetrol S.A, 2017.

Así pues, el costo total del alquiler del taladro de perforación es de 450,000 USD.

**6.2.2.4 Costos de tiempos no productivos (TNP).** Al tener en cuenta el fluido de perforación propuesto el cual reduce significativamente en un 60% el porcentaje de acreción y aglomeración se puede determinar que los tiempos no productivos

disminuyen puesto que los problemas de pega mecánica de tubería, pérdidas de circulación y embotamiento de la broca debido a la presencia de las arcillas disminuyen considerablemente como se evidencia en las imágenes de los resultados de las pruebas de acreción.

Se determina que los tiempos de viaje de tubería planeados por Qmax Solutions Colombia son entre 10 a 12 horas como se expuso anteriormente y se estima que los tiempos de más disminuyen en la misma proporción que disminuye el porcentaje de acreción, es decir que para los cálculos planteados a continuación se estima que se reducen a 26 horas.

**Ecuación 25.** Costo alquiler taladro por hora para el fluido de perforación propuesto.

$$\text{Costo taladro por hora} = \frac{30,000 \text{ USD/día}}{24 \text{ hr}} = 1,250 \frac{\text{USD}}{\text{hr}}$$

Fuente: Ecopetrol S.A, 2017.

**Ecuación 26.** Costos asociados al alquiler del taladro producto de TNP para el fluido de perforación propuesto.

$$\text{Costo alquiler taladro TNP} = \text{Tiempos adicionales (hrs)} * \text{Alquiler taladro} \left(\frac{\text{USD}}{\text{hr}}\right)$$

$$\text{Costo alquiler taladro TNP} = 17 \text{ hrs} * 1,250 \frac{\text{USD}}{\text{hr}} = 21,250 \text{ USD}$$

Fuente: Ecopetrol S.A, 2017.

**Tabla 34.** Costos asociados a la ingeniería producto de TNP para el fluido de perforación propuesto.

Cargo	Costo por día (USD)	Número de días	Total (USD)
Ingeniero de lodos	800	0.57	456
Ingeniero junior	550	0.57	313.5
Costos Totales (USD)			769.5

Fuente: Qmax Solutions Colombia, 2018.

Es decir que el costo total que trae como consecuencia los tiempos no productivos debido diferentes problemas operacionales comunes que se pueden presentar es de 17,769.5 USD.

### 6.3 EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD FINANCIERA

Como se mencionó anteriormente la evaluación del proyecto de investigación se enfoca en los costos generados por todo el proceso que conlleva la implementación del fluido de perforación por lo cual a continuación se resumirán los costos para

cada caso para continuar con el estudio mediante el indicador financiero del costo anual uniforme equivalente.

**6.3.1 Resumen de costos.** A continuación, en la **Tabla 35** se presentarán los costos CAPÉX y OPÉX para el fluido base actual para un pozo.

**Tabla 35.** Resumen de costos para el fluido base utilizado actualmente.

<b>COSTOS FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE UTILIZADO ACTUALMENTE</b>	
<b>Costos de preparación (USD)</b>	132,797.26
<b>Costos de ingeniería (USD)</b>	20,250
<b>Costos de tratamiento (USD)</b>	23,487.6
<b>Costos de alquiler de taladro (USD)</b>	450,000
<b>Costos asociados a TNP (USD)</b>	53,750
<b>TOTAL (USD)</b>	680,284.86

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2018.

Seguido a esto, en la **Tabla 36** se encuentra el resumen de los costos CAPEX y OPEX para el fluido de perforación propuesto anteriormente.

**Tabla 36.** Resumen de costos para el fluido propuesto.

<b>COSTOS FLUIDO DE PERFORACIÓN PROPUESTO</b>	
<b>Costos de preparación (USD)</b>	132,890.17
<b>Costos de ingeniería (USD)</b>	20,250
<b>Costos de tratamiento (USD)</b>	15,540
<b>Costos de alquiler de taladro (USD)</b>	450,000
<b>Costos asociados a TNP (USD)</b>	21,250
<b>TOTAL (USD)</b>	639,930.17

**Fuente:** Qmax Solutions Colombia, 2018.

**6.3.2 Evaluación financiera.** El objetivo de la evaluación financiera es comparar la viabilidad financiera del fluido de perforación base utilizado actualmente frente al propuesto expuesto anteriormente con el fin de concluir cuál de los dos métodos presenta menores costos para la empresa, esto mediante el indicador financiero del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

Los costos expuestos en las **Tablas 37 y 38** están detallados en USD por pozo, se plantea una campaña de perforación de 6 pozos para la proyección financiera los cuales se demoran 15 días cada uno por lo cual el horizonte de evaluación para las dos alternativas será de 3 meses, no se presentarán incrementos en los costos que conlleva la implementación y perforación del pozo debido a que el horizonte de tiempo se plantea en menos de un año manteniendo sus costos.

**Tabla 37.** Costos mensuales, expresados en USD del fluido de perforación usado actualmente.

COSTO	MESES DE EVALUACIÓN		
	1	2	3
Diseño del fluido de perforación.	132,797.26	132,797.26	132,797.26
Ingeniería	20,250	20,250	20,250
Tratamiento del fluido de perforación.	23,487.60	23,487.60	23,487.60
Alquiler del taladro	450,000	450,000	450,000
TNP	53,750	53,750	53,750
<b>TOTAL</b>	<b>680,284.86</b>	<b>680,284.86</b>	<b>680,284.86</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 38.** Costos mensuales, expresados en USD del fluido de perforación propuesto.

COSTO	MESES DE EVALUACIÓN		
	1	2	3
Diseño del fluido de perforación.	132,890.17	132,890.17	132,890.17
Ingeniería	20,250	20,250	20,250
Tratamiento del fluido de perforación.	15,540	15,540	15,540
Alquiler del taladro	450,000	450,000	450,000
TNP	21,250	21,250	21,250
<b>TOTAL</b>	<b>639,930.17</b>	<b>639,930.17</b>	<b>639,930.17</b>

**Fuente:** Elaboración propia, 2018.

**6.3.2.1 Definición del indicador financiero.** Como se ha expuesto anteriormente el fin de la evaluación financiera es realizar una comparación de la implementación de dos fluidos de perforación con formulaciones diferentes en una campaña de perforación de 6 pozos durante 3 meses por lo cual se establece que el indicador financiero que más se ajusta al proyecto es el costo anual uniforme equivalente (CAUE) indicando cuál de las dos representa menores costos.

Este indicador depende de dos variables, uno de estos es la tasa de interés de oportunidad (TIO) la cual se define como la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica para realizar el proyecto y la segunda variable se denomina valor presente el cual hace referencia al valor equivalente de todos los flujos de efectivo a algún punto en el tiempo que se determine como base. La tasa de interés

de retorno para el estudio será del 10% efectivo anual la cual fue provista por la empresa.

El Costo Anual Equivalente Uniforme (CAUE) es una anualidad que se determina realizando la conversión de todos los egresos del proyecto en una serie uniforme equivalente de pagos por lo cual permite comparar los costos de la primera opción con los de la segunda en los mismos periodos de tiempo.

**Ecuación 27.** Costo Anual Uniforme Equivalente.

$$CAUE = A = VP * \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1}$$

**Fuente:** LOPEZ DUMRAUF, Guillermo. Cálculo financiero aplicado (Un enfoque profesional). 2 ed. Buenos Aires: La Ley. 2006. 657 p.

Donde,

CAUE: Costo Anual Uniforme Equivalente.

A: Anualidad.

VP: Valor presente de los flujos de caja al final de cada periodo.

i: Tasa de interés de oportunidad (TIO).

n: Número de periodos de la evaluación del proyecto.

**6.3.2.2 Flujo de caja.** Esta es una herramienta grafica que ayuda a la comprensión de diferentes problemas financieros. La representación se realiza mediante una línea horizontal la cual contiene las fechas de evaluación, flechas hacia arriba indicaran los ingresos de cada periodo y hacia abajo los egresos.

Debido a que la tasa de interés de retorno se encuentra en términos de anualidad se debe obtener en valores correspondientes al periodo de evaluación en meses.

**Ecuación 28.** Tasa de interés Efectivo Mensual.

$$TEM = \left( (1 + Tasa Efectiva Anual)^{(1/12)} \right) - 1$$
$$TEM = \left( (1 + 0,1)^{(1/12)} \right) - 1 = 0.007974$$

**Fuente:** LÓPEZ DUMRAUF, Guillermo. Cálculo financiero aplicado (Un enfoque profesional). 2 ed. Buenos Aires: La Ley. 2006. 657 p.

**Ecuación 29.** Valor presente.

$$VP_{(i)} = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t} - I_0$$

**Fuente:** LÓPEZ DUMRAUF, Guillermo. Cálculo financiero aplicado (Un enfoque profesional). 2 ed. Buenos Aires: La Ley. 2006. 657 p.

Donde,

$VP_{(i)}$ : Valor presente en función de la tasa de interés de oportunidad (TIO)

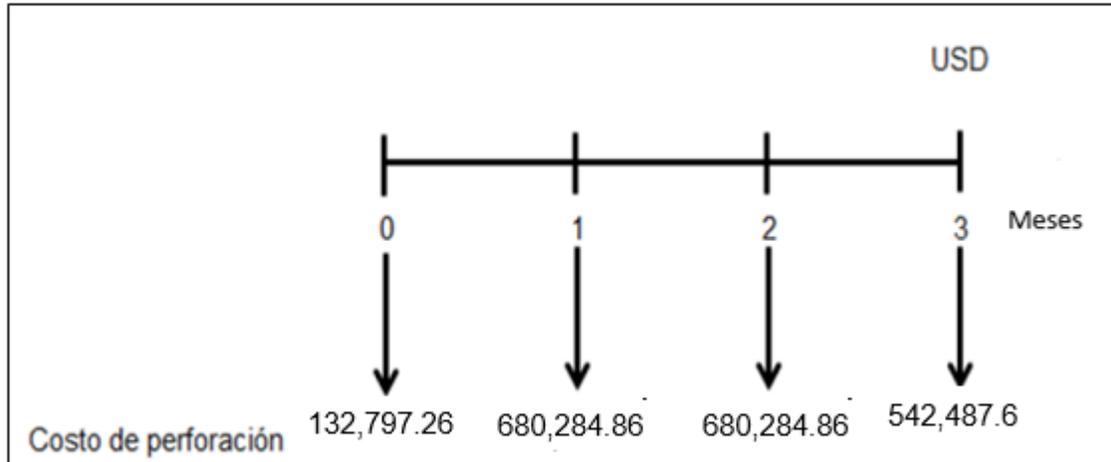
$V_t$ : Flujos de caja en cada periodo t.

$i$ : Tasa de interés de oportunidad (TIO).

$I_0$ : Costo de inversión inicial.

$N$ : Número de periodos considerados para la evaluación del proyecto.

**Figura 37.** Flujo de efectivo fluido de perforación actual.



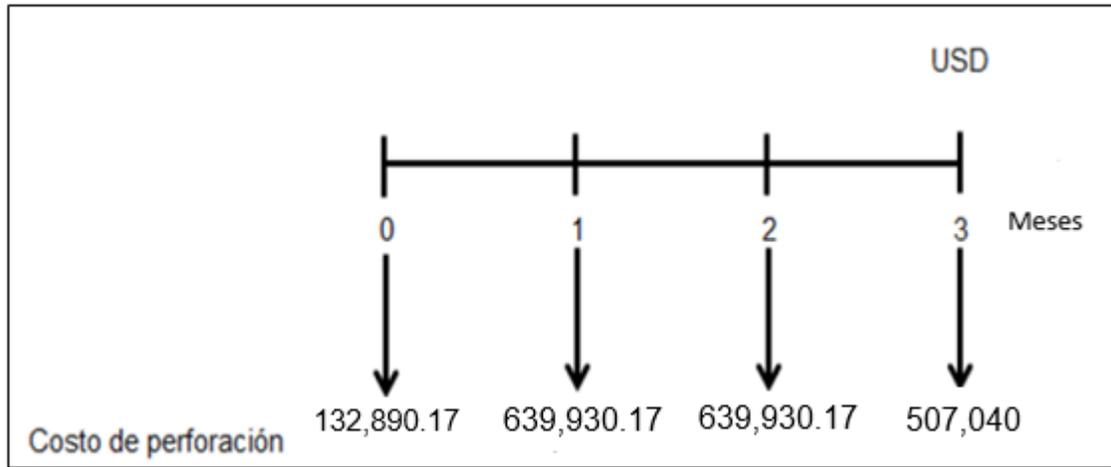
**Fuente:** Elaboración propia.

$$VP_{(0.007974)} = -132,797.26 + \frac{-680,284.86}{(1 + 0.007974)^1} + \frac{-680,284.86}{(1 + 0.007974)^2} + \frac{-542,487.6}{(1 + 0.007974)^3}$$

$$VP_{(0.007974)} = -2,006,978.98$$

$$CAUE = A = -2,006,978.98 * \frac{(1 + 0.007974)^3 * 0.007974}{(1 + 0.007974)^3 - 1} = -679,690.34$$

**Figura 38.** Flujo de efectivo fluido de perforación propuesto.



Fuente: Elaboración propia.

$$VP_{(0.007974)} = -132,890.17 + \frac{-639,930.17}{(1 + 0.007974)^1} + \frac{-639,930.17}{(1 + 0.007974)^2} + \frac{-507,040}{(1 + 0.007974)^3}$$

$$VP_{(0.007974)} = -1,892,704.74$$

$$CAUE = A = -1,892,704.74 * \frac{(1 + 0.007974)^3 * 0.007974}{(1 + 0.007974)^3 - 1} = -640,989.84$$

#### 6.4 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Se realizó la evaluación financiera para una campaña de perforación de 6 pozos con una duración de 15 días para cada uno por lo cual el flujo de caja se planteó para 3 meses. Como se evidencia en el análisis de costos al reducir el problema de aglomeración y acreción disminuyen los tiempos no productivos y el costo de tratamiento del lodo de perforación para el Campo Chichimene por lo cual la inversión disminuye considerablemente en comparación con lo que se debe invertir para el diseño del fluido de perforación propuesto.

Para el fluido de perforación propuesto se invierten 92.91 dólares además de esto comparado con la reducción de costos de TNP y de tratamiento de aproximadamente 40,448 dólares entre el actual y el propuesto, así pues, en conclusión se encuentra un ahorro en el costo por pozo es de 38,700 dólares por lo cual esta, el fluido propuesto, es la mejor opción para la empresa Qmax Solutions Colombia debido a que provee ventajas operacionales que sobrepasan el costo de preparación del lodo de perforación.

## 7. CONCLUSIONES

- En la cuenca de los Llanos Orientales específicamente en el Campo Chichimene se encuentra la Formación Carbonera, la cual cuenta con la unidad C2. Perforando esta unidad se presentaron problemas de aglomeración y acreción de arcillas reactivas compuestas con minerales arcillosos como illita, esmectita y caolinita > 40% y por tal motivo, se hace el presente trabajo de grado.
- El fluido de perforación base agua implementado en el Campo Chichimene, es un fluido que posee características de inhibición y control de filtrado; es notable el enfoque en la sección intermedia de la Formación Carbonera Unidad C2; sin embargo, en esta sección se presentan problemas de aglomeración y acreción de arcillas, por tal razón es necesario la implementación de la formulación seleccionada para mitigar problemas operacionales como pega mecánica de tubería y pérdidas de filtrado.
- Para una correcta formulación del fluido se debe conocer el tipo de minerales de arcilla presente en las formulaciones a perforar de esta forma evitar las interacciones entre el fluido y estas que puedan llegar a generar fuerzas de atracción que permitan el crecimiento y floculación de las arcillas
- El fluido de perforación seleccionado presenta los siguientes resultados en las pruebas básicas de laboratorio antes y después de rolado respectivamente; VP=54 cP, YP= 37 lb/100ft<sup>2</sup> y VP=50 cP, YP= 35 lb/100ft<sup>2</sup> y en las pruebas especiales; coeficiente de lubricidad= 0.118, porcentaje de dispersión=8.6% y acreción= 26.5 %, los valores de las pruebas básicas son ligeramente elevadas con respecto al fluido base, reduciendo los valores de las propiedades reológicas con el uso de un antiespumante, el diseño del fluido puede generar una operación eficiente, debido a que sus valores de acreción y dispersión son bajos, evitando la generación de problemas operacionales durante la perforación de la zona intermedia 12 ¼" del Campo Chichimene.
- Para el diseño de los fluidos de perforación se evaluaron un total de 39 formulaciones de las cuales únicamente se seleccionaron aquellas que cumplieran con una disminución del porcentaje de acreción del 50% al 60% con respecto al valor inicial obtenido del fluido base. Con base a la reducción lograda se evalúan nuevamente los polímeros encapsulantes 1 y 2, donde el polímero encapsulante 1 es escogido por que el porcentaje de acreción se reduce de 85% a 55.4% generando una mayor eficiencia y un menor costo; el siguiente paso se centró en una mezcla de surfactantes y lubricantes para actuar como material anti acreción alcanzando un porcentaje de acreción del 31% y para obtener un porcentaje aún menor se requirió una mayor inhibición del lodo llegando a un 26.5%. Estos valores se presentaron para las muestras del pozo D, para el pozo A llega a un 11.5%, en el pozo B en un 15% y el pozo C un 17.2%. Lo anterior muestra que la concentración correcta de una combinación de aditivos consigue

controlar la presencia de aglomeración y acreción de arcillas en la sección 12 ¼" del Campo Chichimene

- Las pruebas especiales de dispersión, lubricidad y acreción se realizaron tanto al fluido seleccionado como al base con el propósito de comparar el rendimiento en cuanto los aspectos tratados por las pruebas. Dando como resultado un mayor rendimiento por parte del fluido seleccionado puesto que en la prueba de dispersión si se presenta un mayor porcentaje por parte de este fluido, pero no es significativo en comparación con el actualmente utilizado, mientras en las pruebas de lubricidad y acreción los resultados fueron más favorables para la formulación F3 dado que el coeficiente de lubricidad es menor y el porcentaje de acreción se disminuyó en un 70%. Por lo tanto, el fluido permitirá trabajar con tasa de penetración mayor y se disminuirá la posibilidad de que se presente problemas relacionados al embotamiento de la broca aumentando su vida útil.
- El costo de preparación del fluido actual es de \$137,797.26 USD, el cual es menor comparado al costo del fluido propuesto en el trabajo de grado que es \$132,890.17. Sin embargo, al realizar la comparación de los otros costos de operación que se generan en la campaña de perforación se tiene un valor de anualidad de \$ -679,690.34 USD para el fluido actual en contraste con \$-640,989.84 USD por lo cual se evidencia una disminución de \$ 38,700 USD aproximadamente por lo cual la mejor opción para la empresa Qmax Solutions Colombia resulta en invertir en el fluido propuesto debido a que este provee ventajas operacionales que disminuyen los costos debido a la disminución de los tiempos no productivos y de tratamiento del lodo de perforación.

## 8. RECOMENDACIONES

- En el caso de las formulaciones que contengan surfactantes se recomienda adicionar antiespumante con la finalidad de prevenir un aumento en las propiedades reológicas dado que la espuma tiende a dispersar los sólidos presentes aumentando la fricción mecánica entre estos.
- Se recomienda evaluar materiales pesantes de baja gravedad específica o carbonatos de calcio de malla más fina con el fin de reducir las propiedades reológicas como viscosidad plástica y punto cedente para garantizar funciones principales asociadas a la limpieza y transporte de los cortes.
- Para garantizar un mejor resultado del presente estudio se requiere de tener en cuenta factores asociados a la fuerza mecánica ejercida sobre la arcilla, dado que dé presentarse una reducción en esta fuerza se puede llegar a retrasa y disminuir la presencia de la acreción de arcillas.
- Con el fin de obtener valores a condiciones de temperatura hasta de 600<sup>a</sup>F se recomienda realizar la prueba de acreción a condiciones preliminares o de rolado, es decir, envejecimiento de 16 horas.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Llanos Orientales. 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Información geológica y geofísica. [Citado febrero 11, 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>

AGHASSI, Arash, "Investigation of Qualitative Methods for Diagnosis of Poor Bit Performance Using Surface Drilling Parameters", Trabajo para Obtener el Grado de Master of Science in Petroleum Engineering, University Estatal de Lousiana 2003.

AHMED, H; GLASS, J. E. y MCCARTHY, G. J. Adsorption of Water-Soluble Polymers on High Surface Area Clays. En: 56<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME (5-7, octubre. San Antonio, Texas, USA). Society of Petroleum Engineers of AIME, 1981. 15 p.

ALONSO-DEBOLT, M. A. y JARRETT, M. A. New Polymer/Surfactant Systems for Stabilizing Troublesome Gumbo Shale. En: SPE International Petroleum Conference & Exhibition of Mexico (10-13, octubre, Veracruz, Mexico). Society of Petroleum Engineers, Inc, 1994. p. 699-708

ALVAREZ, Octavio, *et al.* New Erosion Resistance PDC Bit Coating Eliminates Balling in Water-Based Drilling Fluids in Saudi Arabia. En: International Petroleum Technology Conference (20-22, enero. Doha, Qatar). International Petroleum Technology Conference, 2014. 12 p.

AMCOL INTERNATIONAL CORP. Composition and method of controlling lost circulation from wellbores. Inventor: WILLIAM ALEXANDER. Int. CL.: C09K 7/00; C09K 7/02. Fecha de solicitud: 14, septiembre, 1987. Estados Unidos. US4836940A. 06, junio, 1989.

ANDREOLA, F., POZZI, P. y ROMAGNOLI, M. Reología de suspensiones de esmaltes cerámicos para monococción: estudio de la influencia de los aditivos utilizados. En: Boletín de la sociedad española de cerámica y vidrio. 1999. vol. 38, no3, p 209-213.

ANH. Open Round Colombia 2010: Llanos Orientales. Bogotá D.C, 2009, 1 archivo de computador.

BAILEY, Louise; Grover, Boyd. Anti-Accretion Additives for Drilling Fluids. [En línea]. European Patent Office. Schlumenger S.A. 2007. [marzo 15 de 2018]. Disponible en: <http://www.freepatentsonline.com/EP1056817.html>. p. 1-6.

BESOAIN, Eduardo. Minerología de arcillas de Suelos. San José, Costa Rica: IICA, 1985. 1216 p. ISBN 92-9039-067-0.

Bland, R., Rolf Pessier y Matt Isbell, "Balling in Water-Based Muds", AADE E.U.A. 2001.

BOUKADI, Fathi, *et al.* A comparative Study of Lost Circulation Materials. En: Energy Sources. Septiembre, 2004. vol. 26, no. 11, p 1043-1051.

CANSON, B. E. Lost Circulation Treatments for Naturally Fractured, Vugular, or Cavernous Formations. En: SPE/IADC Drilling Conference (5-8, marzo, New Orleans, Luisiana, USA). Society of Petroleum Engineers, 1985. p. 155-166.

CARVAJAL SANTIN, Luis Alex y TAPIA, Daniel. Estudio de los problemas de inhibición y dispersión de arcillas para mejorar un lodo de perforación aplicado en muestras de las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y Tena del bloque Tarapoa. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral – ESPO. Facultad de Ingeniería de Ciencias de la Tierra, 2003. 10 p.

CHEATHAM, C.A. y J.J. Nahm, "Bit Balling in Water-Reactive Shale During Full-Scale Drilling Rate Test", AADE E.U.A. 1990.

CHETIA, Malaya y SRIDHARAM, Asuri. A Review on the Influence of Rock Quarry Dust on Geotechnical Properties of Soil. En: Geo-Chicago 2016 (14-18, agosto. Chicago, Illinois, USA). American Society of Civil Engineers, 2016. 190 p.

CLIFFE, S. y YOUNG, S. Agglomeration and Accretion of Drill Cuttings in Water-Based Fluids. En: 2008 AADE Fluids Conference and Exhibition (8-9, abril. Houston, Texas, USA). American Association of Drilling Engineers, 2008. 13 p.

DE STEFANO, G. y YOUNG, S. The prevention and cure of bit balling in water based drilling fluids. En: Offshore Mediterranean Conference and Exhibition (25-27, marzo. Ravenna, Italia. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 2009. 13 p.

GARCÍA TRIÑANES, Pablo. Avances en aglomeración y compactación de partículas. Memoria para optar por al grado de Doctor. Santiago de Compostela: Universidad de Santiago de Compostela. Departamento de ingeniería química, 2010. 335 p.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual del fluido de perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas, USA: API, 2014. 792 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá: ICONTEC, 2008. 36 p.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33 p.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: ICONTEC, 1998. 23 p.

JULIVERT, M. Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1968 [consultado 15 de Febrero de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.cnrseditions.fr/sciences-de-la-terre/2917-05-4-Amerique-latine-Colombie-precambrien-paleozoique-mesozoique-intrusions-dage-mesozoique.html>.

KENDALL, H. A. y NORTON, P. Clay Mineralogy and Solutions to The Clay Problems in Norway. En: Journal of Petroleum Technology. Enero, 1974. vol. 26, no 1, p. 25-32.

METTATH, Sashikumar, *et al.* The Prevention and Cure of Bit Balling in Water-Based Drilling Fluids. En: 2011 AADE Fluids Conference and Exhibition (7-9, abril. Houston, Texas, USA). American Association of Drilling Engineers, 2011. 8 p.

MODY, F. K. y HALE, A. H. Borehole-Stability Model To Couple the Mechanics and Chemistry of Drilling-Fluid/Shale Interactions. En: Journal of petroleum Technology. Noviembre, 1993. vol. 45, no. 11, p 1093-1101.

MOHAMMED, K. Al-Arfaj, *et al.* Chemical and Mechanical Aspects of Wellbore Stability in Shale Formations: A Literature Review. En: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (10-13, noviembre. Abu Dhabi, UAE). Society of Petroleum Engineers, 2014. 11 p.

MONTILVA, Julio, *et al.* Improved Drilling Performance in Lake Maracaibo Using a Low-Salinity High-Performance Water-Based Drilling Fluid. En: 2007 AADE National Technical Conference and Exhibition (10-12, abril. Houston, Texas, USA). American Association of Drilling Engineers, 2007. 12 p.

PATEL Arvind, *et al.* Designing for the Future – A Review of the Design, Development and Testing of a Novel, Inhibitive Water-Based Drilling Fluid. En: AADE 2002 Technical Conference, “Drilling & Completion Fluids and Waste Management” (2-3, abril. Houston, Texas, Usa). American Association of Drilling Engineers, 2002. 11 p.

PEREZ, G. P.; SPE and HELLIBURTON. Development of a Chemical Treatment for the Management of Wellbore Tar Adhesion. En: 2005 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium (1-3, noviembre. Calgary, Alberta, Canadá). SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, 2005. 8 p.

PORTA, J. Colombie: Tertiaire et Quaternaire. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1974 [consultado 15 de Febrero de 2018]. Disponible en Internet: <http://www.cnrseditions.fr/sciences-de-la-terre/2918-05-4-Amerique-latine-Colombie-Tertiaire-quaternaire.html>.

POZO RODRIGUEZ, Manuel y CARRETERO LEÓN, M. ISABEL. Minerología aplicada. Madrid, España: Learning Paraninifo Spain, 2008. 424 p. ISBN 978-84-9732-487-8.

SOFITECH NV, DOWELL SCHLUMBERGER SERVICES, Services Dowell Schlumberger Sa Cie. Anti-accretion additives for drilling fluids. Inventor: BAILEY, LOUISE y GROVER, BOYD. Int. CL.: C09K 8/04(2006.01). Fecha de solicitud: 12, febrero, 1998. Francia. EP1056817. 10, enero, 2010.

USUGA-MANCO, Liliana M.; LÓLEZ-VALDIVIESO, Alejandro y BUSTAMANTE-RÚA, Moisés O. Estudio de la hidrofobicidad de la caolinita de La Unión, Antioquia. En: Tecno Lógicas. Julio-diciembre, 2015. vol. 18, no. 35, p 71-81.

VAN OORT, Eric. How to Test for Compatibility between Fluids and Shales. En: IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition (6-8, marzo. Fort Worth, Texas, USA). IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 2018. 26 p.

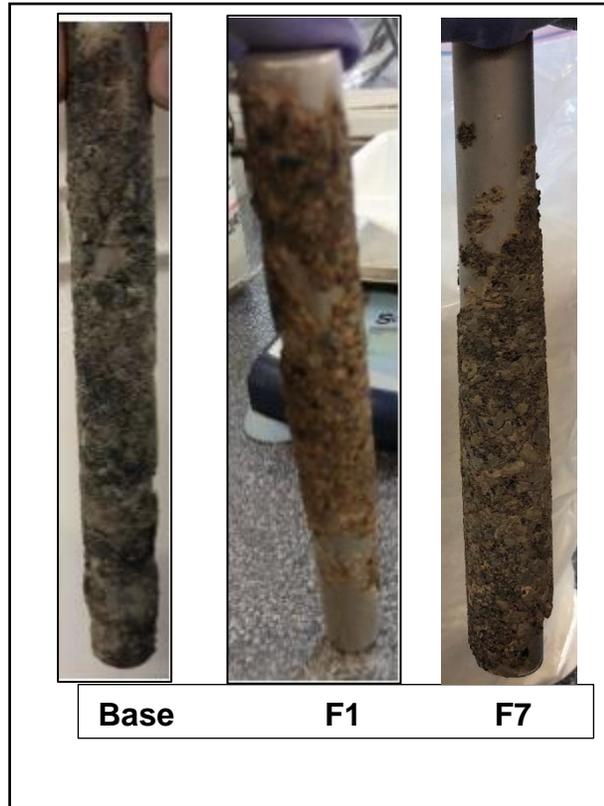
VELÁZQUEZ CRUZ, David, *et al.* Perforación a través de la caracterización de arcillas. En: Cuarto E-Exitep 2005 (20-23, febrero. Veracruz, Mexico). CIPM, 2005. 6 p.

WYO-BEN PRODUCTS INC. Composition for use in sealing a porous subterranean formation, and methods of making and using. Inventor: KENT R. MYERS, RICHARD K. BROWN, STEWART W. KRAUSE, SHOBHA B. PAREKH, ROBERT W. STICHMAN. Int. CL.: C09K 7/02; C09K 7/00; E21B 33/13. Fecha de solicitud: 03, diciembre, 2001. Estados Unidos. US6777377B2. 17, agosto, 2004.

# **ANEXOS**

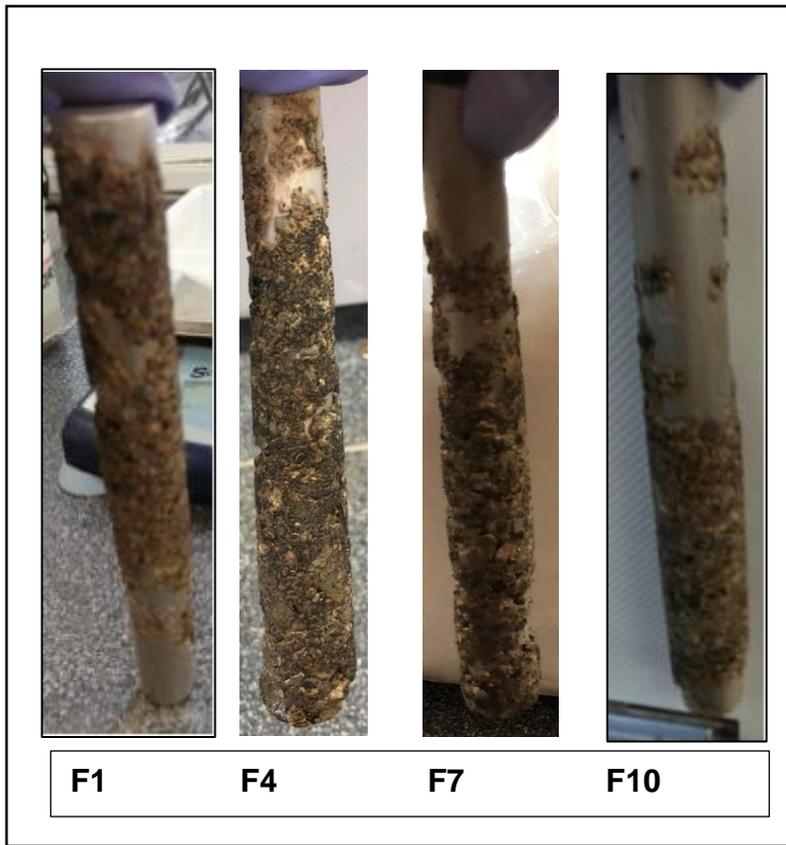
**ANEXO A.  
IMÁGENES DE LAS PRUEBAS DE ACRECIÓN.**

**PRUEBA DE ACRECIÓN MUESTRA DE POZO D**



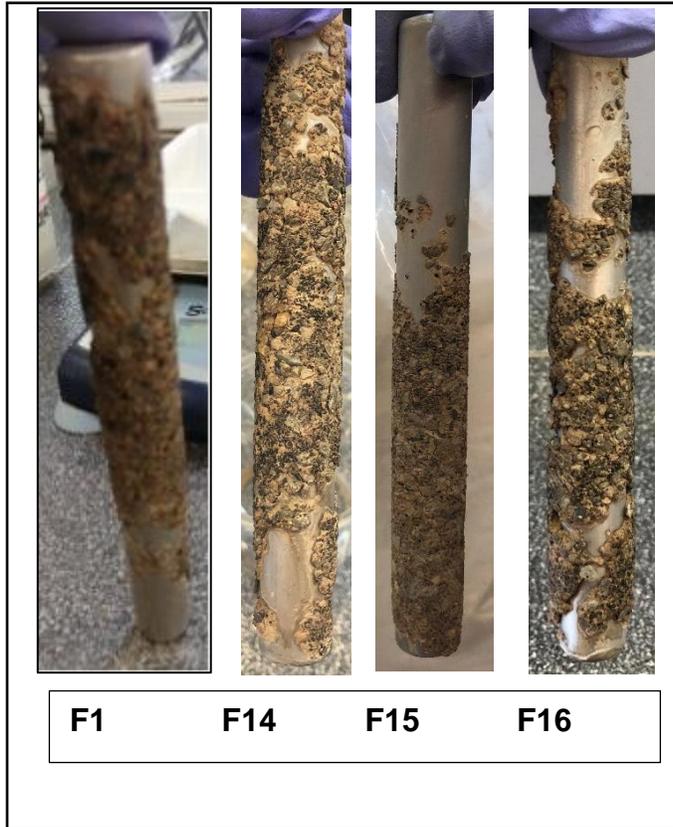
**Imagen 1. Gráfica 14. Formulaciones Polímeros Encapsulantes**

## PRUEBA DE ACRECIÓN MUESTRA DE POZO D



**Imagen 2.** Gráfica 15. Formulaciones surfactantes

## PRUEBA DE ACRECIÓN MUESTRA DE POZO D



**Imagen 3.** Gráfica 7. Lubricante base y 4

## PRUEBA DE ACRECIÓN MUESTRA DE POZO D



**Imagen 4.** Grafica 8. Formulaciones Inhibidores de Arcillas.