

EVALUACIÓN TÉCNICO- FINANCIERA DE LA CORRIDA DE REVESTIMIENTOS  
DE 13<sup>3/8</sup>" , 9<sup>5/8</sup>" Y 7" CON LA HERRAMIENTA CRT (REVESTIMIENTO RUNNING  
TOOL) EN EL CAMPO CASTILLA

ABEL FELIPE AMAYA LOPEZ  
ALEJANDRO AYALA PINZON

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

EVALUACIÓN TÉCNICO- FINANCIERA DE LA CORRIDA DE REVESTIMIENTOS  
DE 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub>" , 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub>" Y 7" CON LA HERRAMIENTA CRT (REVESTIMIENTO RUNNING  
TOOL) EN EL CAMPO CASTILLA

ABEL FELIPE AMAYA LOPEZ  
ALEJANDRO AYALA PINZON

Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETROLEO

ANDRES FABIAN AMAYA LOPEZ  
Director  
Ingeniero de Petróleos

JORGE ANDRES TOVAR MORENO  
Orientador  
Ingeniero de Petróleos

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

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

Jurado

---

Presidente del jurado  
Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno

Jurado

---

Jurado 1  
Ing. Iván Eduardo Peñaloza Cristancho

Jurado

---

Jurado 2  
Ing. Adriangela Romero Sánchez

Bogotá D.C., junio de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Posgrados

**Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano de la facultad de ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director del programa de Ingeniería de petróleos

**Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

*Agradezco a Dios por estar siempre a mi lado y no desampararme nunca. A mi mamá Flor Stella López (Q.F.P.D) quien fue siempre el motivo de mi ser, a mi papá y amigo Abelito, la luz de mis ojos y ahora mi razón de ser, a mis hermanos Andrés, Alex y Leidy, a mis tías Cecilia, María y Zulinda, a Santiago y Daniela, les agradezco por apoyarme siempre, por sus consejos y por siempre demostrar su preocupación por mí.*

*Felipe Amaya*

Le agradezco a Dios por estar siempre a mi lado y no desampararme nunca. A mis padres y hermanos les agradezco por apoyarme siempre, por sus consejos y por siempre demostrar su preocupación por mí. Gracias por siempre tener esas palabras de aliento para reconfortarme y por siempre hacerme saber que puedo contar con ellos. A todas las personas que estuvieron conmigo a lo largo de este proyecto, gracias, por acompañarme en un proyecto que empezó como un sueño, pero hoy es realidad.

Alejandro Ayala

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan su agradecimiento a la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA, por la formación intelectual y moral, que fue base para realizar este proyecto.

A POINTER INSTRUMENT SERVICES LTDA, por abrir sus puertas y brindar la confianza al autorizar el acceso a su información, especialmente al Ingeniero GUSTAVO RANGEL, por su acompañamiento y ayuda incondicional.

Al Ingeniero ANDRES FABIAN AMAYA LOPEZ, por toda la colaboración, paciencia y tiempo invertido en este trabajo.

Al Ingeniero JORGE ANDRES TOVAR MORENO, por su orientación, interés y compromiso para que este trabajo se desarrollara de la mejor manera posible. Sin desconocer a las muchas personas que de manera directa e indirecta brindaron su colaboración.

A todos ellos, nuestro reconocimiento y admiración.



## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCION</b>	<b>25</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>26</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA</b>	<b>27</b>
1.1 <b>HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA</b>	<b>27</b>
1.2 <b>LOCALIZACION DEL CAMPO</b>	<b>27</b>
1.3 <b>MARCO GEOLOGICO</b>	<b>28</b>
1.3.1 Columna estratigráfica generalizada	28
1.3.2 Estratigrafía	28
1.3.2.1 Basamento	28
1.3.2.2 Formación Une	28
1.3.2.3 Formación Gachetá	31
1.3.2.4 Formación Guadalupe	31
1.3.2.5 Formación Barco	31
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	32
1.3.2.7 Formación Mirador	32
1.3.2.8 Formación Carbonera	32
1.3.2.9 Formación León	33
1.3.2.10 Formación Guayabo	33
1.3.2.11 Formación Necesidad	33
1.3.3 Geología Estructural del Campo Castilla	33
1.3.4 Geología del Petróleo	34
1.3.4.1 Roca Generadora	34
1.3.4.2 Roca Reservorio	35
1.3.4.3 Migración	35
1.3.4.4 Roca Sello	35
1.3.4.5 Trampa	35
1.4 <b>HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA</b>	<b>35</b>
1.4.1 Método de Producción	36
1.4.2.1 Sistema de levantamiento	37
1.4.2 Tiempo de Producción	37
1.4.3 Número de Pozos	37
1.4.4 Producción acumulada	37
1.4.5 Propiedades petrofísicas del Campo Castilla	38
<b>2. DESCRIPCION GENERAL DE LAS CORRIDAS CONVENCIONALES DE REVESTIMIENTO</b>	<b>39</b>
2.1 <b>PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES</b>	<b>39</b>
2.2 <b>DESCRIPCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>40</b>
2.3 <b>SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>40</b>

<b>2.4</b>	<b>FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>41</b>
<b>2.5</b>	<b>FABRICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>41</b>
<b>2.6</b>	<b>CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>42</b>
2.6.1	Diámetro exterior y espesor de la pared	42
2.6.2	Peso por unidad de longitud	42
2.6.3	Grado del acero	43
2.6.4	Tipo de conexión	43
2.6.4.1	Conexiones API	44
2.6.4.2	Conexiones Premium o Patentadas	45
2.6.5	Longitud de la junta	45
<b>2.7</b>	<b>FACTORES TECNICOS Y ECONOMICOS DE LOS REVESTIMIENTOS</b>	<b>45</b>
<b>2.8</b>	<b>TIPOS DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>46</b>
2.8.1	Conductor Marino / Tubería Hincada o Pilote de Fundación	46
2.8.2	Revestimiento Conductor	47
2.8.3	Revestimiento de Superficie	47
2.8.4	Revestimiento Intermedio	47
2.8.5	Revestimiento de Producción	48
2.8.6	Camisa o “Liner”	48
2.8.6.1	Camisa o “Liner” Intermedia o Protectora	49
2.8.6.2	Camisa o “Liner” de Producción	49
2.8.6.3	Tie Back	50
<b>2.9</b>	<b>DEFINICION DEL SISTEMA TOP DRIVE</b>	<b>51</b>
<b>2.10</b>	<b>BENEFICIOS DEL SISTEMA TOP DRIVE</b>	<b>51</b>
<b>2.11</b>	<b>COMPONENTES DEL SISTEMA TOP DRIVE</b>	<b>52</b>
2.11.1	Componentes Primarios	52
2.11.2	Componentes secundarios	54
2.11.2.2	Módulo de Poder (Power Module)	55
2.11.2.3	Bucle de Servicio (Service Loop)	55
2.11.2.4	Elevadores Hidráulicos (Hydraulic Elevators)	55
2.11.2.5	Válvula ahorradora de lodo y Actuador (Mud Saver Valve and Actuator)	56
<b>2.12</b>	<b>FUNCIONAMIENTO DEL TOP DRIVE</b>	<b>57</b>
2.12.1	Funciones automatizadas	57
2.12.1.1	Inclinación de los Eslabones (Link Tilt)	57
2.12.1.2	Operación de la Llave de Contrafuerza (Grabber)	57
2.12.2	Proceso de perforación	57
2.12.3	Funciones manuales	59
<b>3.</b>	<b>EQUIPOS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES DE CORRIDA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>60</b>
<b>3.1</b>	<b>CUÑAS REVESTIMIENTO</b>	<b>60</b>
<b>3.2</b>	<b>ELEVADORES</b>	<b>61</b>
<b>3.3</b>	<b>MASTER BUSHING</b>	<b>62</b>
<b>3.4</b>	<b>LLAVE HIDRÁULICA</b>	<b>63</b>
<b>3.5</b>	<b>COLLARÍN</b>	<b>64</b>
<b>3.6</b>	<b>LLAVE DE CORREA</b>	<b>64</b>

<b>3.7</b>	<b>VÁLVULA DE LLENADO Y CIRCULACIÓN DE REVESTIMIENTO</b>	<b>65</b>
<b>3.8</b>	<b>ACCESORIOS PARA LA CORRIDA DEL REVESTIMIENTO</b>	<b>65</b>
3.8.1	Zapata guía	65
3.8.2	Zapata de llenado automático y flotante	66
3.8.3	Centralizadores	67
3.8.4	Raspadores	68
<b>4.</b>	<b>DESCRIPCION GENERAL DE LA HERRAMIENTA CASING RUNNING TOOL (CRT) EN LA CORRIDA DE REVESTIMIENTO</b>	<b>69</b>
<b>4.1</b>	<b>GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA CRT (CASING RUNNING TOOL).</b>	<b>70</b>
<b>4.2</b>	<b>CASING RUNNING TOOL (CRT).</b>	<b>71</b>
<b>4.3</b>	<b>EQUIPOS DE SUPERFICIE CASING RUNNING TOOL</b>	<b>72</b>
4.3.1	Brazos Hidráulicos Inclinables	73
4.3.2	Elevador Hidráulico	73
4.3.3	Cross-OverSubs	73
4.3.4	FPH (Fuente de Poder Hidráulico)	73
4.3.5	Equipo para la medición del Torque y numero de vueltas.	73
4.3.6	Unidad de montaje interno	73
4.3.7.1	CRTi	73
4.3.7.2	Grapas o Cuñas CRTi	73
4.3.7.3	Packer Cup	73
4.3.7.4	Guía – FAC (FILL UP AND CIRCULATION)	73
4.3.8	Unidad de montaje externo	74
4.3.8.1	CRTe	74
4.3.8.2	Grapas o Cuñas CRTe	74
4.3.8.3	Packer Cup	74
4.3.8.4	Guía – FAC (FILL UP AND CIRCULATION)	74
<b>4.4</b>	<b>CONEXIONES REVESTIMIENTO-REVESTIMIENTO</b>	<b>74</b>
4.4.1	Tipos de Conexión	74
4.4.1.1	SemiPremium	74
4.4.1.2	Premium	75
4.4.1.3	Premium Integral	75
4.4.2	Multi Lobe Torque Anillos (MLT)	75
4.4.3	Top Housing (Actuador Hidráulico)	75
<b>4.5</b>	<b>WIRELEES TORQUE TURN SYSTEM (WTTS)</b>	<b>75</b>
<b>4.6</b>	<b>VENTAJAS Y DESVENTAJAS CRT</b>	<b>76</b>
<b>4.7</b>	<b>TIEMPOS OPERACIONALES Y VENTAJA ECONÓMICA</b>	<b>76</b>
<b>5.</b>	<b>PROBLEMAS OPERACIONALES EN CORRIDAS DE CONVENCIONALES EN EL CAMPO CASTILLA</b>	<b>78</b>
<b>5.1</b>	<b>TIEMPOS NO PRODUCTIVOS (NPT'S)</b>	<b>78</b>
<b>5.2</b>	<b>PEGA DE TUBERÍA</b>	<b>78</b>
<b>5.3</b>	<b>EMPAQUETAMIENTO</b>	<b>78</b>
<b>5.4</b>	<b>PEGA GEOMÉTRICA</b>	<b>79</b>

<b>5.5</b>	<b>PEGAS DIFERENCIALES</b>	<b>80</b>
<b>5.6</b>	<b>PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN</b>	<b>80</b>
<b>6.</b>	<b>ANALISIS TECNICO DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES Y DE LA HERRAMIENTA CRT</b>	<b>82</b>
<b>6.1</b>	<b>POZO CASTILLA 230</b>	<b>82</b>
6.1.1	Generalidades pozo castilla 230	82
6.1.2	Estado mecánico pozo castilla 230	83
6.1.3	Tiempos operacionales relacionados a la herramienta convencional	85
<b>6.2</b>	<b>POZO CASTILLA 255</b>	<b>85</b>
6.2.1	Generalidades del pozo castilla 255	85
6.2.2	Estado mecánico pozo castilla 255	86
6.2.3	Tiempos operacionales relacionados a la herramienta CRT	88
<b>6.3</b>	<b>ANALISIS TIEMPOS OPERACIONALES</b>	<b>89</b>
<b>7.</b>	<b>EVALUACION FINANCIERA</b>	<b>92</b>
<b>7.1.</b>	<b>COSTOS DE INVERSION (CAPEX)</b>	<b>92</b>
<b>7.2.</b>	<b>INGRESOS</b>	<b>92</b>
<b>7.3.</b>	<b>DEFINICION ESCENARIOS A EVALUAR</b>	<b>92</b>
7.3.1.	Escenario 1	93
7.3.2.	Escenario 2	93
<b>7.4.</b>	<b>DEFINICION PARAMETROS ASOCIADOS A LA EVALUACION FINANCIERA</b>	<b>93</b>
7.4.1.	Relación Beneficio Costo (B/C)	94
7.4.2.	Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	95
<b>7.5.</b>	<b>ESCENARIO 1. HERRAMIENTAS CONVENCIONALES</b>	<b>95</b>
<b>7.6.</b>	<b>ESCENARIO 2. HERRAMIENTA CRT</b>	<b>96</b>
<b>7.7.</b>	<b>CONCLUSION FINANCIERA</b>	<b>97</b>
<b>8.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>98</b>
<b>9.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>99</b>
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>100</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización del Campo Castilla.	29
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica generalizada del Campo Castilla	30
<b>Figura 3.</b> Corte geológico Cuencas llanos Orientales	34
<b>Figura 4.</b> Fabricación de la tubería de Revestimiento	41
<b>Figura 5.</b> Pin and Box de 8 hilos rosca redonda, para casing y tubing	44
<b>Figura 6.</b> Esquema representativo de las tuberías de revestimiento	50
<b>Figura 7.</b> Panel de perforaciones	53
<b>Figura 8.</b> Panel de perforaciones	54
<b>Figura 9.</b> Elevadores Hidraulicos	56
<b>Figura 10.</b> Valvula ahorradora de Lodo	56
<b>Figura 11.</b> Cuñas Revestimiento	61
<b>Figura 12.</b> Elevadores	62
<b>Figura 13.</b> Master Bushing	63
<b>Figura 14.</b> Llave hidraulica	63
<b>Figura 15.</b> Collarin	64
<b>Figura 16.</b> Llave de correa	64
<b>Figura 17.</b> Llave de correa	65
<b>Figura 18.</b> Zapata guía y zapata flotante	66
<b>Figura 19.</b> Zapata flotadora	67
<b>Figura 20.</b> Centralizadores para Casing	68
<b>Figura 21.</b> Herramienta Casing Drive System (CDS)	69
<b>Figura 22.</b> Casing Drive System (CDS)	70
<b>Figura 23.</b> Casing Running Tool (CRT)	71
<b>Figura 24.</b> Multi Lobe Torque Anillos (MLT)	75
<b>Figura 25.</b> Empaquetamiento inducido por solidos	79
<b>Figura 26.</b> Pegas inducidas por geometría del hueco	79
<b>Figura 27.</b> Problemas de hueco por pasar la presión de fractura	80
<b>Figura 28.</b> Estado mecánico pozo castilla 230	84
<b>Figura 29.</b> Estado mecanico del pozo castilla 255	87

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Características y propiedades del yacimiento	38
<b>Tabla 2.</b> Grados de acero de la tubería de revestimiento	43
<b>Tabla 3.</b> Rangos para Tubos de Revestimiento de Acuerdo con la Norma API 5CT/ISO 11960	45
<b>Tabla 4.</b> Ventajas y desventajas CRT	76
<b>Tabla 5.</b> Tiempos perdidos durante la corrida de revestimiento	81
<b>Tabla 6.</b> Ficha técnica del pozo castilla 230	83
<b>Tabla 7.</b> Secciones perforadas del Pozo X sidetrack.	83
<b>Tabla 8.</b> Tiempos operacionales herramienta convencional	85
<b>Tabla 9.</b> Ficha técnica del pozo castilla 255.	86
<b>Tabla 10.</b> Secciones perforadas del Pozo X sidetrack.	86
<b>Tabla 11.</b> Tiempos operacionales herramienta CRT	88
<b>Tabla 12.</b> Tiempos Totales Herramientas	90
<b>Tabla 13.</b> Campaña de perforación	93
<b>Tabla 14.</b> Costos e ingresos pozo castilla 230	93
<b>Tabla 15.</b> Costos e ingresos pozo castilla 255	93
<b>Tabla 16.</b> Costos e ingresos herramientas convencionales	95
<b>Tabla 17.</b> Costos e ingresos herramienta CRT	96

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> <i>Producción Promedio de petróleo por años en el Campo Castilla</i>	38
<b>Gráfica 2.</b> <i>Tiempos totales herramientas</i>	91
<b>Gráfica 3.</b> <i>Flujo de caja herramientas convencionales</i>	95
<b>Gráfica 4.</b> <i>Flujo de caja herramientas convencionales</i>	96

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Relacion beneficio costo	94



## GLOSARIO

**ARENISCA:** roca sedimentaria detrítica, de partículas cuyo tamaño está comprendido entre 4 mm y 1/16 mm, unidos por una matriz o cemento. Estas partículas son mayoritariamente cuarzo principalmente, micas, feldespatos, óxidos y fragmentos de rocas. El color varía desde rojo a amarillo, y verdoso a blanco.


**ARCILLA:** está constituida por agregados de silicatos de aluminio, hidratados, procedentes de la descomposición de minerales de aluminio. Presenta diversas coloraciones según las impurezas que contiene, siendo blanca cuando es pura. Surge de la descomposición de rocas que contienen feldespato, originada en un proceso natural que dura decenas de miles de años.

**ANTICLINAL:** es una estructura plegada convexa hacia arriba, la cual forma arcos, y donde los estratos más antiguos se encuentran en el núcleo.

**ARRASTRE:** es la fricción entre un objeto sólido y el fluido (un líquido o gas) por el que se mueve.

**BASAMENTO:** conjunto de rocas que se sitúa bajo una cobertera sedimentaria que sirve como base de una columna geológica.

**CAMPO:** área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

**CASING DRILLING:** el sistema de perforación Casing Drilling™ integra los procesos de perforación y entubación para conformar un sistema de construcción del pozo más eficiente de acuerdo a su estado mecánico 

**CASING:** tubería de gran diámetro que se usa para revestir el pozo luego de ser perforado.

**CASING DRIVE SYSTEM:** es una herramienta la cual permite manipular el Revestimiento sin tener la presencia de personas.

**CASING RUNNING:** es revestir el pozo a medida que se está perforando.

**CABALGAMIENTO:** falla inversa de bajo ángulo (menor de 45°) en la que el bloque de techo se sitúa encima con respecto al piso.

**CEMENTACIÓN:** proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

**CONCORDANCIA:** relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infra y suprayacentes.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria clástica que consiste fundamentalmente en grava, compuesta por fragmentos redondeados con un tamaño de 4 a 64 mm. Puede estar constituido por una gran variedad de rocas ígneas, sedimentarias o metamórficas, de forma que su color es variable.

**COMPRESIBILIDAD:** efecto de la variación del volumen con respecto a la presión.

**CUENCA:** depresión donde se depositan sedimentos que comparten en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

**DISCORDANCIA:** superficie de contacto entre rocas antiguas y jóvenes, en la cual se ha presentado plegamiento, erosión o no deposición, antes de que se depositen los estratos superiores.

**EOCENO:** una división de la escala temporal geológica, es una época geológica de la Tierra, la segunda del período Paleógeno en la Era Cenozoica. Comprende el tiempo entre el final del Paleoceno (hace  $55,8 \pm 0,2$  millones de años) y el principio del Oligoceno (hace  $33,9 \pm 0,1$  millones de años).

**ESTRATIGRAFÍA:** es la rama de la Geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal; cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.

**ESTADO MECÁNICO:** representación gráfica de la forma como se encuentra completado un pozo, especificando profundidades, herramientas y equipos que este posee.

**FALLA INVERSA:** falla en la cual el techo asciende con respecto al piso y el manto de falla tiene entre 0°-45°. (Un bloque se monta sobre otro).

**FALLA NORMAL:** falla en la cual el techo desciende con respecto al piso y el plano de falla tiene un ángulo sw 45° a 90°.

**FELDESPATO:** el feldespato es un componente esencial de muchas rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas de tal modo que muchas de estas rocas se clasifican según su contenido de feldespato.

**FISIBILIDAD:** propiedad de las rocas para dividirse a lo largo de planos de debilidad en láminas delgadas.

**FORMACIÓN:** cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

**GLAUCONITA:** es un mineral del grupo de los silicatos, es de color verde con tonalidad azulada o amarillenta, tiene una densidad de 2,67 g/ cm<sup>3</sup>, una dureza de 2 y raya verde brillante.

**HIDROCARBURO:** compuesto orgánico formados por átomos de carbono e hidrógeno.

**ILLITA:** es un mineral de la clase 9 silicatos, según la clasificación de Strunz, del grupo de las micas. Es una arcilla no expansiva formada por la alteración de micas, feldspatos, etc. En condiciones alcalinas, es de color gris-blanco plateado-blanco, gris verdoso, a veces con otras tonalidades. Tiene una densidad de 2,8 g/cm<sup>3</sup>.

**LACUSTRE:** en general son sedimentos de grano fino Su medida es de 0,002 mm a 0,06 mm, predominando los limos y las arcillas. Frecuentemente se encuentran principalmente en el lecho de los lagos, que el contenido de materia orgánica puede ser muy alto, sobre todo en zonas pantanosas.

**LINER:** porción de tubería de revestimiento que no llega hasta la superficie. Generalmente cubre la parte profunda productiva del pozo y cuelga del último tubo de la tubería de revestimiento.

**LIMOLITA:** es una roca sedimentaria que tiene un tamaño de grano en el rango de limo más fino que la arenisca 0.10 mm y más grueso que arcillas 1mm.

**LITOLOGÍA:** es la parte de la Geología que trata de las rocas, principalmente de su tamaño de grano, del tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas.

**LUTITA:** roca sedimentaria detrítica, compuesta por partículas cuyo tamaño está comprendido entre 0,06 y 0,004 mm. Está constituida por minerales de arcilla, cuarzo, feldspatos y micas, depositada gradualmente en ambientes relativamente tranquilos (lagos, pantanos, llanuras de inundación y cuencas oceánicas profundas), su porosidad disminuye con la compactación (profundidad) y se caracteriza por poseer una estructura laminar.

**MATRIZ:** fracción fina de una roca que forma una masa en la que quedan englobados los cristales, granos o clastos de mayor tamaño.

**MIOCENO:** una división de la escala temporal geológica, es la cuarta época geológica de la era Cenozoica y a la primera época del periodo Neógeno. Comenzó hace 23,03 millones de años y terminó hace 5,332 millones de años.

**MULTI LOBULAR TORQUE RINGS:** es un anillo hecho en acero que tiene la capacidad de incrementar el torque en las conexiones API en perforación, permitiendo el trabajo de los revestimientos sin causar daños en las conexiones cuando son usados en huecos problemáticos donde es necesaria la rotación a través del top drive y Casing Drilling System.

**OLIGOCENO:** una división de la escala temporal geológica, es la tercera época geológica del Período Paleógeno en la Era Cenozoica. Comenzó hace  $33,9 \pm 0,1$  millones de años (ma) y finalizó hace 23,03 ma.

**PETRÓLEO:** es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. También es conocido como petróleo crudo o simplemente crudo.

**PERFORACION:** perforación es la acción y efecto de perforar (agujerear algo atravesándolo). La máquina que se utiliza para perforar se conoce como Top Drive.

**PIRITA:** es un mineral del grupo de los sulfuros cuya fórmula química es  $\text{FeS}_2$ . Tiene un 53,48% de azufre y un 46,52% de hierro, es de color amarillo latón, tiene una densidad de 4,95 a 5,10 g/cm<sup>3</sup> y es frecuente en rocas sedimentarias.

**POZO:** agujero perforado en la roca desde la superficie a efecto de explorar o para extraer aceite o gas.

**REVESTIMIENTO:** son tuberías especiales que se introducen en el hueco perforado y que luego son cementadas para lograr la protección del hueco y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie.

**ROCAS METAMÓRFICAS:** están formadas a partir de otras rocas que, sin llegar a fundirse totalmente, han estado sometidas bajo la superficie a altas presiones, altas temperaturas, o ambas, y se han transformado. El proceso llamado metamorfismo, produce fundamentalmente cambios en la mineralogía y la textura de la roca. La roca original, antes del metamorfismo, es denominada protolito.

**ROCAS SEDIMENTARIAS:** están formadas a partir de materiales acumulados sobre la superficie de la tierra, proceso denominado depositación. Los materiales consisten en productos de la meteorización y erosión, y otros materiales disponibles en la superficie de la tierra, tales como material orgánico. Estos se depositan formando capas o estratos.

**SARTA:** conjunto de tubería que ejerce una misma función.

**SILTSTONES:** limolita es un tipo de roca sedimentaria compuesta de pequeñas partículas de limo. Los diferentes minerales contribuyen al maquillaje de la roca y apariencia. Con el tiempo, una gran parte de limolitas forman parte del suelo, y se

transforman en otro tipo de roca.

**TOPE:** término geológico que designa la superficie superior de una formación, o bien los terrenos que la coronan inmediatamente.

**TORQUE:** se denomina momento de una fuerza (respecto a un punto dado) a una magnitud vectorial, obtenida como producto vectorial del vector de posición del punto de aplicación de la fuerza (con respecto al punto al cual se toma el momento) por el vector fuerza, en ese orden. También se denomina momento dinámico o sencillamente momento.

**TRAMPA:** estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas.

**TRANSGRESIÓN:** es un evento geológico por el cual las aguas del mar ocupan un terreno continental, desplazándose la línea costera tierra adentro. Estas inundaciones se pueden producir por hundimiento de la costa y/o la elevación del nivel del mar, lo que genera el depósito de sedimentos marinos sobre el territorio invadido.

**UNIDAD LITOESTRATIGRÁFICA:** cuerpo de estratos constituido por rocas sedimentarias, ígneas y metamórficas o asociaciones de estas que se caracterizan por tener una forma estratificada o tubular, ser consolidadas o no consolidadas, y seguir la ley de superposición.

**YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS:** acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca.

## LISTA DE ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
”	Pulgadas
°API	Grados API
<b>Az</b>	Azimut
<b>Bbl</b>	Barriles
<b>BHA</b>	Ensamblaje de fondo (Bottom hole assembly)
<b>BOPD</b>	Barriles de aceite por día (Barrels Oil Per Day)
<b>BRT</b>	Herramienta de liberación de broca (Bit release tool)
<b>BTC</b>	Conexión Buttress
<b>CDS</b>	Casing drive system
<b>CPN</b>	Casing profile nipple
<b>cP</b>	Centipoise
<b>Deg</b>	Grados
<b>DC</b>	Barra de perforación (Drill collar)
<b>DGS</b>	Zapata guía direccional (Directional guide shoe)
<b>DLA</b>	Drill lock assembly
<b>DP</b>	Tubería de perforación (Drill pipe)
<b>ECD</b>	Densidad de circulación equivalente (Equivalent circulating density)
<b>EOB</b>	Punto de finalización de la desviación (End of build point)
<b>EOD</b>	Punto de finalización de la verticalización (End of drop point)
<b>Ft</b>	Pie (Feet)
<b>Gal</b>	Galones
<b>GPM</b>	Galones por minuto
<b>Hrs</b>	Horas
<b>HSRT</b>	Hydraulic safety release tool
<b>HST</b>	Hydraulic setting tool
<b>HWDP</b>	Tubería de perforación pesada (Heavy weight drill pipe)
<b>ID</b>	Diámetro interno
<b>In</b>	Pulgadas (Inches)
<b>Incl</b>	Inclinación
<b>KOP</b>	Punto de inicio de la desviación (Kick off point)
<b>Lb</b>	Libras
<b>LCM</b>	Lost Circulation Material <span style="border: 1px dashed black; padding: 0 2px;">L</span> <sub>SEP</sub>
<b>MBIs</b>	Millones de barriles
<b>mD</b>	MiliDarcys
<b>MD</b>	Profundidad medida (Measured depth)
<b>MLT</b>	Anillos de torque multi-lóbulo (Multi-lobe torque)
<b>Mm</b>	Milímetros
<b>Min</b>	Minutos
<b>MWD</b>	Medición mientras se perfora (Measure while Drilling)
<b>NPT</b>	Tiempos no productivos (Non productive time)

<b>OD</b>	Diámetro externo
<b>PDC</b>	Broca de diamante policristalino (Polycrystalline diamond compact bit)
<b>POOH</b>	Sacar del hueco (Pull out of hole)
<b>Ppg</b>	Libras por galón (Pounds per gallon)
<b>Psi</b>	Libra por pulgada cuadrada (Pounds per square inch)
<b>RIH</b>	Correr en el hueco (Running in hole)
<b>ROP</b>	Tasa de penetración (Rate of penetration)
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto
<b>RSS</b>	Sistema rotativo direccional (Rotary steerable drilling)
<b>SCF</b>	Pies cúbicos en superficie (Standar Cubic Feet)
<b>STB</b>	Barriles en superficie (Standar Barrels)
<b>TD</b>	Profundidad total (Total depth)
<b>TOC</b>	Tope del cemento (Top of cement)
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera (True vertical depth)
<b>US\$</b>	Dólares Americanos

## RESUMEN

Con el objetivo de reducir los tiempos asociados a corridas de Revestimiento durante las operaciones en el Campo Castilla, Ecopetrol S.A. decidió implementar la tecnología CASING RUNNING TOOL de Pointer Instruments LTDA, con la cual se eliminan problemas operacionales causados por el uso de herramientas convencionales durante las corridas de los revestimientos.

Este proyecto consiste en la recopilación, comparación y análisis de los datos de desempeño obtenidos durante las corridas de revestimiento de 9 5/8" y 13 3/8" en el Pozo Castilla 230 con la herramienta convencional y con la herramienta CRT en el Pozo Castilla 255.

El proceso de selección de los pozos se realizó teniendo en cuenta la herramienta con la que se corrió el revestimiento y la profundidad de los pozos.

Con los datos recopilados se generó una serie de comparaciones y análisis en términos de tiempos de corrida, tiempos no productivos, tiempos planos y costos, por medio de los cuales se determinaron los aspectos positivos de la implementación de la herramienta CRT.

Finalmente se concluye sobre los resultados y se presentan una serie de recomendaciones, para su aplicación en futuros pozos del Campo Castilla.

Palabras Claves: CRT (Casing Running Tool), Revestimiento, Campo Castilla, Cuenca de los Llanos Orientales.



## INTRODUCCION

En el proceso de optimizaciones de las operaciones de perforación y completamiento de los pozos del Campo Castilla se ha optado por la aplicación de la tecnología CRT (Casing Running Tool) con el fin de acercar los tiempos reales a los tiempos propuestos técnicamente.

Identificando que las operaciones de corrida de revestimiento con herramienta convencional representan un alto porcentaje en los tiempos de operación, además de correr el riesgo de sufrir retrasos por problemas operacionales como los son pegas de tuberías, pérdidas de circulación entre otras que aumentarían considerablemente los tiempos no productivos de la campaña de perforación en el Campo Castilla.

Gracias a la tecnología de corrida de revestimiento, específicamente el CRT (Casing Running Tool) para reducir los tiempos de corrida y mitigar los riesgos propios de la operación, se decidió implementar en el Pozo Castilla 255.

El desarrollo de este proyecto se fundamenta en la necesidad expresada por Pointer Instruments Services LTDA, de evaluar el desempeño de la herramienta CRT (Casing Running Tool) en términos de tiempo, carácter de las operaciones y problemas operacionales presentados durante las corridas. A partir de una serie de comparaciones de los datos de desempeño obtenidos en el Pozo Castilla 255 contra los datos obtenidos del Pozo Castilla 230 donde se corrió convencionalmente el revestimiento.

Este proyecto brindara unos resultados que permitirán determinar de manera imparcial la eficacia y eficiencia de la tecnología CRT (Casing Running Tool) en el propósito de reducir los costos y los tiempos en las operaciones de perforación del Campo Castilla.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnica y financieramente la implementación de la herramienta CRT para la corrida de revestimientos en el Campo Castilla ubicado en el departamento del Meta.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Describir las generalidades y geología de Campo Castilla.
2. Especificar las herramientas convencionales de corrida de revestimiento que actualmente se utilizan en el Campo Castilla.
3. Describir la herramienta CRT que será implementada en la corrida de revestimientos de 13 3/8", 9 5/8" y 7" en el Campo Castilla.
4. Explicar los problemas operacionales presentados en los pozos durante las corridas de revestimientos con la herramienta convencional en el Campo Castilla.
5. Comparar la herramienta CRT con los equipos utilizados en las corridas convencionales, teniendo en cuenta los datos obtenidos en campo.
6. Evaluar financieramente el proyecto mediante el indicador costo-beneficio de la corrida de revestimientos con la herramienta CRT comparada con la corrida convencional.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se expone la descripción de las generalidades geológicas del campo castilla, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, se incluirá la historia, la localización, el marco geológico, geología del petróleo y la historia de producción del Campo.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

Hacia el año 1945 se iniciaron los trabajos de exploración en la Cuenca de los Llanos Orientales, siendo así que en el año 1969 se dio el descubrimiento del Campo Castilla por Chevron Petroleum Company en aras del contrato de concesión Cubarral, con la perforación del “Pozo Castilla 1” se obtuvo una TD de 7347 pies que determinó que era un prospecto probado, durante la delimitación del campo se perforaron los Pozos Castilla 2,3 y 4 los cuales tuvieron una profundidad de 7860, 7912 y 7789 pies respectivamente. Dichos Pozos fueron perforados durante 5 años, donde se declaró la comercialidad del Campo y dando inicio así a la etapa de producción del Campo Castilla bajo un nuevo contrato de concesión entre CHEVRON y ECOPETROL S.A, donde se extrajeron 94 millones de Barriles de crudo, correspondientes al 4% de las reservas del campo.

La explotación en el Campo Castilla por parte de la compañía Chevron Petroleum Company se dio hasta enero del año 2000, año en el cual el campo paso a ser explotado por Ecopetrol S.A

En la actualidad el Campo Castilla continúa siendo operado por Ecopetrol S.A encontrándose activos 500 pozos, produciendo cerca de 120000 barriles de petróleo por día (BOPD) y realizando actividades de perforación.<sup>1</sup>

### 1.2 LOCALIZACION DEL CAMPO

El Campo Castilla se encuentra hacia el Suroccidente de la Cuenca de los Llanos Orientales, Bloque LLA 37, en el departamento del Meta, en jurisdicción de los Municipios de Acacias y Castilla La Nueva. **(Ver Figura 1)**.

Para llegar al Campo Castilla, se toma como punto de referencia la ciudad de Bogotá D.C, saliendo por la Avenida Boyacá hacia Villavicencio por la carretera al llano, también conocida como Ruta 40, pasando por poblaciones como Chipaque, Cáqueza, Quetame y Guayabetal hasta llegar a la Ciudad de Villavicencio. Ya en la capital del departamento del Meta (Villavicencio) se debe buscar el desvío en el parque los fundadores hacia la Ruta nacional 56 hasta llegar al Municipio de

---

<sup>1</sup> Ecopetrol S.A. Generalidades Campaña De Perforación Clúster 11E. [Print (0)]: Bogotá: Ecopetrol S.A, 2014. p. 1.

Acacias, en donde se toma el desvío al oriente hasta llegar al Municipio de Castilla La Nueva y por ultimo tomar la vía al norte en donde se encuentran las veredas El Triunfo, La Esmeralda y Montebello donde se encuentra el Campo Castilla.

De la misma manera para llegar a la Ciudad de Villavicencio por ruta aérea se puede tomar un vuelo comercial desde El Aeropuerto Internacional El Dorado en la Ciudad de Bogotá hasta el Aeropuerto Vanguardia de Villavicencio, posteriormente se siguen las indicaciones dadas anteriormente.<sup>2</sup>

### 1.3 MARCO GEOLOGICO

A continuación, se muestra la columna estratigráfica generalizada y una descripción de las formaciones presentes. También se describe y nombra la estructura correspondiente al Campo Castilla y la Geología del petróleo.<sup>3</sup>

**1.3.1 Columna estratigráfica generalizada.** Se presentan secuencias de rocas presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales como se muestra en la **Figura 2**. En la columna se observan rocas desde el Jurásico hasta el Neógeno, al igual que las formaciones perforadas por los pozos del Campo Castilla.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se presenta de base a tope una breve descripción de la composición y características principales de las formaciones presentes en el Campo Castilla.

**1.3.2.1 Basamento.** Según la ANH, en el área de influencia del Campo Castilla se encuentran dos tipos de basamento: Ígneo-metamórfico, del precámbrico, de composición diorítica-sienítica y filitas-cuarzitas, las cuales se deducen ser de prolongación del Macizo de Quetame.

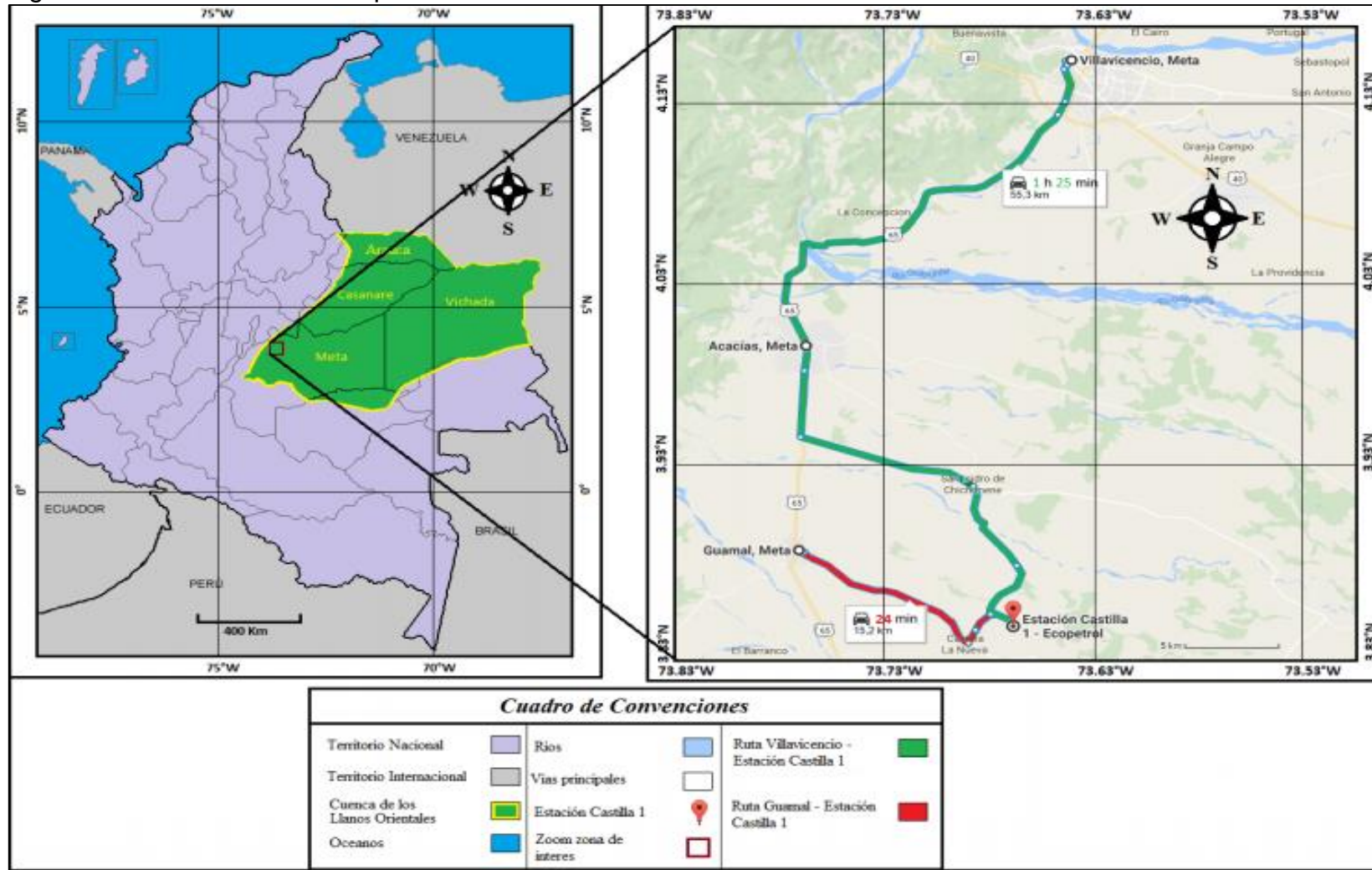
**1.3.2.2 Formación Une.** La edad de esta formación es correspondiente a Albiano-Cenomaniano. Según JULIVERT, esta formación está constituida exclusivamente de areniscas cuarzosas con pequeñas intercalaciones de lutitas y limonitas carbonosas, su espesor varío de 50 @ 350 pies en el área del Campo Castilla, en el área de Arauca varia de 300 @ 600 pies y suele llegar hasta los 650 pies en el Piedemonte Llanero. Los bancos de areniscas van separados por bancos menores y delgados de lutita endurecida. La Formación Une infrayace a la Formación Gachetá con un contacto discordante y suprayace al Basamento con un contacto concordante Neto.

---

<sup>2</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales, estudio integrado – crudos pesados, ANH. Disponible en internet. <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologia-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamiento/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnico/Campos.pdf>> [Citado diciembre 2015], p.2.

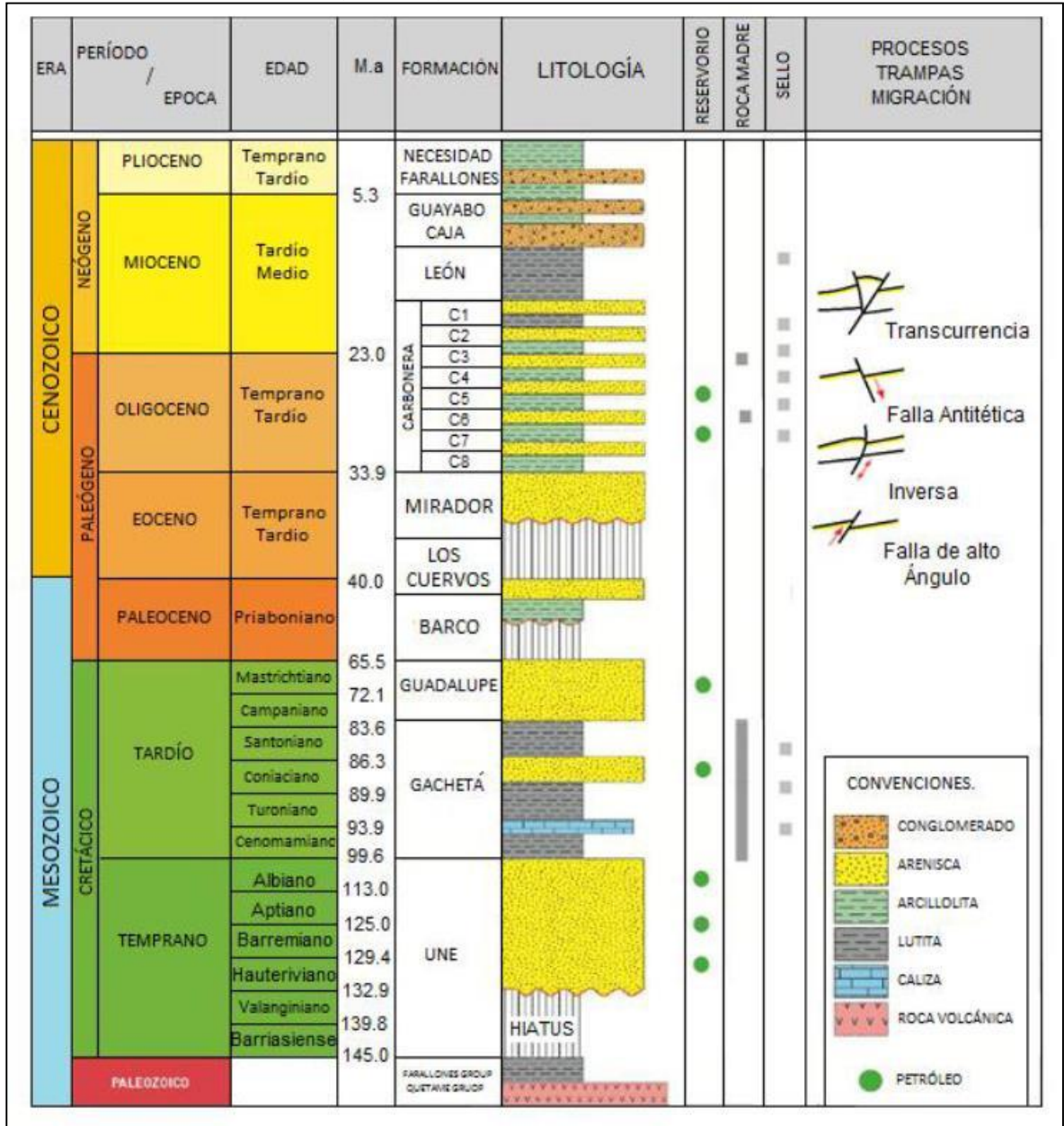
<sup>3</sup> M. Julivert. Léxico Estratigráfico. V ed. Francia, París: Comisión de Estratigrafía, 1968. p. 460-462.

Figura 1. Localización del Campo Castilla.



Fuente: GOOGLE MAPS. (tomado el 22 de Mayo 2018), Disponible en: < <https://goo.gl/maps/tpYDmL4azQ62>>; (Modificado por los autores)

**Figura 2.** Columna Estratigráfica generalizada del Campo Castilla



**Fuente:** BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; y VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology. (tomado el 22 de mayo 2018) Modificada por los autores.

**1.3.2.3 Formación Gachetá.** Según Hubach la Formación Gachetá corresponde al Cretáceo Superior, operacionalmente se referida como K1 inferior, está formada por lutitas negras y limolitas con intercalaciones de areniscas de poco espesor, tiene un espesor entre 2624 y 2952 pies, su ambiente de depositación es marino y suprayace concordantemente la Formación Une e infrayace concordantemente a la formación Guadalupe.<sup>4</sup>

**1.3.2.4 Formación Guadalupe.** La edad de esta formación corresponde al Coniaciano Superior. Un 60% está compuesta de areniscas cuarzosas, horizontales o subhorizontales. El espesor máximo observado es superior a 600 pies. En esta formación el espesor aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del Escudo Guyanés a más de 600 pies hacia el piedemonte. Es igualmente conocida operacionalmente como K1 Superior. Esta infrayace a la Formación Barco discordantemente y suprayace a la Formación Gachetá concordantemente.<sup>5</sup>

**1.3.2.5 Formación Barco.** Es conocida operacionalmente como Unidad T2, pertenece al Paleógeno. Está constituida principalmente por arenas cuarzosas de grano fino a medio y por limolitas cafés en el tope. En el Campo Castilla tienen un espesor promedio de 180 pies. Tiene un contacto discordante con la formación Guadalupe que la infrayace y un contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la suprayace. Tiene una depositación fluvial.<sup>6</sup>

---

<sup>4</sup> ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre 2012. Pg. 41. [Citado 31 enero, 2017] Modificada por los autores.

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p. 48

<sup>6</sup> PORTA Jaime. *Lexique Stratigraphique International*. Paris. 1974. p.82

**1.3.2.6 Formación Los Cuervos.** Esta formación corresponde al Paleoceno Tardío y Eoceno Temprano. La formación consta de arcillas grisáceas, arcillolitas intercaladas con limolitas micáceo-carbonosas, areniscas de grano fino y carbones. La Formación Los Cuervos descansa sobre la Formación Barco, y el contacto es concordante. En la parte superior el límite es con la Formación Mirador en contacto discordante. Para esta unidad se interpreta un ambiente deposicional marino continental/transicional.<sup>7</sup>

**1.3.2.7 Formación Mirador.** Corresponde a uno de los reservorios de hidrocarburos a lo largo de la cuenca. Pertenece al Paleógeno. Está conformado por areniscas masivas con granulometrías diferentes que decrecen de base a techo de la formación, además de cuarzo, feldespato y materia leñosa hacia la parte superior de la formación. El espesor máximo registrado ha sido en el Pozo Floreña-1 hacia el Piedemonte y es de 950 pies. El contacto con la Formación Los Cuervos es discordante y es concordante con la Formación Carbonera, la cual suprayace en la Unidad C8. El ambiente de depositación es marino somero y continental.<sup>8</sup>

**1.3.2.8 Formación Carbonera.** La edad de la formación corresponde al Eoceno Tardío – Mioceno Temprano. Está compuesta de arcillolitas grises a gris verdoso y pardas con areniscas, y algunos lechos de lignito en su parte inferior y superior. Las areniscas se presentan en capas cuyo espesor varía desde menos de 1 hasta 30 pies. Los espesores de la formación son variables en superficie; el espesor promedio es de 500 pies; tiene 8 unidades geológicas C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8. Las cuales se describirán a continuación.<sup>9</sup>

- ❖ **Unidad C8 (Unidad E4).** Se evidencia claramente que por transgresión se presentan espesores que varían desde los 50 hasta los 400 pies desde el límite oriental hasta el frente de montaña. Compuesta por arcillolitas.
- ❖ **Unidad C7 (Unidad T1).** Contiene areniscas que fueron acumuladas en ambientes deltaicos y marinos de baja profundidad. Su composición se suele dar en granos finos y medios, al igual que un color pardo. Su espesor suele variar entre los 250 y 280 pies.
- ❖ **Unidad C6 (Lutita E3).** Compuesta en su mayoría por areniscas con espesores que varían entre 100 y 600 pies, encontrándose hacia el oriente la zona más reducida en espesor.
- ❖ **Unidad C5.** Está compuesta en su mayoría por areniscas y arcillas poco consolidadas y de un tamaño de grano predominante como medio, pero en algunos sectores se suele encontrar grano grueso.

---

<sup>7</sup> Ibíd., p.333

<sup>8</sup> ANH, Op., Cit., p.49

<sup>9</sup> Ibíd., p.112.



- ❖ **Unidad C4.** Esta unidad está compuesta por areniscas, limolitas y lutitas, reportando un espesor de 700 pies.
- ❖ **Unidad C3.** Corresponde a un color gris verdoso, el cual hace notar presencia de limolitas y arcillolitas, igualmente las areniscas predominan por un color blanco. Tiene variaciones en su espesor desde los 150 a los 700 pies.
- ❖ **Unidad C2 (Lutita E).** En esta unidad se encuentra lutitas grises y limolitas con un espesor de 100 a 200 pies, se alcanza un espesor máximo de 900 pies hacia el borde Suroccidental de la cuenca.
- ❖ **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera).** Esta es el tope de la Formación Carbonera, se compone básicamente de areniscas, hacia el Occidente se aumenta el espesor hasta los 2000 pies.

**1.3.2.9 Formación León.** Se compone de capas gruesas de lutitas grises, su máximo espesor es de 2500 pies<sup>10</sup>. Corresponde a un ambiente de depositación de lagos y lagunas. Tiene contacto suprayacente e infrayacente con las Formaciones Guayabo y Carbonera.

**1.3.2.10 Formación Guayabo.** Data del periodo Neógeno, Se caracteriza por variaciones de arcillolitas grises y rojizas, las cuales suelen variar de finas a gruesas que exhiben conglomerados en su composición. Se tiene un espesor variable en la Formación de 1150 a 3100 pies. Su ambiente de depositación es fluvial marino. Mantiene un contacto discordante y suprayacente con la Formación Necesidad y concordante e infrayacente a la Formación León.<sup>11</sup>

**1.3.2.11 Formación Necesidad.** Está compuesta por una secuencia de conglomerados muy poco consolidados, intercalando con areniscas de grano fino a grueso y con poca arcillolitas. Su espesor es de 200 pies aproximadamente. La Formación Necesidad suprayace a la Formación Guayabo, los contactos superiores e inferiores son discordantes. Su ambiente de depositación es fluvial con aportes de sedimentos que provienen de la Cordillera Oriental.<sup>12</sup>

**1.3.3 Geología Estructural del Campo Castilla.** Gracias a la colisión ocurrida hace 10.5 millones de años entre Panamá y Suramérica, se generaron fallas normales y de cabalgamiento, que como resultado han generado efectos como el levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental y el Piedemonte. La estructura del Campo Castilla corresponde a un anticlinal asimétrico; se tiene una trampa

---

<sup>10</sup> PORTA, Op., Cit., p.324

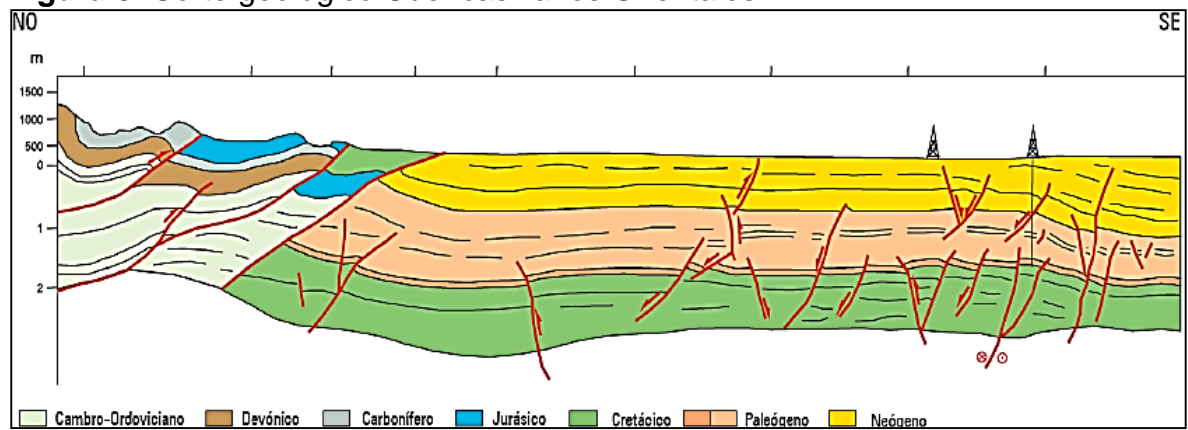
<sup>11</sup> ANH, Op., Cit., p. 52

<sup>12</sup> JULIVERT, Op., Cit., p 245

estructural lo que genera el manejo de una misma inclinación a lo largo del campo.  
13

La Cuenca de los Llanos Orientales se ha definido como “cuenca continental de tipo divergente con ciclos de sedimentación”. “La estructuración general de la cuenca, se traduce en un monoclinal a todos los niveles (Paleozoico – Cretáceo - Terciario) que corresponden a diferentes períodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario Superior”. El área de la cuenca es de 190,000 km<sup>2</sup>. “La cuenca se levanta progresivamente en dirección general Este, siendo cortada por una serie de fallas normales antitéticas con desplazamientos bajos, con direcciones N-S, NE-SW y NW-SE”

**Figura 3.** Corte geológico Cuencas Llanos Orientales



**Fuente** ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Diciembre 2007. Pag 40. [Citado 31 Abril, 2018].

**1.3.4 Geología del Petróleo.** Se describirán a continuación los componentes geológicos que relacionan al entrapamiento del petróleo en las arenas objetivo para el Campo Castilla.<sup>14</sup>

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Son lutitas negras de la Formación Gacheta, están localizadas debajo del flanco Este de la Cordillera Oriental, poseen un TOC (Carbono Orgánico Total) de 1,0 @ 3,0, Kerógeno tipo I y tipo II, con un espesor efectivo de 150 @ 300 pies.

<sup>13</sup> AGUILERA BÁEZ, Hernando y GOVEA RODRÍGUEZ, Carlos. Cuencas Sedimentarias En Colombia: Memorias. Bogotá: Ecopetrol, 1985. p. 19.

<sup>14</sup> ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Diciembre 2007. Pg. 71

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** Para el Campo Castilla se estudian las areniscas de interés, las cuales se encuentran en la Formación Carbonera en sus unidades C1, C3, C5 y C7, Mirador, Guadalupe y Une. Se presenta una porosidad promedio del 19%, una permeabilidad promedio de 1,18 mD y un espesor variable de 25 @ 45 pies.

**1.3.4.3 Migración.** Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

**1.3.4.4 Roca Sello.** El sello que corresponde al Campo Castilla pertenece a la Formación León (Sello Regional) y Carbonera. Son reconocidas cuatro unidades de la Formación Carbonera como sellos locales (C2, C4, C6 y C8). Además, han sido reconocidos sellos intraformacionales que son lutitas cretácicas presentes en las Formaciones Gachetá y Guadalupe.

**1.3.4.5 Trampa.** El entrapamiento de hidrocarburos en el Campo Castilla es de tipo estructural, y este se encuentra hacia la zona del Piedemonte Llanero. Según las actividades de exploración realizadas hasta el momento se ha decidido explotar las fallas normales, no obstante, a futuro se piensa explorar los anticlinales asociados a fallas inversas, las fallas estratigráficas y las estructuras de bajo relieve ya que pueden representar un importante objetivo.

## **1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA**

La historia de producción del campo inicia con la firma del contrato de asociación Cubarral en 1975 entre Ecopetrol S. A. y Chevron Corporation Company donde acordaron a 25 años la explotación del mismo. Este contrato empezó a ser efectivo a finales de 1976 con la perforación y puesta en producción del pozo Castilla 1.

Durante los 25 años de la vigencia del contrato de asociación se extrajeron 94.0 MBLS de crudo pesado de aproximadamente 13,7 °API. En los años de 1990 y 1995 la producción del campo se mantuvo entre los 10.0 y 20.0 KBPD promedio diario mensual, alcanzando un pico de 22.0 KBPD en 1997. Al inicio del nuevo milenio se estimaban unas reservas entre los 80 y los 100 MBLS, con un factor de recobro del 7%.

Al momento del cambio de gerencia del campo al finalizar el contrato de asociación el 30 de enero de 2001, se inició una nueva era de producción, donde Ecopetrol S. A. asumió la operación de los Campos Castilla, Castilla Este y Castilla Norte. “Entre 2000 y 2003 invirtió cerca de 50 millones de dólares en trabajos ambientales, yacimientos, ingeniería, obras civiles, perforación, materiales y compra de equipos”, con esto logró aumentar la producción de 20.0 KBPD a finales del 2000 a 32.0 KBPD en el año 2003. Dentro de estas inversiones se incluyeron como proyectos de

optimización “La perforación de 11 pozos, al mismo tiempo que se hacían trabajos de reacondicionamiento de pozos viejos con la instalación de bombeos electrosumergibles”.

En diciembre de 2005 se reportó una producción diaria de 52.0 KBPD con un corte de agua del 63%, además hacia finales de 2004 se incrementaron las reservas del campo sumando 340.0 MBLS. Con el pasar de los años y el incremento de los precios del petróleo WTI (West Texas Intermediate), Ecopetrol S. A. decide realizar amplias campañas de perforación y modernización de las instalaciones y levantamientos artificiales del campo, logrando así en el 2007 con el “boom petrolero” una producción de 75.0 KBPD. Posteriormente en el 2009 se incrementó la producción diaria a 91.0 KBPD. Durante el 2009 y el 2010 se generó el modelo estático y dinámico que a la fecha se utiliza en el campo, a través de un estudio integrado de yacimientos con la firma International Reservoir Technologies, Inc. (IRT) en donde se tomó como base los anteriores estudios. La curva histórica de producción en el Campo Castilla siempre se ha mostrado con tendencia a aumentar.

En los años recientes, la producción del campo continuó aumentando y llegó a 120.0 KBPD en el 2013. Debido a los bajos precios del petróleo WTI (West Texas Intermediate) que empezaron a desplomarse a mediados de 2014, se implementó “Un plan de optimización de costos y mejora de rendimientos operativos, acompañados de inversiones incrementales, que generaron mayores márgenes en su productividad”, gracias a esto a finales de 2015 se alcanzó un record de producción de 125.7 KBPD incorporando 17.0 KBPD con respecto a la producción del 2014. Esto ratifica que tan importante es el Campo Castilla “Como el mayor campo productor de Ecopetrol S. A. a nivel nacional, el cual aporta alrededor del 12% de la producción del país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol S.A.”.

A principios de 2016 el Campo Castilla presentó un paro del 100% de las actividades de perforación, debido a la caída de los precios del petróleo WTI (West Texas Intermediate) a los niveles más bajos en 12 años. A través de los meses siguientes el equipo de ingenieros de perforación del Campo Castilla logro obtener optimizaciones en la planeación, esto género que se diera una campaña de reactivación de perforación en mayo de 2016.<sup>15</sup>

**1.4.1 Método de Producción.** El Campo Castilla cuenta con un reservorio de aceite negro subsaturado, obteniendo un mecanismo de producción primario, el cual es empuje de agua fuerte, dado que el Campo se encuentra soportado por un acuífero regional de gran tamaño ofreciendo así la explotación del Campo y el mantenimiento de la presión estática del yacimiento. Dado el tiempo de Producción se ha bajado un poco la presión y por eso se llevó a cabo la implementación de

---

<sup>15</sup> ECOPETROL S. A., Carta petrolera Edición 110. [En línea] [Bogotá, Colombia]. [Citado el 12 de Julio de 2016]. Disponible en internet: <[http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%20110/rev\\_port.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%20110/rev_port.htm)>.

sistemas de levantamiento artificial como Bombeo Electro sumergible en algunos pozos.

**1.4.2.1 Sistema de levantamiento.** Los sistemas de levantamiento artificiales más comunes en el Campo Castilla son bombeo electro sumergible y bombeo mecánico.

**1.4.2 Tiempo de Producción.** La producción del Campo Castilla ubicado en el Departamento del Meta, inicio en el año de 1976, obteniendo 42 años de producción al año 2018.

**1.4.3 Número de Pozos.** En el Campo Castilla desde la perforación del primer pozo, se han dado varias campañas de perforación en busca de desarrollar el campo a su máximo nivel de producción. Durante los primeros tres años de su descubrimiento se perforaron cerca de diez pozos, estos en su mayoría fueron perforados en Castilla Norte. Durante el contrato de asociación Cubarral, Chevron Corporation perforó cerca de 100 pozos verticales con el objetivo de aumentar la producción del campo.

Durante los años 2004 y 2008 Ecopetrol S. A. realizó grandes campañas de perforación donde se perforaron cerca de 140 pozos de desarrollo que fueron complementados en el año 2011 con 78 pozos más. En los últimos diez años, los pozos que han sido perforados son tipo “J”, migrando desde hace dos años a pozos de menores ángulos de inclinación. En promedio los pozos son perforados a profundidades medidas (MD) de 9200 pies y profundidades verticales verdaderas (TVD) de 7000 pies. Actualmente en el Campo Castilla existen cerca de 530 pozos perforados, la mayoría de estos están destinados a producción y se han abandonado dos por su bajo índice de productividad.

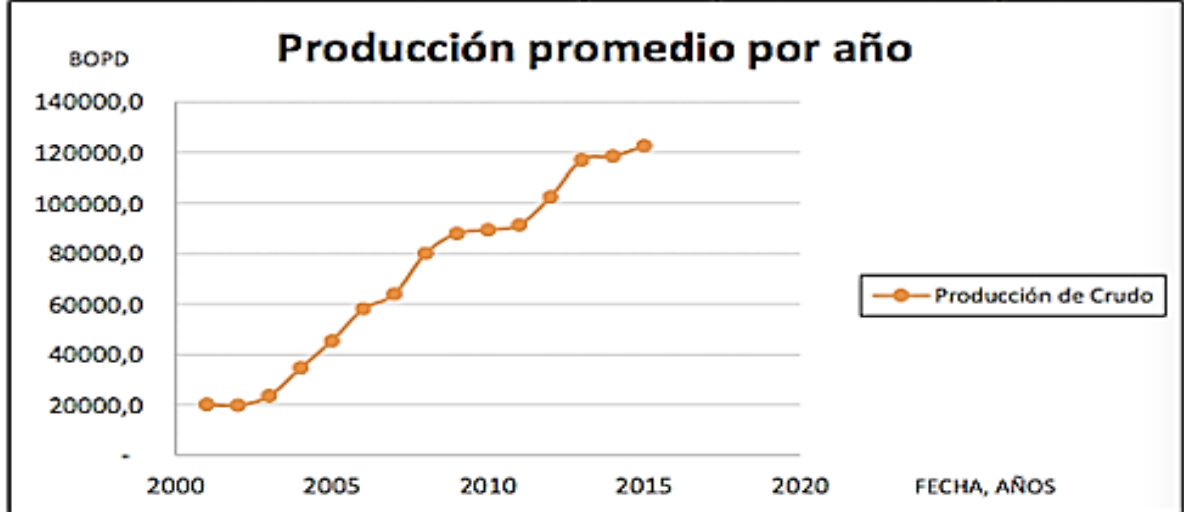
En la actualidad el Campo Castilla tiene un total de 503 pozos, de los cuales 497 pozos productores de aceite pesado, 2 abandonados y 4 inyectores.

**1.4.4 Producción acumulada.** Para el Campo Castilla se obtiene que la producción ha venido incrementando desde que Ecopetrol S.A asumió el mando del Campo, dado que hubo mayor inversión y mayor actividad exploratoria, para el año 2000 se obtuvo una producción de 21,2 KBPD, para los tres años siguientes la producción fue constante, hasta que en el año 2004 se inicia una nueva campaña de perforación, y se obtiene un incremento del 7% en la producción con respecto al año 2000. Por ultimo gracias a los trabajos de perforación la producción incremento de manera positiva, observándose que hacia el año 2016 la producción fue de 121 KBPD. A continuación, se muestra en la Gráfica 1 la producción promedio por año del Campo Castilla. <sup>16</sup>

---

<sup>16</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, HALLIBURTON-LANDMARK, Cuenca Llanos Orientales- Estudio integrado crudos pesados, Colombia 2005, p. 2.

**Gráfica 1.** Producción Promedio de petróleo por años en el Campo Castilla



**Fuente:** Disponible en <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep>

**1.4.5 Propiedades petrofísicas del Campo Castilla.** A continuación, se relaciona en la **Tabla 1**. Las propiedades petrofísicas de la unidad K2, el yacimiento produce petróleo tipo asfaltenico con gravedad API promedio de 13 @ 60 °F, con empuje de acuífero activo.

**Tabla 1.** Características y propiedades del yacimiento

PROPIEDAD	CASTILLA	UNIDADES
Tipo	Asfaltenico	No Aplica
G.O.R	40-300	SCF/STB
Factor Volumétrico Aceite	1,061	Bbl/STB
Gravedad Especifica del Gas	0,986	No Aplica
Gravedad Especifica del Petróleo	0,97	No Aplica
Gravedad API	13,7	API
Reservas	800 – 1000	MBIs
OOIP	6000 – 7000	MBIs
Viscosidad a Py	41,2	Cp
Temperatura de Yacimiento	198	°F
Presión Original de Yacimiento	2830	Psi
Presión de Burbuja	143	Psi
Porosidad	19	%
Permeabilidad	1,18	mD
Espesor Petrolífero Original	25 – 45	Pies
Índice de Productividad.	0,1 a 2	BOPD/ Pie

**Fuente:** Propiedad de los Fluidos. ECOPETROL S.

## **2. DESCRIPCION GENERAL DE LAS CORRIDAS CONVENCIONALES DE REVESTIMIENTO**

Los conceptos de perforación de pozos de petróleo y gas se han fortalecido con el tiempo y uno de los factores más importantes es la tecnología que ha aportado de manera significativa a nivel mundial en descubrimiento de mega yacimientos, en la cual la mejora en herramientas para perforar a mayores profundidades, tiempos operacionales menores y con mayor exactitud han creado progreso a la industria petrolera; así mismo centralizando este proyecto una de esas herramientas es la CRT (Casing Running Tool) la cual sirve para facilitar el proceso de perforación.

### **2.1 PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES**

En la perforación de pozos de petróleo y gas, el sistema de rotación es considerado como uno de los principios para perforar, este sistema evolucionó hasta tal punto que hoy se dispone de tecnología de punta en el top drive funcionando desde comandos en una computadora y sensores que ayudan al monitoreo en tiempo real de la perforación. Uno de los componentes para la perforación convencional es la sarta, la cual está conformada por Drill Pipe (DP), Drill Collars (DC) y Broca las cuales cumplen la función de aplicar energía hidráulica y mecánica para realizar el trabajo de perforación. En algunos casos se utiliza un motor de fondo para suministrar potencia de rotación, pero la columna de perforación es esencialmente la misma. Esta técnica se basa en ir perforando con Drill Pipe por etapas, e ir instalando una tubería de revestimiento (Casing) y finalmente se instala una tubería de producción (Tubing).

La perforación no convencional de pozos involucra el uso de conexiones tubulares de diseños innovadores, que satisfacen los requerimientos operacionales. Dependiendo del tipo de actividad, profundidad y complejidad del pozo, se elegirá el sistema a utilizarse. En el campo de la perforación hoy en día se cuenta con varias técnicas no convencionales, las más destacadas son Casing Drilling, Liner Drilling, Coiled Tubing Drilling.

Actualmente se suele utilizar revestimiento para perforar (Casing drilling), ya que este elimina la necesidad de bajar la columna de perforación convencional, que luego debe ser extraída para instalar la tubería de revestimiento. Además, mitiga los problemas de pérdida de circulación, mejora el control de pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzca problemas tales como pegas de tubería, menos viajes de tubería, más seguridad en las operaciones, mayor eficiencia y menores costos como lo es la herramienta CRT la cual optimiza tiempos operacionales y aumenta la eficiencia del proceso.<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> ORENO, op.cit. p.26.

## 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una definición para Casing es, “el principal soporte estructural de un pozo”. Son tuberías especiales y esenciales de la perforación y de la terminación de un pozo de petróleo. Consiste en una columna de tuberías de acero que se introducen en el pozo perforado, enroscándolas una a otra para formar un tubo continuo hasta que se alcance la profundidad deseada y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie. También son conocidas como: revestimientos, tubulares, casing.<sup>18</sup>

## 2.3 SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.<sup>19</sup>

Un diseño de *casing* es exitoso cuando ofrece resistencia mecánica y funcionalidad suficiente para realizar maniobras de completamiento, profundización, producción, y *workover* durante la vida útil del pozo a un costo óptimo. Los criterios generales de la selección de tubería de revestimiento son:

- ❖ Tipo de pozo (horizontal / vertical).
- ❖ Tope de cemento hasta la mitad de la tubería.
- ❖ Gradiente normal de temperatura.
- ❖ Gradiente de fractura calculado.
- ❖ Densidad y tipo de lodo de perforación.
- ❖ Trayectoria del pozo.
- ❖ Presión de poro de formación.
- ❖ Presión de fractura estimada.
- ❖ Perfil de temperatura.
- ❖ Localización de zonas permeables.
- ❖ Zonas de posibles pérdidas de circulación.
- ❖ Altura de cemento.
- ❖ Presencia de H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub> domos salinos, etc.
- ❖ Datos históricos del yacimiento.

---

<sup>18</sup> MORENO, op.cit. p.28.

<sup>19</sup> *Ibíd.*, p.28.



## 2.4 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La razón primaria por la cual el colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica. Entre las funciones más importantes de la tubería de revestimiento están<sup>20</sup>:

- ❖ Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- ❖ Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- ❖ Suministrar un control de las presiones de formación.
- ❖ Proveer una conexión segura para los equipos en la cabeza del pozo (B.O.P. = *Blow Out Preventer*) y árbol de navidad.
- ❖ Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.
- ❖ Aislar zonas de agua o de aceite mediante la presencia combinada de la tubería de revestimiento y el cemento.
- ❖ Proveer el diámetro del agujero conocido, con el fin de facilitar la corrida del equipo de prueba y completamiento del pozo.
- ❖ Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- ❖ Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

## 2.5 FABRICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento está diseñada y fabricada de acero de la más alta calidad siguiendo las especificaciones de la Norma API 5CT3 en la cual se describe que esta puede ser construida sin costura obtenida por fusión en horno como se muestra en la **Figura 4**, o con costura mediante soldadura eléctrica dependiendo del tipo de tubería, del grado y grupo al cual esta pertenezca.<sup>21</sup>

**Figura 4.** Fabricación de la tubería de Revestimiento



**Fuente:** MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. 2011.p.30.

---

<sup>20</sup> *Ibíd.*, p.28.

<sup>21</sup> *Ibíd.*, p.30.

El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las especificaciones incluidas para los revestimientos y las conexiones están las características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar las posibilidades de fallas.

## 2.6 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Se requieren muchos tamaños, tipos de conexiones y grados de tubería de revestimiento para satisfacer las diversas necesidades de la industria petrolera. Con el propósito de establecer patrones a los que se ajusten los tipos de tubería de revestimientos más usadas, el Instituto Americano del Petróleo (API) ha elaborado especificaciones para las tuberías de revestimiento.<sup>22</sup>

La tubería de revestimiento se diferencia por las siguientes características:

- ❖ Diámetro exterior y espesor de la pared.
- ❖ Peso por unidad de longitud.
- ❖ Grado del acero.
- ❖ Tipo de conexión.
- ❖ Longitud de la Junta (Rango)

A continuación, se explican las características de la tubería de revestimiento

**2.6.1 Diámetro exterior y espesor de la pared.** El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los coples, El diámetro de los coples es importante, ya que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento.

El espesor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la sarta que puede ser corrida a través de la tubería.

La tolerancia permitida en lo que se refiere a diámetro exterior y grosor de la pared de la tubería de revestimiento, es dictada por la norma API 5CT.

**2.6.2 Peso por unidad de longitud.** La tubería de revestimiento está disponible en muchos pesos para cada grado o tamaño de la misma tubería de revestimiento. A mayor espesor de la pared más pesada será la tubería de revestimiento.

---

<sup>22</sup> MORENO, op.cit. p.31.

**2.6.3 Grado del acero.** Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

La calidad de la tubería que se desea seleccionar es normada por el API, se define por una letra seguida por un número, la letra simboliza el grado de acero, y la parte numérica es la resistencia o cedencia mínima a la deformación expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (psi). Por lo tanto, una tubería de revestimiento L-80 tiene un esfuerzo de resistencia de 80.000 psi.

La carta de designación da una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibió durante su fabricación. En la **Tabla 2** se observan los diferentes grados con sus propiedades físicas de la tubería de revestimiento.

**Tabla 2.** Grados de acero de la tubería de revestimiento

Grado API	Resistencia a la Fluencia (Psi)		Mínima Resistencia a la Tensión (Psi)	Máxima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H-40	40,000	80,000	60,000	29.5
J-55	55,000	80,000	75,000	24.0
K-55	55,000	80,000	95,000	19.5
L-80	80,000	95,000	95,000	19.5
N-80	80,000	110,000	100,000	18.5
C-90	90,000	105,000	100,000	18.5
C-95	95,000	110,000	105,000	18.0
T-95	95,000	110,000	105,000	18.0
P-110	110,000	140,000	125,000	15.0
Q-125	125,000	150,000	135,000	14.0

**Fuente:** MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. 2011.p.33.

**2.6.4 Tipo de conexión.** Debido a que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen un límite de longitud es necesario unir estas tuberías para introducirlas al pozo, con la premisa de que la unión debe ser hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al que se someterá, a esta unión se le conoce como junta o conexión.

Según las recomendaciones de API, la tubería de revestimiento es roscada en cada lado y suministrada con acoples. Existen muchos tipos distintos de roscas disponibles para las diferentes aplicaciones y fuerzas. El acople es usualmente apretado con ayuda mecánica a la tubería de revestimiento al ser manufacturada.

Hoy en día existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el mercado. La selección de una conexión adecuada debe ser basada en la intención de aplicación, el desempeño requerido y el costo.

Básicamente una junta o conexión está constituida por tres elementos principales que son: un pin, una caja y la rosca. El miembro roscado externamente es llamado pin. El miembro roscado internamente es llamado caja. Existen dos clases de juntas de acuerdo a su forma de unión: Acopladas, son las que integran un tercer elemento llamado cople para realizar la unión de dos tubos. Integrales, en un extremo del tubo está el pin y en el otro la caja.<sup>23</sup> En la **Figura 5** se observa el pin y la caja de una tubería de revestimiento.

**Figura 5.** Pin and Box de 8 hilos rosca redonda, para casing y tubing



**Fuente:** MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. 2011.p.34.

Para los diferentes casos existen conexiones API y conexiones *premium* o patentadas.

**2.6.4.1 Conexiones API.** Se rigen por las especificaciones STD 5B y SPEC 5CT de API. Las especificaciones STD 5B de API cubren las roscas, es decir, los filos que se observan en los extremos de la tubería, mientras que del acoplamiento y la longitud del acoplamiento, se especifican en la SPEC 5CT de API.

Estas roscas y conexiones API para revestimientos y tuberías de producción se clasifican de acuerdo a la forma de la rosca, con variaciones que obedecen al diámetro de la tubería, el espesor de las paredes, el grado y la longitud básica de la rosca, así tenemos las siguientes:

- ❖ API LTC (Long Thread Couple).
- ❖ API STC (Short Thread Coupled).

---

<sup>23</sup> MORENO, op.cit. p.33.

❖ API Buttress o BCN.

**2.6.4.2 Conexiones Premium o Patentadas.** Son juntas para productos tubulares sobre las cuales existen derechos de propiedad y que poseen especificaciones confidenciales, generalmente asociadas a patentes.

A menudo, las conexiones patentadas suelen denominarse conexiones "*premium*". En muchas de ellas y con demasiada frecuencia, su desempeño es inferior al de las conexiones API.

Se admite que las conexiones patentadas no están cubiertas por las especificaciones API. No obstante, es razonable exigir que el diseño de una conexión patentada cumpla con los requerimientos de control de diseño para los programas de calidad.

**2.6.5 Longitud de la junta.** Representa el largo aproximado de un tubo o sección de una sarta de revestimiento, API ha especificado tres rangos entre los cuales debe encontrarse la longitud de las tuberías, en la Tabla 3 se observan los rangos para tuberías de revestimiento de acuerdo con la norma API 5CT/ISO 11960.

**Tabla 3.** Rangos para Tubos de Revestimiento de Acuerdo con la Norma API 5CT/ISO 11960

RANGO	LONGITUD	
	Pies	Metros
1	16 - 25	4.88 - 7.62
2	25 - 34	7.62 - 10.63
3	34 - 48	10.63 - 14.63

**Fuente:** MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. 2011.p.36.

La más común es de rango 3 con una longitud de junta promedio aproximada a los 40 pies.

## 2.7 FACTORES TECNICOS Y ECONOMICOS DE LOS REVESTIMIENTOS

La capacidad de la sarta seleccionada para resistir esfuerzos y cargas bajo determinadas condiciones es un factor muy importante para la seguridad y economía en la perforación y posterior producción del pozo.

La sarta de revestimiento representa un alto porcentaje de la inversión total de un pozo, por lo tanto, no se justifica pagar más por resistencia o calidad de lo que es realmente necesario.

Los factores técnicos corresponden al diámetro, peso, longitud, tipo de unión o rosca, material utilizado, condiciones de carga, naturaleza de la formación, método de fabricación, etc. La tubería debe tener una superficie lo más lisa posible, tanto en el interior, para evitar que las herramientas o equipos “corridos” en el pozo se atoren, como en el exterior, para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del hoyo; debe ser hermética, para eliminar entrada de fluido al pozo; y resistir la corrosión.<sup>24</sup>

## 2.8 TIPOS DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Todo pozo tiene una planeación y dentro de esta se encuentran diferentes diseños los cuales van de acuerdo a la ejecución en el inicio de perforación y se pueden presentar modificaciones en el desarrollo del mismo y más cuando se habla de pozos exploratorios que la información de las zonas geológicas para atravesar tienden a ser variables en distancias muy pequeñas.<sup>25</sup>

El número de sarta de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final de hoyo. Las diferentes sargas de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son:

- ❖ Conductor marino / tubería hincada o pilote de fundación.
- ❖ Revestimiento Conductor.
- ❖ Revestimiento Superficial.
- ❖ Revestimiento Intermedio.
- ❖ Revestimiento de Producción.
- ❖ Camisa o “Liner”:
- ❖ Revestimiento removible o “Tie back”
- ❖ Tubería de Producción.

**2.8.1 Conductor Marino / Tubería Hincada o Pilote de Fundación.** Es la primera sarta de revestimiento que se utiliza en la perforación con el objetivo de proteger el suelo superficial no consolidado y blando, asegurando la estabilidad de la superficie donde es colocado el equipo de perforación y guiar la sarta de perforación y las subsecuentes tuberías de revestimiento dentro del hoyo.

La profundidad de asentamiento varía entre 90' y 150', con un tamaño entre 26" y 45". Son clavados con martillos hidráulicos o vibratorios y el nombre que se le da a esta sarta está relacionado al tipo de operación que se realiza:

- ❖ Conductor marino: perforación costa afuera con preventora superficial.
- ❖ Pilote de fundación: perforación costa afuera con preventora submarina.

---

<sup>24</sup> MORENO, op.cit. p.36.

<sup>25</sup> MORENO, op.cit. p.37.

- ❖ Tubería hincada: perforación en tierra.

**2.8.2 Revestimiento Conductor.** Es la primera tubería de revestimiento, es un tubo guía de diámetro grande (16" a 30") que se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino, y es la primera tubería de revestimiento sobre la cual se montan las preventoras y las conexiones de circulación de lodo de perforación.<sup>26</sup>

Se utiliza para reforzar la sección superior del hoyo. La profundidad de asentamiento varía entre 150' y 250'. Sus principales funciones son:

- ❖ Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del pozo.
- ❖ Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
- ❖ Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- ❖ Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un B.O.P. anular.
- ❖ Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del pozo.

**2.8.3 Revestimiento de Superficie.** Es la tubería de revestimiento de diámetro inmediato inferior (20" a 9 5/8"), esta proporciona una completa protección durante la perforación, su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma que aisle acuíferos someros, así como zonas de pérdida de circulación en especial en pozos desviados, donde la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección de crecimiento de ángulo para prevenir derrumbes de la formación<sup>27</sup>.

La profundidad de asentamiento varía entre 100' y 3000' (o más) dependiendo de la profundidad final y diseño del completamiento del pozo. Entre sus funciones más importantes están:

- ❖ Proteger las formaciones acuíferas superficiales.
- ❖ Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del pozo.
- ❖ Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad (B.O.P.).
- ❖ Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo.
- ❖ Por esta razón se cementan hasta superficie.

**2.8.4 Revestimiento Intermedio.** Este tipo de revestimiento proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuente. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo,

---

<sup>26</sup> MORENO, op.cit. p.38.

<sup>27</sup> Ibid., p.39.

también suministra aislamiento en zonas inestables del pozo, en zonas donde hay pérdidas de circulación o bajas presiones y en capas productoras<sup>28</sup>.

Las presiones que tienen que soportar pueden ser considerables. Con profundidades de asentamiento entre 3000' y 10000' o más, sus diámetros suelen estar entre 13 3/8", 10 3/4", 9 5/8". Sus funciones más importantes son:

- ❖ Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- ❖ Aísla formaciones problemáticas como, lutitas reactivas o hinchables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- ❖ Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.
- ❖ Separa el agujero en secciones para facilitar el trabajo.
- ❖ Cubrir zonas con pérdida de circulación severas.

**2.8.5 Revestimiento de Producción.** Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completaciones<sup>29</sup>.

Este revestimiento se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción ("*tubing*") durante las operaciones de producción del pozo. Por lo general, no se extiende hasta la superficie y es colgada en la sarta de revestimiento anterior a ella. La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo y sus diámetros suelen ser de 4 1/2", 5", 7" y 9 5/8". Las principales funciones son:

- ❖ Aislar la zona de interés de otras formaciones y sus fluidos.
- ❖ Evitar la migración de fluido entre zonas.
- ❖ Servir de cubierta protectora para los equipos de producción.
- ❖ Cubrir la tubería de revestimiento intermedia desgastada o dañada.
- ❖ Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

**2.8.6 Camisa o "Liner".** Es una tubería de revestimiento corta la cual no llega hasta superficie del pozo, sino que cuelga de otra tubería que le sigue en diámetro, llamada colgador de *liner*.

La tubería colgada permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas. Los *liners* pueden funcionar como tubería intermedia o de producción, normalmente esta cementada en toda su longitud. La mayoría de revestimientos cortos o *liners* son de 4 1/2" de diámetro<sup>30</sup>.

---

<sup>28</sup> *Ibíd.*, p.39.

<sup>29</sup> MORENO, *op.cit.* p.40.

<sup>30</sup> *Ibíd.*, p.41.



Los *liners* se utilizan para:

- ❖ Control del pozo. El *liner* permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
- ❖ Economía de tubería de revestimiento. Debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
- ❖ Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales.
- ❖ Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.
- ❖ Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.
- ❖ Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.
- ❖ Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sargas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sarga más resistentes.

**2.8.6.1 Camisa o “Liner” Intermedia o Protectora.** Las camisas protectoras o intermedias son sargas que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior sarga de revestimiento.

El propósito de esta sarga es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altos pesos de lodo. Proporciona la misma protección que el revestidor intermedio.

**2.8.6.2 Camisa o “Liner” de Producción.** Este tipo de tubería se coloca en la sección interior del revestidor de producción.

Permite completar el pozo a menor precio, además ayuda a permitir un conducto de producción más grande para proveer un rango de elección para la tubería. Su uso principal se realiza en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarga completa.

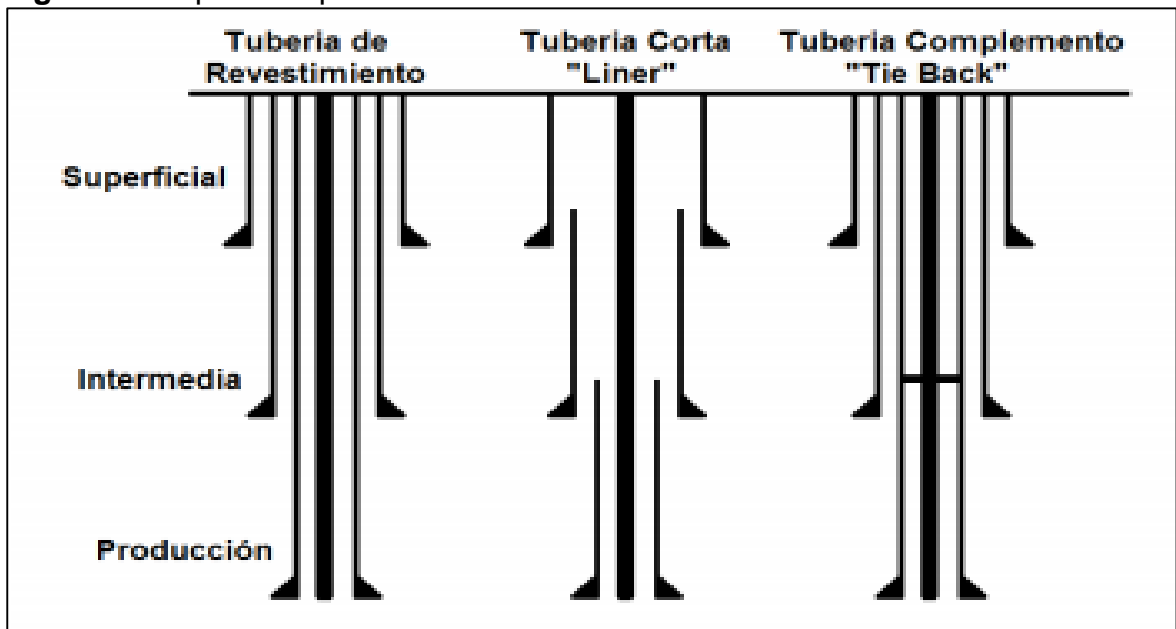
Luego si existe una producción comercial de hidrocarburo, se puede conectar la sarta hasta superficie. En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la superficie si se requiere. Normalmente, va colgado a unos 500' por encima del último revestidor cementado hasta la profundidad final del pozo.

**2.8.6.3 Tie Back.** Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Los liners de producción generalmente se conectan hasta superficie (en el cabezal del pozo) usando una sarta de revestimiento "tie back" cuando el pozo es completado.

Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial. El *tie back* aísla el revestidor usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del *liner* al cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.

En la **Figura 6** se presentan los diferentes esquemas como puede quedar revestido un pozo.

**Figura 6.** Esquema representativo de las tuberías de revestimiento



**Fuente:** MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. 2011.p.43.

Independientemente de cual sea la forma de correr el revestimiento, es necesario hablar sobre el equipo que permitirá liberar el liner si se corre el revestimiento convencionalmente o del que proporcionara la energía para la rotación si se corre el revestimiento con la herramienta CRT.

## **2.9 DEFINICION DEL SISTEMA TOP DRIVE**

El Sistema Top Drive puede definirse como una herramienta de manera general, pero siendo más precisos podemos definirlo como un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación. Esta herramienta se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y el trépano.

El sistema de top drive reemplaza las funciones de una mesa rotaria, permitiendo rotar la sarta de perforación desde el tope, usando una cabeza de inyección propia, en lugar de la cabeza de inyección, vástago y mesa rotaria convencionales. Además, el sistema se maneja a control remoto desde la consola del perforador.<sup>31</sup>

## **2.10 BENEFICIOS DEL SISTEMA TOP DRIVE**

Los siguientes son los beneficios que se tienen operacionalmente al utilizar el sistema de Top Drive.<sup>32</sup>

- ❖ Se instala fácilmente en cualquier tipo de mástil o torre de perforación, con las mínimas modificaciones y frecuentemente en un solo día.
- ❖ Sustituye a la Mesa Rotaria y al Vástago (Kelly). El Top Drive hace rotar la sarta de perforación de manera directa.
- ❖ “Mejora la seguridad en el manejo de la tubería”. Todas las operaciones se las realiza por control remoto desde la cabina del perforador; reduciendo las labores manuales y riesgos asociados que tradicionalmente acompañan a la tarea.
- ❖ Capacidad de enroscar las conexiones dándoles un torque adecuado.
- ❖ Perfora secciones de 90 pies (1 parada de 3 sencillos), reduciendo el tiempo de conexiones, al eliminar dos tercios de las mismas.
- ❖ Realiza toma de núcleos en intervalos de 90 pies sin necesidad de tener que hacer conexiones.
- ❖ En la perforación direccional, mantiene la orientación en intervalos de 90 pies,

---

<sup>31</sup> *Ibíd.*, p.02.

<sup>32</sup> Petroblooger. op. cit, p.03.

reduciendo el tiempo de supervisión (survey time) mejorando el control direccional.

- ❖ Apto para toda operación de perforación: direccional, horizontal, bajo balance, perforación de gas o aire, control de pozo, pesca, etc.
- ❖ Reduce el riesgo de aprisionamiento de la sarta, por su habilidad de rotar y circular al mismo tiempo.
- ❖ Mejora la respuesta en operaciones de control de pozo. Durante perforaciones bajo balance con presión hidrostática por debajo de la presión de la formación, el Top Drive aumenta la seguridad del pozo al reducir el desgaste del preventor de reventones y al permitir que este y que el preventor de cabeza rotario empaquen alrededor de un tubo redondo en lugar de alrededor de un Kelly, cuadrante o hexagonal.
- ❖ Se tiene para perforación en tierra (Onshore) o costa fuera (Offshore)

## 2.11 COMPONENTES DEL SISTEMA TOP DRIVE

A continuación, se relacionan y explican los componentes primarios y secundarios de un sistema de Top Drive.<sup>33</sup>

**2.11.1 Componentes Primarios.** En primer lugar, tenemos los componentes primarios, llamados así porque son parte de la herramienta que se instala en el mástil del equipo de perforación.

Estos componentes debido a la universalización y conocimiento dentro la industria petrolera se hallan en el idioma inglés, junto a alguno de ellos se indica su posible traducción en español.<sup>34</sup>

- ❖ Torque track (huella de torsión)
- ❖ Optional swivel (unión giratoria opcional)
- ❖ Torque bushing (cojinete de torque)
- ❖ Swivel sub (sub unión giratoria)
- ❖ Extend frame (extensión del armazón)
- ❖ Quill (pluma)
- ❖ Mainframe assembly (ordenador central)
- ❖ Load nut (tuerca de carga)
- ❖ Pipe handler assembly (arreglo del asa de la tubería)
- ❖ Tilt assembly (mecanismo de inclinación)

---

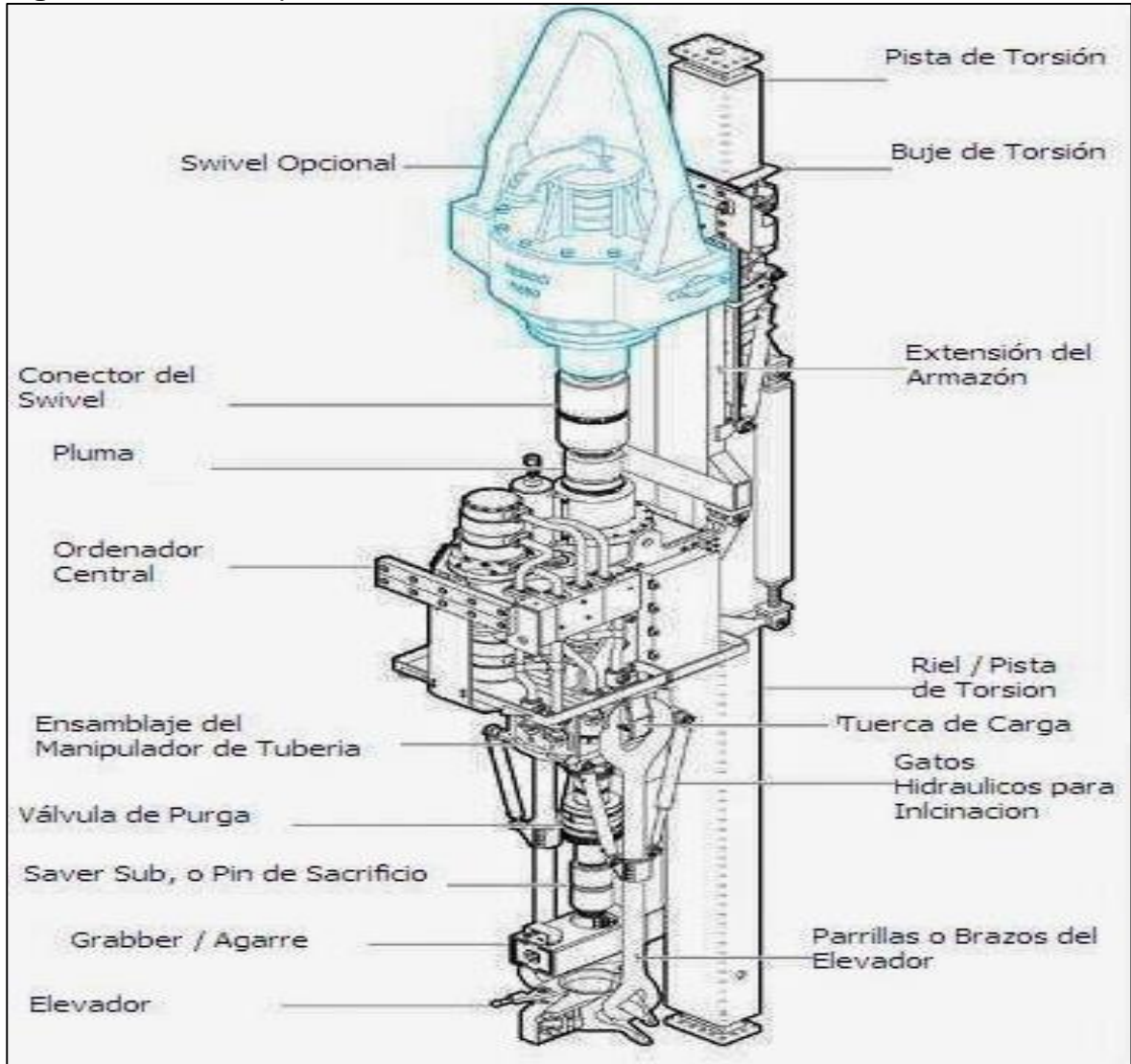
<sup>33</sup> Petroblooger. op. cit, p.04.

<sup>34</sup> *Ibid.*, p.05.

- ❖ Stabbing valve (válvula punzante)
- ❖ Saver sub (sub ahorrador)
- ❖ Grabber assembly (llave de contrafuerza)
- ❖ Bail assembly (arreglo del eslabón)
- ❖ Elevator (elevador)

En la **Figura 7** se presenta el panel de perforaciones del sistema Top Drive.

**Figura 7.** Panel de perforaciones



**Fuente:** Perfoblogger. Sistema Top Drive en la perforación de pozos. {En línea} {13 marzo de 2018} disponible en: (<http://perfob.blogspot.com/2014/06/cuadrante-kelly-y-topdrive.html>).p.05.



**2.11.2.2 Módulo de Poder (Power Module).** Los Sistemas Top Drive de carácter hidráulico, vienen complementadas con bombas hidráulicas de diferentes clases. Estas bombas envían un flujo hidráulico a través de un bucle cerrado, un sistema de alta presión hacia el motor del Top Drive, el cual provee la rotación a la pluma (quill).

Bombas adicionales envían un flujo hidráulico a través de un sistema auxiliar al Top Drive, permitiendo la operación de varias funciones automáticas, así como la circulación del aceite hidráulico a través de una filtración y de un sistema de enfriamiento antes de retornar hacia el depósito.

El módulo de poder también contiene un tablero eléctrico que acepta una entrada de 480 o 600 voltios AC de los generadores del equipo de perforación y lo convierte a otro voltaje para que de esta manera puedan operar los componentes eléctricos del Sistema Top Drive.

**2.11.2.3 Bucle de Servicio (Service Loop).** El Bucle de Servicio es un conjunto de líneas que permiten la comunicación de los elementos que comprenden al Sistema Top Drive.

El Bucle de Servicio envía y recibe comunicación eléctrica desde el módulo de poder y el panel de perforación, así como el flujo hidráulico hacia y desde el Top Drive. Es de alta importancia que se da al momento de instalar estas líneas; debiendo tener el cuidado para que no se dañen por el levantamiento o se vean obstruidas en medio de la torre. El Bucle de Servicio no debería de estar en contacto con ninguna parte de la torre.

**2.11.2.4 Elevadores Hidráulicos (Hydraulic Elevators).** Los elevadores automáticos, eliminan la necesidad de tener a una persona operándolos manualmente.

Esto da la capacidad de abrir y cerrar los elevadores en posiciones sumamente altas de BHA (Bottom Hole Assembly), y reduciendo de la misma forma la exposición del operario a los riesgos adicionales asociados con operaciones manuales de los elevadores. La **Figura 9** presenta los elevadores hidráulicos del sistema Top Drive.

**Figura 9.** Elevadores Hidráulicos



**Fuente:** Petroblooger. Sistema Top Drive en la perforación de pozos. {En línea} {13 marzo de 2018} disponible en: (<http://www.ingenieriadepetroleo.com/sistema-top-drive-en-la-perforacion-de/>).p.06.

**2.11.2.5 Válvula ahorradora de lodo y Actuador (Mud Saver Valve and Actuator).** Estos son elementos que actúan como parte del Sistema de seguridad del Top Drive.

La Válvula ahorradora de lodo junto con el actuador remoto actúan como una válvula de prevención de reventones de emergencia similar a un BOP. El Actuador está diseñado para abrir o cerrar la válvula ahorradora de lodo en cualquiera punto en la torre.

Es crítico que el Actuador nunca funcione mientras la pluma (quill) este girando; esto puede dañar los componentes internos y llevar al fracaso del actuador. La **Figura 10** presenta una válvula ahorradora de Lodo.

**Figura 10.** Válvula ahorradora de Lodo



**Fuente:** Petroblooger. Sistema Top Drive en la perforación de pozos. {En línea} {13 marzo de 2018} disponible en: (<http://www.ingenieriadepetroleo.com/sistema-top-drive-en-la-perforacion-de/>).p.07.



## 2.12 FUNCIONAMIENTO DEL TOP DRIVE

Es necesario hacer mención que dentro el Sistema Top Drive, como cualquier otra tarea, se identifica intervenciones de carácter manual y de carácter automatizado; este último que caracteriza al Sistema Top Drive.<sup>36</sup>

**2.12.1 Funciones automatizadas.** Están comprendidas por las operaciones de Extensión, Inclinación, Operación de la Llave de Contrafuerza (Grabber).

### **Extensión.**

Esta operación permite al Top Drive ubicarse por encima la ratonera (mouse hole), lugar donde se alojarán las tuberías que han de bajarse para la perforación del pozo.

- ❖ Es acá donde el Top Drive baja y se extiende hasta la ratonera (mouse hole).
- ❖ Realiza la conexión por medio de la pluma (rotación del quill), con la tubería alojada en la ratonera (mouse hole).
- ❖ El Top Drive inicia su elevación por la torre, junto a la tubería conectada,
- ❖ Los 3 pasos mencionados anteriormente se repiten 3 veces, ya que el Top Drive nos ofrece la facilidad de perforar por tiros (1 tiro = 90 pies = 3 tuberías).

**2.12.1.1 Inclinación de los Eslabones (Link Tilt).** Normalmente conocido como “Afianzadores”, estos pueden ser inclinados hacia delante unos 35° y hacia atrás unos 55°, moviendo de esta manera al elevador y permitiendo realizar diversas tareas asociadas con el manejo tuberías de forma segura y reduciendo el tiempo en las operaciones.

Durante la elevación, los eslabones (link tilt) y el elevador se afianzan a la tubería para otorgarle un mejor sostenimiento.<sup>37</sup>

**2.12.1.2 Operación de la Llave de Contrafuerza (Grabber).** El Llave de Contrafuerza o Grabber actúa como una tenaza, que permite al momento del enrosque y desenrosque de las tuberías, otorgar un adecuado torque.

Normalmente el Grabber necesita una presión por encima de los 1000 psi, para poder efectuar su debida operación de afiance. Cabe recordar que esta presión proviene del Módulo de Poder (Power Module). La operación realizada por el Grabber suele tomar un tiempo aproximado de 20 – 30 segundos.

**2.12.2 Proceso de perforación.** Hay que tener en cuenta que, con este nuevo sistema, se debe adherirse a las mismas prácticas operativas, de seguridad y procedimientos utilizados en perforación rotaria convencional.

---

<sup>36</sup> Petroblooger. op. cit, p.07.

<sup>37</sup> Petroblooger. op. cit, p.08.

Antes de cualquier maniobra con el Top Drive, se debe tener en cuenta que este ocupa mucho más espacio en el piso de la torre de lo que el Kelly lo hace; así que el trabajo debe mantenerse libre de obstáculos que pudiesen interferir con el movimiento de la herramienta y del mismo personal.

Cuando el Top Drive se está moviendo a través de la torre, se debe estar muy atento en todo momento de la posición que el operario vaya a ocupar y que el Top Drive este ocupando, ya que no siempre se lo podrá ver.

El Procedimiento Básico de Perforación con Top Drive es el siguiente:

- ❖ Se baja el Top Drive y se extiende hasta por encima de la ratonera (mouse hole)
- ❖ Se realiza la conexión por medio de la pluma (rotación del quill), con la tubería alojada en la ratonera (mouse hole). La conexión se lleva a cabo dentro la caja de conexión (thread box), donde la llave de contrafuerza (grabber) y la pluma quill le aplican el torque necesario.
- ❖ El Top Drive se eleva a lo largo de la torre, junto a la tubería conectada,
- ❖ Durante la elevación, los eslabones (link tilt) y el elevador se afianzan a la tubería para otorgarle un mejor sostenimiento,
- ❖ Se procede a realizar la conexión, se utilizan las llaves cadenas para sostener la tubería que se encuentre suspendida en la mesa rotaria, ayudándonos del mismo modo a una efectiva conexión. La llave de contrafuerza (grabber) y la pluma (quill) se encargarán de otorgarle el torque adecuado.
- ❖ Una vez hecho la conexión, se procede a retirar las cuñas de perforación (slips) de la mesa de perforación; luego desde la cabina del perforador, se activan las bombas de lodo e inmediatamente se activa la función de perforación.
- ❖ Al mismo tiempo se asigna a la pluma (quill) el RPM indicado (Revoluciones por minuto), ya sea incrementando o reduciendo el flujo hidráulico proveniente de las bombas.
- ❖ Se debe tomar en cuenta que sería demasiado crítico que el actuador no funcione mientras la pluma (quill) este rotando, ya que esto dañaría los componentes internos y conduciría a una falla del actuador. Ya que sin fluido de perforación no hay un funcionamiento efectivo de las herramientas.
- ❖ Se encuentra ahora el equipo ya perforando y se debe de tener controlando los datos obtenidos del Panel del Perforador y demás instrumentos de medición. (Presiones y Volúmenes).

**2.12.3 Funciones manuales.** Básicamente las funciones manuales (operaciones donde intervienen directamente los operarios), comprenden aquellas que incluyen la perforación convencional; claro está que con este sistema hay beneficios que se tornan en ventajas.<sup>38</sup> Estas operaciones son:

- ❖ Limpieza de las tuberías y el piso de la mesa.
- ❖ Uso de las llaves cadenas: Necesarias para ajustar y desajustar las tuberías en boca de pozo.
- ❖ Puesta de las Cuñas de Perforación (Slip): Permiten sostener la tubería en la mesa rotaria y evitar que resbale dentro del pozo cuando se está conectando o desconectando con el Top Drive.
- ❖ Control de las mediciones y datos del Panel de perforaciones (Driller Panel): Uno de las funciones principales e importantes, del cual el encargado de perforación junto con la coordinación de todo el personal determinará el éxito de la perforación.

---

<sup>38</sup> Petroblooger. op. cit, p.09.

### **3. EQUIPOS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES DE CORRIDA DE REVESTIMIENTO**

El proceso de corrida de revestimiento convencional abarca procesos de perforación y revestimiento aplicándose diferentes herramientas, técnicas, equipos y personal que han sido eficientes para la explotación de hidrocarburos, el cual es su principal objetivo.

A continuación, se presentan los equipos de las herramientas convencionales para la corrida de revestimiento.<sup>39</sup>

#### **3.1 CUÑAS REVESTIMIENTO**

Son dispositivos de agarre en forma de cuña que se utilizan para suspender la sarta de perforación en el hueco. Se adaptan alrededor del cuerpo de la tubería de revestimiento y se acuña en el master bushing.

Las cuñas tienen insertos aserrados que agarran el diámetro externo del tubular cuando este se asienta en la mesa rotaria. Para asentar las cuñas, la cuadrilla del taladro las posiciona alrededor del tubo y luego el perforador lentamente baja la sarta hasta que las cuñas reciban la carga del bloque. Los insertos troquelados de las cuñas sujetaran firmemente la sarta.

Con el fin de retirar la cuña, el personal la toma por las asas y a medida que el perforador va levantando la tubería, la halan retirándola de la mesa rotaria y colocándola hacia un lado.

Las cuñas para tubería de revestimiento tienen agarre único de envoltura completa y diseño de inserción para evitar daños a la tubería de revestimiento. El diseño propio de las cuñas, aseguran y detienen los insertos en diferentes tamaños.

Cuando se usan Drill Collars o Barras, y otros tubulares que no tienen cuello de elevación, se instala un grampa o abrazadera de seguridad (collar) sobre las cuñas. Si los elementos de agarre en las cuñas fallan, el drill collar se deslizaría hacia abajo. Antes de que los collares pueden deslizarse dentro de la cuña en un pozo, la abrazadera de seguridad sostendría los collares contra la parte superior de las gradas.

Hay varios tipos de cuñas y spider (arañas) que normalmente se utilizan en la perforación y operaciones de corrida de revestidor. Una araña -spider-, como cuña, suspende el tubo en el agujero, pero una araña no encaja dentro de la abertura de la mesa giratoria. En lugar de ello, se apoyan en la parte superior de la misma. Las

---

<sup>39</sup> Perfoblooger. Accesorios Corrida de Revestimiento en la perforación de pozos. {En línea} {14 abril de 2018} disponible en: (<http://perfob.blogspot.com/2016/12/accesorios-de-cementacion-adjuntos-la.html>),p.01.

arañas se utilizan en lugar de la cuña cuando el tamaño del buje de las mesas giratorias (rotary bushing) no es compatible con el tubular que se está bajando. Otro caso para el uso de un elevador de araña es cuando se bajan revestidores de junta lisa. Debido a que estos no tienen cuello, las arañas se agarran el cuerpo del tubo mientras se bajando o saliendo de un agujero. La **Figura 11** muestra las cuñas utilizadas en la corrida de revestimiento.

**Figura 11.** Cuñas Revestimiento



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

### 3.2 ELEVADORES

El elevador se utiliza para enganchar la parte superior de las juntas de la tubería en la sarta de perforación. Una vez asegurado, el perforador puede subir y bajar la tubería ya sea para entrada y salida del hueco.

El personal de los equipos de perforación adjunta el elevador hacia el gancho o el Top Drive con dos brazos de acero de alto grado forjadas llamados enlaces o eslabones (conocidas también como "parrillas"). Un extremo de la parrilla encaja en las asas de enlace con el gancho o el Top Drive. El bloqueo del elevador en los brazos de las parrillas asegura el mismo. La mayoría de los elevadores tienen bisagras y el personal de la cuadrilla las abre y cierra accionando el cerrojo con dos asas en cada lado. Los elevadores manuales para Revestimiento deben soportar un peso de 250 Toneladas, están diseñados para manejar diferentes diámetros de tuberías de revestimiento desde las 5" hasta 20".

Un elevador de tubería de perforación tiene un asiento cónico el cual coincide con el cuello en el tool joint de la longitud de tubería de perforación. Cuando está debidamente asegurada, el cono del tool joint reposa en el del elevador y hace un agarre firme y positivo, sin dañar la tubería.

Algunas sarta de perforación o collares de perforación no tienen un hombro por lo que se enrosca un sub de elevación o lifting sub el extremo de la junta para ayudar en el levantamiento de las sarta de perforación. Se aseguran el elevador en el cono

del lifting sub para levantar o bajar el drill collars hacia dentro o fuera del hueco según sea el caso.

Para un sistema de top drive, las parrillas que sostienen el elevador tienen un mecanismo de inclinación neumática o son operadas con aire. El perforador activa el mecanismo de inclinación cuando la tubería está siendo levantada del hoyo. Cuando el top de la sarta alcanza la posición del encuellador, el perforador puede inclinar el tope de la parada hacia el encuellador. Este abre el elevador y asienta la parada en el trabajadero. En la **Figura 12** se observa los elevadores.

**Figura 12.** Elevadores



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

### **3.3 MASTER BUSHING**

Es un dispositivo que se ajusta a la mesa giratoria para acomodar los resbalones y conducir el Kelly bushing para que el movimiento giratorio de la mesa giratoria pueda transmitirse al Kelly. El Master Bushing asegura el correcto asentamiento del Revestimiento en las cuñas, este va encima de la rotaria de la mesa de trabajo y ayuda a mantener el peso de la tubería, igualmente deberá tener una capacidad para soportar 250 Toneladas.

La **Figura 13** presenta el master bushing.

**Figura 13.** Master Bushing



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

### 3.4 LLAVE HIDRÁULICA

La llave hidráulica también conocida como FloorHand permite realizar la maniobra de enrosque y torque de la tubería de revestimiento, trae mordazas ajustables para los diferentes diámetros de Revestimiento encontrados en el mercado desde las 5" hasta 20".

Llave hidráulica de revestidor se usa para levantar y bajar sartas o revestidores de 4" a 13 3/8". La cabeza de llave hidráulica se diseña en tipo abierto para sujetar y soltar la sarta con libertad. Estas llaves hidráulicas son seguras, fiables y fáciles de manejar con una gran movilidad. La llave hidráulica se puede observar en la **Figura 14.**

**Figura 14.** Llave hidráulica



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

### 3.5 COLLARÍN

El collarín es utilizado en las tuberías que no son de fácil agarre, esta herramienta provee mayor seguridad gracias a sus cuñas internas que abrazan a la tubería cuando esta está descansando en la cuña. Es utilizada cuando se bajan las primeras juntas. **(Ver Figura 15)**

**Figura 15.** Collarín



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

### 3.6 LLAVE DE CORREA

Las llaves de correa son óptimas para cualquier tubo liso ya que la fuerte correa de nylon tejida le brinda un agarre firme. Cuando se enrosca una junta de Revestimiento a la otra, se debe utilizar una llave aguantadora para que el pin llegue a la posición de ajuste. **(Ver Figura 16)**

**Figura 16.** Llave de correa



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.



### 3.7 VÁLVULA DE LLENADO Y CIRCULACIÓN DE REVESTIMIENTO

La herramienta de llenado y circulación, ayuda en superficie durante la corrida de Revestimiento convencional, está diseñada para el llenado del Revestimiento con fluido de perforación mientras está corriendo en el pozo y para permitir la rápida circulación de la sarta en cualquier momento sin tener la necesidad de instalar un cabezal de Revestimiento. **(Ver Figura 17)**

**Figura 17.** Llave de correa



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

### 3.8 ACCESORIOS PARA LA CORRIDA DEL REVESTIMIENTO

Los accesorios a continuación explicados hacen parte del diseño de la sarta de revestimiento y está a constantes modificaciones mientras se va perforando las diferentes secciones ya sea por cambios de geometría en el pozo, aislamiento de zonas geológicas etc.<sup>40</sup>

**3.8.1 Zapata guía.** Utilizada para guiar la tubería de revestimiento alrededor de las obstrucciones, algunos están abiertos internamente y algunos están provistos de una válvula de retención de una sola vía o válvula flotante. Esto permite que el fluido sea bombeado a través de la tubería de revestimiento, pero nada puede entrar a la tubería de revestimiento desde el fondo.

La **Figura 18** presenta una zapata guía y una zapata flotante

---

<sup>40</sup> Perfoblogger. op. cit, p.03.

**Figura 18.** Zapata guía y zapata flotante



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**3.8.2 Zapata de llenado automático y flotante.** Controla el volumen del fluido que entra al fondo de la tubería de revestimiento, reducirá las oleadas de presión y reducirá la posibilidad de pérdida de circulación. **(Ver Figura 19)**

Una zapata flotadora es un componente de forma redonda y corta con una válvula de no retorno por dentro, la cual se instala al final del revestidor. Las ventajas de una zapata flotadora son como sigue;

- ❖ Evita que el lodo fluya hacia atrás mientras se está corriendo el revestidor y evita que el cemento de la parte exterior del tubo en U vuelva al revestidor debido a condiciones de desbalance de la columna mientras se realiza la operación de cementación.
- ❖ Ayuda a correr el revestidor al pozo. La forma redonda de un zapato de flotación impide que una sarta se cuelgue, sirviendo de guía. Algunas zapatas flotadoras están hechas de material de alta resistencia de perforación y se puede utilizar para alternar y girar para pasar cualquier obstrucción en un pozo

**Figura 19.** Zapata flotadora



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**3.8.3 Centralizadores.** Los centralizadores son colocados en el exterior de la tubería de revestimiento, ya sea cuando las juntas están en la cubierta o antes de correr las juntas en el agujero. Ellos centralizan la tubería de revestimiento en el agujero descubierto y secciones en la que se corrió la tubería de revestimiento con anterioridad. **(Ver Figura 20).**

Las ventajas de los centralizadores de revestidor se enumeran a continuación:

- ❖ Centralizar la sarta de revestimiento y minimizar el contacto entre la misma y el pozo.
- ❖ Conseguir el cemento apropiado alrededor de la sarta de revestimiento y reducir la canalización del cemento
- ❖ Minimizar los riesgos de pega diferencial y arrastres mientras se corre el revestidor en el agujero

**Figura 20.** Centralizadores para Casing



**Fuente:** Perfoblooger. Accesorios Corrida de Revestimiento en la perforación de pozos. {En línea} {14 abril de 2018} disponible en: (<http://perfob.blogspot.com/2016/12/accesorios-de-cementacion-adjuntos-la.html>).p.05.

Los centralizadores de la tubería de revestimiento tienen dos funciones principales:

- ❖ Asegurar una distribución uniforme del cemento alrededor de la tubería.
- ❖ Obtener un sellado completo entre la tubería de revestimiento y la formación.

**3.8.4 Raspadores.** A veces se instala un rascador de alambre con la sarta de revestimiento para ayudar a quitar la torta de filtrado en el pozo o revoque, mientras que se está corriendo el revestidor en el agujero. Esto ayudará a mejorar la calidad del cemento.

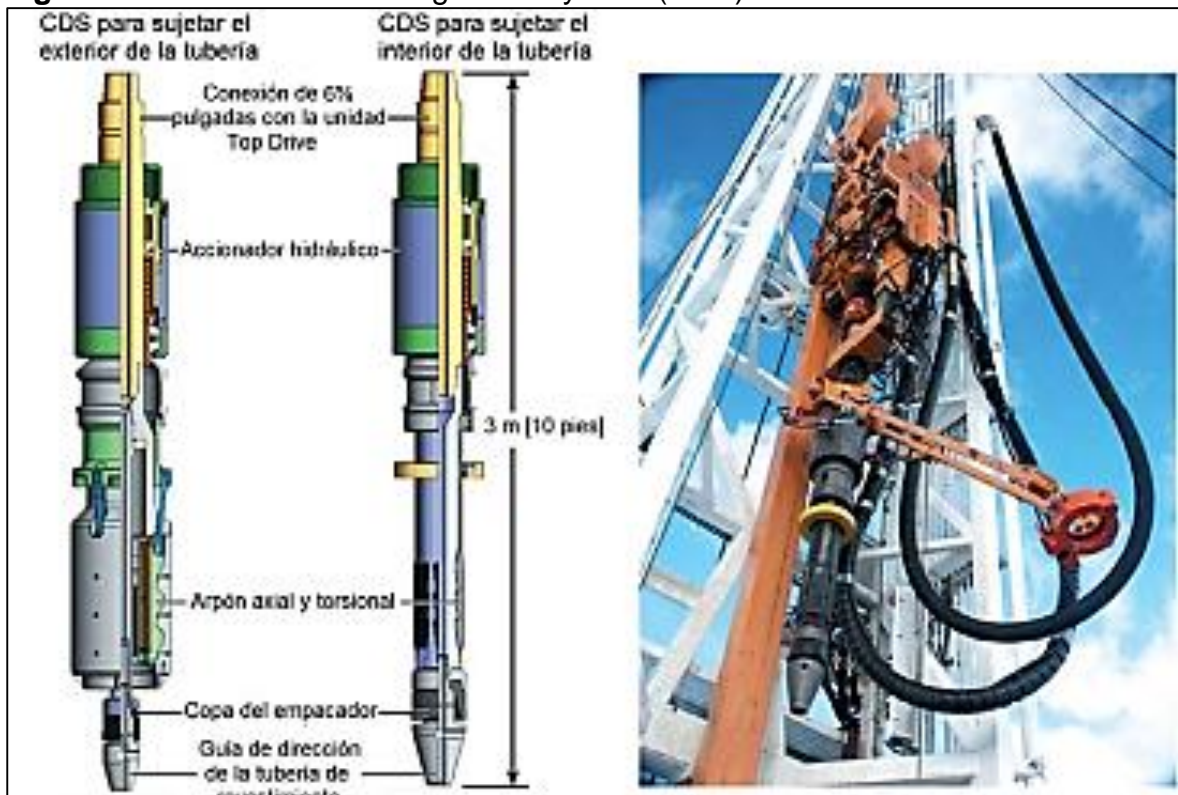
El número de centralizadores y la colocación de los mismos son partes muy importantes para lograr la operación de la corrida del revestidor y obtener buenos trabajos de cementación. Las colocaciones en exceso de accesorios en el revestidor pueden conducir a un problema operacional mientras se está corriendo la sarta. Por lo tanto, comprometer la cantidad de centralizadores y accesorios instalados es imprescindible para cumplir todos los objetivos requeridos.

#### 4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA HERRAMIENTA CASING RUNNING TOOL (CRT) EN LA CORRIDA DE REVESTIMIENTO

En este capítulo, se describen las generalidades de la herramienta Casing Running Tool, los equipos que la componen, los tipos de Revestimiento que corre y parámetros a los que opera la herramienta.<sup>41</sup>

Para manipular y rotar el revestimiento en superficie, se ha desarrollado la herramienta Casing Drive System (CDS), que se mostrará a continuación, esta herramienta a través de su funcionamiento hidráulico, permite tener el control total sobre la sarta de Casing para levantar el revestimiento desde la planchada hacia la mesa, hacer las conexiones, llevar el casing a posición vertical, llenar con fluido de perforación y transferir la rotación del Top Drive a la sarta de casing durante la perforación, todo de una forma segura para el personal y eficiente para la operación donde siempre el perforador del taladro tiene el control de la sarta. **(Ver Figura 21)**

**Figura 21.** Herramienta Casing Drive System (CDS)



**Fuente:** VOLANT. Casing Running Tools. Canadá. 2016.p.01

<sup>41</sup> VOLANT. Casing Running Tools. Canadá. 2016.p.01



El sistema CDS es una herramienta de accionamiento hidráulico, cuya fuente es una unidad de potencia eléctrica que permite tomar el casing con brazos hidráulicos, desde la planchada, levantar y atraparlo por el ID o el OD por medio de un mandril interno o externo dependiendo del diámetro del casing. **(Ver Figura 22)**

El Casing Drive System se instala rápidamente y elimina lo siguiente:

- ❖ Llave hidráulica y el operador de la misma.
- ❖ Elevadores de casing de gran tamaño.
- ❖ Trabajaderos para casing.
- ❖ Herramientas de llenado de casing.

El CDS reduce el personal en la mesa de trabajo y elimina el trabajo en alturas.  
El CDS reduce el personal en la boca del pozo y elimina el trabajo en alturas.

**Figura 22.** Casing Drive System (CDS)



**Fuente:** VOLANT. Casing Running Tools. Canadá. 2016.p.01

#### **4.1 GENERALIDADES DE LA HERRAMIENTA CRT (CASING RUNNING TOOL).**

Las unidades superiores recogen sencillos, dobles o triples de tubería de perforación, los conectan entre sí y proporcionan la potencia necesaria para perforar el pozo. La herramienta CRT es la solución para desarrollar un método viable de uso de unidades superiores (operadas por el equipo de perforación existente) para reponer y ejecutar cadenas de revestimiento, al igual que las cadenas de tuberías de perforación que históricamente se han ejecutado.<sup>42</sup>

---

<sup>42</sup> VOLANT. op. cit, p.02.

## 4.2 CASING RUNNING TOOL (CRT).

La corrida de revestimientos se puede realizar con una velocidad mayor gracias a que el pozo ya ha sido perforado, para realizar dicha corrida con la herramienta Revestimiento Running Tool (CRT), se hace necesario contar con un sistema de manejo que se utiliza para la perforación con Revestimiento, con la aplicación de esta tecnología se disminuyen muchos riesgos operacionales a lo que está expuesto el pozo, se disminuye la exposición del lodo a las paredes de la formación y en peores casos como pegas de tubería y pérdidas de circulación, la herramienta brinda la facilidad de rotar y circular para solventar de esta manera el problema que se presente. **(Ver Figura 23)**

Este tipo de herramienta se activa con un set de cuñas que se expanden sobre la pared interna del Revestimiento, permitiendo así que se aplique torque, se pueda circular, y rotar la tubería a medida que baja en el hoyo (RIH), evitando el uso de herramientas convencionales. Lo más importante del uso de esta herramienta es la seguridad que brinda en las operaciones de corrida por lo que disminuye el número de personas en la mesa, la manipulación directa con las herramientas y elimina el trabajo del encuellador.<sup>43</sup>

**Figura 23.** Casing Running Tool (CRT)



**Fuente:** VOLANT. Casing Running Tools. Canadá. 2016.p.02.

---

<sup>43</sup> VOLANT. op. cit, p.02.

Como se identificó al principio, la herramienta CRT tiene la capacidad de rotar, generar torque y circular, además tiene la facilidad de que el perforador puede accionar el mecanismo del CRT en cualquier momento, así como las bombas disminuyendo así los riesgos y costos asociados a las demoras que se puedan generar con la circulación del pozo.

El Casing Running Tool se instala debajo del Top Drive y sustituye a los siguientes equipos y personal.

- ❖ Elevadores convencionales de Revestimiento
- ❖ Llaves Hidráulicas para generar el torque
- ❖ Encuellador
- ❖ Llenado tubo a tubo

Además, tiene unas características que hacen de esta herramienta la más deseada por las operadoras al momento de correr el Revestimiento.

- ❖ Transfiere la rotación desde el Top Drive para enroscar, torquear y rotar la tubería eliminando las llaves de potencia.
- ❖ Con un empaque que se instala en la parte interior del Revestimiento permite que se pueda circular a presiones iguales que en operaciones de perforación.

La herramienta CRT corre revestimientos y/o liners en los diferentes diámetros desde 5" hasta 20" y para cualquier tipo de rosca, peso y grado de Revestimiento o Liner. Con respecto al tiempo de operación se da una mayor eficiencia ya que en tiempo de corrida se da una velocidad de 14 @ 16 juntas por hora, cabe decir que esto es dependiendo de la formación donde se esté corriendo el revestimiento. Es ideal para pozos horizontales dado que permite trabajar la sarta completamente.

### **4.3 EQUIPOS DE SUPERFICIE CASING RUNNING TOOL**

La herramienta Casing Running Tool es una herramienta automatizada para la corrida de revestimiento, la corrida se inicia con el montaje de la tubería utilizando unos brazos hidráulicos inclinables y un elevador hidráulico, eliminando totalmente el uso de colgadores manuales y de llaves de potencia mitigando así los accidentes.

Esta herramienta asegura una excelente corrida de revestimiento ya que el CRT sujeta la tubería para realizar la conexión más rápida, fácil y segura, contiene otros elementos los cuales son accionados hidráulicamente.

Estos equipos permiten que la herramienta trabaje con mayor rendimiento ya que es automatizada con la cual reduce los riesgos pues se tiene poco personal en la operación.<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> VOLANT. op. cit, p.03.



**4.3.1 Brazos Hidráulicos Inclinables.** Los brazos hidráulicos permiten cargar el elevador hidráulico que sujeta el revestimiento e iza la tubería, tiene capacidad de hasta 1000 Lbs, es operado hidráulicamente y reemplaza el elevador manual y al encuellador.

**4.3.2 Elevador Hidráulico.** El elevador permite enganchar el revestimiento que es izado, cuenta con capacidad de hasta 6 toneladas y puede operar revestimientos desde 4<sup>1/2</sup> “@ 9 <sup>5/8</sup> “, es una buena herramienta ya que elimina la operación del elevador por los cuñeros. Tiene un mecánico de cierre hidráulico que asegura la junta de revestimiento mientras está suspendida en el aire para la conexión.

**4.3.3 Cross-OverSubs.** Se encuentra en la parte superior del CRT e inferior del Top Drive permitiendo la conexión del CRT al Top Drive.

**4.3.4 FPH (Fuente de Poder Hidráulico).** También conocida como “HPU” es la unidad que se encarga de brindarle la energía al Top Drive del Rig para rotar el revestimiento. El FPH tiene dos sistemas hidráulicos, uno para la transmisión de energía al Top Drive y el otro sistema es para la operación del CRT.

**4.3.5 Equipo para la medición del Torque y numero de vueltas.** Consta de un TTS Box y un Computador, los cuales se operan por una sola persona en cualquier tipo de Top Drive Electrónico o hidráulico, este equipo registra Torque vs # de vueltas y tiempo.

#### **4.3.6 Unidad de montaje interno**

**4.3.7.1 CRTi.** Como su nombre lo indica, la herramienta sujeta el revestimiento de manera interna, accionando una serie de cuñas gracias al efecto hidráulico del actuador.

**4.3.7.2 Grapas o Cuñas CRTi.** Es accionada hidráulicamente gracias al actuador y sirve para sujetar el revestimiento internamente.

**4.3.7.3 Packer Cup.** Es un empaque que actúa como sello para permitir el correcto sentido de la circulación del lodo y para que este no retorne internamente por la herramienta.

**4.3.7.4 Guía – FAC (FILL UP AND CIRCULATION).** La guía del CRT permite realizar un acople fácil cuando se tiene contacto con el revestimiento., permite la circulación de los fluidos.

### 4.3.8 Unidad de montaje externo.

**4.3.8.1 CRTe.** Como su nombre lo indica, la herramienta sujeta el revestimiento de manera EXTERNA, accionando una serie de cuñas gracias al efecto hidráulico del actuador.

**4.3.8.2 Grapas o Cuñas CRTe.** Es accionada hidráulicamente gracias al actuador y sirve para sujetar el revestimiento externamente.

**4.3.8.3 Packer Cup.** Es un empaque que actúa como sello para permitir el correcto sentido de la circulación del lodo y para que este no retorne internamente por la herramienta.

**4.3.8.4 Guía – FAC (FILL UP AND CIRCULATION).** La guía del CRT permite realizar un acople fácil cuando se tiene contacto con el revestimiento., permite la circulación de los fluidos.

## 4.4 CONEXIONES REVESTIMIENTO-REVESTIMIENTO

El cambio progresivo en aras de la seguridad y de excelencia operacional ha desencadenado en el desarrollo de tecnologías que ayudan a minimizar y a solucionar problemas operacionales, en el caso de las corridas de revestimientos se desarrollaron nuevos tipos de rosca, las cuales deben soportar las características propias de esta operación<sup>45</sup>.

- ❖ Alto Torque
- ❖ Resistencia a la Fatiga
- ❖ Buen selle entre tubo y tubo

**4.4.1 Tipos de Conexión.** Durante la operación de corrida de revestimiento se tiene que el torque aplicado al Revestimiento debe ser el suficiente para no tener problemas a la puesta de producción de los pozos, para asegurar un buen torque es necesario tener una rosca o conexión capaz de soportar la fuerza aplicada al momento de torquar la tubería, adicionalmente es necesario hacer uso de Anillos Multi-Torque para obtener el torque justo y asegurar que si se tiene que desenroscar la tubería se podrá hacer sin problema. Las conexiones que más se utilizan son:

**4.4.1.1 SemiPremium.** La conexión SemiPremium es una rosca que tiene la capacidad de soportar altos sobre torques, resistente a la compresión y en dado caso que se requiera se podrá reparar fácilmente, como desventaja principal se tiene que no cuenta con un buen sello pues la rosca no tiene sellos metal-metal.

---

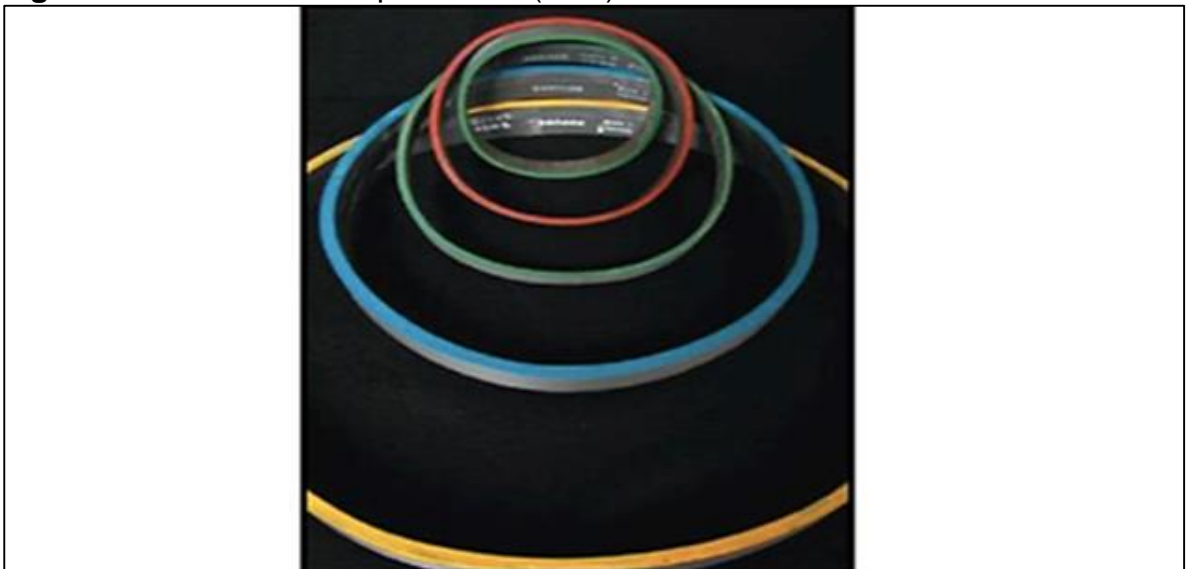
<sup>45</sup> VOLANT. op. cit, p.05.

**4.4.1.2 Premium.** La conexión Premium es una rosca que tiene capacidad de soportar altos torques, sobre torques y tensiones, cuenta con una excelente sellabilidad.

**4.4.1.3 Premium Integral.** La conexión Premium Integral es la mejor, dado que resiste a todas las condiciones operacionales de sobre torque, alta tensión y altos torques, adicionando que es el mejor sellante.

**4.4.2 Multi Lobe Torque Anillos (MLT).** Los anillos MLT aseguran un mayor torque ya que se instalan en cada junta de revestimiento en caso dado que se necesite rotar la tubería de revestimiento, estos anillos brindan un enrosque optimo ya que el anillo es resistente al ajuste excesivo y por ello extiende la vida útil de la conexión de la tubería. **(Ver Figura 24)**

**Figura 24.** Multi Lobe Torque Anillos (MLT)



**Fuente:** VOLANT. Casing Running Tools. Canadá. 2016.p.08.

**4.4.3 Top Housing (Actuador Hidráulico).** Se tiene con una conexión de 6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>” Regular, apta para una carga de 250 Ton – 300 Ton. Da una apertura y cierre hidráulico a la unidad inferior, donde posee unas grapas que son las encargadas de sujetar el revestimiento.

#### **4.5 WIRELEES TORQUE TURN SYSTEM (WTTS).**

Es un dispositivo presente en la herramienta CRT la cual permite monitorear y registrar el torque, tensión, vueltas y RPM de cada una de las conexiones de Revestimiento que se estén introduciendo al hoyo.

Las señales antes mencionadas son transmitidas de forma inalámbrica desde la herramienta a una computadora. No es necesario calibrar la herramienta ya que es compatible con todos los sistemas de Top Drive.

Es indispensable que el CRT esté conectado al eje principal de Top Drive, ya que éste eleva y baja el revestimiento, gira y forma la conexión del revestimiento. Además, mientras se desplaza y gira la cadena del revestimiento, el CRT tiene la capacidad de llenarse y circular a 5,000 psi.<sup>46</sup>

#### 4.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS CRT

En la **Tabla 4** se presenta a manera de resumen las ventajas y desventajas de la casing running tool (CRT)<sup>47</sup>

**Tabla 4.** Ventajas y desventajas CRT

VENTAJAS	DESVENTAJAS
El CRT puede ser usado para reciprocarse, rotar y circular durante las corridas de revestimiento reduciendo las posibilidades de pegadas diferenciales y otros problemas que pueden producir NPTs.	Costo en las Corridas altos, pero con prevención de problemas mayores en los pozos durante estas operaciones.
La CRT mejora la seguridad en la mesa ya que reemplaza las llaves de potencia, cuñas, elevadores, herramientas y personal que es utilizado convencionalmente.	Tecnología en Desarrollo
Es de una Operación remota y minimiza la manipulación del revestimiento asegurando una mayor seguridad, además elimina la necesidad del encuellador.	Disponibilidad limitada del CRT y de personal capacitado.
Rig Up, instalación al Top Drive y Rig Down rápida.	Rig con Top Drive.
Flexibilidad para operar diferentes diámetros de Revestimiento.	

**Fuente:** Autores.

<sup>46</sup> VOLANT. op. cit, p.07.

<sup>47</sup> *Ibíd.*, p.10.

#### **4.7 TIEMPOS OPERACIONALES Y VENTAJA ECONÓMICA**

Luego de haber expuesto la tecnología CDS, es necesario comparar con los métodos convencionales de corrida. En el Campo Castilla ya se ha practicado la corrida de revestimiento con CDS o CRT por lo que la comparación se realizará entre pozos del Campo Castilla que fueron revestidos por la técnica convencional y por la tecnología CRT.

Uno de los principales atractivos de la técnica CRT (Casing Running Tool) es la ventaja que ofrece con respecto al tiempo de operación, que se ve reflejado en una reducción económica en la construcción del pozo. <sup>48</sup>

---

<sup>48</sup> VOLANT. op. cit, p.11.

## **5. PROBLEMAS OPERACIONALES EN CORRIDAS DE CONVENCIONALES EN EL CAMPO CASTILLA**

En este capítulo se explican los problemas operacionales presentados durante los trabajos de corrida de Revestimiento con el método convencional, sus causas y sus consecuencias.<sup>49</sup>

### **5.1 TIEMPOS NO PRODUCTIVOS (NPT'S)**

Para la gerencia de Ecopetrol S.A el término de “NPT” son las actividades que no están planeadas en el programa de perforación y no son producto de la operación, ejemplo, mal clima, simulacros, etc.

Para Ecopetrol este término ha sido cambiado y ahora los tiempos que no estaban presupuestados y se deben a problemas por la operación son llamados “Tiempos no planeados”. Para el caso del Campo Castilla los Tiempos No Planeados se deban a Pegas de Tubería, Perdidas de Circulación, Fallas en Herramientas de Subsuelo y Superficie, Problemas con el taladro y otros.

### **5.2 PEGA DE TUBERÍA**

La pega de tubería representa uno de los problemas operacionales más comunes y más graves. La gravedad del problema varía desde un ligero aumento de costos hasta complicaciones graves como la pérdida de la sarta o la pérdida parcial del pozo.

Es el problema más común durante una corrida de Revestimiento convencional y es donde la sarta de Revestimiento encuentra restricción al bajar y al momento de sacar no se puede.

Las causas para este problema se deben al empaquetamiento, a la geometría de hoyo y a un diferencial de presión.

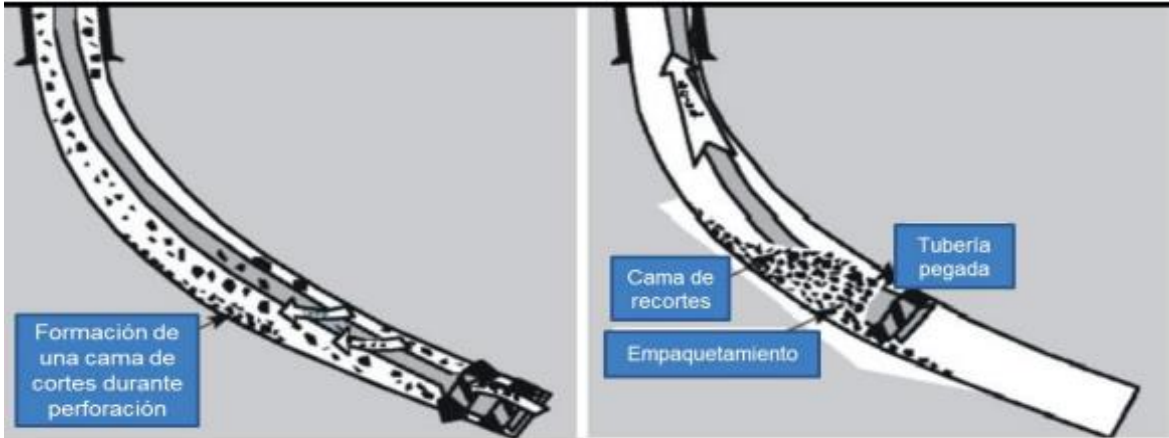
### **5.3 EMPAQUETAMIENTO**

Las pegas de tubería por empaquetamiento están relacionadas a los sólidos perforados que no fueron removidos a superficie y se asentaron en el fondo del pozo, la circulación del pozo puede presentar restricciones. En la **Figura 25** se muestra la pega por empaquetamiento.

---

<sup>49</sup> Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 230. 2016. p.20.

**Figura 25.** Empaquetamiento inducido por solidos



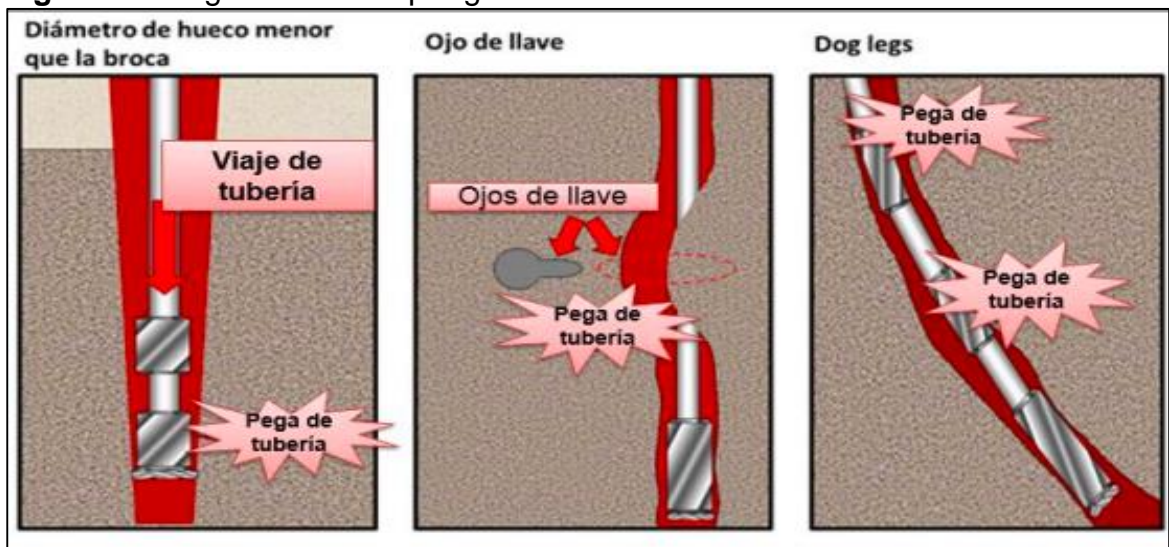
**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 230. 2016. p.22. Modificado por los autores.

#### 5.4 PEGA GEOMÉTRICA

Es relacionada con el diámetro interno del hoyo, suele haber circulación de fluido de perforación.

Este tipo de pega se identifica si al momento de mover la sarta esta solo lo hace en una sola dirección. Por este tipo de pega se identifican las pagas de Ojo de Llave, escalones, y Pata de perro como se muestra a continuación en la **Figura 26**.

**Figura 26.** Pegas inducidas por geometría del hueco



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 230. 2016. p.20. Modificado por los autores.

## 5.5 PEGAS DIFERENCIALES

Las pegas de este tipo se dan cuando la sarta se pega a las paredes de la formación, generalmente formaciones permeables, lo cual por un diferencial de presión entre la formación y la columna hidrostática se da la pega.

Durante la corrida de revestimiento con herramienta convencional en el Pozo Castilla 230, se presentó un evento de Pega por Empaquetamiento a 8005 pies donde hubo restricción al bajar, hubo varios puntos apretados (desde 7.922 ft hasta 7.996 ft), ante la imposibilidad de rotar y de recuperar el casing, se decide realizar un SideTrack a 7942 pies para continuar con el programa normal del pozo.

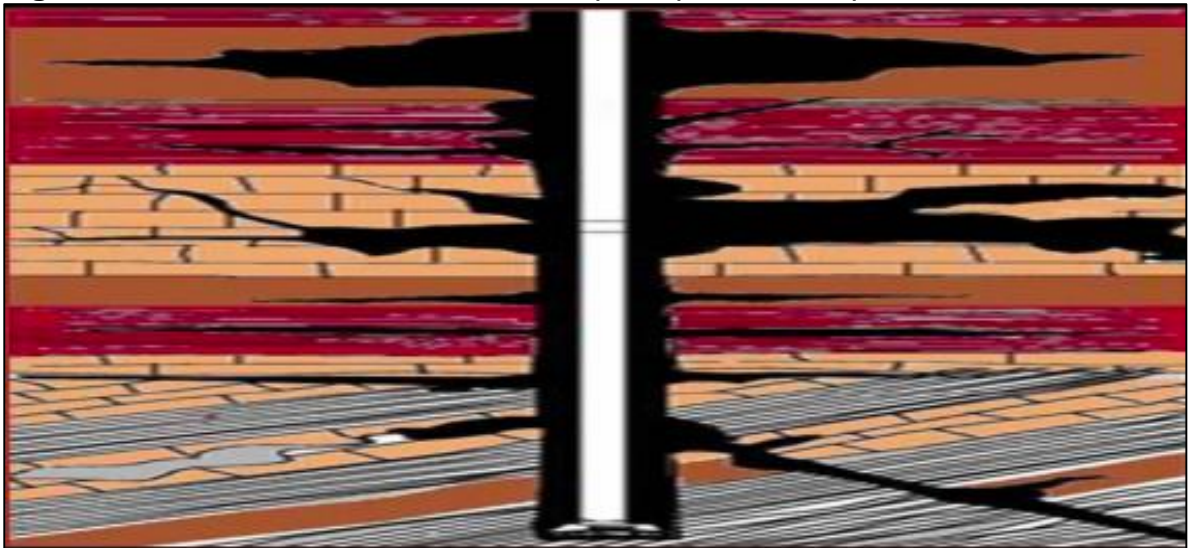
## 5.6 PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

Este problema es bastante crítico durante las corridas de revestimiento con el método convencional dado que no se podrá circular ni llenar el pozo en caso de pérdidas.

Consiste en que una cantidad importante de lodo fluye hacia la formación por medio de una fractura. Se produce por pesos de lodo excesivos que están por encima del gradiente de fractura de la formación. **(Ver Figura 27)**

En el pozo Castilla 230, hubo pérdida de circulación a 7827 pies, perdiendo entre 50 y 55 bph generando así una pérdida acumulada de 330 bbl de lodo.

**Figura 27.** Problemas de hueco por pasar la presión de fractura.



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 230. 2016. p.23. Modificado por los autores.



En la **Tabla 5** se muestran los tiempos perdidos durante la corrida de revestimiento de 9 5/8” con herramientas convencionales en el Pozo Castilla 230 para la sección de 12 ¼”.

**Tabla 5.** Tiempos perdidos durante la corrida de revestimiento

EVENTO	TIEMPO (HORAS)	FRACCIÓN
Perdidas de Circulación	6	13.79%
Pega de Tubería por Empaquetamiento	19.5	48.82%
Apoyo Liner 7”	6	13.79%
Operaciones Planeadas ejecutadas	12	23.58%
Tiempo Total	43.5	100%

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 230. 2016. p.32. Modificado por los autores.

## 6. ANALISIS TECNICO DE LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES Y DE LA HERRAMIENTA CRT

En este capítulo, se analizan los tiempos operacionales durante la corrida de la herramienta convencional en el Pozo Castilla 230 y la implementación de la herramienta CRT en el Pozo Castilla 255.

Los tiempos operacionales pueden ser de tres (3) tipos:

- ❖ Tiempos operacionales perforando: todos aquellos tiempos en donde se perfora la formación.
- ❖ Tiempos operacionales planos: todos aquellos tiempos en donde no se perfora la formación como por ejemplo el tiempo de espera del fragüe del cemento, los cortes en cabeza de pozo, Biselar, viajes de tubería, arme y desarme de BHA etc.
- ❖ Tiempo no productivo: todo tiempo en donde no se realiza ningún tipo de operación, este tiempo generalmente es causado por una falla en el equipo.

Para el análisis de los tiempos operacionales en las diferentes herramientas se realiza una comparación de los mismos, en donde se demuestra por cada operación y finalmente conclusiones respecto a los datos obtenidos. Para obtener mejores resultados en este estudio no se tuvieron en cuenta los tiempos no productivos (NPT)

### 6.1 POZO CASTILLA 230

En esta sección se desarrolla una descripción general del Pozo Castilla 230, iniciando con unas generalidades, ficha técnica, secciones perforadas, estado mecánico y por último los tiempos operacionales involucrados en la implementación de las herramientas convencionales, además se presentan figuras explicativas para una mejor comprensión del tema.

**6.1.1 Generalidades pozo castilla 230.** El Pozo Castilla 230, se ubica en la Cuenca de los Llanos Orientales, el objetivo del Pozo Castilla 230 fue planeado para alcanzar y producir de la Formación K1 inferior, el pozo se perforó desde 36 ft hasta la profundidad de 10.671 ft.

Las operaciones de perforación en total se ejecutaron en 79 días, dentro de los cuales se presentaron problemas operacionales que provocaron tiempos no productivos asociados a la realización de actividades no planeadas.

A continuación, en la **Tabla 6** se muestra la ficha técnica del Pozo Castilla 230 del Campo Castilla de Ecopetrol S.A.

**Tabla 6.** Ficha técnica del pozo castilla 230

<b>POZO:</b>	Castilla 230
<b>OPERADOR:</b>	Ecopetrol S.A.
<b>CUENCA:</b>	Llanos Orientales
<b>DEPARTAMENTO:</b>	Meta
<b>MUNICIPIO:</b>	Castilla la Nueva
<b>OBJETIVO PRIMARIO:</b>	Formación K1 inferior
<b>CLASIFICACIÓN:</b>	Desarrollo-Productor
<b>PERFIL DEL POZO:</b>	Tipo J
<b>PROFUNDIDAD FINAL:</b>	10.671 ft MD / 7.126 ft TVD
<b>KOP:</b>	4467,5 ft MD
<b>DESVIACIÓN MÁXIMA:</b>	89,5°
<b>INICIÓ PERFORACIÓN:</b>	Enero 24 de 2014 (16:00 h)
<b>FINALIZÓ PERFORACIÓN:</b>	Abril 28 de 2014 (17:30 h)

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

En la **Tabla 7** muestra las secciones perforadas en el Pozo Castilla 255 con SideTrack, como medida correctiva para la pega de tubería por empaquetamiento ocurrida a 8.005 ft MD, esta información fue recopilada del informe final mud logging.

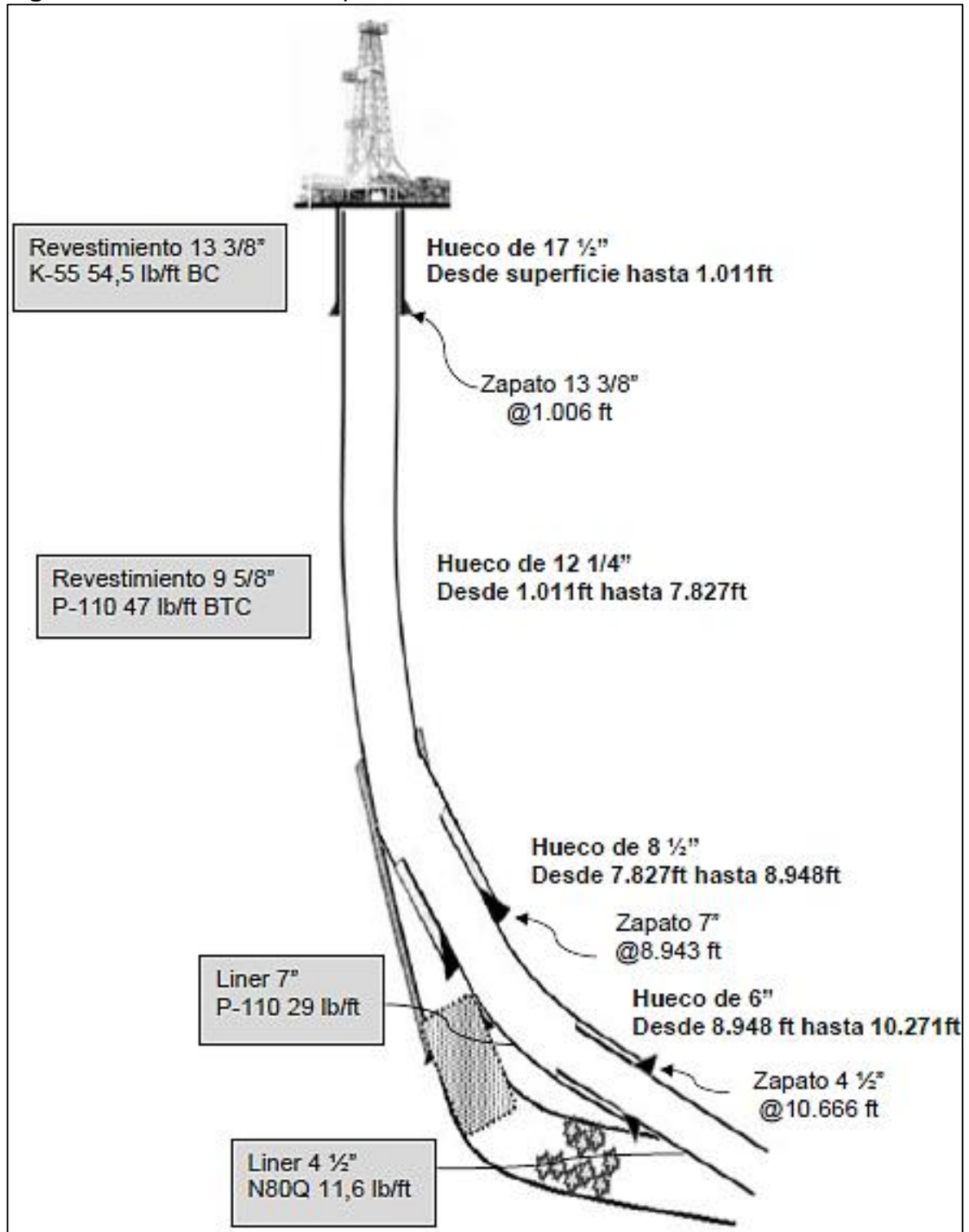
**Tabla 7.** Secciones perforadas del Pozo X sidetrack.

SECCIÓN	PROFUNDIDAD INICIAL (MD)	PROFUNDIDAD FINAL (MD)	PROFUNDIDAD INICIAL (TVD)	PROFUNDIDAD FINAL (TVD)
17 ½"	0'	1011'	0'	1011'
12 ¼"	1011'	7827'	1011'	6888'
8 ½"	7827'	7942'	6888'	6919'
8 ½" - ST"	7942'	8948'	6919'	7029'
6"	8948'	10671'	7029'	7126'

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**6.1.2 Estado mecánico pozo castilla 230.** En la **Figura 28**, se presenta el estado mecánico del Pozo X, donde se encuentran las cinco secciones perforadas 17 ½", 12 ¼", 8 ½", 8 ½" ST-1 y 6", donde se observa el diámetro del hueco con su respectivo revestimiento empleado en el pozo, al igual que las profundidades hasta las que se perforó. Además, se evidencia el KOP del sidetrack a 7.942 ft MD.

**Figura 28.** Estado mecánico pozo castilla 230



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**6.1.3 Tiempos operacionales relacionados a la herramienta convencional.** En la **Tabla 8**, se enuncian las operaciones para una corrida de Casing de 9 5/8" relacionado con las herramientas convencionales para la sección de 12 1/4".

**Tabla 8.** Tiempos operacionales herramienta convencional

<b>Horas (hrs)</b>	<b>Operaciones</b>
0,5	Reunión pre operacional para arme de equipos y herramientas de corrida de revestimiento.
1,5	Rig up de herramientas de corrida de revestimiento.
40	Se inicia corrida Casing 9-5/8" de superficie hasta 7827 ft (MD) [Profundidad del zapato]
1	Se circula a 7827 ft (MD) con el equipo reciprocando con 230 GPM y 755-462 PSI, hasta retornos limpios. Acondicionó lodo (YP y VP). Realizó charla pre operacional para trabajo de cementación.
0,5	Rig down de herramientas de corrida de revestimiento.

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 230. 2016. p.05. Modificado por los autores.

## **6.2 POZO CASTILLA 255**

En esta sección se desarrolla una descripción general del Pozo Castilla 255, iniciando con unas generalidades, ficha técnica, secciones perforadas, estado mecánico y por último los tiempos operacionales involucrados en la implementación de las herramientas CRT, además se presentan figuras explicativas para una mejor comprensión del tema.

**6.2.1 Generalidades del pozo castilla 255.** El Pozo Castilla 255, se ubica en la Cuenca de los Llanos Orientales, fue planeado para alcanzar y producir de la Formación K1 Inferior 20; pozo tipo geonavegado que se perforó desde 44 ft hasta la profundidad de 9.286 ft.

A continuación, se presenta la **Tabla 9** referente a la ficha técnica, la cual contiene la información general del pozo de estudio.

Las operaciones de perforación en total se ejecutaron en 54 días, dentro de los cuales se presentaron problemas operacionales que provocaron tiempos no productivos asociados a la realización de actividades no planeadas, como lo fue la pega de tubería por empaquetamiento, presentada en la perforación de la tercera sección (8½") a una profundidad de 7.711 ft (MD).

En consecuencia, se produjo un pescado y la realización de sidetrack como medida correctiva para poder alcanzar el objetivo propuesto.

**Tabla 9.** Ficha técnica del pozo castilla 255.

<b>POZO:</b>	Castilla 255
<b>OPERADOR:</b>	Ecopetrol S.A.
<b>CUENCA:</b>	Llanos Orientales
<b>DEPARTAMENTO:</b>	Meta
<b>MUNICIPIO:</b>	Castilla la Nueva
<b>OBJETIVO PRIMARIO:</b>	Formación K1 inferior
<b>CLASIFICACIÓN:</b>	Desarrollo-Productor
<b>PERFIL DEL POZO:</b>	Tipo horizontal
<b>PROFUNDIDAD FINAL:</b>	9.286 ft MD / 6.876 ft TVD
<b>KOP:</b>	3875,5 ft MD
<b>DESVIACIÓN MÁXIMA:</b>	91,8°
<b>INICIÓ PERFORACIÓN:</b>	Enero 24 de 2014 (16:00 h)
<b>FINALIZÓ PERFORACIÓN:</b>	Abril 28 de 2014 (17:30 h)

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

El Pozo Castilla 255 inicialmente se tenía planeado perforarlo en tres fases, pero debido los problemas presentados y al sidetrack se perforó en cuatro fases de 17 ½", 12¼ - 13", 8½" x 9" y 8½" como se observa en la **Tabla 10**, secciones perforadas del Pozo Castilla 255.

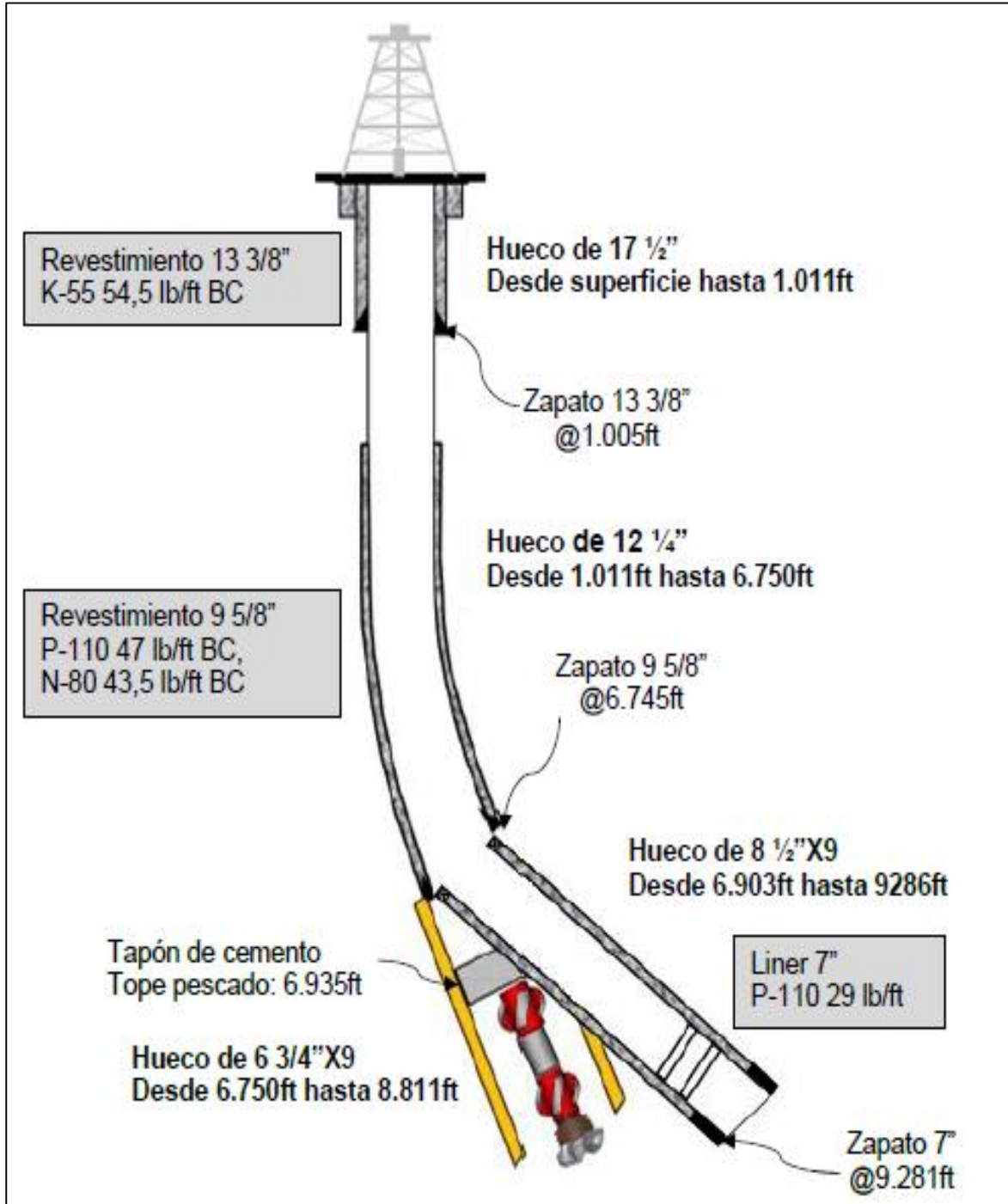
**Tabla 10.** Secciones perforadas del Pozo X sidetrack.

<b>SECCIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD INICIAL (MD)</b>	<b>PROFUNDIDAD FINAL (MD)</b>	<b>PROFUNDIDAD INICIAL (TVD)</b>	<b>PROFUNDIDAD FINAL (TVD)</b>
17 ½"	36'	1011'	0'	1011'
12 ¼"	1011'	6750'	1011'	6454'
8 ½"	6773'	6892'	6454'	6536'
8 ½ - ST"	8743'	9286'	6536'	6866'

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**6.2.2 Estado mecánico pozo castilla 255.** La pega de tubería por empaquetamiento presentada a una profundidad de 7.711 ft (MD), momento en que se estaba sacando la sarta fuera del pozo. La sarta se trabajó mecánicamente martillando sin tener éxito, por lo que se decidió bajar con sonda y pescar tubería, se determinó punto libre y se logró pescar 6.944 ft, dejando 767 ft de pescado para luego bajar con punta libre, bombeando tapón de cemento balanceado como se observa en la **Figura 29**, la cual representa el estado mecánico del Pozo Y-ST con el pescado abandonado.

**Figura 29.** Estado mecánico del pozo castilla 255



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**6.2.3 Tiempos operacionales relacionados a la herramienta CRT.** En la **Tabla 11**, se enuncian las operaciones para una corrida de casing relacionado con la herramienta CRT.

**Tabla 11.** Tiempos operacionales herramienta CRT

<b>Horas (hrs)</b>	<b>Operaciones</b>
0,5	Reunión de seguridad para el rig up de herramienta CRT y herramientas de manejo.
1,5	Acondiciono mesa y Rigup de herramienta CRT
0,5	Reunión pre operacional y de seguridad
9,5	Se inicia corrida de Casing 9-5/8" desde superficie conectando la junta #1 con el zapato rimador aplicando soldadura liquida y un torque de 16.000 lb-ft, luego se conecta la junta #2 con el collar, se aplica soldadura liquida en la caja y en el pin del collar y un torque de 16.000 lb-ft en las dos conexiones y se prueba el equipo de flotación con 200 gpm y 85 psi.
0,5	Se circula a 3500 ft (MD) con el equipo reciprocando con 400 gpm, SSP 850 PSI y final SPP 340 PSI.
2,5	A 6566 ft (MD), en la junta 159 se va a realizar la desconexión del CRT de la sarta de cuñas y se suelta el saber sub, se tornea el CRT nuevamente con 38 klb- ft, y se intenta nuevamente realizar la desconexión del CRT sin éxito, se empieza a circular notando el incremento de presión y se despresuriza por la válvula de la bomba de 2" y la válvula del top drive dejando abiertas todas estas y asegurar que ninguna presión estuviera impidiendo el cierre de la herramienta.  Se inicia a reciprocarse la sarta hasta 300 klb- ft, se despresuriza la herramienta CRT, al momento de retirar el empaque de la herramienta se estalla el mismo ya que se encontraba una alta presión entre el casing y la herramienta CRT ya que en los indicadores de presión del equipo no mostraba ninguna presión acumulada, se procede a cambiar el empaque y verificar el estado de la herramienta para seguir con la operación sin convenientes.
1	Se baja Casing 9-5/8" con bomba desde 6526 ft hasta 6737 ft con 130 - 170 GPM y presión de 2000 – 1600 PSI.
2	Se instala hanger mandrel y landing joint y se bajan herramientas spider, llaves de manejo y accesorios. Se circula reciprocando sarta con 170 – 400 GPM y presión de 1500- 1800 PSI
1	Se realiza Rig down de la herramienta CRT y landing joint del personal de FEPCO..

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 255. 2016. p.05. Modificado por los autores.



### 6.3 ANALISIS TIEMPOS OPERACIONALES

Cuando se corren los revestimientos, las empresas operadoras en éste caso Ecopetrol S.A para reducir los costos y tiempos de perforación, opta por la tecnología, y es así que la herramienta CRT (Casing Running Tool) mejora la eficiencia y la seguridad en el proceso de bajada de tubería.

La tecnología CRT fue ofertada estratégicamente para el Campo Castilla después de evidenciar los diferentes problemas que se tuvieron en las corridas convencionales como una solución óptima para los programas de perforación.

Económica y operacionalmente la herramienta CRT permite disminuir costos y tiempos, ya que como se nombró anteriormente hace frente a mucho de los problemas operacionales y además entre ellos:

- ❖ Seguridad Operacional: Para Ecopetrol S.A y sus contratistas, en este caso Pointer Instruments LTDA, la seguridad en sus procesos es de vital importancia, y con la herramienta CRT se logra aumentar la seguridad tanto en la planchada como en la mesa de perforación puesto que reduce la manipulación manual, equipos y personal.
- ❖ Eficiencia en la perforación: La herramienta CRT baja los revestimientos sin problema alguno, mitigando así los sobrecostos por posibles pegas de tubería y perdidas de circulación, pues con ella se podrá rotar, circular y trabajar la tubería, además que igualmente permite realizar Casing Drilling
- ❖ Fácil Integración: El CRT se integra sin problemas con cualquier Top Drive utilizado en algún Rig, permitiendo así una instalación más rápida y confiable.

El tiempo total de la corrida de revestimiento en el Pozo Castilla 230 con corrida convencional fue de 40 horas desde superficie hasta 7827 pies, un tiempo bastante alto ya que se presentaron problemas de pérdidas de circulación , puntos apretados y pues que para llenar la tubería mientras se corrió el revestimiento se realizó mediante una manguera de 2 pulgadas, obteniendo un tiempo total de 43,5 horas con las Charlas operacionales, Rig Up y Rig Down de los equipos y herramientas necesarias para la corrida convencional.

En cuanto a la corrida con CRT en el Pozo Castilla 255, sus horas de corrida fueron de 9,5 horas, un tiempo menor, y bastante óptimo para los intereses de la empresa Ecopetrol S.A. Evidenciando una clara diferencia de una tecnología a otra.

Esto se debe principalmente al tipo de equipos y herramientas que se utilizan en la tecnología CRT, es decir, el CRT utiliza el Top Drive del Rig para rotar, circular y trabajar la tubería para que en caso de algún problema este se pueda solventar y no tener mayores contratiempos además de tener la practicidad de torquear las

juntas sin necesidad de una llave hidráulica, mientras que la herramienta convencional utiliza llaves hidráulicas para torquear, es necesario el trabajo del encuellador, no tiene la facilidad de trabajar la sarta en caso de algún problema y al momento de llenar el pozo, se hace mediante una manguera de 2 pulgadas manipulada manualmente, generando así un 57,48% más de eficiencia durante los tiempos totales de corrida de revestimiento con la herramienta CRT respecto a la corrida convencional.

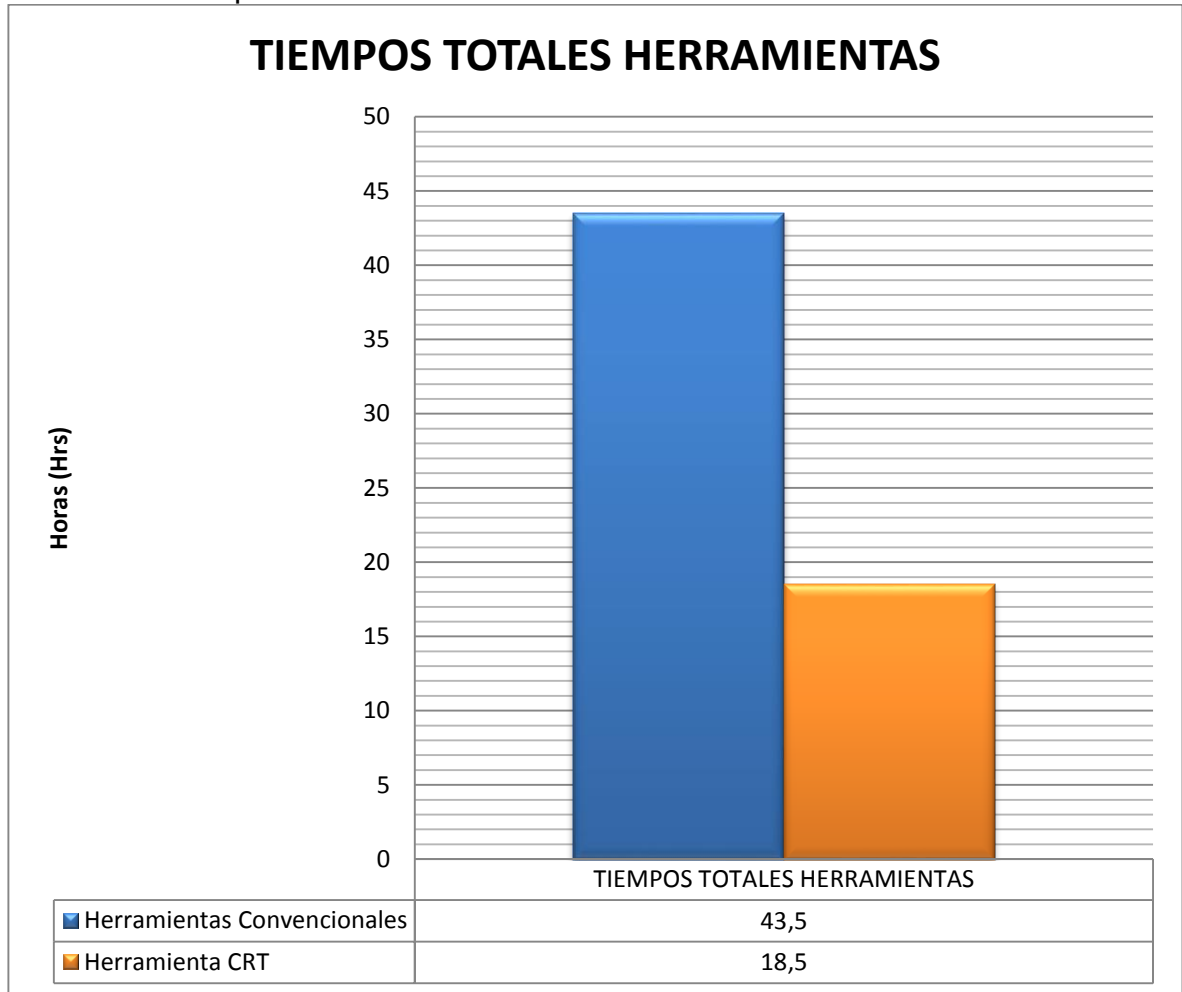
Respecto a los datos obtenidos durante las diferentes herramientas se puede concluir que la implementación de la herramienta CRT genera un beneficio en tiempo de la campaña de perforación respecto a las herramientas convencionales como se observa en la **Tabla 12 y la Grafica 2**.

**Tabla 12.** Tiempos Totales Herramientas

<b>TIEMPOS TOTALES HERRAMIENTAS</b>	
<b>TIPO DE HERRAMIENTAS</b>	<b>Horas (hrs)</b>
Herramientas Convencionales	43.5
Herramienta CRT	18.5

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**Gráfica 2.** Tiempos totales herramientas



**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

Según los resultados obtenidos de la **Tabla 12** y la **Gráfica 2** de la corrida de Casing 9 5/8", se puede concluir que los tiempos operacionales tienen una disminución de 25 horas durante la implementación de la herramienta CRT respecto a las herramientas convencionales, lo cual beneficia los intereses de este proyecto.

Esto beneficia la corrida de casing en pozos petroleros con la herramienta CRT, debido a que esta última es mucho más rápida y efectiva en los tiempos operacionales dando una reducción de costos. Cabe resaltar que tanto para la sección inicial como para la sección final de 17 1/2" y 8 1/2" respectivamente no se hizo necesario realizar corrida con la herramienta CRT debido a que en estas secciones no se presentaron ningún tipo de problema operacional ni punto crítico que afectara la corrida de revestimiento.

## 7. EVALUACION FINANCIERA

El propósito en este capítulo es determinar los indicadores de la viabilidad financiera de la implementación de las herramientas convencionales y la herramienta CRT utilizando el indicador financiero Beneficio-Costo.

Para la evaluación financiera de este proyecto se utiliza como unidad monetaria de valor constante el peso colombiano (\$), este análisis se va a utilizar el indicador financiero Relación Beneficio Costo (B/C), usando una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 13,8% EA y como horizonte de tiempo cinco (5) años en periodos anuales. Adicionalmente se realizará, un análisis de costos de inversión y de ingresos.

### 7.1. COSTOS DE INVERSION (CAPEX)

Los costos de inversión (CAPEX, Capital Expenditure), son inversiones de capital que pueden generar un beneficio para la compañía. Se utilizan en la compra o mejora de activos no corrientes, como pueden ser: maquinaria, inmuebles, construcción de instalaciones, perforación de pozos.

### 7.2. INGRESOS

Un ingreso es un incremento de los recursos económicos. Éste debe entenderse en el contexto de activos y pasivos, puesto que es la recuperación de un activo. Los ingresos suponen incrementos en el patrimonio neto de la empresa. Puede tratarse del aumento del valor de los activos o la disminución de un pasivo.

Sin embargo, no se contemplan las aportaciones de socios o propietarios, puesto que se entienden que es algo que la empresa debe devolver con el tiempo. La empresa en su actividad comercial recibe dinero por prestar sus servicios o vender sus productos. De esta manera, se incrementa el patrimonio empresarial.

### 7.3. DEFINICION ESCENARIOS A EVALUAR

A continuación, se describen los dos escenarios presentes en el proyecto de la evaluación de la viabilidad técnico financiera de la aplicación de la herramienta CRT para los dos pozos en el Campo Castilla.

Para el análisis de los escenarios evaluados, la empresa establece la Campaña de Perforación de los Pozos Nuevos del Campo para los siguientes años, como se muestra en la **Tabla 13**.

**Tabla 13.** Campaña de perforación

<b>CAMPAÑA DE PERFORACIÓN</b>	
<b>PERIODO (AÑOS)</b>	<b>NUMEROS DE POZOS</b>
1	12
2	10
3	11
4	13
5	15

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**7.3.1. Escenario 1. Herramientas convencionales.** El primer escenario plantea la cuantificación de los costos e ingresos asociados a la corrida de casing 9 5/8” del pozo Castilla 230 en el Campo Castilla. La **Tabla 14** muestra los costos e ingresos del pozo castilla 230.

**Tabla 14.** Costos e ingresos pozo castilla 230

<b>POZO CASTILLA 230</b>	
<b>COSTOS</b>	\$ 20,225,740.00
<b>INGRESOS</b>	\$ 28,110,670.00

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

**7.3.2. Escenario 2. Herramienta CRT.** El primer escenario plantea la cuantificación de los costos e ingresos asociados a la corrida de casing 9 5/8” del pozo Castilla 255 en el Campo Castilla. La **Tabla 15** muestra los costos e ingresos del pozo castilla 255.

**Tabla 15.** Costos e ingresos pozo castilla 255

<b>POZO CASTILLA 255</b>	
<b>COSTOS</b>	\$ 15,400,320.00
<b>INGRESOS</b>	\$ 34,110,820.00

**Fuente:** Pointer Instruments Ltda. Modificado por los autores.

#### **7.4. DEFINICION PARAMETROS ASOCIADOS A LA EVALUACION FINANCIERA**

Para encontrar la mejor opción que minimice los tiempos operacionales en la corrida de casing en el Campo Castilla, es importante definir las diferentes variables que se involucraran en la evaluación financiera de los escenarios que se presentaron anteriormente.

**7.4.1. Relación Beneficio Costo (B/C).** Para la evaluación y obtención de una tasa de rentabilidad que cumpla con las expectativas de la empresa, esta debe estar orientada en su actividad económica a combinar los recursos eficientemente y lograr convertirlos en bienes y servicios que satisfagan las necesidades que la industria demande.

Los costos del proyecto constituyen el valor de los recursos utilizados en la producción o en la prestación un servicio y los beneficios son el valor de los bienes y servicios que el proyecto genera.

El análisis económico del Beneficio-Costo, es una técnica de evaluación que sirve para determinar la oportunidad y conveniencia en la realización de un proyecto, la relación B/C se muestra en la **ecuación 1**.

**Ecuación 1.** Relación beneficio costo

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Bi}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{Ci}{(1+i)^n}}$$

**Fuente:** BACA Guillermo Guerrero, Ingeniería económica 8va edición. 2005. p. 183

Dónde:

- ❖ B= Valor presente neto Beneficio
- ❖ C= Valor presente neto Costo
- ❖ Bi = Beneficio de producción
- ❖ Ci = Costos de producción
- ❖ i = Tasa de interés de oportunidad

El análisis del indicador de Beneficio - Costo viene dado por la división entre la suma de los valores actuales de los ingresos y costos, el valor del resultado podrá presentar tres situaciones.

- ❖ B/C > 1, significa que en valor presente los ingresos son mayores que los egresos, por lo tanto, es aconsejable realizar el proyecto.
- ❖ B/C = 1, si el resultado es igual a 1, significa que, en valor presente, los ingresos son iguales a los egresos, en este caso, lo único que se alcanza a ganar es la tasa del inversionista, por lo tanto, es indiferente a realizar el proyecto o continuar con las inversiones que normalmente hace el inversionista.
- ❖ B/C < 1, significa que los ingresos son menores que los costos por lo tanto el proyecto no es atractivo para el inversionista.

**7.4.2. Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).** La tasa de interés de oportunidad, es la tasa de interés mínima a la que un inversor o compañía está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto y con la cual se determina el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto. La TIO utilizada para la evaluación del proyecto es de 13,8 % efectiva anual suministrada por la compañía Pointer Instruments Ltda., a la cual están dispuestos a invertir.

## 7.5. ESCENARIO 1. HERRAMIENTAS CONVENCIONALES

En la **Tabla 16** se presentan los costos e ingresos asociados a la campaña de perforación para cada periodo según la implementación de las herramientas convencionales.

**Tabla 16.** Costos e ingresos herramientas convencionales

INGRESOS CAMPAÑA DE PERFORACIÓN			
PERIODO (AÑOS)	NUMEROS DE POZOS	COSTOS (\$)	INGRESOS (\$)
1	12	242,708,880.00	337,328,040.00
2	10	202,257,400.00	281,106,700.00
3	11	222,483,140.00	309,217,370.00
4	13	262,934,620.00	365,438,710.00
5	15	303,386,100.00	421,660,050.00

En la **Grafica 3**, se representa el flujo de caja para la de la campaña de perforación implementando las herramientas convencionales.

**Gráfica 3.** Flujo de caja herramientas convencionales

						\$	Total
<b>Ingresos</b>		337,328,040	281,106,700	309,217,370	365,438,710	421,660,050	1,714,750,870
		↑	↑	↑	↑	↑	
<b>Egresos</b>		242,708,880	202,257,400	222,483,140	262,934,620	303,386,100	1,233,770,140
		↓	↓	↓	↓	↓	

A continuación, se observa el procedimiento del cálculo de la relación Beneficio Costo (tomando como referencia la **Grafica 3**).

$$\frac{B}{C}(13,8\%)$$

$$= \frac{\frac{337.328.040}{(1 + 0,138)^1} + \frac{281.106.700}{(1 + 0,138)^2} + \frac{309.217.370}{(1 + 0,138)^3} + \frac{365.438.710}{(1 + 0,138)^4} + \frac{421.660.050}{(1 + 0,138)^5}}{\frac{242.708.880}{(1 + 0,138)^1} + \frac{202.257.400}{(1 + 0,138)^2} + \frac{222.483.140}{(1 + 0,138)^3} + \frac{262.934.620}{(1 + 0,138)^4} + \frac{303.386.100}{(1 + 0,138)^5}}$$

$$\frac{B}{C}(13,8\%) = \frac{1.162.122.895,94}{836.152.056,50} = 1,39$$

## 7.6. ESCENARIO 2. HERRAMIENTA CRT

En la **Tabla 17** se presentan los costos e ingresos asociados a la campaña de perforación para cada periodo según la implementación de la herramienta CRT.

**Tabla 17.** Costos e ingresos herramienta CRT

INGRESOS CAMPAÑA DE PERFORACIÓN			
PERIODO (AÑOS)	NUMEROS DE POZOS	COSTOS (\$)	INGRESOS (\$)
1	12	184,803,840.00	409,329,840.00
2	10	154,003,200.00	341,108,200.00
3	11	169,403,520.00	375,219,020.00
4	13	200,204,160.00	443,440,660.00
5	15	231,004,800.00	511,662,300.00

En la **Grafica 4**, se representa el flujo de caja para la de la campaña de perforación implementando la herramienta CRT.

**Gráfica 4.** Flujo de caja herramientas convencionales

						\$	Total
<b>Ingresos</b>		409,329,840	341,108,200	375,219,020	443,440,660	511,662,300	2,080,760,020
		↑	↑	↑	↑	↑	
<b>Egresos</b>		184,803,840	154,003,200	169,403,520	200,204,160	231,004,800	939,419,520
		↓	↓	↓	↓	↓	
		1	2	3	4	5	
		↓	↓	↓	↓	↓	

$$\frac{B}{C}(13,8\%) = \frac{409.329.840}{(1+0,138)^1} + \frac{341.108.200}{(1+0,138)^2} + \frac{375.219.020}{(1+0,138)^3} + \frac{443.440.660}{(1+0,138)^4} + \frac{511.662.300}{(1+0,138)^5}$$

$$= \frac{184.803.840}{(1+0,138)^1} + \frac{154.003.200}{(1+0,138)^2} + \frac{169.403.520}{(1+0,138)^3} + \frac{200.204.160}{(1+0,138)^4} + \frac{231.004.800}{(1+0,138)^5}$$



$$\frac{B}{C}(13,8\%) = \frac{1.410.174.969,71}{636.664.430,51} = 2,21$$

**7.7. CONCLUSION FINANCIERA.** Desde el enfoque financiero, al momento de comparar la campaña de perforación en corrida de revestimiento convencional y la tecnología CRT (Casing Running Tool), se evidencia que la mejor opción para la próxima campaña de perforación de Ecopetrol S.A., es emplear la solución propuesta en el proyecto puesto que, aumenta los ingresos y disminuye los costos de operación de la herramienta como se demuestra en el indicador beneficio-costo obtenido a continuación, para la herramienta CRT y las herramientas convencionales respectivamente (B/C=2,21>B/C=1,39).

## 8. CONCLUSIONES

- ❖ La utilización en la herramienta CRT de los Anillos Multi Lobular Torque en tubería de revestimiento con rosca tipo Buttress hace que esta sea más fuerte y permita rotar con mayores RPM.
- ❖ El uso del CRT (Casing Running Tool) permitió bajar los revestimientos sin realizar el viaje de acondicionamiento.
- ❖ Con la implementación de la herramienta CRT (Casing Running Tool) en el pozo Castilla 255 se logró disminuir en tiempo las corridas de revestimiento en un 43% en comparación de los tiempos obtenidos en el pozo Castilla 233 en el que se utilizó herramienta convencional.
- ❖ Se ejecutó toda la operación sin incidentes ni accidentes en HSE manteniendo los estándares de Pointer Instruments Services LTDA y Ecopetrol S.A, demostrando que la corrida de revestimiento con esta tecnología reduce considerablemente la exposición al riesgo.
- ❖ Según el análisis realizado en los dos pozos estudiados, se evidenció y se corroboró que la pega de tubería por empaquetamiento se dio en la corrida de revestimiento con la herramienta convencional
- ❖ Desde el punto de vista financiero, la implementación de la tecnología CRT en los dos pozos del Campo Castilla es atractiva porque cumple las expectativas de la empresa aumentando los ingresos y disminuyendo los costos de operación de la herramienta. (Relación B/C=2,21 para la herramienta CRT).
- ❖ La tecnología convencional es económicamente rentable siempre y cuando esta no presente problemas operacionales como pegas de tubería y pérdidas de circulación, ya que el costo final se eleva considerablemente en un 60%.
- ❖ La tecnología CRT es aplicable a todos tipos de pozos ya sea vertical, desviado u horizontal, así como para la diferentes formaciones y estratificaciones existentes, esto gracias a su facilidad de rotar y reciprocarse.

## 9. RECOMENDACIONES

- ❖ Ampliar el número de los pozos seleccionados buscando un estudio más detallado de las corridas de revestimiento con la herramienta CRT (Casing Running Tool), identificando condiciones inseguras que puedan afectar la operación.
- ❖ Desarrollar planes de contingencia si se llega a presentar un problema con los equipos de superficie.
- ❖ Continuar empleando los anillos de torque Multi-Lóbulo, los cuales han mostrado excelentes resultados en cuanto a la conexión API BTC
- ❖ Extender la aplicación de la tecnología de corrida de revestimiento con CRT en otros campos del país.
- ❖ Capacitar a las cuadrillas de los equipos de perforación en el manejo adecuado de la herramienta.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales, estudio integrado – crudos pesados, ANH. Disponible en internet. <<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologia-y-Geofísica/Estudios-Integrados-y-Modelamiento/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnico/Campos.pdf>> [Citado diciembre 2015].

AGUILERA BÁEZ, Hernando y GOVEA RODRÍGUEZ, Carlos. Cuencas Sedimentarias En Colombia: Memorias. Bogotá: Ecopetrol, 1985.

ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Diciembre 2007. [Citado 31 abril, 2018].

\_\_\_\_\_. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre 2012. [Citado 31 enero, 2017] Modificada por los autores.

BARRERO, Darío; PARDO, Andrés; y VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology. Modificada por los autores.

ECOPETROL S. A., Carta petrolera Edición 110. [En línea] [Bogotá, Colombia]. [Citado el 12 de mayo de 2018]. Disponible en internet: [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%20110/rev\\_port.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%20110/rev_port.htm)

\_\_\_\_\_. Generalidades Campaña De Perforación Clúster 11E. [Print (0)]: Bogotá: Ecopetrol S.A, 2014.

FONTENOT R. Kyle, LESSO Bill, STRICKLER R. D. (Bob), WARREN M. Tommy. Perforación de Pozos Direccionales con Tubería de Revestimiento. Oilfield Review. Otoño de 2005.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008.33p.c.

\_\_\_\_\_. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros de trabajo de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C. El instituto,2008. 36p. 2008.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

M. Julivert. Léxico Estratigráfico. V ed. Francia, París: Comisión de Estratigrafía, 1968.

MORENO, Gelber. BALLESTEROS, Javier. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling. 2011.

Perfoblogger. Accesorios Corrida de Revestimiento en la perforación de pozos. {En línea} {14 abril de 2018} disponible en: (<http://perfob.blogspot.com/2016/12/accesorios-de-cementacion-adjuntos-la.html>).p.01.

Petroblogger. Sistema Top Drive en la perforación de pozos. {En línea} {13 marzo de 2018} disponible en: (<http://www.ingenieriadepetroleo.com/sistema-top-drive-en-la-perforacion-de/>).p.01.

Pointer Instruments Ltda. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 230. 2016. p.05. Modificado por los autores.

\_\_\_\_\_. Base de Datos de Pointer Instruments Ltda. Pozo Castilla 255. 2016. p.05. Modificado por los autores.

PORTA Jaime. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1974.

VOLANT. Casing Running Tools. Canada. 2016.p.01

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 2008

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998.