

**FORMULACIÓN DE UN MODELO DE INGENIERÍA PARA LA GESTIÓN
INTEGRAL DEL FLUIDO BASE ACEITE EN EL CAMPO CASTILLA COMO
ALTERNATIVA AL FLUIDO BASE AGUA EN LA SECCIÓN DE 12 ¼”.**

**JOFRE ALEXANDER CARDENAS IBAÑEZ
CRISTIAN CAMILO CASTIBLANCO REINOSA**

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

2019

**FORMULACIÓN DE UN MODELO DE INGENIERÍA PARA LA GESTIÓN
INTEGRAL DEL FLUIDO BASE ACEITE EN EL CAMPO CASTILLA COMO
ALTERNATIVA AL FLUIDO BASE AGUA EN LA SECCIÓN DE 12 ¼”.**

**JOFRE ALEXANDER CARDENAS IBAÑEZ
CRISTIAN CAMILO CASTIBLANCO REINOSA**

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

**Director
Benjamín Alexis Garavito Linares
Ingeniero de petróleos**

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

2019

Nota de aceptación

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno

Ing. Angie Tatiana Ortega Ramírez

Bogotá D.C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrector de desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

Mi dedicatoria es, en primer lugar, para Dios que me dio la fuerza, la voluntad, salud e inteligencia, para culminar este ciclo académico.

A mi madre María Virginia Ibáñez Galindo, por ser ese ejemplo de amor y bondad. Sin ella este logro no habría sido algo posible, es mi compañera de vida, mi mejor amiga, mi motor quien me da la fuerza para cada día seguir adelante, y ni todos los años me alcanzarían para retribuirle el sacrificio que ha hecho por mí.

A mi padre Oscar Eliecer Cárdenas, por ser mi consejero y gran amigo; por enseñarme no solo con palabras, sino con hechos, el valor de tener un sueño y luchar hasta hacerlo realidad.

A mi hermano Oscar Armando Cárdenas Ibáñez, por ser mi guía, mi ejemplo a seguir, quien desde pequeños me ha cuidado y acompañado; gracias a él hoy soy quien soy, y me siento orgulloso de poder llamarlo mi hermano.

A mi compañero de Cristian Camilo Castiblanco Reinoso, por acompañarme a lo largo de este último año; por ser ese impulso y punto de apoyo cuando más me hacía falta, mil gracias.

Finalmente, a toda mi familia y amigos que me acompañaron en esta aventura, especialmente a mi abuelita Juana Galindo, quien desde el cielo me ha cuidado y en vida me regaló los momentos más felices llenos de amor y dulzura; hoy me quedo con el recuerdo eterno de su sonrisa y el cálido abrazo como mi tesoro más amado. Te extraño siempre.

JOFRE ALEXANDER CARDENAS IBAÑEZ

DEDICATORIA

Si buscamos la definición de agradecimiento encontramos que es el sentimiento de gratitud que se experimenta normalmente como consecuencia de haber recibido de parte de alguien algo que se esperaba o que se necesitaba, de haber sido ayudado en alguna circunstancia difícil.

Cuando leo esta definición primero que todo, estoy agradecido con Dios por darme la oportunidad de estudiar esta carrera la cual siempre desde que estaba en el colegio la quería estudiar. En segunda instancia quiero agradecer por todo el apoyo que me ha dado mi mamita Martha Lucia Reinoso Torres, ella ha sido una persona que siempre ha estado a mi lado en todo, sé que han sido momentos difíciles pero este logro es gracias a ti que te has esforzado tanto en sacarme a mí y a mis hermanos adelante. Además, quiero agradecer a mis hermanos Yayis, Anis, Wiwi y Mono, también, sé que hemos pasado momentos difíciles en familia, pero gracias a esa fortaleza que nos caracteriza hemos podido superar esos momentos entendiendo la importancia de tener una familia unida.

Por último, quiero agradecer a mi compañero de trabajo Jofre Cárdenas por su comprensión y apoyo a lo largo de este año compartido con él para sacar adelante este proyecto.

CRISTIAN CAMILO CASTIBLANCO REINOSA

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de investigación expresan su agradecimiento a todas las personas que hicieron su aporte para el desarrollo del mismo ya sea en pequeña o gran medida. A la empresa ACIPET en especial al ingeniero Benjamín Alexis Garavito Linares persona la cual confió en los autores del presente trabajo siendo el orientador de dicha investigación proporcionando la oportunidad del desarrollo del mismo y en especial por su dedicación y apoyo.

A la Fundación Universidad de América por el apoyo mediante los profesores orientadores de trabajo de grado (Yatnielah, Adriangela, Sebastián y Adriana) personas las cuales ayudaron al desarrollo del mismo, principalmente a la profesora Yatnielah Isbel Pirela Roperon por su dedicación y compromiso de sacar este proyecto adelante, así mismo al profesor Jorge Andrés Tovar persona que nos brindó un apoyo para poder desarrollar el respectivo modelo de ingeniería.

A las directivas, cuerpo docente y personal administrativo de la Fundación Universidad de América por el apoyo y capacitación recibida durante toda la carrera.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	31
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	31
1.2 LOCALIZACIÓN	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	35
1.3.1 Columna estratigráfica.	35
1.3.2 Formación Une	37
1.3.3 Formación Gachetá	37
1.3.4 Formación Guadalupe.	37
1.3.5 Formación Barco	37
1.3.6 Formación Cuervos.	38
1.3.7 Formación Mirador.	38
1.3.8 Formación Carbonera.	38
1.3.8.1 Unidad C8 (Unidad E4).	39
1.3.8.2 Unidad C7 (Unidad T1	39
1.3.8.3 Unidad C6 (Lutita E3	39
1.3.8.4 Unidad C5.	39
1.3.8.5 Unidad C4	39
1.3.8.6 Unidad C3	40
1.3.8.7 Unidad C2.	40
1.3.8.8 Unidad C1.	40
1.3.9 Formación León	40
1.3.10 Formación Guayabo.	41
1.3.11 Formación Necesidad.	41
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	41
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	42
1.5.1 Roca generadora	42
1.5.2 Roca almacén	42
1.5.3 Roca sello.	43
1.5.4 Migración	43
1.5.5 Trampa.	43
1.6 HISTORIAL DE PRODUCCION DEL CAMPO CASTILLA	43
1.6.1 Mecanismo de producción.	45
1.6.2 Tiempo de producción.	46
1.6.3 Número de pozos.	46
2. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	48
2.1 PROPIEDADES FISICAS DE LOS FLUIDOS	48

2.1.1 Densidad o peso	48
2.1.2 Viscosidad API.	48
2.1.3 Viscosidad plástica.	49
2.1.4 Punto cedente.	49
2.1.5 Esfuerzos de gel.	50
2.1.6 Reología.	50
2.1.7 Filtración.	51
2.1.8 % De arena.	51
2.1.9 % Sólidos y líquidos.	51
2.2 PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	52
2.2.1 pH.	52
2.2.2 Alcalinidad.	52
2.2.3 Dureza	52
2.2.4 Cloruros.	53
2.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	53
2.3.1 Retirar los recortes del pozo	53
2.3.2 Controlar las presiones de la formación.	54
2.3.3 Suspender y descargar los recortes.	54
2.3.4 Obturar las formaciones permeables.	54
2.3.5 Mantener la estabilidad del pozo.	55
2.3.6 Minimizar los daños al yacimiento.	55
2.3.7 Enfriar, lubricar la broca y el conjunto de perforación	55
2.3.8 Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la broca.	55
2.3.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación.	56
2.3.10 Controlar la corrosión.	56
2.3.11 Facilitar la cementación del revestimiento.	56
2.3.12 Minimizar el impacto al medio ambiente	56
2.4 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	57
2.4.1 Fluidos base agua	57
2.4.1.1 Lodos dispersos.	58
2.4.1.2 Lodos no dispersos.	58
2.4.1.3 Lodos no inhibidos.	58
2.4.1.4 Lodos inhibidos.	58
2.4.1.5 Lodos no dispersos no inhibidos.	58
2.4.1.6 Lodos no dispersos inhibidos.	58
2.4.1.7 Lodos dispersos no inhibidos.	58
2.4.1.8 Lodos dispersos inhibidos.	58
2.4.1.9 Lodo polimérico catiónico.	58
2.4.2 Fluidos base aceite.	59
2.4.2.1 Sistemas de filtrado relajado	60
2.4.2.2 Sistema de lodo convencional	60
2.4.2.3 Sistema de emulsión firme	62
2.4.2.4 Sistema con alto contenido de agua	62
2.4.3 Fluidos neumáticos.	62
2.4.3.1 Aire.	62

2.4.3.2 Gas natural.	62
2.4.3.3 Nitrógeno.	62
2.4.3.4 Niebla.	62
2.4.3.5 Fluidos aireados.	63
2.4.3.6 Fluidos espumosos.	63
3. COMPARACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA Y BASE ACEITE CON RESPECTO A LA SECCIÓN 12 ¼” DEL CAMPO CASTILLA BASADO EN LAS OPERACIONES REALIZADAS EN EL CAMPO CUIAGUA	64
3.1. FLUIDO BASE AGUA UTILIZADO ACTUALMENTE EN EL CAMPO CASTILLA	66
3.1.1 Características y Beneficios.	66
3.1.2 Desempeño del fluido de perforación A.	66
3.1.3 Recomendaciones durante la perforación de la sección 12 ¼”	66
3.1.4 Formulación del fluido base agua	67
3.1.5 Propiedades del lodo base agua.	71
3.1.6 Problemas potenciales durante la perforación de la sección de 12 ¼”	71
3.1.7 Lecciones aprendidas en pozos anteriormente perforados	73
3.2 VARIABLES A ANALIZAR PARA EL DISEÑO DE LA MATRIZ DE DECISIÓN	74
3.2.1 Costos.	74
3.2.2 Toxicidad.	74
3.2.3 Reacción con las arcillas.	75
3.2.4 Contaminación del lodo.	75
3.2.5 Filtrado.	77
3.2.6 Limpieza del pozo.	78
3.2.7 Inestabilidad del pozo.	79
3.2.8 Embotamiento del BHA.	79
3.2.8.1 Factores que afectan el embotamiento del BHA	80
3.2.8.2 Qué hacer cuando ocurre un embotamiento del BHA en fluidos de perforación	80
3.2.9 Taponamiento del Flow line.	81
3.3 COMPARACIÓN DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA MATRIZ DE DECISIÓN	82
3.3.1 Toxicidad – Reacción con arcillas.	84
3.3.2 Reacción de las arcillas – Contaminación del lodo	84
3.3.3 Reacción con las arcillas – Filtrado	84
3.3.4 Reacción con arcillas – Limpieza del pozo	84
3.3.5 Reacción con arcillas – Inestabilidad del pozo	84
3.3.6 Reacción con arcillas – Embotamiento del BHA.	84
3.3.7 Reacción con arcillas – Taponamiento del flow line.	85
3.3.8 Contaminación del lodo – Filtrado	85
3.3.9 Contaminación del lodo – Limpieza del hueco.	85
3.3.10 Contaminación del lodo – Embotamiento del BHA.	85
3.3.11 Contaminación del lodo – Taponamiento del Flow line	85

3.3.12 Filtrado – Limpieza del hueco	85
3.3.13 Filtrado – Inestabilidad de la formación.	85
3.3.14 Filtrado – Embotamiento del BHA	85
3.3.15 Limpieza del hueco – Inestabilidad de la formación	86
3.3.16 Limpieza del hueco – Embotamiento del BHA.	86
3.3.17 Limpieza del hueco – Taponamiento del flow line	86
3.4 LODO BASE ACEITE SUGERIDO PARA LA SECCION DE 12 ¼”	88
3.4.1 Tipos de lodo base aceite.	88
3.4.2 Comparación sistemas de lodo base aceite	89
3.5 MATRIZ DE DECISIÓN DE LOS SISTEMAS BASE ACEITE SUGERIDOS	90
3.5.1 Limpieza del hueco.	92
3.5.2 Contaminación del lodo.	92
3.5.6 Inestabilidad de la formación.	94
3.5.7 Taponamiento del Flow line.	94
3.5.8 Embotamiento del BHA.	94
3.6 FLUIDOS BASE ACEITE EMULSIONADOS UTILIZADOS EN LA SECCIÓN 12 ¼” EN POZOS CON GEOLOGÍA SIMILAR AL CAMPO CASTILLA	96
3.6.2 Análisis de pérdidas asociadas a los pozos de estudio.	98
3.6.4 Formulación de fluido de emulsión base aceite sugerido.	102
3.6.4.1 Formulación de fluido para el pozo H-8.	102
3.6.2.2 Formulación de fluido para el pozo H-11.	102
3.6.3.3 Formulación de fluido para el pozo H-15.	103
3.7 FLUIDO BASE AGUA VS FLUIDO BASE ACEITE EMULSIÓN	104
3.7.1 Limpieza de hueco	106
3.7.2 Contaminación del lodo.	106
3.7.3 Hinchamiento de arcillas.	107
3.7.4 Costos	107
3.7.5 Toxicidad.	107
3.7.6 Inestabilidad de la formación.	108
3.7.7 Filtrado.	108
3.7.8 Embotamiento del BHA	109
4. FORMULACIÓN DEL MODELO DE INGENIERIA PARA LA GESTION DEL FLUIDO BASE ACEITE	111
4.1 EQUIPOS PARA CONTROL DE SOLIDOS	111
4.1.1 Zarandas.	112
4.1.1.1 Mallas.	112
4.1.1.2 Capacidad de la malla.	112
4.1.1.3. Movimiento lineal.	114
4.1.1.4. Movimiento elíptico balanceado	114
4.1.1.5 Movimiento elíptico desbalanceado	115
4.1.1.6 Movimiento Circular equilibrado.	116
4.1.2 Desarenadores.	117

4.1.3 Desarcilladores.	118
4.1.4 Mud Cleaner o 3 en 1	120
4.1.5 Centrifugas decantadoras.	120
4.1.5.1 Separación por sedimentación.	120
4.1.5.2 Separación centrifuga	121
4.1.5.3. Desempeño de las centrifugas	121
4.1.6. Tanques de almacenamiento	122
4.1.6.1. Clasificación de los tanques de almacenamiento	122
4.2 RECORTES DE PERFORACIÓN	124
4.2.1 Características de los recortes de perforación o cuttings	125
4.2.2 Etapas para la disposición de los recortes	126
4.2.2.1 Almacenamiento.	126
4.2.2.2 Transporte.	126
4.2.3. Equipos para la recolección de los lodos de perforación	127
4.3 REUTILIZACIÓN	129
4.3.1 Técnicas del tratamiento químico.	129
4.3.1.2 Estabilización de los cortes de perforación con el uso de la Cal viva.	129
4.3.1.3 Oxidación química	130
4.3.1.4 Solidificación/estabilización.	130
4.3.2 Técnicas del tratamiento biológico	131
4.3.2.1 Biorremediación	131
4.3.2.2 Bioventeo.	133
4.3.2.3 Biopilas.	133
4.3.3 Técnicas del tratamiento térmico.	133
4.3.3.1 Incineración.	134
4.3.3.2 Coprocesamiento.	134
4.4 TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE LOS RECORTES	135
4.5 DISPOSICIÓN FINAL	137
4.5.1 Procedimiento de la disposición final de los recortes	137
4.5.1.1 Disposición sobre terreno como material de relleno.	137
4.5.1.2 Depósito en confinamiento controlado	137
4.6. PROCESO GENERAL DEL FLUIDO DE PERFORACION BASE ACEITE	139
4.6.1. Descripción del proceso del sistema de circulación	140
4.6.2 Reacondicionamiento de los fluidos de perforación.	143
4.7 MODELO PARA GESTIÓN DEL FLUIDO BASE ACEITE SUGERIDO	144
4.7.1 Planeación.	146
4.7.2 Ejecución.	147
4.7.3 Reutilización.	149
4.7.4 Problemas asociados a una incorrecta gestión del fluido.	149
4.7.3.1 Control de sólidos	150
4.7.3.2 Fluidos.	151
4.7.3.3 Gestión de residuos.	151
4.8 FORMULACIÓN DEL FLUIDO BASE ACEITE PROPUESTO	151
5. CAPITULO FINANCIERO	153

5.1.1 Costos de preparación base agua.	153
5.1.2 Costos de preparación del base aceite.	156
5.1.3 Comparación costo de preparación de los fluidos de perforación.	159
5.2.1 Costo de tiempos de perforación.	161
5.2.2 Costos de Operación del fluido base agua.	164
5.2.2.1 Costos de ingeniería.	164
5.2.2.2 Costos de Tratamiento de cortes de perforación para un fluido base agua.	165
5.2.2.3 Costos de alquiler del taladro.	165
5.2.3 Costos de operación para el fluido base aceite emulsionado.	165
5.2.3.1 Costos de ingeniería.	166
5.2.3.2 Costos de Tratamiento de cortes de perforación para un fluido base aceite.	166
5.2.3.3 Costos de alquiler del taladro.	167
6. CONCLUSIONES	174
7. RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFÍA	177
ANEXO A	180

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento	47
Tabla 2. Fluidos base agua	64
Tabla 3. Fluidos base aceite	65
Tabla 4. Concentración recomendada de productos del intervalo de (12 ¼").	69
Tabla 5. Formulación del fluido base agua	70
Tabla 6. Propiedades del fluido base agua	71
Tabla 7. Problemas en la sección 12 ¼"	72
Tabla 8. Comparación de las variables que afectan la matriz de decisión	83
Tabla 9. Nivel de importancia de Variables	87
Tabla 10. Sistemas de lodo base aceite	89
Tabla 11. Matriz de decisión de los sistemas base aceite	91
Tabla 12. Comparación de los sistemas base aceite	95
Tabla 13. Registro de pérdidas de lodo.	99
Tabla 14. Promedio y probabilidad de pérdidas.	99
Tabla 15. Formulación del fluido para el pozo H-8.	102
Tabla 16. Formulación del fluido para el pozo H-11	103
Tabla 17. Formulación del fluido para el pozo H-15.	103
Tabla 18. Matriz de decisión del sistema base aceite emulsión vs base agua convencional	105
Tabla 19. Comparación sistema base aceite emulsión y base agua convencional	
Tabla 20. Tipo de equipo de recolección de recortes	128
Tabla 21. Tecnologías	135
Tabla 22. Problemas operativos por área	150
Tabla 23. fluido base aceite.	151
Tabla 24. Fluido base aceite.	152
Tabla 25. Fluido base aceite.	152
Tabla 26. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base agua.	154
Tabla 27. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base agua.	155
Tabla 28. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base aceite.	156
Tabla 29. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base aceite.	157
Tabla 30. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base aceite.	158
Tabla 31. Formulación base y costos de aditivos de fluidos	159
Tabla 32. Tiempo de perforación promedio	161
Tabla 33. Tiempo perforación promedio base aceite	163
Tabla 34. Costos de ingeniería de fluido base agua.	164
Tabla 35. Costos del tratamiento del fluido base agua.	165
Tabla 36. Costos de ingeniería de fluido base aceite.	166
Tabla 37. Costos del tratamiento del fluido base aceite.	167

Tabla 38. Costos base agua	168
Tabla 39. Costos base aceite	168
Tabla 40. Evaluación de costos	170

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Viscosidad Plástica.	49
Ecuación 2. Punto Cedente.	50
Ecuación 3: Volumen	153
Ecuación 4. Igualación de las funciones de preparación de los fluidos	160
Ecuación 5. Costos del alquiler del taladro utilizando fluido base agua.	165
Ecuación 6. Costos del alquiler del taladro utilizando fluido base aceite.	167
Ecuación 7. Tasa de Interés efectiva mensual	172
Ecuación 8. CAUE del fluido base agua	172
Ecuación 9. CAUE del fluido base aceite emulsión	173

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Cuadro equipos sugeridos	124

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa localización Campo Castilla	34
Figura 2. Columna Estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales	36
Figura 3. Producción (BPD) vs tiempo	45
Figura 4. Fluido de perforación	57
Figura 5. Fluido base agua	59
Figura 6. Fluidos base aceite	60
Figura 7. Grafica del tiempo perforado y fluido utilizado	110
Figura 8. Control de solidos	111
Figura 9. Tamaño de las mallas	113
Figura 10. Zaranda de movimiento Lineal	114
Figura 11. Zaranda con movimiento elíptico balanceado	115
Figura 12. Zaranda con movimiento elíptico desbalanceado	116
Figura 13. Zaranda con movimiento circular equilibrado	117
Figura 14. Desarenadores	118
Figura 15. Desarcilladores	119
Figura 16. Separación con centrifugas	121
Figura 17. Proceso de circulación del fluido.	139
Figura 18. Modelo de gestión del fluido base aceite.	145
Figura 19. Precio preparación fluido base agua y base aceite	160
Figura 20. Tiempo perforación promedio base agua	162
Figura 21. Tiempo perforación promedio base aceite	164
Figura 22. Flujo de caja fluido base agua	171
Figura 23. Flujo de caja fluido emulsión base aceite	171

GLOSARIO

AGENTE PUENTEANTE: son los sólidos que se agregan al fluido de perforación para que obturen la garganta poral o las fracturas de una roca expuesta formando un revoque de filtración para prevenir la pérdida total de lodo o un filtrado excesivo. Los materiales de obturación se utilizan comúnmente en los fluidos de perforación y en los tratamientos de pérdida de circulación.

BARITA: un mineral denso compuesto por sulfato de bario. Utilizadas comúnmente como agente densificante para todos los tipos de fluidos de perforación, las baritas se extraen en muchas zonas del mundo y se envían como mineral a plantas de trituración en lugares estratégicos, donde el API especifica su trituración a un tamaño de partícula de 3 a 74 micrones.

BHA: el ensamblaje de fondo es un componente de la sarta de perforación y está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la broca y La tubería de perforación. Esta puede ser simple compuesta y su longitud varía entre 500 pies y 1500 pies según las condiciones de operación (pesca, perforación, reparación o workover, pruebas de formación).

CARBONATO DE CALCIO: se utiliza para aumentar la densidad del lodo a 12 lbm/gal [1,44 kg/m³], aproximadamente, y es preferible a la barita porque es soluble en ácido y puede ser disuelto con ácido clorhídrico para limpiar las zonas de producción. Su uso principal hoy en día es como material de obturación en los fluidos de perforación de yacimiento, terminación y reacondicionamiento.

DEGASIFICADOR: es un dispositivo que remueve el aire o los gases de los líquidos de perforación. Existen dos tipos genéricos que funcionan mediante la expansión del tamaño de las burbujas de gas arrastradas en el lodo (mediante la generación de un vacío en el loco) y el incremento de la superficie disponible para el lodo de modo que las burbujas se escapen (a través de la utilización de varias placas deflectoras en cascada).

DENSIFICANTE: es un material sólido de alta gravedad específica y finalmente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación (Las sales disueltas que aumentan la densidad del fluido, tal como el bromuro de calcio en las salmueras, no son llamadas material densificante).

DEFLOCULANTE: es un diluyente utilizado para reducir la viscosidad o evitar floculación, llamado “dispersante”. La mayoría de los defloculantes son polímeros aniónicos de bajo peso molecular que neutraliza las cargas positivas en los bordes de las arcillas.

DE-WATERING: el proceso de eliminación de agua proveniente de las formaciones atravesadas que se adhiere a un fluido de perforación base agua. La deshidratación

puede involucrar tratamiento químico para la floculación y aglomeración de sólidos seguido de separación mecánica.

EMULSIFICANTE: aditivo químico que crea una emulsión, una dispersión de un líquido inmisible en otro mediante la reducción de la tensión interfacial entre los dos líquidos para lograr estabilidad. Se utilizan dos tipos de emulsión como fluidos, emulsión de aceite en agua (o directa), conocida como "fluido de emulsión", y emulsión de agua en aceite (o inversa), conocida como "fluido de emulsión inversa". La primera se clasifica como fluido a base de agua y la segunda como fluido a base de aceite.

ENCAPSULANTE: hace referencia a una película de polímero sobre los recortes de perforación y las paredes del pozo formando una capa o barrera. El término se aplica principalmente a lutitas por polímeros de acrilamida-acrilato de cadena larga.

FILTRADO: el líquido que pasa a la formación procedente de un fluido de perforación, impulsado por la presión diferencial que genera este, la unidad de medida del filtrado es en mililitros.

HEMATITA: es utilizado como material densificante en los lodos de perforación tiene una estructura cristalina similar a la de la mica y puede triturarse a un tamaño de partícula adecuado para utilizar en fluidos de perforación. Para comprobar el posible desgaste normalmente se realiza un ensayo de abrasión con la hematita, como prueba piloto de control de calidad.

INHIBICION: en los fluidos de perforación, los términos de inhibir, inhibición y sistemas de lodos inhibidores se refieren a detener o lentificar la hidratación, hinchamiento y desintegración de las arcillas y lutitas.

LIGNITO: se encuentra en depósitos superficiales en todo el mundo. El lignito es extraído y puesto en pilas donde se puede oxidar en el aire antes de ser secado, triturado y embolsado para su uso en fluidos de perforación.

LIGNOSULFONATO: un polímero muy aniónico utilizado para desflocular el lodo base arcilla. El lignosulfonato es una mezcla compleja de compuestos poliméricos de tamaño pequeño a moderado con grupos sulfonatos unidos a la molécula.

LUBRICIDAD: pruebas desarrolladas a los fluidos de perforación en que se simulan las condiciones de torque y arrastre generados en un pozo, tiene como referente el coeficiente de fricción a partir del cual se determina cuán óptima pueda llegar a ser dicha propiedad.

LUTITA (SHALE): es una roca sedimentaria detrítica, cuya textura es clástica, el tamaño de grano es menor a 0.0039 mm y está compuesta por minerales de las arcillas, que son el producto de alteración de otros minerales como los feldespatos, o el producto de procesos diagenéticos.

MICRA: una micra es una unidad de medida en el sistema métrico, también conocida como micrón. La micra es extremadamente pequeña, tan pequeña para ser vista a simple vista. Es equivalente a 1 millonésima parte de un metro $1 \mu\text{m} = 0.000\ 001 \text{ m}$.

MOJABILIDAD: la preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro. La fase mojante tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante. Las rocas pueden ser humedecidas con agua, humedecidas con petróleo o con una mojabilidad intermedia.

OVERBALANCE (SOBRE BALANCE): es la cantidad de presión (fuerza por unidad de área) del pozo que excede la presión de los fluidos de la formación. Este exceso de presión es necesario para evitar que los fluidos del yacimiento (petróleo, gas, agua) ingresen en el pozo. No obstante, el overbalance excesivo puede retardar considerablemente el proceso de perforación a través del fortalecimiento efectivo de la roca de la región vecina del pozo y la limitación de la remoción de los recortes perforados por debajo de la broca.

PERMEABILIDAD: es la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en Darcies o Milidarcies. El termino fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía modificarse para describir correctamente el flujo de los fluidos en el medio poroso.

POROSIDAD: el porcentaje de volumen de poroso o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o pueden desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas.

RECORTES: es un conjunto de fracciones de roca presentadas durante la perforación, se generan por la fricción y movimiento de la broca contra los cuerpos rocosos del subsuelo. Son de vital importancia como elemento de control y corroboración litológica de los registros eléctricos obtenidos de pozos aledaños con los cuales supervisar el desempeño de las operaciones.

REOLOGÍA: hace referencia al estudio de la manera en que se deforma y fluye la materia; incluye la elasticidad, plasticidad y viscosidad. En geología, es particularmente importante en los estudios del movimiento de los hielos, el agua, la sal y el magma, y en los estudios de rocas en proceso de deformación.

REVOQUE: conjunto de sólidos adheridos al medio poroso durante el proceso de filtración.

SKIN: el daño de la formación se puede definir como una reducción de la permeabilidad en una zona productora en la vecindad del pozo, donde tal reducción puede ser causada durante la perforación, completación o producción del pozo, mediante la invasión del lodo de perforación hacia la formación, hinchamiento de las arcillas y precipitaciones químicas. El daño se expresa en valores de unidad de daño. Cuando una formación tiene un valor de daño mayor que cero ($S > 0$), por lo que existirá reducción de la permeabilidad; cuando el pozo no tenga daño ($S = 0$), y si ($S < 0$) el pozo está estimulado.

SUABEO: es el proceso de reducir la presión de 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 la superficie. En general, el proceso de Suabeo se considera perjudicial en las operaciones de perforación porque puede producir golpes de presión y problemas de estabilidad de pozo.

TIEMPOS NO PRODUCTIVOS: tiempo no planeado utilizado para reparar problemas en las operaciones, este tiempo genera retrasos en la operación y aumento de gastos por parte de las empresas involucradas.

TIXOTROPÍA: es la característica de un fluido, tal como el lodo de perforación, de formar una estructura gelificada con el tiempo cuando no está sujeto a cizalladura y luego fluidificarse cuando es agitado. La viscosidad del fluido tixotrópico cambia con el tiempo a una velocidad de corte constante hasta alcanzar el equilibrio. La mayoría de los lodos de perforación presentan tixotropía, que es necesario para una perforación rápida y una elevación eficiente de los recortes de perforación y para soportar el material densificante cuando el flujo del lodo se detiene.

TRAMPA DE ARENA: estos equipos se vierten periódicamente para eliminar los sólidos sedimentados o como alternativa puede procesarse el contenido pasándolo por un filtro o una centrifuga.

UNDERBALANCE (BAJO BALANCE): se refiere a la cantidad de presión (fuerza por unidad de área) ejercida sobre una formación expuesta en un pozo, por debajo de la presión interna del fluido de esa formación. Si existe suficiente porosidad y permeabilidad, los fluidos de formación ingresan en el pozo. La velocidad de perforación habitualmente se incrementa a medida que se alcanza una condición de bajo balance.

VISCOSIDAD: describe la resistencia de una sustancia a fluir. Un fluido de perforación con alta viscosidad se dice que está "viscoso o espeso", mientras que si tiene baja viscosidad se caracteriza como "disperso".

WASHOUT: es cualquier rotura de la sarta de perforación ocasionado por la corrosión, por fatiga o por falla mecánica en dicha sarta.

ABREVIATURAS

- API:** Instituto Americano del Petróleo
- bbI:** Barriles
- BES:** Bomba Electro Sumergible
- BHA:** Conjunto de Fondo
- BHT:** Temperatura de Fondo
- BM:** Bombeo Mecánico
- BOP:** Preventoras
- BPD:** Barriles Por Día
- BPXC:** British Petroleum from Colombia
- Ca:** Calcio
- CaO:** Oxido de Calcio
- CO₂:** Dióxido de Carbono
- CO₃:** Ion Carbonato
- COH:** Ion Hidroxilo
- Cp:** Centipoise
- ECD:** Densidad Equivalente De Circulación
- EDTA:** Acido Etilendiaminotetracetico
- EMW:** Peso de Lodo Equivalente
- FeS:** Sulfuro de Hierro
- gpm:** Galones Por Minuto
- H₂S:** Sulfuro de Hidrogeno
- HCO₃:** Ion Bicarbonato
- HGS:** Sólidos de alta gravedad específica

HP-HT: Alta Presión y Alta Temperatura

HSE: Salud Seguridad y Medio Ambiente

IO: Alfaolefinas Lineales Internas

K: Potasio

Lb/bbl: Libras Por Barril

LCM: Material de Control de Pérdidas

LGS: Solidos de baja gravedad específica

LP: Parafinas Lineales

MBT: Prueba de Azul de Metileno

Mf: Alcalinidad de Metil Naranja del Filtrado

Mg: Magnesio

MMBPD: Millones de Barriles Por Día

Na: Sodio

NPT: Tiempo No Productivo

OFF-SHORE: Costa fuera

PAO: Polialfaoleofina

Pf: Alcalinidad a la Fenolftaleina del Filtrado

pH: Potencial de Hidrogeno

Pm: Alcalinidad a la Fenolftaleina del Lodo

ppg: Libras Por Galón

Pv: Viscosidad Plástica

ROP: Velocidad de Perforación

RPM: Revoluciones Por Minuto

Skin: Daño de formación

TD: Profundidad Total

WOB: Peso Sobre la Broca

Yp: Yield Point

RESUMEN

El presente trabajo de grado tiene como objetivo la formulación de un modelo de ingeniería para la gestión integral del fluido base aceite en el Campo Castilla como alternativa al fluido base agua en la sección de 12 ¼", especialmente en la Unidad Operacional E3 y E4, para lo cual se analiza las ventajas y desventajas de cada uno de los fluidos propuestos en comparación con el fluido que se está utilizando actualmente en dicho campo, teniendo en cuenta las propiedades de la formación, se propone la evaluación de un fluido de perforación base aceite de emulsión utilizado con éxito en las operaciones del Campo Cupiagua con la finalidad de sustituir el sistema de fluido base agua y que genere ventajas operacionales y menos costos a largo plazo.

Se inicia con la descripción de las generalidades y geologías del Campo Castilla, además de su historial de producción destacando las formaciones Carbonera, León y Guayabo. Por otra parte, se describieron las características propias de los fluidos de perforación, sus funciones, propiedades, y el tipo de fluido que existe, de esta forma se compara la eficiencia frente a los problemas relevantes en la sección intermedia de 12 ¼" del Campo Castilla.

Con el objetivo de seleccionar el sistema de fluido base aceite se elabora una matriz de decisión en la que se compara las problemáticas del Campo Castilla analizándola una a una organizada de forma jerárquica. Luego, se realiza una nueva matriz de decisión con el fin de conocer cuál es el sistema de fluido base aceite más óptimo y que pueda suplir las necesidades para una adecuada perforación.

En la parte final se realiza una evaluación financiera mediante el indicador financiero del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) considerando la preparación de los fluidos de perforación (Agua y Aceite), la ingeniería planeada, tratamiento de los fluidos y el costo del taladro, con esto se puede tomar la decisión de cuál es el sistema de fluido óptimo y rentable.

Palabras clave

- ✓ Perforación
- ✓ Fluido de perforación base agua.
- ✓ Fluido de perforación base aceite.
- ✓ Sección intermedia (12 ¼").
- ✓ Campo Castilla.
- ✓ Modelo de gestión integral.

INTRODUCCIÓN

En la industria de los hidrocarburos, la perforación desempeña una de las operaciones de mayor relevancia que mediante su planeación y desarrollo es posible confirmar la presencia del petróleo crudo. El área de fluidos de perforación juega un papel importante puesto que permite llevar de manera eficaz y segura las operaciones minimizando los daños, previniendo problemas como las pérdidas de fluido optando por el uso de aditivos especializados para el control del pozo para cumplir todas las demandas y retos que la industria petrolera necesita.

Actualmente, el Campo Castilla es uno de los campos más importantes para la empresa Ecopetrol S.A, ya que representan alrededor del 12 % de la producción del país y el 21 % de la producción de dicha empresa; por tanto, ha sido objeto de estudio durante una década; en especial, la sección intermedia 12 ¼". En ella se encuentra las Unidades Operacionales Lutita E3 y E4; que contienen un alto contenido de arcilla de tipo montmorillonita e illita. Estas unidades comprenden Carbonera, León y Guayabo, sin embargo, se presentan problemas operacionales como puede ser una inadecuada limpieza del pozo y, en consecuencia, se tienen tiempos no productivos que se ven reflejadas en pérdidas a nivel económico.

Adicionalmente, existen problemas relacionados a la contaminación del lodo e inhibición de las arcillas los cuales se atribuye al uso del fluido base agua debido a la interacción que tiene este con las formaciones arcillosas, a pesar de su continuo avance en sistemas inhibidos base agua para contrarrestar los problemas que se presentan con frecuencia en dicho campo, el costo de preparación aumenta y los problemas continúan. Sin embargo, si hubiera un cambio de fluido con mayor inhibición se reducirían problemas operacionales y costos asociados a la implementación del mismo fluido, es decir, como se ha evidenciado en campos cuya geología es similar a la del Campo Castilla como lo es el caso del Campo Cupiagua.

Con el fin de dar soporte, se pretende dar una comparación del comportamiento del fluido que se está utilizando actualmente con un fluido base aceite de forma teórica para realizar un análisis económico y comprobar que el fluido propuesto (Base aceite) a largo plazo saldría más económico, ya que a este fluido se puede reutilizar e implementar sin afectar las propiedades reológicas si se pone en contraste con el fluido con el cual están perforando en el Campo Castilla.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Formular un modelo de ingeniería para la gestión integral del fluido base aceite en el Campo Castilla como alternativa al fluido base agua en la sección 12 ¼”.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Castilla.
2. Comparar el sistema del fluido base agua con respecto al sistema del fluido base aceite.
3. Diseñar una matriz de decisión con los datos provenientes de los pozos del Campo Cupiagua con geología similar en los cuales se utilizó un fluido base aceite.
4. Formular el modelo de ingeniería para la gestión integral del fluido base aceite utilizando los resultados provenientes de la matriz de decisión.
5. Evaluar financieramente mediante el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE) un modelo de gestión integral del fluido base aceite en el Campo Castilla como alternativa de fluido base agua.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En el primer capítulo se presentarán las principales características geológicas del Campo Castilla operado por la Empresa Ecopetrol S.A. Empezando por la descripción de la historia del Campo Castilla y las empresas que lo han operado y su localización, posteriormente se hará una descripción de la geología del Campo y se detallarán las características de las formaciones presentes en su columna estratigráfica y por último se hará una breve descripción de su historial de producción y el mecanismo por el cual este campo produce hidrocarburos.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

De acuerdo con ECOPETROL S.A.¹ los trabajos de exploración en la zona de la Cuenca de los Llanos Orientales comenzaron en el año 1945, fue hasta 1969 que se logró la perforación del pozo Castilla-1 alcanzando una profundidad de 7347 pies; que determinó que era un prospecto probado, durante la delimitación del campo se perforaron los Pozos Castilla 2, 3 y 4 los cuales tuvieron una profundidad de 7860, 7912 y 7789 pies respectivamente. Se evidenció crudo pesado en las Formaciones Mirador (10º API), Guadalupe y Une (13. 7º API).

Para los años 70, se introduce en Colombia la modalidad de asociación para los contratos de interés petrolero y por tal motivo, la empresa Chevron otorga el área en concesión al Ministerio de Minas y Energía y firma el primer contrato de asociación del país con la Empresa Colombiana de Petróleos (Actualmente Ecopetrol S.A). Este contrato fue firmado el 1 de Julio de 1973 y tuvo un tiempo de operación de 25 años. Para ese entonces, en el año de 1975 el crudo del campo se comercializaba como combustible industrial y asfalto para carreteras, a través del Contrato de Asociación que otorgaba 50% de participación a cada una de las empresas involucradas, dicho contrato tenía un área de 97450 hectáreas (6531 metros cuadrados). Debido a las características del crudo y a las deficiencias en cuanto a la infraestructura de transporte, la producción del Campo no inició hasta el año 1975.²

Hacia el año de 1989, fueron perforados los pozos exploratorios, Castilla Norte-1 y Castilla Este-1 donde se hallaron muestras de petróleo en la Formación Mirador a profundidades aproximadas de 6660 y 7150 pies respectivamente por parte de Ecopetrol S.A.

Con la entrada en operación de las nuevas áreas operativas, el campo aumentó hasta los 17000 barriles de petróleo por día (BPD) su producción y con este

¹ (ANH. Cuenca Llanos Orientales Estudio Integrado – Crudos Pesados. [En línea]. Halliburton, 2002. [Citado 07-febrero-2019]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%2>)

² Ibid., p. 39

aumento se llegó a satisfacer las demandas industriales presentes en el mercado, especialmente para el consumo en calderas de combustibles. No obstante, la entrada en vigor del Decreto 94 en el año 1995, prohibió el uso de calderas de combustible por motivos ambientales y subsecuentemente generó una disminución del consumo de petróleo. La anterior situación desembocó en el uso del crudo del Campo Castilla como materia prima para la producción de la mezcla conocida como Castilla Blend, con la cual fue posible su transporte a la Estación Apiay para los respectivos procesos de refinación.³

Después de 25 años de explotación acordados, y la perforación de 39 pozos, el Contrato de Asociación Cubarral terminó el 30 de Enero del 2000 lo que significó para Ecopetrol asumir directamente la operación del área. A pesar de eso, Ecopetrol S.A contrató a la empresa Chevron como prestador de servicios para operar el Campo durante seis meses más, razón por la cual solo hasta el 31 de Julio del año 2000 Ecopetrol S.A asumió control total del área.

Actualmente el Campo Castilla es administrado por la compañía operadora Ecopetrol S.A, es el campo con mayor producción diaria (aproximadamente 81000 BPD) a cargo de la operadora, y es el segundo más importante en producción de petróleo en el país después de Campo Rubiales. El Campo Castilla representó alrededor del 12% de la producción del país con 76171 BPD en el año 2015 y el 21% de la producción directa de Ecopetrol S.A. según el análisis de la firma “Valora Inversiones”.⁴

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla está ubicado en los Llanos Orientales en el Departamento del Meta a 200 km de Bogotá, limita con los municipios de Acacias y Castilla la Nueva ubicados 30 km al sur de Villavicencio, actualmente operada por ECOPETROL S.A. Geológicamente está limitado por la falla de Guaicaramo al oeste, saliente del Vaupés al sur, Paleoalto de Cumaral al norte y el escudo de la Guyana al este.⁵

La ruta para llegar al Campo Castilla desde Bogotá tiene una distancia total de 184 km la cual se describirá a continuación.

³ Ibid., p. 39

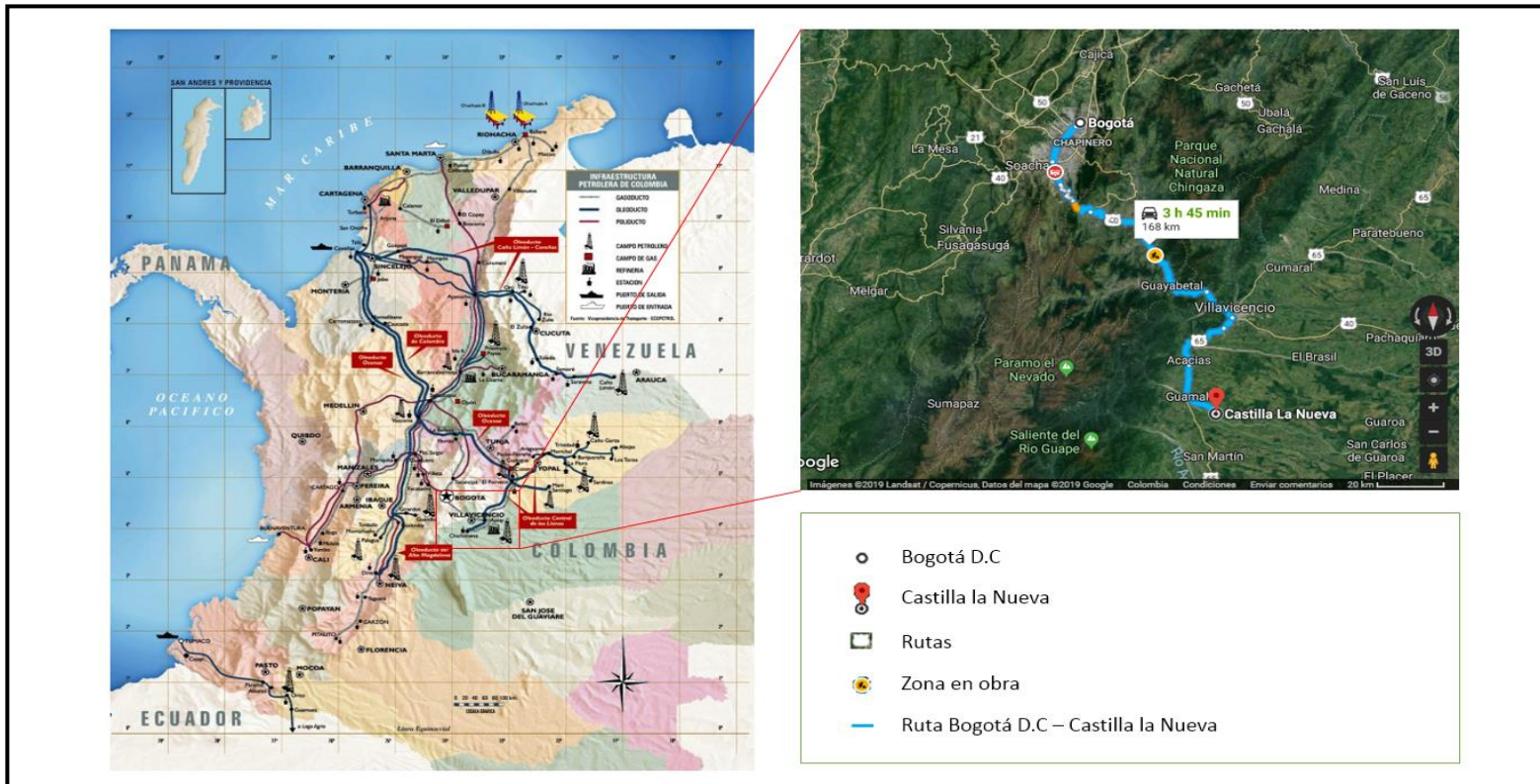
⁴ Ibid., p. 39

⁵ GOOGLE MAPS. Ruta Bogota -. Castilla, la Nueva. [En Línea]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/dir/Bogot%C3%A1/Castilla+La+Nueva,+Meta/data=!4m8!4m7!1m2!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x239d635520a33914!1m2!1m1!1s0x8e3e10d297ffc24b:0x79d4e098446fa1ea!3e0?sa=X&ved=2ahUKEwi4IPnqqdTjAhVvuVvKKhceQC_8Q-A8wAHoECAoQDA> [citado el 12 de marzo de 2019]

Desde Bogotá, se debe tomar la ruta 40 hacia el sur de la ciudad, que pasa por los municipios de Chipaque, Quetame, Guayabetal y Pipiral en la vía Bogotá-Villavicencio, luego se toma la ruta Acacias – Guamal hasta Castilla la Nueva.

Otra forma de acceder al Campo Castilla es por vía aérea desde la Ciudad de Bogotá D.C. en el Aeropuerto El Dorado hasta el Aeropuerto Vanguardia en el Municipio de Villavicencio. En la **Figura 1**. Se puede observar el correspondiente trayecto para llegar al campo de estudio.

Figura 1. Mapa localización Campo Castilla



Fuente: elaboración propia, con base en. UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA (UNAL). Mapa de infraestructura petrolera en Colombia, DINAGAS S.A. Disponible en: <https://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/articulo/ecopetrol-premia-simulador-de-yacimientos.html>. Consultado 2019

1.3 MARCO GEOLÓGICO

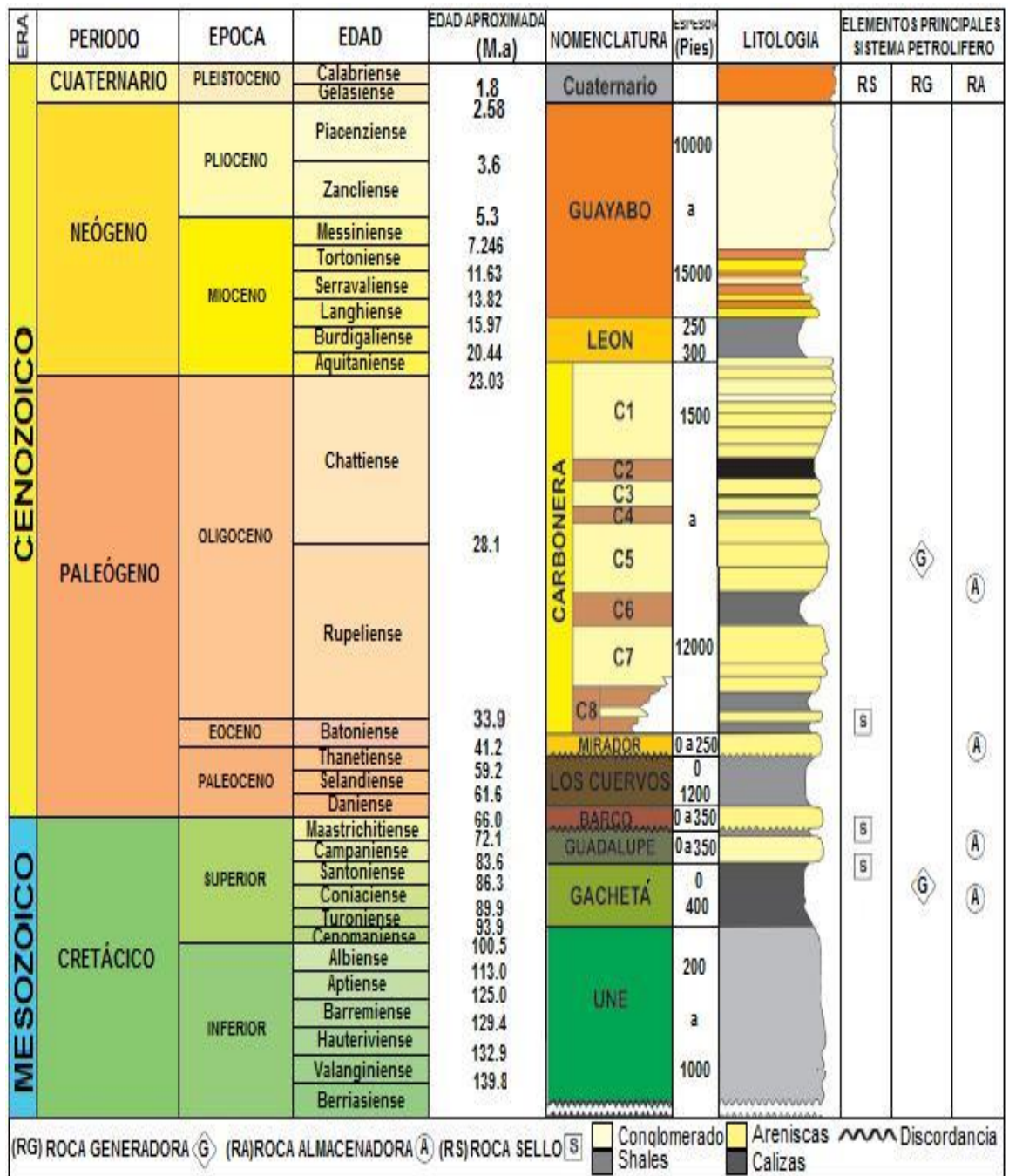
En esta sección se describen: la Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, estratigrafía, formaciones y unidades geológicas que la conforman, geología estructural y del petróleo asociadas al Campo Castilla.

1.3.1 Columna estratigráfica. Una columna estratigráfica es la forma de representar gráficamente los rasgos más relevantes de la secuencia geológica expuesta o del subsuelo, que representa los distintos tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo con la evolución geológica del área de estudio.⁶

A continuación, la **Figura 2.** muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, la cual muestra la época, edad, litoestratigrafía, litología, espesor promedio, las formaciones que alcanza y las unidades geológicas involucradas en el Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales.

⁶ (Vázquez, G. Evaluación petrolera de cuencas sedimentarias. México.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015. 03 p., s.f.)

Figura 2. Columna Estratigráfica Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente.: elaboración propia, con base en. AMOROCHO. Juan. Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros. Vol. 34, N.º 1, p 3. Consultado 2019

1.3.2 Formación Une. La formación Une se ubica en el periodo cretácico inferior entre el Cenomaniano y el Aptiano, limitada por la formación Gacheta en la parte superior, y Basamento en la parte inferior. Consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Su espesor aumenta, en general, hacia el Noroeste. Presenta valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste; de 50 a 350 pies, en promedio, en área del Meta; 300 a 600 pies en Arauca; y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero, con un valor máximo en los pozos Santa María-1, Casanare-1 y Tame1, cerca del frente de montaña. Es productora de aceite en el sector de los campos Apiay – Suria.⁷

1.3.3 Formación Gachetá. Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, con una edad comprendida entre el periodo Turiano y el Cenomaniano. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. El espesor aumenta hacia el noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca, en las proximidades Chichimene-1, Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, es superior a 600 pies. Hacia el noreste el espesor máximo se encuentra en el pozo Chigüiro-1. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.⁸

1.3.4 Formación Guadalupe. Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. El espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral-1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte. Esta formación es productora en la cuenca y está limitada por las formaciones Barco y Gachetá.⁹

1.3.5 Formación Barco. Esta unidad se compone de areniscas de cuarzo grises, comúnmente con cuarzo bastante brillante, de grano fino a medio, con estratificación cruzada, localmente arcilloso, alternado con lodolitas gris oscuras, ligeramente micáceas, carbonosas, con nódulos ferruginosos. Se presentan cintas o capas muy delgadas de carbón hacia la parte superior. El ambiente deposicional

⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleo. Bogotá. Halliburton, 2012. 48 p.

⁸ Ibid., p. 48.

⁹ Ibid., p. 48.

parece ser bajo condiciones lagunares deltaicas. El contacto inferior de la Formación Barco es aparentemente concordante con las formaciones Catatumbo y Colón-Mito Juan; su contacto superior es concordante con la suprayacente Formación Los Cuervos. Van Der Hammen (1958) con base en datos palinológicos, le asigna una edad del Paleoceno inferior. Es equivalente en parte con la Formación Lisama del Valle Medio del Magdalena. Ocupa un área de 1470.41 hectáreas.¹⁰

1.3.6 Formación Cuervos. Está constituida en su parte inferior por lodolitas grises a gris oscuras, carbonosas e intercalaciones de areniscas, con algunas capas explotables de carbón. La parte media se compone de areniscas gris-amarillenta, cuarzosas, localmente feldespáticas con pequeñas intercalaciones de lodolitas gris oscuras, carbonosas y capas de carbón entre 0.10 y 2.50 m de espesor. En la parte superior presenta lodolitas grises, carbonosas, ligeramente micáceas y ferruginosas, con delgadas intercalaciones de areniscas grises, carbonosas. Se asume que el ambiente de depósito fue transicional (deltaico). Su extensión es de 1810.2 hectáreas. La Formación Los Cuervos descansa concordantemente sobre la Formación Barco. El contacto superior con la Formación Mirador aparentemente es concordante, aunque se ha discutido mucho que localmente es discordante (DE PORTA, J. et al., 1974). La edad es Paleoceno superior al Eoceno inferior. Esta unidad es correlacionable con la parte superior de la Formación Lisama y parte inferior de la Formación La Paz en el Valle Medio del Magdalena.¹¹

1.3.7 Formación Mirador. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Persisten aún problemas en su datación y existe la posibilidad de que la Formación Mirador, que aflora en la Cordillera Oriental y en los Andes de Mérida, no sea de la misma edad de la identificada en la cuenca de los Llanos Orientales, sin embargo, su periodo de deposición se ubica en el paleoceno superior a lo largo del priaboniano. Esta formación se acuña hacia el sureste y este de la cuenca y su límite litológico, a veces es difícil de precisar, debido a que sin información bioestratigráfica se puede confundir con areniscas de la base de la Formación Carbonera. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 pies en el pozo Floreña-1.¹²

1.3.8 Formación Carbonera. Está compuesta por una alternancia de lodolitas grises, gris verdosas y pardas, ferruginosas, con areniscas de cuarzo, gris verdosas,

¹⁰ ESCUELA SUPERIOR DE ADMINISTRACIÓN PÚBLICA. Diagnostico E.O.T Municipio De Carcasí – Santander. CDIM, 2003. 49 p.

¹¹ Ibid., p. 50.

¹² Agencia Nacional de Hidrocarburos, Op., Cit., p. 49.

con restos carbonosos, dispuestas en capas medianas y gruesas; hacia la base y parte alta se tienen capas de carbón y esporádicos lentes de calizas. Los sedimentos de esta unidad se depositaron en un ambiente continental a localmente epicontinental.

La Formación Carbonera descansa concordantemente sobre la Formación Mirador, su contacto superior aparentemente es concordante con la Formación León. La edad fue determinada como Eoceno superior-Oligoceno inferior. Su extensión es de 2309.65 hectáreas.¹³

1.3.8.1 Unidad C8 (Unidad E4). El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es la unidad C8 de la Formación Carbonera. Esta Unidad, 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.¹⁴

1.3.8.2 Unidad C7 (Unidad T1). Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca.¹⁵

1.3.8.3 Unidad C6 (Lutita E3). El máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies. Hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.¹⁶

1.3.8.4 Unidad C5. Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies. En el sector de Apiay es difícil diferenciarla y estaría incluida en la Conjunto C2, en el cual estaría también el intervalo cronoestratigráfico correspondiente a la Unidad C4, no diferenciable en este sector, ya que litológicamente el Conjunto C2 presenta aproximadamente un espesor de 1000 pies, correspondiente a una intercalación de arcillolitas, y areniscas de poco espesor, con un nivel un poco más arcilloso hacia el tope del mismo.¹⁷

1.3.8.5 Unidad C4. No siempre son evidentes las características litológicas de esta unidad, especialmente en el sector suroeste de la cuenca. Está compuesta por una

¹³ Escuela Superior de Administración Pública, Op., Cit., p. 51.

¹⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Op., Cit., p. 50.

¹⁵ Ibid., p. 51.

¹⁶ Ibid., p. 51.

¹⁷ Ibid., p. 51.

alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero entre Vanguardia-1, al suroeste y Tauramena -1, al noreste. El máximo espesor registrado en este sector se encuentra en el pozo Guacavía-1 con 1050 pies. Generalizando, la Unidad C4 presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.¹⁸

1.3.8.6 Unidad C3. Esta unidad se encuentra poco desarrollada en la parte centro norte de la cuenca, donde presenta un espesor promedio de 150 pies y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña, cerca de Medina-1. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. En el sector de Apiay, puede ser equivalente crono estratigráficamente a las Areniscas de Carbonera, y Conjunto C1, que corresponde a una intercalación de areniscas y arcillolitas.¹⁹

1.3.8.7 Unidad C2. Después de la Formación León, es el sello mejor desarrollado, y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies (pozo Medina-1). La Unidad C2, correlaciona con la lutita E del sector del Apiay. En sus límites norte y noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector.²⁰

1.3.8.8 Unidad C1. Es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises. Correlaciona estratigráficamente con las Areniscas Superiores de Carbonera (ECOPETROL S.A). Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2000 pies antes del piedemonte, en el sector de Guacavía-1 y Cumaral-1.²¹

1.3.9 Formación León. Representa la última invasión de los mares terciarios en la cuenca. Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. Los máximos espesores observados se encuentran en los sectores de Chaparral-1 (más de 2500 pies) y Arauca-1 (1980 pies). En el sector suroeste de la cuenca, como ya

¹⁸ Ibid., p. 51.

¹⁹ Ibid., p. 51.

²⁰ Ibid., p. 52.

²¹ Ibid., p. 52.

se ha mencionado, este intervalo cronoestratigráfico se vuelve muy arenoso, por lo que es difícil diferenciarlo.²²

1.3.10 Formación Guayabo. Representa la última sedimentación de la cuenca. Es una secuencia espesa de más de 13000 pies, en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos, muy solubles, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados, ocasionalmente, hacia el tope presentan niveles carbonosos. Hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental. En el sector de Arauca se tienen diferentes denominaciones para la secuencia de rocas de la Formación Guayabo: Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque, que fueron utilizadas en este sector por INTERCOL (Navas, 1985). En la parte central de la cuenca, está representada por una sección de 2000 a 8000 pies, de arcillolitas varicoloreadas y areniscas masivas de grano grueso. En el área de Meta esta formación tiene mayor dominio continental. Regionalmente se adelgaza hacia el sur de la cuenca.²³

1.3.11 Formación Necesidad. La depositación se generó en el periodo Neógeno entre el Plioceno y Pleistoceno. La litología está compuesta en una intercalación entre areniscas y arcillas de grano grueso, su espesor es aproximadamente 165 pies. El ambiente de depositación es de carácter fluvial y suprayace la formación Guayabo, siendo esta la formación que está ubicada en la superficie.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La estructura geológica que almacena los hidrocarburos en el Campo Castilla se interpreta como un anticlinal elongado con dirección NE-SW, el cual presenta un tamaño de aproximadamente 12 km de largo y 8 km de ancho.

Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio.²⁴

A nivel local, el Campo Castilla se presenta como un anticlinal asimétrico, elongado hacia la parte norte, limitado en su parte oriental por una falla de alto ángulo de edad terciaria, la cual limita la acumulación de hidrocarburos, en él se presentan 2 sistemas principales de fallas orientadas principalmente en dirección NE-SW y otro

²² Ibid., p. 52.

²³ Ibid., p. 52.

²⁴ ANH. Llanos Orientales Open Round Colombia. [En línea]. ANH, 2010. [Citado 07-febrero-2019]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

en dirección E-W. Se interpretan 2 eventos tectónicos diferentes los cuales han afectado las rocas. El primer evento afecta desde las rocas Pre-cretácicas, hasta las rocas del Terciario Temprano, se caracteriza por presentar fallas de tipo normal, con saltos de fallas menores a 100 pies, las cuales presentan una vergencia principal E-W y ENE-WSW, luego se interpreta un evento posterior, caracterizado por fallas inversas, con un importante componente de rumbo, de tipo dextral posiblemente producto del levantamiento de la Cordillera Oriental en el periodo Terciario, el cual está limitando la estructura en su parte más oriental, este evento es producto de una inversión tectónica que está afectando toda la secuencia sedimentaria.²⁵

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

La geología del petróleo hace referencia a los elementos necesarios desde el punto de vista litológico para poder tener presencia de hidrocarburos en una zona dada del subsuelo. Dichos elementos son una roca generadora (conocida como roca madre), una roca sello, una roca reservorio, un sistema de entrapamiento y la migración de los fluidos, que en conjunto constituyen lo que se conoce como El Sistema Petrolero. A continuación, se describirá los aspectos anteriormente nombrados.

1.5.1 Roca generadora. La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen Llanos Orientales un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.²⁶

1.5.2 Roca almacén. Son las areniscas del Paleoceno de la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) y la Formación Mirador. Estas formaciones aumentan su espesor en sentido Este – Oeste y su porosidad se reduce en la misma dirección de un 30% a un 10%. El espesor de aporte de hidrocarburos varía de entre un par de pies hasta los 180 pies dependiendo de la posición del pozo en la cuenca. La gravedad API de los crudos encontrados va de 12 a 42 grados. Adicional a las formaciones anteriores, desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, para el Campo Castilla otras formaciones de interés especial para la recuperación de hidrocarburos son las formaciones Une, Gachetá y Guadalupe, que, como se mencionó anteriormente, corresponden a las unidades operacionales K2 y K1. En este Campo las formaciones cuentan con el mecanismo de producción de un acuífero activo parcial, no poseen presencia de capa de gas y los crudos producidos son pesados.²⁷

²⁵ Casanova, Carlos M. Modelo 3d De Distribución de la Porosidad del Yacimiento K1-inferior. Bogotá.: Universidad Nacional de Colombia, 2016. 14 p.

²⁶ Agencia Nacional de Hidrocarburos, Llanos Orientales Open Round Colombia, Op., Cit., p. 04.

²⁷ Ibid., p. 05

1.5.3 Roca sello. Roca Sello El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intra formacionales.²⁸

1.5.4 Migración. La migración es el fenómeno físico por el cual los fluidos hidrocarburos presentes al interior de una roca generadora salen y se desplazan hacia otras formaciones, impulsados por el efecto de diferenciales de presión. Para que la migración se produzca son necesarios efectos de sobrepresión al interior de la roca generadora, como la maduración propia de los hidrocarburos, o factores externos, como movimientos tectónicos, fallas, pliegues, etc., que generan el 37 rompimiento de la roca y permiten su movimiento fuera de la misma. En la cuenca de los Llanos Orientales se tienen documentados dos pulsos migracionales: uno desde el Eoceno tardío hasta el Oligoceno y otro que comenzó en el Mioceno y sigue presentándose hoy día.²⁹

1.5.5 Trampa. El entrampamiento de hidrocarburos es de tipo estructural y se encuentra ubicado hacia la parte Oeste del Piedemonte Llanero; es de tipo mixto estratigráfico primario. Donde las actividades de exploración en el Campo Castilla se concentran en fallas normales antitéticas y en un anticlinal limitado al Este por una falla inversa debido al proceso de compresión. En el caso particular del Campo Castilla, el sistema petrolero que se tiene obedece a una estructura anticlinal con fallas antitéticas normales, con un contacto agua petróleo hacia el noroccidente de la formación.³⁰

1.6 HISTORIAL DE PRODUCCION DEL CAMPO CASTILLA

Campo Castilla inicio producción en 1976 y desde entonces ha presentado una tendencia aumentando la producción con el tiempo y por ende ha tomado un papel importante en la producción de crudo de Ecopetrol S.A. y para Colombia como uno de los campos más relevantes en la industria de los hidrocarburos. El Campo inicio producción bajo el Contrato de Concesión de Cubarral, la producción hasta el fin del contrato fue destinada a la multinacional Chevron y a Ecopetrol S.A. y durante la vigencia fueron extraídos 94 MMBPD, al momento de finalización del contrato la producción diaria alcanzaba los 20000 BPD.

La **Figura 3.** representa el comportamiento de la producción de crudo y agua durante los 25 años. En el contrato de asociación de Cubarral se extrajeron 94 MMBPD de crudo pesado de aproximadamente 13.7 °API entre los años de 1990 y 1995 y la producción del campo se mantuvo entre los 10000 y 20000 BPD promedio diario mensual. Adicional a esto, en el año 1997 se presentó un pico de producción

²⁸ Ibid., p. 05

²⁹ Ibid., p. 05

³⁰ Ibid., p. 04.

de 22000 BPD. El 30 de Enero del año 2000 el Contrato de Asociación de Cubarral finalizó y ECOPETROL S.A. tomó el control total del Campo y desde ese año hasta el año 2003 invirtieron 50 millones de dólares con el fin de aumentar la producción.

En diciembre de 2005 se reportó una producción diaria de 52000 BPD, además de que a finales de 2004 se incrementaron las reservas del campo sumando 340 MMBPD. Con el pasar de los años y el incremento de los precios del petróleo WTI, Ecopetrol S. A. decide realizar amplias campañas de perforación y modernización de las instalaciones y levantamientos artificiales del campo, logrando en el 2007 con el “boom petrolero” una producción de 75000 BPD.

Posteriormente en el 2009 se incrementó la producción diaria a 91000 BPD, la curva histórica de la producción del Campo Castilla siempre ha tenido tendencia a aumentar.³¹

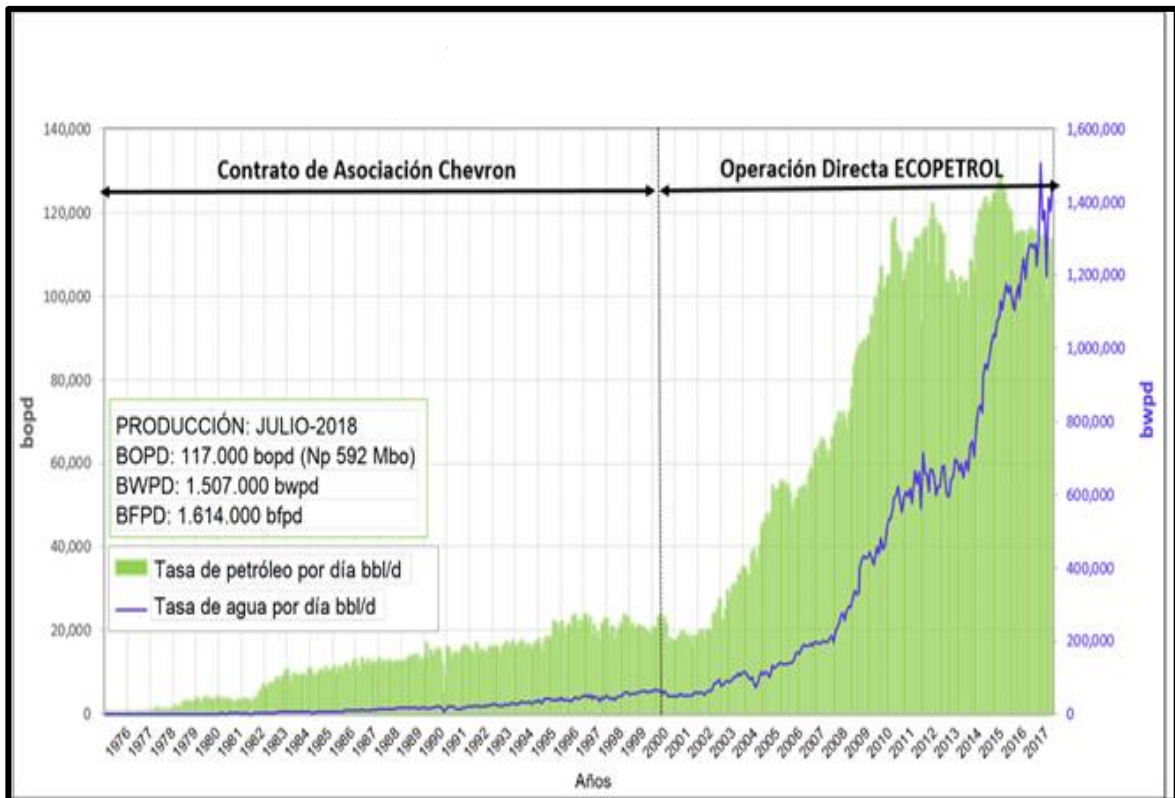
En los años recientes, la producción del campo continuó aumentando y llegó a 120000 BPD en el 2013. Debido a los bajos precios del petróleo WTI que empezaron a desplomarse a mediados de 2014, se implementó un plan de optimización de costos y mejora de rendimientos operativos, acompañados de inversiones incrementales, que generaron mayores márgenes en su productividad, gracias a esto a finales de 2015 se alcanzó un récord de producción de 125700 BPD.

Lo anterior ratifica que tan importante es el Campo Castilla “Como el mayor campo productor de Ecopetrol S. A. a nivel nacional, el cual aporta alrededor del 12% de la producción del país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol S.A.”

A principios de 2016 el Campo Castilla presentó un paro del 100% de las actividades de perforación, debido a la caída de los precios del petróleo WTI a los niveles más bajos en 12 años.

³¹ ECOPETROL. Castilla recargado. [En línea]. Bogotá.:2014. [Citado 07-FEBRERO-2019]. Disponible en internet: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.html/

Figura 3 Producción (BPD) vs tiempo



Fuente: elaboración propia, con base en. ACIPET. Cambiamos la historia de producción. Disponible en. https://acipet.com/wp-content/uploads/2018/09/OJOSE-DARIO-PARRA-.Crudos-Pesados_Visi%C3%B3n-ECOPETROL-VF.pdf . Consultado 2019

1.6.1 Mecanismo de producción. El Campo Castilla es a la fecha, uno de los pocos en Colombia que, a pesar del tiempo que lleva en producción, se encuentra, en términos generales, en fase de recobro primario. La recuperación primaria ocurre cuando los fluidos de yacimiento llegan a los pozos petroleros gracias a la energía propia del yacimiento. En la fase de recobro primario, el aporte energético del yacimiento puede provenir de cinco diferentes mecanismos, que actúan de manera individual o de manera combinada: La expansión de la roca y los fluidos, el empuje generado por la expansión de una capa de gas, La aparición de gas en solución, El empuje generado por la presión de un acuífero activo y el drenaje gravitacional en formaciones con alto buzamiento.

Sin embargo, en algunos casos la energía es suficiente, no solo para llevar los fluidos a la cara del pozo, sino también, para llevarlos hasta superficie y en caso de que este no sea el escenario, se utilizan sistemas de levantamiento artificial que llevan el petróleo, gas y/o agua, desde el fondo del pozo hasta la superficie. En el Campo Castilla los ALS más utilizados son: El Bombeo Mecánico (BM) y el Bombeo Electro-Sumergible (BES), predomina el empuje hidráulico debido a la presencia de

un acuífero activo. En los últimos años se ha trabajado con el sistema BES con el fin de incrementar la tasa de extracción. Adicional a esto, en la actualidad en el Campo Castilla se está implementando como mecanismo de recuperación secundaria la inyección de agua.

1.6.2 Tiempo de producción. El Campo Castilla fue descubierto en el año 1969 y empezó su producción en el año 1975, hasta el momento el Campo Castilla ha continuado su producción por todos estos años, dando un tiempo de vida de producción de 44 años. Además, el crudo producido en Campo Castilla lleva como etiqueta el nombre de Castilla Blend para la caracterización y facilitar la comercialización. Las propiedades con la que cuentan son de 18. 8° grados API lo cual se caracteriza como un crudo pesado, además un porcentaje de azufre es 1.97%³²

1.6.3 Número de pozos. El Campo Castilla se compone de 368 pozos perforados, los cuales 362 son productores de 103043 BPD los cuales aportan fluido a las tres estaciones de tratamiento: Estación Castilla Uno, Estación Castilla Dos y Estación Acacias. Contiene 4 pozos monitores registradores de presión de y temperatura, y finalmente 2 pozos inyectores.

A partir de estudios realizados se han obtenido datos de las propiedades de los yacimientos del Campo Castilla que se encuentran en la **Tabla 1**. Las propiedades petrofísicas de la unidad K1 y K2, el yacimiento produce petróleo pesado con gravedad API promedio de 13 @ 60 °F, con empuje de acuífero activo y gas en solución.

³² BAUTISTA, Fabio E. Evaluación Técnico-Financiera Del Diseño De Un Fluido De Alta Tixotropía Formulado Con Sistema De Mezcla De Óxidos De Metal. Bogotá. 2018. 36 p.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento

PARÁMETRO	UNIDAD K1	UNIDAD K2
Litofacies	Arena laminada	Arena homogénea
Tipo de crudo	Aceite negro	Aceite negro
Mecanismo de empuje	Gas en solución	Acuífero activo
Fracturas naturales	No	Si
Permeabilidad (mD)	1-1667	465-2423
Porosidad (%)	10.8-28	13.9-23.4
Saturación de agua inicial (%)	20	20
Espesor neto (ft)	39-139	203-528
Presión actual promedio (psi)	2691	2691
Riesgo de inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura (°F)	193	198
Gravedad específica del gas	0.906	0.906
Gravedad API	13.7	20
GOR (scf/stb)	100-300	100-300
Presión de burbuja (psi)	90	148

Fuente. ECOPEPETROL S.A, 2012.

2. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

En el segundo capítulo se describen las generalidades del fluido de perforación, las respectivas propiedades físicas y químicas que deberían tener el fluido utilizado para perforar la sección 12 ¼" del Campo Castilla; adicional a esto, las funciones que desempeña este fluido para lograr una perforación adecuada. Por último, se expone la principal clasificación de los fluidos siendo agua, aceite y neumáticos.

Cuando se refiere a los fluidos de perforación estos son una mezcla homogénea entre algún fluido base que puede ser agua, aceite o gas y aditivos químicos el cual cumple funciones específicas mientras circula a través de la sarta de perforación y por el espacio anular, este fluido es estable a altas temperaturas aparte que no debe ser tóxico corrosivo ni inflamable. En resumen, es una herramienta fundamental para la perforación de los pozos de petróleo y gas.

2.1 PROPIEDADES FISICAS DE LOS FLUIDOS

A continuación, se describirán las propiedades físicas de mayor importancia.

2.1.1 Densidad o peso. Es la propiedad física que tiene por función principal mantener los fluidos de la formación en su sitio. Este valor por lo general se expresa en ppg (lb/gal), además durante la perforación de un pozo lo que se busca es que la presión de la formación sea menor a la presión hidrostática, esto con el fin de evitar una posible arremetida que también depende de las características de la formación. Si se compara el alto valor de densidades entre un fluido base agua y un fluido base aceite se controla con mayor facilidad en un fluido base aceite porque los recortes se desintegran menos en aceite que en agua, además los productos que más se utilizan como densificantes en la industria son: Barita, Hematita y Carbonato de Calcio³³.

2.1.2 Viscosidad API. Es la resistencia del fluido al movimiento, y debe ser lo suficientemente alto para asegurar dos aspectos: El primero que arrastre la suficiente cantidad de cortes hasta la superficie y la segunda, que depende de la primera que asegure una limpieza adecuada del pozo. En la operación, el encuellador es la persona encargada de tomar estos datos utilizando el embudo de Marsh la cual es una medida simple de viscosidad. En los pozos se recomienda que la viscosidad no tenga un valor alto y tener un estricto control del filtrado.

³³ (Garcia Alvarez, David, ESTUDIO DEL EFECTO DE LA ADICION DEL COMPUESTO Z-TROL 60 COMO EMULSION Y HUMECTANTE EN OBM, Caracas, 2002, pag. 8)

2.1.3 Viscosidad plástica. Es la viscosidad que resulta de la fricción mecánica de los sólidos, la cual se controla con el equipo de control de sólidos y esta medida de viscosidad depende de la concentración, forma y tamaño de los sólidos presentes en el fluido de perforación. En cuanto a temas de limpieza si el YP (Yield Point) es alto y la viscosidad plástica es baja se asegura una efectiva limpieza del pozo con una tasa alta de penetración. La viscosidad plástica se expresa en cP y se obtiene relacionando las respectivas lecturas a 600 revoluciones por minuto (rpm) y 300 rpm obtenidas del reómetro. En la **Ecuación 1.** se presenta el cálculo para determinar la viscosidad plástica asociada al fluido de perforación.

Ecuación 1. Viscosidad Plástica.

$$PV = \text{Lectura @600 rpm} - \text{Lectura @300 rpm}$$

PV: Viscosidad Plástica (cP)

Ø600: Lectura del reómetro (rpm)

Ø300: Lectura del reómetro (rpm)

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, Manual de fluidos de perforación, Texas. 2001, pág. 5.3

2.1.4 Punto cedente. Se define como la resistencia al flujo inicial o el esfuerzo requerido para que el fluido se mueva. El YP sufre incrementos por los contaminantes solubles como el Carbonato de Calcio y por los sólidos reactivos de la formación, además que a mayor Punto Cedente mayor capacidad de limpieza tendrá el pozo, además, se expresa en lb/100 ft² y se obtiene relacionando las respectivas lecturas a 300 rpm y la viscosidad plástica (PV). En la **Ecuación 2.** se presenta el cálculo para determinar el punto cedente asociado al fluido de perforación.

Ecuación 2. Punto Cedente.

$$YP = \text{Lectura @ 300 rpm} - PV$$

YP: Yield Point ($\frac{lb}{100 ft^2}$)

PV: Viscosidad Plástica (cP)

Ø300: Lectura del reómetro (rpm)

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, Manual de fluidos de perforación, Texas. 2001, pág. 5.3

2.1.5 Esfuerzos de gel. Esta propiedad física se controla de la misma manera como se controla el YP puesto que la origina el mismo tipo de sólidos, además, es una medida de atracción electroquímica y física bajo condiciones estáticas. Se mide en lb/100 pies cuadrados y se obtiene a partir del reómetro en el cual la máxima deflexión por un tiempo de 10 segundos y 10 minutos corresponde a los geles iniciales y geles a 10 minutos.

2.1.6 Reología. Consiste en el estudio de la deformación y el flujo de la materia describiendo el comportamiento de la perforación en el espacio anular. Además, incluye su elasticidad, plasticidad y viscosidad. En geología la reología es particularmente importante en los estudios de los movimientos de los hielos, el agua, el magma, la sal, y en los estudios de rocas en proceso de deformación. Sin embargo, hay factores que afectan la reología como lo son³⁴:

- ✓ **Temperatura:** Al aumentar la temperatura disminuye las fuerzas cohesivas que tienden a mantener las moléculas adyacentes unidas unas a otras, por lo cual la viscosidad de los fluidos decrece facilitando el movimiento relativo.
- ✓ **Presión:** Es un factor más sensible en los lodos base aceite que en los lodos base agua. Existen instrumentos de laboratorio que son capaces de medir la reología bajo ciertas condiciones de presión, aunque con ciertas limitaciones operativas, estos instrumentos no han sido adaptados a condiciones de presión real de campo.

³⁴ (García A., Op. cit., pág. 12)

- ✓ **Tiempo:** La reología de un lodo depende del tiempo. La resistencia del gel solo se desarrolla después de un periodo de tiempo en el cual el lodo ha sido sometido a una velocidad de corte igual a cero.

2.1.7 Filtración. Es el paso de la fase líquida del fluido de perforación a través de un medio permeable. Adicional a esto, las partículas sólidas como arcillas o densificantes con un tamaño mayor a la de poro de la formación generan una torta o revoque en la superficie del medio permeable. La prueba de filtrado da información sobre dos parámetros importantes³⁵:

- ✓ **Revoque o cake:** Es una película compuesta de partículas de sólidos provenientes del fluido de perforación sobre la cara de la formación. Lo ideal es que se forme un revoque delgado para evitar problemas de pegas diferencial y reducción del agujero con el fin de causar el menor daño posible a la formación y la pérdida de filtrado. Generalmente medido en 1/32 de pulgada ó en milímetros.
- ✓ **Pérdida por filtrado:** Describe la invasión de filtrado de lodo hacia la formación permeable durante el proceso de perforación, lo cual implica un daño potencial a la formación. La prueba estándar API de filtración es la prueba primaria de filtración para los lodos base agua. Dicha prueba nunca es realizada en lodos base aceite. Para ellos se realiza siempre la prueba de High Pressure High Temperature (HPHT).

2.1.8 % De arena. Es la cantidad de partículas sólidas mayores a 74 micrones en el lodo de perforación. Un contenido excesivo de arena puede resultar en la deposición de un revoque de filtrado grueso sobre las paredes del hueco además puede causar una excesiva abrasión de las partes de la bomba de circulación y de las conexiones de la tubería³⁶.

2.1.9 % Sólidos y líquidos. Mediante la prueba de retorta se puede conocer a través de un análisis de sólidos, el porcentaje de sólidos de alta y baja gravedad específica.

Por otra parte, en los fluidos base agua se puede determinar el porcentaje de bentonita, arcillas de formación y sólidos no reactivos mediante una prueba de Azul de Metileno (MBT) la cual no se realiza con fluidos base aceite.

³⁵ (Garcia F., pág. 7)

³⁶ (ExpotechUSA, DETERMINACION DEL CONTENIDO DE ARENA, 2015, Texas, pág. 1)

2.2 PROPIEDADES QUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En esta parte del capítulo se describe las propiedades químicas de los fluidos de perforación.

2.2.1 pH. Representa la concentración de hidrogeno en el fluido con la finalidad de indicar la acidez o alcalinidad del lodo de perforación, representado de (0-14). En el lodo de perforación hay tres componentes químicos principales que afectan la alcalinidad del fluido de perforación que son: los iones de bicarbonato (HCO_3^-), iones hidroxilo (OH^-), y los iones de carbonato (CO_3^{2-})³⁷.

2.2.2 Alcalinidad. La alcalinidad de una solución se puede definir como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. La alcalinidad no es lo mismo que el pH, aunque sus valores tiendan generalmente a seguir la misma dirección.

- ✓ **Pm (Alcalinidad de la fenolftaleína del lodo):** Es una medida de iones solubles, tales como Hidroxilos, Carbonatos y Bicarbonatos. El Pm es expresado como el volumen en mililitros de Ácido Sulfúrico a 0.02 N necesario para disminuir el pH de 1 mL de lodo a 8.3³⁸.
- ✓ **Pf (Alcalinidad de la fenolftaleína del Filtrado):** Es una medida únicamente de los iones insolubles. El Pf es reportado como el volumen en mililitros de Ácido Sulfúrico a 0.02 N necesario para disminuir el pH de 1 mL de filtrado del lodo a 8.3. Normalmente el Pf es menor al Pm debido a que el material alcalino insoluble es removido en la torta del filtrado³⁹.
- ✓ **Mf (Alcalinidad de Metil Naranja del Filtrado):** La suma de la medida del Pf más el volumen adicional de Ácido Sulfúrico (0.02 N) requerido para reducir el pH de filtrado a 4.3, es conocido como Mf en el que se utilizan indicadores como: Metil Naranja o Verde Bromocresol⁴⁰.

2.2.3 Dureza. Es un análisis químico para la medición de la concentración de cationes divalente y es reportado como mg/L utilizando un reactivo normalmente el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA). La dureza es aportada principalmente por iones de Calcio y Magnesio, aunque otros cationes pueden influir en los resultados⁴¹.

³⁷ (Drilling Formulas, PERFOBLOGGER, 2016)

³⁸ (Lopez Silva, Oscar Fernando, LODOS DE PERFORACION, 2013, Santander, pág. 4)

³⁹ (Lopez, Op. cit., pág. 4)

⁴⁰ (Lopez, pág. 5)

⁴¹ (SCHLUMBERGER, OILFIELD GLOSSARY, 2018)

2.2.4 Cloruros. Proviene principalmente de la sal de formación, y la concentración de estos se puede determinar por titulación con una solución de nitrato de plata la cual medir la cantidad de iones de cloro disueltos en el filtrado del lodo.

2.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Las funciones de los fluidos de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de estas no sean esenciales en cada pozo. La remoción de los recortes del pozo y el control de la presión de la formación son funciones sumamente importantes, aunque el orden de importancia sea determinado por las condiciones del pozo y operaciones en curso. A continuación, se describirán las principales funciones que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, entre ellas:

- ✓ Retirar los recortes del pozo
- ✓ Controlar las presiones de formación
- ✓ Suspender los cortes
- ✓ Obturar las formaciones permeables
- ✓ Mantener la estabilidad del pozo
- ✓ Minimizar los daños al yacimiento
- ✓ Enfriar, lubricar la broca y el conjunto de perforación
- ✓ Transmitir la energía hidráulica a las herramientas
- ✓ Asegurar una evaluación adecuada de la formación
- ✓ Controlar la corrosión
- ✓ Facilitar la cementación del revestimiento
- ✓ Minimizar el impacto ambiental

2.3.1 Retirar los recortes del pozo. Los cortes que genera la broca deben ser retirados del pozo esto con el fin de asegurar un arrastre y transporte subiendo por el espacio anular para poder tener una mayor limpieza del pozo, dicha limpieza depende de diversos factores como⁴²:

- ✓ Tamaño, forma y densidad de los cortes.
- ✓ Parámetros de perforación como: Velocidad de perforación (ROP), rpm, caudal y el tipo de broca.
- ✓ Geometría del pozo.
- ✓ Características de flujo.
- ✓ Fluido de perforación.

⁴² Instituto Americano del Petróleo, MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN, Texas. 2001, pág. 2.1

2.3.2 Controlar las presiones de la formación. Para poder asegurar una operación de perforación de manera segura es importante tener claro que a medida que la presión de la formación aumenta también lo hará la densidad de fluido agregando típicamente algún densificante como barita, hematita o carbonato de calcio esto con el fin de mantener la estabilidad del agujero y poder equilibrar las presiones, y evitar la presencia de una patada la cual puede presentarse así⁴³:

Mientras se está perforando:

- ✓ Aumenta la ROP
- ✓ Aumenta el volumen de los tanques.
- ✓ Aumenta el volumen de retorno.
- ✓ Flujo de retorno con las bombas apagadas.
- ✓ Cambia el peso de la sarta.
- ✓ Disminución de la densidad de lodo.

Mientras se está viajando:

- ✓ Llenado inadecuado del pozo.
- ✓ Que el pozo empiece a fluir.
- ✓ Aumenta el volumen del tanque de viaje.

2.3.3 Suspender y descargar los recortes. Los lodos de perforación deben suspender los cortes durante la perforación, este lodo debe tener la suficiente tixotropía que hace referencia a la capacidad que tiene un fluido no newtoniano de volverse gel y retomar a su estado de líquido para poder suspender adecuadamente los cortes en el espacio anular. Sin embargo, los recortes que se sedimentan en condiciones estáticas pueden traer como consecuencia pérdida de circulación o atascamiento en la tubería⁴⁴.

2.3.4 Obturar las formaciones permeables. En esta función de los fluidos de perforación se identifican principalmente 2 tipos de pérdidas:

- ✓ Pérdida de filtrado: La cual es la pérdida de la fase líquida del lodo que se pierde a través del medio poroso por una presión diferencial.
- ✓ Pérdida de fluido o lodo: Se refiere a las pérdidas en formaciones muy permeables ya que el lodo puede invadir la formación y perderse.

Además, en la pérdida de lodo o fluido se identifican 2 tipos de pérdidas las cuales son:

⁴³ Ibid., p. 2.3.

⁴⁴ Ibid., p. 2.4.

- ✓ Pérdida de lodo menor: Se refiere a la pérdida menores a 10 bbl de lodo, la cual se obtura gracias al método del puenteo.
- ✓ Pérdida de lodo parcial: Se refiere a la pérdida de 10 a 100 bbl de lodo, en la cual es necesario preparar píldoras de lodo con material obturante de tamaño diferente.

2.3.5 Mantener la estabilidad del pozo. La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. En los factores mecánicos se caracteriza por tener lutitas inestables las cuales son controladas con la densidad del lodo, en el factor químico las lutitas son inestables al agua, y el pH del lodo es más alto de lo requerido y hay un tercer factor el cual es el físico que se relaciona con la erosión. Entonces, la composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento⁴⁵.

2.3.6 Minimizar los daños al yacimiento. El yacimiento se debe proteger debido a que perjudicaría la producción, ya que cualquier reducción de porosidad o permeabilidad se le considera como daño de formación, es importante que el lodo evite⁴⁶:

- ✓ Daño matricial (Reduce permeabilidad, porosidad y mojabilidad de la formación)
- ✓ Hinchamiento de arcillas las cuales reducen la permeabilidad del yacimiento.
- ✓ Precipitación de sólidos no deseados.
- ✓ Formaciones de emulsiones entre filtrado y fluidos de yacimiento ya que se presentaría una reducción de la permeabilidad.

2.3.7 Enfriar, lubricar la broca y el conjunto de perforación. Hay una generación de calor importante por las fuerzas mecánicas e hidráulicas debido a la fricción de la broca, lo que hace el lodo es enfriar la broca y el conjunto de perforación alejando el calor y distribuyéndolo en el pozo. Además, al lodo lubricar la sarta de perforación se reducen los torques durante la perforación y arrastre durante los viajes⁴⁷.

2.3.8 Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la broca. El fluido provee la energía hidráulica la cual puede ser usada para aumentar la ROP mejorando la remoción de los recortes, para que luego el motor esta energía la transforme en energía mecánica y así la broca pueda rotar. El lodo se encarga de

⁴⁵ Ibid., p. 2.5.

⁴⁶ Ibid., p. 2.5.

⁴⁷ Ibid., p. 2.7.

remover los cortes con una selección adecuada de las boquillas de la broca y es importante tener claro que para algunos pozos se puede perforar la primera sección con hidráulica y sin rotación⁴⁸.

2.3.9 Asegurar una evaluación adecuada de la formación. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación, por eso es importante asegurar una evaluación adecuada de la formación para poder asegurar el éxito en la perforación de un pozo y las condiciones químicas y físicas del agujero después de la operación de perforación también afecta la evaluación de la formación⁴⁹.

2.3.10 Controlar la 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. Hay que tener claro que todas las herramientas de perforación utilizadas son metálicas y también que un ambiente ácido ($\text{pH} < 7$) puede agravar la corrosión. Además, los componentes de la tubería y de la columna de perforación están propensos a varias formas de corrosión⁵⁰.

2.3.11 Facilitar la cementación del revestimiento. La cementación es crítica para aislar eficazmente las zonas y poder completar con éxito el pozo, ya que si hay una mala cementación el trabajo se puede perder⁵¹.

Para la corrida del revestimiento:

- ✓ El lodo debe tener la mínima tixotropía para poder sostener los cortes y poder disminuir el suabeo.
- ✓ El pozo debe estar lo suficientemente limpio.

Para realizar el trabajo de cementación del revestimiento:

- ✓ El lodo debe mantener la densidad para poder evitar derrumbes, influjos o pega del revestimiento.
- ✓ El pozo debe tener un revoque delgado para poder facilitar su eliminación.
- ✓ El lodo debe tener baja viscosidad para que pueda ser desplazado por el espaciador durante el bombeo de fluidos de cementación.

2.3.12 Minimizar el impacto al medio ambiente. Al final de toda la operación el lodo se convierte en un desecho y debe ser eliminado según la legislación

⁴⁸ Ibid., p. 2.8.

⁴⁹ Ibid., p. 2.9.

⁵⁰ Ibid., p. 2.10.

⁵¹ Ibid., p. 2.10.

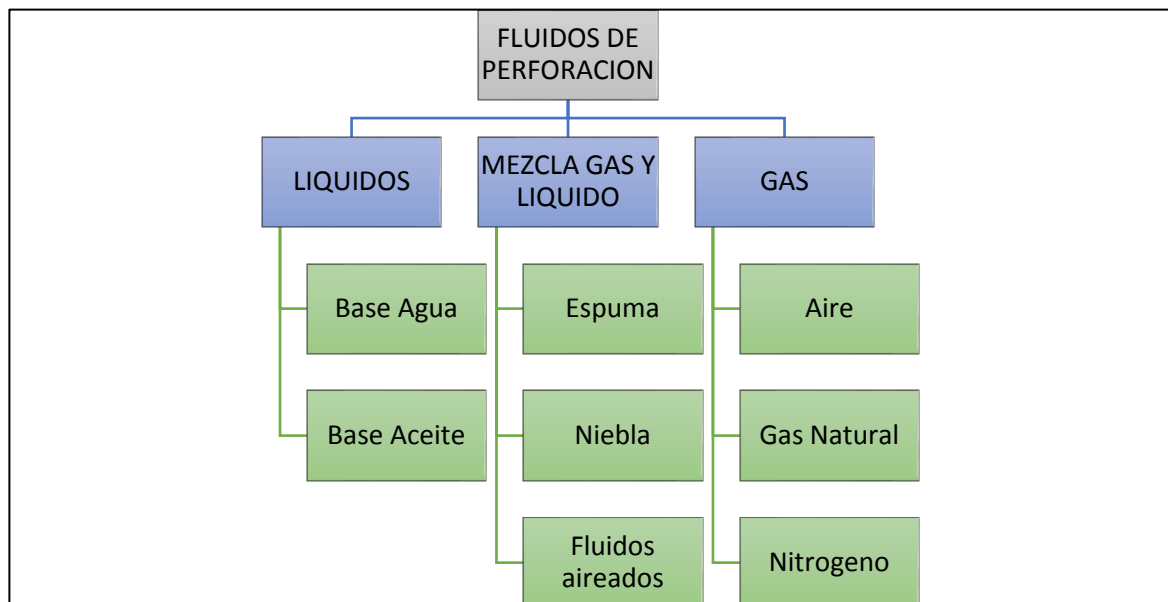
ambiental, dicha eliminación se realizar a través de un proceso llamado dewatering y los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.

2.4 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Los fluidos de perforación están clasificados de acuerdo con su composición, los cuales son:

En la **Figura 4.** se presenta de forma gráfica la selección del sistema de fluido de perforación a emplear que depende de varios factores, pero los de mayor importancia son las presiones y el tipo de formación a perforar. De acuerdo a esto, se plantea un esquema de clasificación que tiene en cuenta la composición del lodo distinguiendo el componente que define con claridad la función y el rendimiento del fluido. Para lo cual los fluidos se clasifican en líquido, una mezcla de gas-líquido y gas, donde cada categoría tiene una variedad de subcategorías que se superponen entre sí.

Figura 4. Fluido de perforación



Fuente: elaboración propia, con base en. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. Texas. 2001. Consultado 2019

2.4.1 Fluidos base agua. Los fluidos base agua son fluidos cuya fase continua es acuosa y puede ser: Agua dulce, agua de mar o una base de salmuera. La principal característica que tiene este tipo de fluido es que son económicos y de fácil manejo ambiental, además, son inestables a cambios fuertes de presión y temperatura y en

algunos casos corrosivos para la tubería y las herramientas⁵². En la **Figura 5.** se tiene la respectiva clasificación de los fluidos de perforación base agua de acuerdo a su composición desde lodos dispersos hasta el lodo polimérico catiónico.

Su principal clasificación se da de la siguiente manera:

2.4.1.1 Lodos dispersos. Estos fluidos contienen adelgazantes químicos.

2.4.1.2 Lodos no dispersos. Al contrario de los fluidos dispersos, éstos no contienen adelgazantes químicos. En este caso, las arcillas agregadas o incorporadas encuentran su propia condición de equilibrio de una forma natural.

2.4.1.3 Lodos no inhibidos. Son los más sencillos, económicos y utilizado para perforar las formaciones no reactivas y los primeros pies de la formación.

2.4.1.4 Lodos inhibidos. Son aquellos que evitan la posible hidratación de arcillas con la reducción interacción química entre la formación y el lodo.

2.4.1.5 Lodos no dispersos no inhibidos. Estos fluidos no contienen adelgazantes químicos ni iones inhibidores de lutitas. En este caso, el volumen de los sólidos de baja gravedad es menor del 6% en peso.

2.4.1.6 Lodos no dispersos inhibidos. Estos fluidos no contienen adelgazantes químicos, pero si contienen iones inhibidores de lutitas, como: Potasio (K), Sodio (Na), Calcio (Ca) o Magnesio (Mg).

2.4.1.7 Lodos dispersos no inhibidos. Estos fluidos contienen adelgazantes químicos, pero no utilizan iones inhibidores de lutitas. En este caso, los adelgazantes van a actuar sobre los sólidos arcillosos perforados, minimizando su dispersión. Cabe resaltar que dentro de esta clasificación se encuentran los fluidos lignosulfonato/lignito.

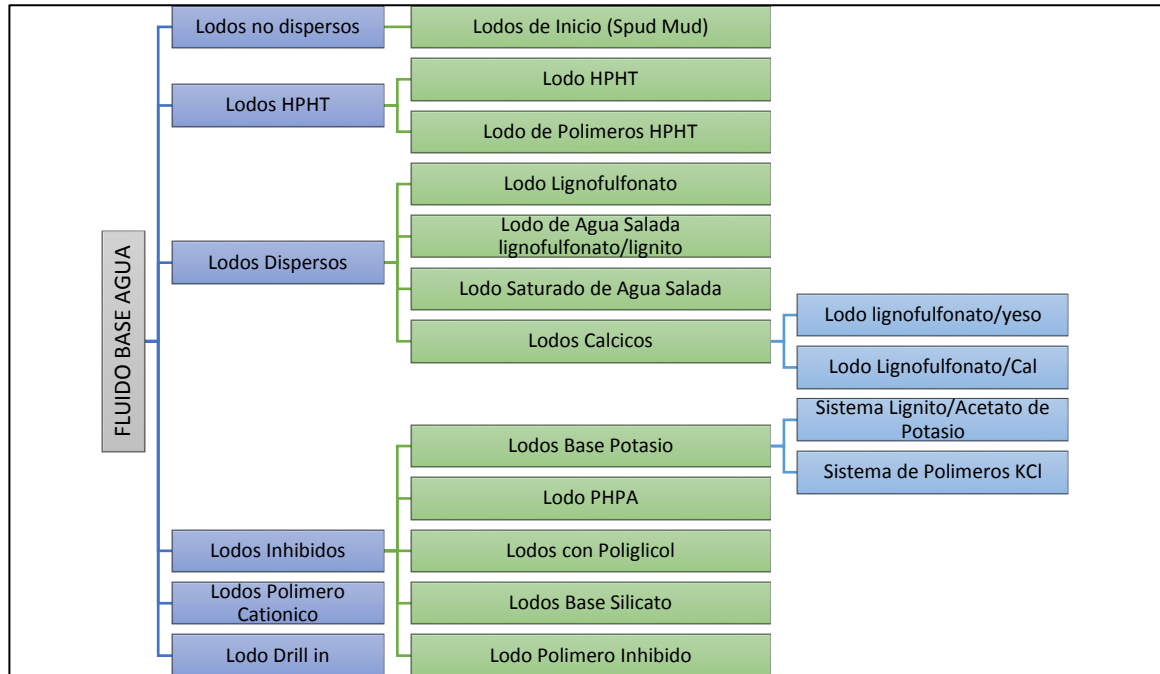
2.4.1.8 Lodos dispersos inhibidos. Los fluidos dispersos inhibidos utilizan adelgazantes químicos para dispersar los sólidos arcillosos perforados y también, iones inhibidores para evitar la hidratación y debilitamiento de las lutitas.

2.4.1.9 Lodo polimérico catiónico. Estos fluidos no contienen adelgazantes químicos, pueden ser sistemas, no dispersos no inhibidos, o no dispersos inhibidos, dependiendo si contienen o no, iones inhibidores de lutitas. Los fluidos poliméricos son sistemas de bajo contenido de sólidos que se caracterizan por dar reología invertida, es decir, son sistemas de una gran capacidad de transporte y

⁵² (García Forero, Angelica Maria, EVALUACIÓN DE DIFERENTES SISTEMAS DE LODOS DE PERFORACIÓN PARA DISMINUIR EL DAÑO DE FORMACION, Medellín, 2016, pag. 6)

suspensión de sólidos.

Figura 5. Fluido base agua

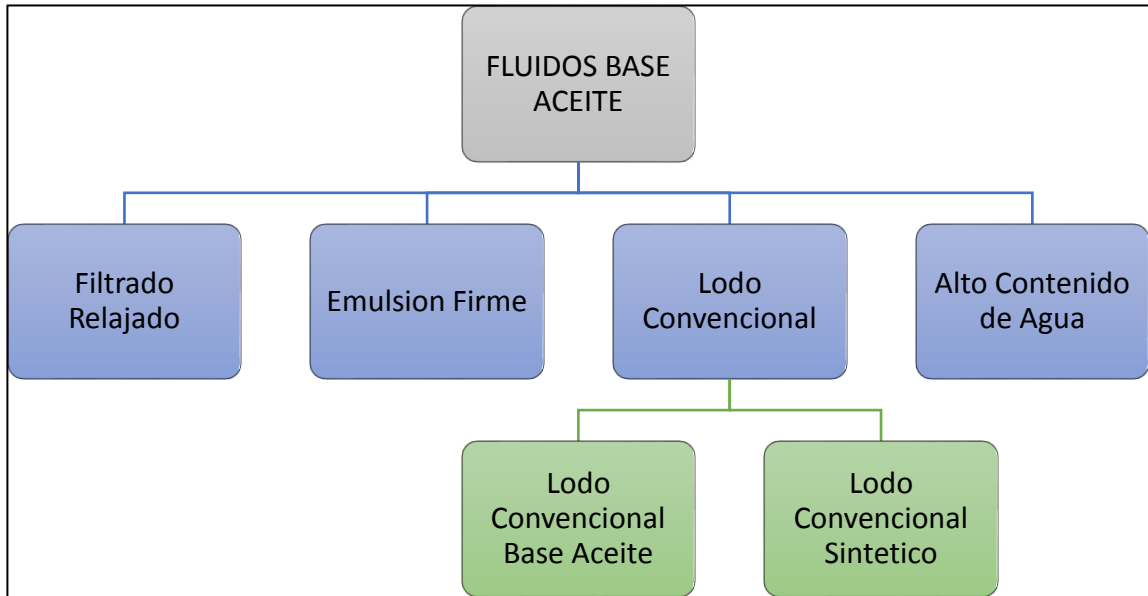


Fuente: elaboración propia, con base en. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. Texas. 2001. Consultado 2019

2.4.2 Fluidos base aceite. Son sistemas inhibidos, los cuales son estables a alta presión y temperatura, altamente lubricantes y no corrosivos. Estos fluidos fueron diseñados para mejorar la terminación de pozos en yacimientos reservorios sensibles al agua, con presencia de arcillas hinchables. Se les llama lodo base aceite porque su contenido de agua es de 1% al 15% y emulsión inversa cuando el contenido de agua es del 1% al 50%⁵³. Para la **Figura 6.** se tiene la respectiva clasificación de los fluidos de perforación base aceite de acuerdo a su composición.

⁵³ Ibid., p. 6.

Figura 6. Fluidos base aceite



Fuente: elaboración propia, con base en. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. Texas. 2001. Consultado 2019

2.4.2.1 Sistemas de filtrado relajado. Este sistema provee altos índices de ROP a un bajo costo de operación en comparación al sistema convencional, es estable a temperaturas hasta 325°F, sin embargo, genera un filtrado mayor al manejar concentraciones bajas de controlador de filtrado y emulsificantes. Una desventaja es que el revoque de filtrado que se forma en arenas puede llegar a ser muy grueso y hacer que la tubería se atasque por la presión diferencial.⁵⁴

2.4.2.2 Sistema de lodo convencional. El sistema de lodo convencional se divide en dos tipos.

❖ **Sistema de lodo convencional base aceite.** Son sistemas 100% base aceite o con un contenido de agua mínimo. Estos sistemas son generalmente usados para las operaciones de extracción de núcleos donde se desea evitar la invasión del fluido de perforación que contiene agua emulsionada o cambios de la humectabilidad causados por altas concentraciones de emulsificantes y agentes humectantes. Los contaminantes como la sal y anhídrita no pueden afectarlos y tienen gran aplicación en profundidades y altas temperaturas. Con estos sistemas 100% aceite, lo difícil es obtener una viscosidad adecuada, al igual que con los primeros lodos base aceite. También, este lodo tiene un filtrado bajo, además este

⁵⁴ (ARGÜELLO B., Claudia P.;JIMENEZ E., Ivan D., FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE SUSTITUIR EL LODO BASE ACEITE UTILIZADO EN EL CAMPO CUIAGUA, POR UN LODO BASE AGUA., Bogotá, 2009, pag. 56)

sistema no debe usarse donde existan fuentes de agua que puedan ser contaminadas.⁵⁵

Estos sistemas se caracterizan por dar alta lubricidad lo que disminuye considerablemente los problemas de torque y transporte que se obtienen al maniobrar las sargas de perforación. Además, ofrecen una protección excepcional a la corrosión por su naturaleza no conductiva.

Todos los productos que se utilizan para la formulación de este tipo de fluido son de gran estabilidad térmica, razón por la cual no se degradan y por lo tanto no producen materiales corrosivos.

❖ **Sistema de lodo convencional sintético.** En todo lodo base aceite que tiene como base un lodo sintético las bases más comunes son las Alfaolefinas, Oleofinas, Polialfaolefinas, aceites vegetales y ésteres. Este lodo usa materiales viscosificantes, densificantes y aditivos que ayudan a dar estabilidad al lodo.

Este tipo de sistema es ideal para pozos profundos de alto ángulo. Además, son fluidos menos tóxicos e irritantes que los fluidos base aceite (base diésel) con respecto a la salud y son ideales para operaciones offshore de alto costo.⁵⁶

Para seleccionar un fluido base sintética se deben considerar los siguientes aspectos:

- ✓ Aceptabilidad ambiental.
- ✓ Requerimientos operacionales.
- ✓ Costos asociados.
- ✓ Manejo de desechos.

La primera generación de sintéticos fue compuesta principalmente de ésteres, éteres y polialfaolefina (PAO) y tuvo gran aceptación desde el punto de vista ambiental. Sin embargo, estos aceites presentaban, además de ser costosos, problemas de alta viscosidad cinemática y de estabilidad a altas temperaturas (320°F).

La segunda generación de sintéticos está compuesta por Alfaolefinas Lineales Internas (IO) y Parafinas Lineales (LP). A diferencia de la primera generación, los fluidos base sintética de la segunda generación son menos costosos y viscosos. No obstante, la principal diferencia entre ambas generaciones es la viscosidad cinemática.

⁵⁵ Ibid., p. 56.

⁵⁶ Ibid., p. 57.

2.4.2.3 Sistema de emulsión firme. Este sistema ofrece estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Se aplican principalmente a formaciones con altas temperaturas (hasta 500°F). Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsificantes y agentes controladores de pérdida de fluido para dar mayor estabilidad a la emulsión y reducir la pérdida de filtrado. El filtrado HPHT es comúnmente menor de 15 mL y debe ser todo aceite.⁵⁷

2.4.2.4 Sistema con alto contenido de agua. Los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para cumplir ciertas reglamentaciones ambientales con respecto a la cantidad de aceite adherido a los cortes de perforación que se descargan a fuentes de agua como el mar. Estos sistemas que tienen una relación agua aceite 50/50, pueden reducir hasta un 45% el aceite remanente en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores 250°F.⁵⁸

2.4.3 Fluidos neumáticos. Este sistema de fluido comprende seis tipos de modelos.

2.4.3.1 Aire. El aire es utilizado principalmente para la limpieza del hueco y presentan grandes ventajas en secciones de roca consolidadas donde difícilmente se encontrarían grandes cantidades de agua, pues un aporte adicional de líquido contribuiría a la formación de lodo, ocasionando una pega de tubería y problemas de estabilidad de pozo. Además, se encarga de transportar los cortes hasta la superficie con una alta ROP. Es utilizado principalmente en trabajos bajo balance (Underbalance).⁵⁹

2.4.3.2 Gas natural. El gas natural genera mezcla combustible cuando se libera a la atmósfera, con un volumen de inyección mayor que con el aire para limpieza de pozo y se dispone de una línea de gas para no utilizar cilindros. Se requiere de una inversión mayor en cuanto al control de pozo en cabeza para evitar fugas de gas.⁶⁰

2.4.3.3 Nitrógeno. Es una mezcla de Nitrógeno con Hidrocarburos gaseosos que no son inflamables generando un flujo turbulento en el anular y con una eficiencia de transporte de cortes igual al sistema base aire, su desventaja es que la operación es costosa.⁶¹

2.4.3.4 Niebla. La Niebla se genera cuando al perforar con aire se incorpora una pequeña cantidad de agua con un agente espumante para lo cual requiere grandes

⁵⁷ Ibid., p. 56.

⁵⁸ Ibid., p. 57.

⁵⁹ Ibid., p. 57.

⁶⁰ Gómez Barbosa, Leandro U. CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION Y CRITERIOS PARA SU SELECCIÓN.; FUA, Bogotá, 2018, pag. 51.

⁶¹ Ibid., p. 52.

equipos de compresión. Su desventaja es que genera inestabilidad de pozo al utilizarlo para la perforación.⁶²

2.4.3.5 Fluidos aireados. El lodo aireado puede ser cualquier lodo base agua al que se le agrega aire para reducir la densidad y así prevenir pérdidas de circulación en zonas de baja presión, además de incrementar la ROP que mejora la productividad y previene el daño de formación (Skin), también posee menos tendencia a fracturar formaciones débiles.

Si la razón de gas es muy alta puede generar descontrol de pozo, pozo sucio y pega de tubería. Por el contrario, si la razón de gas es muy baja puede generar presión de fondo excesiva y sistema en sobre balance (Overbalance).⁶³

2.4.3.6 Fluidos espumosos. Elaborados a través de la inyección de agua o gel y agentes espumantes inyectados en una corriente de gas; dando origen a una espuma estable y viscosa. El objetivo de esta clase de lodo es reducir la densidad y prevenir las pérdidas de circulación en zonas de baja presión. En este tipo de fluido la capacidad de transporte de los recortes que dependen más de la viscosidad que de la velocidad en el anular. Sin embargo, se requiere equipo adicional en superficie.⁶⁴

⁶² Ibid., p. 53.

⁶³ Ibid., p. 54.

⁶⁴ Ibid., p. 55.

3. COMPARACIÓN DE LOS FLUIDOS BASE AGUA Y BASE ACEITE CON RESPECTO A LA SECCIÓN 12 ¼” DEL CAMPO CASTILLA BASADO EN LAS OPERACIONES REALIZADAS EN EL CAMPO CUIAGUA

Para la realización del tercer capítulo, los investigadores se basaron en las operaciones realizadas en el Campo Cupiagua; dicho campo fue seleccionado gracias a que presenta gran similitud con el campo objeto de este estudio en cuanto al aspecto geológico; es decir; las formaciones que comprende las cuales son: Guadalupe, Mirador, Carbonera, León y Guayabo y su localización ya que el Campo Cupiagua se encuentra ubicado en el piedemonte de la Cordillera Oriental. Esto con el propósito de emular dichas operaciones en el Campo Castilla.

Con el fin de dar cumplimiento al objetivo propuesto para este capítulo, se desarrolla un análisis comparativo de los fluidos base agua y base aceite, incluyendo las ventajas y desventajas de cada fluido y como influiría su uso en la sección de 12 ¼” del Campo Castilla. Adicional a esto, se analizan las variables correspondientes para poder realizar una matriz de decisión y conforme a esto, proceder a recomendar el fluido para la sección de estudio. Finalmente, se presenta la formulación típica de los fluidos de perforación utilizados con éxito en el Campo Cupiagua, correlacionándolos con los fluidos a utilizar en el Campo Castilla.

Para la comparación de los dos tipos de fluido se limitará a la sección de 12 ¼” que comprende las formaciones de: Carbonera, León y Guayabo. Estas formaciones tienen una secuencia alternante de lodolitas, areniscas, lutitas y conglomerados. Las cuales se hidratan en presencia de agua generando problemas tales como: Washout, derrumbes y pega de tuberías. Estos problemas se presentan principalmente al utilizar un fluido base agua, los cuales requieren de aditivos especiales para resolver este tipo de problemas que se traducen en costos. En la **Tabla 2.** se muestra las ventajas y desventajas del fluido base agua con respecto a las características de la formación del Campo Castilla para la sección de 12 ¼”.

Tabla 2. Fluidos base agua

Fluidos base agua	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fluido fácil de trabajar ✓ Factor económico ✓ Amigable con el medio ambiente ✓ Bajo riesgo de inflamabilidad ✓ No se requieren herramientas de registro especiales 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Daño potencial a la formación ✓ No hay inhibición del 100 % ✓ Lubricidad normal ✓ Re-uso limitado del lodo ✓ Sujeto a la contaminación

Fuente: elaboración propia, con base en. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. Texas. 2001. Consultado 2019

El fluido base agua es utilizado debido a que su procedimiento es sencillo, además es económico y al utilizarlo no tiene un gran impacto ambiental. La inhibición del fluido base agua no es completa debido a que estos fluidos generan una reacción con las formaciones hinchables tales como Limolita, Lutita y Arcillolita, se hidratan posteriormente se hinchan y se genera un daño a la formación. Por otra parte, hay un re-uso limitado del lodo, es decir, que este tipo de lodo únicamente se puede utilizar 1 vez en la sección de interés, ya que se podría salir de parámetros al momento de reaccionar con los sedimentos de la formación. Cuando el lodo no se puede utilizar más es recomendable realizar un procedimiento de dewatering que consiste en romper la emulsión separando sus fases en agua y sólidos. En la **Tabla 3.** se muestra las ventajas y desventajas del fluido base aceite con respecto a las características de la formación del Campo Castilla para la sección de 12 ¼”.

Tabla 3. Fluidos base aceite

Fluidos base aceite	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alto re-uso del lodo ✓ Resistencia a la contaminación ✓ Completa inhibición ✓ Completa lubricidad ✓ Alta ROP ✓ Menor corrosión 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Factor económico ✓ El personal puede requerir cuidado especial para la piel ✓ Riesgo de incendio ✓ Vapores peligrosos ✓ Limpieza de los equipos ✓ Se requieren herramientas de registros especiales

Fuente: elaboración propia, con base en. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. Texas. 2001. Consultado 2019

El fluido base aceite es eficiente en la perforación de pozos profundos y offshore debido a su capacidad de soportar HPHT. También, genera menos costos operacionales debido a que se reducen los tiempos de perforación obteniendo una alta ROP, además, este fluido puede ser reutilizado para diversas operaciones de perforación, así mismo, este fluido se puede almacenar y no hay que gastar capital para la fabricación de lodo fresco. En cuanto a desventajas al principio es un fluido costoso, pero con el paso del tiempo si se compara este no necesita la cantidad de aditivos como si lo necesita el fluido base agua, al ser un fluido que se va a reutilizar no se requiere un procedimiento de dewatering para romper el lodo.

Por otra parte, los fluidos base aceite se caracterizan por tener una inhibición completa, es decir, que no hay una reacción directa con la formación, evitando que estas se hinchen y generen los problemas anteriormente mencionados teniendo en cuenta que no se utilizan los aditivos adicionales.

3.1. FLUIDO BASE AGUA UTILIZADO ACTUALMENTE EN EL CAMPO CASTILLA

Actualmente para las operaciones del Campo Castilla en la sección de 12 ¼" se utiliza un sistema de Fluido A (Fluido base agua), este es un sistema el cual es un inhibidor orgánico a base agua-polímero que brinda una mejor inhibición para minimizar cualquier problema operativo y cuenta con las siguientes características.

3.1.1 Características y Beneficios. Se identifica los principales aspectos.

- ✓ Base de polímero para obtener un rendimiento medioambiental menos dañino con respecto a los sistemas de base de cloruro de potasio.
- ✓ Flexible para satisfacer los requisitos de geología.
- ✓ Optimiza la gestión de residuos.
- ✓ Es más estable en esquistos fracturados.
- ✓ Soluciones económicas y técnicas al agua.
- ✓ Reduce costos y mantiene una mejor inhibición
- ✓ En formaciones de esquisto se puede utilizar para perforar pozos de alto ángulo.
- ✓ Mucho más tolerante a la contaminación con sólidos de perforar.

3.1.2 Desempeño del fluido de perforación A. El Campo Castilla está caracterizado por ser uno de los de más históricos y de mayor relevancia para el país. Para ello, se han obtenido una serie de recomendaciones durante la perforación de la sección intermedia (12 ¼") para adquirir un conocimiento y no cometer los mismos errores de acuerdo al conocimiento geológico. Lo primero es tener en cuenta que se atraviesan formaciones problemáticas que son las lutitas de la Formación Carbonera Unidad E3 y E4.

3.1.3 Recomendaciones durante la perforación de la sección 12 ¼"

- ✓ Previo a la perforación de la Lutita E3 se realizan las adiciones de agentes puenteantes y de Sello como Grafito y Carbonato de Calcio orientando los tratamientos en mantener la estabilidad de la Lutita E3 y E4.
- ✓ Durante la perforación de la sección el filtrado API debe estar controlado de manera tal que no sobrepase los 6.0 c/c por cada 30 minutos.
- ✓ Mantener adiciones de Carbonato de Calcio desde la formación areniscas superiores hasta alcanzar las 10 lb/bbl en el tope de C2, 15 lb/bl hasta el tope de lutita E3 y 20 lb/bbl al finalizar la perforación de la sección, para generar acción de puenteo y sello.
- ✓ Un equipo de control de sólidos insuficiente causa la dispersión natural de los sólidos perforados aumentando el consumo de polímeros y una rápida disminución en la concentración de estos y por tanto insuficiente inhibición. Los

equipos de control de sólidos se deben operar continuamente y en las condiciones de trabajo adecuadas, para controlar el peso del fluido y mantener el contenido de sólidos lo más bajo posible.

- ✓ En este intervalo es muy importante la utilización de zarandas de buena capacidad para manejar los altos caudales de operación que se requieren para asegurar la limpieza del hueco. Los niveles de dilución y las concentraciones de materiales deben ser cuidadosamente controlados dentro de los valores propuestos.
- ✓ Para facilitar la limpieza del hueco se debe optimizar la hidráulica y los caudales de bombeo.
- ✓ Para la perforación de lutitas con problemas de inestabilidad presentes principalmente en las formaciones Lutitas E3 y E4 deben ajustarse las propiedades del fluido 200 pies antes de ingresar a dichas formaciones con el objeto de reducir problemas asociados a inestabilidad, por lo tanto debe ejercerse un mayor control de filtración para minimizar la interacción del fluido con la formación, incrementar las propiedades reológicas para minimizar efectos de erosión por turbulencia en las secciones anulares durante la perforación e incrementar la concentración de agentes Inhibidores y encapsuladores con el objeto de asegurar la estabilidad de lutitas.
- ✓ Es necesario ajustar el funcionamiento de las centrífugas en serie y ajustar la velocidad de operación para recuperar barita. Para esto y realizando la floculación selectiva se acondiciona el sistema de centrífugas una a baja velocidad (Máximo a 1250 rpm) para recuperar Barita y la otra para realizar el proceso dewatering de fluido descartado por el tres en uno y el fluido descartado por la centrifuga recuperadora de Barita.
- ✓ Se deben utilizar altas ratas de bombeo de 450 gal/min para facilitar la limpieza del hueco, debido a la baja velocidad anular y las altas ROP asociadas con la naturaleza de las formaciones perforadas y el diámetro del hueco.
- ✓ De ser requeridas se recomienda bombear píldoras, una de baja reología con 10 lb/bbl de material abrasivo y una pesada con 2 ppg por encima de la densidad del fluido circulante, circular a retornos limpios con el mismo galonaje usado durante la perforación y máximas RPM todo el tiempo. Las píldoras se suspenden a partir de la formación Lutita E3.

3.1.4 Formulación del fluido base agua. Para lograr estas características este sistema de lodo requiere de diversos aditivos especializados nombrados a continuación para lograr los parámetros establecidos. En la **Tabla 4.** se observa la composición por aditivo del fluido A el cual es uno de los más utilizados durante la perforación de la sección de interés. Estos aditivos son adicionados al fluido de

perforación con el fin de cambiar las propiedades al lodo en búsqueda de mejorar la perforación para prevenir o corregir problemas durante la misma o para ofrecer protección a los equipos y herramientas que se utilizan durante la operación al momento de utilizar el fluido A.

El inhibidor de arcillas debe ser adicionado en una concentración de 5.0 lb/bbl en el fluido inicial hasta la Unidad C2 en él tope. Desde aquí y hasta Total Depth (TD) trabajar con 7.0 lb/bbl, esto con el fin de mejorar la inhibición en las formaciones Lutita E, Unidad C1 y C2 y controlar la velocidad de hinchamiento durante la perforación de las zonas difíciles.

De acuerdo al estado mecánico del pozo de referencia del Campo Castilla presente en el **ANEXO A**, la formulación que se escoge es la formulación del Fluido A para las profundidades menores a 7085 ft debido a que no requieren de un mayor control de arcillas y agentes de sello.

Tabla 4. Concentración recomendada de productos del intervalo de (12 ¼”).

PRODUCTO	UNIDADES	(1000-5124) ft	(5124-7085) ft	(7085-9150) ft
Polímero	ppb (lb/bbl)	0.5-0.75	0.75-1.0	1.0-1.5
Controlador de Filtrado	ppb (lb/bbl)	1.0-1.25	1.25-1.5	1.5-2.0
Controlador de Filtrado	ppb (lb/bbl)	0.25-0.5	0.25-0.5	0.5-1.0
Viscosificante	ppb (lb/bbl)	0.5-0.75	0.75-1.25	1.25-1.75
Inhibidor de arcilla	ppb (lb/bbl)	4-0-5.0	6.0-7.0	6.0-7.0
Polímero Floculante	ppb (lb/bbl)	0.3-0.5	0.3-0.5	0.3-0.8
Agente de Sello	ppb (lb/bbl)	10	10-15	15-20
Agente de Sello	ppb (lb/bbl)	-----	-----	10
Estabilizador de Arcilla	ppb (lb/bbl)	-----	-----	5.0-6.0
Estabilizador de Arcilla	ppb (lb/bbl)	-----	-----	3.0-4.0
Dispersante	ppb (lb/bbl)	1.0-2.0	1-0-2-0	1.0-2.0
Agente de Sello	ppb (lb/bbl)	2	3	4
Agente Alcalinizante	ppb (lb/bbl)	0-5-0.75	0.5-0.75	0.5-0.75
Agente Alcalinizante	ppb (lb/bbl)	0.25-0.5	0.25-0.5	0.5-1.0
Bactericida	ppb (lb/bbl)	0.7-1.0	1	1.0-1.25
Agente Densificante	ppb (lb/bbl)	208	230	245
Lubricante	ppb (lb/bbl)	3.0-4.0	3.0-4.0	3.0-4.0
Lubricante y reductor de torque	%	1	1	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL. Programa de fluido de perforación. 2016. Consultado 2019

Las adiciones del floculante deben realizarse únicamente mediante la floculación que reduce considerablemente los niveles de dilución, debido a que el sistema permite mantener un control efectivo sobre el MBT optimizando considerablemente el desempeño del fluido de perforación y reduciendo los costos asociados a la preparación del fluido nuevo y tratamientos de volúmenes de fluido descartados. En la **Tabla 5.** se nombran los productos utilizados para la formulación adecuada del fluido B (Base agua). De manera análoga estos aditivos son utilizados para el fluido B con el fin de cambiar sus propiedades, al tiempo que mejora la perforación, protege los equipos y herramientas.

La formulación del Fluido B tiene una menor cantidad de aditivos al momento de compararlo con el Fluido A esto hace que su preparación sea más sencilla y de menor costo, así mismo, este fluido se utiliza cuando las características del pozo son conocidas y fácil de controlar, sin la necesidad de utilizar una mayor cantidad

de aditivos.

Tabla 5. Formulación del fluido base agua

PRODUCTO	UNIDADES	(1000-Tope C2) ft	(C2-Tope E3) ft	(E3-T2)
Inhibidor polyamina	ppb (lb/bbl)	2.0	3.0-4.0	4.0
Mejorador de la ROP	%	1	2	2
Lubricante	%	1	1	1
Controlador de Filtrado	ppb (lb/bbl)	0.5-1.0	1.0-1.5	1.0-1.5
Controlador de Filtrado	ppb (lb/bbl)	1.0-1.5	1.5-2.5	1.5-2.5
Encapsulante	ppb (lb/bbl)	0.8	1	1
Viscosificante	ppb (lb/bbl)	0.5-0.75	1	1.5
Alcalinidad	ppb (lb/bbl)	0.1-0.2	0.1-0.2	0.1-2.0
Estabilizador	ppb (lb/bbl)	-----	1.0-2.0	4.0-6.0
Estabilizador	ppb (lb/bbl)	-----	-----	3.0-5.0
Controlador de pérdidas	ppb (lb/bbl)	-----	-----	2.0-4.0

Fuente. elaboración propia, con base en. ECOPETROL. Programa de fluido de perforación. 2016.Consultado 2019.

En la **Tabla 4.** Y **Tabla 5.** se dieron las concentraciones de los aditivos que se utilizan para perforar la sección de 12 ¼” del Campo Castilla destacándose el Fluido A y Fluido B. Adicionalmente, se definen algunos de los aditivos nombrados destacando sus funciones.

- ✓ **Inhibidor poly amina:** el sistema de lodo utilizado requiere de un polímero encapsulador para lodos a base de alto peso molecular por ser una sección arcillosa, el cual actúa como un estabilizador de lutitas reduciendo la dilución de material arcilloso en el lodo, y de esta forma se reduce la contaminación.
- ✓ **Mejorador ROP:** al perforar la sección de interés se presentan problemas de embotamiento del BHA, por lo cual se requiere de mejoradores de ROP y lubricantes para suplir estas necesidades a lo largo del tramo de la sección analizada
- ✓ **Lubricante:** resiste la tendencia de las arcillas a adherirse a la broca y al conjunto de fondo, recubriendo las superficies metálicas.
- ✓ **Controlador de filtrado:** al momento de perforar la formación carbonera se han presentado perdidas de lodo, lo cual genera daño a la formación y así mismo aumento en el volumen de lodo requerido para la perforación, entonces lo que

se hace es utilizar un material de filtrado para formar un revoque fino y duro que minimiza las pérdidas de filtrado principalmente en las formaciones permeables.

- ✓ **Viscosificante:** cuando se aumenta la ROP en la perforación de la sección de 12 ¼”, se produce aumento en los sólidos, por lo cual el lodo debe ser capaz de arrastrar los cortes a superficie. Para este sistema se utiliza un biopolímero para aumentar la reología del lodo y una mejor suspensión de sólidos.
- ✓ **Alcalinidad:** para los sistemas base agua se utiliza principalmente soda Caustica para controlar los niveles de pH del lodo, de esta forma evitar la corrosión del conjunto de fondo (BHA).

3.1.5 Propiedades del lodo base agua. Las propiedades que debe tener el fluido base agua utilizada para la perforación de la sección de 12 ¼” se describe en la **Tabla 6.** donde algunas de las funciones que cumplen los aditivos son para controlar la presión de los fluidos de la formación previniendo reventones (densificantes), por otra parte, los viscosificantes son utilizados para mejorar el rendimiento del lodo y poder mantener un pozo limpio sacando los cortes a superficie y por último los controladores de filtrado con el fin de controlar la pérdida relativa de fluido a través de formaciones permeables. Estas propiedades se determinan mediante un promedio de las operaciones de pozos del Campo Castilla presentes en el **ANEXO B.**

Tabla 6. Propiedades del fluido base agua

Propiedades	Unidad	Sección 12 ¼”
Densidad	lb/gal	11.75 – 12.2
Viscosidad Funnel	Seg/qt	50 – 60
VP @ 120°F	cP	< 22.5
YP @ 120°F	Lb /100 ft²	20.5 – 26.5
Geles @ 120°F	Lb /100 ft²	6 -10/ 8-14 / 11-20
Filtrado API	cc/30min	< 5.0
pH	Adimensional	9.0 – 9.5
MBT	lb/bbl	< 14

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL. Programa de fluido de perforación. 2016. Consultado 2019

3.1.6 Problemas potenciales durante la perforación de la sección de 12 ¼”

A lo largo del programa de perforación, el uso de este lodo ha presentado los siguientes problemas, a lo cual se le menciona las recomendaciones sugeridas para suplirlas. A continuación, en la **Tabla 7.** se identifican las principales problemáticas

que están en el Campo Castilla durante la perforación de la sección intermedia de interés.

Tabla 7. Problemas en la sección 12 ¼”

Problemas Potenciales	Recomendaciones
Limpieza de Hueco	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se recomienda realizar un programa de diseño de píldoras la cual facilita la limpieza del pozo. Además, es necesario dar los tiempos de circulación recomendados para el pozo dependiendo el Angulo. En el Campo Castilla se utiliza el programa Virtual hydraulics para mantener la relación optima entre ROP y galonaje en función de la limpieza del hueco, además de Monitoreo de la presión. ✓ Pueden presentarse problemas de rellenos y excesivo transporte de sólidos durante los viajes, que puede indicar la falta de densidad en el fluido o una mala limpieza para esto hay que bombear píldoras de barrido dependiendo de la zona en caso de ser requerida a 300 ft y puede llegar a bombearse a 500 ft.
Inestabilidad de Formación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se presentan problemas de inestabilidad mecánica y química de las Formaciones de Lutitas E3 y E4, que pueden ocasionarse durante la perforación de este intervalo; se deben controlar los niveles de filtración HPHT medido a 200 °F en valores inferiores a 14 m durante la perforación de la Lutita E3 y E4. ✓ Realizar las adiciones de material sellantes tales como Asfalto, Grafito y Carbonato de Calcio de diferentes tamaños de acuerdo con las concentraciones programadas. En lo posible se deben evitar tiempos prolongados de circulación frente a la Lutita E3 y E4 para evitar su desestabilización mecánica.
Taponamiento del Flow line	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se recomienda iniciar la perforación con un caudal de 850 GPM mantener ROP controlada (160 ft/hr) a fin de mantener una buena limpieza del hueco y reducir la acumulación y agregación de cortes en el anular ✓ Para evitar el taponamiento de la línea de flujo se manejará una reología con lodo de menor viscosidad utilizando adelgazantes en la parte de más alto riesgo de taponamiento y después se ajustará al programa cuando ya no haya riesgo de taponamiento.

Tabla 7. (Continuación)

Problemas Potenciales	Recomendaciones
Reactividad de arcillas	✓ Se llevará un monitoreo constante de la concentración real del inhibidor en el fluido. Un análisis conjunto de la concentración del inhibidor, pruebas especiales, forma y tamaño de cortes en shakers evidencian el comportamiento del fluido o si se necesitan cambios.
	✓ Se recomienda los tipos de píldora desde E3 – Casing Point de la siguiente manera, a partir de la formación E3 no se deben bombear píldoras de baja reología a fin de no desestabilizar mecánicamente las formaciones lutíticas (E3 y E4), por tanto, se debe bombear píldoras visco-pesada de 60 bls con 150 seg/qt y una densidad de 2.0 ppg por encima de la densidad del fluido.
Embotamiento del BHA	✓ Para evitar embotamiento del BHA se manejará la concentración adecuada de PA-10 y Drilzone L. Estos son utilizados para lubricar y mejorar la ROP principalmente en fluidos base agua cuando se utiliza brocas PDC.
	✓ En el momento en el que hay sospechas de embotamiento se bombea una píldora dispersa con material abrasivo.

Fuente. Programa de fluido de perforación Ecopetrol. 2018

3.1.7 Lecciones aprendidas en pozos anteriormente perforados. Al realizar las operaciones de perforación de los primeros pozos se optó por utilizar un fluido que tuviera gran capacidad de inhibición de las arcillas de las formaciones lutíticas y se observó una considerable una mejora de tiempos para los viajes de tubería.

Se recomienda adicionar al sistema entre 1.0 a 2.0 lb/bbl de agente dispersante como lignito o lignosulfonato, con el fin de dispersar un poco el fluido de esa manera controlando la aparición de arcillas especialmente a la hora de los viajes de tubería.

Además, se decidió incluir lubricante para el mantenimiento de un BHA más limpio, facilitando tanto la perforación como las maniobras de viaje. Más adelante es importante realizar monitoreo y simulaciones de limpieza teniendo en cuenta los parámetros de perforación de la sección. Definir las velocidades de corrida de casing para no exceder la densidad equivalente de circulación (ECD).

Para mejorar la limpieza del hueco se debe optimizar la hidráulica y los caudales de bombeo. Para asegurar la limpieza del pozo analizado durante los tiempos de

circulación se debe rotar la sarta mínima con 80 - 90 rpm, principalmente durante el envío de píldoras de limpieza.

Finalmente, realizar la adición de agente de sello para la pérdida de circulación durante la perforación de las areniscas de carbonera, lutitas E3 y E4, y utilizar la píldora LCM con el fin de evitar pérdidas de fluido y poder mantener controlada la ROP (Aproximadamente a 160 ft /hr)

3.2 VARIABLES A ANALIZAR PARA EL DISEÑO DE LA MATRIZ DE DECISIÓN

Las variables que se analizan en la matriz de decisión integran las principales problemáticas que se pueden generar y que han ocurrido en las operaciones de perforación de la sección de 12 ¼" del Campo Castilla, de las cuales se pueden identificar los costos, la toxicidad, la reacción con arcillas, la contaminación del lodo, el filtrado, la limpieza del hueco, la inestabilidad de la formación, el embotamiento del BHA y el taponamiento del Flow Line. A continuación, se realiza una breve definición de cada uno de las problemáticas nombradas anteriormente.

3.2.1 Costos. La perforación de un pozo es el primer y más caro paso en la industria del petróleo y el gas. El costo promedio de la perforación de un pozo está relacionado con el tipo, la profundidad y la ubicación del pozo, y también incluye los costos de la de servicios. Los gastos de perforación representan el 25% del costo total de exploración del campo petrolero y son principalmente enfocados en la exploración y desarrollo de pozos de perforación. Además, la búsqueda de nuevas fuentes de hidrocarburos es enfocada para perforar pozos más profundos. A medida que aumenta la profundidad, no solo aumenta la temperatura y la presión, también las formaciones se hacen más fuertes.

3.2.2 Toxicidad. La toxicidad se determina mediante pruebas realizadas a organismos vivos, en general se reporta la toxicidad como la concentración de una sustancia que producirá un índice de mortalidad específica en los organismos de prueba, después de un tiempo determinado. De acuerdo con las restricciones legales relacionadas con la disposición de los recortes al medio ambiente, las pruebas de toxicidad de los fluidos de perforación se han convertido en un componente importante de los permisos de descarga off-shore. Por otra parte, en cuanto a los reglamentos en tierra, esto gira en torno a lo que se debe hacer con los tanques de reserva, de las cuales, las principales preocupaciones ambientales están relacionadas con el contenido de metales pesados, las sales y el aceite. Además de la posibilidad de contaminación del suelo como los sistemas de agua superficiales (arroyos, corrientes, lagos y ríos) y los sistemas de aguas subterráneas (acuíferos).⁶⁵

⁶⁵ Instituto Americano del Petróleo Op. cit., p. 23.2

3.2.3 Reacción con las arcillas. Las formaciones arcillosas son muy blandas y pegajosas, por lo que los recortes de estas formaciones pueden causar empaquetamiento del pozo, líneas de flujo taponadas, y ROP reducidas, los cuales están relacionados con los mecanismos mecánicos (estabilidad) y químicos (hidratación). Con base a lo mencionado, los lodos base sintético y aceite proveen una excelente inhibición, evitando prácticamente todos los problemas relacionados con las arcillas reactivas debido a la humectabilidad por aceite de la sección arcillosa, y proporciona buena lubricidad. Por otra parte, los fluidos de perforación base agua requieren aditivos especializados para aumentar su rendimiento y minimizar los problemas relacionados a la reactividad con las arcillas como el hinchamiento que puede reducir la permeabilidad del yacimiento.⁶⁶

3.2.4 Contaminación del lodo. En cuanto a la sección 12 ¼" la aparición de arcillas reactivas corresponde a un contaminante, el cual produce un aumento en la viscosidad y se incorpora al sistema activo del lodo, principalmente para los fluidos base agua. Por lo cual es importante anticiparse a los posibles contaminantes entre los cuales también se puede incluir sulfuro de hidrogeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2), o sales, de otra forma es preferible usar fluidos base aceite ya que son menos sensibles a la mayoría de los contaminantes.⁶⁷

✓ **Contaminación por sólidos de perforación**

Es un proceso continuo, porque los sólidos perforados ingresan continuamente en el lodo afectando:

- Costos del lodo y pozos.
- ROP.
- Equipos de perforación.
- Causa de tubería atascada y pérdida de circulación.

Se identifican 2 tipos de sólidos HGS Y LGS

- HGS (Sólidos de alta gravedad): son los sólidos que resultan del material densificado añadido al fluido de perforación.
- LGS (Sólidos de baja gravedad): son los sólidos que son aportados por la formación.

Además, se identifican problemas relacionados con la contaminación de sólidos los cuales son:

- Incremento en los costos diarios

⁶⁶ Ibid., p. 22A.5

⁶⁷ Ibid., p. 22C.4

- Costos más altos de transporte, almacenamiento y desecho
- Retraso para comenzar la producción
- Producción reducida

✓ **Contaminación por sal**

Esta contaminación se disuelve rápidamente en el fluido base agua al cual entra a formar parte de la fase de agua del lodo generando cambios en el pH, cambios en la viscosidad y cambios en los esfuerzos de gel.

Se puede producir al entrar en contacto con domos salinos o influjos de agua salada, otra forma es al tratar al lodo con cantidades excesivas de Carbonato o Bicarbonato de Sodio, al mezclar las arcillas sódicas o si la Barita ha sido contaminada con carbonato o de una reacción química entre el CO_2 con iones de (OH^-) . Entonces, se recomienda el uso de: Desfloculantes, Controladores de pH y realizar una dilución con agua dulce.⁶⁸

✓ **Contaminación por cemento**

El cemento se contamina por errores operacionales, cuando se perfora tapones de cemento después de bajar un tipo de revestimiento, cuando se hace un side track o cuando se colocan tapones en formaciones complicadas o por barita contaminada.

Los sistemas agua-bentonita floculan severamente cuando el cemento está flojo, una vez fraguado es poco soluble y causa una contaminación mínima. El efecto del cemento sobre el lodo es similar al efecto de la anhidrita. La diferencia principal es que al perforar cemento el pH se eleva, mientras que al perforar anhidrita el pH baja.

Para prevenir la contaminación por cemento: Si la cantidad de cemento perforado es pequeña el lodo contaminado puede ser eliminado en la zaranda o tratado con desfloculantes y precipitantes. Pero si la cantidad de cemento perforado es alta a altas Temperaturas de Fondo (BHT) debe ser tratada rápida y completamente para evitar la gelificación o solidificación que suele producirse a altas temperaturas.⁶⁹

✓ **Contaminación por Sulfuro de hidrógeno (H_2S), Dióxido de carbono (CO_2), Carbonatos (H_2CO_3) Y Bicarbonatos (HCO_3^-)**

CO_2 y H_2S están frecuentemente constituyendo el gas natural, formando una solución ácida en el agua, la cual causa floculación en las arcillas. Formaciones que las contengan pueden ser perforadas fácilmente con fluidos base agua siempre que la presión de formación sea contenida por una presión hidrostática mayor que la

⁶⁸ Instituto Americano del Petróleo Op. cit., p. 4A.27.

⁶⁹ Ibid., p. 4A.26.

presión de poro. Tratando afuera los gases ácidos y deteniendo su afluencia dentro del pozo puede ser igualmente importante.

Problemas causados del H_2S y CO_2 : Aumenta la viscosidad y corrosión, reduce la densidad, cambia el pH y alcalinidad de carbonatos y bicarbonatos.⁷⁰

Identificación del H_2S :

- Reducción del pH del lodo.
- Decoloración del lodo (hacia un color oscuro) debido a la formación de Sulfuro de Hierro (FeS) a partir de la barita.
- Olor a huevo podrido.
- Efectos en el lodo:
- Aumento de la viscosidad y del filtrado debido a la reducción del pH.
- Formación de incrustaciones negras (FeS) sobre las tuberías de perforación de acero.
- Columna de perforación se vuelve negra.

Problemas graves del lodo surgen si la contaminación de Carbonatos/Bicarbonatos no es identificada y tratada correctamente:

Si se permite que el pH del lodo baje hasta 10 o menos, los carbonatos, los cuales son beneficiosos en bajas concentraciones, se convertirán en bicarbonatos. Si esto ocurre, viscosidades y esfuerzos de gel muy altos pueden desarrollarse.

3.2.5 Filtrado. A lo largo de la perforación de la sección de 12 ¼", más específicamente en la formación Carbonera, se enfrenta a una intercalación de arenas permeable, que cuando la presión de la columna de lodo es mayor a la de la formación, el filtrado invade la formación y se deposita un revoque en las paredes del pozo, lo cual conlleva a problemas potenciales, tales como: reducción de las condiciones del pozo, el aumento del torque y arrastre, pega de tubería, pérdida de circulación, baja calidad de los registros eléctricos y daño a la formación.

Para que la filtración pueda ser controlada debe cumplirse varios factores:

- ✓ La formación de un revoque delgado, de baja permeabilidad y resistente en las paredes de la formación.
- ✓ La preparación de un fluido de perforación con la densidad adecuada para alcanzar el ajuste correcto entre la presión hidrostática y la presión de formación.

⁷⁰ Ibid., p. 4A.28.

Una excesiva filtración en la formación no es conveniente porque incide negativamente en la formación productora ya que contribuye a la formación de un micro anillo de filtrado en el área lo cual dificulta la evaluación mediante perfiles eléctricos, además de causar la obstrucción de los canales conectados de las rocas por donde pudiera fluir el hidrocarburo. El fluido base aceite y base agua debería estar formulado con viscosificantes rompibles o solubles en el ácido, materiales de filtrado y agentes de taponamiento de tamaño apropiado para limitar el filtrado hacia la formación y asegurar una buena limpieza en el pozo principalmente en la sección de estudio.⁷¹

Los fluidos de perforación convencionales pueden causar daños graves a los yacimientos productivos, esto se puede reducir disminuyendo el filtrado y controlando los esfuerzos de gel progresivo. Esto trae como consecuencia que se reduzca la invasión de fluido dentro de la formación y ayuda a obtener aislamiento de las zonas durante la cementación de la tubería de revestimiento.⁷²

3.2.6 Limpieza del pozo. La limpieza del pozo es un factor crítico para los fluidos base agua y los fluidos base aceite, ya que si no se tienen unas adecuadas prácticas de limpieza del pozo esto puede causar: Pérdida de circulación, cama de recortes, empaquetamiento del pozo y pega de tubería. Debido a estos factores, es imprescindible planear y monitorear la limpieza del pozo. La reología del lodo, el caudal y la velocidad de penetración deben ser considerados para lograr una limpieza adecuada del pozo, sin embargo, en algunas ocasiones por la trayectoria del pozo se presenta una cama de cortes que es cuando los cortes se sedimentan y son difícilmente removidos del pozo, una solución a esto es plantear una estrategia de píldoras que es enviar un tren de píldoras. Una que genere turbulencia (píldora dispersa) y otra viscoso-pesada (Alta densidad y viscosidad) con el fin de reducir el tamaño de los cortes y que sea más sencillo su limpieza.⁷³

Las propiedades que son importantes para la limpieza del pozo incluyen el peso, la viscosidad, esfuerzos de gel y el nivel de inhibición del lodo. *El peso del lodo* hace flotar los recortes y reduce su velocidad de sedimentación. *La viscosidad* ayuda a determinar la capacidad de transporte. *Los esfuerzos de gel* proporcionan la suspensión bajo condiciones estáticas y de baja velocidad de corte y *la inhibición* que es el procedimiento para detener, prevenir o lentificar cualquier acción y en lodos es lentificar la hidratación de las arcillas.

⁷¹ (Steemit Beta. [sitio web]. Estudio del proceso de filtración del lodo de perforación y formación de revoque durante el proceso de perforación en un pozo de petróleo. Venezuela. [Consultado 15 abril 2019]. Disponible en: <https://steemit.com/spanish/@ennyta>)

⁷² Ibid., p. 7.1

⁷³ Ibid., p. 20B.1

✓ **Caudal de bombeo**

Es el factor más crítico para una limpieza exitosa utilizando los fluidos base agua y base aceite. Cuando el ángulo es mayor a 30 grados la cama de los recortes tiene mayor presencia, cuando el ángulo esta entre 50-60 grados la velocidad anular requerida para la limpieza del pozo es aproximadamente el doble que la utilizada para los pozos verticales. La velocidad de perforación debe ser controlada de tal forma que no exceda la capacidad de la bomba.

✓ **Propiedades reológicas**

Las propiedades reológicas juegan un papel importante en la habilidad de limpieza que tienen los fluidos de perforación, la reología debe ser ajustada para poder minimizar las pérdidas por fricción. Herramientas como reómetro de alta presión y temperatura Fann 70 deben ser utilizadas en la etapa de planificación del pozo para medir la reología a condiciones de fondo.

✓ **Velocidad de penetración**

Un aumento en la velocidad de penetración resultará en una mayor concentración de recortes en el anular. En ángulos de pozo por debajo de 40 grados la velocidad de transporte y los requerimientos de flujo para limpiar aumentan con el aumento de la velocidad de penetración. En pozos desviados con ángulo mayor a 40 grados un aumento de velocidad de perforación hará que la cantidad de recortes crezcan. Las velocidades de perforación dependerán de la eficiencia del transporte del fluido ya sea utilizando el fluido base agua o el fluido base aceite emulsionado.

3.2.7 Inestabilidad del pozo. Este problema está relacionado con el derrumbe de la formación causando condiciones de agujero reducido que esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta profundidades originales. Además, la inestabilidad del pozo, tubería pegada e incluso reventones son consecuencias de las pérdidas de circulación que contribuye a los altos costos del lodo. Los estudios indican que los sucesos imprevistos relacionados con la inestabilidad del pozo representan un 10 % de los costos del pozo y prevenir la inestabilidad de las zonas con lutitas es muy importante para los fluidos de perforación. Es sumamente importante que el ingeniero de fluidos de perforación entienda la inestabilidad de la lutita y del pozo para poder evaluar una situación con habilidad y que ponga en práctica un plan de medidas remediadoras. Se requiere un enfoque sistemático que integre varias disciplinas para evaluar y remediar la inestabilidad del pozo.⁷⁴

3.2.8 Embotamiento del BHA. Cuando hay altos valores de torque y arrastre se presenta un desgaste anormal lo que trae como consecuencia una lubricación deficiente. Además, estos problemas también pueden ser causados por patas de

⁷⁴ Ibid., p. 16.1

perro, problemas de desviación, falta de limpieza del agujero, diseño incorrecto del conjunto de fondo y el Embotamiento del BHA el cual hace referencia a la arcilla plástica que se empieza a pegar, luego recubre los dientes de la broca y por último se reduce la ROP. Por ejemplo, cuando se perforan las formaciones blandas el único límite para la ROP es el tiempo de conexión. Entonces, el embotamiento del BHA y la limpieza del pozo son las principales preocupaciones y para solucionar este problema la broca puede ser optimizada para la fuerza de impacto y el caudal.

El fluido de perforación se encarga de remover eficazmente los recortes por debajo de la broca para maximizar la ROP evitando la “reperforación”, entonces la limpieza puede ser mejorada utilizando un chorro central para poder evitar las arcillas plásticas que recubren la broca. Un sistema a base de polímero de Cloruro fue desarrollado con el fin de estabilizar las lutitas mediante el uso del ion potasio lo que hace este sistema es minimizar la hidratación de las lutitas que minimiza el ensanchamiento del pozo y el embotamiento del BHA.⁷⁵

3.2.8.1 Factores que afectan el embotamiento del BHA

- ✓ **Formación:** las lutitas y arcillas tienen la tendencia a embotar, aunque se usen inhibidores en lodos tanto base agua como base aceite emulsionado.
- ✓ **Peso sobre la Broca:** cuando se aplican alto peso sobre la broca se tiene más riesgo de crear este problema.
- ✓ **Presión Hidrostática en el Pozo:** una alta presión hidrostática (mayores a los 5000 psi) pueden inducir un problema en embotamiento en los lodos base agua.
- ✓ **Diseño de la Broca:** si la broca tiene una pobre estructura de corte y poca área de remoción en las brocas PDC, contribuye a generar embotamiento.
- ✓ **Hidráulica:** con tasas de flujo bajas no se tiene la capacidad de remover y limpiar los recortes alrededor de la broca.

3.2.8.2 Qué hacer cuando ocurre un embotamiento del BHA en fluidos de perforación

- ✓ **Dejar de perforar y levantar sarta del fondo:** se continúa perforando se empeorará la situación. Es una buena práctica parar y levantar la sarta desde el fondo para solucionar el problema rápidamente.

⁷⁵ Ibid., p. 14.7

- ✓ **Incrementar RPM y el Galonaje:** al subir las revoluciones por minuto de la rotación de la sarta se hará girar aún más los recortes alrededor de la broca. Además, de que al incrementar la tasa de flujo ayudará a limpiar la broca.
- ✓ **Monitorear las presiones:** si se observa una reducción en la presión de bomba ello indica que parte de los recortes ya están siendo removidos de la broca.
- ✓ **Reducir WOB (Peso sobre la broca):** es importante perforar con un menor peso sobre la broca siendo un fluido base agua o base aceite.
- ✓ **Bombear Píldoras Visco Pesadas:** estas píldoras ayudan a empujar hacia afuera los recortes.

3.2.9 Taponamiento del Flow line. Muchas veces la principal causa del taponamiento del Flow line es la mala limpieza del pozo razón por la cual se recomienda mantener un galonaje mínimo y perforar con una ROP controlada, de tal forma que el galonaje usado sea el ideal para mantener una adecuada limpieza del pozo. Además, hay algunas acciones para poder detectar que el Flow line está tapado como lo es⁷⁶:

- ✓ Derrame del lodo fuera de las preventoras (BOP)
- ✓ La cantidad de fluido en los tanques de retorno empiezan a bajar
- ✓ Los cortes que va generando la broca no salen con una menor regularidad por las mallas

Sin embargo, hay algunas acciones que se pueden realizar esto con el fin de evitar el taponamiento del Flow line las cuales son:

- ✓ En cuanto al fluido de perforación utilizar encapsulantes: Hace que los cortes se vean más regulares, salga con mayor facilidad por las mallas y esto hace que se reduzca la viscosidad, al reducir dicho parámetro hay una reducción del Yield Point y de los geles.
- ✓ En cuanto a las prácticas de perforación
 - Aumentar las rpm
 - Repasar las paradas mínimo 2 veces para que no quede contenido de arcilla en el camino.
 - Realizar la operación de Jetting que consiste en bombear el lodo desde el stand pipe directamente al Flow line con el fin de que no se tape.

⁷⁶ Ibid., p. 14.8

✓ En cuanto al diseño

- Es preferible un Flow line recto a un Flow line con ángulo ya que este último tiene codos en los cuales se puede acumular las arcillas.
- No se recomienda utilizar un Flow line destapado ya que el fluido se va a derramar, pero con la ventaja de que este no se va a tapar, la solución a esto es que deben estar configurado el caudal y diámetro según los taladros de perforación.
- Como última recomendación reducir al máximo los codos, conexiones y todo tipo de pérdidas con el fin de reducir al máximo el taponamiento del Flow line.

3.3 COMPARACIÓN DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA MATRIZ DE DECISIÓN

Basado en los problemas presentados durante la perforación de la sección 12 ¼" en el Campo Castilla, se analiza el nivel de importancia de cada variable comparando entre sí cada aspecto que el problema representa, indicando de forma porcentual los resultados.

Para validar los parámetros de importancia se realiza una comparación a nivel personal con fuentes teóricas apoyados con fuentes bibliográficas, donde se destacan cuál de los problemas mencionados anteriormente causa un mayor riesgo para las operaciones de perforación en el campo de estudio.

Tabla 8. Comparación de las variables que afectan la matriz de decisión

	Costos	Toxicidad	Reacción con arcillas	Contaminación del lodo	Filtrado	Limpieza del hueco	Inestabilidad de la formación	Embotamiento del BHA	Taponamiento del Flow line	Total
Costos		2	2	2	2	2	2	2	2	16
Toxicidad	2		2	2	2	2	2	2	2	16
Reacción con arcillas	2	2		2	3	1	3	2	3	18
Contaminación del lodo	2	2	2		3	2	3	3	3	20
Filtrado	2	2	1	1		1	3	1	1	12
Limpieza del hueco	2	2	3	2	3		3	3	3	21
Inestabilidad de la formación	2	2	1	1	1	1		3	3	14
Embotamiento del BHA	2	2	2	1	3	1	1		1	13
Taponamiento del flow line	2	2	1	1	3	1	1	3		14

Fuente: elaboración propia

En la **Tabla 8.** al comparar variable con variable, se les asignó una calificación de 1 a 3. Donde 1 representa la menor importancia de dicha comparación, 2 representa una importancia igual para cada variable y 3 representa la mayor importancia de dicha comparación. De esta forma, se permite cuantificar la prioridad de cada variable analizada mediante la suma de cada valor comparado individualmente y descrito a continuación.

3.3.1 Toxicidad – Reacción con arcillas. Al relacionar estas dos variables y con base a lo mencionado en el numeral anterior, se destaca las necesidades del uso de un lodo con menor toxicidad para evitar efectos ambientales negativos de acuerdo a las normativas vigentes, lo cual lo clasifica esta variable por encima a la reactividad de las arcillas que puede ser controladas.

3.3.2 Reacción de las arcillas – Contaminación del lodo. Teniendo en cuenta que para la sección de 12 ¼” el mayor contaminante presente durante la perforación son las arcillas reactivas, se indica que estas variables tienen el mismo valor al momento de analizarlas.

3.3.3 Reacción con las arcillas – Filtrado. Considerando que el filtrado puede llevar a problemas relacionados con el daño a la formación, reducción del hueco, pega de tubería y pérdidas de circulación que generan altos costos, este es controlable modificando la densidad del lodo y material de control de filtrado, sin embargo, las arcillas reactivas, para los lodos base agua, generan tanto problemas en pozo como los mencionados, y problemas adicionales en superficie como taponamiento de líneas. Por tal razón se considera de mayor importancia la reacción con arcillas en comparación con el filtrado.

3.3.4 Reacción con arcillas – Limpieza del pozo. En comparación, la limpieza del pozo representa una de las funciones básicas del fluido de perforación, por lo cual se destaca como una de las necesidades principales que debe suplirse, siendo esta más importante en relación con la reacción de las arcillas.

3.3.5 Reacción con arcillas – Inestabilidad del pozo. Partiendo del hecho que el mayor problema de inestabilidad del pozo durante la perforación de la sección 12 ¼” se produce al pasar por las formaciones arcillas, se asume que el control de las arcillas reactivas es más importante ya que a partir de esta se evita la inestabilidad del pozo.

3.3.6 Reacción con arcillas – Embotamiento del BHA. Estas variables dependen una de la otra ya que al perforar a través de formaciones arcillosas se puede generar embotamiento, lo que reduce la ROP y puede afectar directamente la limpieza del pozo, así mismo esta depende de la lubricidad del lodo y la desviación del pozo, por lo cual se estas variables se manejan en un mismo nivel.

3.3.7 Reacción con arcillas – Taponamiento del flow line. Como se menciona en la descripción del taponamiento del flow line, este es un efecto del poco control de las arcillas reactivas, lo que genera un aumento en la viscosidad y bajo control de sólidos, que trae como resultado el taponamiento de las líneas y daños potenciales, por lo que para el análisis comparativo de estas dos variables se asume que las arcillas reactivas comprenden un aspecto más importante a manejar.

3.3.8 Contaminación del lodo – Filtrado. Al ser el filtrado un aspecto controlado mediante los parámetros y formulación del lodo, el fluido de perforación al contaminarse se sale de parámetros e incumple con las funciones establecidas, de tal forma que el filtrado del lodo es un efecto secundario del lodo fuera de especificaciones.

3.3.9 Contaminación del lodo – Limpieza del hueco. Evaluando estos dos aspectos, se determina que cada uno depende del otro, ya que una mala limpieza del pozo puede causar la contaminación del lodo, así mismo, si el lodo se ve contaminado afecta directamente la capacidad de arrastre de los recortes perjudicando la limpieza.

3.3.10 Contaminación del lodo – Embotamiento del BHA. La contaminación del lodo se considera uno de los aspectos más perjudiciales para la operación de perforación, ya que evita que el lodo cumpla con las funciones deseadas, y así mismo representa gastos adicionales.

3.3.11 Contaminación del lodo – Taponamiento del Flow line. La contaminación del lodo para la sección 12 ¼” corresponde principalmente al aumento de la viscosidad por presencia de las arcillas disueltas en el lodo, lo que causa el taponamiento de las líneas en el Flow line, de tal forma que es más importante controlar la contaminación del lodo.

3.3.12 Filtrado – Limpieza del hueco. Varios de los aspectos a tener en cuenta para la correcta limpieza del pozo comprenden la velocidad anular, la densidad del lodo, la viscosidad, esfuerzos de gel e inhibición de las arcillas. Aspectos que si se mantienen debidamente controlados se logra reducir el filtrado y así mismo reducir la posibilidad de pérdidas por circulación.

3.3.13 Filtrado – Inestabilidad de la formación. El filtrado del lodo es una particularidad la cual no se puede evitar, pero si se puede reducir, con el fin de que el daño hacia la formación y las perdidas por filtrado no sean masivas y genere taponamiento de los poros de las formaciones afectando la permeabilidad. Teniendo en cuenta esto, la inestabilidad de la formación está directamente relacionada con el filtrado.

3.3.14 Filtrado – Embotamiento del BHA. De acuerdo con la descripción presente en el numeral **3.2. VARIABLES A ANALIZAR** los problemas relacionados al

embotamiento del BHA describen un mayor riesgo, reduciendo la ROP, afectando la limpieza del pozo y desgaste de la broca. Mientras que el filtrado puede ser remediado controlando la densidad del lodo y en caso extremo mediante el uso de píldoras, sin mayor costo en comparación con los problemas causados con el embotamiento.

3.3.15 Limpieza del hueco – Inestabilidad de la formación. La limpieza del pozo representa una de las funciones básicas del fluido de perforación, por lo cual se destaca como una de las necesidades principales que debe suplirse, ya que una inadecuada limpieza del hueco genera problemas en la formación tal como inestabilidad, pega de tubería y reperforación debido a los cortes depositados en el pozo.

3.3.16 Limpieza del hueco – Embotamiento del BHA. A lo largo de la sección 12 ¼” el perforador debe enfrentarse a múltiples formaciones arcillosas las cuales tienen características plásticas, por lo que si los cortes de estas formaciones no son retirados mediante una buena limpieza de pozo puede generar el embotamiento del BHA, ya que estos cortes se pegan a la broca evitando su correcto funcionamiento y reduciendo la ROP aumentando los tiempos no productivos (NTP).

3.3.17 Limpieza del hueco – Taponamiento del flow line. Una de las principales causas del taponamiento del flow line es la inadecuada limpieza del pozo, debido a la deposición de cortes a lo largo de la tubería, y aumento en la viscosidad del lodo por la contaminación del fluido de perforación por las arcillas reactivas.

Tabla 9. Nivel de importancia de Variables

Variables	Total	%
Limpieza del hueco	21	14.58%
Contaminación del lodo	20	13.89%
Reacción con arcillas	18	12.50%
Toxicidad	16	11.11%
Costos	16	11.11%
Inestabilidad de la formación	14	9.72%
Taponamiento del Flow line	14	9.72%
Embotamiento del BHA	13	9.03%
Filtrado	12	8.33%

Fuente: elaboración propia

Al evaluar cada valor individual de las variables propuestas, se divide en el mayor valor posible que corresponde a 24 puntos, posterior a esto, hay que tener en cuenta que dicho valor al provenir de una comparación de uno a uno, se debe dividir en la misma cantidad de las variables involucradas, en este caso 2, y finalmente se realiza una relación donde 3 corresponde al 100%.

Las variables que conforman la matriz de decisión corresponden a las problemáticas que se presentan en el Campo Castilla. Sin embargo, el análisis comparativo se fundamenta en su importancia a nivel teórico. Al no contar con información estadística de la frecuencia con que ocurrían los problemas no se puede realizar dicho análisis (estadístico) para confirmar los resultados presentes en el **Tabla 9**.

Una vez analizadas cada una de las problemáticas que afectan al Campo Castilla en la matriz de interacción (decisión) se pasa a una matriz de variable individual para poder organizar dichos problemas en un grado de mayor a menor importancia. Es importante aclarar que no todas las variables están relacionadas entre sí, pero al tener una adecuada limpieza del pozo se mitigan los problemas de ocurrencia.

El **Tabla 9.** representa de forma jerárquica la importancia de cada variable, en el cual la variable de la limpieza del hueco indica la variable de mayor importancia en comparación con las demás variables evaluadas, así mismo la contaminación del lodo registra la mayor importancia en el segundo nivel ya que a partir de la solución de esta variable se pueden contrarrestar problemas tabulados en la parte inferior con menor importancia como lo son el filtrado el embotamiento del BHA, taponamiento del Flow Line e inestabilidad de la formación. Con base a esto las variables con menor porcentaje no reflejan que sean de menor importancia en cuanto a las operaciones de perforación, sino que pueden ser resueltos mediante un correcto procedimiento de las variables principales.

3.4 LODO BASE ACEITE SUGERIDO PARA LA SECCION DE 12 ¼”

Con base a recursos históricos de pozos con geología similar al Campo Castilla, se toma los tipos de lodo base aceite que fueron utilizados con éxito para comparar su rendimiento con respecto al lodo base agua analizado anteriormente.

3.4.1 Tipos de lodo base aceite. Existen varios sistemas de lodo base aceite como se menciona en el capítulo dos del presente trabajo, los cuales, dependiendo de la necesidad, cada uno de ellos destaca en parámetros específicos. En la **Tabla 10.** se presentan los principales sistemas de lodo base aceite utilizados en la industria.

Tabla 10. Sistemas de lodo base aceite

Sistema	Aplicación
Emulsión firme	Para uso general y en áreas de altas temperaturas de hasta 500°F.
Filtrado relajado	Para proveer altos índices de perforación.
Aceite 100%	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos.
Alto contenido de agua	Para reducir la retención de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas sensibles (offshore).

Fuente: elaboración propia, con base en. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. Texas. 2001. Consultado 2019

3.4.2 Comparación sistemas de lodo base aceite. Teniendo en cuenta que cada sistema de lodo supe diversas necesidades, se compara los sistemas de lodo base aceite con respecto a los parámetros de mayor relevancia durante la perforación de la sección de 12 ¼”.

- ✓ **100% ACEITE.** Debido a las características de su fase continua, los sistemas convencionales base aceite 100% proporcionan un mayor rendimiento con respecto a la tasa de penetración, inhibición de arcillas, estabilidad del pozo, alta lubricidad, alta estabilidad térmica y alta tolerancia a la sal. Sin embargo, está sujeto a regulaciones ambientales, y al no tener una fase acuosa emulsionada, presenta mayores problemas para proporcionar un buen control reológico y de filtrado.⁷⁷
- ✓ **SINTETICOS.** Los sistemas de fluido de perforación base aceite sintéticos han sido desarrollados para mantener las características de rendimiento del base aceite convencional al tiempo que reducen el impacto ambiental, mediante la sustitución del aceite diésel o aceite mineral por fluidos orgánicos tales como los esterres, éter, poliolefinas, alquibencenos, entre otros. Estos pueden contener aditivos como viscosificadores, agentes de suspensión, agentes emulsificantes, densificantes y otros. Sin embargo, debido a la fase continua de los fluidos sintéticos, estos son menos estables que los convencionales. Así mismo la selección del lodo se basa en el desempeño técnico del lodo, el impacto ambiental y financiero.⁷⁸

⁷⁷ Fraser, L. J. Field Application of the all-oil drilling-fluid Concept. SPE. 1992. pp. 20-22.

⁷⁸ EKEINDE, Evelyn. Rheological characterisation of pseudo oil base mud from local materials. SPE. 2014. pp. 2-4.

- ✓ **EMULSIÓN.** Los sistemas de lodo de emulsión son útiles en formaciones estables y sensibles al agua, y pozos inclinados. Son estables a altas temperaturas y proporcionan excelente protección contra la corrosión. Además, cuenta con un adecuado perfil reológico, mejor características de lubricación y menor carga ecológica en el medio ambiente que la perforación con fluido base aceite convencional, así como características conductivas que permite la lectura de los registros eléctricos convencionales.⁷⁹
- ✓ **FILTRADO RELAJADO.** El sistema base aceite de filtrado relajado tienen un alto contenido de aceite y omite el uso de aditivos para control de pérdida de lodo, y no utilizan los emulsionantes primarios debido a que reducen la velocidad de penetración. Estos sistemas no cuentan con la misma estabilidad que los sistemas de lodo emulsionados, producen altos índices de filtrado en comparación con los sistemas base agua y los sistemas emulsionados, y no evitan la hidratación de las arcillas con eficiencia.

3.5 MATRIZ DE DECISIÓN DE LOS SISTEMAS BASE ACEITE SUGERIDOS

A continuación, se analizan los sistemas de lodo sugeridos con respecto a las variables descritas en el numeral 3.3. Este análisis se realiza con el fin de seleccionar el mejor fluido base aceite y escoger la formulación adecuada basada en los fluidos utilizados en el Campo Cupiagua.

Las variables se toman con base a los problemas potenciales para las operaciones de perforación de la sección de 12 ¼" destacando problemas como limpieza del pozo, presencia de arcillas, inestabilidad de la formación, taponamiento del Flow Line y embotamiento del BHA

La **Tabla 11.** corresponde al nivel de riesgo para cada una de las variables presentes durante la perforación de la sección 12 ¼", teniendo en cuenta las capacidades que tiene cada uno de los sistemas de los fluidos base aceite, de tal forma que se asigna valores de 1 a 5, que corresponde a la escala del que menos sufre la necesidad o variable, hasta el que mejor controla dicha problemática.

⁷⁹ MAHTO, Vikas. Emulsion based drilling fluids: An overview. International Journal of Chem Tech Research. 2014, vol. 6. pp. 2308-2309. ISSN 0974-4290.

Tabla 11. Matriz de decisión de los sistemas base aceite

Sistema	Baja limpieza del hueco	Contaminación del lodo	Reacción con arcillas	Toxicidad	Costos	Inestabilidad de la formación	Taponamiento del Flow line	Embotamiento del BHA	Filtrado
%	14.58%	13.89%	12.50%	11.11%	11.11%	9.72%	9.72%	9.03%	8.33%
Convencional 100 % aceite	5	5	5	1	2	5	5	5	2
Convencional sintético	5	3	4	2	1	3	5	3	4
Filtrado relajado	5	1	1	5	5	1	5	1	1
Emulsión	5	4	3	3	3	4	5	4	5
Alta concentración de agua	5	2	2	4	4	2	5	2	3

Fuente: elaboración propia

- 1:** Mala
- 2:** Regular
- 3:** Buena
- 4:** Muy buena
- 5:** Excelente

3.5.1 Limpieza del hueco. Cada uno de los sistemas de fluido de perforación base aceite cumplen con una buena limpieza del hueco, basando su limpieza en diferentes principios, entre los cuales se puede destacar el uso de altas viscosidades y buen control reológico para los fluidos base aceite emulsionados, donde la suspensión de los recortes parte de la capacidad de arrastre del fluido. Por otra parte, están los fluidos de filtrado relajado que basan su principio de funcionamiento en la elevada ROP con altas velocidades anulares, reduciendo el tamaño de los cortes facilitando de esta forma su extracción. Por esta razón se asume que cada sistema de lodo analizado comprende una excelente limpieza.

3.5.2 Contaminación del lodo. Para este problema, se tiene un rango de calificación de **1-5**. El sistema de *filtrado relajado* tiene una calificación de 1 debido a que este sistema es una emulsión por lo que comprende un porcentaje de agua, y al no contar con controladores de filtrado, se produce una mayor interacción de la fase discontinua (agua) con las formaciones arcillosas. Para el caso del fluido base aceite con *alto contenido de agua* tiene una calificación de 2 ya que al tener una proporción mayor de agua permite que las arcillas de la formación reaccionen con este sistema de lodo con mayor probabilidad que con los otros sistemas comparados base aceite, a pesar de contar con aditivos especializados para la inhibición de lutitas. Adicional a esto, el fluido base aceite *sintético* tiene una calificación de 3 debido a que este sistema al tener una fase continua sintética u orgánica es propensa a la degradación. Por otro lado, el sistema de *emulsión* tiene una calificación de 4 ya que es uno de los sistemas más completos debido a que manejan una concentración mayor de aceite en su composición y así mismo comprende aditivos de controlador de filtrado e inhibidores de lutitas como encapsulantes para evitar la mayor interacción de la fase discontinua (agua) con las formaciones arcillosas. Finalmente, el sistema de fluido base aceite *convencional 100 %* tiene una calificación de 5 ya que, al ser aceite en su totalidad genera una inhibición completa con respecto a la formación y así mismo estas características les proporcionan una mayor tolerancia frente a los contaminantes.

3.5.3 Reacción con arcillas. Para este problema, se tiene un rango de calificación de **1-5**. El sistema de *filtrado relajado* tiene una calificación de 1 debido a la falta de control del filtrado, la fase acuosa del sistema genera una mayor interacción con la formación hidratando las arcillas, provocando un mayor índice de washout. Para el caso del fluido base aceite con *alto contenido de agua* tiene una calificación de 2 porque la reacción de las arcillas se da principalmente con la fase agua del fluido de perforación, e tal forma que este sistema al tener una proporción de 50/50 de agua en aceite, lo hace más propenso a la interacción con las arcillas. Adicional a esto, el fluido base aceite de *emulsión* tiene una calificación de 3 debido a que, este sistema proporciona una alta estabilidad en formaciones arcillosas debido a su control de filtrado e inhibición generada por sus aditivos presentes, así como su alta concentración de aceite, ayuda a la reducción de la interacción del fluido con las arcillas. Por otro lado, el sistema de fluido base aceite *sintético* tiene una calificación de 4 ya que, al asumir una concentración total de aceite sintético en el sistema,

estos proporcionan una alta tolerancia a la reacción con formaciones arcillosas, sin embargo, no es comparable con los sistemas convencionales 100% aceite. Finalmente, el sistema de fluido base aceite *convencional 100 %* tiene una calificación de 5 debido a las características propias de los aceites mineral o diésel estos sistemas proporcionan una inhibición completa frente a las formaciones arcillosas.

3.5.4 Costos. Para este problema, se tiene un rango de calificación de **1-5**. El sistema de fluido base aceite *sintético* tiene una calificación de 1 debido a que, estos sistemas representan una de las mejores alternativas contra los sistemas convencionales 100%, estos presentan un mayor costo en comparación, por lo que se considera uno de los aspectos más importantes al momento de la selección del fluido. Para el caso del fluido base aceite *convencional 100%* tiene una calificación de 2 esto se debe a que puede ser económicamente rentable en comparación con los sistemas sintéticos, pero sigue representando un alto costo por barril de aceite. Adicional a esto, el fluido base aceite de *emulsión* tiene una calificación de 3 ya que, este tipo de sistema se considera el de mayor uso, debido a que además de general un buen rendimiento, la proporción de agua presente reduce costos en comparación con los 100% aceite. Por otro lado, el sistema de fluido base aceite *de filtrado relajado* tiene una calificación de 4 debido a que, aparte de ser una emulsión con contenido de agua como fase dispersa, este sistema reduce costos de elaboración al no requerir aditivos especiales para el control de filtrado y como emulsificantes. Finalmente, el sistema de fluido base aceite *con alto contenido de agua* tiene una calificación de 5 porque entre mayor sea la proporción de agua en el sistema menor será el costo de preparación, debido a que se requiere de menor cantidad de aceite el cual es el componente que presenta mayor precio.

3.5.5 Toxicidad. Para este problema, se tiene un rango de calificación de **1-5**. El sistema de fluido base aceite *convencional 100%* tiene una calificación de 1 esto se debe a los aspectos legales vigentes, el control de los sistemas base aceite se han vuelto cada vez más estrictos, por lo que, debido al alto índice de toxicidad del diésel, se ha reducido el uso de estos sistemas y sustituido por aceite mineral que es menos tóxico en comparación, sin embargo, este sistema representa el de mayor índice de toxicidad entre los sistemas evaluados. Para el caso del fluido base aceite *sintético* tiene una calificación de 2 porque este tipo de sistema se destaca por ser la mejor alternativa a los sistemas convencionales 100% aceite, ya que representan una buena biodegradación y son menos tóxicos que los aceites minerales. Adicional a esto, el fluido base aceite de *emulsión* tiene una calificación de 3 debido a que, este sistema puede diseñarse tanto con aceite mineral como con aceite sintético, por lo cual se puede manejar la toxicidad en este aspecto, así mismo, la idea del diseño de los sistemas emulsionados parte de, reducir costos y disminuir el impacto ambiental con una mayor concentración de agua. Por otro lado, el sistema de fluido base aceite *de alto contenido de agua* tiene una calificación de 4 este es similar a los emulsionados y presente una mayor concentración de agua lo que lo hace mayormente amigable con el medio ambiente, de tal forma que este sistema es

utilizado para zonas sensibles costa afuera, donde el aspecto ambiental es más estricto. Finalmente, el sistema de fluido base aceite *de filtrado relajado* tiene una calificación de 5 ya que, aparte de tener una concentración de agua en su composición que evita un mayor impacto en el ambiente, este tipo de sistema omite el uso de agentes emulsionantes y controladores de filtrado, los cuales representan un aumento en la toxicidad.

3.5.6 Inestabilidad de la formación. Para este problema, se tiene un rango de calificación de **1-5**. El sistema de fluido base aceite *de filtrado relajado* tiene una calificación de 1, en cuanto a este aspecto, debido al bajo control de filtrado que este sistema de lodo maneja, genera daño de formación y un alto índice de washout en comparación a los demás sistemas de lodo, por lo que causa inestabilidad de la formación e incluso pega de tubería. Para el caso del fluido base aceite *de alto contenido de agua* tiene una calificación de 2 ya que esta variable para la sección de 12 ¼" está relacionada directamente con la reacción con las arcillas y el alto contenido de agua afecta la estabilidad de la formación al hidratar las arcillas reactivas. Adicional a esto, el fluido base aceite *sintético* tiene una calificación de 3 debido a que, estos sistemas son menos estables que los sistemas convencionales, así mismo debido a su fase continua, no tolera la presencia de alta temperatura y presión. Por otro lado, el sistema de fluido base aceite *de emulsión* tiene una calificación de 4 esto se debe a que, este sistema proporciona una buena reología, que puede ser controlada y modificada de acuerdo a las necesidades de la formación, así mismo la buena inhibición proporciona una excelente estabilidad. Finalmente, el sistema de fluido base aceite *convencional 100%* tiene una calificación de 5 debido a que la sección de interés corresponde en su mayoría a formaciones arcillosas, la mejor estabilidad se da gracias a la inhibición de las lutitas reactivas, por lo cual es sistema ideal en este aspecto.

3.5.7 Taponamiento del Flow line. Esta variable se ve directamente afectada por la limpieza del pozo, de esta forma basada en lo descrito en el numeral 3.5.1. se determina que para cada sistema de lodo base aceite, el taponamiento del flow line es controlado, de tal forma que se señala como excelente para el análisis de la matriz.

3.5.8 Embotamiento del BHA. En cuanto a esta variable, al ser un efecto directo de la inestabilidad de la formación, especialmente en formaciones arcillosas según el Instituto Americano del Petróleo (API), se considera los mismos valores para cada sistema de lodo analizados en el numeral 3.5.6.

3.5.9 Filtrado. Para este problema, se tiene un rango de calificación de **1-5**. El sistema de fluido base aceite *de filtrado relajado* tiene una calificación de 1 ya que, como se ha mencionado en las variables anteriores, el sistema de filtrado relajado comprende el menor control de filtrado entre los sistemas considerados, al no contar con aditivos de control de filtrado que contrarresten la invasión a la formación. Para el caso del fluido base aceite *convencional 100%* tiene una calificación de 2, ya que

es un sistema totalmente aceite, la pérdida de lodo es un aspecto más importante, ya que recurre en gastos adicionales, y un mayor daño a la formación, a pesar de no tener un alto índice de filtrado. Adicional a esto, el fluido base aceite de *alto contenido de agua* tiene una calificación de 3 debido a que, para los sistemas emulsionados con alto contenido de agua, estos están diseñados para formar un revoque delgado en el cual se quede atrapado el aceite de la emulsión, sin embargo, al tener una mayor concentración de agua el filtrado producido es mayor que el de un sistema de emulsión. Por otro lado, el sistema de fluido base aceite *sintético* tiene una calificación de 4 porque estos sistemas manejan un bajo índice de filtrado, y al ser sintéticos, la toxicidad hacia la formación es menor, y fácilmente controlable. Finalmente, el sistema de fluido base aceite de *emulsión* tiene una calificación de 5 debido a que, es similar a los sistemas de alto contenido de agua, este sistema emulsionado permite reducir el filtrado de la fase aceite del lodo mediante un revoque delgado, de tal forma que el índice de filtrado es menor que el de alto contenido de agua sin generar mayor daño a la formación.

Con el fin de poder evaluar con mayor facilidad los datos de la **Tabla 12**. se asignaron puntos a cada valor establecido anteriormente. De esta forma, se toma el valor total de cada variable y se multiplica con el correspondiente porcentaje para cada sistema de fluido base aceite. Luego, el sistema que tenga la mejor calificación sobre 5 será el sistema más eficiente para las características de la sección 12 ¼”.

Tabla 12. Comparación de los sistemas base aceite

Sistema de fluido base aceite	Total
<i>Convencional 100 % aceite</i>	3.97
<i>Convencional sintético</i>	3.37
<i>Filtrado relajado</i>	2.86
<i>Emulsión</i>	3.98
<i>Alta concentración de agua</i>	3.26

Fuente: elaboración propia

Se realiza la valoración de cada sistema base aceite para las condiciones establecidas y compararlas entre sí, donde cada variable consta de un porcentaje de prioridad destacado en el **Tabla 9**. y el cual se multiplica por el valor asignado para cada sistema base aceite en la correspondiente variable. Esto da como resultado una valoración sobre 5 que corresponde al 100% de eficiencia para las condiciones deseadas, y el cual es representado en el **Tabla 12**.

Con base a lo anterior, los sistemas de lodo emulsionados presentan un mejor control de filtrado, son menos propensos a afectarse por los contaminantes de la formación y tiene una mejor inhibición que otros sistemas evaluados. Por otra parte,

el nivel de toxicidad no es tan alto como otros tipos de sistemas, al igual que los costos.

3.6 FLUIDOS BASE ACEITE EMULSIONADOS UTILIZADOS EN LA SECCIÓN 12 ¼" EN POZOS CON GEOLOGÍA SIMILAR AL CAMPO CASTILLA

Con base a los resultados obtenidos de la matriz de decisión de los fluidos base aceite, se determinó que el sistema con mayor eficiencia para las operaciones de la sección 12 ¼" del Campo Castilla corresponde a un sistema de emulsión base aceite. De acuerdo a esto, se tomaron 9 pozos representativos del Campo Cupiagua en los cuales se utilizó con éxito fluido de emulsión base aceite para dicha sección. De los 9 pozos de estudio se presenta el registro de las operaciones donde se destaca las principales problemáticas presentes durante la perforación de la sección de 12 ¼", con el fin de destacar la formulación de los sistemas de emulsión con mayor rendimiento para posteriormente compararlo con el fluido base agua y dar una posible solución a los problemas potenciales en el modelo de gestión.

3.6.1 Pozos de estudio para la selección del fluido de emulsión base aceite.

De las operaciones realizadas en el Campo Cupiagua para la sección de 12 ¼", se suministró información de 9 pozos, de los cuales se describe a continuación el procedimiento realizado y los principales problemas que se presentaron.⁸⁰

3.6.1.1 Cupiagua B-4. Se perforó a una profundidad de (10481-12530) pies. El sistema inicialmente contó con un volumen de 1605 bbl de 12.0 ppg los cuales fueron transferidos desde el pozo Cupiagua B2. Originalmente 2000 bbl estaban almacenados en la ubicación, pero 495 de los 2000 bbl eran irre recuperables. El agujero fue perforado con pocos problemas con la excepción de una incidencia de empaquetamiento y tubería temporalmente atascada mientras se realiza la extracción a 10998 pies⁸¹

3.6.1.2 Cupiagua K-5. El intervalo de 12 ¼" se inició con 2113 bbl de fluido base aceite recibido de otros pozos. Un lote adicional de 270 bbl fue preparado antes del desplazamiento y las propiedades del lodo se ajustaron según el programa de lodo. Además, se experimentaron pérdidas cuando el peso del lodo se incrementó a 12.5ppg y no hubo éxito utilizando LCM para el control, por lo que el peso del lodo se redujo a 12.0 ppg que detuvo las pérdidas. En esta sección, se perforaron 2557 pies en 39 días.⁸²

3.6.1.3 Cupiagua E-7. Se perforó el intervalo de (11948-15912) pies utilizando un fluido base aceite para perforar esta sección, y se diseñó para proporcionar las especificaciones de las propiedades reológicas. Con la perforación de este

⁸⁰ Garavito, Benjamin. BP Well Date General. ACIPET. 2001. p. 246.

⁸¹ Ibid., p. 258

⁸² Ibid., p. 264

intervalo, durante el primer intento de correr el casing, este no paso de los 14640 pies. Por lo cual se utilizaron 42 centralizaciones en el hoyo. Después de un viaje de limpieza, el casing se corrió y se cementó sin problemas.⁸³

3.6.1.4 Cupiagua H-8. El intervalo de 12 ¼" se perforó utilizando un volumen inicial de 2755 bbl de lodo proveniente de la planta. El lodo se acondicionó con emulsionantes antes de iniciar operaciones de perforación. Se observó que el lodo contenía una alta proporción de material sólido; por ejemplo; LCM, LGS inicial y HGS. Entonces, este material fue finalmente eliminado. Al final del intervalo 2000 bbl de fluido base aceite fueron devueltos a la planta de lodo.⁸⁴

3.6.1.5 Cupiagua U-9. Después de perforar la parte superior de la formación Mirador, se presentaron problemas relacionados a la pérdida de circulación experimentado a un ritmo inicial de 280 barriles por hora. Varias píldoras de LCM fueron corridas según el programa BPXC para sellar la zona ladrona. Entonces, un total de 801 barriles de fluido se perdió. El equipo de control de sólidos se ejecutó en todo momento para reducir el contenido de sólidos, reduciendo así la dilución requerida.

Mientras se perforaba en la parte superior de la formación Mirador con un peso de lodo de 13.1 ppg, la pérdida de circulación se encontró a una tasa inicial de 280 barriles por hora. Una píldora de LCM fue preparada según el programa y las pérdidas fueron reducidas, sin embargo, al utilizar otra píldora se obtuvieron mejores resultados. Mientras se intentaba aumentar la velocidad de bombeo, las pérdidas aumentaron y se usaron dos píldoras adicionales con restauración completa de la circulación.⁸⁵

3.6.1.6 Cupiagua E-10. Después de realizar una prueba de fuga con 15.0 ppg de EMW, al pozo se desplazó un OBM de 11.4 ppg utilizando carbonato de calcio y bentonita como densificantes. Los aumentos de MW se realizaron de acuerdo con el requisito. Se experimentó una pérdida de circulación al perforar C-5 (20 bbl) y 50 bbl de la píldora LCM con mica se usó para solucionar el problema. La perforación continuó en el C-7 sin mayores problemas, y la intrusión de agua fue detectada rápidamente y resultó equilibrado por la velocidad de evaporación. El MW se incrementó de 12.8 a 13.2 ppg y se experimentaron pérdidas de fugas (0-10) barriles por hora y LCM. Además, se agregaron materiales como Mica y Check loss al sistema activo. Al final, se bombeó una píldora LCM de 80 bbl que contenía la misma para controlar las pérdidas. El MW se elevó de nuevo a 13.2 ppg a 15.1 ppg. Pero,

⁸³ Ibid., p. 273

⁸⁴ Ibid., p. 280

⁸⁵ Ibid., p. 286

se encontraron patadas o rendimientos totales perdidos en un mínimo de tiempo de perforación, los cuales se perdieron debido a estos problemas.⁸⁶

3.6.1.7 Cupiagua H-11. El intervalo de 12 ¼” se perforó utilizando 5150 bbl de lodo del campo. El lodo se acondicionó con emulsionantes y cal antes de comenzar la perforación. Algunos incidentes menores de tubería atascada se experimentaron debido a las condiciones del empaque. Los agentes de sellado aumentaron y la reología se incrementó para mejorar el agujero.⁸⁷

3.6.1.8 Cupiagua K-12. Se perforó en un intervalo de (11510-14823) pies. El casing de 13 3/8” se cementó 407 pies por encima del TD de 11510 pies. Al llegar a 11514 pies el fluido a base de agua en el pozo de succión se transfirió a un tanque de almacenamiento y la succión se limpió rápidamente de sólidos y rellenos con fluido base aceite. Debido a esto varias horas fueron requeridas para mezclar el lodo en una densidad homogénea antes de que la prueba de fuga se logre realizar. Adiciones de carbonato de calcio y bentonita seca al sistema se incrementó en un esfuerzo para ayudar a la estabilidad del agujero.

3.6.1.9 Cupiagua H-15. El intervalo de 12 ¼” se perforó utilizando fluido base aceite reutilizado, esto con el fin de limpiar algunos lugares inaccesibles. La tubería se atoró en la arenisca C-3, debido a esto, se presentó mayores problemas de empaquetamiento. Durante el trabajo de cementación, 421 barriles de lodo se perdieron en la formación. Al final del intervalo, 2925 bbl de fluido base aceite fueron devueltos a la planta de lodo.⁸⁸

3.6.2 Análisis de pérdidas asociadas a los pozos de estudio. Con base a los pozos del Campo Cupiagua descritos, se destacan aquellos pozos en los cuales se registró pérdidas de lodo hacia la formación con el fin de calcular el promedio de pérdidas y la probabilidad de la misma.

⁸⁶ Ibid., p. 304

⁸⁷ Ibid., p. 313

⁸⁸ Ibid., p. 343

Tabla 13. Registro de pérdidas de lodo.

	Registro pérdidas	Pérdidas de lodo
CUPIAGUA B-4	☑	495 bbl
CUPIAGUA K-5	☒	-
CUPIAGUA E-7	☒	-
CUPIAGUA H-8	☒	-
CUPIAGUA U-9	☑	280 bbl
CUPIAGUA E-10	☑	70 bbl
CUPIAGUA H-11	☒	-
CUPIAGUA K-12	☒	-
CUPIAGUA H-15	☑	421 bbl

Fuente: elaboración propia, con base. GARAVITO, Benjamín. BP Well Date General. ACIPET. 2001. Consultado 2019

En la **Tabla 13.** se presenta la información correspondiente a la pérdida de lodo para los 9 pozos de estudio. Donde, para los pozos B-4, U-9, E-10, H-15 se puede identificar la cantidad de lodo que se perdió durante la perforación de la sección de 12 ¼” del Campo Cupiagua, debido a problemas relacionados al incremento de la densidad del lodo y una falta de prevención frente a las formaciones permeables presentes durante la formación carbonera.

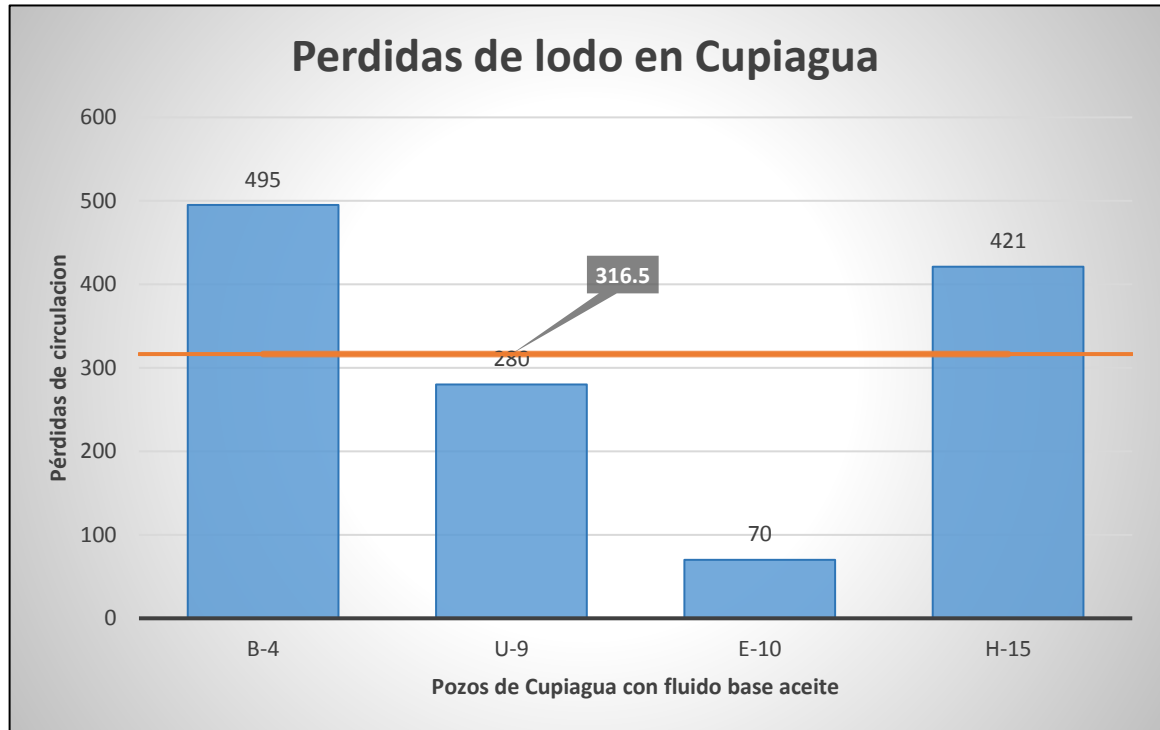
Tabla 14. Promedio y probabilidad de pérdidas.

Probabilidad de ocurrencia	Promedio de pérdida
44%	316.5 bbl

Fuente: elaboración propia

Con base a los resultados analizados en la **Tabla 13.** se logra cuantificar la probabilidad de que ocurra pérdida de lodo durante la perforación de la sección de 12 ¼”, así mismo, se determina el promedio de pérdida para dicha probabilidad de ocurrencia, la cual se presenta en la **Tabla 14.**

Gráfica 1. Pérdidas de lodo por pozo.



Fuente: elaboración propia, con base. GARAVITO, Benjamín. BP Well Date General. ACIPET. 2001. Consultado 2019

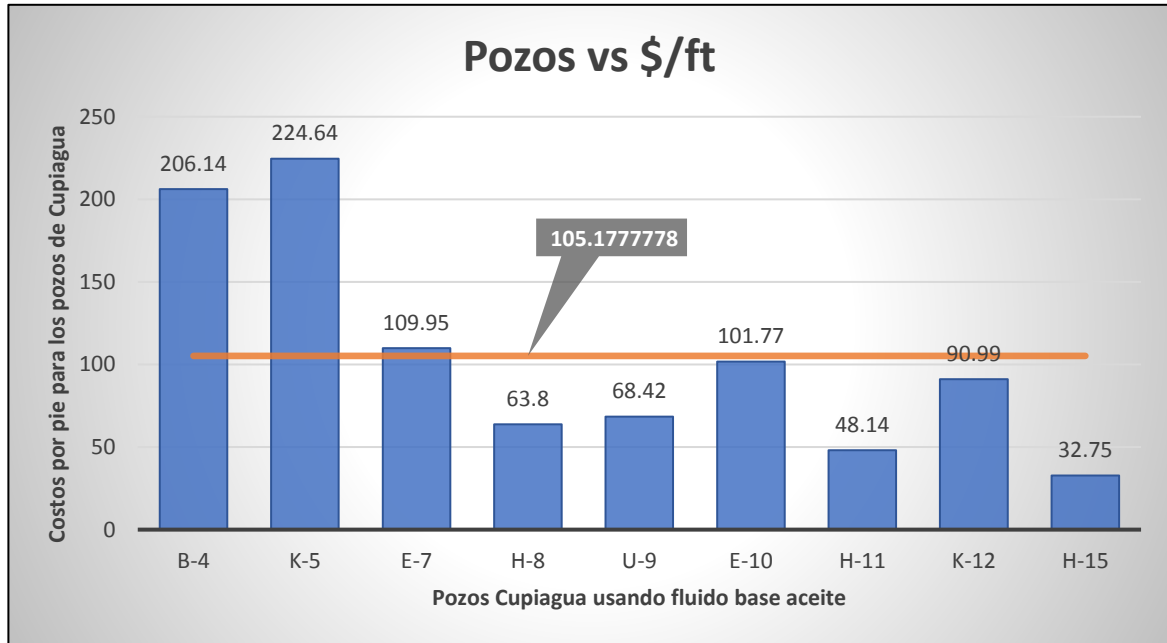
De acuerdo a la **Gráfica 1**. De los 9 pozos de estudio, 4 de estos presentaron problemas en cuanto a pérdida de lodo hacia la formación, donde en promedio

Para el caso del pozo B-4, aparte de presentarse problemas del lodo hacia la formación, también se presentó problemas de pega de tubería y empaquetamiento, por estas razones fue tan notoria la cantidad de fluido que se perdió hacia la formación. Se presentó una situación similar en el pozo H-15 ya que la tubería se atascó y gracias a esto se generaron problemas de empaquetamiento.

Para el pozo E-10 fue el pozo que presentó menores pérdidas de lodo en comparación con los otros pozos, esto se debe a que se implementaron mecanismos con el fin de mitigar estas pérdidas los cuales fueron bombear una píldora LCM esto con el fin de controlar las pérdidas de circulación. Para el caso del pozo U-9 se utilizó en menor cantidad las píldoras LCM, sin embargo, esta solución no fue efectiva debido a que se encontraba localizado en una zona ladrona, además, el equipo de control de sólidos se ejecutó en todo momento para reducir el contenido de sólidos, reduciendo así la dilución requerida mejorando la circulación del fluido.

3.6.3 Análisis de costos por pie asociadas a los pozos de estudio. Con el fin de seleccionar el mejor fluido se analiza el costo de operaciones por pie para cada pozo del Campo Cupiagua.

Gráfico 2. Costos por pie perforado Campo Cupiagua



Fuente: elaboración propia, con base. GARAVITO, Benjamín. BP Well Date General. ACIPET. 2001. Consultado 2019

Para este análisis de la **Grafica 2.** se tomaron los datos de 9 pozos del Campo Cupiagua para la sección de 12 ¼” en la cual se utilizó fluido base aceite. En el eje X se tiene los respectivos pozos, mientras que en el eje Y se tiene el costo por pie de la perforación. Al sacar el promedio de los pozos se tiene un valor de 105.18 \$/ft, adicional, se puede observar que el pozo H-15 tiene el menor valor de fluido base aceite con un precio de 32.75 \$/ft esto es debido a que para perforar se utilizó un fluido base aceite reutilizado, al hacer esto se reducen significativamente costos de preparación, implementación y tratamiento del dicho fluido. Otra reducción significativa del fluido utilizado fue en el pozo H-11 que tiene un costo de 48.14 \$/ft esto es debido a que el lodo se acondicionó con emulsionantes y cal antes de comenzar la perforación.

Sin embargo, para los pozos B-4 y K-5 se tienen costos de 206.14 \$/ft y 224.64 \$/ft esto es debido a problemas relacionados con el empaquetamiento, pega de tubería y perdidas del lodo cuando se decidió aumentar la densidad del fluido, en consecuencia, no hubo éxito utilizando píldoras para controlar las pérdidas de circulación conocidas como LCM.

3.6.4 Formulación de fluido de emulsión base aceite sugerido. Para las operaciones de perforación de la sección 12 ¼” del Campo Cupiagua, se destacan tres formulaciones de fluido emulsionado utilizado con éxito, teniendo en cuenta los resultados de los análisis de pérdidas y el costo por pie de los pozos analizados.

3.6.4.1 Formulación de fluido para el pozo H-8. Durante la perforación de la sección de 12 ¼” se utilizó un sistema de fluido base aceite emulsionada para el pozo H-8 el cual ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsionantes y agentes de pérdida de fluido para máxima estabilidad de la emulsión y mínima pérdida de filtrado. Además, a la formulación básica expresada anteriormente se adicione mármol molido y fibra de celulosa para evitar pérdidas de lodo hacia la formación, sin embargo, las pérdidas de lodo fueron experimentadas al incrementar la densidad del lodo hasta 12.5 ppg sin éxito de control con el uso de LCM. Por tal motivo se redujo la densidad del lodo a 12 ppg lo que detuvo las pérdidas. En la **Tabla 15**. Se presenta la formulación típica del fluido base aceite para la perforación del pozo H-8.

Tabla 15. Formulación del fluido para el pozo H-8.

PRODUCTO	UNIDADES	Concentración para las profundidades (11000-15000) ft
Emulsificante principal	ppb (lb/bbl)	6-8
Cal	ppb (lb/bbl)	3-4
Control de pérdidas	ppb (lb/bbl)	6-8
Viscosificante	ppb (lb/bbl)	1-3
Emulsificante secundario	ppb (lb/bbl)	1-2
Densificante	ppb (lb/bbl)	Según se requiera
CaCl₂	ppb (lb/bbl)	Según se requiera

Fuente: elaboración propia, con base. GARAVITO, Benjamín. BP Well Date General. ACIPET. 2001. Consultado 2019

3.6.2.2 Formulación de fluido para el pozo H-11. Se decidió utilizar un fluido base aceite para el pozo H-11 debido a la lubricidad, estabilidad del pozo y mejor tasa de perforación que este tipo de lodo aporta y es superior a la de los lodos base aceite utilizada en esa sección. Así mismo, el fluido base aceite dispuesto para la perforación fue importado y almacenado en Frac Tank (Tanque de almacenamiento) de la locación. Durante la perforación de la formación C7, al ser una zona con índice de injerto, se realizaron acciones de prevención modificando la relación aceite agua, y así no verse afectado. En la **Tabla 16**. Se presenta la formulación típica del fluido base aceite para la perforación del pozo H-11.

Tabla 16. Formulación del fluido para el pozo H-11

PRODUCTO	UNIDADES	Concentración para las profundidades(2000-15000) ft
Emulsificante	ppb (lb/bbl)	11
Cal	ppb (lb/bbl)	7
CaCl₂	ppb (lb/bbl)	57
Reológico	ppb (lb/bbl)	3
Control de filtrado	ppb (lb/bbl)	10
Humectante	ppb (lb/bbl)	3
Densificante	ppb (lb/bbl)	300

Fuente: elaboración propia, con base. GARAVITO, Benjamín. BP Well Date General. ACIPET. 2001. Consultado 2019

3.6.3.3 Formulación de fluido para el pozo H-15. A lo largo de esta sección se reutilizo lodo base aceite de la sección anterior, lo cual redujo tiempo de elaboración y costos de preparación. De esta forma al utilizar el sistema de fluido en el pozo H-15 provee excelente estabilidad del pozo al igual que suspensión de material densificante, y una buena lubricidad que protege la sarta de corrosión, para lo cual los fluidos base agua no logran ofrecer el mismo rendimiento, y al utilizar un fluido usado aporta mayor estabilidad al lodo, ya que han sido sometidos a ciclos térmico y a esfuerzos de corte. El mayor problema durante la perforación de esta sección se produjo durante la formación Carbonera, en la cual se generó pérdida de lodo, la cual fue estabilizada por medio de lavados y píldoras LCM, y adicionando material obturante a la formulación del lodo. En la **Tabla 17.** Se presenta la formulación típica del fluido base aceite para la perforación del pozo H-15.

Tabla 17. Formulación del fluido para el pozo H-15.

PRODUCTO	UNIDADES	Concentración para las formaciones León y Carbonera
Densificante	ppb (lb/bbl)	93.6
Emulsificante	ppb (lb/bbl)	2.0
Cloruro de Calcio	ppb (lb/bbl)	0.0217
Cal	ppb (lb/bbl)	3.5
Material Obturante 1	ppb (lb/bbl)	10.0
Material Obturante 2	ppb (lb/bbl)	3.0
Viscosificante	ppb (lb/bbl)	4.0
Estabilizador de arcilla	ppb (lb/bbl)	14
Viscosificante	ppb (lb/bbl)	1.0
Agentes humectantes	ppb (lb/bbl)	1.0
Modificador reológico	ppb (lb/bbl)	1.0

Fuente: elaboración propia, con base. GARAVITO, Benjamín. BP Well Date General. ACIPET. 2001. Consultado 2019

3.7 FLUIDO BASE AGUA VS FLUIDO BASE ACEITE EMULSIÓN

A continuación, se presenta una matriz de decisión comparando los sistemas base aceite emulsionado con respecto a los sistemas base agua convencional.

Para validar la calificación de los parámetros de la matriz de decisión de los fluidos base aceite se realiza una comparación a nivel teórico apoyado con fuentes bibliográficas y dar la respectiva calificación para cada uno de los aspectos que afectan la integridad de los pozos del Campo Castilla de la sección de 12 ¼”.

La **Tabla 18.** presenta la respectiva comparación entre el fluido base agua y el fluido de emulsión base aceite, con respecto a las variables que afectan la matriz de decisión, y destacar el mejor sistema para las operaciones de perforación de la sección de 12 ¼” del Campo Castilla. Dando como resultado como se puede observar en la **Tabla 19.** que el sistema que maneja con mayor éxito las problemáticas sería el fluido base aceite de emulsión con una calificación de 1.78/2.0 al comparar con el fluido base agua que tiene una calificación de 1.22/2.0.

Tabla 18. Matriz de decisión del sistema base aceite emulsión vs base agua convencional

Sistema	Baja limpieza del hueco	Contaminación del lodo	Reacción con arcillas	Toxicidad	Costos	Inestabilidad de la formación	Taponamiento del Flow line	Embotamiento del BHA	Filtrado
%	14.58%	13.89%	12.5%	11.11%	11.11%	9.72%	9.72%	9.03%	8.33%
Emulsión	2	2	2	1	1	2	2	2	2
Base agua convencional	1	1	1	2	2	1	1	1	1

Fuente: elaboración propia

1: Maneja con menor eficiencia la problemática

2: Maneja con mayor eficiencia la problemática

Tabla 19. Comparación sistema base aceite emulsión y base agua convencional

Sistema de fluido para perforar los pozos	Total
Emulsión	1.78
Base agua convencional	1.22

Fuente: elaboración propia

3.7.1 Limpieza de hueco. La limpieza del pozo es un factor crítico para los fluidos base agua y los fluidos base aceite, ya que si no se tienen unas adecuadas prácticas de limpieza del pozo esto puede causar: Pérdida de circulación, cama de recortes, empaquetamiento del pozo y pega de tubería. Debido a estos factores, es imprescindible planear y monitorear la limpieza del pozo. La reología del lodo, el caudal y la velocidad de penetración deben ser considerados para lograr una limpieza adecuada del pozo.⁸⁹

De acuerdo a lo anterior, debido al alto volumen de los cortes generados durante la perforación del hueco, se debería bombear a altas ratas para facilitar la limpieza del hueco. En cuanto a este aspecto el fluido de emulsión base aceite reduce el tiempo de perforación y disminuye la fricción en la pared del pozo, lo que evita la formación de washout. Además, debido a su control reológico permite una limpieza eficiente a altas ROP, en comparación con los fluidos base agua que reduce su eficiencia al perforar a través de formaciones arcillosas. Por lo tanto, las emulsiones se aplican para perforar depósitos arcillosos débiles en la parte inferior del intervalo de perforación bajo cadena de producción hasta el ángulo de desviación de 70°.

Además, se recomienda un fluido de perforación con menor viscosidad plástica ya que proporciona turbulencia en la broca para una mejor limpieza de los orificios y un mayor rendimiento asegura una capacidad de carga mejorada y fuerte comportamiento de adelgazamiento por corte. Las gotas de emulsión se comportan como partículas sólidas finas que finalmente se atribuyen a una mayor propiedad reológicas. Como resultado, los fluidos de perforación que contienen contenido de salmuera como fase externa y fase oleica como la fase interna ha mejorado la reología en comparación con los fluidos de perforación a base de agua.

3.7.2 Contaminación del lodo. En muchos programas de perforación, las secciones de revestimiento superficie e intermedio son perforados con fluido base agua. Los intervalos más profundos se perforan con algún fluido base aceite (emulsionado) o base sintético, lo que se aconseja es utilizar un espaciador base agua seguido por un espaciador viscoso base aceite con el fin de reducir los contaminantes.

Los lodos de emulsión son adecuados para perforar formaciones donde la temperatura y presión del fondo del pozo exceden el nivel de tolerancia de los lodos a base de agua convencionales, especialmente en presencia de contaminantes como cementos, sales y gases. Además, los lodos de emulsión son adecuados para formaciones arcillosas sensibles al agua, también proporcionan excelente estabilidad del pozo en condiciones de HPHT en comparación con la perforación con base de agua.

⁸⁹ (Lugo, Julio. Programa de pozo MR Condiciones de Perforación. HALLIBURTON. 2014. disponible en: <https://es.slideshare.net/julio1967/hole-cleaning>)

3.7.3 Hinchamiento de arcillas. Los lodos de perforación de emulsión base aceite son utilizados para la perforación de arcillas hidratables. El sistema tiene mejor viscosidad al compararlo con un fluido base agua y por lo tanto el revoque de las paredes será más delgado; tiene mayor tolerancia que cualquier sistema de lodo disperso. Se desempeña muy bien en temperaturas altas (250-350) °F y en su formulación contienen un estabilizador térmico para poder soportar hasta 400 °F controlando la invasión de fluido a la formación.⁹⁰

El sistema de emulsión es tolerante a sólidos y por lo tanto disminuye la tasa de dilución, lo cual resulta económico; ya que procesara un menor volumen del sistema en comparación con el fluido base agua el cual, genera una interacción con las formaciones arcillosas. Además, este sistema tiene ciertas ventajas comparadas con el fluido base agua las cuales son:

- ✓ Estable control de reología y filtrado en altas temperaturas
- ✓ Tolerancia a contaminantes (CO₂, H₂S, sales y sólidos perforados)
- ✓ Incrementa la ROP
- ✓ Reduce los problemas relacionados con la química del lodo

3.7.4 Costos. Los fluidos de perforación, que representan una quinta parte (15-20%) del costo total de perforación de pozos, no debe ser específicamente demasiado caro. El costo de los fluidos de perforación a base de emulsión en particular el lodo de emulsión de aceite en agua siempre es más bajo que el costo de los lodos a base de aceite. Sin embargo, en cuanto a la preparación del lodo, el costo por barril del aceite mineral o sintético que comprende la fase continua del fluido de emulsión es mayor al costo de un fluido base agua, esto si se analiza a corto plazo, ya que debido a las propiedades del fluido de emulsión permite la reutilización del mismo, reduciendo costos de operación y preparación a largo plazo.

3.7.5 Toxicidad. Para el fluido base aceite el requerimiento ambiental es más exigente comparado con los fluidos base agua. Los hidrocarburos, cloruros y metales pesados son la fuente principal de toxicidad en los fluidos de perforación. Algunos de estos contaminantes están presentes durante la perforación de un pozo o incluirse naturalmente. El petróleo crudo, la sal y los metales que tienen lutitas también pueden incorporarse al lodo mientras se está perforando.⁹¹

Las restricciones legales relacionadas con la descarga de cortes para un fluido base aceite emulsionado están relacionadas con las pruebas de evaluación ambiental

⁹⁰ (Cruz, Enderson. Sistema Inhibido de Fluido de Perforación. 2017. Poly alphas de Venezuela. pp. 9-11. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/317305246_SISTEMA_INHIBIDO_DE_FLUIDO_DE_PERFORACION)

⁹¹ (Urrea, Jesus. Introduccion a los fluidos de perforación. Schlumberger. 2011. p. 89. Disponible en: <https://es.slideshare.net/jesusjesusurrea/introduccion-a-los-fluidos-de-perforacion>)

que se relacionan con la toxicidad, biodegradación, bioacumulación y el impacto sobre el lecho marino. Tras la necesidad de lograr un buen rendimiento de los fluidos base aceite se utilizan aceites especiales para las perforaciones off-shore como lo son aceites sintéticos que tienen una toxicidad menor y características HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente) favorables para reducir la contaminación, sin embargo los fluidos base agua siguen siendo el fluido de preferencia para mitigar el impacto ambiental.

3.7.6 Inestabilidad de la formación. La inestabilidad del pozo se experimenta principalmente en las secciones de lutita, inducidas por una alta concentración de esfuerzos o interacciones fisicoquímicas del fluido de perforación con las formaciones arcillosas.

Existen síntomas indirectos de problemas de inestabilidad de hoyo tales como altos torques, apoyos y arrastres, atascamiento de la tubería, revestidores o herramientas de registros. Estos síntomas pueden ser causados por colapsos de hoyo, especialmente en hoyos altamente inclinados u horizontales.

La ausencia o disminución de la circulación, así como, el aumento de densidad del fluido por incremento de sólidos de perforación puede indicar la presencia de un atascamiento de tubería debido al derrumbe del hueco. El exceso de cortes o derrumbes puede deteriorar las propiedades del fluido por exceso de sólidos. También tenemos que las vibraciones de la sarta de perforación, así como los impactos laterales a las paredes pueden provocar la falla del hueco.⁹²

De acuerdo a lo mencionado anteriormente el sistema de emulsión base aceite describe una mejor eficiencia en cuanto al control de la estabilidad de la formación, debido a su sobresaliente inhibición de las arcillas y tolerancia a contaminantes reduce la posibilidad de colapso y daño a la formación, además de sus consecuencias directas en comparación con el fluido base agua convencional.

3.7.7 Filtrado. Se conoce como filtrado al resultado dejado por el fluido de perforación cuando circula a través de la formación permeable gracias al diferencial de presión entre la columna de fluido y la formación. En la cara de la formación se forma una capa compuesta por los sólidos o aditivos (fase no continua) que forman parte de la composición del lodo, mientras que hacia la formación se pierde el filtrado (fase continua del lodo) que no es más que agua si trata de un lodo base agua, o gasoil si se trata de un lodo base aceite.

Las emulsiones tienen la capacidad de reducir la pérdida de filtrado a la formación debido a la producción de gotas de emulsión que proporcionan un revoque delgado mientras se perfora, además de esto, las pérdidas de filtrado se pueden controlar

⁹² (Lazcano, Katherine. Problemas de Inestabilidad del Pozo. UNEFA. 2019. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2019/03/problemas-de-inestabilidad-del-pozo.html>)

mediante varios métodos químicos, combinación de partículas sólidas y agentes densificantes, mejorando así las propiedades del revoque. Por otra parte, los fluidos base agua dependen de uso de aditivos estabilizadores y controladores de filtrado para reducir el volumen de filtrado, así mismo, los parámetros reológicos también desempeñan papel importante para la eficiencia del fluido de perforación, y al ser la sección 12 ¼” compuesta en su mayoría de formaciones arcillosas, la viscosidad plástica del fluido base agua aumenta, lo que afecta negativamente su rendimiento.

3.7.8 Embotamiento del BHA. El embotamiento del BHA es uno de los problemas operacionales que pueden ocurrir en cualquier momento mientras se está perforando independientemente del tipo de fluido que se esté utilizando para perforar. Ello puede ocasionar serios problemas, tales como la reducción de la ROP e incrementos en el torque y presión de bomba. El personal debe necesariamente sacar la tubería y el BHA fuera del hueco con el propósito de limpiar el embotamiento de la broca.⁹³

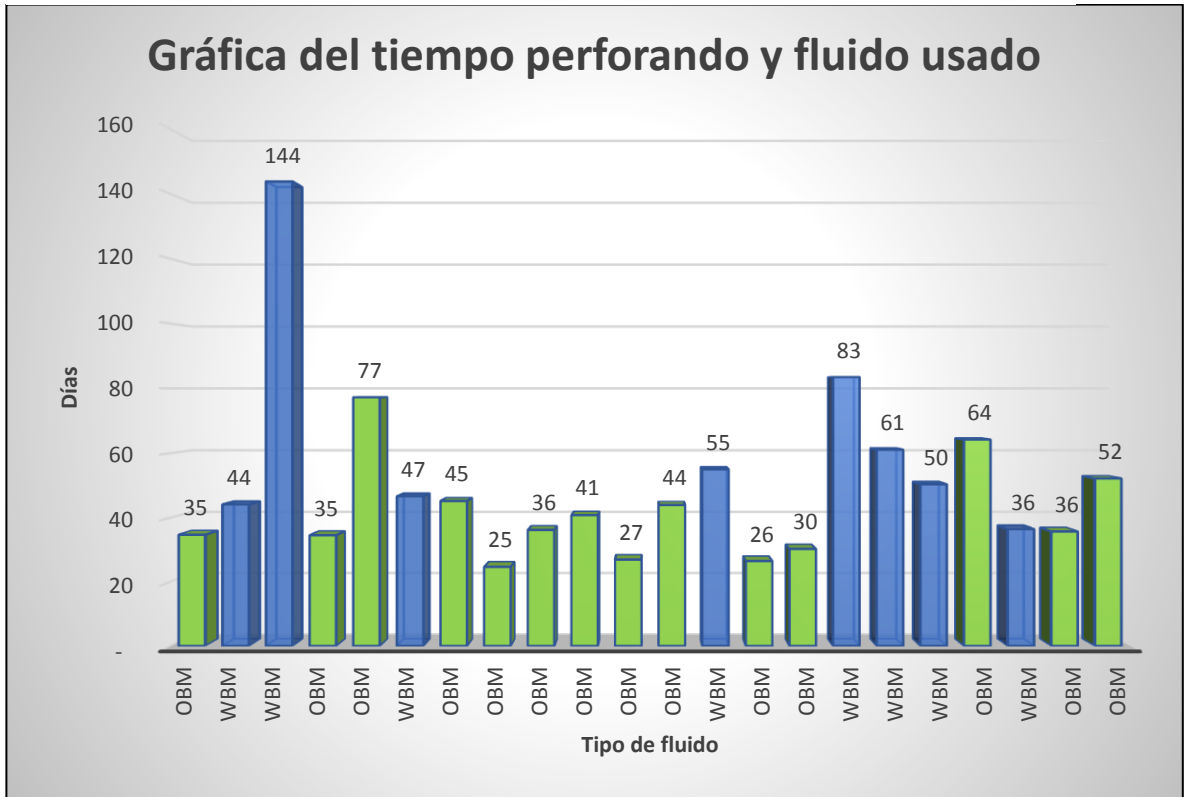
Los fluidos de perforación a base de emulsión muestran cualidades lubricantes superiores. Estos fluidos usualmente forman una fina torta de filtración, y así minimizar la fricción entre la tubería de perforación y la pared del pozo, lo que mejora la lubricación y evita la producción de embotamiento del BHA.

3.7.9 Taponamiento del Flow line. Este problema depende principalmente de la limpieza del pozo debido a la contaminación del lodo y el aumento en la producción de sólidos la cual aumenta la viscosidad generando taponamiento en las líneas. Esta problemática se presenta con mayor frecuencia en los fluidos base agua para la sección de 12 ¼” ya que está conformada por arcillas que afectan la integridad del lodo. Por otra parte, los fluidos base aceite al ser fluidos inhibidos manejan una mayor estabilidad frente a la contaminación lo que reduce las probabilidades del taponamiento del Flow line.

La **Figura 7.** representa los datos del tiempo de perforación con respecto al tipo de fluido utilizado en el Campo Cupiagua, en los cuales los fluidos base agua se representan en color azul, mientras que los fluidos base aceite se representan en color verde. Se puede evidenciar como con un fluido de perforación base aceite es menor el tiempo de perforación, esto se traduce en menores costos del fluido y una reducción de los NTP.

⁹³ (Perfoblogger. [sitio web]. Embotamiento de mecha. [Consultado 15 abril 2019]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2014/10/embolamiento-de-mechas.html>)

Figura 7. Grafica del tiempo perforado y fluido utilizado



Fuente: elaboración propia. Con base. GARAVITO, Benjamín. BP Well Date General. ACIPET. 2001. Consultado 2019

4. FORMULACIÓN DEL MODELO DE INGENIERIA PARA LA GESTION DEL FLUIDO BASE ACEITE

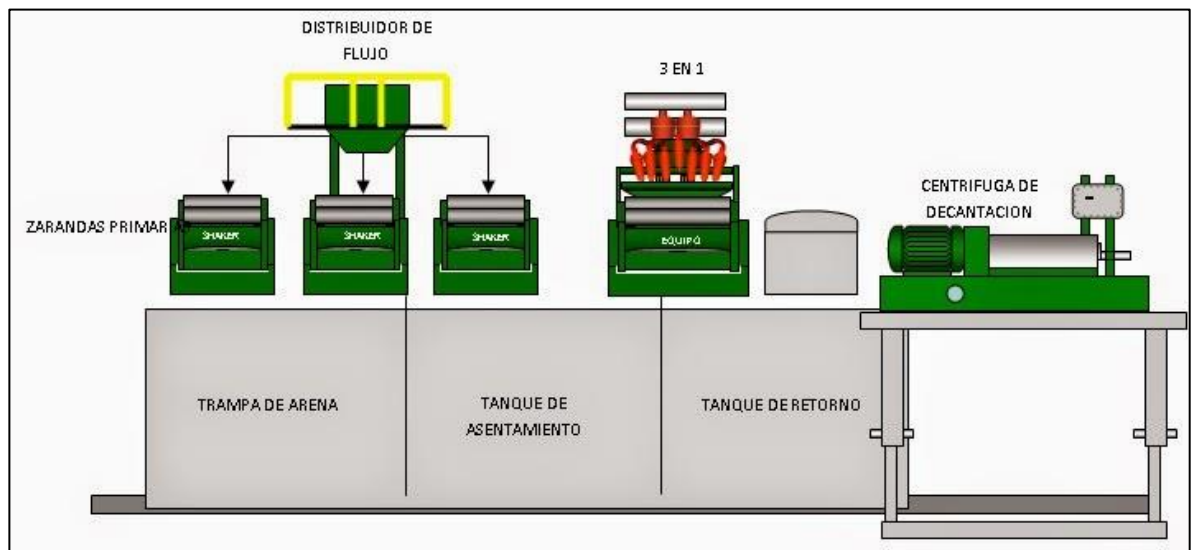
Para el desarrollo del cuarto capítulo, se definen los principales equipos para el control de sólidos y tratamiento de recortes, los cuales componen el proceso de tratamiento para la correcta implementación de los fluidos de perforación. A partir de esto, se seleccionan los equipos sugeridos con base al fundamento teórico para el manejo del fluido base aceite emulsionado, con el fin de poder remover adecuadamente los cortes generados por la broca al momento de perforar y acondicionar los mismos para la correcta disposición.

Adicional a esto, se describe el procedimiento del fluido de perforación base aceite sugerido para el Campo Castilla, teniendo en cuenta, desde el almacenamiento hasta el proceso final de disposición de los recortes y reutilización del lodo, el cual será integrado al modelo de gestión del fluido base aceite.

4.1 EQUIPOS PARA CONTROL DE SOLIDOS

Se puede definir el proceso de control de sólidos como aquel en el cual se persigue la eliminación y remoción de la mayor cantidad posible de los sólidos indeseables generados durante el proceso de perforación, mediante la utilización de equipos especializados para tal fin, en función del tamaño y tipo de sólido. En la **Figura 8**, se muestra el control de solidos dispuesto para las operaciones de perforación.

Figura 8. Control de solidos



Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

4.1.1 Zarandas. Las zarandas son la primera línea de remoción de sólidos en el sistema de circulación del lodo el cual realiza una separación basada en el tamaño físico de las partículas, que las hace parte esencial del equipo de control de sólidos en el taladro. Son capaces de usar desde mallas de 20 a 325 mesh más finas a la línea de flujo en la mayoría de las aplicaciones.⁹⁴

4.1.1.1 Mallas. Se usa alambres entretejidos con un tamizado a un cierto tamaño de apertura, donde las partículas de mayor tamaño son separadas del lodo para su eliminación, mientras que las partículas con tamaño menor a las aperturas de la malla pasan en conjunto con la fase líquida del lodo.

- ✓ Punto de corte: Corresponde al tamaño de sólidos que la malla puede remover.
- ✓ Mesh: Se define como el número de orificios por pulgada lineal, contados a partir del centro de un hilo.

4.1.1.2 Capacidad de la malla. Corresponde al volumen de lodo que puede pasar por la malla sin inundarla. Esta varía dependiendo del modelo de la zaranda y las condiciones de perforación, tales como; velocidad de perforación, tipo de lodo, peso, viscosidad, es tipo de formación entre otros, así como del tejido y textura de malla (forma de la apertura y refuerzo), tamaño de la apertura y el área total de la superficie de la malla.

En cuanto a la velocidad de perforación, al incrementar la carga de sólidos perforados, se reduce el área efectiva en la malla. De la misma forma la viscosidad asociada al punto cedente, que indica el aumento en la fricción de los sólidos presentes en el lodo lo que genera un efecto adverso a la capacidad de la malla.⁹⁵

Para el respectivo tamaño de las mallas se tiene la **Figura 9.** que incluye información adicional, como lo es la clasificación de las partículas y su respectivo tamaño del tamiz.

⁹⁴ (Fernandez, Magnus. Control de sólidos. SWACO. 2002. p. 37. Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>)

⁹⁵ Ibid., p. 76

Figura 9. Tamaño de las mallas

Tamaño de las partículas (micrones)	Clasificación de las partículas	Tamaño del tamiz
Mayor que 2000	Grueso	10
2000 - 250	Intermedio	60
250 - 74	Medio	200
74 - 44	Fino	325
44 - 2	Ultra fino	—
2-0	Coloidal	—

Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

Para la eficiencia máxima, los sólidos sobre la superficie de la malla deben viajar a un patrón predeterminado, puede ser movimiento espiral, elíptico o lineal en ese orden aumenta la eficiencia de separación de la partícula y reduce el bloqueo de las aberturas de la malla. El efecto combinado de la vibración y la superficie de la malla resultan en la separación y remoción de partículas incorporados en el lodo de perforación.

- ✓ Zarandas vibratorias usan mallas para:
 - Remover sólidos de perforación.
 - Dejar pasar la fase liquida a través de la malla.

- ✓ El funcionamiento depende de:
 - Tipo de vibración.
 - Dinámica de vibración (Fuerza G).
 - Configuración y área de la canasta.
 - Características malla.
 - Tipo y propiedades del lodo.
 - Carga de sólidos (depende en la ROP)
 - Rata de circulación de lodo.

Este proceso ha evolucionado y ha tomado varias etapas de desarrollo de selección que pueden ser definidas por los tipos de vibración producidos por las máquinas:

4.1.1.3. Movimiento lineal. Describe un movimiento lineal obtenido usando dos vibradores que rotan en dirección opuesta, este provee un buen transporte y gran capacidad de manejo de fluidos, lo que lo hace ideal para todo tipo de operación que requiere uso de mallas finas.⁹⁶ Para la **Figura 10.** se presenta el equipo de movimiento lineal para la zaranda.

Figura 10. Zaranda de movimiento Lineal



Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

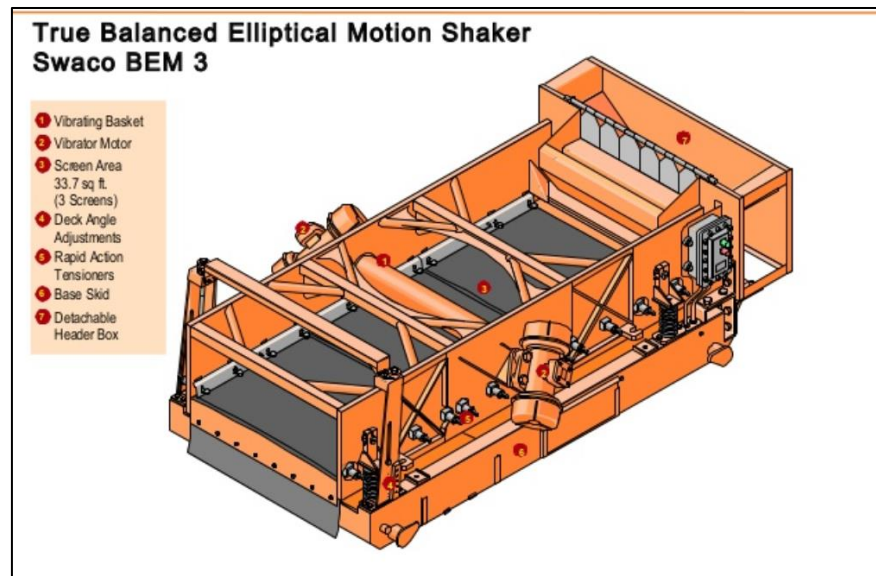
4.1.1.4. Movimiento elíptico balanceado. En este modelo de zaranda su canasta se mueve de manera elíptica uniforme, lo que mejora el transporte de los cortes con mayor eficiencia que el movimiento lineal, además de una mayor duración de las mallas a causa de del patrón de aceleración más suave. Recomendado para uso en cualquier tipo de operación en especial con lodos base aceite.⁹⁷ Para la **Figura 11.** se presenta el equipo de movimiento elíptico balanceado para la zaranda.

⁹⁶ Ibid., p. 41

⁹⁷ Ibid., p. 51

4.1.1.5 Movimiento elíptico desbalanceado. Este método describe un patrón de

Figura 11. Zaranda con movimiento elíptico balanceado

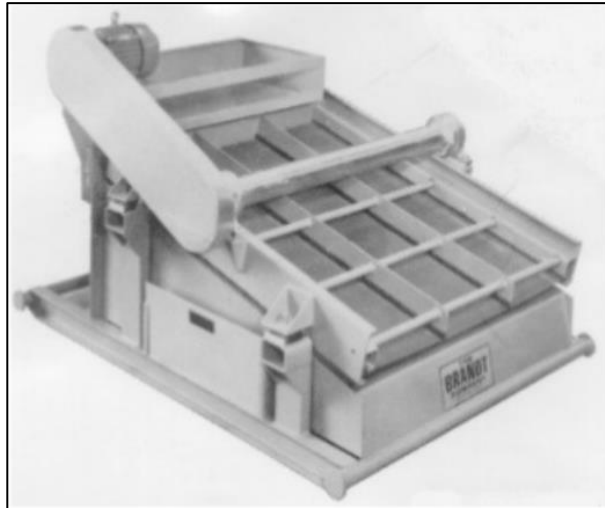


Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002.
Dsponible en:
<https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

vibración desbalanceada, que comprende diferentes tipos de movimientos sobre su canasta con inclinación hacia la descarga de sólidos, lo que facilita la remoción de sólidos viscosos, sin embargo, disminuye la capacidad y el tiempo de retención del fluido. Recomendado para remover solidos gruesos.⁹⁸ Para la **Figura 12.** se presenta el equipo de movimiento elíptico para la zaranda.

⁹⁸ Ibid., p. 49

Figura 12. Zaranda con movimiento elíptico desbalanceado



Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Dsponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

4.1.1.6 Movimiento Circular equilibrado. Comprende un movimiento circular uniforme en un patrón de vibración balanceado con un diseño horizontal, lo que permite un adecuado transporte de sólidos. Recomendado en zarandas primarias para remoción de solidos gruesos.⁹⁹ Para la **Figura 13.** se presenta el equipo de movimiento circular para la zaranda.

⁹⁹ Ibid., p. 39

Figura 13. Zaranda con movimiento circular equilibrado



Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Dsponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

4.1.2 Desarenadores. Son hidrociclones de forma cónica en los cuales la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga, forzando a las partículas pesadas a depositarse en las paredes del cono y son retiradas por la parte inferior, mientras que las partículas más livianas viajan en el centro del vórtice hacia el orificio de descarga en la parte superior del equipo. El diámetro del cono determina la capacidad del procesamiento de los hidrociclones, entre mayor sea el diámetro mayor será el caudal que puede procesar, pero con un menor potencial de separación. Los desarenadores remueven partículas del tamaño arena y sólidos perforados de mayor tamaño los cuales han pasado a través de la malla de la zaranda.¹⁰⁰ El equipo de desarenador se puede observar en la **Figura 14.**

¹⁰⁰ (Fernandez, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2014. p. 110. Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/curso-control-solidos-mi-swaco>)

Figura 14. Desarenadores



Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Dsponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

- ✓ Principios de Operación
- Mecanismo de sedimentación.
- Depende de la ley de Stokes.
- Aceleración centrífuga: Hace sólidos artificialmente más pesados, hasta 600 G's de fuerza en el interior.
- Conservación de energía: Presión de fluido a velocidad.

4.1.3 Desarcilladores. Utilizan hidrociclones de menor tamaño a los desarenadores, en un rango entre 2 a 6 pulgadas, con un punto de corte entre 12 a 44 micras. Estos equipos difieren a los desarenadores en cuanto al diámetro y capacidad de procesamiento, sin embargo, manejan el mismo principio de funcionamiento, el cual se basa en la densidad de los sólidos y del lodo, por lo que no es recomendable en lodos densificados.¹⁰¹ La **Figura 15.** Muestra el equipo de desarcillador.

¹⁰¹ Ibid., p. 112.

Figura 15. Desarcilladores



Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Dsponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

- ✓ **Recomendaciones para su uso:**
 - Huecos superficiales.
 - En lodos no densificados.
 - Cuando exceso de lodo se necesita remover del sistema.
 - Formaciones arenosas.

- ✓ **Recomendaciones cuando no se deben usar:**
 - Lodos densificados (Use acondicionador de lodos).
 - Limitaciones económicas y ambientales.

- ✓ **VENTAJAS**
 - Simple diseño.
 - Económico.
 - Menos separación que las zarandas.
 - Efectivo en sólidos inertes.
 - Alivia carga de sólidos en las centrífugas.
 - Procesa un 25% más de la rata de circulación.

✓ **DESVENTAJAS**

- Posibilidad de degradación de sólidos en las bombas.
- Descarga puede ser muy húmeda.
- Alto requerimientos de energía para las bombas.
- No diferencia la barita de los sólidos de perforación.
- Mal entendido.
- Mayor problema debido a errores de instalación.
- Taponamiento fácil por escombros de perforación.

4.1.4 Mud Cleaner o 3 en 1. El Mud Cleaner es el equipo de control de sólidos de la segunda fase o de la tercera fase y es la combinación desilter, desander con una malla fina. Con una estructura compacta, una huella pequeña y una gran eficiencia, es la opción ideal como equipos de control de sólidos de la segunda o tercera fase.

La función básica de un Mud Cleaner consiste en hacer pasar a través de la malla fina, generalmente de 210 mesh en adelante, la descarga inferior del desilter y/o desander, recuperar barita, carbonato y descartar los sólidos perforados. Este procedimiento permite mantener libre de impurezas al fluido, sin perder densidad.

Este equipo conocido como tres en uno, opera como una sola unidad integrada por un desarenador y un desilter montados sobre una zaranda lineal. Además, tiene una gran capacidad de procesamiento y se utiliza frecuentemente, tanto en el proceso de recuperación de fases líquidas costosas y descarte de sólidos indeseables, como en el proceso de solidificación de sólidos.¹⁰²

4.1.5 Centrifugas decantadoras. Este equipo realiza la separación de los sólidos que no han sido removidos de la fase líquida por los procesos de zarandas e hidrociclones. Consiste en la rotación de un recipiente cónico sobre su propio eje a diferentes velocidades entre 1200 y 4000 rpm, dentro del cual se ubica una cinta transportadora que se mueve en la misma dirección del cono a una velocidad menor entre 18 y 90 rpm. La velocidad diferencial permite el transporte de los sólidos por las paredes de la superficie cónica decantados por la fuerza centrífuga.¹⁰³

El funcionamiento de la centrifuga decantadora se basa en los siguientes principios

4.1.5.1 Separación por sedimentación. El fluido entra por un extremo de un tanque de sedimentación abierto, el tiempo que viaja del punto de entrada al punto

¹⁰² (Brightway. [Sitio web]. Mud cleaner. [Consultado 20 abril 2019]. China. Disponible en: http://www.solidscontrolsystem.com/product-item/mud-cleaner/?gclid=EAlaIqObChMlu9a_-tLr4QIVFFqGCh1M0wMfEAAYAAEgIfJfD_BwE)

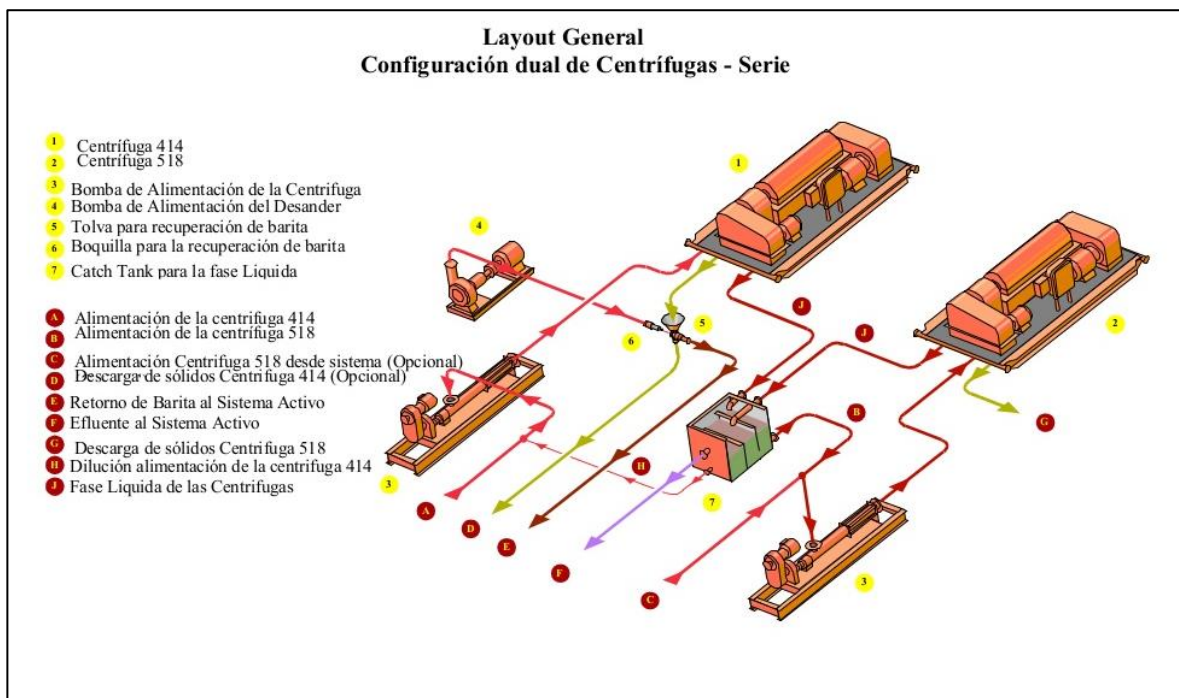
¹⁰³ Control de sólidos. Op. cit., p. 128.

de salida permite que los sólidos de mayor tamaño se decanten. La separación entre los sólidos y los líquidos se produce por:

- ✓ La diferencia de densidad entre el sólido y el líquido
- ✓ La fuerza de gravedad
- ✓ El tiempo

4.1.5.2 Separación centrífuga. Se basa en el principio de la aceleración centrífuga para aumentar la fuerza de gravedad. Este principio es fundamental debido a que mientras en un proceso de separación por sedimentación, la separación de sólidos que puede necesitar horas o incluso días, por medio de centrifuga este mismo puede tardar segundos. Para la **Figura 16**, se tiene el respectivo proceso de separación en las centrifugas.

Figura 16. Separación con centrifugas



Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Dsponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado 2019

4.1.5.3. Desempeño de las centrifugas. A continuación, se nombran los parámetros que determinan el desempeño de las centrifugas:

- ✓ La fuerza G, esta depende del diámetro y la velocidad del recipiente cónico.
- ✓ La viscosidad del fluido.
- ✓ La tasa de procesamiento.

- ✓ La profundidad del dispositivo.
- ✓ La velocidad diferencial.
- ✓ La posición del tubo de alimentación de la centrifuga.

4.1.6. Tanques de almacenamiento. Se usan como depósito para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y /o comercialización. Los tanques grandes se construyen con el techo flotante que sube o baja de acuerdo con el nivel de crudo contenido en el tanque. El techo favorece que en un aumento de temperatura los gases que se producen no escapen.

En los tanques, al crudo se le da tiempo de reposo para separar y drenar el agua y sedimentos, para ser fiscalizado, analizado y bombeado por el oleoducto a refinería o puerto de embarque.¹⁰⁴

4.1.6.1. Clasificación de los tanques de almacenamiento. Los tanques de almacenamiento se clasifican de la siguiente forma:

✓ **Según la posición**

- **Cilíndricos horizontales:** son de volumen relativamente bajo, debido a que presentan problemas por fallas de corte y flexión.
- **Cilíndricos verticales:** permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un costo bajo con la restricción de que solo pueden usar a presión atmosférica o presión relativamente baja.

✓ **Según la forma del tanque**

- **Cilíndricos con techo cónico:** almacenan productos que tengan una presión de vapor baja y pueden almacenar crudos con Flash Point mayor a 150 °F como: Combustóleos, diésel, queroseno y gasolina pesada.
- **Cilíndricos con fondo y tapa cóncava:** almacenan productos con presiones de vapor relativamente altas y son aptos para almacenar gasolinas livianas.
- **Cilíndricos con techo flotante:** su techo se desplaza verticalmente dependiendo el nivel y la presión del tanque no debe superar a la presión atmosférica. Además, almacenan gasolinas livianas disminuyendo perdidas por evaporación y no genera electricidad estática.

¹⁰⁴ (Rezavala, Gerhard. Tanques de almacenamiento de petróleo. 2014. Disponible en: <https://prezi.com/1bwrmbruzgst/tanques-de-almacenamiento-de-petroleo/>)

- **Cilíndricos con membrana flotante:** son utilizados para almacenar productos livianos y para minimizar la formación de gases con pérdidas por evaporación. La membrana se encuentra flotando libremente sobre el producto.

4.1.6.2 Operaciones en los tanques

- ✓ Medir BSW
- ✓ Medir API
- ✓ Medir caudal de aceite
- ✓ Medir salinidad
- ✓ Medir temperatura para hacer correcciones

En el **Cuadro 1**. Se presenta un resumen de los equipos sugeridos para las operaciones de perforación del Campo Castilla al momento de utilizar el fluido base aceite emulsionado propuesto.

Cuadro 1. Cuadro equipos sugeridos

Equipos	Descripción
	<p>Zaranda de movimiento elíptico balanceado: mejora el transporte de los cortes con mayor eficiencia que el movimiento lineal, además de una mayor duración de las mallas. Recomendado para uso en cualquier tipo de operación en especial con lodos base aceite</p>
	<p>Desarcilladores: Utilizan hidrociclones de menor tamaño a los desarenadores, en un rango entre 2 a 6 pulgadas, con un punto de corte entre 12 a 44 micras. Estos equipos difieren a los desarenadores en cuanto al diámetro y capacidad de procesamiento</p>
	<p>Mud cleaner: equipo de control de sólidos de la segunda fase o de la tercera fase y es la combinación desilter, desander con una malla fina. Con una estructura compacta, una huella pequeña y una gran eficiencia.</p>
	<p>Centrifuga: Este equipo realiza la separación de los sólidos que no han sido removidos de la fase líquida por los procesos de zarandas e hidrociclones, basado en el principio de sedimentación y de centrifuga.</p>

Fuente: FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. Dsponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>. Consultado mayo 2019

4.2 RECORTES DE PERFORACIÓN

Son los fragmentos de roca que se obtienen del proceso de perforación constituida por minerales de las formaciones perforadas: arcilla, cuarzo, feldespato, carbonato

y otros compuestos de sílice que están contenidos en el fluido de perforación. Para el proceso de perforación es indispensable la utilización de fluidos de perforación, en cuyo caso se utilizan lubricantes o lodos de perforación que son mezclas preparadas con gran cantidad de aditivos químicos. Es importante resaltar que en la etapa de perforación se generan grandes cantidades de residuos sólidos o recortes de perforación.¹⁰⁵

El mayor inconveniente de los cortes de perforación no es por el volumen de sólidos que se generan, sino por la toxicidad de estos, ya que estuvieron en continuo contacto con el fluido de perforación, por lo que es muy común tener recortes con impregnaciones de aceites o cualquier otro contaminante. El volumen de recortes generados depende de la profundidad y diámetro de la perforación. Los sólidos son continuamente removidos mediante el equipo de control de sólidos.

4.2.1 Características de los recortes de perforación o cuttings

Se identifican las principales características de los cortes de perforación.

- ✓ **Tamaño de partícula.** los cortes de perforación provenientes de estas perforaciones comprenden usualmente Areniscas y Lutita, con un tamaño de partícula dentro de un rango de “10 – 20 mm”.
- ✓ **Densidad.** La densidad típica de los cortes de perforación sin tratar se encuentra alrededor de 1.65 toneladas por metro cúbico, mientras que una vez se realiza los procesos de tratamiento, dicho rango se maximiza a “2.2 – 2.7” toneladas por metro cubico dependiendo de la cantidad de lodos que se encuentre saturando la roca.
- ✓ **Fuerza de cizallamiento.** Usualmente este valor se encuentra entre un rango de “10000 Pa a 40000Pa”, similar al valor para sedimento suave.
- ✓ **Contenido de agua.** Dentro de los lodos base aceite la fase orgánica se encuentra emulsionada en el agua, alcanzando valores de saturación superiores al 10% en volumen, mientras que en salmueras dicho valor se encuentra entre el “10 %- 50%”; de esta manera los cuttings extraídos de una perforación con este tipo de fluidos pueden presentar un porcentaje de contenido de agua del “14% al 70%”, presentando la mayoría un valor que se encuentra entre el 14%-35%.
- ✓ **Características para su manejo.** Los cuttings que no han sido tratados son tixotrópicos, teniendo a su vez propiedades abrasivas; de tal manera que durante su transporte tienden a asentarse; haciendo que este tipo de desechos sean

¹⁰⁵ (Fragoso, Anel. ¿Que son los recortes de perforación?. 2016. Disponible en: <https://prezi.com/gfxwleoc9rtx/que-son-los-recortes-de-perforacion/>)

difíciles de manejar. Usualmente son transportados por buques (durante las operaciones costa afuera).

- ✓ **Mineralogía.** Los cortes al hacer parte de la formación que se está siendo perforada, se encuentran compuestos principalmente de limolita, arenisca, caliza, lodolitas y lutita, dependiendo naturalmente del tipo de litología perforada.

4.2.2 Etapas para la disposición de los recortes. Se identifican las siguientes etapas para poder disponer adecuadamente los cortes de perforación.

4.2.2.1 Almacenamiento. Los recortes y residuos producidos durante la perforación con fluidos base agua se deben depositar en tanque confinados de 45 x 20 x 2 m, impermeabilizado y techado. De igual manera, los recortes producidos durante la perforación con fluido de emulsión inversa se deberán depositar en un confinamiento de concreto de 20 x 15 x 2 m, impermeabilizado y techado.

Otra práctica común de almacenamiento es la presa de desperdicios, esta debe seguir los procedimientos de compactación requeridos para evitar infiltraciones al subsuelo, otras de ellas cuentan con geomembranas en las paredes para evitar este problema tienen unas dimensiones de aproximadamente 20 x 20 x 1 m, donde se acumulan los recortes de perforación impregnados con fluidos base agua. Una vez terminadas las operaciones de perforación, el fluido almacenado en las presas, denominado lodo limpio por ser base agua, es transportado a otras presas.

4.2.2.2 Transporte. Para el transporte de recortes de perforación vía terrestre se deben cumplir los siguientes parámetros. El transportista responsable del traslado de los recortes debe continuar con el control documental y físico sobre el manejo de los recortes. Por ningún motivo debe excederse la velocidad de 10 km/h dentro de las instalaciones petroleras. Para el tráfico fuera de instalaciones petroleras, debe darse cumplimiento a los límites de velocidad establecidos por las autoridades locales, según corresponda.

- ✓ En caso de que el prestador de servicios o contratista ocasione daños a terceros, este debe efectuar los pagos e indemnizaciones procedentes. No se permite realizar labores de mantenimiento al transporte en instalaciones petroleras.
- ✓ El prestador de servicios o contratista que realice el transporte terrestre de los recortes deben contar con el plan de contingencias aprobado por la dependencia ambiental en el estado de Tabasco.
- ✓ El prestador de servicios o contratista del transporte terrestre debe reunir los requisitos que establezca la normatividad vigente en materia ambiental y contar con las autorizaciones o permisos vigentes solicitados por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, o la autoridad competente según sea el caso.

- ✓ El prestador de servicios o contratista debe contar con operadores para el transporte de recortes que reúnan los conocimientos técnicos y normativos en materia de seguridad industrial y manejo de residuos.

4.2.3. Equipos para la recolección de los lodos de perforación. La recolección de los lodos y recortes de perforación se realiza mediante el uso de

- ✓ Góndolas.
- ✓ Pipas de presión y vacío.

En la **Tabla 20.** se muestran las características, capacidades y medidas de seguridad de cada uno de los equipos de recolección.

Tabla 20. Tipo de equipo de recolección de recortes

TIPO DE EQUIPO DE RECOLECCIÓN DE LOS RECORTES	IMÁGEN	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD	MEDIDAS DE SEGURIDAD
GONDOLA		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Medidas: Largo 9 m, ancho 2.60 m y alto 2m ✓ Tiene suspensión neumática ✓ Dos ejes de 30000 lbs con un porta llantas ✓ Dos patines de velocidades ✓ Ocho llantas rin 24.5 ✓ Ganche de arrastre ✓ Equipo hidráulico 	30 m ³ y/o 25 toneladas	Colocación de geomembrana para evitar derrames y tornillos de seguridad en la parte trasera para evitar escurrimientos
PIPA DE PRESIÓN A VACIO		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tanque cilíndrico ✓ Acero al carbón 	30000 litros	Utilizar dos válvulas de esferas de 3 pulgadas o 2 válvulas de 2 pulgadas con la parte trasera de charola

Fuente: Castañeda, Harold. INNOVACIÓN Y DESARROLLO EN EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN. Especialización Gestión Ambiental. Bogotá. Fundación Universidad de América. 2017.

4.3 REUTILIZACIÓN

Existen diferentes tipos de alternativas de reutilización para los recortes de perforación, a continuación, se mencionan algunas de ellas.

- ✓ **Coprocesamiento.** Una alternativa para el uso posterior de los recortes de perforación sin tratar o mediante el tratamiento por algunas de las tecnologías aprobadas es el coprocesamiento para la producción de cemento. Actualmente, se cuenta con una planta productora de cemento que recibe estos tipos de residuos; además, por la distancia la hace atractiva y económica.
- ✓ **Tratamientos.** Por lo general, el área ambiental debe de mantener información detallada de los "pros" y "contras" de cada tipo de tratamiento factible de aplicar, así como de las regulaciones aplicables vigentes, ya que con base en ellos se determinan los riesgos y costos y la forma de eliminar el residuo. Debe tomarse en cuenta que solo después de haber analizado la información anterior será conveniente llevar a cabo una evaluación de la tecnología de tratamiento.

Los tipos de procesamiento de residuos que están interrelacionados con los residuos son:

- ✓ **Tratamiento físico.** Procesos en el que mediante concentración y/o cambio de fase se modifican los constituyentes peligrosos a una forma más conveniente para su manejo posterior.
- ✓ **Tratamiento químico.** Procesos en donde los constituyentes peligrosos son modificados mediante reacciones químicas. En algunos casos equivale a una neutralización del peligro; en otros casos excepcionales, el residuo podrá seguir siendo peligroso, pero en una forma más apropiada para su posterior manejo.

4.3.1 Técnicas del tratamiento químico. Se identifican los siguientes tipos de técnicas del tratamiento químico las cuales son:

4.3.1.2 Estabilización de los cortes de perforación con el uso de la Cal viva. Consiste en la disminución de la movilidad del contenido contaminante de los cortes de perforación mediante la aplicación de cal viva, que químicamente se define como el Óxido de calcio (CaO) con una pureza mayor al 80%, esto generara pues una disminución del potencial contaminante del aceite. Además, el uso de la cal viva permite además de estabilizar los contaminantes de los fragmentos rocosos, retirar la humedad y que el material estabilizado quede encapsulado en carbonato de

calcio; cabe aclarar que este proceso es especialmente útil en cortes base agua con contenidos bajos de hidrocarburos.¹⁰⁶

4.3.1.3 Oxidación química. Esta técnica consiste en la reducción química de los contaminantes contenidos en los cortes, lo que permite convertirlos en compuestos estables con una menor toxicidad, además de una menor movilidad; y en algunos casos inertes, cabe mencionar que este procedimiento es aplicado usualmente como mecanismo de tratamiento de los suelos contaminados, a pesar de este hecho, existe la posibilidad de ser usado como un medio indirecto para el tratamiento de los terrenos en los cuales fueron esparcidos o dispuestos previamente los cortes de perforación. Los agentes oxidantes más utilizados se encuentran:¹⁰⁷

- ✓ El ozono.
- ✓ El peróxido de hidrogeno.
- ✓ El cloro.
- ✓ El hipoclorito.
- ✓ Dióxido de cloro.

✓ **Limitaciones del uso de la oxidación química**

- Condiciones del suelo a tratar: Temperatura, pH y grado de penetración del contaminante.
- La cantidad de contaminante saturando los cortes de perforación.
- El alto riesgo asociado a la manipulación de grandes cantidades de agentes implementados en el tratamiento.
- Alto factor económicos, procedente de la naturaleza de los agentes químicos utilizados.

4.3.1.4 Solidificación/estabilización. Estos procedimientos comprenden los procesos físicos y químicos que tiene como objetivo la reducción de la movilidad de los contaminantes contenidos en los cortes de perforación tal como lo son la encapsulación y la vitrificación; pueden considerarse de bajo costo y por lo tanto de alto uso en países en vía de desarrollo, tal como lo es Colombia, pues representan una solución inmediata y eficaz para cumplir con los criterios ambientales requeridos para la disposición de los residuos.

¹⁰⁶ (Castañeda, Harold. INNOVACIÓN Y DESARROLLO EN EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN. Especialización Gestión Ambiental. Bogotá. Fundación Universidad de América. 2017. p. 64.)

¹⁰⁷ Ibid., p. 65.

El objetivo de esta técnica es lograr la reducción de la reactividad, solubilidad o movilidad de los compuestos contaminantes de los cortes de perforación, esto se logra ya sea gracias a la modificación de su estructura química o la modificación de sus propiedades físicas, como su movilización; de esta manera se logra convertir un contaminante peligroso, en un producto de más fácil manejo, evitando así riesgos de volatilización, lixiviación o fugas. Cabe aclarar que este método, no generará la destrucción del elemento contaminante, pues está enfocada a impedir o mitigar su desprendimiento o movilidad hacia el medio ambiente, por procesos de lixiviación, reacciones químicas o en general por el contacto con suelos, durante la disposición de los cortes de perforación.¹⁰⁸

Factores que afectan la aplicabilidad de la Solidificación/Estabilización

- ✓ La solidificación de los cortes disminuir el potencial del uso del área.
- ✓ La profundidad y penetración de los contaminantes.
- ✓ Algunos residuos no pueden ser tratados por esta técnica.
- ✓ El muestreo puede volverse más complejo que el proceso en sí

4.3.2 Técnicas del tratamiento biológico. Las modificaciones o disminución de la concentración se realizan mediante la acción de bacterias propias del suelo, y se aplica tanto para residuos peligrosos como no peligrosos.¹⁰⁹

Cada uno de los procesos que hagan uso de la degradación natural de los hidrocarburos, esto se logra gracias a la degeneración lograda por los microorganismos existentes en el suelo

En este tipo de mecanismos, se pueden encontrar una variedad de técnicas que se diferencian en función de su naturaleza técnica, entre estas se encuentran las siguientes.

4.3.2.1 Biorremediación. Es una de las técnicas convencionales usadas para el tratamiento de los cortes de perforación, que consiste en el uso de microorganismos como hongos o bacterias para degradar las cadenas de hidrocarburos complejas contenidas en los cortes de perforación, transformándolas de esta manera en unidades químicas más simples y por tanto menos contaminantes, tales como el agua, el gas carbónico y en general compuestos orgánicos más simples. Durante este proceso de degradación ocurren los fenómenos físicos como el intercambio catiónico y aniónico del material, la descomposición y en general la degradación del material, cabe mencionar que dichos fenómenos ocurren tanto en la parte sólida, como líquida de los residuos, de tal manera que, para esta última, una vez finalizado

¹⁰⁸ Ibid., p. 66.

¹⁰⁹ Ibid., p. 59.

el proceso, se dispone en unos estanques, en la que la fase solida es dispuesta en sacos de arenas.¹¹⁰

❖ **Beneficios de la Biorremediación**

- ✓ Relación Costo-efectividad.
- ✓ Ambientalmente Benigno.
- ✓ Genera pocas emisiones.
- ✓ Requiere poco transporte de los residuos.
- ✓ Los residuos son convertidos en productos.

❖ **Métodos de aplicación de la biorremediación.** Los métodos para la biorremediación son los siguientes

- ✓ **Biorremediación in situ:** El objetivo de esta modalidad es la aceleración del proceso a escala ambiental, modificando de esta manera las condiciones a las cuales se somete el corte, tal como lo es el uso de la inoculación microbiana; este hace referencia pues al suministro de oxígeno y nutrientes extra durante cada cierto periodo
- ✓ **Biorremediación ex situ:** Consiste en extraer una porción de los cortes a tratar y realizar el procedimiento de degradación en otra locación, a condiciones estándar de laboratorio; teniendo evidentemente un mayor costo.
- ✓ **Biorremediación mejorada:** El proceso es acelerado mediante la circulación de soluciones base agua, las cuales generan una mayor actividad de los microorganismos presentes, esto mejora a su vez la degradación biológica de los contaminantes orgánicos. Este proceso puede realizarse tanto en un ambiente aerobio como anaerobio; en este ultimo los contaminantes orgánicos se metabolizan en metano, dióxido de carbono y algunas trazas de hidrogeno.

❖ **Limitaciones de la Biorremediación**

- ✓ A bajas temperaturas la biorremediación es lenta.
- ✓ La limpieza en general no puede ser lograda si la matriz de la roca limita el contacto microorganismo – corte de perforación.
- ✓ Altas concentraciones de peróxido de hidrogeno (>100 ppm) pueden inhibir la actividad microbiana.
- ✓ La circulación de los fluidos a través del medio puede generar la movilidad de los contaminantes presentes.

¹¹⁰ Ibid., p. 59.

- ✓ El tiempo requerido para el tratamiento está entre 6 meses a 5 años.

4.3.2.2 Bioventeo. Esta técnica consiste en la aceleración del proceso de biodegradación de los contaminantes de los cortes de perforación, mediante la inyección de oxígeno por medio del movimiento de aire, lo cual estimula dicha degradación, esto se da gracias a la existencia de microorganismos aerobios en los fragmentos de roca. El oxígeno es el elemento más ampliamente utilizado, pues es capaz de degradar los compuestos volátiles en forma de vapores, que se transportan lentamente a través del sistema rocoso.

Una de las grandes ventajas es la capacidad de cambiar el estado de valencia de las sustancias inorgánicas y por tanto lograr la adsorción, captación y acumulación de dichos compuestos.¹¹¹

❖ **Limitaciones del Bioventeo.**

- ✓ Un bajo contenido de humedad de los cortes puede limitar el proceso de degradación, y por tanto su eficacia.
- ✓ Una baja temperatura puede retardar en general el proceso.
- ✓ El monitoreo de gases en facilidades de superficie añade cierta complejidad al procedimiento.

4.3.2.3 Biopilas. Puede categorizarse como un método tanto de tratamiento como de disposición de residuos sólidos, pues consiste en la disposición de los cortes en un área determinada o piscina previamente excavada, para de esta manera lograr su biorremediación. Este procedimiento es utilizado cuando el elemento de desecho está saturado con residuos aceitosos demasiado volátiles, ya que en esta situación las emisiones gaseosas, son de gran índole, limitando de esta manera el proceso.¹¹²

❖ **Limitaciones de las Biopilas.**

- ✓ Se requiere la excavación de una porción de suelos considerable.
- ✓ Los procedimientos en general causan un desajuste estético en los terrenos en los cuales son practicados.
- ✓ Se deben realizar una serie de pruebas de trazabilidad, con el fin de determinar las tasas de degradación óptimas

4.3.3 Técnicas del tratamiento térmico. Proceso en el que se usa alta temperatura para la destrucción de tóxicos, principalmente orgánicos. Los métodos térmicos

¹¹¹ Ibid., p. 61.

¹¹² Ibid., p. 63.

consisten en la aplicación de altas temperaturas, con el fin principal de lograr la degradación y/o desintegración de los materiales contaminantes existentes en los cortes de perforación, esto permite la separación de dichos elementos, logrando de esta manera la descontaminación y posterior disposición de este material de desecho.

Las principales técnicas del tratamiento térmico son:

4.3.3.1 Incineración. La incineración de residuos de perforación puede ser catalogada como una combustión controlada, de tal manera que se basa en la reacción entre el oxígeno y los componentes volátiles existentes en los cortes de perforación, tales como el carbono, hidrogeno y el sulfuro.

Para la ejecución de este tratamiento, se requiere el uso de facilidades capaces de soportar altas temperaturas, y con la posibilidad de monitorear tanto el avance de la reacción, como las emisiones de gases existentes. Finalmente, esta técnica es considerada como uno de los procedimientos térmicos más contaminantes, debido a los subproductos generados, de tal manera que su aplicación se ve limitada a circunstancias bastante específicas.¹¹³

4.3.3.2 Coprocesamiento. El objetivo principal de esta técnica es recuperar la energía contenida en los residuos con contenidos volátiles, con el fin de usar dicha energía de combustión para generar un producto nuevo, el coprocesamiento puede ser visto como la integración de dos procesos¹¹⁴:

- ✓ La producción de Klinker.
- ✓ La disposición de los desechos en hornos, para su posterior aprovechamiento energético.

Ventajas del coprocesamiento

- ✓ La existencia de altas temperaturas y altos periodos de exposición, garantizan la desintegración de las partículas orgánicas existentes en los cortes.
- ✓ Alta eficiencia para el control de contaminación.
- ✓ El ambiente alcalino generado de la combustión de los materiales en bruto puede neutralizar los gases ácidos producidos.

¹¹³ Ibid., p. 68.

¹¹⁴ Ibid., p. 68.

4.4 TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE LOS RECORTES

En la **Tabla 21.** se mencionan algunas tecnologías para el tratamiento de los recortes de perforación base agua y base aceite de la industria petrolera, las cuales se mencionan a continuación:

Tabla 21. Tecnologías

TRATAMIENTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE PROCESO
Tratamiento “in situ” de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación impregnados con fluido base agua y base aceite mediante la centrifugación y oxidación química	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso físico ✓ Proceso químico
Tratamiento de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación con fluidos base aceite por medio de la tecnología de desestabilización fisicoquímica.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso físico ✓ Proceso químico
Tratamiento de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación con fluidos base agua y base aceite por medio de la técnica de estabilización química.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso químico
Tratamiento de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación con fluidos base agua y base aceite por medio de la técnica de oxidación química	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso químico
Tratamiento de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación impregnados con fluidos base agua y base aceite, tierra y materiales semejantes a suelo contaminados y/o impregnados por lodos y recortes de perforación con fluidos base agua y base aceite) mediante el proceso de degradación de contaminantes mediante las fases física-oxidación, química-degradación bioquímica, aplicada en tres modalidades de tratamiento “Ex Situ”, “OnSite” e “In Situ”.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso físico ✓ Proceso químico ✓ Proceso biológico
Tratamiento “in situ” de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación impregnados con fluido base agua y base aceite mediante la degradación bioquímica	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso químico ✓ Proceso biológico

Tabla 21. (Continuación)

TRATAMIENTO	DESCRIPCIÓN	TIPO DE PROCESO
Tratamiento residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación con fluidos base agua mediante métodos físico, químico y biológico.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso físico ✓ Proceso químico ✓ Proceso biológico
Tratamiento de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación impregnados con fluido base aceite) por medio del proceso de desorción química oxidación química y destilación por arrastre de vapor.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso químico ✓ Proceso térmico
Tratamiento de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación con fluidos base agua por medio de la técnica de lavado.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso físico
Tratamiento ex situ de residuos de manejo especial	Lodos y recortes de perforación impregnados con fluido base agua por medio del proceso de deshidratación.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso químico
Tratamiento ex situ de residuos de manejo especial	Recortes de perforación impregnados con fluidos base agua y base aceite, lodos sedimentados resultantes del tratamiento de aguas residuales sanitarias y lodos sedimentados del tratamiento de aguas industriales aceitosas) mediante la tecnología de lavado de suelos y degradación biológica.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso físico ✓ Proceso biológico
Tratamiento de residuos de manejo especial in situ y ex situ	lodos y recortes de perforación impregnados con fluidos base agua, base aceite y suelos contaminados con estos residuos) por medio de la técnica de bioestimulación/degradación.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso químico
Tratamiento de residuos de manejo especial	lodos y recortes de perforación impregnados con fluido base agua por medio de las técnicas de oxidación química y desmulsificación	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Proceso químico

Fuente: Castañeda, Harold. INNOVACIÓN Y DESARROLLO EN EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN. Especialización Gestión Ambiental. Bogotá. Fundación Universidad de América. 2017.

Para efecto del proyecto, basado en los antecedentes del Campo Cupiagua, se propone la selección de un tratamiento de residuos de manejo especial con proceso térmico, al demostrar una eficiencia del 98% mediante el proceso de destilación por arrastre de vapor.¹¹⁵

4.5 DISPOSICIÓN FINAL

Las técnicas más utilizadas para el tratamiento y disposición de los sólidos provenientes de las operaciones de perforación han estado ampliamente marcadas por aquellas tecnologías desarrolladas en la década de los noventa, teniendo de esta manera un carácter disposicional, en el cual la mayoría de técnicas usadas estaban enfocadas en la descarga directa del material al ambiente; cabe aclarar que a pesar de que en la actualidad el uso de algunas de estas técnicas se mantienen vigentes, las mismas poseen un mayor control, así como la asignación de normas más rígidas durante su disposición; dentro de dichas técnicas “clásicas”, en las cuales se destacan los siguientes puntos¹¹⁶:

- ✓ **Landspreading:** Consiste en la dispersión de los residuos en un área determinada, en la cual ocurre una degradación orgánica natural; en este método se debe asegurar el contenido de hidrocarburos a tratar, las tasas de aplicación y las características del material fertilizante a utilizar.
- ✓ **Roadspreading:** La aplicación y dispersión de cortes perforación aceitosos pueden mejorar la resistencia al clima de los caminos y vías, a pesar de esto, dichos contaminantes pueden penetrar el suelo causando una seria afectación al mismo

4.5.1 Procedimiento de la disposición final de los recortes. De la información recopilada es posible establecer dos procedimientos de disposición final, los cuales son:

4.5.1.1 Disposición sobre terreno como material de relleno. Esta opción requiere de tratamiento previos como; concentración de sólidos/deshidratación, solidificación/estabilización y probablemente de solidificación.

4.5.1.2 Depósito en confinamiento controlado. La disposición de sólidos, recortes de perforación en confinamiento controlado, constituye una alternativa muchas veces recomendable. Esta forma de disposición es la que se encuentra mejor desarrollada con base en criterios de ingeniería. El confinamiento controlado son instalaciones para el depósito de residuos en forma controlada, clasificada y

¹¹⁵ Yoan. Métodos para el tratamiento de lodos y fluidos de perforación. 2015. Scribd. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/324970935/Metodos-Para-El-Tratamiento-de-Lodos-y-Fluidos-de-Perforacion>

¹¹⁶ Ibid., p. 30.

duradera. Los residuos en la mayoría de los casos requieren previamente de tratamiento fisicoquímico y de incineración (detoxificación, deshidratación, reducción de volumen).¹¹⁷

Para no causar efectos adversos al medio ambiente, los confinamientos deben realizarse bajo los siguientes criterios:

- ✓ Cuidadosa selección del sitio
- ✓ Construcción, operación y criterios según lineamientos
- ✓ Recubrimiento apropiado
- ✓ Cuidados después del recubrimiento
- ✓ Monitoreo de agua subterráneas
- ✓ Registro de datos.

A un confinamiento no pueden enviarse lodos o recortes de perforación, si estos presentan líquidos libres que puedan separarse de la porción sólida bajo condiciones normales. Es necesario que los residuos sean previamente: deshidratados, detoxificados y neutralizados, mediante procesos de tratamiento físicos y químicos, cumpliendo además con las limitaciones que regulan la operación de un confinamiento.

4.5.2 CONSIDERACIONES PARA TENER EN CUENTA DE LA DISPOSICIÓN. Se identifican las siguientes consideraciones para una adecuada disposición de los recortes las cuales son:

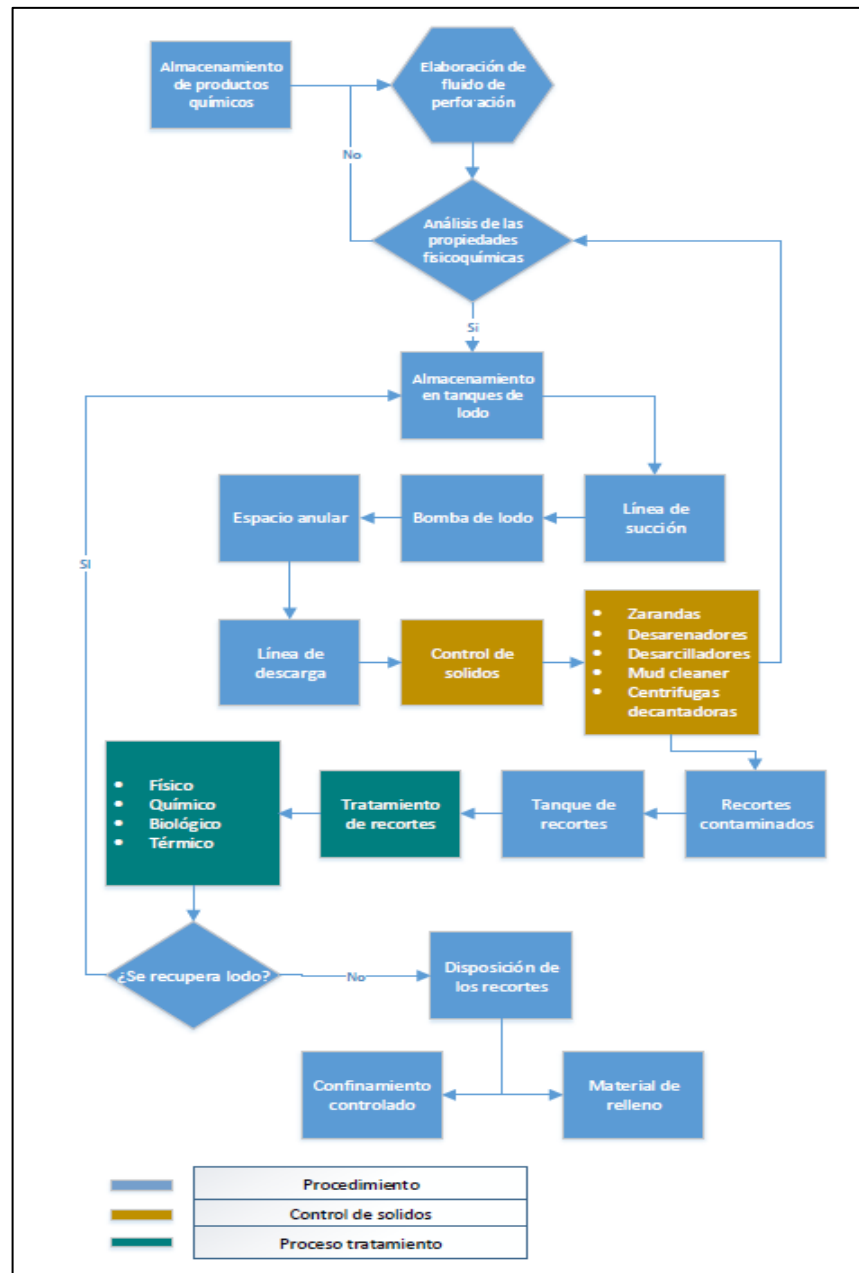
- ✓ La disposición debe desarrollarse de una manera prudente y responsable.
- ✓ El volumen de bombeo de la fase líquida de las presas debe ser controlada para que el líquido no se escurra por lugares que no hayan sido destinados para su eliminación.
- ✓ La disposición no debe producir erosión. La tierra utilizada para la eliminación no puede ser tan empinada ni tener tan poca vegetación que no pueda contener el flujo desenfrenado de líquido. El terreno debe ser nivelado.
- ✓ No se deben usar aguas superficiales para la eliminación.
- ✓ El riesgo de contaminación de corrientes de aguas subterráneas debe ser mínimo. Esto imposibilita la eliminación sobre tierra granular.

¹¹⁷ Ibid., p. 32.

4.6. PROCESO GENERAL DEL FLUIDO DE PERFORACION BASE ACEITE

En la **Figura 17.** se describe el proceso de circulación del fluido base aceite emulsionado con base a la explicación teórica planteada anteriormente

Figura 17. Proceso de circulación del fluido.



Fuente: elaboración propia

4.6.1. Descripción del proceso del sistema de circulación. Comienza en los tanques o presas de lodo en el que los operarios preparan el lodo de estos tanques y lo disponen para su circulación. La parte esencial de este sistema de circulación es la **bomba de lodo** que tiene 3 secciones (fluido, engranaje y potencia) y se destacan los siguientes tipos de bomba:

Bombas triplex: Tienen 3 pistones que se mueven para atrás y hacia adelante en las camisas. Estas bombas son de acción simple en las que bombean el lodo a una velocidad relativamente alta

Ventajas

- ✓ Pesan un 30% menos que los duplex con los mismos caballos de fuerza.
- ✓ Costo menor de operación.
- ✓ La salida de una triplex no produce tanta sacudida comparada con la duplex.
- ✓ Mueve grandes volúmenes de lodo a altas presiones

Bombas duplex: Tienen 2 pistones que se mueven para atrás y hacia adelante en las camisas. Tiene doble acción que mueven más lodos al compararlos con las bombas triplex.

A menudo los equipos de perforación tienen 3 bombas: 2 principales y otra de reserva o si las condiciones de perforación lo requieren el perforador puede utilizar en forma simultánea las 2 bombas para poder circular grandes cantidades de lodo, incluso en los pozos profundos el equipo de perforación puede tener 3 o 4 bombas combinadas.

Las bombas toman el lodo de los tanques y lo llevan a la sarta de perforación y a la broca. La bomba lleva el lodo por la línea de descarga al conducto de la torre (stand pipe) y las mangueras rotativas que están unidas al stand pipe las cuales son fuertes y sensible que se mueven arriba y abajo en el mástil.

En los equipos de perforación con Top Drive el lodo se mueve a través del Top Drive en la sarta de perforación. La bomba baja el lodo por la sarta de perforación hasta la broca y el lodo es expulsado a chorros por los jets de la broca, estos chorros sacan los cortes fuera de la broca y el lodo entonces sube por el espacio anular arrastrando los recortes hacia la superficie del pozo.

Desde el espacio anular el lodo junto con los recortes sube por el tubo de retorno o tubo de flujo para que llegue a las *zarandas o shale shakers* (en la que se extraen los recortes del lodo, pero algunos son tan pequeños que las mismas zarandas no pueden atraparlos y caen en la trampa de arena) estas tienen mallas que vibran rápidamente y los fabricantes las realizan para que los cortes vibren de una manera muy controlada para que el lodo y los recortes caigan desde el tubo de retorno y luego estos recortes caen a la reserva. Estas zarandas son tanques que no poseen

agitación y luego el lodo cae en los tanques para que la bomba pueda continuar con el proceso de circulación del lodo.

El lodo y los aditivos se mezclan y quedan en los tanques. A menudo los componentes de los lodos llegan en sacos y los operarios los almacenan en un compartimento especial llamado la caseta de lodos.

En los *tanques de almacenamiento* se almacena el fluido proveniente del tratador en el cual son tanques los cuales se acostumbra a construirlos con el techo flotante que sube o baja dependiendo el nivel de fluido almacenado en el tanque, también estos tanques se construyen para que puedan soportar altas temperaturas y los gases no se escapen. Adicional a esto, en los tanques de almacenamiento se conservan los aditivos de los lodos como la barita y la bentonita, y tienen su propio sistema neumático para transportar los aditivos al sistema de lodos.

Los operarios conectan los tanques de lodo mediante tubos y válvulas, además, el número de tanques activos depende de *la cantidad de lodo necesaria para mantener la operación de perforación y el volumen requerido en superficie para mantener el lodo en buenas condiciones para que este circule.*

El lodo líquido va a la trampa de arena el cual es el tanque que se encuentra ubicado debajo de las zarandas o shale shakers, la trampa es el primer tanque de depósito de lodo el cual hay que limpiarlo con regularidad para eliminar los sólidos acumulados porque si no se extraen los sólidos podrían aumentar el peso del lodo reduciendo la ROP en la broca y aumentando significativamente el deterioro de los equipos de perforación. Sin embargo, para poder eliminar la cantidad de sólidos con mayor regularidad se utiliza un *desarenador*. Los tanques de reserva *NO hacen parte del sistema activo de circulación*, los operarios lo utilizan para conservar el exceso de lodo o para mezclar un lodo diferente que está circulando en ese momento en el sistema de circulación.

El sistema activo en cuanto a tanques está conformado por:

- ✓ Tanques de retorno: Se conocen como tanques protocolo los cuales tienen agitación para el lodo que una vez se llenan estos tanques sale por la parte superior el fluido para pasar al siguiente tanque conocido como tanques transicionales.
- ✓ Tanques transicionales o intermedios: Son tanques los cuales igualmente a los tanques de retorno tienen agitación y una vez se llenan el fluido sale por la parte de abajo al siguiente tanque conocido como tanque de succión.
- ✓ Tanques de succión: Son los tanques de mayor tamaño y gracias a estos tanques la bomba succiona el lodo para que el sistema de circulación funcione.

Un tanque importante que no hace parte del sistema activo es el tanque de píldora el cual es un tanque aislado que está al lado de los tanques de succión. Adicional a esto, se identifican diversos tipos de píldoras que son utilizadas para resolver problemas en el pozo como lo es:

- ✓ Píldora de limpieza: Esta píldora es utilizada para una adecuada limpieza del pozo y se identifican las píldoras viscosas y pesadas.
- ✓ Píldora dispersa abrasiva: Esta píldora se utiliza cuando el BHA está embotado (La arcilla plástica se empieza a pegar, luego recubre los dientes de la broca y como consecuencia se disminuye la velocidad de la ROP)
- ✓ Píldora de liberación: Esta píldora se utiliza cuando la tubería está pegada.
- ✓ Píldora LCM (Loss Control Material): Esta píldora es utilizada cuando hay pérdidas de circulación.
- ✓ Píldora de alto pH y surfactantes: Esta píldora es utilizada para dejar el revestimiento (Casing) limpio.

Además, se utiliza un tanque de baches el cual es un tanque pequeño el cual es utilizado para mezclar un bache (Pequeña cantidad de lodo denso que se circula por la sarta de perforación) y los operarios pueden utilizar el tanque de bache para poder mezclar una pequeña cantidad de lodo con el fin de poder utilizarlo como píldora (Es un volumen de lodo pequeño con propiedades fisicoquímicamente diferentes a las del sistema activo utilizado para solucionar problemas durante la perforación o trabajo posteriores al completamiento) en un punto situado en el fondo de la perforación.

El tanque de succión es el tanque en el que la bomba toma el lodo preparado para circular, este lodo debe estar limpio y libre de sólidos y gases, en resumen, debe estar debidamente elaborado y tratado. El tanque químico es utilizado para mezclar productos químicos como soda caustica y otros aditivos.

El equipo de perforación utiliza maquinas mecánicas de extracción de sólidos como *Hidrociclones* en el cual se utilizan conos y entre más pequeños sean los conos más pequeños serán las partículas que pueden extraer y poder manejar un volumen determinado de lodo. Además, la *centrifuga* para extraer los sólidos finos haciendo girar el lodo a gran velocidad generándose una fuerza centrífuga y los operadores utilizan 2 centrifugas una para extraer la Barita y otra para extraer las partículas finas, además de esto para mezclar algunos componentes del lodo.

A veces, la perforación llega hasta una zona en la cual encierra unas pequeñas cantidades de gas, luego este gas entra al lodo y debe ser retirado antes de que la

bomba vuelva a hacer circular el lodo durante la perforación y se utiliza un *desgasificador* que extrae el gas del lodo.

Si no se extrae el gas del lodo se produciría un lodo demasiado ligero con poca densidad en el que los fluidos de formación podrían penetrar la formación y tener cuidado de que no haya un reventón. Además, las bombas atascadas con gas bombean gas y lodo en lugar de lodo únicamente lo que resulta ineficaz por esta razón se utiliza el desgasificador.

Por último, Los operarios instalan *los agitadores* en uno o más tanques para evitar que los sólidos caigan al fondo y mantener uniformes las propiedades del lodo.

El nivel de lodo en los tanques es una información esencial porque si el nivel de lodo en los tanques sube significa que los fluidos del yacimiento se han introducido en la perforación y han empujado hacia afuera parte del lodo. Por otro lado, si el nivel en los tanques baja significa que el lodo comienza a entrar a un yacimiento.

4.6.2 Reacondicionamiento de los fluidos de perforación. Para que un fluido tenga una vida útil mayor, se ha implementado en algunos campos (Cupiagua) la utilización de las plantas de reacondicionamiento para el fluido base aceite.

En estas plantas, el lodo es tratado de forma similar a como se trata en el equipo del control de sólidos, sin embargo, el objetivo primordial es darle unas condiciones específicas que permitan reutilizarlo y así poderlo usar en diversas operaciones de perforación que reduzca costos de almacenamiento, tratamiento y disposición del mismo fluido.

El lodo es enviado a los pozos, el cual es transportado en camiones de vacío que tiene un compresor rotario y una bomba centrífuga, ambos equipos manejan 150 psi de presión y 840 y 11 gpm respectivamente de capacidad. Para poder almacenar el lodo se dispone de un tanque o cilindro con una capacidad de 40 a 60 bbl.

Seguido a esto, el lodo es cargado por el camión de vacío y descargado en la planta de reacondicionamiento y se almacenan en tanques de almacenamiento (Frac tanks) para su próximo tratamiento, dicho tratamiento es con ayuda de las válvulas o choke manifold. Luego de este tanque pasa al primer equipo de tratamiento siendo las zarandas y lo sólidos más grandes caen a un tanque llamado Catch Tank. El lodo tratado en la zaranda es llevado a un tanque de agitación para poder agitar y transferir el fluido al siguiente equipo de remoción, la centrífuga. Esta centrífuga recupera la barita presente en el lodo, la cual se deposita en el catch tank con agitador para luego ser bombeado a los tanques de almacenamiento, también la centrífuga ayuda a separar los LGS (Low Gravity Solids).

El lodo, luego se envía al tanque de calentamiento en el cual se inyecta vapor. En este tanque se incrementa la temperatura del lodo hasta 200 °F, dicho tanque tiene

agitadores que evitan la sedimentación del lodo dentro del tanque y tiene una capacidad de 470 bbl.

Si se requieren pesos del lodo menores a 8.3 ppg el lodo es alimentado dentro de una centrífuga vertical, la cual es promedio, trata pesos entre (8.3-8.5) ppg, dejando el lodo después del proceso de centrifuga con pesos entre 7.6 y 7.9 ppg

Al final, la planta posee un inventario del lodo tratado con diferentes especificaciones almacenado en los tanques de almacenamiento para poder se reutilizado y lograr con éxito las actividades de perforación del Campo Cupiagua.

4.7 MODELO PARA GESTIÓN DEL FLUIDO BASE ACEITE SUGERIDO

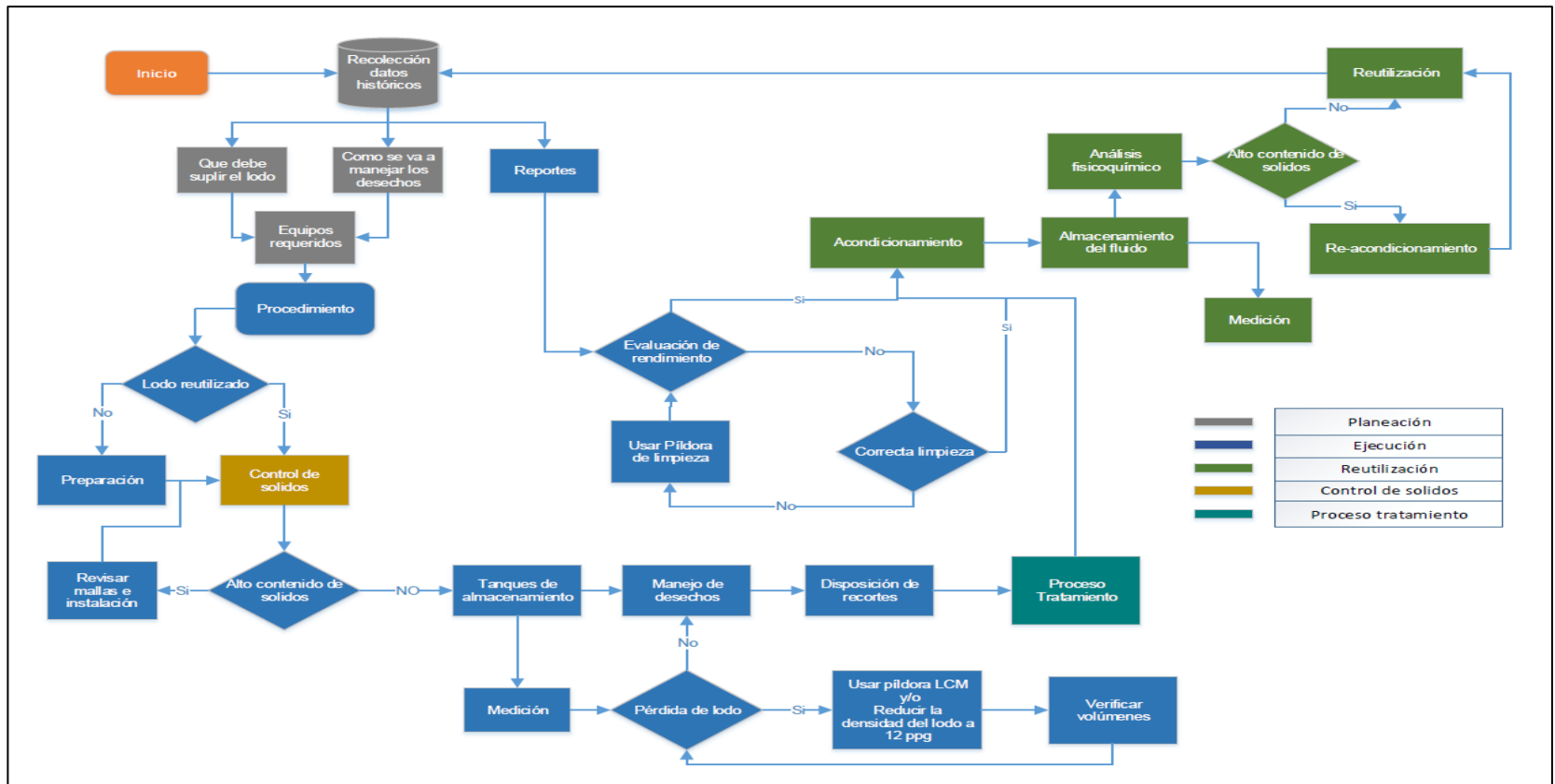
Con la finalidad de maximizar la eficiencia del fluido de perforación propuesto como alternativa al fluido base agua en el Campo Castilla para la sección 12 ¼", se plantea un modelo de ingeniería para la gestión del mismo, el cual se divide en tres aspectos fundamentales: Planeación, ejecución y reutilización.

Donde la planeación corresponde a la descripción del proceso que debe realizarse previo a la implementación, con el fin de tener claridad del proceso desde la preparación hasta la disposición de los recortes de la perforación, basando su estudio en los antecedentes del campo o campos con geología similar donde se haya realizado dicha operación.

En cuanto a la ejecución, se tiene en cuenta las actividades que deben realizarse durante el proceso. Dichas actividades van orientadas a realizar evaluaciones de desempeño a la operación, con base a la experiencia del personal a cargo, realizando continuos análisis de medición bajo continua supervisión.

La **Figura 18.** describe el modelo para la gestión del fluido base aceite en el Campo Castilla, integrando los aspectos de: *planeación, ejecución y reutilización* del fluido base aceite, basado en los análisis realizados a lo largo del presente trabajo de investigación. Este modelo de ingeniería pretende dar recomendaciones frente a los principales problemas observados al utilizar fluidos base aceite en las operaciones del Campo Cupiagua; el cual cuenta con una geología similar al Campo Castilla. Así mismo el modelo presente en la **Figura 18.** se relaciona con el proceso descrito en la **Figura 17.** principalmente con los aspectos de control de solidos (especificado en color amarillo) y de proceso de tratamiento (especificado en color azul claro), donde se presenta con mayor detalle los equipos y procesos que lo componen.

Figura 18. Modelo de gestión del fluido base aceite.



Fuente: elaboración propia

4.7.1 Planeación. Para este aspecto se debe tener presente las expectativas del proyecto, identificando los objetivos del mismo, teniendo en cuenta:

- ✓ Salud, Seguridad y cuidado del medio ambiente
- ✓ Reducción de costos

Así mismo, para realizar un mejor manejo del proceso operativo, se debe contar con *una recolección de datos históricos* que permitan dar un conocimiento previo a las operaciones, basado en los procedimientos llevado a cabo para pozos con características similares a las deseadas. Para poder recolectar los datos históricos provenientes de los pozos se deben tener:

- ✓ Información de costo planeado
- ✓ Volumen de cortes generados
- ✓ Volumen de cortes dispuestos
- ✓ Volumen de lodo dispuesto

A partir de esto, se determina cuáles son las *funciones que debe suplir el fluido de perforación*, teniendo en cuenta el tipo de formación al que se debe enfrentar. Esta información facilita la toma de decisión para la *selección de equipos* y determinar el *programa de control de desechos*, basándose en el volumen de cortes a tratar y disponer, que generen el menor impacto posible al medio ambiente.

Para un correcto funcionamiento del proceso y reducción de costos, se plantea el modelo de acuerdo a etapas establecidas como:

- ✓ Programa de fluidos y manejo de desechos.
- ✓ Equipos.
- ✓ Procedimientos operativos / nuevas tecnologías.
- ✓ Personal.
- ✓ Roles y responsabilidades.
- ✓ Entrenamiento.

Cada una de esas etapas permiten analizar tanto el procedimiento que debe cumplir el fluido base aceite sugerido para las operaciones en el Campo Castilla para la sección de 12 ¼", como el costo planeado y las responsabilidades del personal.

Para el programa de fluidos, se tiene en cuenta la formulación del lodo y las propiedades que sule. Adicional a esto se debe describir el tipo de manejo que se realizara a los desechos, en este caso, la producción de cortes contaminados se pretende manejar utilizando el proceso de desorción térmica, que ha demostrado tener una alta eficiencia entre 98 – 99% en las operaciones realizadas en el Campo Cupiagua.

Por otra parte, se debe tener en cuenta los equipos requeridos para el proceso del fluido, como fue descrito en el numeral 4.1. y 4.2. Que relaciona los equipos de control de sólidos y de tratamiento de recortes.

Adicional a esto se debe tener claridad del proceso que maneja el fluido base aceite para las operaciones de la perforación de la sección 12 ¼” como se muestra en la **Figura 17**. En la cual debe contar con operarios responsables para cada área designada, brindando entrenamiento a todo el personal del taladro con el propósito de alcanzar un mínimo estándar de eficiencia, costos y protección ambiental.

La forma más adecuada para minimizar costos es a través de la optimización operacional en el pozo. Este proceso de optimización debe incluir:

- ✓ Buen diseño y desempeño de los equipos de control de sólidos.
- ✓ Correcto diseño del sitio, drenaje, almacenamiento de fluidos y capacidades.
- ✓ Planeamiento y ejecución de una estrategia para manejo y tratamiento de residuos exclusiva para cada proyecto.
- ✓ Minimización de producción de desechos a través de la supervisión in situ
- ✓ Optimización de la tecnología de fluidos y equipos.
- ✓ Cumplimiento de metas representado en ahorro de costos, minimización del impacto ambiental del proyecto y una excelente imagen frente a las entidades ambientales.
- ✓ Manejo integrado bajo un solo contrato de todos los fluidos y desechos.
- ✓ Reducción de costos.

4.7.2 Ejecución. De acuerdo al procedimiento establecido en la planeación, se debe tener un continuo seguimiento de las operaciones y *control de reportes*, que se describen en esta etapa, con el fin de reducir problemas operacionales y gastos adicionales a causa de falta de capacitación y poca supervisión.

Con base a esto, se plantean actividades diarias para completar reportes y evaluar el desempeño cuando sea requerido, de forma tal, que permita proponer una recomendación de mejora cuando sea requerido.

- ✓ Reportes (diario y semanal)
- ✓ Ejecución de procesos
- ✓ Captura de datos

- ✓ Supervisión de operaciones

Con estas actividades se pretende dar un control a las operaciones mediante una supervisión continua, especialmente durante los procesos de:

- ✓ Manejo de cortes y procesamiento.
- ✓ Manejo de desechos, recuperación y reciclaje.
- ✓ Tanques de almacenamiento y logística.

Adicional a esto, se establece el procedimiento requerido para las operaciones de perforación para la sección de 12 ¼" del Campo Castilla. Dicho procedimiento tiene en cuenta si la selección de lodo comprende un lodo reutilizado o si se debe preparar lodo fresco, de esta forma, dando continuidad al proceso establecido para la **Figura 17.**, el diagrama propuesto en la **Figura 18.**, destaca los principales problemas ocurridos bajo la implementación del fluido base aceite en las operaciones del Campo Cupiagua, y evitar su ocurrencia para las operaciones del Campo Castilla para la misma sección.

Conforme a esto, entre los principales problemas presentes, se encuentra:

- ✓ Alto contenido de sólidos
- ✓ Pérdida de lodo
- ✓ Limpieza insuficiente

Para mitigar estos problemas, en primera estancia; se debe realizar un monitoreo constante de las áreas involucradas, además de una correcta capacitación del personal a cargo. Adicional a esto, el modelo descrito plantea; para el área de control de sólidos, una supervisión del sistema de centrifuga, el cual comprende la etapa final del proceso de *control de sólidos*, y donde, si se evidencia alto contenido de sólidos, indica una mala eficiencia del proceso de control de sólidos, principalmente, en el manejo de recortes por parte de las mallas, las cuales puede ser por desgaste, por una mala instalación o selección de las mismas.

Por otra parte, al realizar una correcta separación del fluido y los sólidos, se procede a almacenar los productos en tanques especializados para cada uno, de los cuales se permite realizar la medición del volumen de fluido, para determinar si existe *pérdida de lodo* comparado con el nivel de fluido dispuesto inicialmente. Para este punto; si las pérdidas medidas son nulas, el proceso puede dar continuidad sin ninguna intervención; sin embargo, si en la medición se registran pérdidas de lodo hacia la formación, se debe proseguir con el correspondiente tratamiento, que comprende el uso de píldora de LCM con material obturante, que reduzca el volumen de lodo filtrado hacia la formación permeable. Otro método recomendado para dar solución a este problema, es reducir la densidad del lodo hasta 12 ppg, con el fin de reducir la presión que la columna hidrostática genera hacia la formación, y permitir que el lodo cumpla con los parámetros para los cuales fue diseñado.

Así mismo, mientras que el fluido es separado de los sólidos y dispuesto para el sistema activo del lodo, los recortes contaminados con lodo base aceite, se llevan al *proceso de tratamiento* y disposición de los recortes, el cual es descrito en la **Figura 17.**, y de esta forma, el lodo recuperado es acondicionado para su posterior almacenamiento.

Paralelo a este proceso, se realiza una *evaluación de rendimiento*, en el cual se destaca el comportamiento del fluido a lo largo de la operación de perforación, analizando la producción de cortes en superficie, el esfuerzo de torque de la sarta de perforación, la ROP y las propiedades fisicoquímicas del lodo.

Con enfoque a una de las principales problemáticas, se decide priorizar la correcta *limpieza del pozo* bajo el índice de la evaluación de rendimiento. Si el lodo utilizado no sule las necesidades de limpieza del pozo, se propone el uso de píldora de limpieza de alta viscosidad a un alto caudal, que permita la remoción de los recortes de fondo, y de esta forma evitar problemas de empaquetamiento o tubería pegada. Con el fin de mantener el fluido en condiciones estables, se procede a acondicionar el fluido de perforación, para de esta forma poder ser reutilizado para una nueva operación.

4.7.3 Reutilización. Del fluido de perforación almacenado, se realiza su correspondiente medición de volumen para determinar con cuanto fluido se cuenta para una posterior perforación; así mismo, antes de poder implementar el lodo, se realiza un análisis de las propiedades fisicoquímicas del fluido para determinar si cumple con los parámetros requeridos, de otra forma se dispone a reacondicionamiento previo a ser reutilizado.

El diagrama dispuesto en la **Figura 18.**, plantea la utilización del fluido como un proceso cíclico, basado en la posibilidad de reutilización del fluido base aceite, siempre y cuando sea reciclado para operaciones de zonas próximas con características similares, de forma tal que, permita reducir costos en cuanto a transporte del fluido desde el punto de almacenamiento hasta el bloque de operación y acondicionamiento para alcanzar los estándares requeridos para determinada sección.

4.7.4 Problemas asociados a una incorrecta gestión del fluido. El modelo de gestión propuesto, pretende, adicionalmente de seguir el proceso operativo descrito, tener un seguimiento y control de las operaciones individuales con el fin de maximizar la eficiencia bajo la gestión de reportes diarios, adecuada capacitación, supervisión, e integración de las diferentes áreas del fluido de perforación ya sea, preparación del fluido, sistema activo, control de sólidos y disposición de los desechos. La **Tabla 22.** Indica los principales problemas asociados a la falta de una buena gestión para las diferentes áreas en el proceso operativo.

Tabla 22. Problemas operativos por área

Área	Problema	Problema subyacente
Control de sólidos	Zarandas vibratorias gastadas	Mala Supervisión
	Daño en mallas, instalaciones, almacenamiento.	
	Selección de malla inadecuada	Falta de capacitación
	Incorrecta instalación de la malla	
Fluidos	Vertimiento de lodo en los recortes	Falta de estandarización
	No reciclado del lodo	
Gestión de residuos	vertido de fluido base aceite en área de almacenamiento de recortes, trampas de arena y limadores	Supervisión inadecuada
	Alto contenido de sólidos en el lodo en las centrifugas	Uso inadecuado de equipos
	Vertimiento de basura en el área de cortes contaminados	Falta de conciencia del impacto
Disposición de los recortes	Cortes contaminados por lodo que reducen la tasa de procesamiento	Falta de estrategia de gestión de residuos en el sitio

Fuente: GREAVES, Christopher. Field Application of total fluid Management. SPE. 2001.

Los resultados históricos analizados a lo largo del presente trabajo, han demostrado que el fluido base aceite emulsionado representa una solución viable para los problemas técnicos y operacionales ocurridos con la implementación del fluido base agua para el Campo Castilla en la sección 12 ¼". Tenido presente esto, con el fin de aumentar la eficiencia del fluido base aceite, se plantea la integración del manejo de desechos y fluidos de perforación, bajo procesos establecidos como los son: Control de sólidos, Mantenimiento de del fluido, tratamiento de recortes y almacenamiento estratégico, basados en experiencias del manejo tanto de fluidos como de sólidos y desechos generados en la perforación del Campo Cupiagua.

Sin embargo, para este sistema de fluido y proceso establecido, se debe tener una gestión adecuada para evitar problemas asociados a la mala implementación, como se muestra en la **Tabla 22**.

4.7.3.1 Control de sólidos. Durante las operaciones de control de sólidos, los problemas que se pueden presentar debido a una falta de supervisión, son las zarandas gastadas, daño en la malla, en los equipos o instalaciones y mantenimiento en los tanques. Estos problemas reducen la eficiencia del control de sólidos, causando problemas en las líneas como taponamiento en el flow line y cambio en las propiedades reológicas. Así mismo, si el operador no tiene la

capacitación adecuada, se puede dar la selección de malla inadecuada para el diámetro de recortes registrados o una inadecuada instalación.

4.7.3.2 Fluidos. Si existe una falta de planeación para el tratamiento del lodo, se traduce como pérdidas de lodos que pueden ser reutilizado y aprovechados, reduciendo costos de preparación y tiempos operativos.

4.7.3.3 Gestión de residuos. Este aspecto comprende los problemas relacionados a un inadecuado uso de los equipos, falta de supervisión y desinterés en el impacto que puede causar el control de residuos de las operaciones de perforación, principalmente con el uso de fluido base aceite, donde el manejo de los cortes contaminados debe ser realizado con mayor cuidado.

4.8 FORMULACIÓN DEL FLUIDO BASE ACEITE PROPUESTO

A continuación, se presenta en la **Tabla 23, 24 y 25**. la formulación propuesta de los fluidos base aceite emulsionado utilizados con éxito en las operaciones del Campo Cupiagua, para ser implementado en el Campo Castilla.

Tabla 23. fluido base aceite.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)
Emulsificante principal	7.000
Cal	3.500
Control perdidas	7.000
Viscosificante	2.000
Emulsificante secundario	1.500
Densificante	170.000
$CaCl_2$	60.000

Fuente: elaboración propia

Tabla 24. Fluido base aceite.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)
Emulsificante	11.000
Cal	7.000
<i>CaCl₂</i>	57.000
Modificador Reológico	3.000
Control de filtrado	10.000
Humectante	3.000
Densificante	300.000

Fuente: elaboración propia

Tabla 25. Fluido base aceite.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)
Densificante	93.600
Emulsificante	2.000
Cloruro de Calcio	57.000
Cal	3.500
Material obturante	10.000
Material obturante	3.000
Viscosificante	4.000
Estabilizador de arcilla	14.000
Viscosificante	1.000
Agente humectante	1.000
Modificador Reologico	1.000

Fuente: elaboración propia

5. CAPITULO FINANCIERO

Se presenta el análisis de los costos asociados a la preparación de los fluidos de perforación usado en la sección 12 ¼” del Campo Castilla.

Hay que tener en cuenta que los costos asociados al fluido de perforación representan grandes inversiones, con lo cual se quiere mejorar los tiempos, al no mejorar los tiempos de perforación se presentan los NTP que representan costos a mediano y largo plazo.

Para la evaluación financiera se tiene como unidad monetaria el dólar americano, se propone una tasa de interés de oportunidad (TIO) de 11.2 % efectivo anual suministrada por la empresa ECOPETROL S.A. para poderla utilizar y realizar la respectiva evaluación del proyecto utilizando el indicador del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

Para poder realizar los respectivos cálculos se utiliza la ecuación de volumen con una profundidad de 4160 pies, siendo la perforación a la cual llegaron los pozos de estudio. En la **Ecuación 3**. se presenta el cálculo de volumen para la sección de 12 ¼” a una determinada profundidad

Ecuación 3: Volumen

$$\text{Volúmen} = \frac{((12\frac{1}{4})")^2}{1029.4} (4160 \text{ pies}) = 606.430 \text{ bbl}$$

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, Manual de fluidos de perforación, Texas. 2001

5.1 Costos de inversión (CAPEX)

A continuación, se presentan los costos asociados a la preparación e implementación de los fluidos base agua y fluidos base aceite utilizados para la perforación.

5.1.1 Costos de preparación base agua. Es necesario estimar los costos de preparación de los barriles del fluido base agua utilizado, por tanto, en la **Tabla 26**. se presentan los costos de los aditivos del fluido A base agua, adicional a esto, se presenta en la **Tabla 27**. Los costos de los aditivos del fluido B base agua. Ambos utilizados para perforar la sección de interés.

FLUIDO A

Tabla 26. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base agua.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	COSTO UNITARIO (USD/ton)	COSTO UNITARIO (USD/lb)	COSTO TOTAL (USD/bbl)
Polímero	0.800	885200	0.402	0.321
Inhibidor	8.000	879140	0.399	3.190
Viscosificante	1.500	194150	0.088	0.132
Agente Alcalinizante	0.750	28500	0.013	0.010
Controlador de filtrado 1	1.000	125800	0.057	0.057
Controlador de filtrado 2	1.500	140280	0.064	0.095
Controlador de filtrado 3	0.750	121320	0.055	0.041
Estabilizador	4.000	84370	0.038	0.153
Estabilizador	4.000	91500	0.042	0.166
Agente de Sello 1	40.000	10070	0.005	0.183
Agente de Sello 2	40.000	14450	0.007	0.262
Agente densificante	245.000	14570	0.007	1.619
Agente dispersante	2.000	21840	0.010	0.020
Bactericida	1.000	72790	0.033	0.033
Lubricante	3.000	14540	0.007	0.020
Lubricante de Antiacreción	4.000	974610	0.442	1.768
Lubricante reductor de torque	4.000	1,092240	0.495	1.982
Costo total (USD/bbl)				10.053

Fuente: elaboración propia. Con base. ECOPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total para el fluido A corresponde a **10.053 USD/bbl** para perforar la sección de interés.

FLUIDO B

Tabla 27. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base agua.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Inhibidor de amina	4.000	879.140	0.399	1.595
Mejorador de ROP	0.456	1092.240	0.495	0.226
Lubricante	0.228	14.540	0.007	0.002
Controlador de filtrado 1	1.250	125.800	0.057	0.071
Controlador de filtrado 2	2.000	140.280	0.064	0.127
Encapsulante	1.000	885.200	0.402	0.402
Viscosificante	1.500	194.150	0.088	0.132
Alcalinidad	1.050	28.500	0.013	0.014
Estabilizador	5.000	84.370	0.038	0.191
Estabilizador	4.000	91.500	0.042	0.166
Controlador de pérdidas	3.000	14.450	0.007	0.020
Costo total (USD/bbl)				2.945

Fuente: elaboración propia. Con base. ECOPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total para el fluido B corresponde a **2.945 USD/bbl** para perforar la sección de interés.

5.1.2 Costos de preparación del base aceite. Es necesario estimar los costos de preparación de los barriles del fluido base aceite emulsificado utilizado, por tanto, en la **Tabla 28.** se presentan los costos de los aditivos del fluido base aceite utilizado en el **pozo H-8**, adicional a esto, se presenta en la **Tabla 29.** Los costos de los aditivos del fluido base aceite utilizado en el **pozo H-11.** Finalmente, en la **Tabla 30.** se presentan los costos de los aditivos del fluido base aceite utilizado en el **pozo H-15.** Todo esto para perforar la sección 12 ¼” del Campo Castilla.

Tabla 28. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base aceite.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Emulsificante principal	7.000	939.850	0.426	2.984
Cal	3.500	21.930	0.010	0.035
Control perdidas	7.000	45.000	0.020	0.143
Viscosificante	2.000	85.000	0.039	0.077
Emulsificante secundario	1.500	1800.000	0.816	1.225
Densificante	170.000	12.000	0.005	0.925
CaCl₂	60.000	120.000	0.054	3.266
Costo total (USD/bbl)				8.655

Fuente: elaboración propia. Con base. ECOPEPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total para el fluido del pozo H-8 corresponde a **8.655 USD/bbl** para perforar la sección de interés.

Tabla 29. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base aceite.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Emulsificante	11.000	939.850	0.426	4.689
Cal	7.000	21.930	0.010	0.070
CaCl₂	57.000	120.000	0.054	3.103
Modificador Reológico	3.000	85.000	0.039	0.116
Control de filtrado	10.000	45.000	0.020	0.204
Humectante	3.000	832.000	0.377	1.132
Densificante	300.000	12.000	0.005	1.633
Costo total (USD/bbl)				10.946

Fuente: elaboración propia. Con base. ECOPEPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total para el fluido utilizado en el pozo H-11 corresponde a **10.946 USD/bbl** para perforar la sección de interés.

Tabla 30. Costos de aditivos de fluidos usados fluido base aceite.

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN (lb/bbl)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
Densificante	93.600	12.000	0.005	0.509
Emulsificante	2.000	939.850	0.426	0.853
Cloruro de Calcio	57.000	120.000	0.054	3.103
Cal	3.500	21.930	0.010	0.035
Material obturante	10.000	10.000	0.005	0.045
Material obturante	3.000	45.000	0.020	0.061
Viscosificante	4.000	85.000	0.039	0.154
Estabilizador de arcilla	14.000	84.370	0.038	0.536
Viscosificante	1.000	194.150	0.088	0.088
Agente humectante	1.000	832.000	0.377	0.377
Modificador Reologico	1.000	1800.000	0.816	0.816
Costo total (USD/bbl)				6.578

Fuente: elaboración propia. Con base. ECOPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total para el fluido utilizado en el pozo H-15 corresponde a **6.578 USD/bbl** para perforar la sección de interés.

Los anteriores costos analizados de los aditivos de los fluidos base aceite no tiene en cuenta el precio de la fase continua (aceite). Así, se puede evidenciar que el

costo de aditivos en comparación del fluido base aceite en comparación con el fluido base agua son menores.

5.1.3 Comparación costo de preparación de los fluidos de perforación. Se realiza la comparación del fluido base agua convencional y el fluido base aceite emulsionado sugerido, para resaltar el costo de preparación.

Teniendo en cuenta que para preparar un fluido se tiene en cuenta los aditivos y la fase continua del mismo, de esta forma al costo de los aditivos calculados previamente se suma el costo de la base del fluido ya sea base agua o base aceite como se presenta en la **Tabla 31**. donde se puede observar que el costo del fluido base aceite es mayor respecto al fluido base agua con una diferencia de 78.573 USD/bbl al realizar la comparación de los fluidos que tienen un menor valor económico.

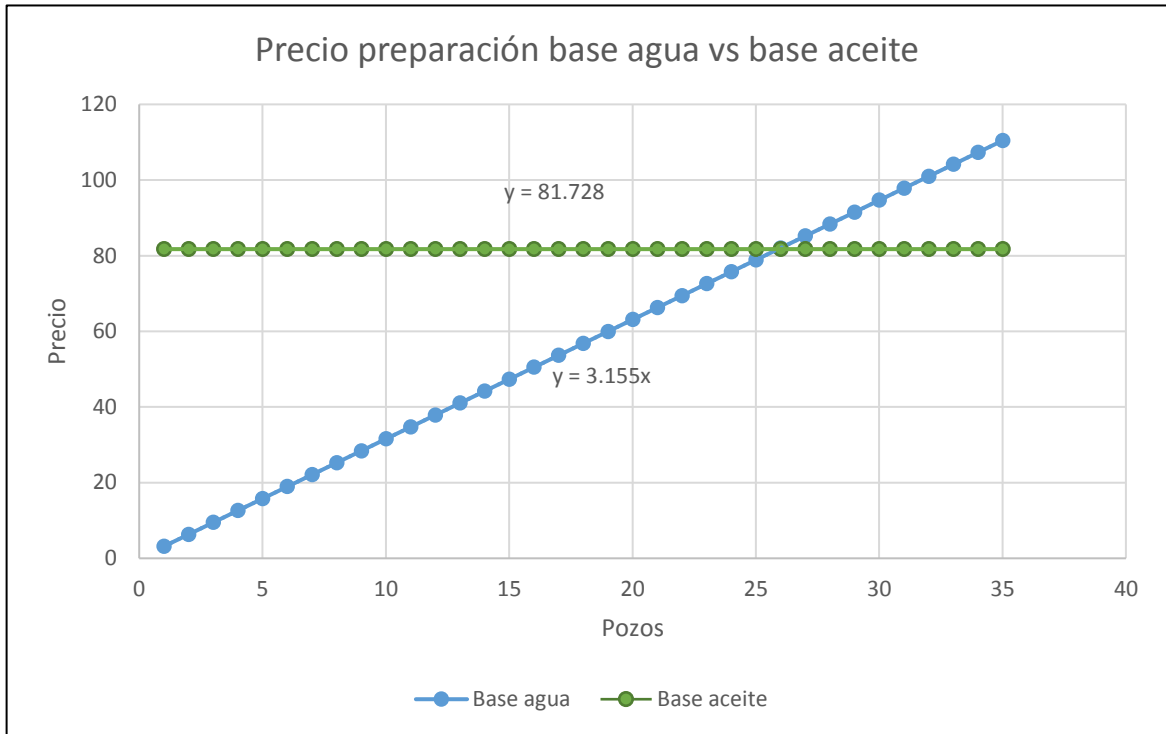
Tabla 31. Formulación base y costos de aditivos de fluidos

Formulación (Base)	Costo Aditivos (USD/bbl)	Costos del fluido base (USD/bbl)	COSTO TOTAL (USD/bbl)
Agua	10.053	0.21	10.263
Agua	2.945	0.21	3.155
Aceite	8.655	75.15	83.805
Aceite	10.946	75.15	86.096
Aceite	6.578	75.15	81.728

Fuente: elaboración propia

La **Figura 19**. representa el comportamiento del precio de preparación del fluido base agua y base aceite con respecto al número de trabajos de perforación, de esta forma mediante la **Ecuación 4**. Se logra determinar la cantidad de pozos que se deben realizar para que la reutilización del fluido base aceite compense el precio de preparación del fluido base agua, sin tener en cuenta costos operacionales, lo que da como resultado 26 pozos.

Figura 19. Precio preparación fluido base agua y base aceite



Fuente: elaboración propia

Ecuación 4. Igualación de las funciones de preparación de los fluidos

$$\begin{aligned} \text{Precio base aceite} &= 81.728 \text{ USD/bbl} \\ \text{Precio base agua} &= (3.155 \text{ USD/bbl}) * \text{pozo} \\ \text{Precio base aceite} &= \text{Precio base agua} \\ 81.728 \text{ USD/bbl} &= (3.155 \text{ USD/bbl}) * \text{pozo} \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia

5.2 COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Se realiza el estudio mediante el análisis de los costos de perforación, asociados a la ingeniería, tratamiento de los recortes y el taladro tanto para fluido base agua como para el fluido base aceite.

5.2.1 Costo de tiempos de perforación. Estos costos están relacionados con los problemas operacionales causados por la interacción con las formaciones y el volumen de filtrado que invade la misma formación, en los cuales se pueden presentar problemas como pérdida de circulación, pega de tubería, embotamiento del BHA y taponamiento del Flow line. Hay que tener en cuenta que, se presentan mayores costos debido a la pérdida de fluido y a consecuencia de esto, habrá mayor tiempo y costo de alquiler del taladro.

Con base a la información obtenida de 23 pozos durante la perforación de la sección 12 ¼" del Campo Cupiagua el menor tiempo registrado fue de 20 días, el cual para efecto de este capítulo se asume como el tiempo ideal de perforación para dicha sección. Con base a esto, se determinó el promedio de tiempo de perforación de los pozos, el cual es de 29 días.

Adicionalmente la figura tendrá en cuenta los tiempos esperados de perforación y los tiempos no productivos presentados a lo largo de los trabajos realizados a los distintos pozos del cual se determinará el promedio para cada sistema de lodo, ya sea base agua o base aceite. La **Tabla 32.** indica el tiempo de perforación para pozos del Campo Cupiagua, donde se utilizó fluido base agua para las operaciones en el campo en la sección 12 ¼".

Tabla 32. Tiempo de perforación promedio

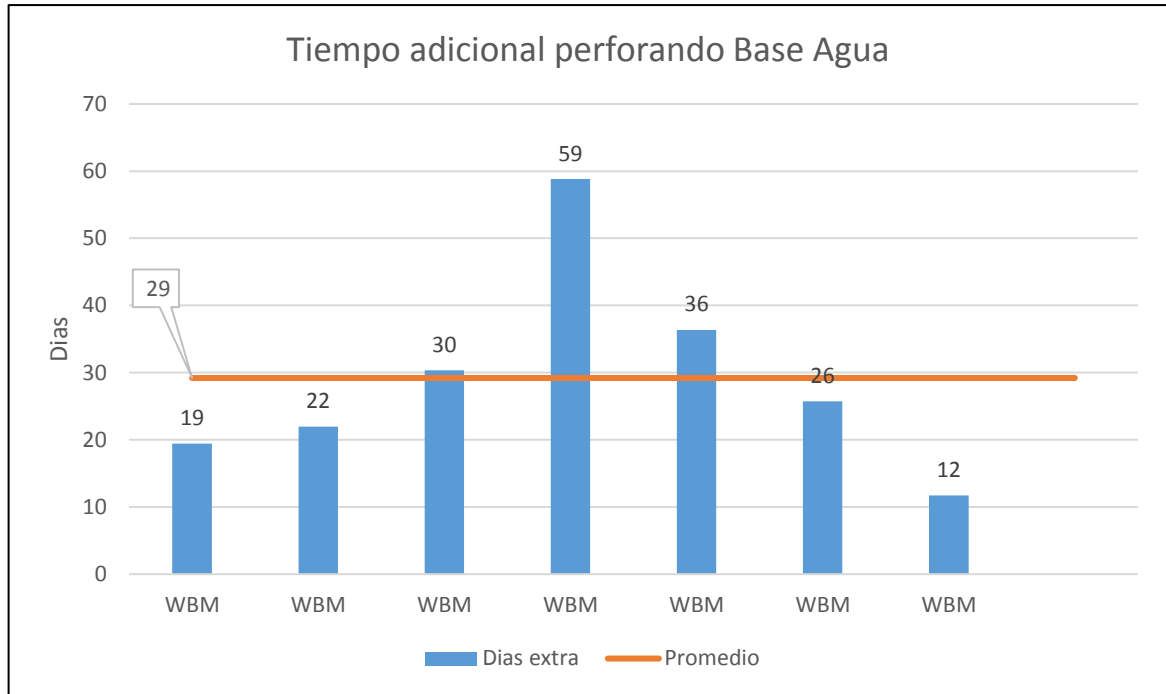
Pozo	Tiempo estándar (Días)	Tiempo real (Días)	Tiempo adicional (Días)
1	25	44	19
2	25	47	22
3	25	55	30
4	25	83	59
5	25	61	36
6	25	50	26
7	25	36	12
Promedio			29

Fuente: elaboración propia

En la **Figura 20.** para perforar la sección 12 ¼" se tomó en cuenta los antecedentes de 8 pozos en los cuales se utilizó el fluido base agua. Se realizó el promedio de

tiempos de perforación para la misma profundidad que corresponde a 4160 pies dando como resultado 29 días de trabajo de perforación.

Figura 20. Tiempo perforación promedio base agua



Fuente: elaboración propia

En la **Tabla 33**. Se indica el tiempo de perforación para pozos del Campo Cupiagua, donde se utilizó fluido base aceite para las operaciones en el campo en la sección 12 ¼”.

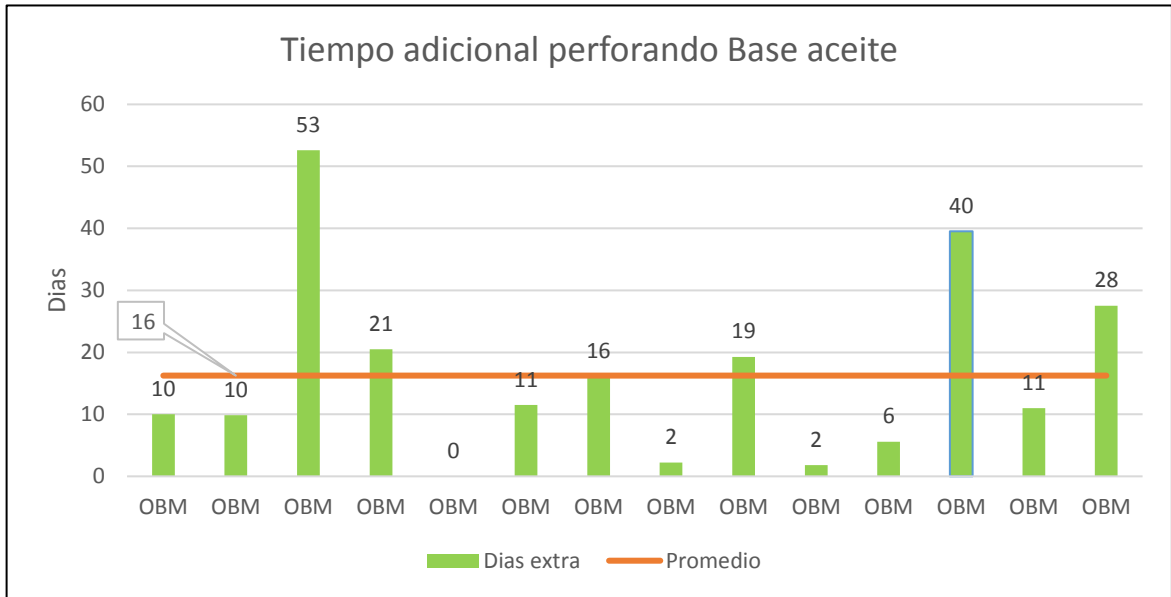
Tabla 33. Tiempo perforación promedio base aceite

Pozo	Tiempo estándar (Días)	Tiempo real (Días)	Tiempo adicional (Días)
1	25	35	10
2	25	35	10
3	25	77	53
4	25	45	21
5	25	25	0
6	25	36	11
7	25	41	16
8	25	27	2
9	25	44	19
10	25	26	2
11	25	30	6
12	25	64	40
13	25	36	11
14	25	52	28
Promedio			16

Fuente: elaboración propia

En la **Figura 21.** para perforar la sección 12 ¼" se tomó en cuenta los antecedentes de 14 pozos en los cuales se utilizó el fluido base aceite. Se realizó el promedio de tiempos de perforación para la misma profundidad que corresponde a 4160 pies dando como resultado 16 días de trabajo de perforación.

Figura 21. Tiempo perforación promedio base aceite



Fuente: elaboración propia

5.2.2 Costos de Operación del fluido base agua. Para poder utilizar el fluido base agua se requiere un conocimiento de ingeniería estándar por lo cual se requiere incluir aspectos relacionados al dewatering y tiempos no productivos.

5.2.2.1 Costos de ingeniería. En cuanto a este aspecto se debe considerar el costo relacionado al personal encargado de la preparación y seguimiento del sistema de lodo, tales como el ingeniero de lodo y el ingeniero junior. Adicional a esto, hay que tener presente que para utilizar un fluido base agua el tiempo promedio de perforación es de 29 días para la sección de 12 ¼” del Campo Castilla. En la **Tabla 34.** Se puede evidenciar los costos relacionados a preparar el fluido de perforación.

Tabla 34. Costos de ingeniería de fluido base agua.

CARGO	COSTOS POR DÍA (USD)	NÚMERO (#) DE DÍAS	TOTAL (USD)
Ingeniero de lodos	600.00	29 días	17400.00
Ingeniero junior	300.00	29 días	8700.00
Costos totales (USD)			26100.00

Fuente: elaboración propia. Con base. ECOPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total de ingeniería requerido para la implementación del fluido base agua en la sección de interés (12 ¼”) de un pozo del Campo Castilla es de **26100.00 USD.**

5.2.2.2 Costos de Tratamiento de cortes de perforación para un fluido base agua. Para un sistema de fluido es necesario tener en cuenta la cantidad de cortes de perforación y su respectivo tratamiento. Para el Campo Castilla se tomó un volumen promedio de cortes producidos en la sección de 12 ¼” por pozo de 2225 bbl y para el caso del fluido base agua el costo del tratamiento de cortes de perforación es de 10 USD/Bbl; Adicional a esto, hay que tener en cuenta el proceso de dewatering y sus respectivos costos de tratamiento. En la **Tabla 35.** se pueden observar los costos relacionados con el tratamiento del fluido base agua.

Tabla 35. Costos del tratamiento del fluido base agua.

PROCESO	CANTIDAD	COSTO (USD/bbl)	TOTAL (USD)
Tratamiento de cortes	2225	10.00	22250.00
Dewatering	-----	6000.00	6000.00
Costos totales (USD)			28250.00

Fuente: elaboración propia. Con base. ECOPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total del tratamiento de los cortes de perforación y el proceso de dewatering del fluido base agua es de **28250.00 USD.**

5.2.2.3 Costos de alquiler del taladro. El alquiler del taladro para el Campo Castilla tiene un costo de 85000 USD/día. El costo total para los 29 días que dura realizándose la perforación de la sección de interés se encuentra en la **Ecuación 5.** para conocer el alquiler del taladro.

Ecuación 5. Costos del alquiler del taladro utilizando fluido base agua.

$$\begin{aligned}
 \text{Alquiler del taladro} &= \text{Alquiler del taladro} \left(\frac{\text{USD}}{\text{día}} \right) * \text{días perforando} \\
 \text{Alquiler del taladro} &= \left(85000 \frac{\text{USD}}{\text{día}} \right) * (29 \text{ días}) \\
 \text{Alquiler del taladro} &= 2'465000.00 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

Fuente: ECOPETROL S.A.

El costo total del alquiler del taladro para perforar la sección 12 ¼” del Campo Castilla con fluido base agua es de **2'465000.00 USD.**

5.2.3 Costos de operación para el fluido base aceite emulsionado. Para poder utilizar el fluido base aceite se requiere un conocimiento de ingeniería estándar por

lo cual se requiere incluir aspectos relacionados al tiempo no productivo, en este caso no se incluye el tratamiento dewatering ya que no es necesario hacer un tratamiento de agua al fluido utilizado. Todo esto, para la perforación de la sección 12 ¼” del Campo Castilla.

5.2.3.1 Costos de ingeniería. En cuanto a este aspecto se debe considerar el costo relacionado al personal encargado de la preparación y seguimiento del sistema de lodo, tales como el ingeniero de lodo y el ingeniero junior. Hay una disminución importante de los días utilizados para perforar la sección 12 ¼” de 16 días ya que los fluidos base aceite permiten trabajar a mayor ROP, teniendo así una reducción del tiempo en la sección de interés del Campo Castilla. Se presenta en la **Tabla 36.** de manera resumida se presentan los costos asociados a la ingeniería del fluido base aceite.

Tabla 36. Costos de ingeniería de fluido base aceite.

CARGO	COSTOS POR DÍA (USD)	NÚMERO (#) DE DÍAS	TOTAL (USD)
Ingeniero de lodos	600.00	16 días	9600.00
Ingeniero junior	300.00	16 días	4800.00
Costos totales (USD)			14400.00

Fuente: ECOPETROL S.A.

El costo total de ingeniería requerido para la implementación del fluido base aceite emulsionado en la sección 12 ¼” del Campo Castilla es de **14400.00 USD.**

5.2.3.2 Costos de Tratamiento de cortes de perforación para un fluido base aceite. Para un sistema de fluido es necesario tener en cuenta la cantidad de cortes de perforación y su respectivo tratamiento. Para el caso del fluido emulsionado el costo del tratamiento de los cortes de perforación es de 30 USD/bbl y para el caso de volumen de los cortes de perforación hay una reducción del 40% dando como resultado un volumen de 890 bbl para el Campo Castilla. Adicional a esto, hay que tener presente como se explicó anteriormente que el tratamiento de dewatering solo aplica para los fluidos base agua. En la **Tabla 37.** Se presentan de forma ordenada el tratamiento de los cortes de perforación para el fluido base aceite.

Tabla 37. Costos del tratamiento del fluido base aceite.

PROCESO	CANTIDAD	COSTO (USD/bbl)	TOTAL (USD)
Tratamiento de cortes	890	70.00	62300.00
Dewatering	N/A	N/A	N/A
Costos totales (USD)			62300.00

Fuente: elaboración propia, con base. ECOPETROL S.A. Consultado 2019

El costo total de tratamiento de cortes de perforación del fluido base aceite emulsionado es de **62300.00 USD**.

5.2.3.3 Costos de alquiler del taladro. El alquiler del taladro para el Campo Castilla tiene un costo de 85000 USD/día. El costo total para los 16 días se presenta en la **Ecuación 6.** que dura realizándose la perforación de la sección de interés del Campo Castilla.

Ecuación 6. Costos del alquiler del taladro utilizando fluido base aceite.

$$\text{Alquiler del taladro} = \text{Alquiler del taladro} \left(\frac{\text{USD}}{\text{día}} \right) * \text{días perforando}$$

$$\text{Alquiler del taladro} = \left(85000 \frac{\text{USD}}{\text{día}} \right) * (16 \text{ días})$$

$$\text{Alquiler del taladro} = 1'360000.00 \text{ USD}$$

Fuente: ECOPETROL S.A.

El costo total del alquiler del taladro para perforar la sección 12 ¼" del Campo Castilla con fluido base aceite emulsionado es de **1'360000.00 USD**.

5.3 ESTUDIO FINANCIERO

La evaluación del proyecto investigativo está enfocado a los costos y egresos generados por la implementación de un fluido de perforación; por ello, se ha realizado a lo largo de este capítulo un análisis de inversión y operación de los fluidos.

En la **Tabla 38**. Se presenta un resumen de los costos asociados a los costos de capital (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) teniendo un valor de \$2'521263.287 USD.

Tabla 38. Costos base agua

Fluido base agua	
CAPEX	
COSTO PREPARACION	1913.287
OPEX	
Costo ingeniería planeado	26100
Costo tratamiento	28250
Costo alquiler taladro	2'465000
Total	2'521263.287

Fuente: elaboración propia

En la **Tabla 39**. Se presenta un resumen de los costos asociados a los costos de capital (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) teniendo un valor de \$1'486262.311 USD.

Tabla 39. Costos base aceite

Fluido base aceite de emulsión	
CAPEX	
COSTO PREPARACION	49562.311
OPEX	
Costo ingeniería planeado	14400
Costo tratamiento	62300
Costo alquiler taladro	1'360000
Total	1'486262.311

Fuente: elaboración propia

Es importante concluir que el fluido base aceite de emulsión tendría una rentabilidad mayor para la perforación de la sección de 12 ¼" del Campo Castilla debido a que su costo total es menor en comparación con el fluido base agua.

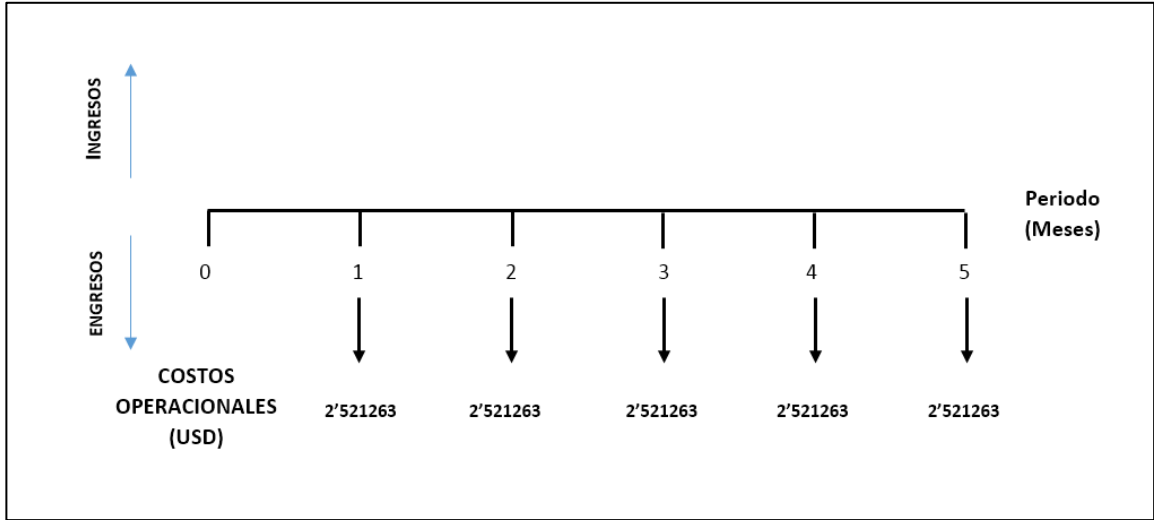
Finalmente, en la **Tabla 40.** se presenta la evaluación de costos de capital y costos de operación para los fluidos analizados (fluido base agua y base aceite)

Tabla 40. Evaluación de costos

EVALUACIÓN DE COSTOS Y EGRESOS						
POZO	1	2	3	4	5	6
Fluido base agua						
CAPEX						
Costo preparación	1913.287	1913.287	1913.287	1913.287	1913.287	1913.287
OPEX						
Costo ingeniería planeado	26100	26100	26100	26100	26100	26100
Costo tratamiento	28250	28250	28250	28250	28250	28250
Costo alquiler taladro	2'465000	2'465000	2'465000	2'465000	2'465000	2'465000
Total del fluido base agua	2'521263.287	2'521263.287	2'521263.287	2'521263.287	2'521263.287	2'521263.287
Fluido emulsionado base aceite						
CAPEX						
Costo preparación	49562.311	25866.912	25866.912	25866.912	25866.912	25866.912
OPEX						
Costo ingeniería planeado	14400	14400	14400	14400	14400	14400
Costo tratamiento	62300	62300	62300	62300	62300	62300
Costo alquiler taladro	1'360000	1'360000	1'360000	1'360000	1'360000	1'360000
Total del fluido base aceite	1'486262.311	1'462566.912	1'462566.91	1'462566.91	1'462566.91	1'462566.91

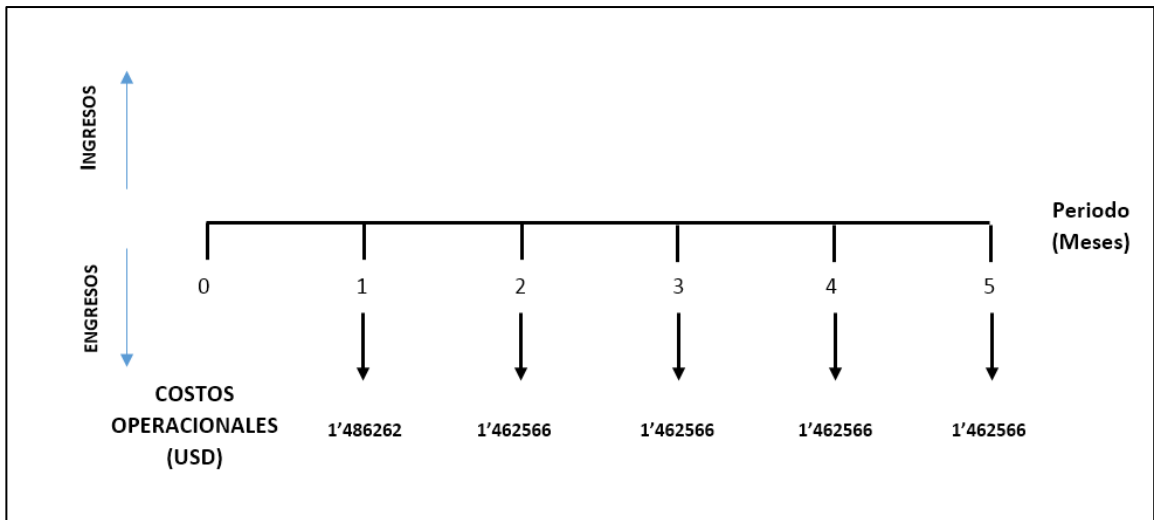
Fuente: elaboración propia

Figura 22. Flujo de caja fluido base agua



La **Figura 22.** representa el comportamiento del fluido base agua asociado a un flujo de caja

Figura 23. Flujo de caja fluido emulsión base aceite



La **Figura 23.** representa el comportamiento del fluido de emulsión base aceite asociado a un flujo de caja

El estudio financiero se determina mediante el indicador del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). En primera medida se tiene la tasa de interés de oportunidad (TIO) de 11.2 %, se debe realizar la conversión a las respectivas unidades correspondiente al periodo de evaluación que son meses por lo que se recurre a la **Ecuación 7.** para poder hacer la correcta conversión.

Ecuación 7. Tasa de Interés efectiva mensual

$$Tasa\ efectiva\ mensual = ((1 + Tasa\ efectiva\ anual)^{\left(\frac{1}{12}\right)} - 1$$

$$Tasa\ efectiva\ mensual = (1 + 0.112)^{\left(\frac{1}{12}\right)} - 1$$

$$Tasa\ efectiva\ mensual = 0.0088859$$

Fuente: elaboración propia, con base en CONTABILIDAD Y FINANZAS. Conversión de tasas vencidas. Disponible en: <http://www.contabilidadyfinanzas.com/conversion-de-tasas-vencidas.html>. Consultada en Mayo de 2019.

Adicional a esto, se pretende realizar el análisis para la respectiva comparación de los fluidos analizados en la presenta investigación, así qué, se procede a realizar dicho análisis con la aplicación del concepto del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). En la **Ecuación 8.** se analiza para el fluido base agua mientras que en la **Ecuación 9.** se analiza para el fluido base aceite emulsionado.

Ecuación 8. CAUE del fluido base agua

$$CAUE = \frac{-Inv + R * \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right]}{\left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right]}$$

$$CAUE = \frac{-2521263.287 - 2521263.287 * \left[\frac{(1 + 0.0088)^5 - 1}{0.0088(1 + 0.0088)^5} \right]}{\left[\frac{(1 + 0.0088)^5 - 1}{0.0088(1 + 0.0088)^5} \right]} = -3'038905.969$$

Fuente: elaboración propia, con base en CONTABILIDAD Y FINANZAS. Conversión de tasas vencidas. Disponible en: <http://www.contabilidadyfinanzas.com/conversion-de-tasas-vencidas.html>. Consultada en Mayo de 2019.

Ecuación 9. CAUE del fluido base aceite emulsión

$$CAUE = \frac{-Inv + R * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]}{\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]}$$
$$CAUE = \frac{-1486262.311 - 1462566.912 * \left[\frac{(1 + 0.0088)^5 - 1}{0.0088(1 + 0.0088)^5} \right]}{\left[\frac{(1 + 0.0088)^5 - 1}{0.0088(1 + 0.0088)^5} \right]} = -1'767712.675$$

Fuente: elaboración propia, con base en CONTABILIDAD Y FINANZAS. Conversión de tasas vencidas. Disponible en: <http://www.contabilidadyfinanzas.com/conversion-de-tasas-vencidas.html>. Consultada en Mayo de 2019.

5.4 CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Para concluir, se puede evidenciar que el precio por barril de preparación del fluido base agua al comparar con el fluido base aceite es más económico, sin embargo, dicho fluido base agua tiene mayores costos de ingeniería y el tiempo que hay que alquilar el taladro. Para el caso del fluido base aceite sus costos son menores sin incluir el tratamiento de los recortes. Esto da como resultado que el fluido base aceite sea económicamente rentable, y viable como alternativa al fluido base agua con un ahorro de \$1'271193.294 USD representado en el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

6. CONCLUSIONES

- ✓ En el Campo Castilla el presente trabajo de investigación se limita a la sección de 12 ¼" que comprende las formaciones: Carbonera, León y Guayabo. Estas formaciones tienen una secuencia alternante de lodolitas, areniscas, lutitas y conglomerados. Esta sección presenta problemas relacionados a la presencia de arcillas reactivas que hinchan la formación y pueden llegar a dar como resultado pérdidas de circulación del lodo, pega de tubería, inestabilidad de la formación y embotamiento del BHA.
- ✓ Los fluidos base agua en presencia de formaciones arcillosas como las que se encuentran en la sección intermedia 12 ¼" en las Lutitas E3 y E4 del Campo Castilla requieren de una mayor cantidad de aditivos (entre 11 y 18 aditivos) en comparación con el fluido base aceite (entre 7 y 11 aditivos) para controlar la inhibición de arcillas, control de filtrado, estabilidad de la formación y lubricidad.
- ✓ Al momento de evaluar las principales problemáticas durante la perforación de la sección de interés, se destaca la limpieza del hueco con un porcentaje del 15% en relación a los demás problemas. Según la investigación, si hay una correcta limpieza del hueco, disminuiría el filtrado del lodo, la posibilidad de embotamiento del BHA, taponamiento del Flow Line, inestabilidad de la formación y contaminación del lodo.
- ✓ Del Campo Cupiagua se registraron los datos de 9 pozos, de los cuales 4 de esos pozos registraron un promedio de pérdidas de fluido de 316.5 bbl, las razones de estas pérdidas de lodo fue problemas de empaquetamiento y pega de tubería. En el cual el pozo B-4 registra la mayor cantidad de fluido con un total de 495 bbl en comparación con el pozo H-10 siendo el pozo que registró menos pérdidas de fluido hacia la formación con un valor de 70 bbl, esto se debe a que en este pozo si se utilizaron mecanismos para mitigar las pérdidas de fluido como lo fueron las píldoras LCM.
- ✓ Del mismo Campo Cupiagua también se tiene un registro de datos de los \$/ft que costó la perforación de los 9 pozos de estudio, teniendo un promedio de 105.18 \$/ft. Se destaca principalmente el pozo H-15 el cual tuvo un valor de 32.75 \$/ft esto es debido a que para perforar dicho pozo se utilizó un fluido base aceite reutilizado, al utilizar dicho fluido se reducen significativamente costos de preparación, almacenamiento, implementación y tratamiento.
- ✓ De acuerdo a las variables analizadas en la matriz de decisión el sistema de fluido base aceite más eficiente para la sección de 12 ¼" es el de Emulsión con un valor extraído de la matriz de decisión de 3.8/5.0 debido a sus características de limpieza del hueco, inhibición de las arcillas y costos, ya que su valor es menor en comparación con otros sistemas de fluido base aceite y cumple con el mismo rendimiento.

- ✓ Al realizar la comparación del sistema de fluido base agua convencional y el sistema de fluido base aceite de emulsión, se obtuvo valores determinados mediante la matriz de decisión de 1.78/2.0 y 1.22/2.0 respectivamente donde el fluido base aceite de emulsión ha demostrado teóricamente tener una mayor eficiencia al solucionar problemas como: Limpieza del hueco, contaminación del lodo, reacción con arcilla, inestabilidad de la formación, taponamiento del Flow Line, embotamiento del BHA y filtrado del lodo; pese a su elevado costo inicial y toxicidad en comparación con el sistema de fluido base agua convencional.
- ✓ De acuerdo a la gestión del fluido de perforación base aceite, se puede reducir costos de preparación y tiempos operativos, asumiendo una supervisión constante a las distintas áreas del proceso del fluido de perforación, y brindando una correcta capacitación al personal a cargo, con lo cual se puede aumentar el volumen de lodo reutilizado.
- ✓ El costo de preparación del fluido base agua es \$ 1913.287 USD; este resultado es menor comparándolo con el fluido base aceite de emulsión que es \$ 49562.311 USD para una profundidad de 4160 pies con broca de 12 ¼". Sin embargo, al momento de perforar un pozo con el fluido base agua se demoran 29 días en promedio y cuando se utiliza fluido base aceite se demoran 16 días en promedio, lo cual reduce costos de alquiler del taladro y costos de ingeniería planeada (Ingeniero de lodos e ingeniero junior). Para el fluido base agua los costos de alquiler del taladro es de \$ 2'465000.00 USD y el costo de ingeniería planeado es de \$ 26100.00 USD, y para el fluido base aceite los costos de alquiler de taladro es de \$ 1'360000.00 USD y el costo de ingeniería planeado es de \$ 14400.00 USD. En resumen, el fluido base aceite de emulsión comparado con el fluido base agua tendría una reducción de precios del taladro de \$1'145500.00 USD.
- ✓ Al tener en cuenta tanto los costos de inversión como los costos de operación y una tasa de interés de oportunidad del 11.2%, el fluido base aceite presenta una mejor rentabilidad frente al costo de implementación de un fluido base agua convencional, evaluado bajo índice de Costo Anual Uniforme Equivalente, donde el fluido base aceite represento un CAUE de \$ 1'767712.675 USD y el base agua de \$3'038905.969 USD, que representa un ahorro de \$ 1'271193.294 USD por operaciones de perforación.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un análisis estadístico de los problemas con mayor frecuencia que se presentan en la perforación de la sección de 12 ¼" del Campo Castilla, para corroborar el análisis teórico planteado en el presente trabajo de investigación.
- ✓ Realizar pruebas de laboratorio al fluido propuesto (Fluido base aceite emulsionado) para verificar que las propiedades del lodo tanto físicas como químicas cumplan con los parámetros reológicos requeridos para la perforación de la sección de 12 ¼" del Campo Castilla.
- ✓ Cuantificar mediante un modelo matemático la evaporación de la fase líquida de los fluidos de perforación base aceite a condiciones normales durante la perforación de la sección de 12 ¼" en el Campo Castilla, con el fin de determinar el volumen de fluido de perforación fresco que debe prepararse.
- ✓ Hacer un análisis del correcto funcionamiento y operación de cada equipo utilizado en la implementación y tratamiento del fluido de perforación para poder formular un adecuado modelo de ingeniería para la gestión del fluido.
- ✓ Bombear el fluido con algún agente puenteante o controlador de filtrado, esto con el fin de disminuir costos a largo plazo relacionados a las pérdidas de lodo y tener un excelente desempeño de fluido sugerido.

BIBLIOGRAFÍA

ANGARITA, C. M. (2016). MODELO 3D DE DISTRIBUCION DE LA ´. BOGOTA: Unal.

ANH. (2010). LLANOS ORIENTALES. BOGOTA: ANH.

ANH. Cuenca Llanos Orientales Estudio Integrado – Crudos Pesados. [En línea]. Halliburton, 2002. [Citado 07-febrero-2019]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%2>.

BRIGHTWAY. [Sitio web]. Mud cleaner. [Consultado 20 abril 2019]. China. Disponible en: http://www.solidscontrolsystem.com/product-item/mud-cleaner/?gclid=EAlalQobChMlu9a_-tLr4QIVFFqGCh1M0wMfEAAYAAEgIfJfD_BwE.

CABRALES, Laura. TFM Y WM Course. HALLIBURTON. 2013. Disponible en: https://issuu.com/laocabrales/docs/curso_tfm.

CASTAÑEDA, Harold. INNOVACIÓN Y DESARROLLO EN EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN DE CORTES DE PERFORACIÓN. Especialización Gestión Ambiental. Bogotá. Fundación Universidad de América. 2017. p. 64.

CDIM. (2003). DIAGNOSTICO E.O.T MUNICIPIO DE CARCASÍ SANTANDER. Obtenido de DIAGNOSTICO E.O.T MUNICIPIO DE CARCASÍ SANTANDER: <http://cdim.esap.edu.co>

CRUZ, Enderson. Sistema Inhibido de Fluido de Perforación. 2017. Poly alphas de Venezuela. pp. 9-11. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/317305246_SISTEMA_INHIBIDO_DE_FLUIDO_DE_PERFORACION.

FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2002. p. 37. Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/lodos-de-perforacion-swaco>.

FERNANDEZ, Magnus. Control de solidos. SWACO. 2014. p. 110. Disponible en: <https://es.slideshare.net/magnusgabrielhuertafernandez/curso-control-solidos-mi-swaco>.

FRAGOSO, Anel. ¿Que son los recortes de perforación?. 2016. Disponible en: <https://prezi.com/gfxwleoc9rtx/que-son-los-recortes-de-perforacion/>.

GREAVES, Christopher. Field Application of total fluid Management. SPE. 2001.

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

LAZCANO, Katherine. Problemas de Inestabilidad del Pozo. UNEFA. 2019. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2019/03/problemas-de-inestabilidad-del-pozo.html>.

LUGO, Julio. Programa de pozo MR Condiciones de Perforación. HALLIBURTON. 2014. disponible en: <https://es.slideshare.net/julio1967/hole-cleaning>.

PERFOBLOGGER. [sitio web]. Embotamiento de mecha. [Consultado 15 abril 2019]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com/2014/10/embolamiento-de-mechas.html>.

REZAVALA, Gerhard. Tanques de almacenamiento de petróleo. 2014. Disponible en: <https://prezi.com/1bwrmbruzgst/tanques-de-almacenamiento-de-petroleo/>.

STEEMIT, Beta. [sitio web]. Estudio del proceso de filtración del lodo de perforación y formación de revoque durante el proceso de perforación en un pozo de petróleo. Venezuela. [Consultado 15 abril 2019]. Disponible en: <https://steemit.com/spanish/@ennyta>.

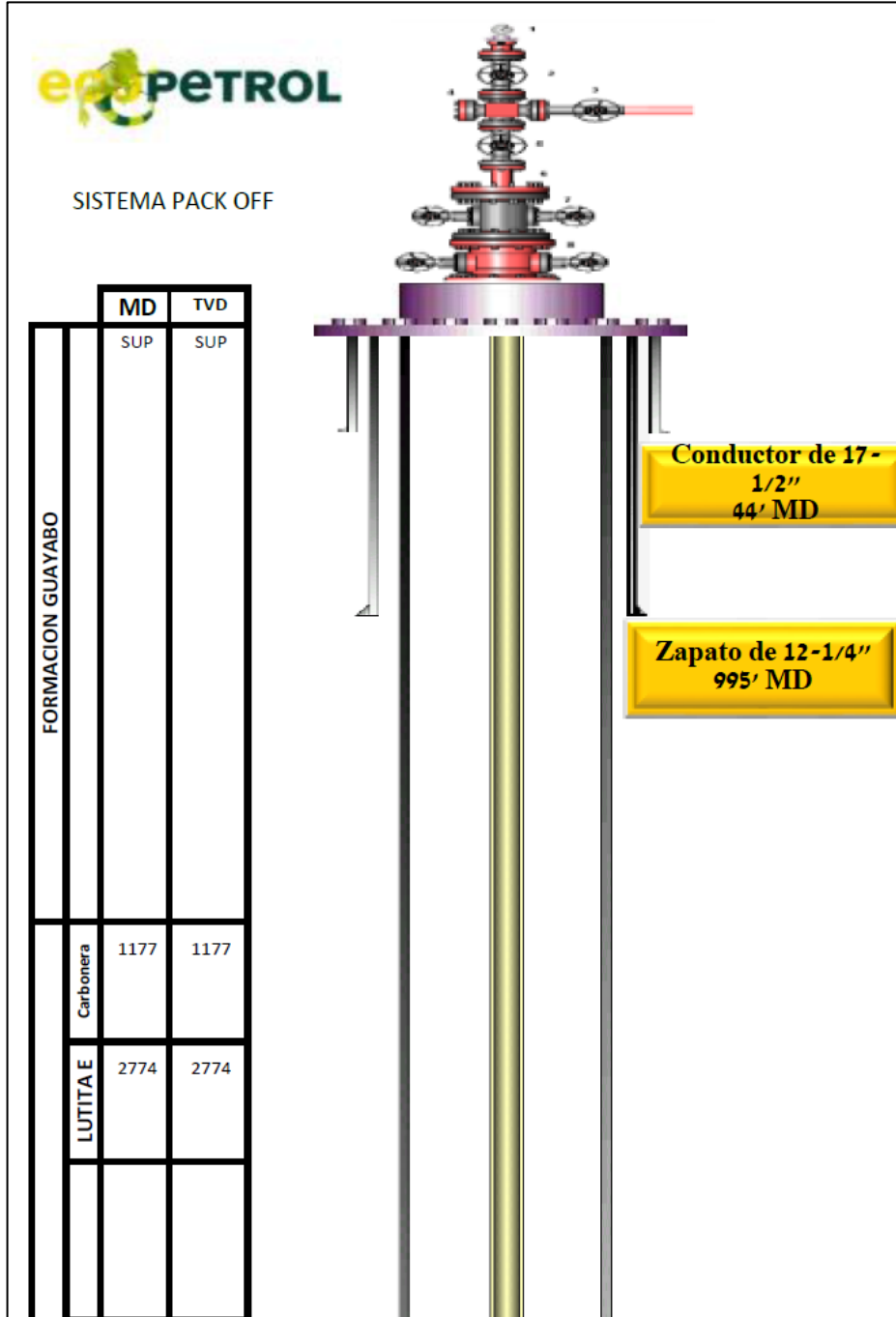
URREA, Jesus. Introduccion a los fluidos de perforación. Schlumberger. 2011. p. 89. Disponible en: <https://es.slideshare.net/jesusjesusurrea/introduccion-a-los-fluidos-de-perforacin>.

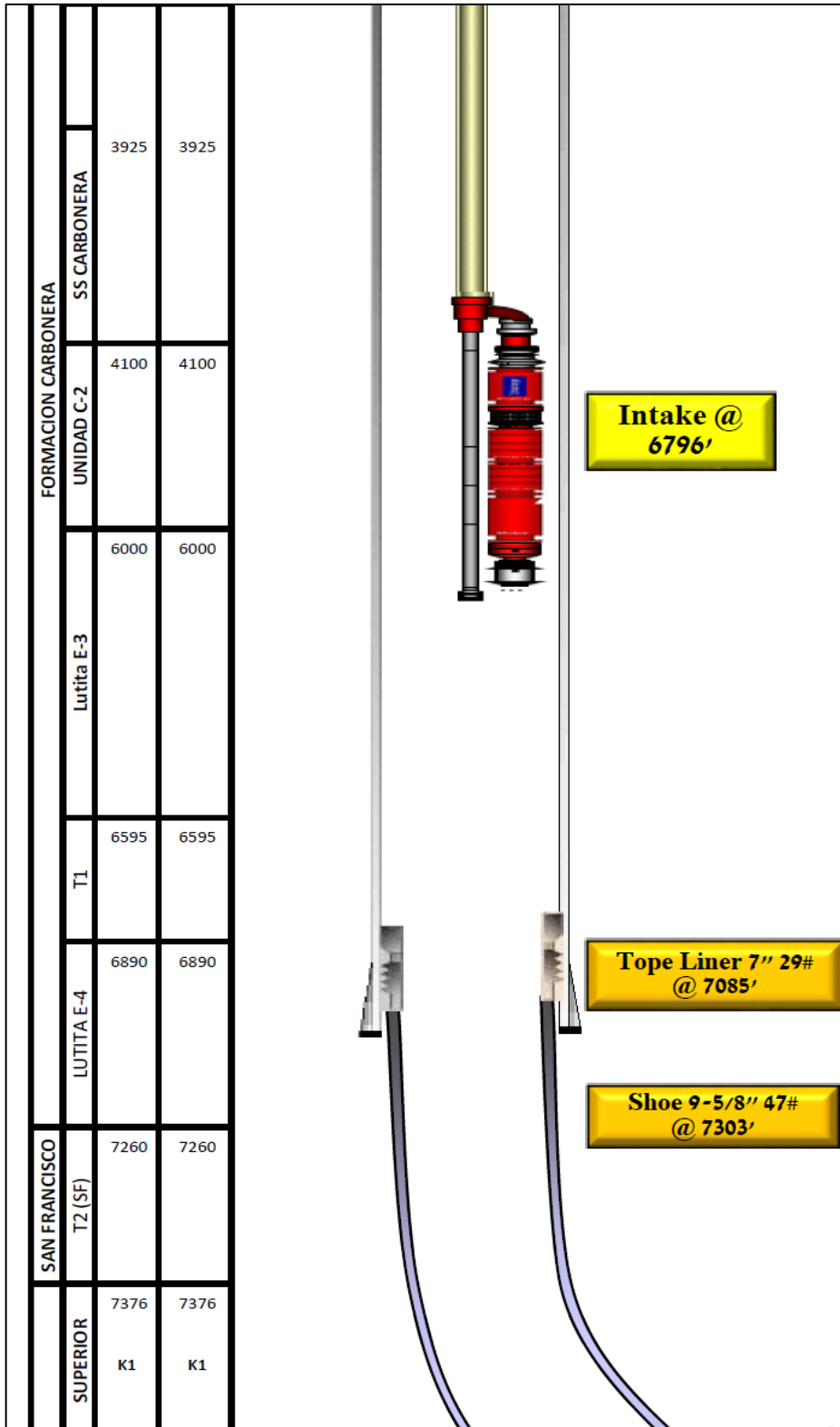
VÁZQUEZ, G. Evaluación petrolera de cuencas sedimentarias. México.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2015. 03 p. (s.f.). Obtenido de <http://usuarios.geofisica.unam.mx>

ANEXOS

ANEXO A

ESTADO MECÁNICO DEL POZO DEL CAMPO CASTILLA





ECOPETROL S.A Superintendencia de Operaciones Castilla Chichimene							
INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo:	Castilla Norte 87			Elevación del Terreno		1325.75	
Fecha Perforación	25-jul-18	08-ago-18		Elevación Mesa Rotaria		1354.75	29'
Fecha Completamiento	08-ago-18	13-ago-18		Profundidad Perforada		8,220' MD	8,214' TVD
Coordenadas Gauss	E: 1.051.615,47 m	N: 923.547,92 m		Profundidad Actual		8,123' MD	LANDING COLLAR
REVESTIMIENTOS							
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Drift	Capacidad
Conductor	17 1/2"	94	K-55	0	44	18.935	0.3553
Superficie	12 1/4"	68	K-55	0	995	12.259	0.1497
Intermedio	9 5/8"	47	P-110	0	7303	8.525	0.07321
Liner	7"	29	P-110	7084.76	8215	6.059	0.03715
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Formación	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)
12-ago-18	K1 Inf.	12	7626	7649	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	23
12-ago-18	K1 Inf.	12	7656	7662	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	6
12-ago-18	K1 Inf.	12	7671	7679	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	8
12-ago-18	K1 Inf.	12	7703	7715	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	12
12-ago-18	K1 Inf.	12	7718	7722	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	4
12-ago-18	K1 Inf.	12	7726	7729	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	3
12-ago-18	K1 Inf.	12	7732	7734	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	2
12-ago-18	K1 Inf.	12	7738	7741	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	3
12-ago-18	K1 Inf.	12	7744	7750	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	6
12-ago-18	K1 Inf.	12	7752	7761	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	9
12-ago-18	K1 Inf.	12	7764	7769	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	5
12-ago-18	K1 Inf.	12	7790	7802	4 5/8" HSD HMX 4512	ACTIVO/FRACTURADO	12
PMP	7,714					Total Activos	93

ANEXO B

PROPIEDADES DE FLUIDOS BASE AGUA EN EL CAMPO CASTILLA

Pozos	Fechas	Profundidad	Máxima inclinación	Longitud de la Zona de Yacimiento
POZO 1	31/03/2018	6875	90.3	575
POZO 2	16/05/2017	6205	91.36	653
POZO 3	10/04/2018	6250	66.9	897
POZO 4	01/06/2017	6020	54	417
POZO 5	14/09/2017	5817	37.15	556
POZO 6	28/08/2017	5750	72.51	483
POZO 7	16/04/2018	5822	46.38	381
POZO 8	14/09/2017	5541	90.25	562
POZO 9	03/08/2017	5580	30.5	295
PROMEDIO	-	5984.44	64.37	535.44

Densidad (ppg)	VP (cP)	YP (lb/100 ft2)	10 segundos	10 minutos	30 minutos	Filtrado API (cc/30 min)	pH	MBT (ppb)	% Sólidos	PPT 10 micrones	PPT Spurt loss	Coefficiente Lubricidad
11.85	14.5	26.5	8	13	15	4.9	9.55	3.75	5.5	13.2	3	0.249
11.8	13.5	23	6	9	10	4.7	9.8	3.75	5	14.7	3	-
12.2	10.5	18.5	5	12	18	4.9	9.55	10	4.5	-	-	-
11.95	22.5	26	7	14	19	4.9	9.7	7.5	4	13.6	1.2	-
11.75	13.5	26	10	15	18	5.4	10.4	8.75	2.85	-	-	-
11.9	13	26	9	14	17	4.95	9.75	7.5	4.5	15.2	-	-
11.85	12	20.5	5	12	18	4.9	9.55	10	4.5	-	-	-
11.75	14.5	24	7	14	20	4.7	10.4	2.5	-	-	-	-
11.95	13	15.5	6	8	11	4.9	9.4	7.5	-	-	-	-