

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA VIABILIDAD DE LAS
MALLAS PIRAMIDALES EN LAS ZARANDAS PARA EL CONTROL DE
SÓLIDOS DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE PERFORADOS CON
FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA**

CAMILO JOSÉ ARANGO GÓMEZ

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA VIABILIDAD DE LAS
MALLAS PIRAMIDALES EN LAS ZARANDAS PARA EL CONTROL DE
SÓLIDOS DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE PERFORADOS CON
FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE AGUA**

CAMILO JOSÉ ARANGO GÓMEZ

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

**Director
LUIS E. ZORRILLA AHUMADA
Ingeniero Industrial**

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

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado
Ing. Carlos Alberto Espinosa Mora

Jurado
Ing. Laydy Paola Mora Parrado

Jurado
Ing. Julio Alberto Montenegro Camacho

Bogotá, Agosto de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA

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

Gracias a todos los que siempre estuvieron pendientes de mi vida y mi futuro. A todos aquellos que siempre creyeron en mí y en mis capacidades.

A mi mama, gorda, cucha, la única mujer que siempre he amado desde que abrí los ojos por primera vez, por ser ese apoyo siempre la que me juzga pero me apoya por mas embarazadas que cometa en mi vida; por demostrarme lo que es el verdadero amor hacia alguien. Por ser esa guerrera incansable por más dolor físico y emocional, todos mis triunfos son más de ella que míos.

A mi papa, a pesar de todos los problemas y peleas, gracias por dármele todo durante esta etapa de vida. Un perdón de corazón vale más que todos los millones de pesos del mundo.

A mi hermano, el que me saluda con un gesto como si fuéramos conocidos, pero que por dentro sabemos que nos amamos y daríamos la vida por el otro, porque el más que nadie sabe que cuenta conmigo como jamás nadie lo va a hacer por él.

A un pilar de felicidad verde en mi vida. Por todos los viajes, lagrimas, sonrisas y copas en nombre tuyo! El amor al pie de un balón.

A todos mis familiares y amigos que no me juzgaron y creyeron en mí y saben que este hombre es un gran hombre y va a ser muy exitoso porque no le queda grande nada y frente a la vida como viene.

CAMILO JOSÉ ARANGO GÓMEZ

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

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

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

A *RAMDE SOLIDS S.A.S.* la empresa de soporte técnico y financiero, por hacer posible la realización de este proyecto.

Al Ingeniero LUIS E. ZORRILLA AHUMADA por su dedicación y esfuerzo por mantener siempre su criterio de educación y guiando en todo momento el desarrollo de este proyecto, dedicando parte de su tiempo, conocimiento y experiencia para su ejecución.

Al ingeniero CARLOS ESPINOSA por guiarme durante el desarrollo del proyecto, haberme aportado sus conocimientos en el desarrollo y sus esfuerzos por lograr cumplir con los objetivos propuestos para este.

A los profesores por su ayuda y enseñanzas.

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

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE	26
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	26
1.1.1 Campo Castilla y Campo Chichimene	26
1.1.1.1 Localización Campo Castilla y Campo Chichimene	27
1.2 MARCO GEOLÓGICO	29
1.2.1 Columna estatigráfica	29
1.2.2 Estratigrafía	29
1.2.2.1 Formación Une	29
1.2.2.2 Formación Gachetá	31
1.2.2.3 Formación Guadalupe	31
1.2.2.4 Formación Barco	31
1.2.2.5 Formación Los Cuervos	31
1.2.2.6 Formación Mirador	31
1.2.2.7 Formación Carbonera	32
1.2.2.8 Formación León	32
1.2.2.9 Formación Guayabo	32
1.2.2.10 Formación Necesidad	33
1.2.3 Geología estructural	33
1.2.3.1 Marco estructural Campo Castilla	33
1.2.3.2 Marco estructural Campo Chichimene	33
1.2.4 Geología del petróleo	34
1.2.4.1 Roca Generadora	34
1.2.4.2 Roca Reservorio	34
1.2.4.3 Roca Sello	34
1.2.4.4 Trampa	35
1.2.4.5 Migración	35
1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	35
1.3.1 Campo Castilla	35
1.3.1.1 Historia de producción en el Campo Castilla	35
1.3.1.2 Método de producción en el Campo Castilla	35
1.3.1.3 Número de pozos de Campo Castilla	36
1.3.1.4 Características de Yacimiento	37
1.3.1.5 Reservas del Campo Castilla	37
1.3.2 Campo Chichimene	37
1.3.2.1 Historia de producción en el Campo Chichimene	37
1.3.2.2 Método de producción en el Campo Chichimene	38
1.3.2.3 Número de pozos de Campo Chichimene	38

1.3.2.4 Características de Yacimiento	39
1.3.2.5 Reservas del Campo Chichimene	39
2. FUNCIONES E IMPORTANCIA DEL EQUIPO PRIMARIO DE CONTROL DE SÓLIDOS Y LOS TIPOS DE MALLAS CONVENCIONALES Y PIRAMIDALES	40
2.1 CONTROL DE SÓLIDOS	40
2.1.1 Principal objetivo del sistema de control de sólidos	40
2.1.2 Métodos de control de sólidos	40
2.1.2.1 Separación mecánica	40
2.1.2.2 Dilución	41
2.1.2.3 Desplazamiento	41
2.1.2.4 Asentamiento	41
2.1.3 Capacidad de procesamiento	41
2.1.4 Beneficios de la remoción de sólidos del fluido de perforación	41
2.1.5 Importancia ambiental	41
2.2 SÓLIDOS EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN	42
2.2.1 Sólidos reactivos	42
2.2.2 Sólidos no reactivos	42
2.2.3 Deseables	42
2.2.4 Indeseables	42
2.2.5 Clasificación de los sólidos	42
2.2.6 Tamaño de partícula	43
2.2.7 Punto de corte	44
2.3 EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS	44
2.3.1 Zarandas	44
2.3.1.1 Componentes básicos	44
2.3.1.2 Parámetros de eficiencia	45
2.3.1.3 Ventajas y desventajas	45
2.3.1.4 Operación apropiada de las zarandas	46
2.3.1.5 Zaranda <i>HyperPool</i>	46
2.3.1.6 Tipo de mallas para las zarandas	47
2.3.1.7 Tejido de la malla	47
2.3.1.8 Tamaño de la abertura	48
2.3.1.9 Porcentaje de área abierta	48
2.3.1.10 Designación de las mallas	48
2.3.1.11 Capacidad de la malla	49
2.3.1.12 Tipos de mallas pre tensionadas	50
2.3.1.13 Mallas planas	50
2.3.1.14 Mallas piramidales	50
2.3.1.15 Selección de mallas	51
2.3.1.16 Problemas comunes y soluciones	52
2.3.2 Desgasificador	52
2.3.3 Hidrociclones	52

2.3.4 Desarenador	53
2.3.5 Desarcilladores	53
2.3.6 Mud Cleaner	53
3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS MALLAS CONVENCIONALES Y PIRAMIDALES EN LOS POZOS CASTILLA N200 Y CHICHIMENE 211, MEDIANTE PRUEBAS DE CAMPO	55
3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ZARANDAS	55
3.2 RECONOCIMIENTO INICIAL A LOS EQUIPOS PRIMARIOS DEL CONTROL DE SÓLIDOS	56
3.3 INSPECCIÓN VISUAL	57
3.4 ESTUDIO DE VIBRACIÓN	63
3.4.1 Análisis de vibración del Rig X38	64
3.4.2 Análisis de vibración del Rig X42	65
3.5 PRUEBAS DE CAMPO	66
3.5.1 Pozo Castilla N200	67
3.5.1.1 Distribución de caudal	67
3.5.1.2 Prueba de retorta para cortes descartados	68
3.5.1.3 Distribución de caudal en dos zarandas	68
3.5.1.4 Seguimiento de durabilidad de las mallas	69
3.5.1.5 Cantidad de mallas por un tiempo determinado	71
3.5.2 Pozo Chichimene 211	71
3.5.2.1 Distribución de caudal	72
3.5.2.2 Prueba de retorta para cortes descartados	73
3.5.2.3 Seguimiento de durabilidad de las mallas	73
3.5.2.4 Cantidad de mallas por un tiempo determinado	75
4. EVALUACIÓN DE COMPARACIÓN DE LAS MALLAS PIRAMIDALES RESPECTO A LAS MALLAS CONVENCIONALES USADAS EN LOS POZOS CON BASE EN LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE CAMPO REALIZADAS PARA SU POSIBLE IMPLEMENTACIÓN	77
4.1 ANALISIS DE RESULTADOS EN EL CAMPO CASTILLA	77
4.1.1 Distribución del caudal en las cuatro zarandas	77
4.1.2 Distribución del caudal en dos zarandas	79
4.2 ANALISIS DE RESULTADOS EN EL CAMPO CHICHIMENE	80
4.2.1 Distribución del caudal en las cuatro zarandas	80
4.2.2 Distribución del caudal en tres zarandas	81
4.3 COMPARACIÓN DE LAS MALLAS CONVENCIONALES Y PIRAMIDALES	81
5. ANÁLISIS FINANCIERO	83
5.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN (CAPEX)	84
5.1.1 Mallas Convencionales (Escenario 1)	85
5.1.1.1 Costo de las mallas	85
5.1.1.2 Costo asociado a la operación	85

5.1.1.3 Costo por pozo	86
5.1.2 Mallas Piramidales (Escenario 2)	87
5.1.2.1 Costo de las mallas	87
5.1.2.2 Costo asociado a la operación	87
5.1.2.3 Costo por pozo	88
5.2. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	89
5.2.1 Evaluación financiera en el Campo Castilla y Chichimene	90
5.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	92
6. CONCLUSIONES	93
7. RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFIA	95

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos de Producción Campo Castilla	37
Tabla 2. Propiedades de la roca y el fluido	37
Tabla 3. Pozos de Producción Campo Chichimene	39
Tabla 4. Propiedades del fluido	39
Tabla 5. Clasificación API según el tamaño	43
Tabla 6. Características de los sólidos presentes en el fluido de perforación	43
Tabla 7. Ventajas y desventajas de las zarandas	46
Tabla 8. Separación D100 y número de malla API	49
Tabla 9. Inspección de equipos del sistema primario de control de sólidos	59
Tabla 10. Datos y resultados del análisis de vibración	65
Tabla 11. Datos y resultados del análisis de vibración	66
Tabla 12. Características de operación de las mallas utilizadas	67
Tabla 13. Mediciones de la cobertura de las mallas por fluido	68
Tabla 14. Resultados pruebas de retorta	68
Tabla 15. Porcentaje de daño de las mallas PMDV300 – Pozo Castilla N200	69
Tabla 16. Cantidad de mallas durante 41 días de operación	71
Tabla 17. Características de operación de las mallas utilizadas	72
Tabla 18. Resultados pruebas de retorta	72
Tabla 19. Porcentaje de daño de las mallas PMDV300 – Pozo Chichimene 211	75
Tabla 20. Cantidad de mallas durante 41 días de operación	76
Tabla 21. Porcentaje disponible de área de secado en cada zaranda	77
Tabla 22. Porcentaje de remoción de fluido de perforación	78
Tabla 23. Porcentaje de remoción de fluido de perforación	81
Tabla 24. Resultados obtenidos	82
Tabla 25. Costo total por pozo con Mallas Convencionales	86
Tabla 26. Costo total por pozo con Mallas Piramidales	88
Tabla 27. Costos de Inversión con mallas convencionales	90
Tabla 28. Costos de Inversión con mallas piramidales	91

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Grafica 1. Producción anual promedio de petróleo para todos los pozos del Campo Castilla, 2015	36
Grafica 2. Producción acumulada de petróleo al año 2016	38
Grafica 3. Grafica movimiento lineal de la fuerza G	65
Grafica 4. Grafica movimiento lineal de la fuerza G	66
Grafica 5. Porcentaje de daño de las mallas	70
Grafica 6. Porcentaje de daño de las mallas en las zarandas 1, 2 y 3 del Pozo Chichimene 211	75
Grafica 7. Porcentaje disponible de secado	78
Grafica 8. Porcentaje de remoción del fluido de perforación	79
Grafica 9. Porcentaje de remoción del fluido de perforación	81
Grafica 10. Resultados obtenidos en el Campo Castilla	82

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Castilla y Campo Chichimene	28
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales y de los Campos Castilla y Chichimene	30
Figura 3. Componentes básicos de una zaranda	45
Figura 4. Multi malla tradicional	50
Figura 5. Malla Piramidal	51
Figura 6. Orden de instalación de los equipos primarios de control de sólidos. (X38)	55
Figura 7. Orden de instalación de los equipos primarios de control de sólidos. (X42)	56
Figura 8. Puntos de evaluación	64
Figura 9. Puntos de evaluación	65
Figura 10. Representación esquemática del VPN	89
Figura 11. Flujo de caja para los costos con mallas convencionales.	91
Figura 12. Flujo de caja para los costos con mallas piramidales.	92

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porcentaje de daño de las mallas PMDV300	69
Ecuación 2. Área de secado de los cortes	77
Ecuación 3. Remoción del fluido de perforación de los cortes	78
Ecuación 4. Cálculo de inversión del proyecto	85
Ecuación 5. Cálculo de costos del fluido, disposición de cortes y tratamiento de Dewatering	85
Ecuación 6. Calculo de Valor Presente Neto	90
Ecuación 7. Cálculo de la tasa interés de oportunidad mensual	90

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Resumen mallas piramidales	51
Cuadro 2. Problemas más comunes en las zarandas	52
Cuadro 3. Mantenimiento Zarandas HyperPool	57

ABREVIATURAS

gal.	Galones
cc	Centímetros cúbicos
Km2	Kilómetros Cuadrados
M.a	Millones de Años
T.O.C.	Contenido de Carbono Orgánico Total
BPD	Barriles Por Día
° API	Grados API
Psi	Libra Por Pulgada Cuadrada
mD	Milidarcys
cP.	Centipoise
PCS	Poder Calorífico Superior
GPM	Galones Por Minuto
ROP	Tasa De Penetración
rpm	Revoluciones Por Minuto
Hz	Hertz
dB	Decibeles
”	Pulgadas
ml	Mililitro
USD	Dólar estadounidense
VPN	Valor presente Neto
KW/h	Kilowatts por hora

GLOSARIO

AMBIENTE CONTINENTAL: punto geográfico donde se depositan sedimentos asociados a las corrientes, donde además predomina la erosión. Estos pueden ser fluviales, glaciares, eólicos y lacustres.

AMBIENTE DE TRANSICIÓN: punto geográfico situado en la zona límite entre el continente y el mar, donde la acumulación de sedimentos se da por aporte de ambos. Estos pueden ser deltaicos, de playa o marismas.

AMBIENTE MARINO: punto geográfico donde se da la acumulación de sedimentos que provienen principalmente de los ambientes de transición, ya sea por re movilización o por erosión. Pueden ser de plataforma, talud y abismal.

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

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

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

BARRIL: unidad volumétrica de medición usada en la industria petrolera que equivale a 42 gal. Como medida de laboratorio equivale a 350 cc.

BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE: el bombeo electro sumergible es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes prospectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo.

CALIZA: roca sedimentaria carbonatada de origen orgánico, químico o detrítico, compuesta predominantemente de calcita. Existen cantidades secundarias de dolomita, ftanita y arcilla.

CAMPO: una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. Un campo de petróleo está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello.

CENTIPOISE: unidad de viscosidad igual a 0,01 poise. Un poise representa 0,1 Kilogramo por (metro * segundo).

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

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico compuesta de granos redondeados de tamaño grava, cuyo diámetro es mayor a 2 mm. Está formada mayoritariamente por clastos que pueden corresponder a cualquier tipo de roca.

CONTACTO CONCORDANTE: generalmente en forma paralela, donde la unidad de arriba es depositada de forma más o menos sin interrupción sobre la de abajo.

CONTACTO DISCORDANTE: presenta interrupción en la depositación y existe un hiato (tiempo geológico durante el cual no hay sedimentos o estratos) entre las dos unidades en contacto.

DENSIDAD DE RIPIO: masa de los recortes de perforación, por unidad de volumen. Normalmente expresada en libras por galón.

ESPESOR: distancia perpendicular entre la base y el tope de un estrato.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que estudia la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos y la interpretación de estos, en relación con el espacio y su sucesión en el tiempo.

ESTUARIO: un ambiente de depositación costero semi – cerrado en el que la desembocadura de un río permite que el agua dulce tenga contacto y se mezcla con el agua de mar.

FACIES: características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes.

FALLA: discontinuidad formada por fractura en las rocas de la corteza terrestre a lo largo de la cual ha habido movimiento de uno de los lados respecto del otro. Las fallas se forman por esfuerzos tectónicos actuantes en la corteza. La zona de ruptura tiene una superficie generalmente bien definida denominada plano de falla. Interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable.

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

FLANCO: segmento de un pliegue que une la parte convexa y la parte cóncava de esta.

FLUIDO: sustancia que se deforma continuamente cuando se somete a una tensión de corte.

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

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: aplicación especializada de la Geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la rama de la geología que se dedica a estudiar la corteza terrestre, sus estructuras y la relación de las rocas que las forman.

GUMBO: un tipo inespecífico de lutitas que se vuelven pegajosas cuando se mojan y se adhieren a las superficies de forma agresiva. Forman anillos y bolas de lodo que pueden obturar el espacio anular, la línea de flujo y las mallas de la zaranda vibratoria. Es probable que las lutitas "Gumbo" contengan cantidades apreciables de arcillas de esméctica con Ca^{+2} . Se dispersa en el lodo a base de agua, causando acumulaciones rápidas de sólidos coloidales.

INFRAYACENTE: estrato que se encuentra ubicado debajo de otro, en contacto con este.

KERÓGENO: la materia orgánica natural, insoluble y sólida, presente en las rocas generadoras, que puede producir petróleo si recibe calor. Es la porción de materia orgánica natural no extraíble con solventes orgánicos.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción de este.

LLANURA COSTERA: planicie de baja altitud que se dispone junto a un mar. Usualmente se prolonga en lo que se conoce como plataforma continental.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica de grano fino, cuyo diámetro varía de 0.00006 a 0.0039 mm, en la cual la proporción arcilla y limo es aproximadamente igual. No presentan fisibilidad ni laminaciones.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, cuyo tamaño es menor a 0.0039 mm. Está formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

MICRÓN: unidad de longitud igual a la millonésima parte de un metro o la milésima parte de un milímetro.

MIGRACIÓN: el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. Se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

MIOCENO: cuarta época de la Era Cenozoica y primera época del Período Neógeno. Comenzó hace 23,3 millones de años y finalizó hace 5,3 millones de años.

OLIGOCENO: período de la Era Cenozoica que desde el final del Eoceno (hace 34 millones de años hasta el principio del Mioceno (hace 23 millones de años).

PERIODO: unidad de tiempo geológico más largo que una época y una sub-división de una era, durante la cual las rocas de un sistema correspondiente se formaron.

PERMEABILIDAD: es la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o Milidarcys.

POROSIDAD: es el porcentaje de espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

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

ROCA ALMACENADORA: roca cuyas características principales (porosidad y permeabilidad) permiten almacenar y transmitir fluidos tales como agua, petróleo o gas.

ROCA GENERADORA: roca sedimentaria, generalmente lutitas o caliza, que debido a la presencia de calor, temperatura y su alto contenido de materia orgánica ha generado petróleo o gas.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable que impide que los fluidos migren más allá del yacimiento al formar una barrera alrededor de la roca reservorio.

SEDIMENTOS: granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados.

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

SUPRAYACE: se extiende por encima de una superficie. Estrato que se encuentra ubicado encima de otro, en contacto con este.

TOC: concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

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

YACIMIENTO: cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes debido a su porosidad y condiciones de temperatura a la cual se forman.

RESUMEN

En el presente trabajo de grado se realiza una evaluación técnica y financiera del uso de mallas piramidales en el equipo primario de control de sólidos para la perforación de una sección del Pozo Castilla N200 del Campo Castilla y una sección del Pozo Chichimene 211 del Campo Chichimene, en los Llanos Orientales. Para ello, se estudiaron las generalidades geológicas de los campos, tales como historia, localización, estratigrafía, geología del petróleo e historia de producción, y las características principales del control de sólidos durante la perforación, el equipo primario y las mallas utilizadas.

Se llevaron a cabo diferentes pruebas en campo en Castilla con el fin de comparar técnicamente las mallas convencionales y las mallas piramidales durante la operación, determinando la tasa de circulación máxima y la humedad de los cortes resultantes; igualmente se llevaron a cabo diferentes pruebas con las mallas piramidales en Chichimene, con el fin de evaluar su comportamiento.

Con los resultados obtenidos en las diferentes pruebas se realizó la evaluación técnica, en la cual se evidenció una disminución en humedad de los cortes obtenidos mediante el uso de mallas piramidales y un mayor galonaje de fluido de perforación procesado por cada malla. Por último, se llevó a cabo la evaluación financiera del proyecto, mediante el indicador metodología del Valor Presente Neto VPN, en la cual se tuvieron en cuenta los costos de inversión y operación para cada uno de los escenarios planteados en cada campo, con el fin de realizar una comparación y determinar el mejor de estos.

Palabras clave: Campo Castilla, Campo Chichimene, Control Sólidos, Malla Piramidal, Llanos Orientales, Zaranda.

INTRODUCCIÓN

La incertidumbre geológica y estructural que se representa en los Campos Castilla y Chichimene, dificulta las operaciones de perforación, por lo cual el equipo primario de control de los sólidos debe adaptarse a las variaciones que se puedan presentar, generando la necesidad de evaluar diferentes tipos de mallas a los que se han venido utilizando normalmente (mallas planas).

Las mallas convencionales utilizadas en dichos equipos presentan una menor capacidad de procesamiento de flujo, que de ser excedida ocasiona desbordamiento de los fluidos. Igualmente la inapropiada selección de mallas se ve reflejada en taponamientos y obstrucciones de estas, así como en la deficiencia en la limpieza del fluido de perforación. Todo ello ocasiona una baja eficiencia de las zarandas causando menor vida útil de las mallas, mayor número de zarandas o mallas para alcanzar la eficiencia esperada, descarga de sólidos húmedos que generan lixiviados perjudiciales para el medio ambiente, lo cual, en general, aumenta los costos de operación y mantenimiento, reduciendo la rentabilidad del proyecto.

Con la evaluación técnica y financiera de las mallas piramidales en los equipos de control de sólidos de los Campos Castilla y Chichimene se busca demostrar, por medio de diferentes pruebas de campo, la mejora de las condiciones operativas gracias a dichas mallas, lo cual mejora su desempeño y disminuye los costos asociados.

La realización de este proyecto, permitió proporcionar una nueva herramienta a la industria. Donde se permitirá dar soluciones que promuevan el mejoramiento continuo de sus operaciones teniendo en cuenta los beneficios técnicos y económicos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad técnica y financiera de las mallas piramidales en las zarandas de los equipos de control de sólidos en los campos Castilla y Chichimene perforados con fluido de perforación base agua.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de los campos Castilla y Chichimene.
2. Describir las funciones e importancia del equipo primario de control de sólidos y los tipos de mallas convencionales y piramidales.
3. Realizar el análisis del comportamiento de las mallas convencionales en los Pozos Castilla N200 y Chichimene 211, mediante pruebas de campo.
4. Realizar el análisis del comportamiento de las mallas piramidales en los Pozos Castilla N200 y Chichimene 211, mediante pruebas de campo.
5. Evaluar la comparación de las mallas piramidales respecto a las mallas convencionales usadas en los pozos con base en los resultados de las pruebas de campo realizadas para su posible implementación.
6. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto en los Campos Castilla y Chichimene mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE

En este capítulo se hace una descripción de los Campos Castilla y Chichimene haciendo énfasis en aspectos tales como la historia, localización, marco geológico, historia de producción.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

1.1.1 Campo Castilla y Campo Chichimene. La historia de los Campos Castilla y Chichimene data del año 1969 cuando la compañía Chevron firma el contrato de asociación Cubarral No. 1820, en el año 1969 con Ecopetrol, siendo Chevron la operadora del contrato. Sobre un área total de 40 km² y cuenta con un área productiva de 14 km², para el Campo Castilla y con una extensión superficial de 7,5 km² y con un área productiva de 4 km² para el Campo Chichimene.

En el mismo año se realizó el descubrimiento con la perforación del Pozo Castilla-1 a una profundidad de 7347 pies, produciendo de las Formaciones Mirador, Guadalupe y Une. El primer pozo exploratorio del campo correspondió al Pozo Chichimene-1 (CH-1) el cual alcanzó una profundidad de 7350 pies. Luego de la obtención de buenos resultados por parte del Pozo CH-1, el cual confirmó el potencial de la zona, y cuyo objetivo principal correspondía a las unidades productoras del Cretácico Superior pertenecientes a la Formación Guadalupe y San Fernando.

A comienzos de 1973 se entregó el antiguo contrato de concesión, sobre el Campo Chichimene, al Ministerio de Minas y posteriormente se firmó entre Ecopetrol y Chevron, el contrato de asociación Cubarral con lo cual se dio inicio a la exploración el 1 de Julio de 1973.

Hasta el año de 1976, se inició el proceso de explotación del Campo Castilla, debido a las características del petróleo y falta de infraestructura de transporte.

En el año de 1985 se declaró comercialidad del Campo Chichimene luego de comprobar la existencia de reservas suficientes para iniciar una etapa de desarrollo en condiciones rentables, dicho proceso de comercialidad inicio cuando se decidió poner en producción definitiva al Pozo CH-1.

Entre 1988 y 1989, Ecopetrol, realizó la perforación de tres pozos fuera del área del contrato de asociación, los cuales permitieron definir los Campos Castilla Norte y Castilla Este. Luego de realizar evaluaciones al yacimiento, además de la perforación de los Pozos Castilla Norte-1, Castilla Norte-2 y Castilla Este-1, se definió que los campos se encuentran ubicados en una sola estructura.

El 31 de Enero del año 2000, Ecopetrol asume la administración del Campo Castilla y Chichimene.

Para el 2007 el Campo Chichimene contaba con aproximadamente 70 pozos activos y algunos con más de 20 años de producción.

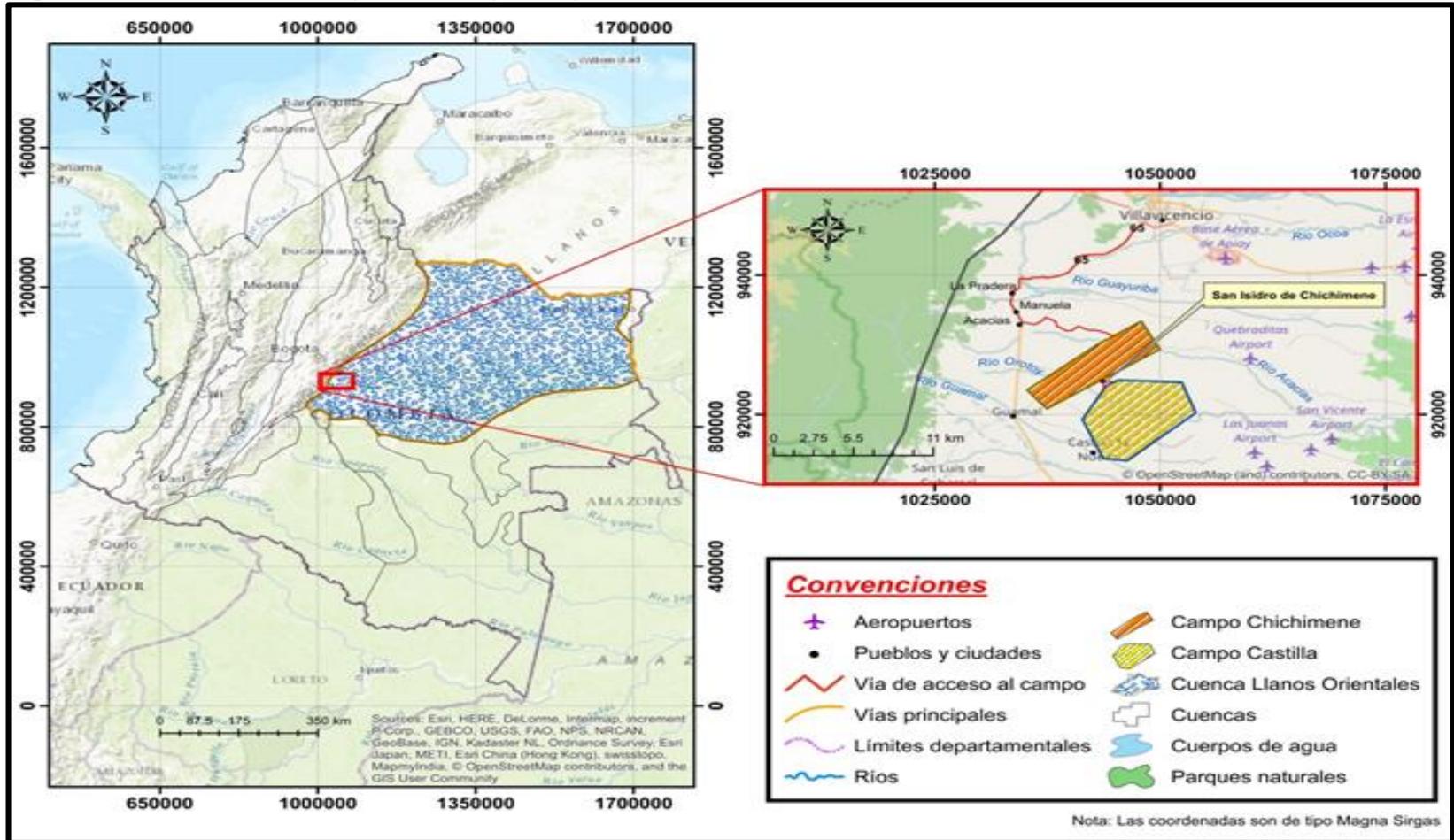
A Octubre de 2016, el Campo Castilla cuenta con alrededor de 500 pozos, con tres estaciones de recolección: Estación Castilla-1, Estación Castilla-2, Estación Acacias; el Campo Chichimene cuenta con 148 pozos, algunos con más de 20 años de perforados y con un área de 150 km² y la compañía operadora de los dos campos continua siendo Ecopetrol.

1.1.1.1 Localización Campo Castilla y Campo Chichimene. Los Campos Castilla y Chichimene, se encuentran ubicados al margen occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales, en la parte Noroccidental del Departamento del Meta, en el sector sureste de la zona rural del Municipio de Acacias, en cercanía a los corregimientos de Castilla La Nueva y San Isidro de Chichimene, correspondientemente.

El acceso al Campo Chichimene y Castilla por vía terrestre partiendo desde la Ciudad de Villavicencio es como sigue:

Saliendo por el suroeste de la ciudad tomando la Ruta 65 se recorren aproximadamente 25 kilómetros hasta llegar al Municipio de Acacias pasando por los pueblos La Pradera y Manuela. Posteriormente, se toma una ruta secundaria en dirección este desde Acacias y se recorren aproximadamente 13 kilómetros hasta llegar al Campo Chichimene, saliendo por el sur del campo existen dos rutas secundarias para llegar al Campo Castilla atravesando el Municipio San Isidro de Chichimene, la primera ruta corresponde a una distancia de 1,7 kilómetros hacia el suroeste, la segunda ruta corresponde a una distancia de 1,2 kilómetros hacia el sureste. (Véase **Figura 1**).

Figura 1. Localización Campo Castilla y Campo Chichimene.



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

1.2 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se realiza una descripción de la estratigrafía enfocada en las formaciones que se involucran, la geología del petróleo para la Cuenca de Los Llanos Orientales en donde se localizan los Campos Castilla y Chichimene.

1.2.1 Columna estratigráfica. La **Figura 2**, muestra la columna estratigráfica generalizada correspondiente a la Cuenca de los Llanos Orientales; en esta se puede evidenciar diferentes columnas con las características principales de la cuenca.

1.2.2 Estratigrafía. A continuación se describen las formaciones presentes en los Campos Castilla y Chichimene en la Cuenca de Los Llanos Orientales, desde la formación más Antigua hasta la más reciente, sus edades, características litológicas, espesores, ambientes de depositación y tipo de contacto con las rocas supra e infrayacentes.

En la columna de litología se observan unos bloques más anchos que otros. La anchura de cada bloque es una medida cualitativa del tamaño de grano de la formación (las arcillas tienen menor anchura que las areniscas ya que el tamaño de grano es mucho menor). Igualmente, se observan distintos colores en cada bloque, los colores determinan el color de la formación (ej. Areniscas roja, arcilla rosada, etc.), los bloques que no tienen color los cuales son la mayoría es porque no existen las fuentes que determinen el color de la litología. (**Figura 2**).

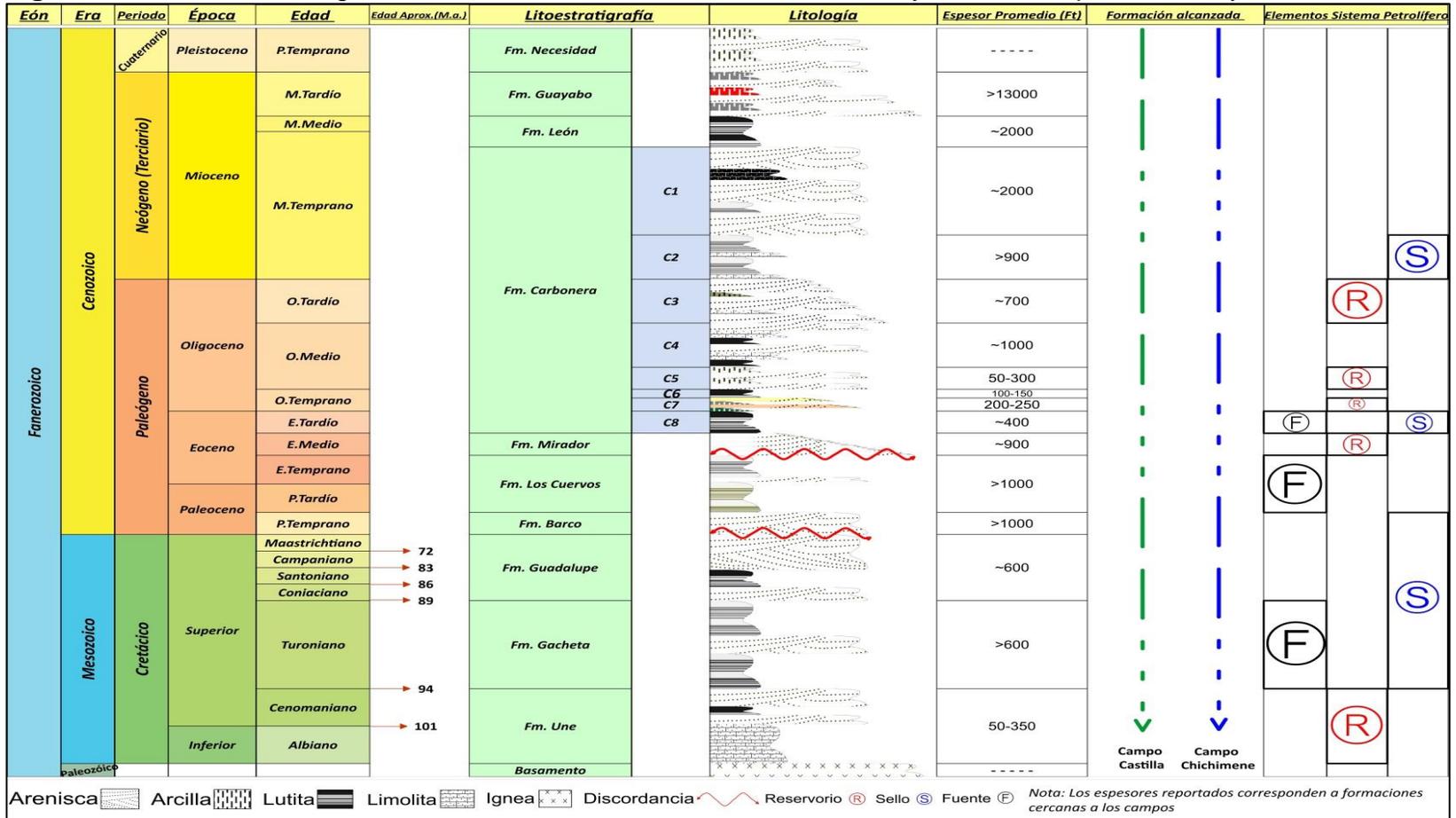
1.2.2.1 Formación Une. Según Julivert la edad de esta formación es de aproximadamente 113 M.a, considerada como albiano a cenomaniense.¹ Erasmo Rodríguez afirma que está constituida por una sucesión simple de areniscas blancas y grises, de grano fino hasta conglomerático, con intercalaciones de lutitas en la parte media². Su espesor promedio es de 650 pies. Su ambiente de depositación es continental a marino somero. El límite superior de la formación está indicado por el cambio litológico de areniscas masivas a lutitas y esta formación suprayace concordantemente al basamento e infrayace concordantemente a la Formación Gachetá.³

¹ JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Unión Internacional Des Sciences Géologiques. Paris, Francia. 1968. p. 86

² HUBACH E.F. Geología petrolífera. Paris.1931. p.102

³ RODRÍGUEZ, Erasmo. Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia: Formación Une (en línea). Citado el 7 de mayo de 2014. Disponible en internet: <http://es.scribd.com/doc/104941212/Formacion-Une>

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales y de los Campos Castilla y Chichimene.



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

1.2.2.2 Formación Gachetá. Pertenece al Cretáceo Medio Inferior con una edad aproximada de 100.5 M.a. Está constituida por una secuencia de lutitas, algunas intercalaciones de caliza y areniscas con contenido variable de glauconita. Esta formación suprayace concordantemente la Formación Une e infrayace concordantemente a la Formación Guadalupe.

1.2.2.3 Formación Guadalupe. Esta formación pertenece al Cretáceo Superior con una edad aproximadamente de 94 M.a. Un 60% está compuesta de areniscas cuarzosas, horizontales o subhorizontales sobre un basamento igneo-metamórfico⁴. El espesor promedio de esta unidad es de 460 pies. Su ambiente de depositación es de dominio mareal. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Gachetá e infrayace discordantemente a la Formación Barco.⁵

1.2.2.4 Formación Barco. Según los estudios realizados por “Schaub”⁶ sobre la Formación Barco en el año 1948 se le asigna una edad de Paleoceno (Terciario) con una edad aproximada de 66 M.a. Corresponde a un intervalo arenoso depositado en canales fluviales y esturianos durante un aumento de la relación Espacio de Acomodación / Sedimentación o evento transgresivo. Su espesor varía entre los 100 y 350 pies. La infrayace discordantemente la Formación Guadalupe y la suprayace la Formación Los Cuervos con la cual tiene un contacto concordante.⁷

⁸

1.2.2.5 Formación Los Cuervos. Según los estudios realizados por Notestein et al.⁹ En el año 1944 se le asigna una edad de aproximadamente 59 M.a del Terciario (Paleoceno-Eoceno temprano). Corresponde a un intervalo de fluido de perforación con intercalaciones arenosas de diferente espesor que se depositó en una llanura de inundación o llanura costera superior durante una disminución en Acomodación y Sedimentación. El espesor de la formación cambia a lo largo de su extensión entre 50 y 1.200 pies. La suprayace en un contacto discordante con la Formación Mirador y la suprayace concordantemente la Formación Barco.

1.2.2.6 Formación Mirador. Representada en el Eoceno Medio con una edad de aproximadamente 41.2 M.a. Esta formación está conformada por una secuencia gruesa de depósitos de canales de arenas fluviales, de grano fino a grueso y

⁴ JULIVERT, M. Op., Cit., p.92

⁵ PEREZ, G. y SALAZAR, A. Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. Universidad Nacional de Colombia. Geología Colombiana. N° 107 – 85. Bogotá, 1978. p. 43

⁶ SCHAUB, H. Outline of sedimentation Maracaibo-Basain, Amer.Assoc.Petrol.Geol., Bull. Ca. p. 32

⁷ FABRE, Op., Cit., p.88

⁸ GÓMEZ, José. Cuencas Sedimentarias Campos Petrolíferos y de Gas en Colombia. Universidad Industrial de Santander. Departamento de Geología. Bucaramanga, Santander. 1984. p. 132.

⁹ NOSTEIN, F. b., c. w. Hubman, and J. W. Bowler, Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, Geol. Soc. Am., 1944, Bull., p.55: 1165-1215.

localmente conglomeráticas. José A. Gómez¹⁰ afirma que está constituida por areniscas grises y blancas, masivas con interestratificaciones de lutitas grises en la parte del medio, cuenta con un espesor que varía entre los 30 pies y 450 pies. Ésta fue depositada en dos etapas separadas por una inconformidad regional, su parte inferior indica una depositación en un ambiente transicional. Esta formación suprayace discordantemente a la Formación Los Cuervos e infrayace discordantemente a la Formación Carbonera.

1.2.2.7 Formación Carbonera. Con la información obtenida por Julivert y De Porta se le asignan una edad de Terciario (Eoceno-tardío-Oligoceno) de aproximadamente 38 M.a. La formación Carbonera contiene cuatro ciclos, cada uno de los cuales comienzan con una lodolita y termina con una alternancia de areniscas y lodolita. Se han definido operacionalmente y con base en la composición litológica 8 unidades cada una asociada a uno de los ciclos anteriores. Las fluido de perforación son las unidades pares – C8, C6, C4 y C2 –, mientras que los niveles arenosos son las impares – C7, C5, C3 y C1. A través de toda el Carbonera, el contenido de arena aumenta hacia el este, donde las unidades arcillosas disminuyen o pierden su carácter arcilloso. Su espesor varía entre los 1.500 y los 12.000 pies. Todas las unidades presentan contactos de tipo concordante con las unidades supra e infrayacentes.

1.2.2.8 Formación León. Según los estudios realizados por Notestein et al¹¹. En el año 1944 se le asigna una edad de Terciario (Oligoceno-Mioceno) de aproximadamente 28 M.a. Está compuesta por arcillolitas y lodolitas, con delgadas intercalaciones de areniscas las cuales se hacen más frecuentes hacia el tope de la unidad y hacia el occidente del área, cerca de la Cordillera Oriental. El ambiente de depósito corresponde a lagos, lagunas costeras, bahías o estuarios. La unidad tiene un espesor promedio de unos 1.000 pies. Esta formación ha presentado presencia de hidrocarburos. La infrayace la Formación Carbonera con un contacto concordante y la suprayace la Formación Guayabo también depositada concordantemente.

1.2.2.9 Formación Guayabo. Según los estudios realizados por Liddle¹² en el año 1928 se le asigna un edad de Terciario (Mioceno-Tardío plioceno) de aproximadamente 23 M.a. Esta formación está constituida en la parte superior por areniscas de grano medio a grueso color gris, carmelito claro, regularmente seleccionada friables con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas moteadas. Su espesor en el área varía entre 10.000 y 15.000 pies. Pertenece a un

¹⁰ GÓMEZ, Op., Cit., p. 132

¹¹ NOSTEIN, Op., Cit., p. 1165-1216.

¹² LIDLLE, R. a., 1928. The Geology of Venezuela and Trinidad. J P MacGowan, Fort Worrh, Texas, p.552.

ambiente continental. La suprayace la Formación Necesidad con un contacto discordante y la infrayace un contacto concordante con la Formación León.¹³

1.2.2.10 Formación Necesidad. Se estima esta formación con una edad aproximada de 5.3 M.a. Esta formación está constituida por una secuencia poco consolidada de conglomerados, que se alternan con areniscas de grano fino a grueso y no se conocen fósiles que pertenezcan a esta formación. Presenta un espesor aproximado de 180 pies; su ambiente de depositación es marino. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación Guayabo.

1.2.3 Geología estructural. La Acreción de la Cordillera Occidental al Continente Suramericano durante el Cretácico Tardío al Eoceno Medio permitió la creación del espacio de acomodación en donde una secuencia de sedimentos de la Cuenca Antepaís pudo ser depositada. Este proceso de sedimentación finalizó con un importante evento tectónico de deformación ocurrido hacia el Eoceno Medio en este sector de la Cuenca, el cual posibilitó el restablecimiento de una etapa de sedimentación en la Cuenca de Antepaís, específicamente en las áreas de la Cordillera Oriental y de los Llanos, generando los depósitos fluviales, de llanuras costeras y perimareales de las Formaciones Mirador y Carbonera durante el Eoceno Medio y el Oligoceno. La Cuenca de los Llanos en su configuración presente, se puede dividir en dos dominios estructurales principales: dominio del Piedemonte y dominio de los Llanos y este último puede dividirse a la vez en dos sub-dominios bien definidos: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta.

El estilo dominante en la Cuenca de los Llanos del Meta, es de fallas normales convergencia hacia el Oeste y de sus correspondientes fallas antitéticas convergencias hacia el Este. Se puede observar el estilo dominante de la Cuenca de los Llanos del Meta, con “fallas normales con vergencia hacia el Oeste y sus correspondientes fallas antitéticas con vergencia hacia el Este, causadas por flexión como respuesta a la carga tectónica impuesta por la cordillera Oriental”.¹⁴

1.2.3.1 Marco estructural Campo Castilla. La estructura del Campo Castilla corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N 60°E, de 4 km. De ancho y 10km. De largo, limitado al este por una falla inversa. La estructura se encuentra afectada por una serie de fallas normales presentan saltos que van 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos mucho menores que varían entre 30 y 50 pies.

1.2.3.2 Marco estructural Campo Chichimene. La estructura del Campo Chichimene es un anticlinal alargado en dirección N 60°E de aproximadamente 15

¹³ GEOLOG Surface Logging. Well final report. Agosto de 2010. p. 1.

¹⁴ Ibíd. p. 3.

km². Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamiento hasta de 7° y se intersecta con la falla de Chichimene que limita el campo. La falla de Chichimene es de carácter inverso; tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. El domo del anticlinal es bisectado por una falla normal de poco desplazamiento (10 pies).

1.2.4 Geología del petróleo¹⁵. Se describen a continuación los principales parámetros relacionados con el sistema petrolífero de los campos objeto de estudio.

1.2.4.1 Roca Generadora. Los niveles lutíticos de la Formación Gachetá son los principales generadores de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales y por tanto así mismo en los campos objetos de este estudio.

“Los estudios de las rocas y aceites de esta formación muestran que la Formación Gachetá presenta las siguientes características: Espesor 200 a 400 pies, T.O.C. entre 1% y 2%, Kerogeno Tipo II y III, Ro 0.7 – 1,0%, Kerogeno tipo III – II, vitrinita (tipo III = 70%) y exinita (tipo II = 30%).”¹⁶

1.2.4.2 Roca Reservorio. Para los campos de estudio de este trabajo, las areniscas de interés se encuentran localizadas en las Formaciones Carbonera (constituida por las unidades C1, C3, C5 y parte de la unidad C7), Mirador, Guadalupe y Une, en las cuales el objetivo está localizado en las Unidades K1 y K2, donde la unidad K2 ha sido objetivo principal de producción por sus mecanismos de empuje por acuífero activo; además, de tener porosidades que varían entre 10 y 30%, permeabilidades del orden de 1 a 20 Milidarcys y un espesor de 180 pies.^{17 18}

1.2.4.3 Roca Sello. La roca sello para el entrampamiento del petróleo en el yacimiento de las Areniscas Basales, está constituida por las capas de la Unidad Carbonera Intermedia. Éstas son principalmente intercalaciones de lutitas y arcillolitas y en menor cantidad arenas y limolitas. El sello lateral está compuesto por una trampa estructural contra el Paleozoico. Su espesor varía entre los 10 y 20 pies.

¹⁵ BARRERO, Diarío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. ISBN 978-958-98237-0-5. p. 75.

¹⁶ ANH. Estudio integral que permita calcular las reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades menores o iguales a 20° API en la Cuenca de los Llanos Orientales. Capítulo 4. Año 2006. p. 506.

¹⁷ *Ibíd.*, p. 3.

¹⁸ ANH, BARRERO. Colombian Sedimentary Basins, Año 2007. Bogotá, Colombia. P. 40.

El sello original de la cuenca pertenece a la Formación León y Carbonera. Las unidades (C2, C8) de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Las Lutitas Cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como roca sello

1.2.4.4 Trampa. 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 puede representar un importante objetivo exploratorio. El mecanismo de entrapamiento de hidrocarburos es hidrodinámico. Es un acuífero fuerte y activo. El flujo de agua sigue la misma dirección del buzamiento del monoclinal.¹⁹

1.2.4.5 Migración. El petróleo entrampado en la parte central y oriental de la Cuenca Llanos Orientales migró desde el Piedemonte al sitio de acumulación siguiendo el buzamiento regional. El proceso de migración del petróleo de los Llanos Orientales puede ubicarse temporalmente en dos fases, la primera etapa de migración fue en el Oligoceno-Mioceno y la segunda fue durante el Mioceno Superior-Plioceno.

1.3 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A continuación se enuncian los aspectos principales de las producciones de los campos de estudio.

1.3.1 Campo castilla. A continuación se enuncian los aspectos principales de la producción del Campo Castilla, el cual empezó producción en el año 1969 y fue declarado comercial en el año 1985 con una producción de 8350 BPD.

1.3.1.1 Historia de producción en el Campo Castilla. Desde el año 2000 fecha en la cual Ecopetrol asumió el control de este campo la producción ha aumentado, en el año 2000 la producción era de 21200 KBPD hasta el año 2013 el cual era de 120000 KBPD según la **Grafica 1**.

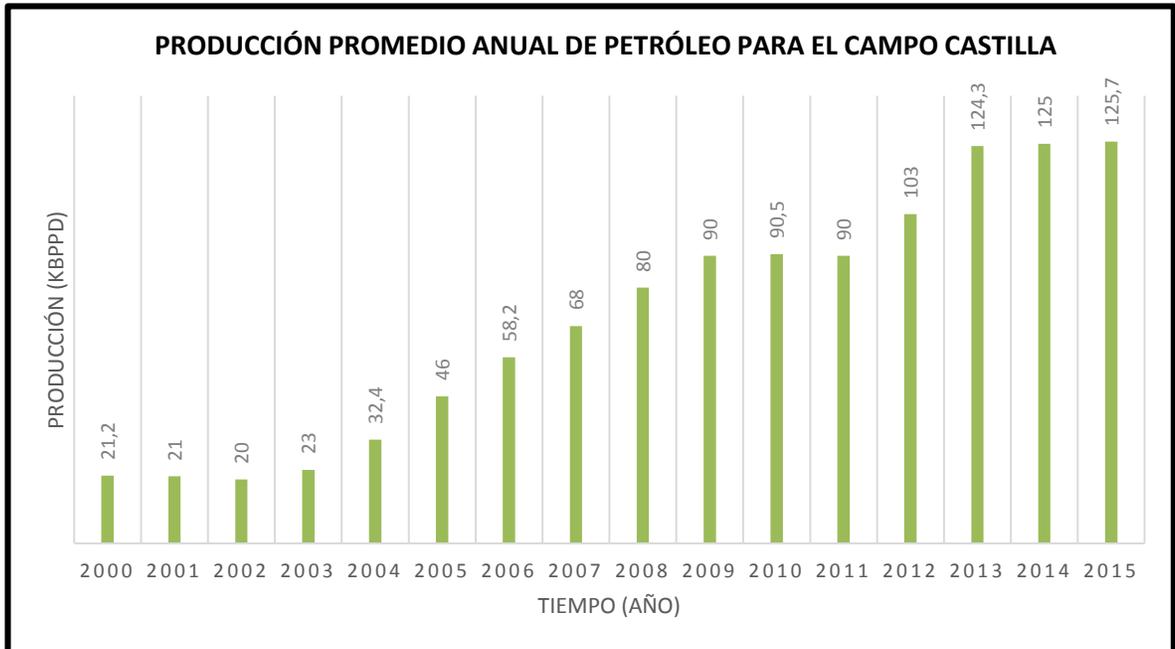
En esta Gráfica se puede observar la producción promedio anual de petróleo desde la adquisición del campo en el año 2000 con una producción de 125.7 KBPD, desde el 2000 hasta una proyección en el año 2015 donde se indican diferentes pendientes debido a las campañas de perforación de cada año, mostrando así el notable incremento en la producción.

1.3.1.2 Método de producción en el Campo Castilla. El mecanismo de producción presente en el Campo Castilla es el empuje de un acuífero activo, debido a la alta

¹⁹ Bíd., Op., Cit., p. 47.

presión que mantiene este campo por las distintas fallas del terreno. Como el crudo presente en los yacimientos de Campo Castilla es un crudo de alta viscosidad (12.5 ° API), éste debe ser bombeado a superficie por sistemas de levantamiento artificial como Bombeo por Cavidades Progresivas o Bombeo Electro Sumergible debido a las propiedades del crudo.

Grafica 1. Producción anual promedio de petróleo para todos los pozos del Campo Castilla, 2015.



Fuente. ECOPETROL S.A. Producción anual promedio de petróleo para todos los pozos del año 2015. Área de producción. p. 07. Modificado por el autor.

1.3.1.3 Número de pozos de Campo Castilla. Este campo comprende 500 pozos, algunos con más de 20 años de perforados, productores de 120.000 BPD que sales de tres estaciones: Estación Castilla Uno, Estación Castilla Dos y Estación Acacias (Recibe el fluido de la zona norte del yacimiento). En la **Tabla 1.** Se muestra el estado actual de dichos pozos.

Tabla 1. Pozos de Producción Campo Castilla.

Tipo de pozo	Cantidad
Productores	362
Abandonados	2
Perforados	368
Inyectores	2
Volumen de agua de Inyección	70000 BWPD

Fuente. ECOPETROL S.A. Producción anual promedio de petróleo para todos los pozos del año 2015. Área de producción. p. 13. Modificado por el autor.

1.3.1.4 Características de Yacimiento. La caracterización de yacimiento del Campo Castilla se puede resumir en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Propiedades de la roca y el fluido.

Campo	Castilla
Espesor Petrolífero Original (pies)	25 – 45
Índice de Productividad (BOPD/psi)	0.1 a 2
Porosidad (%)	19
Permeabilidad (mD)	1.180
Gravedad API (°API)	12.5 - 18
Reservas (MBBL)	800 - 1000
OOIP (MBBL)	6000 – 7000
Temperatura @ Yacimiento (°F)	198
Presión Original @ Yacimiento (psi)	2830
Mecanismo de Producción	Empuje de agua

Fuente. ECOPETROL S.A. Datos generales de Campo Castilla. 2013, (Documento en PowerPoint). D 2 y 3. Modificado por el autor.

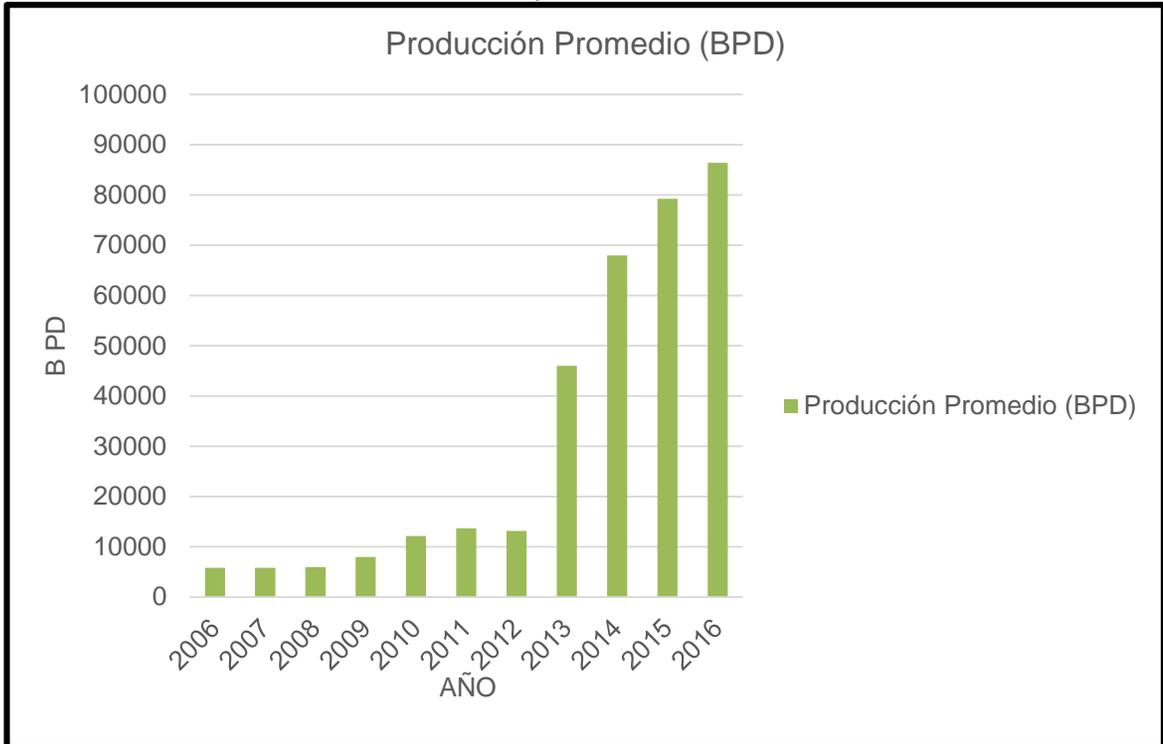
1.3.1.5 Reservas del Campo Castilla. Se estima que sus reservas son de 2600 MBBL, de crudo pesado de 18° API, manteniendo la producción actual sin altos ni bajos, se proyecta una reserva dada para aproximadamente 59 años.

1.3.2 Campo Chichimene. A continuación se enuncian los aspectos principales de la producción del Campo Chichimene, el cual empezó producción en el año 1969 y fue declarado comercial en el año 1985 con una producción de 6300 BPD.

1.3.2.1 Historia de producción en el Campo Chichimene. En el 2001 empezó a producir crudo extra pesado de aproximadamente de 7 – 9 °API; de la formación productora San Fernando correspondiente a la unidad T2 con el pozo Chichimene 18. Las unidades productoras son las formaciones Guadalupe masivo y Guadalupe superior de edad Cretácea medio. La producción promedio del campo a diciembre

del 2015 es de 86.3 KBOPD y un corte de agua del 73%. En la **Grafica 2**. Podemos observar la producción acumulada de petróleo al año 2016 del campo.

Grafica 2. Producción acumulada de petróleo al año 2016.



Fuente. ECOPETROL S.A. Vicepresidencia de Exploración y Producción Ecopetrol, Balance de inversión en el Campo Chichimene 2015. (Documento en PowerPoint). D 7. Modificado por el autor.

1.3.2.2 Método de producción en el Campo Chichimene. El mecanismo de producción presente en el Campo Chichimene es el empuje de un acuífero activo, debido a la alta presión que mantiene este campo por las distintas fallas del terreno. Como el crudo presente en los yacimientos de Campo Chichimene es un crudo de alta viscosidad según la formación productora, éste debe ser bombeado a superficie por sistemas de levantamiento artificial como Bombeo Mecánico o Bombeo Electro Sumergible debido a las propiedades del crudo. Al igual por lo pesado del crudo varios pozos productores tienen inyección de NAFTA de un API igual a 70°, para su óptima producción.

1.3.2.3 Número de pozos de Campo Chichimene. Este campo comprende 53 pozos, algunos con más de 20 años de perforados, productores de 60.697 BPD. En la **Tabla 3**. Se muestra el estado actual de dichos pozos.

Tabla 3. Pozos de Producción Campo Chichimene

Fm. San Fernando y Guadalupe	# Pozos
Pozos Activos	101
Pozos Cerrados	47
Total de Pozos	148

Fuente. ECOPETROL S.A. Producción anual promedio de petróleo para todos los pozos del año 2015. Área de producción. p. 23. Modificado por el autor.

1.3.2.4 Características de Yacimiento. La caracterización de yacimiento del Campo Chichimene se puede resumir en la **Tabla 4.**

Tabla 4. Propiedades del fluido.

Características del fluido	Guadalupe K1 y K2	San Fernando T2
Gravedad API (°API)	20	8
Viscosidad (cP)	200 - 300	2000
BSW (%)	90 - 95	≤ 10
GOR (PCS/BFP)	Despreciable	100 - 500

Fuente. ECOPETROL S.A. Datos generales de Campo Chichimene. p. 12 2014. Modificado por el autor.

1.3.2.5 Reservas del Campo Chichimene. “Se realizó un estudio integral del Campo Chichimene, el cual revertirá al país, y análisis de la geología regional de la Cuenca de los Llanos Orientales y del Campo en sí. Se determinaron las propiedades petrofísicas de las formaciones de interés. Basados en la curva de declinación del campo y en el límite económico establecido por la empresa dueña del contrato en este momento”. Emite la compañía Chevron Petroleum Company antes de ceder el campo a Ecopetrol S.A., afirmando el desconocimiento del dato exacto de las reservas que tiene el campo.

2. FUNCIONES E IMPORTANCIA DEL EQUIPO PRIMARIO DE CONTROL DE SÓLIDOS Y LOS TIPOS DE MALLAS CONVENCIONALES Y PIRAMIDALES

En este capítulo se relaciona información sobre el control de sólidos en las operaciones de perforación. Se hace énfasis en los tipos de sólidos y sus respectivas propiedades, los conceptos generales del equipo primario de control de sólidos, específicamente en las zarandas y en su principal herramienta, las mallas, que representan el objetivo final de investigación.

2.1 CONTROL DE SÓLIDOS

Se puede definir como control de sólidos, el proceso en el cual se busca remover la mayor cantidad posible de los sólidos generados durante la operación de perforación, mediante la utilización de equipos especializados para tal fin, en función del tamaño y tipo de sólidos.

2.1.1 Principal objetivo del sistema de control de sólidos. Es el de remover los ripios formados durante la perforación permitiendo que cada equipo optimice el desempeño de los equipos siguientes, mantener los sólidos comerciales para cumplir con las especificaciones y el objetivo que debe tener el fluido, recuperar valioso material densificante, reducir la necesidad de dilución y adición de químicos para mantener las propiedades fisicoquímicas y reológicas del fluido de perforación, disminuir los costos de preparación y mantenimiento de este ya que la inversión inicial realizada en el control de sólidos, constituye una parte significativa de los costos de perforación, entre un 10% y 15%, evitar daños en los equipos y elementos que hacen parte del sistema de circulación del fluido y disminuir la cantidad de desechos generados en las actividades de perforación.²⁰

2.1.2 Métodos de control de sólidos. Son cuatro métodos para el control de sólidos: Dilución, desplazamiento, asentamiento y separación mecánica. La herramienta de investigación en este proyecto se encuentra en el método de separación mecánica.

2.1.2.1 Separación mecánica. Es la separación selectiva de los sólidos perforados del fluido de perforación por diferencia de tamaño y masa. Los equipos utilizados pueden ser tamizadores como las zarandas, de fuerza centrífuga como los desarenadores y combinados como los limpiadores y acondicionadores de fluido de perforación.

²⁰ LEGUIZAMO, Rodrigo. Manual de Entrenamiento Básico para el Sistema de Control de Sólidos. Primera edición. Bogotá D.C, 2015. p. 9.

2.1.2.2 Dilución. Consiste en agregar un volumen de fluido base al fluido de perforación, permitiendo la reducción de la concentración de sólidos. Lo que sería un volumen racionado de fluido base.

2.1.2.3 Desplazamiento. En este método de separación se descartan grandes volúmenes de fluido de perforación por nuevo fluido en óptimas condiciones.

2.1.2.4 Asentamiento. Se puede ver en operación en las piscinas de asentamiento, donde las partículas sólidas por efecto de la gravedad, y debido a la diferencia de densidades entre los sólidos y el líquido se decantan en el fluido de perforación asentado.

También se pueden ver en operación con las trampas de arena, que hace parte del sistema de tanques, donde básicamente un tanque de asentamiento que se encuentra debajo de las zarandas, que dejan caer el fluido de perforación, que cae a la trampa y este pasa al siguiente tanque por rebose.

2.1.3 Capacidad de procesamiento. Depende de las propiedades del fluido de perforación utilizado, ya que “fluidos de perforación demasiado viscosos y pesados disminuyen la carga de manejo de los equipos; los pocos viscosos y livianos permiten mayores caudales.”²¹ De manera general, una zaranda puede procesar de 100 a 400 GPM.

2.1.4 Beneficios de la remoción de sólidos del fluido de perforación. Un buen control de sólidos permite optimizar el control reológico y de las propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación, aumentar las tasas de perforación, la eficiencia de las bombas de fluido de perforación y la vida útil de los equipos, disminuir las pérdidas de circulación, las pegadas por presión diferencial, el arrastre, los costos del proyecto y el impacto ambiental, optimizar los trabajos de cementación y proporcionar estabilidad del hueco.

2.1.5 Importancia ambiental. Las partículas no removidas deben ser diluidas con el fin de mantener las propiedades del fluido de perforación, lo cual genera excesos que deben ser desechados. Al disminuir la cantidad de residuos líquidos y sólidos mediante un programa adecuado de remoción de sólidos, se reduce el impacto ambiental que estos generan, especialmente en zonas ecológicamente sensibles.

²¹ LEGUIZAMO, Op., Cit., p. 17.

2.2 SÓLIDOS EN EL FLUIDO DE PREFORACIÓN

Existen cuatro tipos de sólidos, que se pueden llegar a presentar en el fluido de perforación: Sólidos reactivos, sólidos no reactivos, deseable e indeseables. Estos constituyen la fase dispersa del fluido.

2.2.1 Sólidos reactivos. Son sólidos con baja gravedad y tienen cargas eléctricas. De acuerdo a su origen pueden ser: adheridos (comerciales), como lo es la barita que es incorporada en el fluido de operaciones de perforación en formaciones arcillosas.

Los sólidos adquieren el tamaño coloidal cuando se encuentran completamente hidratados y son los únicos que forman revoques lisos, delgados, flexibles de baja permeabilidad y altamente compresibles, que facilitan el control de filtrado. Asimismo, acrecientan las propiedades reológicas del fluido y, en efecto, mejoran su capacidad de limpieza y suspensión.

Cuando estos tipos de sólidos se hallan en proporciones superiores, originan la floculación del fluido y en este caso se trata mecánicamente utilizando una centrífuga de altas revoluciones.

2.2.2 Sólidos no reactivos. A diferencia de los reactivos estos no poseen cargas eléctricas y su gravedad puede variar. Pero las consecuencias de tener estos sólidos en el fluido de perforación pueden ser:

- Baja tasa de penetración (ROP).
- Aumento de la viscosidad plástica.
- Formación de revoques gruesos que reducen el espacio anular, y generan un incremento en las posibilidades de una pega diferencial.
- Originan problemas de torque y arrastre en la tubería de perforación.

2.2.3 Deseables. Los sólidos deseables en el proceso de control de sólidos son aquellos de alta gravedad y no reactivos pero con un tamaño específico.

2.2.4 Indeseables. Los sólidos no reactivos de baja gravedad son de formación y son el peor contaminante para cualquier tipo de fluido. Están presentes en cualquier momento de la operación de perforación y aun no hay mecanismo alguno que los remueva en su totalidad.

Estos sólidos deben ser removidos de forma rápida y eficiente para evitar fraccionamientos y se dispersen durante la circulación. De lo contrario, se hará más pequeño, por lo cual se incrementara su área superficial y, en consecuencia, los problemas operacionales.

2.2.5 Clasificación de los sólidos. De acuerdo con Mi Swaco²² de Schlumberger, los sólidos en el fluido de perforación se pueden clasificar de diferentes maneras como se muestra en las **Tabla 5, Tabla 6.**

Tabla 5. Clasificación API según el tamaño.

Clasificación	Tamaño en micrones
COLOIDAL	Menor de 2
ULTRA FINO	2 a 44
FINO	44 a 74
MEDIO	74 a 250
GRUESO	Mayor a 250

Fuente. MI SWACO. Curso de Control de Sólidos. 2004. P. 92. Modificado por el autor.

Tabla 6. Características de los sólidos presentes en el fluido de perforación.

		BARITA	HEMATITA	BENTONITA	SÓLIDOS PERFORADOS	OTROS ADITIVOS	ARCILLA	ARENISCA	GUMBO	LIMO	GRANITO
USO	DESEABLES	X	X	X		X					
	INDESEABLES				X						
GRAVEDAD ESPECIFICA	ALTA	X	X								
	BAJA			X	X		X	X			
REACTIVIDAD	REACTIVOS			X			X		X		
	INERTES							X		X	X

Fuente. MI SWACO. Curso de Control de Sólidos. 2004. p. 924. Modificado por el autor.

2.2.6 Tamaño de partícula. Es la menor dimensión de partícula que se puede separar de manera eficiente por los diferentes equipos de remoción mecánica y sus accesorios, medida normalmente en micrones (μ).

²² MI SWACO. Curso de Control de Sólidos. 2004. p. 18-20.

2.2.7 Punto de corte. El punto de corte es la relación existente entre el tamaño de una partícula y el porcentaje de esa partícula removida del sistema según el tamaño de la abertura. Se denota con una letra “D” con un subíndice que indica el porcentaje de remoción de un tamaño de partícula en específico, y de las partículas de mayor tamaño.

2.3 EQUIPOS DE CONTROL DE SÓLIDOS

Se realizara una breve descripción de los equipos involucrados en el control de sólidos, y donde se profundizara en las zarandas y sus componentes al ser el objeto estudio de esta investigación.

2.3.1 Zarandas. Se describen como equipo vibratorio, que tienen la capacidad de remover partículas pero no de tamaño limo ni coloidal. Lo que diferencia las zarandas está en función de la vibración, el tamaño de la cubierta y su configuración, las características de las mallas, la reología del fluido y la carga de sólidos presente.

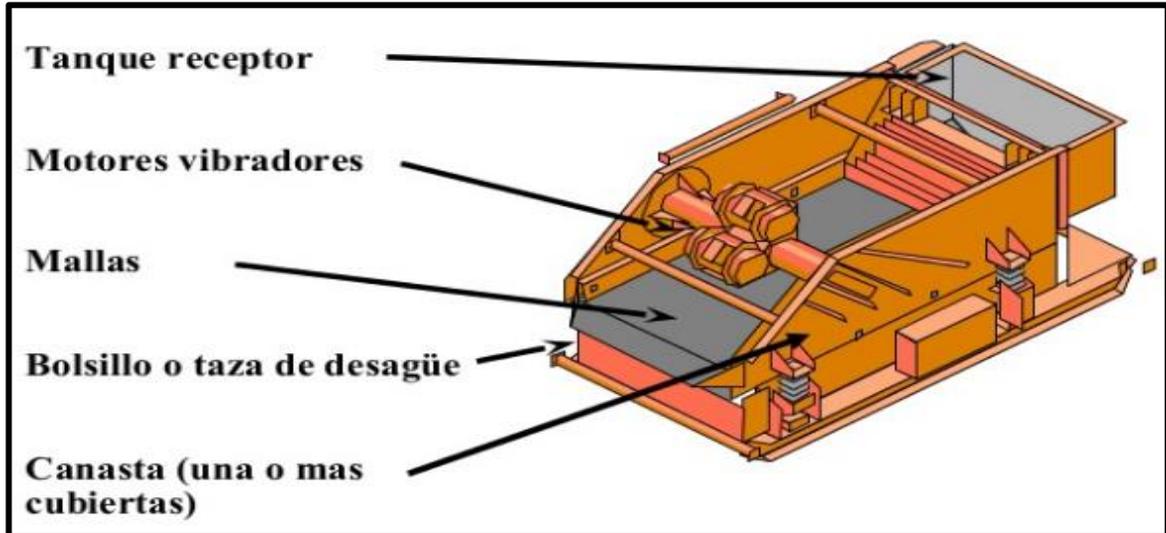
La zaranda es el principal equipo que compone el sistema de control de sólidos y de su eficiencia operacional depende primordialmente el rendimiento de los demás equipos. Es el único equipo que procesa todo tipo de fluido, con o sin peso, y a diferencia de los hidrociclones y de las centrífugas de decantación, separa partículas basándose en su tamaño.

Este equipo, debe operarse con todo el caudal en circulación, no debe operar en ningún momento con mallas rotas ni en mal estado, tampoco que presente fugas en el recorrido que realiza el fluido por la zaranda. Las mallas deben ser finas para que no causen pérdidas excesivas de fluido ni sobrecarguen los hidrociclones.

2.3.1.1 Componentes básicos. Dentro de las partes esenciales se encuentra la base, la cual resiste el equipo, el tanque receptor que recibe, almacena y distribuye el fluido de perforación a tratar, la canaleta de alimentación la cual es un vertedero que reduce el efecto de choque de los sólidos y la parte fluida del fluido de perforación, la canasta de vibración que recibe el fluido proveniente del tanque receptor, permite cambiar su ángulo de inclinación y es soportar por los accesorios de aislamiento y amortiguación, el recipiente de desagüe (bolsillo) el cual recolecta el fluido de perforación limpio y los motores vibratorios de trabajo continuo que proporcionan fuerza g a la canasta.

En la **Figura 3** se muestran las partes básicas de la zaranda, descritas anteriormente.

Figura 3. Componentes básicos de una zaranda.



Fuente. MI SWACO. Cuso de Control de Sólidos. 2004. p. 30. Modificado por el autor.

2.3.1.2 Parámetros de eficiencia. La operación y eficiencia de una zaranda se encuentran en función de factores como los patrones de vibración, la dinámica de vibración, las características de la canasta (ángulo de inclinación), las características de la malla (arreglo y tamaño), propiedades del fluido de perforación, carga de sólidos (galonaje de procesamiento) y capacidad límite (sólida y líquida).

Según el patrón de vibración, el cual depende de la posición de los vibradores, el movimiento de las zarandas en general puede ser lineal usando dos vibradores contra-rotativos con un ángulo de 45° - 50° , normalmente, en relación a la superficie de las zaranda para obtener un transporte de sólidos máximo; otros tipos de movimiento son circular el cual proporciona un patrón balanceado y mayores fuerzas G, por lo cual se recomienda para remover sólidos gruesos o arcillas tipo Gumbo; elíptico balanceado el cual es simétrico y uniforme; y elíptico desbalanceado el cual opera con inclinación hacia la descarga de sólidos.

La dinámica de vibración depende de la velocidad del motor, ya que esta es directamente proporcional a la capacidad de procesamiento de flujo y secado de cortes, esta va de 1200 a 1800 rpm a 60 Hz. Igualmente, influye la fuerza G al estar relacionada directamente con la capacidad de desplazamiento del fluido y los cortes sobre las mallas, dependiendo del porcentaje de ajuste del peso de los motores y la velocidad de estos, adicionalmente es inversamente proporcional a la vida útil del equipo.

2.3.1.3 Ventajas y desventajas. En la **Tabla 7** se muestran los pros y contras del uso de zarandas en el control de los sólidos en el fluido de perforación.

Tabla 7. Ventajas y desventajas de las zarandas.

Ventajas	Desventajas
Simple de operar	Costo de compra alto
Simple de inspeccionar	Costo de operación alto
Están en la capacidad de procesar todo el fluido circulado	Producción de sólidos húmedos en la descarga
Los Sólidos se pueden remover antes de una degradación mecánica	Difícil inspección de mallas en las zarandas de cubiertas dobles

2.3.1.4 Operación apropiada de las zarandas. Es importante tener en cuenta que antes de iniciar cualquier operación de perforación se le debe realizar un mantenimiento y limpieza general especializada a las zarandas, para garantizar condiciones óptimas de funcionamiento.

Igualmente, se debe ajustar las contrapesas de los motores uniformemente, asegurar que la rotación de estos sea en la dirección correcta, realizar lubricación periódica a todas las partes móviles y las que lo requieran, verificar exceso de ruidos, vibraciones altas o erráticas y mantener un operador especializado durante la operación para atender los inconvenientes que se pueden presentar en el equipo.

Para mejorar el transporte de sólidos se debe disminuir el ángulo de inclinación de la zaranda, se debe verificar siempre la tensión y condiciones generales de las mallas, las cuales se deben reparar con silicona o masilla epóxica, como recomendación de las normas API, en caso de daños leves. Para que los sólidos descarguen correctamente los motores deben estar funcionando bien.

Al cambiar de fluido de perforación se debe realizar una limpieza general del equipo para evitar taponamientos. Si no se está perforando, se debe apagar el equipo para alargar su vida útil. Por último, es de vital importancia seguir las normas y estándares de seguridad ya que la “la principal razón de las causas de accidentes es por condiciones y actos inseguros.”²³

2.3.1.5 Zaranda HyperPool. Este tipo de zaranda patentada por Derrick Corporation posee tres modos de uso: zaranda primaria, *Mud Cleaner*, o como un secador secundario para los cortes perforados; puede configurarse en cualquiera de los tres modos.

El sistema de compresión de las mallas puede ajustarse en cualquiera de los dos lados de la canasta, ya sea lado izquierdo o lado derecho. Este sistema reduce el tiempo de cambio de la malla en menos de 45 segundos por malla. El sistema de compresión manual de cada una de las mallas, permite un sello el cual impide el paso de sólidos por debajo de estas.. El sistema de compresión de la malla aumenta

²³ LEGUIZAMO, Op., Cit., p. 99.

la vida útil de la malla, para mejorar el manejo, y evita que los sólidos pasen por debajo de las mallas.

La zaranda HyperPool ofrece hasta un 35% más de aumento de la capacidad del fluido de perforación. El área de la malla más grande de API, aumenta la capacidad sobre las zarandas convencionales (hasta 115%), reduciendo potencialmente el número de zarandas necesarias. De fácil instalación, sin hardware.

La fuente de alimentación estándar para las zarandas HyperPool consiste en motores vibratorios *Super G* de *Derrick*, los cuales aplican más de 8 G's a la tolva de la malla. El sistema de engrasado de por vida a los cojinete de los motores elimina la necesidad de lubricación adicional, reduciendo de este modo los costos extras de mantenimiento y de reparación. La salida continua de sonido de los motores es de 81 dB. Los motores Super G también se encuentran en el mercado para las zarandas HyperPool con un sistema de lubricación en baño de aceite continuo con una reducción de la producción de sonido de 78 dB. Los motores estándar Super G tienen una garantía de 2 años, y los motores súper G opcionales tienen una garantía de tres años.

Las zarandas están equipadas con un ajuste manual del ángulo de inclinación de la tolva durante la perforación (*Adjustable While Drilling*), que permite al operador optimizar el rendimiento de la zaranda sin interrumpir la perforación. El AWD permite que el ángulo de la malla pueda bajarse y subirse en un rango de + 3 ° y + 8 °, respectivamente. Como las tasas de perforación y las propiedades de la formación cambian, el ángulo de la pantalla se puede ajustar para lograr el transporte de sólido adecuado, aumento de la capacidad y aumento de la vida útil de la malla.²⁴

2.3.1.6 Tipo de mallas para las zarandas. Un método para remover mecánicamente los sólidos del fluido de perforación es la circulación de este sobre una superficie de tamizado, la cual es una malla de alambres entretejidos, parte fundamental del sistema de control de sólidos, que actúa como un dispositivo de retención de partículas según el tamaño. Estas controlan el rendimiento de evacuación del líquido, la separación rápida y el transporte de cortes, mediante la vibración a la cual está expuesta.

2.3.1.7 Tejido de la malla. Algunos de los tramados más usados en la industria de petróleo son el tejido cuadrado plano, el tejido rectangular plano, el tejido rectangular plano modificado y el tejido cuadrado cruzado. Igualmente existe varios tipos de calibre usados, los más comunes son *Market Grade (MG)* y *Tensile Bolting Cloth (TBC)*, ambos son de mesh cuadrado pero difieren en el diámetro del alambre

²⁴ DERRICK. HYPERPOOL: The Next Generation in Shale Shaker Technology. DEC Hyperpool Promo. 2012. p. 2. Modificado por el autor

usado para su fabricación. Así, el MG usa alambres de mayor diámetro, lo que hace muy resistente a la abrasión, más durable y la abertura es más pequeña para un mismo mesh respecto al TBC, que utiliza un alambre más delgado, tiene alta conductancia, baja resistencia al taponamiento y puntos de corte bien definidos.

2.3.1.8 Tamaño de la abertura. Es la distancia entre los alambres del tejido de la malla que sirve para determinar la medida de las partículas que puede remover. Este está en función del *mesh*, que se refiere al número de aberturas que se tienen en el tamiz por pulgada lineal, y el calibre del alambre, ya que los hilos gruesos generan orificios pequeños y viceversa. La descripción del tipo de tamiz se hace en función del número API, de acuerdo a la norma más reciente API RP 13C. Según el nuevo procedimiento API para las pruebas de mallas y etiquetado de las mismas ha cambiado la nomenclatura de la dimensión de partícula de micrones (μ) a # de malla API. En la **Tabla 8**, se muestra el promedio de los micrones y la nueva denominación API.

2.3.1.9 Porcentaje de área abierta. Es el área efectiva abierta de la malla, o, el área total de la malla que no está bloqueada por los alambres o la estructura de soporte. Es una medida de cual porcentaje de esa área está procesando fluido. Este depende del tamaño de la apertura y del diámetro del alambre.

2.3.1.10 Designación de las mallas. Según la norma API RP 13C se ha recomendado que todas las mallas sean identificadas con no menos que su respectivo número API, el potencial de separación D100 en micrones, la conductancia en KD/mm, el área no suprimida de la malla en metros cuadrados o pies cuadrados y la designación y/o número de la pieza del fabricante.²⁵

²⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice on Drilling Fluid Processing System Evaluation. API 13C. Quinta edición, Octubre 2014. P. 49.

Tabla 8. Separación D100 y número de malla API.

Separación D100 (Micrones)	Número de Malla API	Separación D100 (Micrones)	Número de Malla API	Separación D100 (Micrones)	Número de Malla API	Separación D100 (Micrones)	Número de Malla API
≥ 780 a 925	API 20	≥ 275 a 326,5	API 50	≥ 98 a 115,5	API 140	≥ 41,5 a 48	API 325
≥ 655 a 779	API 25	≥ 231 a 274	API 60	≥ 82,5 a 97	API 170	≥ 35 a 40,5	API 400
≥ 550 a 654	API 30	≥ 196 a 230	API 70	≥ 69 a 81,5	API 200	≥ 28,5 a 34	API 450
≥ 462,5 a 549	API 35	≥ 165 a 196	API 80	≥ 58 a 68	API 230	≥ 22,5 a 27,5	API 500
≥ 390 a 462,5	API 40	≥ 137,5 a 164	API 100	≥ 49 a 57	API 270	≥ 18,5 a 21,5	API 635
≥ 327,5 a 390	API 45	≥ 116,5 a 136,5	API 120				

Fuente. DERRICK. Screen Technology: API RP 13C (ISO 13501) Compliant Screens. 2008. p. 40. Modificado por el autor.

2.3.1.11 Capacidad de la malla. Esta se define como la tasa de flujo o lodo que esta puede procesar sin necesidad de desbordarse. Puede variar según su diseño, modelo, movimiento de la zaranda y condiciones de perforación como la tasa, tipo, densidad y reología del fluido, tipo de broca, tipo de formación y cantidad de sólidos.

Una tasa de perforación alta aumenta la cantidad de sólidos perforados por lo cual disminuye el área efectiva disponible para que el fluido pueda pasar. La viscosidad alta, reduce la capacidad de paso del fluido, como regla general, por cada 10% que incremente esta propiedad, se tiene un decremento de 2% a 5% de la capacidad, por lo cual, emulsiones inversas, aditivos poliméricos y contaminantes tienden a generar un bajo paso del fluido. El API se relaciona de manera inversa a la capacidad, ya que al aumentar a medida que la malla se hace más fina, disminuye la cantidad de galones por minuto procesados.²⁶

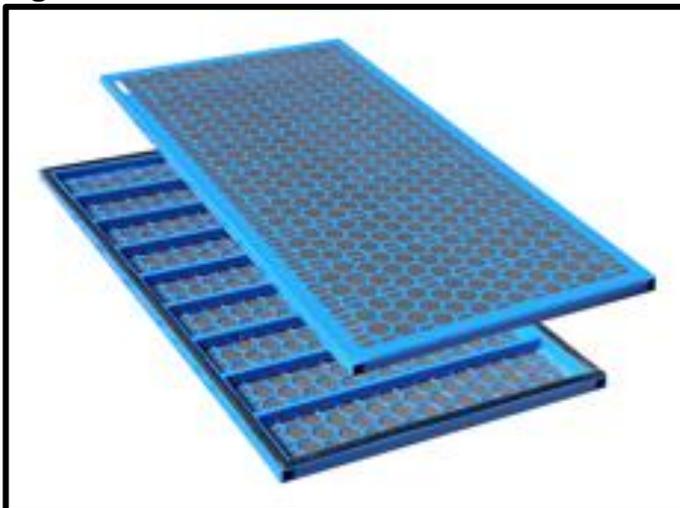
²⁶ LEGUIZAMO, Op., Cit., p. 119.

2.3.1.12 Tipos de mallas pre tensionadas. Estas pueden ser ajustadas con tornillos aunque en la mayoría de veces se utiliza un sistema neumático de ajuste, el cual permite hacer cambios de malla más rápidos, aproximadamente un minuto y 45 segundos, y prevenir el daño de estas por la aplicación de un torque inapropiado.

2.3.1.13 Mallas planas. Su diseño es bidimensional, estas pueden ser de paneles o de placas perforadas. Las mallas de paneles tienen dos o tres capas unidas a una platina metálica con forma de gancho, esta a su vez, pueden ser sin soporte, para que a las que se les aplica tensión al momento de la instalación, con soporte metálico, que las hace más rígidas y fáciles de tensionar al instalar, y mallas con soporte plástico.

Las mallas de placas perforadas tienen dos o tres capas que van unidas a una placa con perforaciones la cual le da sostén, estas tienen una vida útil larga, su superficie es rígida y el área disponible de tamizado es reducida. En la **Figura 4** se puede observar un ejemplo de las mallas convencionales o planas.

Figura 4. Multi malla tradicional



Fuente. NOV. BRAND Manufactured Replacement Screen for Derrick Equipment Company Shale Shakers. Disponible en internet https://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/WellSite_Services/Solids_Control/Screens/Replacement_Screens/BRANDT_Replacement_Screen_for_Derrick_Equipment_Company_Shakers.aspx. Consultado el 28 de septiembre del 2016. Modificado por el autor.

2.3.1.14 Mallas piramidales. Son tridimensionales, de placa perforada con una superficie corrugada que se instala en posición paralela al flujo. Gracias a su diseño proporciona mayor área de contacto y aumento de la permeabilidad de esta ya que la gravedad y la vibración llevan los cortes hacia la parte baja de la malla corrugada permitiendo que más fluido pase a través de la parte superior. En la **Figura 5** se observa la forma tridimensional de las mallas piramidales. En la **Tabla9**, se presenta

un resumen de su historia, ventajas y desventajas así como de los casos de estudios a nivel mundial y en Colombia.

Figura 5. Malla Piramidal



Fuente. Derrick. Screen Technology: API RP 13C (ISO 13501) Compliant Screens. 2015. p. 3. Modificado por el autor.

Cuadro 1. Resumen mallas piramidales.

Historia	Ventajas y desventajas.	Casos de estudio
<p>En 1994, la empresa <i>Derrick</i> innovo en la tecnología de las mallas utilizadas en los equipos de control de sólidos con su diseño patentado de mallas piramidales con forma tridimensional que ofrece los beneficios de la tradicional multi malla o plana, adicionando un incremento substancial en el área útil de esta.</p>	<p>Ventajas: Se tienen como ventajas, el incremento de la capacidad de flujo sin aumentar el número de zarandas ni su tamaño, la distribución uniforme del fluido de perforación a tratar y la descarga de los sólidos más secos lo cual reduce significativamente los costos de tratamiento de estos, del fluido de perforación y su disposición final.</p> <p>Desventajas: Se consideran desventajas, un mayor costo a las mallas convencionales.</p>	<p>Se han implementado recientemente en países como Canadá (2013), Estados Unidos (2014) y Arabia Saudita (2014), adicionalmente, en Colombia se han realizado su implementación en diferentes campos ubicados en Neiva (2013), Puerto Boyacá (2013), Putumayo (2014), Barrancabermeja y Casanare (2015). Con lodos base aceite y base agua, donde el aumento en el secado de cortes y la disminución de la dilución del fluido de perforación han sido superiores al 12%, con lo cual se reduce también el impacto ambiental generado por la disposición final de los sólidos.</p>

Fuente. RAMDE SOLIDS CONTROL S.A.S. Disminuyendo el Impacto Ambiental: Tecnología de Mallas Piramidales. 2014. p. 15. Modificado por el autor.

2.3.1.15 Selección de mallas. En general, se debe tener en cuenta parámetros como tamaño promedio de apertura (API 20 a API 635) y capacidad. La malla que

se debe utilizar es la que no genere pérdidas excesivas de fluido de perforación y no sobrecargue los equipos de control de sólidos siguientes. El tejido de las mallas seleccionadas debe tener una baja tendencia a taponarse.

El caudal de las bombas de lodo, las propiedades de este, el diámetro del hueco, la tasa de perforación, el tipo de formación, la cantidad de sólidos a remover y la expectativa de vida útil de la malla, son los factores principales que se deben tener en cuenta para escoger una malla apropiada.²⁷

2.3.1.16 Problemas comunes y soluciones. Existen diversos problemas que se pueden dar en las mallas tales como baja eficiencia, taponamientos, corta vida útil entre otros. En la **Tabla 10** se muestran algunos de estos así como la acción que se debe tomar para mitigarlo.

Cuadro 2. Problemas más comunes en las zarandas.

Problema	Efecto	Solución
Presencia de Gumbo	Se adhieren a la superficie de la malla, obstruyendo las aberturas.	Usar mallas más finas. La canasta en posición horizontal o con inclinación negativa.
Taponamiento	Atascamiento de mallas no adecuadas.	Lavar continuamente. Instalar mallas más finas (API) de API rectangular.
Deficiencia en la limpieza	Mala limpieza del fluido.	Cambiar mallas deterioradas. Revisar puntos de contacto.
Inundación de la canasta	Obstrucciones en las mallas.	Elevar la canasta con ángulo positivo. Instalar zarandas adicionales.
Corta vida útil	Inadecuadas condiciones de operación.	Revisar que la tensión sea la adecuada. Verificar los cauchos protectores y demás puntos de contacto.

Fuente. RAMDE SOLIDS CONTROL S.A.S. Disminuyendo el Impacto Ambiental: Tecnología de Mallas Piramidales. 2014. p. 22. Modificado por el autor.

²⁷ LEGUIZAMO, Op., Cit., p. 119.

2.3.2 Desgasificador. Como la presencia de gas en el lodo puede ser dañina para los equipos de la operación de perforación, por ser un agente corrosivo y generador de un problema potencial en el control del pozo, si es toxico o inflamable.

El desgasificador debe instalarse entre la trampa de arena y los primeros hidrociclones o desarenadores. Siempre se debe probar la succión del desgasificador antes de iniciar la operación. La configuración en la operación, es debido a las características principales de cada operación, si es vertical u horizontal.

Existen dos tipos de desgasificadores. Los desgasificadores atmosféricos, que trabajan con lodo sin peso y con una baja viscosidad. Y los desgasificadores de vacío, que son superiores a los atmosféricos y muy usados en lodos pesados y de alta viscosidad.²⁸

2.3.3 Hidrociclones. Son un recipiente de forma cónica en la cual la energía de presión es transformada en fuerza centrífuga.

Se alimentan por medio de una bomba centrífuga, a través de una entrada que lo envía tangencialmente a la cámara de alimentación, una corta tubería llamada vórtice, fuerza a la corriente en forma de remolino a dirigirse hacia abajo en dirección del vértice.

La fuerza centrífuga creada por este movimiento del lodo en el cono forza a las partículas más pesadas hacia fuera contra la pared del cono. Las partículas más livianas se dirigen hacia adentro y arriba con un vórtice espiralado que la lleva hacia el orificio de la descarga.

2.3.4 Desarenador. Son usados en lodo con poco peso, para separar partículas tamaño arena, menores a 74 micrones. En los lodos pesados no es muy recomendable usar este tipo de equipo debido a que la densidad de la barita es sustancialmente más alta que la densidad de los sólidos de perforación.

Los desarenadores deben ser instalados después de los desgasificadores para evitar la cavitación de las bombas de alimentación.

2.3.5 Desarcilladores. Este equipo difiere con el desarenador en el diámetro del cono y capacidad de procesamiento, pero el funcionamiento es el mismo. Gran cantidad de partículas de tamaño limo, por esto en lodos densificados no es recomendable usar este equipo, únicamente cuando el desagüe, da hacia una centrifuga o una zaranda.

²⁸ MI SWACO, Op., Cit, p. 25-33

2.3.6 Mud Cleaner. El proceso es la combinación de un hidrociclón que al final de su desague da con una zaranda, como la Zaranda Hyperpool, explicada en la sección 2.3.1.5.

El recuperar barita y desarenar un lodo densificado es la principal función de un Mud Cleaner. Este busca tamizar la descarga inferior de los desagües de los hidrociclones para recuperar la fase líquida y la barita y producir cortes más secos.

Los parámetros que pueden ser ajustados durante la normal operación de un Mud Cleaner son la cantidad de conos, el tamaño o el tipo de cono, tamaño de la malla y la velocidad de vibración.

La principal aplicación del Mud Cleaner es para lodos livianos donde la fase líquida es cara o ambientalmente no es muy manejable.²⁹

²⁹ MI SWACO, Op., Cit, p. 35-43

3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS MALLAS CONVENCIONALES Y PIRAMIDALES EN LOS POZOS CASTILLA N200 Y CHICHIMENE 211, MEDIANTE PRUEBAS DE CAMPO

El siguiente capítulo relaciona la representación y consecuencias de las pruebas de campo realizadas durante las operaciones de perforación en los Pozos Castilla N200 y Chichimene 211, con el uso de mallas convencionales y piramidales cumpliendo así con los objetivos tres y cuatro del presente proyecto de estudio.

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ZARANDAS

El sistema de control de sólidos de los campos de estudio de este trabajo, hicieron parte del Rig Nabors X38 en el Campo Castilla y del Rig Nabors X42 en el Campo Chichimene, ambos se encuentran compuestos por una zaranda *HyperPool* (ZHP), el cual no se tratara en este trabajo, y tres zarandas *Derrick* (1, 2, 3), En la **Figura 6** se puede observar el orden de instalación de los equipos en el taladro X38 y en la **Figura 7** se puede observar el orden de instalación de los equipos en el taladro X42.

Figura 6. Orden de instalación de los equipos primarios de control de sólidos. (X38)



Figura 7. Orden de instalación de los equipos primarios de control de sólidos. (X42)



3.2 RECONOCIMIENTO INICIAL A LOS EQUIPOS PRIMARIOS DEL CONTROL DE SÓLIDOS

Inicialmente, se realizó un reconocimiento por parte del técnico especializado de *Ramde Solids Control*, para garantizar que las condiciones fueran las óptimas en las tres zarandas principales y en la *Hyperpool* donde se llevaron a cabo las pruebas, se realizó la inspección de cada una de estas. Así mismo, tanto a las mallas piramidales como las mallas convencionales.

El mantenimiento de rutina ayudará a maximizar la vida de las zarandas y de las mallas, eliminando problemas durante su operación.

Se presenta en la **Tabla 11** un respectivo mantenimiento de rutina, en el que se puede ser flexible y sus modificaciones se deben basar en la experiencia de operación de los equipos con los que se esté trabajando.

Se recomienda a la par de esta rutina llevar un registro de actividades para poder instaurar un programa de mantenimiento de rutina, además de monitorear y ajustar el programa según sea necesario.

Cuadro 3. Mantenimiento Zarandas HyperPool

MANTENIMIENTO ZARANDAS HYPERPOOL	
Acción	Frecuencia
Lavar los residuos de sólidos en la canasta, la parte interior de la tolva y componentes del ajuste de inclinación. Exceso de residuos en las áreas mencionadas, puede impedir que el ángulo de la canasta sea ajustado y puede reducir la vibración de la canasta, además de impedir el sello correcto de las mallas con la canasta.	Semanal
Revisar y limpiar cualquier acumulación de residuos o cualquier otro tipo de obstrucciones en el alimentador de la zaranda. Obstrucciones en la caja de alimentación puede causar que el fluido salpique excesivamente y cause una distribución de caudal no sea pareja en las mallas.	Semanal
Engrasar los componentes del sistema de compresión de mallas usando <i>Dura Lith EP</i> , <i>Mobilux EP</i> , o alguna grasa equivalente.	Cada 2 semanas
Inspeccionar la zaranda buscando evidencias de daño a la pintura, incluyendo áreas de metal expuesto, corrosión, rayones profundos o abolladuras.	Semanal
Lubricar el ajuste de inclinación usando <i>Dura Lith EP</i> , <i>Mobilux EP</i> , o alguna grasa equivalente.	Mensual
Inspeccionar los montajes de flote que no muestren una caída excesiva (más de 1 pulg. / 25.4 mm) y/o señales de deterioro o daño. Note que estos deben ser cambiados en pares (inferior y superior)	Mensual o según se requiera

Cuadro 3. (Continuación)

MANTENIMIENTO ZARANDAS HYPERPOOL	
Acción	Frecuencia
Inspeccionar cortina frontal y sello del alimentador que no muestren deterioro o daño. El sello del alimentador previene que el fluido entre en la tolva sin pasar por las mallas, mientras que la cortina frontal previene que los sólidos descartados no entren a la tolva. Reemplazar la cortina y/o sello del alimentador si su función esencial es comprometida por su condición.	Mensual
Revisar la compresión y condición de las mallas. Las mallas deben de estar totalmente en contacto con el marco de la zaranda y no deben de tener hoyos o algún otro daño que permita que sólidos no deseados pasen al sistema activo.	Cada cambio de mallas
Inspeccionar deterioro o daño de los cauchos de la canasta. Componentes defectuosos pueden permitir daño a las mallas o a la canasta si el desgaste es excesivo.	Cada cambio de mallas
Inspeccionar que el sistema de compresión de mallas no muestre deterioro o daños. El sistema de compresión, comprime las mallas para asegurarlas contra la cama de la canasta. La compresión inadecuada reducirá la vida de las mallas y componentes del sistema de compresión de mallas de la zaranda.	Cada cambio de mallas

Fuente. RAMDE SOLIDS CONTROL S.A.S. Zaranda HyperPool Inspección y Mantenimiento. 2016. p. 1. Modificado por el autor.

3.3. INSPECCIÓN VISUAL.

Para cada uno de los equipos, se realizó una inspección de cada una de sus partes y posteriormente se le informó a la empresa operadora las recomendaciones para poder llevar a cabo las diferentes pruebas. A continuación se exponen los resultados reportados por los técnicos a cargo.

En la **Tabla 9** se observa los ítems resaltados de inspección de los equipos pertenecientes a los taladros utilizados en los pozos de estudio de este trabajo. En general las condiciones de las ocho zarandas son buenas, sin embargo se recomienda la limpieza de las canastas en todo momento para evitar el deterioro acelerado de sus componentes y el mantenimiento mensual de su sistema de ajuste.

Tabla 9. Inspección de equipos del sistema primario de control de sólidos.

		RIG NABORS X38 - CASTILLA N200				RIG NABORS X42 - CHICHIMENE 211				
		1	2	3	4	1	2	3	4	
DATOS DE LA ZARANDA		MARCA	DERRICK	DERRICK	DERRICK	DERRICK	DERRICK	DERRICK	DERRICK	DERRICK
		SERIAL	MA 020484	MA 020485	MA 020847	MA 020186	MA 020182	MA 020181	MA 020848	MA 020199
		MODELO	HYPERPOOL 4 PANEL	HYPERPOOL 4 PANEL	HYPERPOOL 4 PANEL	HYPERPOOL 4 PANEL	HYPERPOOL 4 PANEL	HYPERPOOL 4 PANEL	HYPERPOOL 4 PANEL	HYPERPOOL 4 PANEL
		TIPO DE ALIMENTADOR	BOX FEEDER	BOX FEEDER	BOX FEEDER	BOX FEEDER	BOX FEEDER	BOX FEEDER	BOX FEEDER	BOX FEEDER
		CONDICION GENERAL	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		CONDICION DEL PATIN / TOLVA	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
MOTORES	SUPERIOR	TIPO DE MOTOR	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	
		SERIAL	SG 27694	SG 27679	SG 28419	SG 27442	SG 27436	SG 27209	SG 28417	SG 27698
		FECHA DE FABRICACION	ene-15	ene-15	abr-15	dic-14	dic-14	nov-14	abr-15	ene-15
		MOCION /VIBRACION	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL

Tabla 9. (Continuación)

			Rig Nabors X38 - Castilla N200				Rig Nabors X42 - Chichimene 211			
			1	2	3	4	1	2	3	4
MOTORES	SUPERIOR	CONDICION DEL MOTOR	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		CONDICION DE LA CAJA DE ARRANQUE	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	INFERIOR	TIPO DE MOTOR	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570	SGX 38 18 570
		SERIAL	SG 27695	SG 27680	SG 28420	SG 27443	SG 27437	SG 27210	SG 28 418	SG 27 699
		FECHA DE FABRICACION	ene-15	ene-15	abr-15	dic-14	dic-14	dic-14	abr-15	ene-15
		MOCION /VIBRACION	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL	LINEAL
		CONDICION DEL MOTOR	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	CONDICION DE LA CAJA DE ARRANQUE	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
AWD			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
MONTAJES DE FLOTE	IZQUIERDO	LADO ALIMENTACIÓN	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		LADO DE DESCARGA	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	DERECHO	LADO ALIMENTACIÓN	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		LADO DE DESCARGA	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
CORTINA FRONTAL			NO TIENE	NO TIENE	OK	OK	NO TIENE	OK	OK	OK

Tabla 9. (Continuación)

		Rig Nabors X38 - Castilla N200				Rig Nabors X42 - Chichimene 211					
		1	2	3	4	1	2	3	4		
SISTEMA DE COMPRESION DE MALLAS		PANEL 1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 4	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
SOPORTES LATERALES	IZQUIERDO	PANEL 1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 4	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
	DERECHO	PANEL 1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 4	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
SOPORTES CRUZADOS DOBLES		BANDA 1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		BANDA 2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		BANDA 3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		BANDA 4	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
SOPORTE CRUZADOS SENCILLOS		PANEL 1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	
		PANEL 2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
			OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

Tabla 9. (Continuación)

		Rig Nabors X38 - Castilla N200				Rig Nabors X42 - Chichimene 211			
		1	2	3	4	1	2	3	4
SOPORTE CRUZADOS SENCILLOS	PANEL 3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	PANEL 4	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
SOPORTE CRUZADO LADO DE ALIMENTACIÓN		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
SELLO DE ALIMENTACIÓN		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
CANASTA	CONDICION GENERAL	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
NOTA		SE REALIZA LIMPIEZA GENERAL DEL EQUIPO, SE ENGRASA EL TORNILLO DEL SISTEMA DE INCLINACIÓN DE LA CANASTA Y EJES DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN DE MALLAS							
		CORTINA RETIRADA PARA PODER INSTALAR LA CAVINERA (Zaranda 1 - RIG NABORS X42 - CHICHIMENE 211)							
		MANTENER LIMPIOS DE FLUIDO DE PERFORACIÓN Y SÓLIDOS PARA EVITAR SU DESGASTE PREMATURO EN LOS MONTAJES DE FLOTE (Zaranda 4 - RIG NABORS X42 - CHICHIMENE 211)							

Así mismo se observa que las condiciones de los motores de las ocho zarandas son buenas, sin embargo se recomienda la lubricación de los rodamientos cada 3000 horas de trabajo continuo.

En el informe se observa que el estado de los resortes de soporte de las ocho zarandas es bueno, sin embargo, se sugiere hacer el cambio de todos los resortes y sus bases, si estos ya superan los 12 meses de trabajo continuo.

En la **Tabla 9** se observó que el estado de las cuñas de sujeción de mallas de las ocho zarandas es bueno. Se recomienda realizar un debido seguimiento para un cambio recomendado por desgaste del material en los paneles.

También se obtuvo que el estado general del marco de sujeción de las ocho zarandas es bueno. Se recomienda evitar llegar a que se genere un *By Pass* de sólidos a través de él, por lo que se requiere un cambio recomendado de los paneles por desgaste de material y de los tornillos de ajuste.

Así mismo se observa que el estado de los sellos del lecho de mallas de las ocho zarandas es bueno.

De acuerdo con las dos inspecciones se recomienda:

1. Mantener la inclinación adecuada de las *shakers* según la operación.
2. Lavar frecuentemente las mallas durante la perforación o circulación.
3. Cuando se deje de circular por un periodo prolongado de tiempo, lavar las mallas para evitar que el sólido se sequen y se adhieran a la malla ocasionando taponamiento y ruptura.
4. Verificar que ambos motores de las *shakers* siempre están encendidos.
5. Mantener el sistema AWD lubricado y en lo posible limpio y la manija en su puesto para evitar daños por vibración.
6. Cada cambio de mallas verificar que los pines de compresión no estén planos.
7. El motor vibrador está diseñado para disipar el calor a través de su carcasa, la acumulación de lodo y sólidos en su superficie impiden que esto suceda, lo que pueden ocasionar que se sobrecalienten y fallen tempranamente.
8. No lavar la caja de arranque ni la caja de conexiones de los motores directamente con la hidrolavadora.

3.4 ESTUDIO DE VIBRACIÓN

Para esta inspección se utiliza el programa “*iVibraShake*”, propiedad de Ramde Solids Control S.A.S. Este analiza las vibraciones, generando un informe completo de su análisis. Este requiere dos acelerómetros para operar, los cuales se conectan a través del adaptador de señales de vibración.³⁰

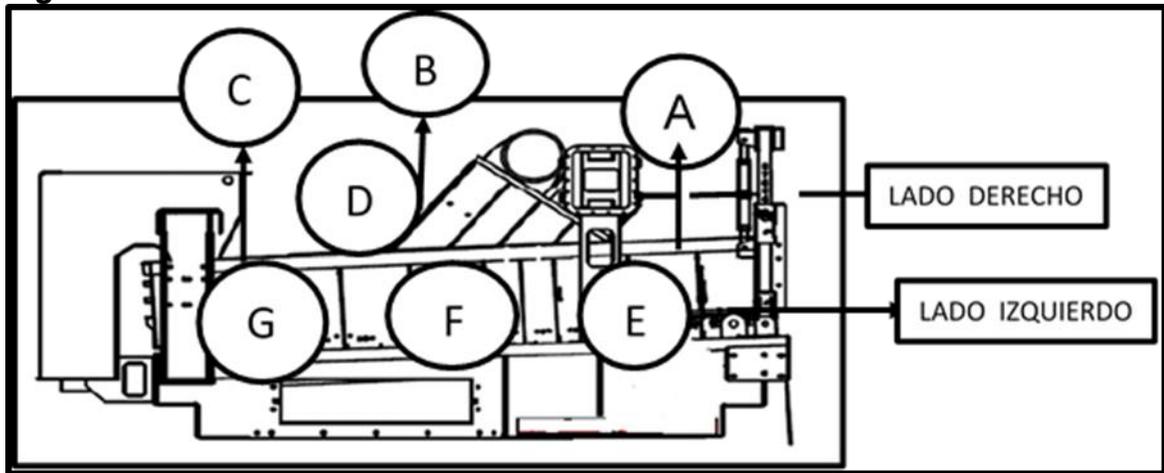
³⁰ GTI PREDECTIVE TECHNOLOGY.
<<http://www.gtipredictive.com/downloads/iVibraShaker.pdf>>

iVibraShaker. Internet:

Proporciona el tipo de movimiento de la zaranda (lineal, elíptica, circular) con una gráfica orbital, mide la fuerza G, muestra el espectro de vibración de la zaranda.

3.4.1 Análisis de vibración del Rig X38. En la **Figura 8** se muestra el esquema de las partes de las zarandas que fueron analizadas en el Rig X38 del Pozo Castilla N200. La compañía se reserva los puntos de análisis de inspección.

Figura 8. Puntos de evaluación



En la **Tabla 10** se puede observar los resultados obtenidos en el programa *iVibraShaker* evaluados en la **Figura 8**, en esta se observa que la Fuerza G de trabajo se encuentra entre el rango mínimo establecido por el fabricante de la zaranda (6.0 – 8.0 G en moción elíptica y 5.0 -7.0 G para moción lineal). El análisis de vibración arrojó que las cuatro zarandas están trabajando con moción lineal a un promedio de 6.49 G, lo cual está dentro de las especificaciones.

Aun así se recomienda el seguir buenas prácticas de operación, limpieza y mantenimiento de los equipos que se han venido impartiendo al personal del *Rig*, para prolongar la vida útil de los elementos consumibles, mejorar la eficiencia y reducir el consumo de mallas.

Tabla 10. Datos y resultados del análisis de vibración.

SHAKER		1	2	3	4
FUERZA G	A	6,73	6,57	6,97	6,52
	B	6,5	6,7	6,77	6,99
	C	6,54	6,64	6,68	6,87
	D	6,62	6,43	6,84	6,76
	E	6,2	6,3	6,13	6,12
	F	6,1	6,02	6,1	6,01
	G	6,06	6,95	6,26	6,32
	PROM	6,39	6,52	6,54	6,51

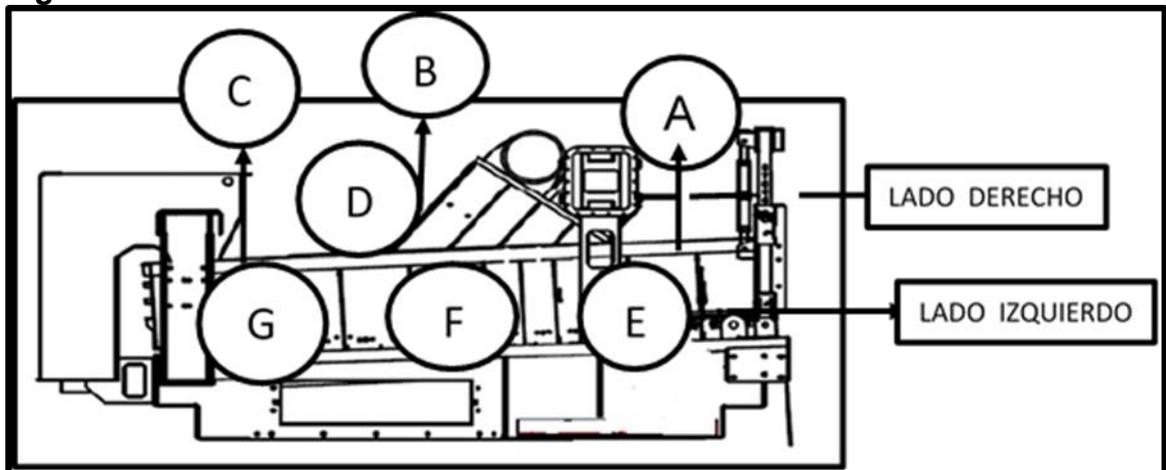
En la **Gráfica 3** se simbolizan las gráficas lineales obtenidas en la inspección realizada en cada una de las zarandas, tomado con el *iVibraShaker*. En estas se observa el desplazamiento que tienen los ripios sobre las mallas de la zaranda.

Gráfica 3. Grafica movimiento lineal de la fuerza G.



3.4.2 Análisis de vibración del Rig X42. En la **Figura 9** se muestra el esquema de las partes de las zarandas que fueron analizadas en el Rig X42 del Pozo Chichimene 211.

Figura 9. Puntos de evaluación



En la **Tabla 11** se puede observar los resultados obtenidos en el programa *iVibraShaker* evaluados en la **Figura 9**, en esta se observa que la Fuerza G de trabajo se encuentra entre el rango mínimo establecido por del fabricante de la zaranda (6.0 – 8.0 G en moción elíptica y 5.0 -7.0 G para moción lineal). El análisis de vibración arrojó que las cuatro zarandas están trabajando con moción lineal a un promedio de 6.56 G, lo cual está dentro de las especificaciones.

Tabla 11. Datos y resultados del análisis de vibración.

SHAKER		1	2	3	4
FUERZA G	A	6,06	6,92	6,2	6,04
	B	6,91	6,77	6,94	6,01
	C	6,83	6,96	6,8	6,8
	D	6,06	6,97	6,1	6,01
	E	6,57	6,51	6,62	6,6
	F	6,57	6,47	6,56	6,52
	G	6,86	6,59	6,72	6,66
	PROM	6,55	6,74	6,56	6,38

Aun así se recomienda el seguir buenas prácticas de operación, limpieza y mantenimiento de los equipos que se han venido impartiendo al personal del *Rig*, para prolongar la vida útil de los elementos consumibles, mejorar la eficiencia y reducir el consumo de mallas.

En la **Grafica 4** se simbolizan las gráficas lineales obtenidas en la inspección realizada en cada una de las zarandas, tomado con el *iVibraShaker*. En estas se observa el desplazamiento que tienen los ripsos sobre las mallas de la zaranda.

Grafica 4. Grafica movimiento lineal de la fuerza G.

GRAFICA LINEAL			
SHAKER 1	SHAKER 2	SHAKER 3	SHAKER 4
			

3.5 PRUEBAS DE CAMPO

Las siguientes son las pruebas de campo realizadas en los dos pozos de estudio, donde se describirán los procesos de las pruebas y los resultados obtenidos con estas, para determinar diferentes factores que nos ayudaron a crear la diferenciación de los dos tipos de mallas (convencionales y piramidales).

3.5.1 Pozo Castilla N200. Las siguientes son las descripciones de las pruebas realizadas en el Pozo Castilla N200, en el Rig Nabors X38.

En la **Tabla 12** se muestran las características de operación de las mallas utilizadas en el Campo Castilla, con las que iniciaron las diferentes pruebas de campo.

Tabla 12. Características de operación de las mallas utilizadas

PARÁMETRO	ZARANDA 1	ZARANDA 2	ZARANDA 3	ZARANDA 4
Tipo de malla	PMDV300	PMDV300	PMDV300	PMDV300
Fabricante	DERRICK	DERRICK	DERRICK	DERRICK
API D100 (µm)	115	115	115	115
Ángulo canasta (°)	+1	+1	+1	+1
Ancho del vertedor (in)	30	30	30	30
Profundidad del vertedero (in)	2.0	2.0	2.0	2.0
Área de la malla (ft ²)	4,76	4,76	4,76	4,76
Longitud total (in)	92	92	92	92

3.5.1.1 Distribución de caudal. En esta etapa de la evaluación se distribuyó en los equipos el caudal total utilizado para llevar a cabo la perforación de la primera fase de 12 1/2" en el Pozo N200 del Campo Castilla, el cual fue de 900 GPM, es decir el 25% de este en cada una de las zarandas, sin embargo debido al sistema de distribución manual de válvulas graduables que se tiene, se presentó dificultad.

En la **Tabla 8** se muestra las características de las mallas API 140 (usada durante las pruebas) y API 200 utilizadas durante las condiciones de operación.

Al llevar a cabo esta prueba, se comparó simultáneamente el comportamiento de los dos tipos de mallas, comprobando el área tocada por el fluido de perforación durante la operación en las cuatro zarandas. Se logró observar como el fluido de perforación alcanza dos mallas de las cuatro usadas por zaranda con mallas planas, mientras que de las cuatro mallas piramidales en las otras dos zaranda, este alcanza una malla aproximadamente. Los efectos se evidencian claramente en los sólidos obtenidos en cada uno, donde los cortes obtenidos con las mallas piramidales son mucho más secos que los obtenidos con el uso de mallas planas.

En la **Tabla 13** se muestra los resultados de las diferentes mediciones realizadas para determinar la cobertura de las mallas por fluido, estas se tomaron con una cinta métrica durante la prueba. De acuerdo con los datos, el fluido alcanza menor longitud en las mallas piramidales que en las mallas convencionales.

Tabla 13. Mediciones de la cobertura de las mallas por fluido.

MEDICIÓN	ZARANDA 1	ZARANDA 2	ZARANDA 3	ZARANDA 4
Lado izquierdo (in)	55	63	37	44
Lado derecho (in)	56	58	35	43

3.5.1.2 Prueba de retorta para cortes descartados. Se tomaron muestras de los cortes descartados casi exactamente al mismo tiempo de cada una de las zarandas. Posteriormente las muestras pasaron por una prueba de retorta de 50 ml para determinar el porcentaje de humedad en los sólidos.

En la **Tabla 14** se muestran los datos reportados por el Ingeniero de Fluidos después de llevar a cabo las pruebas de retorta.

Tabla 14. Resultados pruebas de retorta

PORCENTAJE		ZARANDA 1	ZARANDA 2	ZARANDA 3	ZARANDA 4
ENTRADA FLUIDO DE PERFORACIÓN	O	19	19	19	19
	W	79	79	79	79
	S	2	2	2	2
SALIDA FLUIDO DE PERFORACIÓN	O	20	20	20	20
	W	79	79	79	79
	S	1.6	1.5	1.5	1.5
SALIDA CORTES	O	17	18	9	13
	W	54	49	35.4	38.6
	S	4	3	5	5.4

3.5.1.3 Distribución de caudal en dos zarandas. En esta etapa de la evaluación se distribuyó el caudal total del flujo (900 GPM) primero en las dos zarandas vestidas con mallas piramidales y posteriormente se realizó lo mismo con las zarandas vestidas con mallas convencionales. Debido a la inundación en la zaranda vestida con mallas planas durante la prueba, se requirió abrir las válvulas de paso a las otras dos zarandas para continuar con la perforación.

3.5.1.4 Seguimiento de durabilidad de las mallas. Durante los siguientes tres días a las pruebas comparativas, se continuó la operación de la sección utilizando las mallas piramidales con el fin de evidenciar el desgaste; sabiendo que las zarandas que se vistieron con estas mallas estaban en la capacidad de procesar la totalidad del caudal (900 GPM), se apagaron las zarandas revestidas con las mallas planas.

Al realizar la inspección final de las mallas, se observa que se encuentran en buenas condiciones y a pesar de presentar un principio de deterioro en la capa superficial de esta, no se ve comprometida la integridad de las mismas ni requieren reparación alguna; por lo tanto el porcentaje de desgaste es menor al 5%.

Se calculó el porcentaje de daño de las mallas piramidales usadas durante la prueba, mediante la **Ecuación 1**, de acuerdo al número de secciones presentes en la malla (650).

Ecuación 1. Porcentaje de daño de las mallas PMDV300

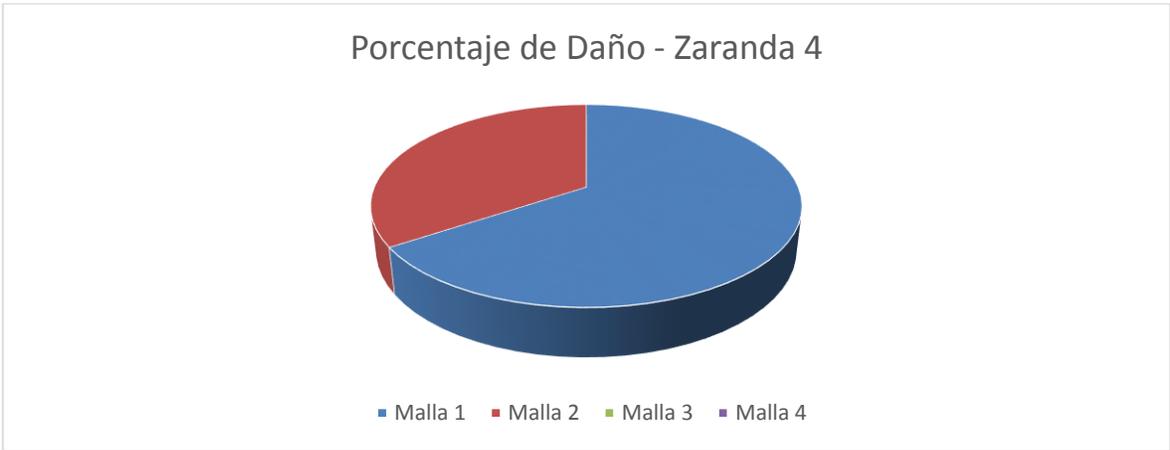
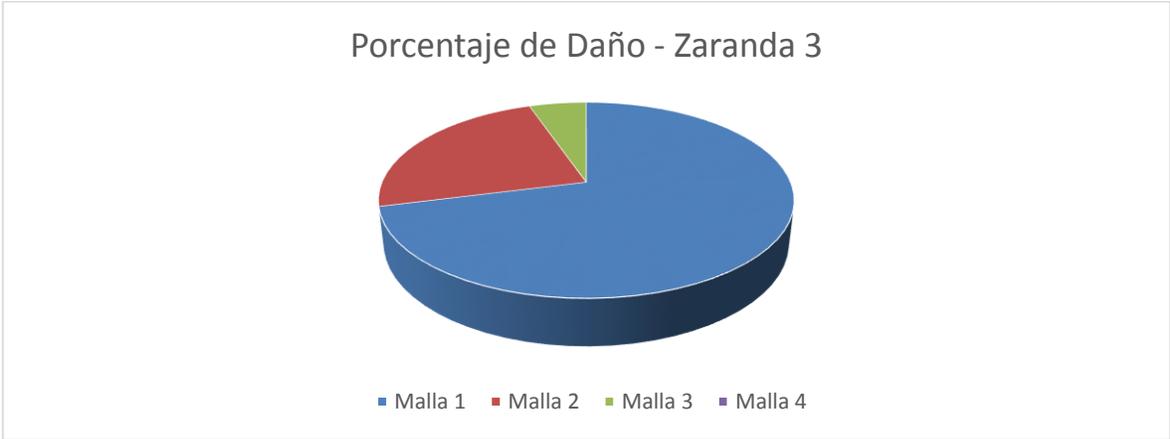
$$\% \text{ Daño} = \frac{\text{Secciones dañadas}}{650} * 100$$

Obteniendo los siguientes datos plasmados en la **Tabla 15** y **Grafica 5**.

Tabla 15. Porcentaje de daño de las mallas PMDV300 – Pozo Castilla N200

Zaranda 3		Zaranda 4	
Malla 1 4.15% Dañada	Malla 2 1.38% Dañada	Malla 1 3.54% Dañada	Malla 2 1.85% Dañada
Malla 3 0.31% Dañada	Malla 4 0% Dañada	Malla 3 0% Dañada	Malla 4 0% Dañada

Grafica 5. Porcentaje de daño de las mallas en las zarandas 3 y 4 del Pozo Castilla N200



3.5.1.5 Cantidad de mallas por un tiempo determinado. Después de los tres días de pruebas llevadas a cabo en el pozo y por elección de la operadora al ver el comportamiento de las mallas piramidales en sitio, se llevó un registro de la cantidad de mallas piramidales PMDV300 usadas durante 41 días en la perforación de diferentes secciones del pozo, con diferente API, ya explicados en la sección 3.6.1.1. En la **Tabla 16** se puede observar la cantidad de mallas utilizadas en el Pozo Castilla N200 durante 41 días de operación.

Tabla 16. Cantidad de mallas durante 41 días de operación.

FECHA	API 140	API 200
09/12/2015	10	4
10/12/2015		2
11/12/2015	2	2
24/12/2015	8	2
04/01/2015	8	2
12/01/2016	2	
Total	30	12
TOTAL		42

3.5.2 Pozo Chichimene 211. Las siguientes son las descripciones de las pruebas realizadas en el Pozo Chichimene 211, en el Rig Nabors X42, con sistema primario de control de sólidos ya explicado anteriormente.

En la **Tabla 17** se muestran las características de operación de las mallas utilizadas en el Campo Castilla, con las que iniciaron las diferentes pruebas de campo.

Tabla 17. Características de operación de las mallas utilizadas

PARÁMETRO	ZARANDA 1	ZARANDA 2	ZARANDA 3	ZARANDA 4
Tipo de malla	PMDV300	PMDV300	PMDV300	PMDV300
Fabricante	DERRICK	DERRICK	DERRICK	DERRICK
API D100 (μm)	115	115	115	115
Angulo canasta ($^{\circ}$)	+7	+7	+7	+7
Ancho del vertedor (in)	30	30	30	30
Profundidad del vertedero (in)	2.0	2.0	2.0	2.0
Área de la malla (ft^2)	4.76	4.76	4.76	4.76
Longitud total (in)	92	92	92	92

3.5.2.1 Distribución de caudal. En esta etapa de la evaluación se distribuyó en los equipos el caudal total utilizado para llevar a cabo la perforación de la primera Fase de 17 1/2" en el Pozo 211 del Campo Chichimene, el cual fue de 1100 GPM, recomendando esto por el conocimiento de las pruebas ya realizadas en el Campo Castilla donde se manejó condiciones de operación similares a este (lodo base agua), es decir el 25% de este en cada una de las zarandas, sin embargo debido al sistema de distribución manual de válvulas graduables que se tiene, se presentó dificultad.

En la **Tabla 8** se muestra las características de las mallas API 80, API 140 usadas durante la prueba), API 170 y API 200 utilizadas en los equipos durante las condiciones de operación.

Al realizar el procedimiento descrito, fue posible comparar simultáneamente el comportamiento de los dos tipos de mallas, determinando el área ocupada alcanzada por el fluido de perforación durante la operación en las cuatro zarandas según los paneles de las mallas. Se logró observar como el fluido de perforación alcanza tres mallas de las cuatro usadas por las zarandas con mallas planas, mientras que de las zarandas con mallas piramidales, este alcanza dos aproximadamente. Los efectos se evidencian claramente en los sólidos obtenidos en cada uno, donde los cortes obtenidos con las mallas piramidales son mucho más secos que los obtenidos con el uso de mallas planas.

Se realizó una capacitación a la cuadrilla sobre el manejo, instalación, operación, reparación y almacenamiento de las mallas piramidales junto con algunas recomendaciones para el mantenimiento adecuado de las zarandas, todo enfocado a aumentar la eficiencia operativa de los equipos y prolongar la vida útil de las mallas.

3.5.2.2 Prueba de retorta para cortes descartados. Se tomaron muestras de los cortes descartados casi exactamente al mismo tiempo de cada una de las zarandas. Posteriormente las muestras pasaron por una prueba de retorta de 50 ml para determinar el porcentaje de humedad en los sólidos.

En la **Tabla 18** se muestran los datos reportados por el Ingeniero de Fluidos después de llevar a cabo las pruebas de retorta.

Tabla 18. Resultados pruebas de retorta

PORCENTAJE		ZARANDA 1	ZARANDA 2	ZARANDA 3	ZARANDA 4
ENTRADA FLUIDO DE PERFORACIÓN	O	16	16	16	16
	W	74	74	74	74
	S	10	10	10	10
SALIDA FLUIDO DE PERFORACIÓN	O	16	17	16	16
	W	74	74	73	74
	S	8.6	8.6	8.6	8.6
SALIDA CORTES	O	15	15	14	11
	W	50	51	34.7	41
	S	19	21	24	24

3.5.2.3 Seguimiento de durabilidad de las mallas. Se continuó la operación de la sección utilizando únicamente las zarandas con las mallas piramidales con el fin de evidenciar el desgaste; sabiendo que las mallas estaban en la capacidad de procesar la totalidad del caudal de 1100 GPM. Se revistieron las otras dos zarandas con mallas planas a mallas piramidales, las cuales se sabían que iban a manejar tranquilamente la tasa de circulación y por decisión del *Company Man*, apagando una de las zarandas (4) para evitar el consumo operacional del equipo.

Se estuvo realizando inspección visual cada 12 horas durante dos días más de operación, encontrándose en buenas condiciones, no se observaba deterioro en ninguna sección.

Al realizar la inspección final de las mallas, se observa que se encuentran en buenas condiciones y que el área inundada no supera el 25% de la canasta (23 pulg. aprox.) de la canasta, con lo que se decide trabajar únicamente con tres equipos para evitar los gastos en los que incurre una de las zarandas del equipo primario de control de sólidos. En este momento se retiran las mallas pertenecientes a las tres primeras zarandas que fueron vestidas con este tipo de malla para verificar el porcentaje de daño obtenido en estas.

El porcentaje de daño se calcula mediante la **Ecuación 1** a pesar de presentar un principio de deterioro en la capa superficial de esta, no se ve comprometida la integridad de las mismas ni requieren reparación alguna; por lo tanto el porcentaje de desgaste es menor al 3.5%.

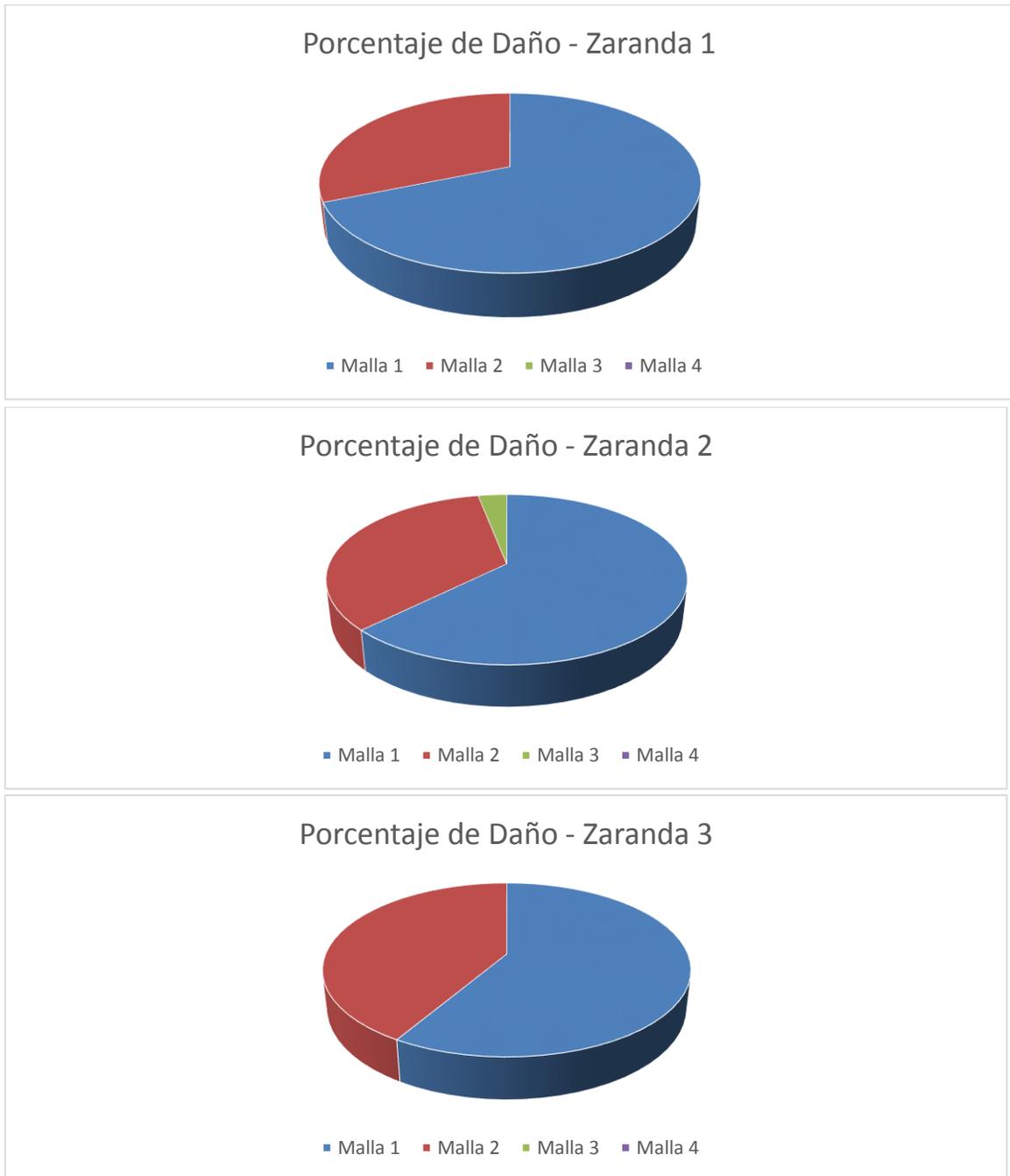
En la **Tabla 19** se evidenció el porcentaje de daño obtenido en cada una de las 4 mallas revestidas en las zarandas 1, 2 y 3. Se rotaron los paneles después de esta inspección a solicitud del *Company Man* y por recomendación del inspector de *Ramde Solids Control*, de modo que las que estaban en el lado de alimentación pasen al lado de descarga y viceversa. Las mallas que se instalan en el lado de alimentación se desgastan más rápido que las mallas que se instalan en el lado de la descarga, pues estas son las que reciben directamente el caudal del fluido de perforación y sólidos, por lo cual se realiza la rotación para que el desgaste sea uniforme.

Tabla 19. Porcentaje de daño de las mallas PMDV300 – Pozo Chichimene 211

Zaranda 1		Zaranda 2		Zaranda 3	
Malla 1 3.39%	Malla 2 1.54%	Malla 1 3.08%	Malla 2 1.69%	Malla 1 2.61%	Malla 2 1.85%
Dañada	Dañada	Dañada	Dañada	Dañada	Dañada
Malla 3 0%	Malla 4 0%	Malla 3 0.15%	Malla 4 0%	Malla 3 0%	Malla 4 0%
Dañada	Dañada	Dañada	Dañada	Dañada	Dañada

El máximo porcentaje que se permite en ser reparado en una malla es del 20%, por lo cual es posible reparar ciertas secciones, que no superen un alto porcentaje cercano a ese umbral del 20%, con Masilla Epóxica, la cual seca en dos horas y resiste altas temperaturas. En la **Grafica 6** se puede observar la comparación del porcentaje de daño en cada una de las mallas de cada zaranda.

Grafica 6. Porcentaje de daño de las mallas en las zarandas 1, 2 y 3 del Pozo Chichimene 211.



3.5.2.4 Cantidad de mallas por un tiempo determinado. Después de los dos días de pruebas llevadas a cabo en el pozo y por elección de la operadora al ver el comportamiento de las mallas piramidales en sitio, se llevó un registro de la cantidad de mallas piramidales PMDV300 usadas durante 14 días en la perforación de

diferentes secciones del pozo, con diferente API, ya explicados en la sección **3.5.2.1** en la **Tabla 20** se puede observar la cantidad de mallas utilizadas en el Pozo Castilla N200 durante 41 días de operación.

Tabla 20. Cantidad de mallas durante 41 días de operación.

FECHA	API 80	API 140	API 170	API 200
03/12/2015	16	16		6
10/12/2015			10	
17/12/2015				
Total	16	16	10	6
TOTAL		48		

4. EVALUACIÓN DE COMPARACIÓN DE LAS MALLAS PIRAMIDALES RESPECTO A LAS MALLAS CONVENCIONALES USADAS EN LOS POZOS CON BASE EN LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE CAMPO REALIZADAS PARA SU POSIBLE IMPLEMENTACIÓN

Una vez realizadas las pruebas en los dos campos, se llevaron a cabo los diferentes cálculos y análisis requeridos para evaluar y comparar el desempeño de las mallas convencionales y las mallas piramidales utilizadas en la operación de perforación de diferentes secciones en pozos distintos.

4.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS EN EL CAMPO CASTILLA

A continuación se muestran los cálculos realizados y los resultados obtenidos para cada una de las pruebas realizadas en el Pozo Castilla N200.

4.1.1 Distribución del caudal en las cuatro zarandas. Tomando promedios de los datos recopilados en la **Tabla 16** y la longitud total de las mallas, ilustrado en la **Tabla 15**, fue posible calcular el área disponible en las cuatro zarandas para el secado de los cortes, manejando 25% del caudal total (900 GPM) en cada una. Dando como resultado los porcentajes plasmados en la **Grafica 7**. La **Ecuación 2** permite realizar los cálculos mencionados.

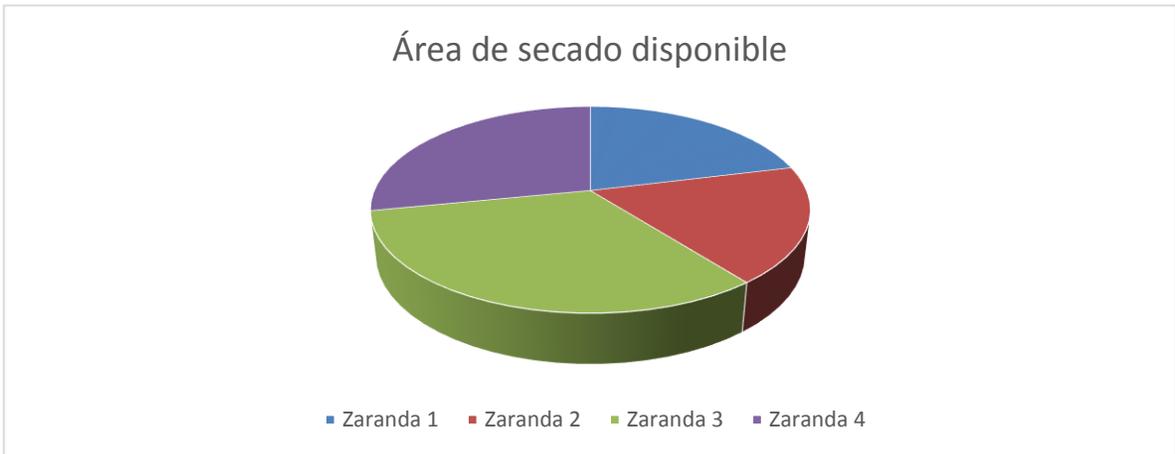
$$\text{Ecuación 2. Área de secado de los cortes}$$

$$\% \text{ Área secado} = 100\% - \left(\frac{\text{Longitud libre de fluido}}{\text{Longitud total}} * 100 \right)$$

Tabla 21. Porcentaje disponible de área de secado en cada zaranda.

	Zaranda 1	Zaranda 2	Zaranda 3	Zaranda 4
Área de secado disponible (%)	39.67%	34.24%	60.87%	52.72%

Grafica 7. Porcentaje disponible de secado de las 4 zarandas en el Pozo Castilla N200.



De acuerdo con los resultados obtenidos, en la **Tabla 21** el promedio de área de secado disponible en los equipos con mallas planas (Zaranda 1 y Zaranda 2) es de 36.96% (34 pulg.), mientras que el promedio del área de secado disponible en los equipos revestidos con mallas piramidales (Zaranda 3 y Zaranda 4) es de 56.80% (52.26 pulg.), lo que representa un 19.84% (18.26 pulg.) más de superficie con la que se permite que los cortes salgan con menos humedad.

Tomando los datos de la **Tabla 17**, fue posible calcular el porcentaje de remoción del fluido de perforación de los cortes en las muestras tomadas de cada una de las zarandas, operando al 25% del caudal total. La **Ecuación 3** permite realizar los cálculos mencionados, tomando como líquido la suma de agua (W) y aceite (O).

Ecuación 3. Remoción del fluido de perforación de los cortes.

$$\text{Remoción fluido de perforación de los cortes} = \frac{\% \text{ Líquido inicial} - \% \text{ Líquido final}}{\% \text{ Líquido inicial}} * 100$$

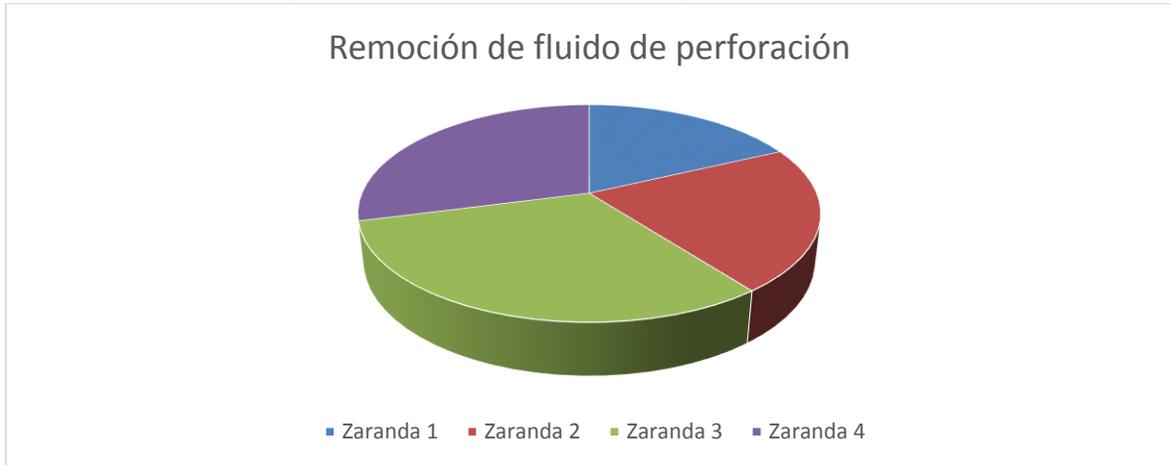
Tabla 22. Porcentaje de remoción de fluido de perforación.

	Zaranda 1	Zaranda 2	Zaranda 3	Zaranda 4
Remoción de fluido de perforación (%)	31.65%	37.98%	55.18%	51.14%

De acuerdo con los resultados obtenidos en la **Tabla 22**, el promedio de remoción de fluido de perforación de los cortes en los equipos con mallas planas (Zaranda 1 y Zaranda 2) es de 34.82%, mientras que para las zarandas 3 y zaranda 4 revestidas

con mallas piramidales se tuvo un promedio de remoción de fluido de perforación de los cortes de 53.16%, habiendo un 18.34% de diferencia entre estas dos, lo cual representa una recuperación adicional de fluido de perforación. Porcentajes de la remoción del fluido de perforación obtenidos en la **Grafica 8**.

Grafica 8. Porcentaje de remoción de fluido de perforación.



4.1.2 Distribución del caudal en dos zarandas. Para determinar el área de secado de los cortes en los cuatro equipos se tuvo en cuenta los resultados observados durante la prueba, donde las zarandas revestidas con mallas convencionales no soportaron el caudal total (50% cada zaranda) inundando los paneles, por lo cual el área libre es cero al haberse inundado. Por otro lado, las zarandas revestidas con mallas piramidales el área libre de fluido fue aproximadamente uno de los cuatro paneles en cada una, es decir el 25% (23 pulg.) de la longitud total, de acuerdo a los cálculos realizados con la **Ecuación 2**.

Ya que prácticamente se llegó al límite permitido de área libre, los 450 GPM manejados por cada una de las zarandas, es decir 112.5 GPM por cada uno de los paneles de malla piramidal. Para las mallas convencionales utilizadas es posible calcular un caudal aproximado mediante una relación de áreas utilizada de secado, partiendo de los resultados obtenidos en la sección 4.1.1, con una tasa de circulación de 225 GPM por zaranda.

Promedio de área utilizada de secado de los cortes (Mallas planas)

25%

$$\frac{36.96\%}{25\%} = 1.4784$$

$$Caudal \text{ max} = 225\text{GPM} * 1.4784 = 332.64 \text{ GPM}$$

$$\text{Caudal max} = \frac{332.64 \text{ GPM}}{4 \text{ Mallas}} = 83.16 \text{ GPM por malla}$$

Si se realiza el mismo procedimiento para las mallas piramidales.

$$\frac{\text{Promedio de área utilizada de secado de los cortes (Mallas piramidales)}}{25\%}$$

$$\frac{59.18\%}{25\%} = 2.3672$$

$$\text{Caudal max} = 225 \text{ GPM} * 2.3672 = 532.62 \text{ GPM}$$

$$\text{Caudal max} = \frac{532.62 \text{ GPM}}{4 \text{ Mallas}} = 133.16 \text{ GPM por malla}$$

De acuerdo a los valores calculados, cada una de las mallas piramidales puede procesar aproximadamente 50 GPM más que las mallas planas, esto debido a la diferencia en área efectiva.

Tomando los datos se puede saber que las mallas piramidales evidencian una mayor eficiencia en el proceso. Esto se debe a la diferencia de área efectiva entre estas, lo cual permite que haya un mejor secado de los cortes al disponer de un mayor contacto con las mallas.

Al comparar el resultado obtenido en el proceso mixto y en el proceso con tan solo las mallas piramidales, se observa que hay mayor remoción del fluido, bajo las condiciones analizadas, esto representa menos fluido de perforación perdido durante la operación.

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS EN EL CAMPO CHICHIMENE

A continuación se muestran los cálculos realizados y los resultados obtenidos para cada una de las pruebas realizadas en el Pozo Chichimene 211.

4.2.1 Distribución del caudal en las cuatro zarandas. Tomando los datos de la **Tabla 21**, fue posible calcular el porcentaje de remoción del fluido de perforación de los cortes en las muestras tomadas de cada una de las zarandas, operando al 25% del caudal total. La **Ecuación 3** permite realizar los cálculos mencionados, tomando como líquido la suma de agua (W) y aceite (O).

Tabla 23. Porcentaje de remoción de fluido de perforación.

	Zaranda 1	Zaranda 2	Zaranda 3	Zaranda 4
Remoción de fluido de perforación (%)	32.43%	31.08%	53.11%	44.59%

Grafica 9. Porcentaje de remoción de fluido de perforación.



De acuerdo a los resultados obtenidos en la **Tabla 23**, y en la **Grafica 9**, el promedio de remoción de fluido de perforación de los cortes en los equipos con mallas planas (Zaranda 1 y Zaranda 2) es de 31.76%, mientras que para las zarandas 3 y zaranda 4 revestidas con mallas piramidales se tuvo un promedio de remoción de fluido de perforación de los cortes de 48.58%, habiendo un 16.82% de diferencia entre estos dos, lo cual representa una recuperación adicional de fluido de perforación.

4.2.2 Distribución del caudal en tres zarandas. Tomando los resultados de la sección 4.2.1 donde se obtuvo un promedio de 58.33% de remoción del fluido de perforación de los cortes, a pesar de tener variaciones en la tasa de circulación, se observó un buen desempeño cuando el caudal total se distribuyó en tres de las cuatro zarandas.

4.3 COMPARACIÓN DE LAS MALLAS CONVENCIONALES Y PIRAMIDALES

En el Campo Castilla y Chichimene al finalizar las diferentes pruebas, desde el punto de vista técnico, las mallas piramidales están en total capacidad de procesar mayor cantidad de fluido debido a su mayor área efectiva que conlleva a un área mayor de secado, por lo cual se obtienen cortes menos húmedos.

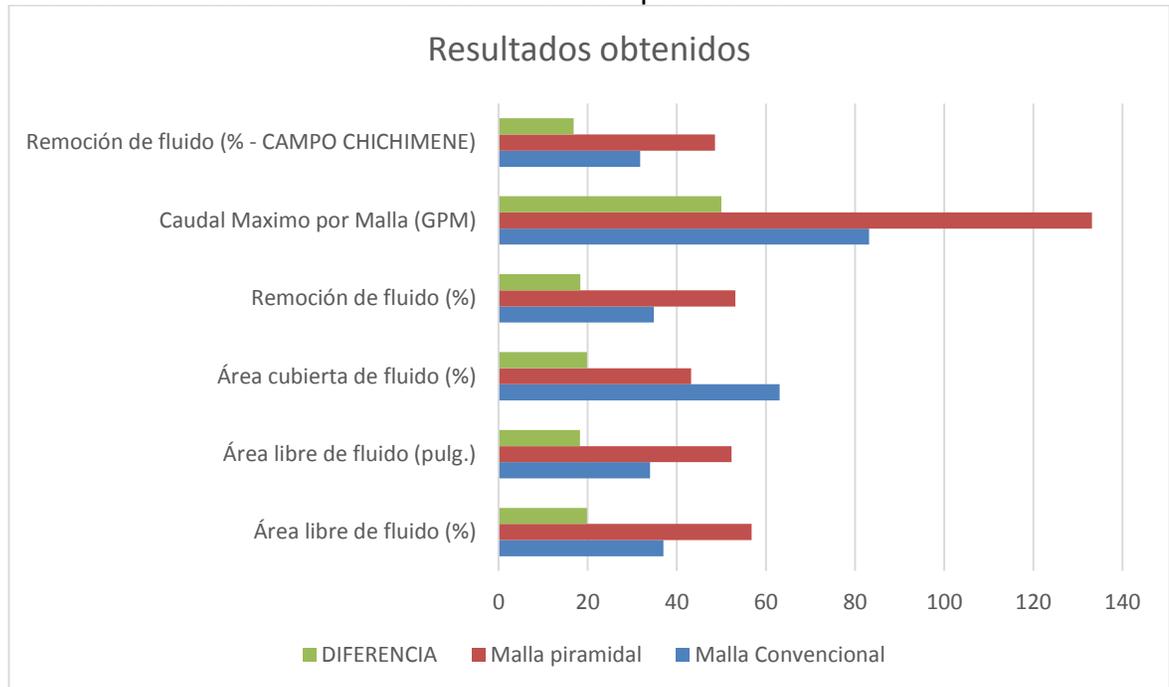
En la **Tabla 24** y **Grafica 10** se puede observar la recopilación de datos de los dos campos y la comparación de los dos tipos de mallas (convencionales y piramidales)

con la respectiva diferencia, que representa la mejora que demuestra técnicamente la conclusión observada en las mallas piramidales.

Tabla 24. Resultados obtenidos

		MALLA CONVENCIONAL	MALLA PIRAMIDAL	DIFERENCIA
CAMPO CASTILLA	Área libre de fluido (%)	36.96%	56.80%	19.84%
	Área libre de fluido (pulg.)	34	52.26	18.26
	Área cubierta de fluido (%)	63.04%	43.2%	19.84%
	Remoción de lodo (%)	34.82%	53.16%	18.34%
	Caudal máximo por malla (GPM)	83.16 GPM	133.16	50
CAMPO CHICHIMENE	% Remoción de lodo	31.76%	48.58%	16.82%

Grafica 10. Resultados obtenidos en el Campo Castilla



5. ANÁLISIS FINANCIERO

Durante la operación de perforación de un pozo, se da gran aporte de recortes de variables tamaños que son desprendidos de la formación y arrastrados por el fluido de perforación, el cual se debe mantener en buen estado retirando todos los sólidos que ha transportado, Por esta razón se han diseñados equipos que constituyen el equipo de control de sólidos, donde el más usado de estos equipos es la zaranda.

Las mallas convencionales utilizadas en dichos equipos presentan una menor capacidad de procesamiento de flujo comparadas con las de tipo piramidal, ya que estas pueden llegar a procesar un 75% más de caudal. Igualmente la inapropiada selección de mallas se ve reflejada en taponamientos y obstrucciones de estas, así como en la deficiencia en la limpieza del fluido de perforación. Todo ello ocasiona una baja eficiencia en las zarandas de los pozos de los campos Castilla y Chichimene, en la Cuenca de los Llanos Orientales, causando menor vida útil de las mallas convencionales, verificando que las mallas piramidales pueden durar tres veces más que las mallas convencionales, mayor número de zarandas y/o mallas para alcanzar la eficiencia esperada, alto volumen de agua que se tratara con los químicos correspondientes disminuyendo la humedad de los cortes en general, aumenta los costos de operación y mantenimiento, reduciendo la rentabilidad de la operación.

La evaluación técnica y financiera de las mallas piramidales en los equipos de control de sólidos de los Campos Castilla y Chichimene, busca mejorar los entornos operativos, también así reduciendo el impacto ambiental debido a los sólidos descargados. La industria petrolera tendrá un instrumento que permitirá dar soluciones que originen el progreso continuo de la operación teniendo en cuenta los beneficios técnicos y financieros.

Después de conocer y analizar técnicamente las ventajas del uso de mallas piramidales en el equipo primario de control de sólidos, con las pruebas experimentales, obtuvimos que estas logran procesar mayor cantidad de fluido y producir sólidos con menor humedad, logrando un ahorro tanto de fluido de perforación como de energía y otros factores operacionales.

Para la evaluación de la viabilidad financiera del proyecto se utilizó como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD) la tasa de interés de oportunidad (TIO) de 8% efectivo anual. En un horizonte de tiempo de seis meses, con periodos mensuales y bajo la metodología de Valor Presente Neto (VPN). El enfoque de la evaluación fue el de la empresa operadora de los campos, utilizando un análisis de los costos de inversión del proyecto.

5.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN (CAPEX)

Estos costos son aquellos que se incurren en la adquisición de activos necesarios para poner la operación en funcionamiento, así mismo los costos que se van llevando durante la operación para que esta no cese.

Se describirán dos escenarios en los que abarcaremos como “Escenario 1”, todos los costos de inversión y operación relacionados con las mallas convencionales (planas) para las pruebas realizadas en los dos Campos (Campo Castilla y Campo Chichimene). El “Escenario 2” reflejara todos los costos de inversión y operación durante las pruebas realizadas en los Campos, con las mallas piramidales, objeto de este estudio.

Se tomó 234.67 horas como valor promedio de vida útil para los dos tipos de mallas, ya que estas duran por lo menos el mismo tiempo de operación que las mallas planas, de acuerdo a las condiciones de operación que tengan. El costo del fluido de perforación y de transporte y disposición de cortes producidos se dividió equitativamente en los seis meses de análisis. El costo de la energía por mes se calculó para las 660 horas promedio que puede durar el equipo encendido. Para ninguno de los escenarios se tendrá en cuenta el personal requerido, el costo del taladro de perforación y el equipo secundario de control de sólidos, ya que este es independiente y no varía con el tipo de malla que se utilice.

El fluido de perforación utilizado en los campos es de tipo base agua, en promedio, para la perforación de un pozo en el Campo Castilla y en el Campo Chichimene se requieren 3500 BBL de fluido, durante los seis meses de operación, y su costo por barril es de USD 56,20.³¹

Por otro lado, se tomaron registros de datos de acuerdo al número de mallas utilizadas durante un lapso de tiempo determinado, donde se utilizaron, en promedio, 45 mallas, durante 27.5 días promedio de perforación, dando 660 horas de operación. Se utilizan 16 mallas, como tendido completo por pozo; el promedio de tendido por pozo es de 2.8125. Las horas promedio de uso de las mallas son de 234.67.

Adicionalmente, se tiene un costo asociado al consumo de combustible (Diésel) de los equipos, para esto se tuvo en cuenta las especificaciones de potencia de las zarandas HyperPool, las cuales utilizan dos motores cada una, y consumen 3 kW/h por motor. Se utilizó un factor de conversión generalizado de 0,02457002457 gal.

³¹ Datos proporcionados por la Compañía Operadora de los Campos Castilla y Chichimene (ECOPETROL S.A.)

Diésel/kW y un precio por galón promedio para el mes de Mayo de 2017 de USD 2,39.

5.1.1 Mallas Convencionales (Escenario 1). En este escenario se tendrá en cuenta todos los costos de inversión y operación en los Campos Castilla y Chichimene con las mallas convencionales (planas).

5.1.1.1 Costo de las mallas. Este costo involucra únicamente las mallas convencionales JMONXL165 para cada una de las zarandas utilizadas. Ya que este representa el caso que se viene manejando durante las operaciones de perforación, se tomaron los cuatro (4) equipos primarios que se requieren para procesar el fluido, cada uno de estos funciona con cuatro (4) mallas. El valor unitario es de USD 390.5. La **Ecuación 4** muestra el cálculo general.

Ecuación 4. Cálculo de inversión del proyecto
*Costo de mallas = Número de mallas * Valor unitario*

$$\text{Costo de mallas convencionales} = (4 * 4) * \text{USD } 390,5 = \text{USD } 6.248$$

5.1.1.2 Costo asociado a la operación. Son los costos que están relacionados con la operación, en este caso con la perforación de los pozos. Este costo involucra el fluido de perforación base agua utilizado y disposición final de los cortes, el costo asociado a la energía consumida por las zarandas utilizadas en el control de sólidos, y el costo de mallas durante un tiempo determinado de la operación expuesto en la sección **3.6.1.5** y **3.6.2.4**.

➤ **Costo asociado a los costos del fluido, disposición de cortes y tratamiento de Dewatering.** Son los costos relacionados al costo de cada barril de fluido necesario para llevar a cabo la operación; La disposición de los cortes en el tratamiento realizado y los costos de barril tratado para el tratamiento de *Dewatering* realizado a los cortes. Estos costos se pueden observar en la **Ecuación 5**. donde se muestra cada uno de los costos relacionados.

Ecuación 5. Cálculo de costos del fluido, disposición de cortes y tratamiento de *Dewatering*.

$$\text{Costo fluido} = \text{Número barriles} * \text{Costo por barril de fluido hecho}$$

$$\text{Costo fluido} = 3500 \text{ BBL} * \frac{\text{USD } 56,20}{\text{BBL}} = \text{USD } 196.700$$

$$\text{Costo fluido} = \frac{\text{USD } 196.700}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 32.783,33}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo disposición} = \text{Número barriles} * \text{Costo por barril tratado}$$

$$\text{Costo disposición} = 5000 \text{ BBL} * \frac{\text{USD } 5,25}{\text{BBL}} = \text{USD } 26.250$$

$$\text{Costo disposición} = \frac{\text{USD } 26.250}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 4.375}{\text{mes}}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo tratamiento Dewatering} \\ = \text{Número barriles} * \text{Costo por barril tratado en Dewatering} \end{aligned}$$

$$\text{Costo tratamiento Dewatering} = (5000 \text{ BBL} * 70\%) * \frac{\text{USD } 1,60}{\text{BBL}} = \text{USD } 5,600$$

$$\text{Costo tratamiento Dewatering} = \frac{\text{USD } 5,600}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 933,33}{\text{mes}}$$

➤ **Costo asociado a la energía utilizada.** De acuerdo a la anterior información obtenida en promedio para los campos, se calcularon los costos mencionados.

$$\text{Costo energía} = \text{Número zarandas} * \text{Potencia} * \text{Factor} * \text{Precio Diesel}$$

$$\text{Costo energía} = 4 * (2 * 3 \frac{\text{kW}}{\text{h}}) * 0,02457002457 \text{ gal. Diésel/kW} * \text{USD } 2,39$$

$$\text{Costo energía} = 1,41 \text{ USD/h}$$

$$\text{Costo energía} = 1,41 \frac{\text{USD}}{\text{h}} * 672 \frac{\text{h}}{\text{mes}} * 6 \text{ meses} = 947,52 \frac{\text{USD}}{\text{mes}} = 5685,12 \frac{\text{USD}}{6 \text{ meses}}$$

5.1.1.3 Costo por pozo. En la **Tabla 28** se tendrá relacionado el costo por pozo, con la implementación de las mallas convencionales, total, durante el periodo de tiempo de operación del pozo.

Tabla 28. Costo total por pozo con Mallas Convencionales.

DESCRIPCIÓN	USD
COSTO DE MALLAS	37.488
COSTO FLUIDO	196.700
COSTO DISPOSICIÓN	26.250
COSTO TRATAMIENTO DEWATERING	5.600
COSTO ENERGÍA	5.685,12
TOTAL COSTOS	271.723,1

5.1.2 Mallas Piramidales (Escenario 2). En este escenario se tendrá en cuenta todos los costos de inversión y operación en los Campos Castilla y Chichimene con las mallas piramidales.

La recuperación de cortes aproximados generados por pozo es de 5000 BBL, con un costo de tratamiento por cada barril de USD 3,65. El costo aproximado de tratamiento por cada barril de agua y el costo aproximado de un barril de *Dewatering*, obtenido del 70% de los barriles recuperados del fluido de perforación, es, USD 1,60 y USD 4,56, respectivamente.

De acuerdo al capítulo cuatro se determinó, en promedio, el porcentaje de reducción de humedad en cortes usando la comparación entre los dos tipos de mallas, de un 17.58%, con esto podemos determinar la recuperación de fluido de perforación en los cortes, de 615.3 BBL, con una cantidad de barriles para el proceso de *Dewatering* de 430,71 BBL.

5.1.2.1 Costo de las mallas. Este costo involucra únicamente las mallas convencionales PMDV300 para cada una de las zarandas utilizadas. Ya que este representa el caso propuesto, se tomaron los cuatro (4) equipos primarios que se requieren para procesar el fluido, cada uno de estos funciona con cuatro (4) mallas. El valor unitario es de USD 583.

$$\text{Costo de mallas piramidales} = (4 * 4) * \text{USD } 583 = \text{USD } 9.328$$

5.1.2.2 Costo asociado a la operación. De acuerdo a la anterior información obtenida en promedio para los campos, se calcularon los costos mencionados.

➤ **Costo asociado a los costos del fluido, disposición de cortes y tratamiento de *Dewatering*.** Son los costos relacionados al costo de cada barril de fluido necesario para llevar a cabo la operación; La disposición de los cortes en el tratamiento realizado y los costos de barril tratado para el tratamiento de *Dewatering* realizado a los cortes.

$$\text{Costo fluido} = \text{Número barriles} * \text{Costo por barril de fluido hecho}$$

$$\text{Costo fluido} = 3500 \text{ BBL} * \frac{\text{USD } 56,20}{\text{BBL}} = \text{USD } 196.700$$

$$\text{Costo fluido} = \frac{\text{USD } 196.700}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 32.783,33}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo fluido recuperado} = \text{Número barriles} * \text{Costo por barril de fluido hecho}$$

$$\text{Costo fluido} = 615,3 \text{ BBL} * \frac{\text{USD } 56,20}{\text{BBL}} = \text{USD } 34.579,86$$

Costo final del fluido = Costo del fluido – Costo de fluido recuperado

$$\text{Costo final del fluido} = 196.700 \text{ USD} - 34.579,86 = 162.120,3 \text{ USD}$$

$$\text{Costo fluido} = \frac{\text{USD } 34.579,66}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 5763,28}{\text{mes}}$$

*Costo disposición = Número barriles * Costo por barril tratado*

$$\text{Costo disposición} = 615,3 \text{ BBL} * \frac{\text{USD } 4,56}{\text{BBL}} = \text{USD } 2.805,77$$

$$\text{Costo disposición} = \frac{\text{USD } 2.805,77}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 467,63}{\text{mes}}$$

Costo tratamiento Dewatering

*= Número barriles * Costo por barril tratado en Dewatering*

$$\text{Costo tratamiento Dewatering} = (615,3 \text{ BBL} * 70\%) * \frac{\text{USD } 1,60}{\text{BBL}} = \text{USD } 689,14$$

$$\text{Costo tratamiento Dewatering} = \frac{\text{USD } 689,14}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 114,86}{\text{mes}}$$

*Costo tratamiento = Número barriles * Costo por barril tratado*

$$\text{Costo tratamiento} = (5000 \text{ BBL} * 17,58\%) * \frac{\text{USD } 3,65}{\text{BBL}} = \text{USD } 3208,35$$

$$\text{Costo tratamiento} = \frac{\text{USD } 3208,35}{6 \text{ meses}} = \frac{\text{USD } 534,73}{\text{mes}}$$

➤ **Costo asociado a la energía utilizada.** De acuerdo a la anterior información obtenida en promedio para los campos, se calcularon los costos mencionados.

*Costo energía = Número zarandas * Potencia * Factor * Precio Diesel*

$$\text{Costo energía} = 4 * (2 * 3 \frac{\text{kW}}{\text{h}}) * 0,02457002457 \text{ gal. Diésel/kW} * \text{USD } 2,39$$

$$\begin{aligned} \text{Costo energía} &= 1,41 \text{ USD/h} \\ \text{Costo energía} &= 1,41 \frac{\text{USD}}{\text{h}} * 672 \frac{\text{h}}{\text{mes}} = 947,52 \frac{\text{USD}}{\text{mes}} = 5685,12 \frac{\text{USD}}{6 \text{ meses}} \end{aligned}$$

5.1.2.3 Costo por pozo. En la **Tabla 26** se tendrá relacionado el costo por pozo, con la implementación de las mallas piramidales, total, durante el periodo de tiempo de operación del pozo.

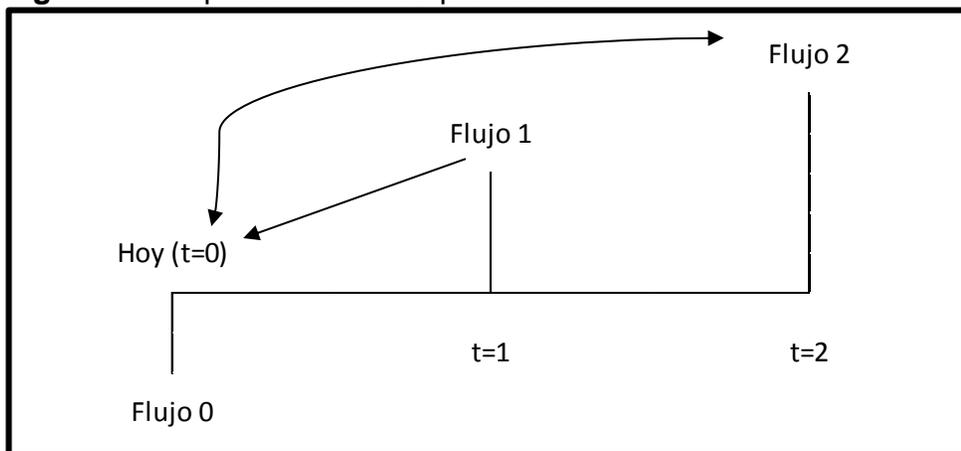
Tabla 26. Costo total por pozo con Mallas Piramidales.

DESCRIPCIÓN	USD
Costo de mallas	55.968
Costo final del fluido	162.120,3
Costo disposición	2.805,77
Costo tratamiento <i>Dewatering</i>	689.14
Costo energía	5.685,12
TOTAL COSTOS	227.268,3

5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

El Valor Presente Neto (VPN) es el resultado de traer los valores futuros, tanto positivos como negativos, relacionados con un proyecto, utilizando una tasa de descuento adecuada (i) que es la más alta que un inversionista sacrifica, todos los flujos, en la **Figura 10** se observa la representación esquemática de dicho calculo. Es el indicador de proyectos más utilizados ya que “pone en pesos de hoy tanto los

Figura 10. Representación esquemática del VPN



Fuente. Arbones, Eduardo A. Ingeniería económica. Volumen 32 de Productiva Series, 1989. p. 72. Modificada por el autor.

Ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizarlo o no”³².

³² BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005. p. 197

El VPN se puede utilizar en proyectos individuales o para la toma de decisiones al evaluar diferentes alternativas de inversión, donde se compraran los diferentes valores obtenidos y su signo. La **Ecuación 6** muestra el cálculo general para la determinación del indicador.

Ecuación 6. Calculo de Valor Presente Neto

$$VPN(i) = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

Fuente. Baca, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005. p. 197

Como se utiliza la metodología del Valor Presente Neto (VPN) su resultado se interpreta como a Dólares de hoy cuánto vale el proyecto.

Para realizar el análisis del indicador financiero se debe utilizar la Tasa Interés de Oportunidad mensual, a partir de la Tasa Interés de Oportunidad anual, para lo cual se utiliza la **Ecuación 7** para determinar su valor.

Ecuación 7. Cálculo de la tasa interés de oportunidad mensual

$$Tasa\ mensual = \sqrt[2]{(tasa\ anual + 1)} - 1$$

$$Tasa\ mensual = \sqrt[2]{(0.08 + 1)} - 1 = 0.039 = 3.9\%$$

5.2.1 Evaluación financiera en el Campo Castilla y Chichimene. Como se ha descrito en las secciones anteriores un pozo tiene un periodo promedio de perforación de seis meses, se realizó un análisis a los costos de inversión para las próximas campañas de perforación en los dos campos, objetos de este estudio.

En el cual se tendrá en cuenta el periodo, semestral, con el que se ha venido trabajando; Costo por pozo con la utilización de cada una de las mallas; El número de pozos que se perforaran en cada campo durante los periodos, descritos en la **Tabla 30.** y **Tabla 31.**; Y el valor total de los costos para la campaña con el uso de los dos tipos de mallas.

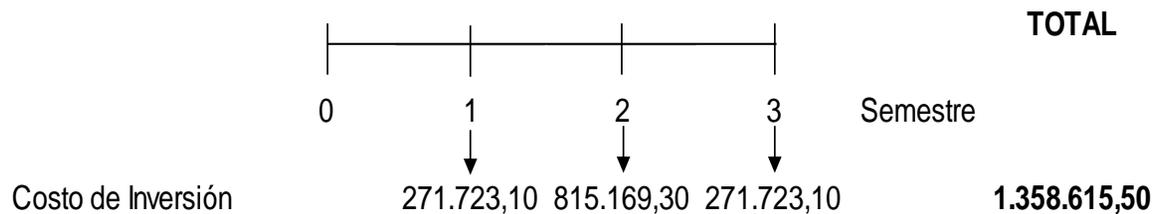
Tabla 30. Costos de Inversión con mallas convencionales

PERIODO	COSTO (USD)	# DE POZOS	TOTAL (USD)
1	271.723,1	1	271.723,1
2	271.723,1	3	815.169,3
3	271.723,1	1	271.723,1

Teniendo los costos de inversión para los próximos periodos en las campañas de perforación, podemos realizar el flujo de caja que tendría la compañía operadora en la inversión que deben realizar, únicamente para el control de sólidos, durante las

operaciones de perforación. En la **Figura 11**. Se muestra el flujo de caja para los costos de inversión con la utilización de las mallas convencionales.

Figura 11. Flujo de caja para los costos con mallas convencionales.



Se calculó el Valor Presente Neto (VPN) para el primer escenario de acuerdo a la **Ecuación 4**.

- Mallas convencionales

$$VPN_{(0,039)} = \frac{271.723,1}{(1 + 0.039)^1} + \frac{815.169,3}{(1 + 0.039)^2} + \frac{271.723,1}{(1 + 0.039)^3}$$

$$VPN_{(0,0064)} = 261.523,68 + 755.121,3 + 242.258,99$$

$$VPN_{(0,0064)} = 1.258.903,98 \text{ USD}$$

Como se mencionó anteriormente, en la **Tabla 28** se tendrán los costos de inversión en los próximos periodos en las campañas de perforación de los dos campos con la utilización de las mallas piramidales.

Tabla 28. Costos de Inversión con mallas piramidales

PERIODO	COSTO (USD)	# DE POZOS	TOTAL (USD)
1	227.268,3	1	227.268,3
2	227.268,3	3	681.804,9
3	227.268,3	1	227.268,3

Teniendo los costos de inversión para los próximos periodos en las campañas de perforación, podemos realizar el flujo de caja que tendría la compañía operadora en la inversión que deben realizar, únicamente para el control de sólidos, durante las operaciones de perforación. En la **Figura 12**. Se muestra el flujo de caja para los costos de inversión con la utilización de las mallas convencionales.

Figura 12. Flujo de caja para los costos con mallas piramidales.

	0	1	2	3	
	----- ----- ----- -----				TOTAL
		↓	↓	↓	Semestre
Costo de Inversión		227.268,30	681.804,90	227.268,30	1.136.341,50

Se calculó el Valor Presente Neto (VPN) para el segundo escenario de acuerdo a la **Ecuación 4.**

- Mallas piramidales

$$VPN_{(0.039)} = \frac{227.268,3}{(1 + 0.039)^1} + \frac{681.804,9}{(1 + 0.039)^2} + \frac{227.268,3}{(1 + 0.039)^3} +$$

$$VPN_{(0.0064)} = 218.737,54 + 631.580,95 + 202.624,62$$

$$VPN_{(0.0064)} = 1.052.943,11 \text{ USD}$$

5.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía, en la próxima campaña de perforación, es utilizar las mallas piramidales, porque le representa un ahorro a Dólares de hoy del 16.36% (USD 205.960,87), frente a las mallas convencionales. Donde las mallas piramidales tienen un costo unitario más alto, los beneficios técnicos que se observaron con su uso, demuestran que genera un costo de operación inferior al que se tiene utilizando las mallas convencionales, lo cual se evidencia con el análisis de valor presente de costo realizado.

6. CONCLUSIONES

- De acuerdo a la reseña histórica de los Campos Castilla y Chichimene y la historia de producción de ambos campos; Se analizó que desde que los campos cambiaron de administración y fueron tomados por Ecopetrol S.A., el nivel de producción de los campos creció en un 500% en los últimos 17 años, en el Campo Castilla y un 800% en el Campo Chichimene.
- Se determinó de acuerdo a la información obtenida de todos los equipos de control de sólidos, que las ventajas que representan el uso de zarandas como equipo primario de control de sólidos, pueden prevenir problemas operacionales durante la perforación y que estos mismos problemas se puede mitigar con el correcto mantenimiento de cada uno de los equipos
- Se analizó la fuerza G que presenta cada una de las zarandas del control de sólidos, en los que se realizaron los respectivos análisis de comportamiento de las mallas, tanto convencionales como piramidales; obteniendo que estos equipos se encuentran trabajando en un rango de operación (5-8 G), lo cual no afecta los resultados obtenidos en el análisis de las mallas.
- Se analizó el comportamiento, de los dos tipos de mallas, en los Campos Castilla y Chichimene, donde se obtuvo un porcentaje promedio de remoción de sólidos, del 17.58%, en las mallas piramidales sobre las mallas convencionales; lo que da una mayor ventaja de uso en estas.
- En el Campo Castilla y Chichimene al finalizar las diferentes pruebas, desde el punto de vista técnico, las mallas piramidales están en total capacidad de procesar mayor cantidad de fluido debido a su mayor área efectiva que conlleva a un área mayor de secado, por lo cual se obtienen cortes menos húmedos.
- Se determinó con base en los resultados de los análisis y de las pruebas de campo, que desde el punto de vista técnico, las mallas piramidales son mejores que las mallas convencionales, ya que su diseño les permite tratar mayor flujo de fluido y reducir aún más la humedad de los cortes descartados, reduciendo el volumen final de estos en un 17.58%.
- De acuerdo al análisis financiero, se obtuvo una representación en ahorro a Dólares de hoy del 16.36% (USD 205.960,87), en el uso de las mallas piramidales a diferencia de las mallas convencionales.

7. RECOMENDACIONES

- Determinar los procedimientos que se deben tener en cuenta para la instalación y utilización de las mallas piramidales, con el fin de garantizar su vida útil.
- Capacitar al personal a cargo del uso de las mallas piramidales en prácticas apropiadas para el manejo y manipulación de estas con el fin de garantizar óptimas condiciones de operación.
- Realizar inspección y mantenimiento preventivo al equipo primario y secundario de control de sólidos, por lo menos dos veces al año, con el fin de garantizar que se encuentran en condiciones óptimas de operación.
- Es aconsejable llevar a cabo un proceso de deshidratación de los rípios generados para disminuir la formación de lixiviados, su volumen, y por ende, los costos de transporte asociados en su disposición.
- Realizar un estudio del impacto ambiental causado con el uso de las mallas convencionales y las mallas piramidales en la industria petrolera con el fin de determinar cómo afecta o beneficia cada una de estas.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, BARRERO. Colombian Sedimentary Basins, Año 2007. Bogotá, Colombia.

_____. Estudio integral que permita calcular las reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades menores o iguales a 20° API en la Cuenca de los Llanos Orientales. Capítulo 4. Año 2006.

_____. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Cuenca de los Llanos Orientales. En internet:<<http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicaGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>>. Diciembre de 2012.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice on Drilling Fluid Processing System Evaluation. API 13C. Quinta edición, Octubre 2014.

ARBONES, Eduardo A. Ingeniería económica. Volumen 32 de Productiva Series, 1989.

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

BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá: Fondo educativo panamericano, 2005.

BARRERO, Diario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH and B&M Exploration Ltda, 2007. ISBN 978-958-98237-0-5.

DERRICK. HYPERPOOL: The Next Generation in Shale Shaker Technology. DEC Hyperpool Promo. 2012.

DERRICK. Screen Technology: API RP 13C (ISO 13501) Compliant Screens. 2015.

ECOPETROL S.A. Boletines Sala de Prensa en línea. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción, 2015.

_____. Boletines Sala de Prensa en línea. Campo Chichimene de Ecopetrol inicia 2015 con récord de producción, 2015.

GEOLOG Surface Logging. Well final report. Agosto de 2010.

GÓMEZ, José. Cuencas Sedimentarias Campos Petrolíferos y de Gas en Colombia. Universidad Industrial de Santander. Departamento de Geología. Bucaramanga, Santander. 1984.

GTI PREDECTIVE TECHNOLOGY. iVibraShaker. Internet: <<http://www.gtipreductive.com/downloads/iVibraShaker.pdf>>

HUBACH E.F. Geología petrolífera. Paris.1931.

INSITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 1998.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 1998.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

INTEGRACIÓN GEOLÓGICA DE LA DIGITALIZACIÓN Y ANÁLISIS DE NÚCLEOS. Bucaramanga: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Diciembre, 2012.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico. Union Internacional Des Sciencis Géologiques. Paris, Francia. 1968.

LEGUIZAMO, Rodrigo. Manual de Entrenamiento Básico para el Sistema de Control de Sólidos. Primera edición. Bogotá D.C, 2015.

LIDLLE, R. a., 1928. The Geology of Venezuela and Trinidad. J P MacGowan, Fort Worrh, Texas,

MI SWACO. Curso de Control de Sólidos. 2004.

NOSTEIN, F. b., c. w. Hubman, and J. W. Bowler, Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, Geol. Soc. Am., 1944.

NOV. BRAND Manufactured Replacement Screen for Derrick Equipment Company Shale Shakers. Disponible en internet: <https://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/WellSite_Services/Solids_Control/Screens/Replacement_Screens/BRANDT_Replacement_Screen_for_Derrick_Equipment_Company_Shakers.aspx>

PEREZ, G. y SALAZAR, A. Estratigrafía y facies del Grupo Guadalupe. Universidad Nacional de Colombia. Geología Colombiana. N° 107 – 85. Bogotá, 1978.

PORTA, J. Léxico Estratigráfico. Centro Nacional de Investigación Científica. Francia. 1974.

RAMDE SOLIDS CONTROL S.A.S. Disminuyendo el Impacto Ambiental: Tecnología de Mallas Piramidales. 2014.

_____. Zaranda HyperPool Inspección y Mantenimiento. 2016.

RODRÍGUEZ, Erasmo. Caracterización de unidades geológicas y geomorfológicas de Colombia: Formación Une (en línea). Citado el 7 de mayo de 2014. Disponible en internet: <<http://es.Scribd.com/doc/104941212/Formacion-Une>>

SCHAUB, H. Outline of sedimentation Maracaibo-Basain, Amer.Assoc.Petrol.Geol., Bull. Ca.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactua con el Diccionario. Disponible en internet: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>>

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

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

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

Yo **Camilo José Arango Gómez** en calidad de titular de la obra **EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA PARA LA VIABILIDAD DE LAS MALLAS PIRAMIDALES EN LAS ZARANDAS PARA EL CONTROL DE SÓLIDOS DE LOS CAMPOS CASTILLA Y CHICHIMENE PERFORADOS CON FLUIDO DE PERFORACIONES BASE AGUA**, elaborada en el año 2016, autorizo al Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifestamos conocer que:

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

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

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

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

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

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

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

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

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

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 9 días del mes de Agosto del año 2017.

EL AUTOR:

Autor
Nombres
Camilo José
Documento de identificación No
C.C. 1.098.715.007

Apellidos
Arango Gómez
Firma
