

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA  
PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO Y PERFORACIÓN CON  
PRESIÓN CONTROLADA PARA LA DISMINUCIÓN DE TIEMPOS DE  
PERFORACIÓN EN UN POZO EXPLORATORIO

JORGE FELIPE ALARCÓN TORRES  
GERMÁN JAVIER VILLOTA GARCÍA

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

EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA  
PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO Y PERFORACIÓN CON PRESIÓN  
CONTROLADA PARA LA DISMINUCIÓN DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN EN  
UN POZO EXPLORATORIO

JORGE FELIPE ALARCÓN TORRES  
GERMÁN JAVIER VILLOTA GARCÍA

Proyecto de grado integral para optar el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:  
PAOLA ANDREA OSMA  
Ingeniero de Petróleos

Asesor:  
ALBERTO RIOS GONZÁLES  
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Alberto Ríos González

---

Iván Eduardo Peñalosa Cristancho

---

Miguel Ángel Rodríguez Reyes

Bogotá D.C., agosto 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

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Dr. JOSÉ 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.

*A Dios por darme vida,*

*A mi madre por su incondicional amor, por siempre estar junto a mí e impulsarme a ser mejor cada día,*

*A mi padre por cada palabra de cariño y apoyo,*

*A Germán mi compañero, quien hoy puedo considerar familia*

*A toda mi familia por ayudarme y apoyarme en el camino,*

*Y finalmente a todos mis amigos por sus constantes palabras de aliento.*

*Jorge Felipe Alarcón Torres*

***A mis Paredes que me dieron fuerzas y ánimo para nunca rendirme y el apoyo para no ceder***

***A mis hermanos por estar en los momentos que los necesite***

***A mis abuelos por brindarme su apoyo***

***A mis tíos y tías por acompañarme y apoyarme***

***A mi compañero Jorge por realizar junto a mí este proyecto de vida***

***Y mis amigos por estar junto a mí mientras transcurría esta tarea***

***Germán Javier Villota García***

## **AGRADECIMIENTOS**

A Paola Andrea Osma, Ingeniera de Petróleos, Directora del proyecto, por brindarnos su ayuda en la elaboración del mismo, otorgando su tiempo y conocimiento.

A Alberto Ríos, Ingeniero de Petróleos, asesor principal del proyecto, por su orientación, tiempo e ideas.

A la empresa Canacol Energy LTD. Colombia y su representante Gustavo Salazar, Gerente de Perforación (E), por el soporte técnico brindado, tiempo y recursos que llevaron a la satisfactoria conclusión de esta investigación.

A la Fundación Universidad de América, por el soporte técnico brindado.

A Rodrigo Chamorro, Ingeniero de Petróleos, por su constante orientación, punto de vista crítico y constructivo, buenos consejos, mano amiga y conocimientos brindados durante el desarrollo del proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
<b>OBJETIVOS</b>	<b>21</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>22</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL BLOQUE ESPERANZA</b>	<b>23</b>
1.1 HISTORIA	23
1.2 LOCALIZACIÓN	23
1.3 MARCO GEOLÓGICO	24
1.3.1 Estratigrafía	25
1.3.1.1 Formación Ciénaga de Oro (Oligoceno-Mioceno Temprano)	25
1.3.1.2 Formación Porquero (Mioceno Temprano-Mioceno Tardío)	25
1.3.1.3 Formación Tubará (Mioceno Tardío)	25
1.3.1.4 Formación Corpa (Plioceno-Pleistoceno)	26
1.3.2 Columna Estratigráfica	26
1.3.3 Geología estructural	27
1.3.4 Geología del Petróleo	28
1.3.4.1 Roca Generadora	28
1.3.4.2 Roca Reservorio	28
1.3.4.3 Migración	28
1.3.4.4 Roca Sello	28
1.3.4.5 Trampa	28
<b>2. PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y TIEMPOS NO PRODUCTIVOS</b>	<b>30</b>
2.1 PERFORACIÓN CONVENCIONAL	30
2.1.1 Torre de perforación	30
2.1.1.1 Sistema de levantamiento	30
2.1.1.2 Sistema de Rotación	31
2.1.1.3 Sistema de circulación	36
2.1.1.4 Sistema de potencia	38
2.1.1.5 Sistema de prevención	38
2.2 TIEMPOS NO PRODUCTIVOS	40
2.2.1 Problemas Durante la Perforación	41
2.2.1.1 Problemas en formación y estabilidad del pozo	41
2.2.1.2 Pérdidas de Circulación	45
2.2.1.3 Patadas y Reventones (kicks and blowouts)	47
2.2.1.4 Pegas de Tubería	49
2.2.1.5 Vibraciones en la Sarta de Perforación	53
2.2.1.6 Fisuras (Washouts)	57
2.2.1.7 Pesca	58

<b>2.3 ANTECEDENTES PERFORACIÓN DE CANACOL ENERGY LTD. COLOMBIA</b>	<b>60</b>
<b>3. PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL</b>	<b>69</b>
<b>3.1 PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO</b>	<b>69</b>
<b>3.1.1 Tubería de Revestimiento</b>	<b>69</b>
<b>3.1.1.1 Funciones de la tubería de revestimiento</b>	<b>70</b>
<b>3.1.1.2 Fabricación de la tubería de revestimiento</b>	<b>71</b>
<b>3.1.1.3 Características de la Tubería de Revestimiento</b>	<b>72</b>
<b>3.1.2 Operación de CWD</b>	<b>78</b>
<b>3.1.2.1 Ventajas de CWD</b>	<b>81</b>
<b>3.1.2.2 Desventajas del CWD</b>	<b>82</b>
<b>3.1.2.3 Teoría de la Perforación con Revestimiento</b>	<b>83</b>
<b>3.2 PERFORACIÓN CON PRESION CONTROLADA</b>	<b>106</b>
<b>3.2.1 Categorías de MPD</b>	<b>107</b>
<b>3.2.1.1 MPD Reactiva</b>	<b>108</b>
<b>3.2.1.2 MPD Proactiva</b>	<b>108</b>
<b>3.2.2 Problemas para aplicar la MPD</b>	<b>108</b>
<b>3.2.2.1 Gran cantidad de etapas de perforación</b>	<b>108</b>
<b>3.2.2.2 Pérdida de circulación</b>	<b>109</b>
<b>3.2.2.3 Presencia de fluidos de formación</b>	<b>109</b>
<b>3.2.2.4 Pega por presión diferencial</b>	<b>109</b>
<b>3.2.3 Métodos de MPD</b>	<b>109</b>
<b>3.2.3.1 Presión de Fondo Constante (CBHP)</b>	<b>110</b>
<b>3.2.3.3 Perforación con Capa de Lodo (MCD)</b>	<b>120</b>
<b>3.2.3.4 Perforación con Doble Gradiente (DGD)</b>	<b>124</b>
<b>4. EVALUACIÓN TÉCNICA</b>	<b>128</b>
<b>4.1 ANTECEDENTES</b>	<b>128</b>
<b>4.2 Matriz Technical Limit</b>	<b>137</b>
<b>5. EVALUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>150</b>
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>159</b>
<b>7. RECOMENDACIONES</b>	<b>161</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>162</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>166</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Cuencas de Colombia y localización Cuenca valle inferior del Magdalena	24
Figura 2. Localización Bloque Esperanza	24
Figura 3. Columna estratigráfica	27
Figura 4. Sección transversal de la Cuenca del valle inferior del Magdalena	29
Figura 5. Kelly y unidad de Top Drive	32
Figura 6. Válvula de preventora anular	39
Figura 7. Preventor RAM	40
Figura 8. Pega Diferencial	51
Figura 9. Pega por geometría del pozo al bajar tubería	52
Figura 10. Pega por geometría del pozo al subir tubería	52
Figura 11. Vibraciones torsional, axial y rotacional	57
Figura 12. Estado mecánico pozo Flauta 2 Canacol Energy LTD. Colombia	63
Figura 13. Estado mecánico pozo Flauta 2 ST Canacol Energy LTD. Colombia	67
Figura 14. Fabricación de tubería de revestimiento en horno	72
Figura 15. Pin y caja para Casing y Tubing	74
Figura 16. Esquema representativo de tuberías de revestimiento	78
Figura 17. Perforación convencional y perforación con revestimiento	79
Figura 18. Tipos de BHA para perforación con revestimiento	80
Figura 19. Efecto Plastering	84
Figura 20. Niveles de CWD	85
Figura 21. BHA direccional y vertical	87
Figura 22. BHA recuperable	88
Figura 23. Wireline setting tool	89
Figura 24. Drill lock assembly y sus componentes	89
Figura 25. Anillos MTL	90
Figura 26. Wear protection	91
Figura 27. Casing profile nipple (CPN)	92
Figura 28. Estabilizadores	93
Figura 29. Casing shoe	93
Figura 30. Underreamer	95
Figura 31. Brocas tricónicas y PDC	96
Figura 32. Drillshoe DS1, DS2 Y DS3	97
Figura 33. Cuerpo Drillshoe	98
Figura 34 BRT	99
Figura 35. Desprendimiento de broca y toma de registros	100
Figura 36. Rig de CWD	101

<b>Figura 37. Diferencia aproximada en área ocupada por taladro convencional y taladro utilizado para CWD</b>	<b>102</b>
<b>Figura 38. Top Drive eléctrico e hidráulico</b>	<b>103</b>
<b>Figura 39. CDS</b>	<b>104</b>
<b>Figura 40. Área ocupada por el múltiple de MPD</b>	<b>107</b>
<b>Figura 41. Sistema de circulación cerrado</b>	<b>111</b>
<b>Figura 42. Dispositivo de control rotatorio Aspect Drilling Solutions</b>	<b>113</b>
<b>Figura 43. Múltiple de estrangulamiento sistema MPD</b>	<b>115</b>
<b>Figura 44. Unidad principal del CCS</b>	<b>118</b>
<b>Figura 45. Equipo de CCS con sus componentes básicos</b>	<b>119</b>
<b>Figura 46. BOP sistema FMCD, mostrando líneas de inyección</b>	<b>121</b>
<b>Figura 47. Espacio a ocupar de los fluidos en PMCD</b>	<b>123</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características de revestimiento según su grado API	73
Tabla 2. Rangos para tubería de revestimiento	75
Tabla 3. Compatibilidad anillos MTL y tamaños revestimientos	90
Tabla 4. Especificaciones técnicas CDS Tesco	104
Tabla 5. Problemas solucionados por MPD – CBHP en un pozo exploratorio de Arabia Saudita	129
Tabla 6. Reducción en tiempos de perforación y aumento en la ROP	131
Tabla 7. Selección de pozos con propiedades similares	137
Tabla 8. Tiempo pozo ideal por fases y acumulado	138
Tabla 9. Actividades realizadas en estimación de tiempo Fase I de un pozo ideal a través de la Matriz Technical Limit	139
Tabla 10. Desarrollo Matriz Technical Limit para Fase I	140
Tabla 11. Desarrollo Matriz Technical Limit para Fase I continuación	141
Tabla 12. Desarrollo Matriz Technical Limit para Fase I continuación	142
Tabla 13. Agrupación de los pozos según su velocidad	143
Tabla 14. Tiempos estimados para la perforación de un pozo en horas	143
Tabla 15. Tiempos estimados para la perforación de un pozo en días	144
Tabla 16. desarrollo Matriz Technical Limit para Fase II	146
Tabla 17. Agrupación de los pozos según su velocidad en Fase II	147
Tabla 18. Tiempos estimados para la perforación de un pozo en días	147
Tabla 19. Costo en millones de US\$ de una perforacion convencional y una perforacion de 3 Fases con CWD	151
Tabla 20. Costo en millones de US\$ de una perforacion con CWD en primera Fase y perforacion de 2 Fases con CWD	152
Tabla 21. Ahorro en comparación a la perforación convencional	152
Tabla 22. Descripción de las actividades de CAPEX y OPEX con sus respectivos valores en millones de US\$ y la TIO y el periodo en días	154
Tabla 23. Desarrollo del CAUE para los tres (3) escenarios contemplados en millones de US\$	155

## LISTA DE GRAFICAS

	pág.
<b>Grafica 1. Curva de tiempo pozo de estudio Flauta 2 Canacol Energy LTD. Colombia</b>	<b>64</b>
<b>Grafica 2. Curva de tiempo pozo de estudio Flauta 2 ST Canacol Energy LTD. Colombia</b>	<b>68</b>
<b>Grafica 3. Comparación de presión entre el DGD y la perforación convencional en Offshore</b>	<b>124</b>
<b>Grafica 4. Reducción en consumo de fluido y tiempo de perforación con la técnica de MPD de Stasis Drilling Solutions LLC.</b>	<b>130</b>
<b>Grafica 5. Comparación tiempo de perforación real y planeado para un pozo con MPD en Haynesville</b>	<b>132</b>
<b>Grafica 6. Tiempos de perforación diez pozos Haynesville</b>	<b>133</b>
<b>Grafica 7. Velocidad de perforación contra pies perforados en pozos realizados con CWD.</b>	<b>134</b>
<b>Grafica 8. Comparación de tiempos entre pozo convencional y pozo con CWD.</b>	<b>135</b>
<b>Grafica 9. Tiempos de perforación de tres pozos perforados con CWD en el Campo Lobo, Texas.</b>	<b>136</b>
<b>Grafica 10. Comparación en tiempos de perforación de Fase I</b>	<b>145</b>
<b>Grafica 11. Comparación en tiempos de perforación de pozos</b>	<b>145</b>
<b>Grafica 12. Comparación en tiempos de perforación de Fase I</b>	<b>148</b>
<b>Grafica 13. Comparación en tiempos de perforación de pozos</b>	<b>148</b>
<b>Grafica 14. Gastos diarios perforación en las 3 alternativas</b>	<b>158</b>

## LISTA DE ECUACIONES

<b>Ecuación 1. Presión de fondo dinámica</b>	<b>pág. 110</b>
<b>Ecuación 2. Presión de fondo dinámica para sistema de circulación cerrado</b>	<b>111</b>
<b>Ecuación 3. Presión de fondo dinámica para sistemas bombas apagadas</b>	<b>112</b>
<b>Ecuación 4. VA</b>	<b>153</b>
<b>Ecuación 5. CAUE</b>	<b>153</b>

## LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Costos para un proyecto de CWD

pág.  
167

## GLOSARIO

**ARENISCA:** roca sedimentaria detrítica compuesta de mínimo un 64% de granos de cuarzo con tendencia a ser redondos.

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria de origen detrítico. Es una roca compacta, sin fisilidad que está formada por partículas del tamaño de la arcilla.

**BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA):** la porción inferior de la sarta de perforación, que consiste (desde el fondo hacia la superficie de un pozo vertical) en la barrena, la reducción para la barrena, un motor de lodo (en ciertos casos), los estabilizadores, el portamecha, la columna de perforación pesada, los dispositivos que operan por golpes ("tijeras o percutores") y los cruces para las diversas formas de roscas. Traduce: arreglo de fondo de pozo

**BROCA:** la herramienta utilizada para triturar o cortar la roca.

**BYPASS:** desviación parcial o completa impuesta al fluido de perforación para evitar el paso del mismo a través de algún equipo.

**CAMPO:** zona con abundancia de pozos de los que se extrae hidrocarburos del subsuelo.

**CASING:** una tubería de gran diámetro que se baja en un agujero descubierto y se cementa en el lugar. La tubería de revestimiento se fabrica normalmente con acero al carbono común que es tratado térmicamente para lograr resistencias variables, pero puede fabricarse especialmente con acero inoxidable, aluminio, titanio, fibra de vidrio y otros materiales.

**CASING HANGER:** el subconjunto de un cabezal de pozo que soporta la sarta de revestimiento cuando ésta se baja en el pozo.

**CEMENTACIÓN:** el proceso de emplazamiento de cemento alrededor de una sarta de revestimiento o de una sarta de tubería de revestimiento corta (liner). Los objetivos principales de las operaciones de cementación primaria son el aislamiento zonal para prevenir la migración de fluidos en el espacio anular, el soporte de la sarta de revestimiento o de la sarta de tubería de revestimiento corta y la protección de la sarta de revestimiento contra los fluidos de formación corrosivos.

**DRILL PIPE:** conducto tubular de acero provisto de extremos roscados especiales denominados uniones de tubería.

**FALLA:** cuando en una fractura tiene lugar una desnivelación de los bloques afectados, recibe el nombre de falla. El desplazamiento vertical conlleva la

aparición de un bloque hundido y otro elevado, y un desplazamiento horizontal en el caso de las horizontales.

**FORMACIÓN:** la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado. En estratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos.

**JUNTA:** es el término utilizado para referirse a una pieza de tubo.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria detrítica caracterizada por componentes varios (coloides, arcillas, silts, limos), en tamaños de grano entre 0,01 y 0,001 mm de diámetro.

**PARADA:** conjunto de dos o más tubos unidos.

**ROCA GENERADORA:** roca sedimentaria que contiene gran cantidad de materia orgánica que originó la formación de cantidades apreciables de petróleo y/o gas.

**ROCA SELLO:** una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

**TRAMPA:** es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración de hidrocarburos, manteniéndolos atrapados y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable por la acción de un sello.

**WIRELIN:** término general utilizado para describir operaciones de intervención de pozos que se realizan con un alambre o cable de un solo filamento o multifilamento para intervención en pozos de petróleo o gas. Aunque no se aplica de manera uniforme, el término se utiliza comúnmente asociado con el registro eléctrico y los cables que incorporan conductores eléctricos.

## ABREVIATURAS

<b>AGR</b>	Sistema de Doble Gradiente
<b>AISI</b>	American Iron and Steel Institute
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials
<b>BBL</b>	Barriles
<b>BPD</b>	Barriles de Petróleo por Día
<b>BHA</b>	Bottom Hole Assembly
<b>BOP</b>	Blow Out Preventer
<b>BRT</b>	Bit Release Tool
<b>CBHP</b>	Método de Presión de Fondo Constante
<b>CCS</b>	Sistema de Circulación Continua
<b>CPN</b>	Casing Profile Nipple
<b>CDS</b>	Casing Drive System
<b>CWD</b>	Casing While Drilling
<b>DAPC</b>	Control de Presión Anular Dinámico
<b>DGD</b>	Método de Perforación con Doble Gradiente
<b>DLA</b>	Drill Lock Assembly
<b>DS</b>	DrillShoe
<b>DP</b>	Drill Pipe
<b>ECD</b>	Densidad de Circulación Equivalente
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>FMCD</b>	Perforación con Capa de Lodo Flotante
<b>Ft</b>	Feet
<b>FIT</b>	Formation Integrity Test
<b>Gal</b>	Galones
<b>HPHT</b>	High Pressure High Temperature
<b>Hr</b>	Horas
<b>IADC</b>	Asociación Internacional de Contratistas de Perforación
<b>Km</b>	Kilómetros
<b>LCM</b>	Lost Circulation Material
<b>LWD</b>	Logging While drilling
<b>MCD</b>	Método de Perforación con Capa de Lodo
<b>MD</b>	Measured Depth
<b>MLT</b>	Multi-lobe Torque
<b>MPD</b>	Managed Pressure Drilling
<b>MWD</b>	Measurement While Drilling
<b>NPT</b>	Non Productive Time
<b>PDC</b>	Polycrystalline Diamond Compact
<b>PMCD</b>	Capa de Lodo Presurizada
<b>PSI</b>	Pounds per Square Inch
<b>PWD</b>	Preassure While Drilling
<b>RCD</b>	Dispositivo de Control Rotacional
<b>RMR</b>	Sistema de Recuperación de Lodo sin Riser

<b>ROP</b>	Rate of Penetration
<b>SMD</b>	Sistema de Perforación Submarina con Levantamiento de Lodo
<b>TPS</b>	Thermally Stable Polycrystalline Diamond
<b>TVD</b>	True Vertical Depth
<b>UBD</b>	Perforación Bajo Balance
<b>US\$</b>	Dolares Americanos
<b>WOB</b>	Weight on Bit

## RESUMEN

Con el objetivo de evaluar la implementación de una tecnología de perforación no convencional en sus procesos de perforación con el fin de reducir los tiempos operativos relacionados a los problemas de pozo, Canacol Energy LTD. Colombia considera las tecnologías conocidas como Perforación con Revestimiento (*Casing While Drilling – CWD*) y Perforación con Presión Controlada (*Managed Pressure Drilling – MPD*) para llevar a cabo este objetivo.

La presente investigación consiste en la recopilación de información técnica y financiera concerniente a las técnicas mencionadas anteriormente. Selección y recopilación de casos previos de aplicación de Perforación con Revestimiento y Perforación con Presión Controlada así como de proyecto de perforación previos realizados por Canacol Energy LTD. Colombia en el bloque de interés, posteriormente realizando el análisis técnico de la viabilidad de Perforación con Revestimiento y Perforación con Presión Controlada teniendo en cuenta datos obtenidos de casos de estudio, el contexto técnico referente a las mismas en el país y posteriormente realizando la comparación de estas a través del uso de la matriz de *Technical Limit* de Canacol Energy LTD. Colombia, con los proyectos de perforación convencional previos, el estimado de un pozo planeado y el estimado de un pozo ideal.

Posteriormente al proceso de evaluación técnica, se realiza la evaluación financiera del método que presenta mejor resultado, comparando los costos de esta con los costos de un proyecto de perforación convencional utilizando la variable financiera conocida como Costo Anual Uniforme Equivalente; finalmente se concluye sobre estos resultados.

**Palabras clave:** Perforación, MPD, CWD, Technical Limit, CAUE.

## OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico-financieramente tecnologías de *casing drilling* y *managed pressure drilling*, para la reducción de tiempos de perforación de un pozo exploratorio en el Valle Inferior del Magdalena.

### OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Bloque Esperanza de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.
2. Explicar los procesos utilizados actualmente en la perforación de un pozo exploratorio por Canacol Energy Ltd. Colombia y las operaciones que generan tiempos no productivos.
3. Describir la matriz *technical limit* para la estimación de los tiempos de perforación, utilizada por Canacol Energy Ltd. Colombia
4. Desarrollar la matriz *technical limit* para estimar tiempos de perforación con las técnicas de *casing drilling* y *managed pressure drilling*.
5. Evaluar los resultados de la matriz comparando los tiempos arrojados con el programa de perforación de un pozo exploratorio, y seleccionar la tecnología que arroje un menor tiempo de perforación.
6. Evaluar la viabilidad financiera de *casing drilling* o *managed pressure drilling*, dentro de un proyecto de perforación de un pozo exploratorio, mediante el costo anual uniforme equivalente (CAUE), aplicado con una periodicidad diaria.

## INTRODUCCIÓN

La aplicación de nuevas tecnologías con el fin de optimizar los tiempos de perforación alrededor del mundo ha logrado grandes avances a la hora de acercar los tiempos de operación a los tiempos de un límite técnico impuesto por las empresas para cada una de sus operaciones teniendo en cuenta las características de los campos a perforar.

Entre los puntos a mejorar de un proceso de perforación se encuentra la prevención de problemas provenientes del pozo, los cuales a su vez causan los tiempos no productivos, tiempos en los cuales no se puede avanzar con la operación, los cuales representan un gran porcentaje del tiempo empleado en las mismas.

Por esta razón el siguiente trabajo de grado se enfoca en las posibilidades que ofrecen las técnicas de Perforación con Revestimiento (*Casing While Drilling – CWD*) y Perforación con Presión Controlada (*Managed Pressure Drilling – MPD*) para reducir o mitigar los problemas ocasionales en los pozos más complejos.

La Gerencia de Perforación de Canacol Energy LTD. Colombia decide realizar mediante la presente investigación, la evaluación técnica y financiera de la posibilidad de implementar estas tecnologías en sus futuros proyectos de perforación, esto teniendo en cuenta antecedentes y casos de estudio previos sobre las aplicaciones de las mismas. Realizando la comparación con pozos previamente perforados por Canacol Energy LTD. Colombia, un pozo planeado de manera convencional y el límite técnico propuesto por Canacol Energy LTD. Colombia el cual representando la figura de un pozo ideal.

Esta investigación proporcionara una base teórica imparcial la cual podrá ayudar en la toma de decisiones referente a proyectos futuros de perforación en el Bloque VIM5 de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

## 1. GENERALIDADES DEL BLOQUE ESPERANZA

En el siguiente capítulo se presentarán los aspectos generales del Bloque Esperanza ubicado en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

### 1.1 HISTORIA

El 30 de agosto de 2004 se firma el contrato de Exploración y Explotación Esperanza entre la ANH, la operadora GEOPRODUCTION OIL & GAS COMPANY LLC, en aquel momento subsidiaria de SHONA ENERGY, y la prestadora de servicios RAY OIL TOOL COMPANY INC; continuando así hasta el año 2012 en el cual CANACOL ENERGY LTD. compra SHONA ENERGY adquiriendo de esta manera la totalidad de contratos de la misma.

En el periodo entre 2004 y 2012 se da la perforación de los pozos exploratorios Arianna-1 y Arianna-2, dando lugar al campo Arianna; en 2014, ya bajo la operación de CANACOL ENERGY LTD, se da la perforación de los pozos Palmer-1 y Corozo-1, en los campos Palmer y Corozo respectivamente.

El 17 de Julio de 2016 comienza la perforación del pozo Níspero-1 mediante un contrato E&P, de esta manera a Febrero de 2017 el Bloque Esperanza está produciendo, bajo el contrato E&E Esperanza, de los campos Arianna, Palmer, Nelson y Níspero, con un área aproximada de 460 km<sup>2</sup>.

### 1.2 LOCALIZACIÓN

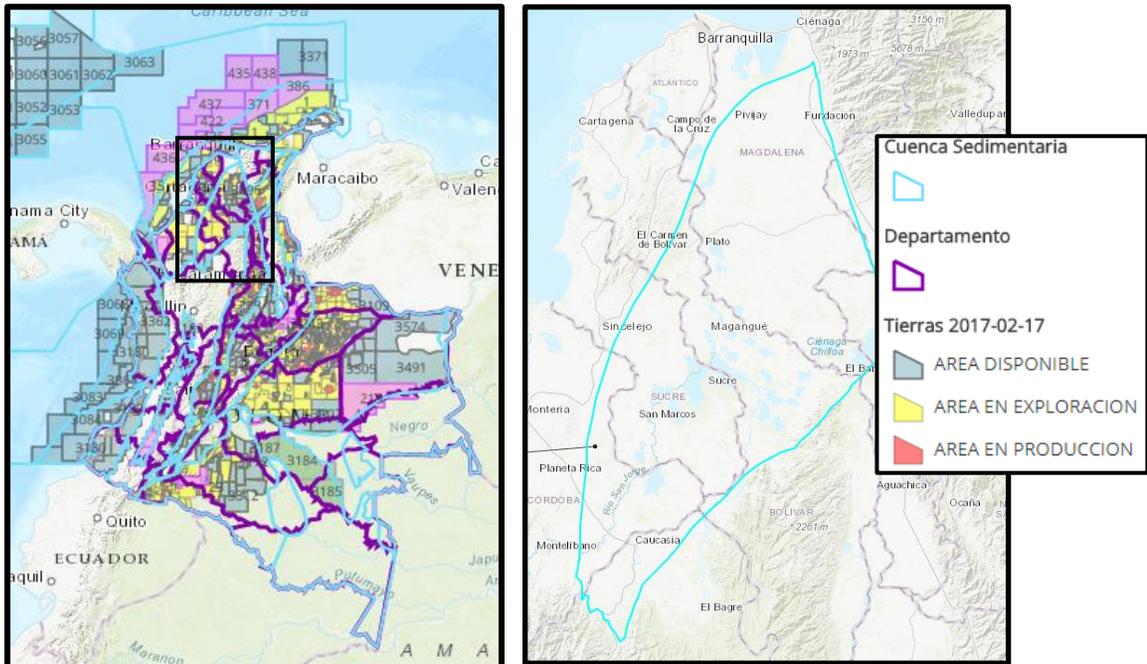
El Bloque Esperanza se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en la Subcuenca San Jorge, la cual se encuentra en la esquina nororiental de Sudamérica; esta Subcuenca limita al este por la Falla de Bucaramanga-Santa Marta, al sur por las estribaciones de la Cordillera Central y la Falla de Palestina, al norte y occidente limita con la Cuenca del Caribe Colombiano, como se ve en la **Figura 1**.

El Bloque Esperanza se encuentra ubicado a 60km (distancia de la ciudad al pozo exploratorio Palmer-1)<sup>1</sup> al Oriente de la ciudad de Montería, departamento de Córdoba en la jurisdicción del municipio de San Carlos; el Bloque se encuentra subdividido en distintas partes, como se puede observar en la **Figura 2**; abarcando un área de 10845.4 hectáreas en exploración (color amarillo) y cuatro (4) áreas en producción de 1588.8, 540.5, 240.2 y 222 hectáreas (color rojo); identificadas ante la ANH con el número de Tierras ID 4.

---

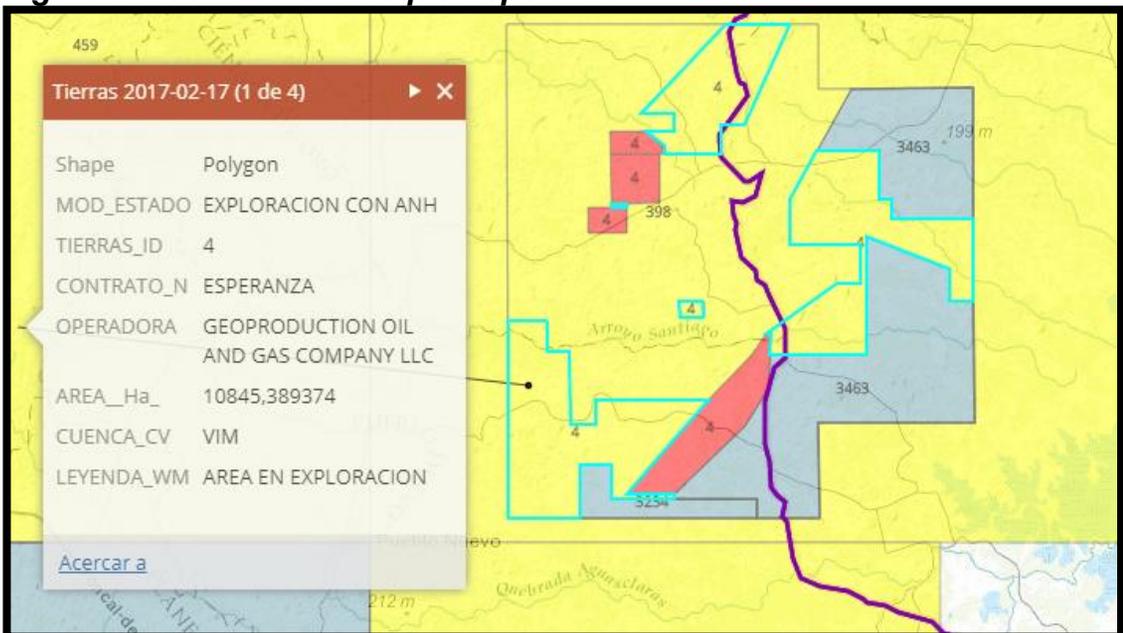
<sup>1</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. GEOVISOR v2.1. [En línea] Disponible en internet: <<https://geovisor.anh.gov.co/>>

**Figura 1. Cuencas de Colombia y localización Cuenca Valle Inferior del Magdalena.**



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [En Línea].  
<https://geovisor.anh.gov.co/>. Consultado febrero 2018

**Figura 2. Localización Bloque Esperanza.**



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. [En Línea].  
<https://geovisor.anh.gov.co/>. Consultado febrero 2018

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, limita hacia el Norte y al Oeste con el sistema de fallas de Romeral, hacia al Sur y Sureste con la Cordillera Central por sus unidades ígneas y metamórficas, y con las rocas pre-cretácicas de la Serranía de San Lucas, en el Este con el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta, el cual es el principal sistema de fallas de la Cuenca, conocido como el Sistema de Fallas Espíritu Santo.

A continuación se presenta la estratigrafía, geología estructural y del petróleo de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

**1.3.1 Estratigrafía.** A continuación, se describirán las formaciones, perforadas durante la fase exploratoria, en el Bloque esperanza; las principales formaciones corresponden al sistema Paleógeno-Neógeno.

**1.3.1.1 Formación Ciénaga de Oro (Oligoceno-Mioceno Temprano).** Se constituye principalmente por areniscas de grano fino a conglomeráticas, con intercalaciones de limolitas, shales y mantos de carbón. La base consiste en conglomerados de cuarzos y rocas ígneas, mientras el resto de la unidad presenta arenas y arcillas depositadas de manera que se sugiere un ambiente deltaico de deposición. Esta Formación se considera como el principal yacimiento de la Cuenca, con una porosidad promedio de 15% y espesores de hasta 300 pies.<sup>23</sup>

**1.3.1.2 Formación Porquero (Mioceno Temprano-Mioceno Tardío).** Se compone en su mayoría por arcillolitas y limolitas, con intercalaciones de areniscas de grano fino las cuales son ligeramente calcáreas. Esta Formación se subdivide en Porquero Inferior, la cual consiste en lutitas de color gris oscuro masivas y fosilíferas, depositadas en ambiente marino nerítico; y Porquero Superior, la cual consiste en su mayoría en lutitas con pequeñas intercalaciones de arenas cuya depositación sugiere un ambiente deltaico.

Esta Formación ha sido reconocida como una de las principales rocas generadoras de la Cuenca, caracterizándose por presentar grandes espesores y ser rica en materia orgánica, produciendo así kerógeno de tipos II/III y III.

**1.3.1.3 Formación Tubará (Mioceno Tardío).** Formación depositada durante el Mioceno medio y Mioceno tardío, constituida litológicamente por capas de arenisca de gran espesor, que presentan grano desde fino hasta conglomerático, e intercalaciones de arcillolitas y limolitas, de color gris y marrón claro

---

<sup>2</sup> DI LUCA M. Caracterización Geofísica de Yacimientos Heterogéneos de la Formación Porquero: Área Piloto Bloque A, Cuenca del Valle Inferior de Magdalena, Colombia. Magister en Ciencias Geofísicas

<sup>3</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos. Interpretación Programa Sísmico 2D Sinú San Jacinto Sur 2008. Colombia. 60 p.

respectivamente, las cuales presentan un espesor más bajo. El espesor de la Formación es de aproximadamente 984 pies. Las características de depositación sugieren un evento regresivo en un ambiente fluvial. La Formación Tubará se encuentra en contacto discordante con la Formación Porquero, la cual la infrayace y en contacto concordante con la Formación Corpa, la cual la suprayace.<sup>4</sup>

**1.3.1.4 Formación Corpa (Plioceno-Pleistoceno).** Esta se compone principalmente, de areniscas conglomeráticas intercaladas con conglomerados y esporádicamente capas de arcillolitas y limolitas. Su espesor se encuentra entre 6561 y 13123 pies (2000-4000 mts). Esta Formación se subdivide en 3 conjuntos, Conjunto A el cual esta principalmente conformado por areniscas de color amarillo grisáceo, compuestas por cuarzo, feldespato, y fragmentos de rocas sedimentarias y volcánicas, en una matriz arcillosa, con capas de 0,328 pies a 0,656 pies, intercaladas con capas de lodolitas; Conjunto B, se compone de areniscas con composición similar a las del Conjunto A y capas de conglomerados, a su vez también se encuentran laminas delgadas de lodolitas, las capas de conglomerado se conforman por gránulos de cuarzo, chert y roca volcánica; y el Conjunto C, conformado por lodolitas de color gris azulado, intercaladas con capas discontinuas de conglomerados similares a las del Conjunto B.

Las características de la Formación sugieren un ambiente de depositación continental con periodos de media y alta energía, en los cuales se depositó la fracción conglomerática; y periodos de tranquilidad en los cuales se depositó la fracción areno-arcillosa.<sup>5</sup>

**1.3.2 Columna Estratigráfica.** A continuación se presenta la columna estratigráfica de interés para esta investigación.

---

<sup>4</sup> DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974. p.188.

<sup>5</sup> GEOLOGÍA, GEOFÍSICA, HIDROGEOQUÍMICA E ISÓTOPOS, COMO HERRAMIENTAS PARA DEFINIR UN MODELO CONCEPTUAL HIDROGEOLÓGICO, CASO DE APLICACIÓN: ACUÍFERO COSTERO MUNICIPIO DE TURBO. Escuela de Geociencias y Medio Ambiente. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín

**Figura 3. Columna Estratigráfica**

Tiempo		Formación	Litología	Espesor (m)	Descripción litológica	
Periodo	Época					
Cuaternario	Holoceno				Depósitos aluviales y terrazas recientes	
	Pleistoceno				Arcillolitas grises y limolitas intercaladas con niveles de areniscas	
NEÓGENO	Plioceno	T	Corpa	600	Arcillolitas grises y limolitas intercaladas con niveles de areniscas	
		Tm	Tubará	1000	Arcillolitas con abundantes intercalaciones de arenisca	
	Mioceno	T	Porquero		1200	Arcillolitas y limolitas con intercalaciones gruesas de areniscas
		M				
		Tm				
	PALEÓGENO	Oligoceno	T	Ciénaga de Oro	850	Areniscas cuarzosas localmente conglomeráticas, intercalaciones de arcillolitas ligeramente calcáreas. Shales calcáreos y carbón.
M						
Eoceno		T				
		M				
		Tm				
Paleoceno						
Cretácico	Superior	Basamento continental			Granito muscovítico, esquistos, cuarcitas y cuazodioritas	

Fuente: INTERPRETACIÓN PROGRAMA SÍSMICO 2D SINÚ SAN JACINTO SUR 2008

**1.3.3 Geología estructural.** La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena tiene su origen al darse el choque entre la placa Caribe con la placa Suramericana durante el Cretáceo Tardío, dando así lugar a eventos tensionales y de esta manera a los distintos pliegues que se evidencian en los periodos Paleoceno, Eoceno-Oligoceno, Mioceno y Plioceno.

Los Bloques en la Cuenca han experimentado una evolución tectónica desde la emergencia hasta el Oligoceno Inferior, hundimiento progresivo hasta el Mioceno Inferior y emergencia nuevamente desde el Plioceno; de esta manera los eventos tectónicos mencionados llevan a la generación del Sistema de Fallas de Romeral, el cual corresponde a fallas de rumbo con orientación general de N 20-30 E, dentro de las cuales se encuentran fallas normales, inversas y anticlinales.

A partir de estos eventos se divide la Cuenca en dos subcuencas, El Plato en el Norte y San Jorge en el Sur, siendo esta última en donde se encuentra ubicado el Bloque Esperanza sobre el cual trata esta investigación.

**1.3.4 Geología del Petróleo.** En la siguiente sección se describirán las características principales del sistema petrolero presente en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Subcuenca San Jorge, asociado al Bloque Esperanza.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Se consideran las lutitas de la Formación Porquero como la fuente primaria de hidrocarburos para la Cuenca, ya que las mismas cuentan con un gran espesor y buen contenido de materia orgánica, con un TOC (Carbono Orgánico Total) promedio de 2.0%, y a su vez un Ro de 0.5% por lo cual se deduce una madurez temprana y una generación de kerógeno tipo II; a su vez también se muestran como generadoras las lutitas de la Formación Ciénaga de Oro en las cuales se produce kerógeno de tipo III.

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** Como se mencionó previamente en la estratigrafía general de la Cuenca, se reconoce como principal reservorio a las areniscas de la Formación Ciénaga de Oro, las cuales cuentan con una porosidad promedio de 15% y un espesor máximo de hasta 300 pies.

**1.3.4.3 Migración.** Teóricamente se cree <sup>6</sup> que la migración se da partiendo de la base de las rocas generadoras en la Formación Porquero en la parte Norte de la Cuenca, donde por gravedad los fluidos migran con sentido Norte-Sur, a través de desplazamiento por el interior de las arenas presentes en la misma Formación, y del sistema de fallas que rodea a la Cuenca, llegando a almacenarse en las rocas reservorio hacia la parte sur de la Cuenca. De acuerdo a lo dicho anteriormente se han propuesto cuatro (4) rutas de migración para los hidrocarburos:

1. Área Cicuco-Boquete
2. Área Momposina
3. Área Güepaje
4. Región Apure

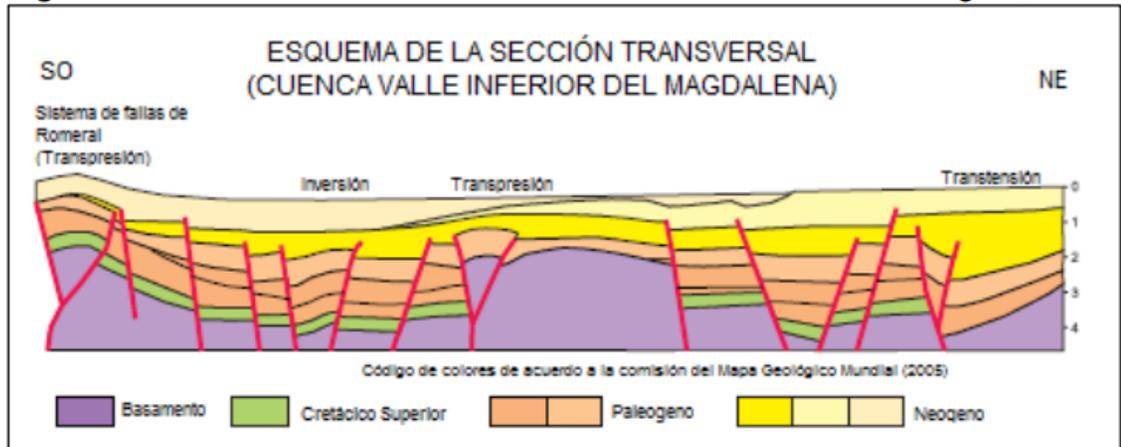
**1.3.4.4 Roca Sello.** Como se mencionó anteriormente, tanto la Formación Porquero como la Formación Ciénaga de Oro presentan distintas unidades arcillosas las cuales son las que presentan las mejores propiedades para actuar como sello para el sistema petrolífero.

**1.3.4.5 Trampa.** A lo largo de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena se pueden evidenciar diversos tipos de trampas, en cuanto a la Subcuenca San Jorge, y el Bloque Esperanza, predominan las trampas estructurales causadas principalmente por pliegues y fallas normales relacionadas al sistema de fallas de Romeral.

---

<sup>6</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, MARIN, J. P. [Diapositivas]. Colombia. 2009. 27 Diapositivas.

**Figura 4. Sección transversal de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena**



**Fuente.** BARRERO, Darío; MARTINEZ, Juan; PARDO, Andrés; VARGAS, Carlos. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C.: ANH and B&M Exploration Ltda., 2007. p. 44. ISBN 978-958-98237-0-5.

## 2. PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

En el presente capítulo se presentará como se realiza una perforación convencional, mencionando todos los elementos que hacen parte de está, además se mostraran los diferentes sistemas que componen la perforación convencional; también se mostrara los diferentes tiempos no productivos, que los puede generar y como se pueden prevenir o corregir; finalmente se mostrara el ejemplo de un pozo realizado por Canacol Energy LTD. Colombia de manera convencional.

### 2.1 PERFORACIÓN CONVENCIONAL

Este proceso consiste en realizar un agujero con ayuda de un movimiento rotatorio y una fuerza de empuje sobre un elemento de corte como lo es la broca, esta perfora la roca dejando cortes, los cuales son enviados a superficie con ayuda del fluido de perforación<sup>7</sup>.

El movimiento rotatorio es generado en superficie y transmitido a la broca por medio de la sarta de perforación, o generado con ayuda de un motor de fondo que es activado de manera hidráulica con ayuda del fluido de perforación, generando el movimiento en la broca, pues esta se encuentra conectada con el motor de fondo.

**2.1.1 Torre de perforación.** Un taladro de perforación consiste principalmente de 5 componentes, cada uno conformado por diferentes estructuras, estos son:

- Sistema de levantamiento
- Sistema de rotación
- Sistema de circulación
- Sistema de potencia
- Sistema de prevención

**2.1.1.1 Sistema de levantamiento<sup>8</sup>.** Este está compuesto por la estructura y el equipo de levantamiento de cargas.

- **La estructura.** Se forma por la torre de perforación y el piso del taladro de perforación, estos permiten un área en la cual se puede trabajar y con la torre proporciona el espacio necesario para organizar la sarta de perforación.
- **Equipo de levantamiento.** Está formado por el malacate, el cual consiste en un tambor que contiene la línea rápida, esta ayuda a cargar las tuberías para conectarlas posteriormente, está se fija en la corona, la cual funciona como

---

<sup>7</sup> DATALOG. MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002

<sup>8</sup> Ibid., p. 21.

una polea para facilitar el movimiento de las cargas, estas cargas son soportadas por el bloque viajero, el cual con ayuda de un gancho sujeta ya sea un Kelly o un Top Drive, los cuales se explicaran más adelante, para asegurar el peso en la torre se usan entre 8 y 12 líneas, fuera de una línea muerta que aumenta la seguridad, dicha línea está asegurada al ancla, donde se almacena hasta requerir un cambio.

- **Equipo de elevación.** Este equipo es empleado para realizar las conexiones de tubería, pues con ayuda de los brazos y el elevador levantan la junta o la parada con el fin de acomodarla en la mesa para posteriormente con ayuda de las cuñas y las llaves conectar esta parada con la que ya se encuentra en pozo, las cuñas son las encargadas de sostener la sarta de perforación mientras se realiza la conexión, y las llaves son las que generan el torque necesario sobre las tuberías para realizar la conexión.

**2.1.1.2 Sistema de Rotación.** Este sistema está compuesto por la mesa rotaria, la sarta de perforación y la barrena.

- **Mesa rotaria.** La mesa rotaria tiene dos unidades diferentes de funcionamiento, como lo son la Kelly y Top Drive
- **La Kelly.** Es una tubería de forma cuadrada o hexagonal la cual permite el ingreso de fluido de perforación para que este pase a la tubería de perforación. Como se puede Ver en Figura 5.

**Figura 5. Kelly y Unidad de Top Drive**



Fuente: DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002

Para conservar la integridad de la Kelly, la tubería de perforación se conecta a un *Kelly-sub*, por lo que es más económico su remplazo, y así la Kelly no se ve afectada por el conectar y desconectar tubería.

El movimiento vertical de la tubería es posible con ayuda del *Kelly-bushing*, pues en este se encuentran rodamientos que permiten desplazamiento de las caras de la Kelly, el *Kelly-bushing*, ajusta a la perfección con la Kelly, y rota con esta, permitiendo un movimiento vertical durante la perforación; para realizar una conexión es necesario levantar el *Kelly-bushing*.

Entre la Kelly y el Gancho se encuentra la *Swivel*, la cual está conectada a una manguera que permite el paso del fluido de perforación, esta, no rota con la Kelly, lo que permite que el bloque viajero y el gancho tampoco roten.

Por seguridad en el tope de la Kelly se encuentra la *Kelly-cock*, esta se usa para evitar daños en el *Swivel* por altas presiones.

- **Unidad de Top Drive.** Esta se ha aplicado en los taladros modernos, pues puede ser operada de manera eléctrica o hidráulica, además el movimiento

rotatorio es aplicado directamente a la sarta, y por el mismo elemento entra el lodo de perforación, lo cual quita el requerimiento de Kelly y *Kelly-bushing*. Como se puede Ver en Figura 5.

En una unidad de Top Drive las conexiones se realizan por paradas, lo que implica la conexión de 3 tuberías en el mismo momento, lo cual facilita la operación en comparación a la realizada con Kelly, así reduciendo los tiempos de conexión.

Otra ventaja sobre la Kelly radica en el momento de realizar las conexiones, pues en Kelly es necesario levantar la Kelly y dejarla en el *Rat hole*, si se presentase una pega, se pueden demorar mínimo 10 minutos en volver a conectar el sistema, con lo cual la pega puede empeorar antes de rotar y circular, mientras que en la unidad de Top Drive la conexión se genera de manera casi inmediata.

- **Sarta de Perforación.** Se compone por diferentes tubos, de aproximadamente 30 pies, los cuales tienen soldados en cada extremo un *tool joint*, el cual puede ser macho o hembra para poder realizar la conexión con el siguiente tubo, enroscándose uno tras otro.

El diámetro interno de la tubería de perforación es dependiente del peso por pie de tubería y del diámetro externo, los cuales son seleccionados según el requerimiento, a pesar de que todas las tuberías son de acero, estas tienen diferentes grados de resistencia, que van desde “D” hasta “S”.

La sarta de perforación está conformada por diferentes tipos de tubería, los cuales se mencionarán a continuación.

- **Heavy weight drill pipe:** es la tubería con las paredes más gruesas, por lo general se ubica bajo los *Drillcollars*, con el fin de aumentar el peso sobre la broca y aumentar la estabilidad de la sarta, a simple vista se diferencian del resto de tuberías porque su *tool joint* es más largo de lo normal.
- **Drillcollars:** estos tubos tienen pared gruesa y un peso alto, se ubican entre la tubería de perforación y la broca; se usan para dar peso a la broca, mantiene rígida la sarta debido a su peso, lo que ayuda a mantener la dirección y soportar torsión. Los *Drillcollars*, tienen diferentes formas con el fin de minimizar el riesgo de pegas, estos pueden ser de sección cuadrada, en espiral o lisas.

Fuera de las tuberías se usan diferentes elementos en la sarta para facilitar la perforación, todas estas ubicadas en la BHA (*Bottom Hole Assembly*), pues es donde actúan de manera más eficiente; estas son:

- **Estabilizadores:** Son tramos cortos de tubería que se acomodan entre los *Drillcollars*, con el fin de que estos se mantengan centrados en el hueco para cumplir con sus funciones de manera más óptima. Los estabilizadores cuentan con unas cuchillas alrededor lo que ayuda a mantener el diámetro del hueco, estas cuchillas pueden ser de aluminio, caucho o acero con insertos de carburo de tungsteno.
- **Rimadores:** Se usan principalmente en pozos con dificultad al mantener el diámetro de hueco, en formaciones abrasivas, que desgasten los laterales de la broca. También se pueden usar *Under-reamers*, los cuales cuentan con brazos, los que le permiten con ayuda del fluido de perforación expandirse en el lugar deseado para aumentar el diámetro del hueco donde sea necesario, bien pueden pasar por un *casing*, y abrirse en la formación para mejorar el estado de hueco.
- **Ensanchador:** se emplean en las primeras secciones del pozo donde se necesitan diámetros grandes, con el fin de aumentar y mantener el diámetro del pozo, con un fin similar al de los *Under-reamers*.
- **Cross-Overs:** son secciones pequeñas de tubería que son empleadas para cambiar los diámetros de *pin y box*, de una tubería a otra.
- **Shock Subs:** son elementos empleados para amortiguar el impacto que se genera sobre la boca, para así evitar daños en la sarta de perforación, estos pueden ser resortes o empaques de caucho.
- **Martillos:** se pueden operar de manera mecánica o hidráulica. La función de estos es generar un impacto sobre la sarta dentro del pozo en el caso que se presente una pega, esto solo después de probar métodos de circulación para salir de la pega. La dirección del martilleo depende del estado de la sarta al momento de pegarse, siendo un martilleo hacia arriba cuando la sarta se mueve hacia abajo, y martilleo hacia abajo cuando la sarta esta quieta o se está moviendo hacia arriba, por lo que el martilleo más común es hacia arriba, pues las pegas son más frecuentes cuando se retira la sarta o está esta quieta. Los martillos pueden ser activados de manera mecánica o hidráulica, así:
  - **Hidráulicos:** consisten en enviar el fluido a través de un mandril con un limitante, una vez lleno, se abre un canal de gran diámetro, lo que genera la apertura del martillo, lo que es llamado el golpe.
  - **Mecánicos:** se basa en una pre-tensión, lo que genera el mismo golpe que los martillos hidráulicos.

- **Acelerador:** busca aumentar la magnitud del golpe generado por el martillo, se genera por la liberación de una carga comprimida de gas, este, minimiza el impacto en la tubería de perforación y en el equipo de superficie, pues la compresión de gas funciona como amortiguador.

Si el martilleo no funciona la única alternativa es soltar la parte de tubería pegada, lo cual se logra con una pequeña carga explosiva y una herramienta de registros; para posteriormente pescar la tubería de ser posible o decidir realizar un *sidetrack* si no se encuentran más opciones.

- **Broca.** También conocida como barrena, es la encargada de abrir camino entre las formaciones para generar el hueco, esto con ayuda de rotación (RPM) y del peso sobre la broca (weight over bit, WOB) que es aplicada con ayuda del taladro y la sarta de perforación, esta está compuesta por cortadores los cuales rotan con la broca, entre las brocas encontramos tres (3) tipos principales, los cuales son:
  - Broca de arrastre: esta no cuenta con cortadores, en su remplazo usan cuchillas que rotan al tiempo que la broca y la sarta, nos son muy usadas debido al alto torque que generan y la tortuosidad que puede tenerse en los huecos, las formaciones para las que se usan estas brocas son formaciones blandas y consolidadas, para evitar al máximo el desgaste que pueden llegar a presentar.
  - Brocas tricónicas: como su nombre lo dice son brocas que cuentan con 3 conos, están diseñadas así con el fin de que la rotar los conos, estos se limpian entre si quitando cortes de la formación con los cortadores que poseen entre sí, debido a la fricción que se genera entre los conos y con la formación es necesario un enfriamiento, el cual se realiza de mano del fluido de perforación el cual sale por los *jets* que se encuentran ubicados en cada cono y pueden tener diferentes diámetros, los cuales se expresan en treintaidosavos de pulgada, con el fin de aumentar o disminuir la velocidad del caudal de lodo. Estas brocas están clasificadas por la IADC (International Association of Drilling Contractors). Estas brocas raspan y escavan, con lo que se abren paso en la perforación.
  - Brocas PDC (policristalinas y de diamante): son muy resistentes debido a que sus cortadores están compuestos por diamantes, los cuales se acomodan de forma geométrica para aumentar la eficiencia del corte. Los diamantes se encuentran sobre un cuerpo de carburo de tungsteno para aumentar la resistencia, con estas características y el hecho de que los cortadores se mantengan afilados a pesar del desgaste, generan una mayor vida útil y disminución en los costos de perforaciones extensas y en formaciones duras y abrasivas. El corte de estas brocas se da por fallamiento y pulverización, lo cual genera cortes más pequeños que en la broca tricónica.

**2.1.1.3 Sistema de circulación.** Este sistema es el responsable de la preparación, acondicionamiento, y bombeo del fluido de perforación.

El fluido de perforación es un elemento primordial para realizar una perforación exitosa, algunas de sus funciones son:

- Enfriar y lubricar la boca y la sarta, con el fin de aumentar el periodo de vida de estas, y reducir en lo posible el desgaste que se genera por la fricción con las formaciones.
- Subir los cortes de formación que se generan por la perforación, con el fin de mantener el anular limpio y permitir una evaluación de la formación en superficie.
- Evitar una posible patada o reventón, al acomodar con una densidad mayor el fluido de perforación sobre los fluidos de formación. Esto genera seguridad sobre el personal y los equipos.
- Estabilizar el hueco perforado, pues evita en lo posible que se derrumbe alguna formación y dificulte el resto de la perforación.

En general el fluido de perforación es un componente básico para la perforación, pues es el encargado de control, comunicación, seguridad y ayuda directamente en la perforación debido a la fuerza con la que entra al hueco, todo esto genera que la preparación y aplicación del lodo sean pasos muy importantes, pues con una pequeña variación se pueden presentar infinidad de problemas durante la operación.

La preparación del fluido de perforación se lleva a cabo en piscinas y tanques, donde será almacenado posteriormente, estos son:

- Tanque de premezcla: En este se adicionan los productos que van a componer el fluido de perforación.
- Piscina de succión: En la mayoría de las ocasiones es la piscina que funciona como fuente de fluido para las bombas de perforación. También se puede usar otras fuentes para esta etapa.
- Piscina de reserva: Estas se encargan de mantener una cantidad adicional de fluido de perforación, separada del sistema principal de fluido, para el momento en que sea requerido.
- Piscina de la zaranda: También conocida como Tanque receptor, esta se ubica bajo las zarandas (*shakers*), cuenta con una trampa la cual tiene como propósito permitir la decantación de los materiales más finos como lo son las arenas y limos, para remover los cortes con mayor facilidad.

- Tanque de viaje: Un tanque pequeño, el cual se encuentra aforado, empleado durante los procesos de viaje de tubería y monitoreo durante una patada de pozo.
- Tanque de píldora: Es un tanque que tiene como objetivo la preparación de píldoras en caso de ser necesarias durante la perforación; son integradas al sistema con ayuda de las bombas.

El número de tanques y piscina varía según las necesidades operativas de cada pozo, teniendo como dato común entre 4-6 piscinas, pero pueden llegar a ser 16 o más.

Desde los tanques el fluido de perforación es bombeado a través del *standpipe*, el cual ira conectado al cuello de ganso de la Kelly o al Top Drive según sea el caso.

- **Sistemas de control de sólidos.** A continuación, se explicarán brevemente los equipos usados para el control de sólidos<sup>9</sup>.
  - Zarandas: este equipo consta de un filtro (cedazo), el cual vibra al mismo tiempo que el fluido de perforación pasa por este después de haber retornado del pozo, el cual permite el paso de la fase líquida y los sólidos más finos que se encuentran presentes en el fluido de perforación.
  - Desgasificador: Es el dispositivo encargado de retirar aire y gases que contaminen el fluido de perforación, en general existen dos tipos; el primero genera un vacío el cual permite la liberación de los gases disueltos en el lodo, mientras que el segundo funciona ubicando placas deflectoras en cascada con el fin de aumentar la superficie disponible permitiendo que escapen las burbujas de gas en el fluido. Al evidenciar un contenido de gas bastante elevado se emplea un desgasificador a golpes, el cual posee una mayor capacidad y envía los gases separados lejos del equipo de perforación hacia una quema (tea).
  - Desarenador: Un dispositivo hidrociclónico, el cual está ubicado por lo general aguas abajo de las zarandas y los desgasificadores, y aguas arriba de los separadores de limo y limpiadores de lodo. Se permite el flujo del lodo, a través de la parte de mayor diámetro en el hidrociclón, el cual fluye por este en forma circular, con el fin de separar los sólidos del líquido con ayuda de la fuerza centrífuga, de esta manera el fluido menos denso fluye hacia la parte superior del cono y por una tubería, mientras que los sólidos son retirados por la parte inferior.

---

<sup>9</sup> SCHLUMBERGER. [En Línea]. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>. Consultado Febrero 2018

- Separador de limo: Hidrociclón muy parecido al desarenador, con la diferencia de que este cuenta con una mayor cantidad de conos, pero estos son más pequeños, los cuales permiten la remoción de partículas sólidas más finas.
- Limpiador de lodo: Similar a un separador de limo, salvo que en este la corriente de salida es tratada por una malla fina con un movimiento vibratorio, la cual está ubicada directamente bajo los conos.

**2.1.1.4 Sistema de potencia<sup>10</sup>.** Este se divide en dos partes, la encargada de generar la potencia y la encargada de transmitir la misma.

- **Generación de potencia.** Lo más usual es el uso de motores de combustión interna, los cuales se alimentan generalmente con combustible Diesel. Según la potencia que se espera aporte el taladro variara el tamaño del equipo y la cantidad de motores necesarios para el desarrollo de la operación, lo frecuente es el uso de al menos 8 motores.
- **Transmisión de potencia.** Esta puede ser eléctrica o mecánica.
  - Transmisión eléctrica: Es la más usada en la actualidad y consiste en transmitir la energía desde los generadores a través de cable de conducción eléctrica.
  - Transmisión mecánica: Es empleada por los equipos más antiguos, está compuesta por correas, cadenas, poleas, piñones, y engranajes, los cuales en conjunto llevan la potencia hacia el taladro desde el generador, es conocido como transmisión compuesta.

**2.1.1.5 Sistema de prevención.** Al realizar una perforación, es necesario que el fluido de perforación ejerza una presión superior a la presión de los fluidos de las formaciones, con el fin de evitar un influjo en el pozo, aun así, el fluido de perforación no está preparado para cambios repentinos en las presiones de las formaciones, por lo que es necesaria la implementación de una serie de válvulas para controlar el pozo y prevenir estos influjos conocidos como patadas de pozo (*blow out*).

- **BOPs.** Son un conjunto de válvulas preventoras y anulares, las cuales ayudan al control del pozo mediante un cierre en la cabeza de pozo. La función del conjunto de BOPs es principalmente cerrar el pozo al momento de un posible influjo, esto con el fin de permitir una salida de fluidos controlada y permitir el flujo de fluido de perforación hacia el pozo con el fin de matar el pozo, controlando la presión; todo esto sin impedir el movimiento de la sarta de perforación.

---

<sup>10</sup> Amariz, J. Introducción a la Perforación. [Diapositivas]. Bogotá D.C. 2016.

Para un buen control de la BOP es necesario que el casing del pozo sea lo suficiente como para anclarla, también se requiere que la BOP cierre completamente con o sin tubería, final mente es necesaria la implementación de líneas de flujo, con el fin de aliviar la presión suavemente y para hacer fluir fluido de perforación hacia el fondo de pozo.

Las BOP se instalan según el rango de operación al cual van a ser sometidas, siendo este determinada por un estimado de las presiones que soporta el revestimiento y las presiones a las cuales se espera se llegara en las formaciones más profundas.

- **Válvula preventora anular.** Esta válvula cuenta con un anillo de caucho comprimido de forma mecánica hacia el interior para cerrar la tubería, la utilidad de este tipo de válvula es su capacidad para cerrar diferentes diámetros de tubería.

**Figura 6. Válvula de preventora anular.**



Fuente: SAIFU. [En línea]. <http://sfpetromachine.es>. Consultado marzo 2018

- **Válvula RAM.** Estas válvulas cuentan con un sello rígido, esto debido a que cierran con formas fijas, como lo puede ser la tubería o sobre un hueco abierto, estas son las *Blind RAMs*. También suelen ir con cuchillas con la finalidad de cortar la tubería de ser necesario.

**Figura 7. Preventor RAM**



Fuente: MARVIC. [En línea]. <http://www.marvic-int.com>. Consultado marzo 2018

Las válvulas preventoras están compuestas por: una bomba de fluido a presión para generar el cierre, un sistema de energía para generar el funcionamiento de las bombas, un fluido óptimo para abrir y cerrar las válvulas, un sistema de control para dirigir el fluido, fuentes de energía adicionales con el fin de respaldar el funcionamiento de las preventoras.

## **2.2 TIEMPOS NO PRODUCTIVOS**

Los tiempos no productivos (*NPT*, *Non-productive times*) no cuentan con una definición exacta, en su lugar esta cambia dependiendo de cada organización y del propósito de cada operación, para el desarrollo de esta investigación se utilizara la definición propuesta por Hussain Rabia (2001)<sup>11</sup>, quien define los tiempos no productivos como cualquier cantidad de tiempo requerida para cualquier actividad, tanto de rutina como anormal, que se deba realizar debido a una falla o evento que detenga la operación; hacen parte de los mismos los tiempos de viajes (*POOH*), la espera por la reparación, la entrada de tubería de nuevo en el pozo (*RIH*) y el reinicio de la operación normal, por otro lado los tiempos de espera por causas climáticas, entregas, personal o equipos no hacen parte de los tiempos no productivos.

El cálculo de un NPT se debe realizar desde el momento en el cual ocurre la falla hasta el momento en el cual la operación vuelve a estar en un estado anterior al

---

<sup>11</sup> Rabia H.: Well engineering and construction. Entrac Consulting, (2001)

evento que detuvo la misma; se especula que en promedio los tiempos no productivos constituyen un veinte por ciento (20%) del tiempo total de una operación de perforación (Rabia (2001)), por lo cual una reducción en los mismos puede generar un ahorro substancial en la inversión total del proyecto.

**2.2.1 Problemas Durante la Perforación.** A continuación, se mencionarán y definirán brevemente los problemas que pueden darse durante el proceso de perforación de un pozo, y a si mismo causar tiempos no productivos, de igual manera la prevención y en algunos casos la solución a los mismos.

**2.2.1.1 Problemas en formación y estabilidad del pozo.** Generalmente los problemas relacionados con la formación y el pozo se ven relacionados a los siguientes factores:

- Fracturas
- *Shales*
- Formaciones superficiales
- Secciones salinas
- Capas de Carbón
- Anhidrita/Yeso

En esta sección se verán brevemente explicados cada uno de los factores así como los problemas asociados a cada uno de estos.

- **Fracturas.** Las fracturas son un fenómeno que está presente en las formaciones, usualmente las fracturas son más frecuentes en las formaciones más profundas, duras y consolidadas, ya que estas al ser más consolidadas tienden a tener una menor ductilidad que las formaciones más someras y suaves; el ancho de las fracturas puede ir desde tamaños micrométricos hasta más de un octavo (1/8) de pulgada (3mm), y conllevan los siguientes problemas:
  - **Perdida de circulación:** a causa de que las zonas fracturadas de las formaciones presentan una presión de poro subnormal en un sistema presurizado si no se denota retorno de fluido de perforación y cortes en superficie se puede estar filtrando el mismo hacia la formación a través de las fracturas
  - **Incremento en volumen de recortes y derrumbes:** una formación fracturada tiende a perder partículas en el pozo, estas partículas generalmente se pueden reconocer ya que son de un tamaño mayor al de los recortes normales del pozo y pueden ser encontrados tanto en el retorno en superficie como atorados después de las conexiones de tubería; la cantidad y volumen de estas partículas dependen de la inclinación del pozo, ángulo de buzamiento y extensión de la fractura.

- **Restricción de la rotación:** al acumular una gran cantidad de recortes y partículas provenientes de la formación, se puede dar una restricción en el movimiento de la sarta y un bloqueo de la circulación.
- **Hueco agrandado:** perforar en formaciones fracturadas o poco consolidadas causa un hueco inestable y de mayor diámetro al esperado lo cual conlleva a una reducción en la velocidad del flujo en el anular y necesidad por limpieza adicional del hueco.
- **Ojos de llave y desviación:** al perforar formaciones fracturadas pueden causarse escalonamientos y desviaciones, de igual manera dependiendo de la inclinación del pozo esto puede llevar a la formación de ojos de llave lo cual ocasionaría problemas de arrastre y aumento en el peso de levantamiento (*pick-up Weight*).
- **Torque excesivo:** a causa de la acumulación de partículas y cortes en el fondo del pozo se puede ver restringido el movimiento de la sarta, de esta manera el esfuerzo rotacional y el torque aumentan, lo cual en casos extremos puede llevar a deformaciones (*twist off*) o a romper la tubería.

Al perforar formaciones fracturadas se deben tener en cuenta los siguientes puntos con el fin de prevenir los problemas mencionados anteriormente y de esta manera reducir la necesidad de intervenir el pozo y causar tiempos no productivos:

- **Controlar ROP:** la rata de penetración (*ROP rate of perforation*) se debe mantener baja al perforar una formación fracturada con el fin de disminuir la cantidad de material derrumbado.
- **Movimiento de tubería y limpieza:** se recomienda hacer paradas cada tres (3) tubos para permitir un adecuado tiempo de circulación dando lugar a una óptima limpieza del pozo, de igual manera hacer rimado, lo cual consiste en subir y bajar la tubería, rotándola contra las paredes del hueco generando un efecto de estucado (*plastering*) el cual mantiene unas paredes más estables en el pozo.
- **Incremento densidad del fluido de perforación:** en zonas de alta densidad de fracturas incrementar la densidad del fluido de perforación puede reducir la cantidad de pérdidas de filtrado del mismo y ayudar a estabilizar la formación al sostener la pared del pozo, implementar material apuntalante en el fluido también ayudara a mejorar la estabilidad del pozo.
- **Evitar exceder presión de poro:** se debe mantener una presión controlada del fluido de perforación de tal manera que esta no exceda la presión que puede soportar la formación, ya que en caso de verse superada esto llevaría a

la creación e incremento de fracturas, para esto se recomienda manejar bajas velocidades de rotación y de bombeo en el momento de atravesar la zona fracturada.

- **Cementación:** las formaciones fracturadas tienen a estabilizarse con el tiempo, en caso de haber agotado opciones o encontrarse en una formación demasiado fracturada se puede recurrir a la cementación de los segmentos más problemáticos.
- **Shales.** Los problemas relacionados a las capas compuestas de *shales* se pueden presentar en las dos (2) siguientes maneras dependiendo del tipo de *shale* presente:
  - **Shales Reactivos:** Son aquellos que se encuentran en las partes superficiales y recientes, estos tienden a reaccionar con el fluido de perforación de forma que se causa un hinchamiento llevando a un hueco más apretado y con mayor dificultad de movimiento en la sarta, así mismo los recortes de estas secciones tienden a hincharse y acumularse tanto en el espacio anular, como en las líneas de retorno de flujo en superficie, causando así problemas de aumento de torque, pega de tubería, taponamientos de flujo entre otros. Con el fin de prevenir estas ocurrencias es recomendable seleccionar adecuadamente el fluido de perforación, así como aplicar inhibidores de hinchamiento en el mismo, de igual manera si la sección a perforar no tiene un grosor considerable se recomienda aumentar la tasa de penetración (*ROP*) de esta manera se puede llegar a perforar la sección de manera rápida sin causar derrumbes o hinchamientos. Las secciones donde se dé el hinchamiento de *shales* deben ser limpiadas y rimadas esto con el fin de impedir tanto pegas como problemas de escalonamiento y desviación, la manera más recomendada para evitar este tipo de problemas es revestir el pozo en las secciones donde se dan estos fenómenos.
  - **Shales Sobre presionadas:** Los *shales* sobre presionados son aquellos que se encuentran en las secciones más profundas del hueco, estas se caracterizan por presentar una presión de poro mayor a la esperada en la profundidad en que se encuentran, esto es resultado de compactación y de una deshidratación parcial, por lo cual las mismas retienen una gran cantidad de fluido de formación, el cual soportara la mayor parte del peso de sobrecarga. Si la presión de poro anormal presente en estas supera la presión hidrostática del fluido de perforación esto causara que el fluido dentro del *shale* intente escapar hacia el pozo, lo cual se verá impedido por la mínima permeabilidad presente en este tipo de rocas y causara de esta manera el fracturas en las mismas, llevando a colapso de paredes del pozo, conglomeración de recortes en fondo, aumentos de esfuerzos y tensiones entre otros. Una clara indicación de que se está perforando una sección con

*shales* sobre presionados es la aparición o aumento del gas presente en el lodo retornante, con el fin de prevenir estas dificultades se recomienda que al perforar una sección que presente estas características se incremente la densidad del fluido de perforación.

- **Formaciones superficiales.** Estas formaciones se presentan generalmente con poca consolidación por lo cual son tienden a causar derrumbes y colapsos de las paredes del hueco, de igual manera el mayor tamaño de hueco durante estas secciones superficiales dan lugar a una elevada cantidad de recortes, requiriendo así una buena fuente de potencia hidráulica con el fin de garantizar la adecuada limpieza del hueco. La presencia de gas superficial también representa un peligro para la operación ya que al estar en secciones superficiales, el gas presurizado en la formación se verá en superficie en poco tiempo dando lugar a patadas de pozo reduciendo las posibilidades de controlar el influjo óptimamente, por lo cual se requiere bastante atención en la parte de *Mudlogging* y en el flujo de retorno, de igual manera en las formaciones superficiales se pueden evidenciar acuíferos sobre presionados los cuales causarían patadas de pozo de manera similar, o acuíferos sub presionados lo que llevaría a pérdidas de circulación del fluido de perforación y a posible contaminación si estos acuíferos son parte de la fuente hídrica de alguna comunidad aledaña. Para evitar todo este tipo de problemas en las primeras secciones de un pozo es recomendable revestir cada sección o más rápido posible.
- **Secciones Salinas.** Estas secciones pueden ser problemáticas en el caso de utilizar un fluido de perforación inadecuado (Base agua dulce) ya que esto causaría la disolución de sales en el mismo llevando a escalonamientos y espacios para la acumulación de recortes lo que complicaría la limpieza del pozo, razón por la cual se debe utilizar un fluido de perforación saturado en sales o en base aceite para perforar este tipo de secciones. Otro problema relacionado a las secciones salinas es la alta ductilidad de las mismas, razón por la cual pueden llevar a problemas de pegas e impedir el correcto movimiento de la sarta de perforación, por lo mismo para la perforación de este tipo de secciones se recomienda el uso de un fluido de perforación con alto peso que sea capaz de sostener las paredes salinas, sin embargo en caso de presentarse una pega en una sección con estas características se puede utilizar un fluido base agua dulce de modo que permita disolver las sales en la parte de la pega y habilite el movimiento de la sarta.
- **Capas de Carbón.** El comportamiento de estas durante la operación es similar al comportamiento de las formaciones fracturadas, por lo tanto los problemas asociados a este tipo de secciones serian similares a los explicados anteriormente, así mismo la forma de prevención es la misma.

- **Anhidrita/Yeso.** Al disociarse en el fluido de perforación causan en este un aumento en la viscosidad y en los esfuerzos de gel del mismo, por lo cual se ven alteradas las propiedades de hidráulica y flujo del mismo, llevando así a mayores presiones de circulación y problemas en el manejo del mismo en el retorno a superficie ya que genera empaquetamiento alrededor de los equipos.

**2.2.1.2 Pérdidas de Circulación.** La pérdida de fluido hacia la formación es usualmente de los problemas más graves y controversiales que se pueden presentar durante una operación de perforación convencional; una pérdida parcial del fluido no presenta consecuencias negativas inmediatamente, más sin embargo si se aumenta la cantidad de pérdida o se da una pérdida total de circulación las consecuencias serán más severas, entre estas se verían:

- Pérdida de cabeza hidrostática, llevando a un influjo de los fluidos de la formación
- Daño a la formación por intrusión del fluido de perforación y precipitación de los sólidos presentes en este
- Incremento en costos por necesidad de reemplazar el fluido perdido

A continuación se mencionaran brevemente las situaciones de ocurrencia, formas de detección, los problemas asociados, los métodos de prevención y las posibles soluciones relacionadas a las pérdidas de circulación.

- **Ocurrencias.** Existen distintas situaciones de ocurrencia para un fenómeno de pérdida de filtrado, ya sea de manera natural, o inducidas a causa del proceso de perforación, entre estas se encuentran:
  - Arenas superficiales poco consolidadas y frágiles
  - Formaciones cavernosas o naturalmente fracturadas
  - Formaciones con presiones subnormales
  - Reservorios depletados
  - Formaciones debilitadas o fracturadas a causa de operaciones incorrectas
- **Detección.** Existen diferentes factores que pueden indicar la pérdida de fluido hacia la formación, el aumento de la tasa de perforación (*ROP*) debido a que puede tratarse de una sección frágil, poco consolidada y cavernosa o con extrema porosidad; así mismo se puede dar la detección al ver la disminución del retorno de fluido de perforación en superficie la cual se ve a su vez

acompañada de una súbita pérdida de presión, esto se notara a su vez en la reducción del nivel de fluido en los tanques y si la situación es más severa se verá una total ausencia en el retronó de fluido a superficie.

- **Problemas.** El peor caso será aquel en el que al filtrarse el fluido a la formación se reducirá la altura de la columna del fluido lo que llevara a una reducción en la presión hidrostática que ejerce el fluido contra las paredes del pozo lo cual permitirá la intrusión de fluidos desde la formación, en otras palabras una patada de pozo; en este caso el pozo fluirá a una profundidad mientras presenta pérdidas en otra, y se verá la intrusión entre ambos intervalos causando un reventón subterráneo el cual es de extrema dificultad a la hora de resolver. Otros de los problemas relacionados pueden ser:
  - Daños a la formación por precipitación de los sólidos presentes en el filtrado
  - Incremento de los costos a causa del tiempo que tome resolver el problema
  - Cambios en las propiedades, rata de flujo y aumento de costos del fluido de perforación
  - Pega diferencial a causa de la disminución de fluido en el anular
- **Prevención.** Al no encontrar una formación naturalmente fracturada, la principal forma de prevención es evitar inducir fracturas a la formación, para esto se llevan a cabo pruebas de presión e integridad de la formación, pudiendo ser estas FIT (*formation integrity test*) y/o LOT (*leak-off test*), las cuales se realizan debajo al zapato de cada revestimiento, con el fin de conocer la presión de fractura de la siguiente sección antes de continuar con la operación. Al conocer la presión de fractura, se puede calcular fácilmente la presión de cierre y el peso máximo del fluido de perforación, dando así una ventana operativa para cada sección del pozo. La mayor parte del control depende del fluido de perforación, así mismo al llegar a una sección sobre presionada que requiera un peso de fluido mayor, se recomienda revestir las secciones anteriores con el fin de proteger la formación más superficial. Con el fin de prevenir las fracturas inducidas durante los viajes de tubería se debe controlar la velocidad de movimiento de la tubería con el fin de evitar presiones de surgencia excesivas. En los casos donde se reduce la altura de la columna de fluido y por ende la presión hidrostática del fluido se tiende a bombear agua por el anular con el fin de prevenir los problemas que se puedan dar por dicha pérdida.
- **Soluciones.** Al ocurrir una pérdida de circulación se pueden acoger los siguientes procedimientos con el fin de reducir y eventualmente mitigar las pérdidas de fluido hacia la formación:

- Reducir el peso del fluido de perforación, manteniendo el balance con las formaciones superiores
- Reducir la rata de flujo con el fin de reducir la densidad equivalente de circulación, sin embargo manteniendo una adecuada rata de flujo para asegurar la limpieza del pozo
- Aumentar la viscosidad del fluido de perforación lo cual compensará por la disminución en la rata de flujo

Si la aplicación de uno o varios de los parámetros anteriores no llegan a detener o reducir de forma suficiente la pérdida de fluido hacia la formación, se recomienda el uso de LCM (*lost circulation material*) en el fluido de perforación, el cual tiene como función no solo volver más espeso el fluido, sino taponar las fracturas que estén causando la pérdida del mismo. En caso de que ninguno de los procedimientos anteriores llegue a resolver el problema, se recomienda realizar la cementación de los intervalos en los cuales se presenta la pérdida de fluido, permitiendo de esta manera continuar con la operación de manera satisfactoria.

**2.2.1.3 Patadas y Reventones (kicks and blowouts).** Se define como patada (*kick*) como el influjo desde la formación hacia el pozo, que aún puede ser controlado desde superficie; para que se dé una patada del pozo se debe cumplir con que la presión de los fluidos provenientes de la formación sea mayor a la presión hidrostática dada por el fluido de perforación en el pozo y que la formación sea lo suficientemente permeable para permitir el paso de los fluidos en su interior hacia el pozo. Un reventón (*blowout*) ocurre cuando en superficie no se es capaz de controlar el flujo de los fluidos provenientes de la formación, de igual manera se puede presentar un reventón subterráneo en el cual hay un flujo incontrolable en una sección y una pérdida de circulación en otra sección más somera y de menor presión.

- **Causas de patadas.** A continuación se explicaran brevemente las distintas causas que pueden llevar a una patada de pozo:
  - **No mantener presión hidrostática en viajes:** Al realizar un viaje (*POOH*) se debe bombear fluido dentro del pozo con el objetivo de reemplazar el volumen de acero sacado del mismo, de otra manera el nivel de la columna de fluido se verá disminuido y siendo incapaz de mantener una presión mayor a la presión de los fluidos de la formación se dará influjo de los mismos.
  - **Reducir las presiones por suaveo:** Ocurre a causa de los movimientos friccionales del fluido de perforación, en especial al momento de iniciar un viaje de tubería

- **Pérdida de circulación:** Como se mencionó anteriormente esto puede llevar a la disminución del nivel de fluido en el anular y consecuentemente a un influjo desde la formación.
- **Elevada rata de perforación (ROP) en secciones con gas:** Al perforar secciones con alto contenido de gas con una rata de penetración elevada el gas liberado por el anular tendera a disminuir la densidad del fluido de perforación y por ende la presión que este ejerce a la formación.
- **Formaciones Sub y Sobre presionadas:** Formaciones sub presionadas pueden tender a ser fracturadas con facilidad llevando a pérdidas de circulación, disminución de presión en anular y por ende patadas de pozo; las formaciones sobre presionadas pueden presentar una presión que exceda la presión anular llevando a una patada.
- **Señales de una patada de pozo.** A continuación se mencionaran que tipos de indicadores se pueden presentar en el pozo al momento de ocurrir una patada en distintas zonas:
  - **Zonas de pérdida de circulación:** Presiones de surgencia elevadas a causa de las fracturas, altas ROP y torques erráticos, menor retorno del fluido de perforación y disminución de nivel en tanques.
  - **Zonas de transición:** Incremento en la ROP y en niveles de gas de en el fluido retornante, hueco apretado, aumento de torque y sobre tensión, aumento de la temperatura del fluido de perforación, aumento en el volumen de recortes y disminución de la densidad de *shales*.
  - **Zonas sobre presionadas:** Cambios drásticos en la ROP a causa del diferencial de presión y mayor porosidad.

A su vez hay ciertos fenómenos que indican una patada durante la operación de perforación como lo son:

- **Presión decreciente en las bombas:** Lo cual es un resultado de la disminución en el peso de los fluidos entrantes al pozo, esta suele ser suave en un comienzo y se volverá más significativa a medida de que se expanda el gas proveniente de la formación.
- **Incremento del volumen proveniente del anular y del volumen en los tanques:** Esto a causa del volumen de fluido aportado por la formación.
- **Variación en peso sobre la broca:** A pesar de no ser un indicador primario de una patada este se puede notar a medida de que se continúe el influjo.

- **Fluido de perforación contaminado:** generalmente con un alto corte de gas, densidad reducida, incremento en contenido de cloruros y aumento de temperatura de salida entre otros.

De igual manera existen ciertos indicadores que se presentan durante un viaje de tubería a superficie:

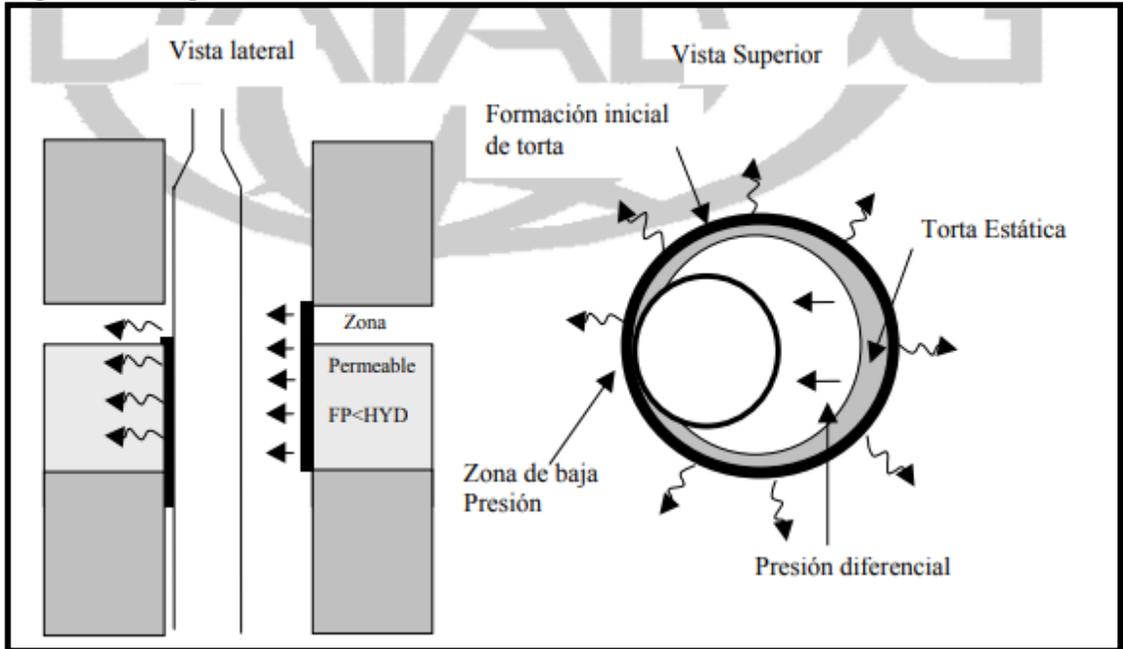
- **Llenado de hueco insuficiente:** Si se nota una disminución considerable de fluido al sacar la tubería es una señal de pérdida de circulación, de igual manera esto puede llevar a un influjo en una zona sobre presionada llevando a una patada.
- **Viaje húmedo (*wet trip*):** Al haber un influjo en el pozo, este impide la salida del fluido de perforación por las boquillas de la broca, causando que se riegue al abrir la conexión en superficie.
- **Suaveo (*Swabbing*):** Por el efecto de suaveo se puede producir influjo al comenzar el viaje de tubería, esto se puede apreciar inicialmente en un aumento en los volúmenes del tanque de viaje antes de volver a caer repentinamente.
- **Aumento en tanque de viaje:** Esto se debe al volumen aportado por el fluido de la formación.
- **Aumento en flujo de retorno del fluido de perforación:** De manera similar se ve un aumento el retorno y una variación en las propiedades del fluido.
- **Broca perforada:** La disminución en la vida útil de la barrena es una indicación de un hueco apretado y sobre presionado, lo cual es a su vez señal de una patada.
- **Cheque de flujo.** Se realiza un chequeo en el flujo para determinar si el pozo se encuentra estático o fluyendo y de esta manera determinar si se está dando una patada, se puede realizar de forma visual o conectando el cabezal a un tanque de viaje y monitoreando el nivel de este; en caso de que el pozo este fluyendo este debe cerrarse.

**2.2.1.4 Pegas de Tubería.** Las situaciones donde se pierde parcial o totalmente la movilidad de la tubería son conocidas como pegas, en general se reconocen estas situaciones por el aumento en el torque, se aumenta la carga en gancho necesaria para levantar la tubería, de igual manera se aumenta el peso en la broca y el arrastre al bajar la tubería.

Las pegas en general se pueden clasificar por sus causas en tres (3) tipos diferentes

- **Empaquetamiento (*Pack-off*) o punteo.** Este tipo de pega es el que sucede a causa del asentamiento de partículas provenientes de la formación en alrededor de la sarta, llenando así el espacio anular; tiende a suceder alrededor de los *Drill Collars* o de los Estabilizadores, los cuales presentan un diámetro mayor y más cercano al del hueco. El termino de punteo es utilizado para hacer referencia al material de gran tamaño que cae dentro del pozo y queda almacenado entre la sarta y la pared de este, impidiendo el movimiento de la tubería. Existen diversas causas para la pega de tubería por empaquetamiento:
  - Derrumbe o hinchamiento de *shales* reactivos o de *shales* sobrepresionados
  - Formaciones fracturadas o poco consolidadas
  - Asentamiento o acumulación de cortes
  - Cemento o basura en el pozo
  - Depósitos salinos móviles
- **Pega Diferencial.** Esta puede ocurrir al perforar una formación permeable y que presente una presión menor a la hidrostática; al permitir filtrado del fluido de perforación hacia la formación se crea una capa en la pared del pozo denominada torta (*mud-cake*), al haber contacto de la sarta con la torta causará desprendimiento de la misma y se verá la sarta atraída hacia la pared del pozo a raíz del diferencial de presión entre el anular (mayor presión) y la formación (menor presión), este fenómeno se ve intensificado en caso de que la sarta este mal diseñada lo cual lleva a una mayor área de contacto con la torta y por ende a una mayor fuerza de succión. Esta fuerza de adherencia impide el movimiento tanto vertical como rotacional de la sarta, la circulación del fluido de perforación no se ve afectada. En general no hay un indicio seguro de una pega diferencial más que el aumento en el peso de la sarta y el aumento del esfuerzo de torque debido al impedimento del movimiento rotacional.

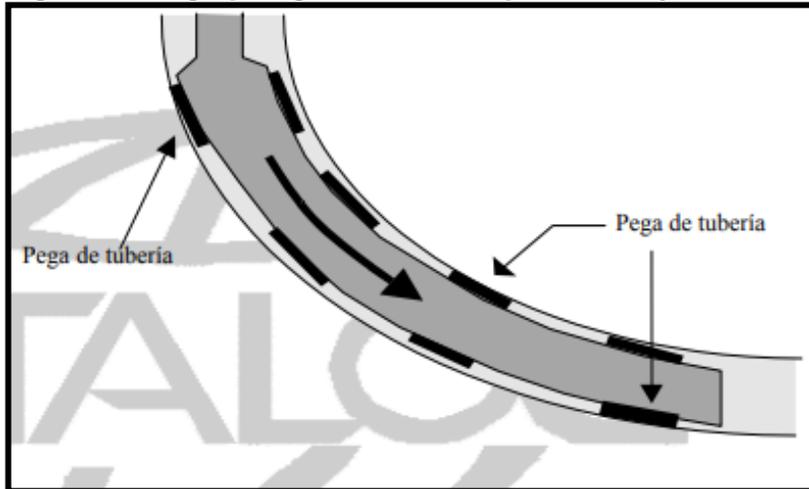
**Figura 8. Pega Diferencial**



Fuente: DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, Versión 3.0, Marzo 2001.  
Trad. V1-2002

- **Geometría del pozo.** Este tipo de pega de tubería se da generalmente ocurre cuando el pozo perforado es un pozo tortuoso el cual sufrió varios cambios de dirección, a su vez la rigidez de la sarta y la ubicación de los estabilizadores puede causar que la sarta no pueda pasar a través de ciertas secciones del pozo; este tipo de pegas sucederán cuando se esté intentando subir o bajar la tubería:
  - **Bajando la tubería:** Al haber perforado una sección desviada con un ángulo específico el ensamblaje de fondo deberá cambiarse con el fin de continuar la trayectoria del pozo, un ensamblaje demasiado rígido podría no ser capaz de atravesar esta sección puesto que los estabilizadores pueden quedar colgando de las paredes del pozo evitando que la sarta continúe descendiendo, si se registra una disminución en el peso de la sarta al atravesar dicha sección no se debe forzar la misma a seguir bajando, se debe hacer un rimado de dicha sección.

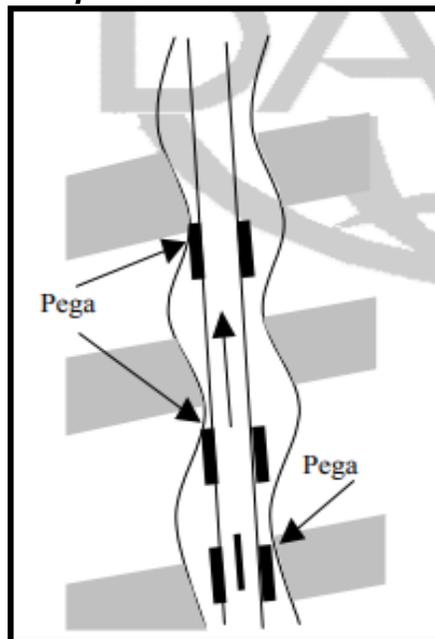
**Figura 9. Pega por geometría del pozo al bajar tubería**



Fuente: DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002

- **Subiendo la tubería:** Esta sucede al por diversas causas como lo son patas de perro severas y forzando un ensamblaje rígido por las mismas, ojos de llave, escalonamientos entre formaciones dúctiles y formaciones más duras, así como por desviaciones de la trayectoria durante la operación.

**Figura 10. Pega por geometría del pozo al subir tubería.**



Fuente: DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002

**2.2.1.5 Vibraciones en la Sarta de Perforación.** Las vibraciones en la sarta de perforación pueden causar desgaste prematuro de las herramientas así como fallas tanto en la tubería como en la barrena; este problema se puede evidenciar en las secciones del pozo donde se dificulta la perforación (formaciones duras, cambios abruptos de ángulo, etc...) y es a su vez una de las causas principales de tiempos no productivos durante la operación. Son reconocidos 3 tipos de vibración.

- **Vibración Torsional:** Ocurre al detenerse o reducirse la rotación de la sarta a causa de que la fricción que enfrenta esta supera el torque aplicado. El efecto principal que se puede apreciar en superficie es la variación opuesta del torque y la rotación, es decir, al presentarse un torque alto se verá una reducción en la rotación de la sarta, y viceversa. La forma más severa de este fenómeno se denomina como el efecto "*stick slip*", en el cual la barrena se detiene completamente en fondo, a su vez la fuerza acumulada por el sistema rotacional en superficie se transmite y se libera en un momento dado causando que esta vuelva a girar a una velocidad superior a la normal, a medida que se disipa esta energía la velocidad de rotación vuelve a la normal de operación.

Las consecuencias de una vibración torsional son las siguientes:

- Falla en los elementos de corte de la barrena a causa de la carga variable sobre estos
- Rata de penetración reducida
- Fatiga en las conexiones y reducción de la vida útil de la sarta
- Fallas por cizallamiento de la tubería
- Necesidad de operación de pesca
- Incrementos en costos operacionales

A su vez existen ciertos factores que favorecen o contribuyen a la aparición de vibraciones torsionales en la sarta:

- Tipo de broca: las brocas PDC generan altos niveles de fricción y favorecen a que se detenga la rotación
- Ángulo de hueco: Entre mayor ángulo de inclinación presente el hueco mayor tendencia presenta a una vibración de este tipo

- Lubricidad del fluido de perforación: Al tener mayor capacidad de lubricación, disminuirá la fricción y así la tendencia a causar un “*stick slip*”.

Al detectar la presencia de una vibración torsional en la operación se pueden tomar las siguientes medidas con el fin de prevenir o remediar las consecuencias de la misma:

- Incrementar la *ROP*
- Reducir el peso sobre la broca (*WOB*)

Puede ser necesario llegar a un equilibrio entre ambos métodos con el fin de optimizar la operación, ya que ambos métodos tienen un efecto inverso en el otro.

- **Vibración Axial.** La vibración axial ocurre a causa del impacto inicial de la broca con el fondo del pozo, a causa del rebote de la misma. La amplitud de estas vibraciones se reduce hasta un valor mínimo al estabilizarse la velocidad de la barrena, de igual manera el rebote inicial de la misma puede ser reducido al llegar al fondo con una velocidad controlada. Otra de las causas de vibración axial es un repentino cambio de la litología hacia una sección más suave y menos consolidada, lo cual lleva a la elevación de la velocidad de la barrena. Los incrementos de la vibración axial llevan consigo cambios repentinos en el peso sobre la broca (*WOB*) y en las RPM, generalmente entre más dura sea la formación mayor será la frecuencia en la vibración axial sobre la barrena. Los diversos problemas relacionados con las vibraciones axiales son:

- Reducción en la vida útil de la barrena
- Fallas mecánicas en la sarta de perforación
- Induce otros tipos de vibración

Entre los factores que favorecen la aparición de vibraciones axiales están:

- Dureza de la sección a perforar
- Tipo de broca, mayo al ser una broca tricónica
- Ángulo del hueco, al ser menor se dará mayor vibración axial
- Viscosidad del fluido, al ser mayor reducirá la vibración axial

Al presentarse vibración axial durante la operación se dará un peso sobre la broca (*WOB*) errático, vibración en superficie y variaciones de la presión durante los rebotes de la broca, al detectar las anteriores señales se recomiendan las siguientes acciones correctivas:

- Disminuir la velocidad de bajada de la broca
- Reducir el *WOB*, ajustando las RPM
- Utilizar brocas PDC
- **Vibración Lateral.** Teóricamente el movimiento perfecto para la sarta de perforación se conoce como el movimiento simétrico axial, en el cual la sarta se mueve simétricamente alrededor de un eje; la vibración axial es lo contrario a esto, se define como el movimiento rotacional no centralizado de la sarta y/o broca causando de esta manera impactos con las paredes del pozo, a su vez causando en la sarta vibración torsional y axial. La vibración lateral puede tomar las siguientes formas, siendo cada una más severa que la anterior:
  - **Vibración Rotacional en Broca (*Bit Whirl*):** Se define esta como la rotación excéntrica de la broca, se presenta más comúnmente en las brocas PDC
  - **Vibración Rotacional del BHA (*Forward BHA Whirl*):** Se define como la rotación excéntrica de la sarta en la misma dirección de rotación de esta, es decir en sentido horario.
  - **Vibración Contrarotacional del BHA (*Backward BHA Whirl*):** Esta sucede cuando la fricción con las paredes del pozo causa que la vibración se de en sentido antihorario, a diferencia de la rotación de la barrena.

Los problemas ocasionados por la presencia de vibración lateral son:

- Reducción de ROP
- Reducción vida útil de la barrena
- Desgaste desigual de la sarta y de estabilizadores a causa de los impactos con las paredes del pozo y revestidores superficiales
- Aumento en el diámetro del pozo y diámetro desigual del mismo
- Inestabilidad de las paredes del pozo

Generalmente este tipo de vibración se da en secciones donde se dan alteraciones abruptas de la litología y en pozos que son verticales, en los que se da con mayor facilidad el movimiento circular excéntrico, a diferencia de los pozos

desviados en los cuales es virtualmente imposible por el efecto de la gravedad, factores que contribuyen a la aparición de estas vibraciones son:

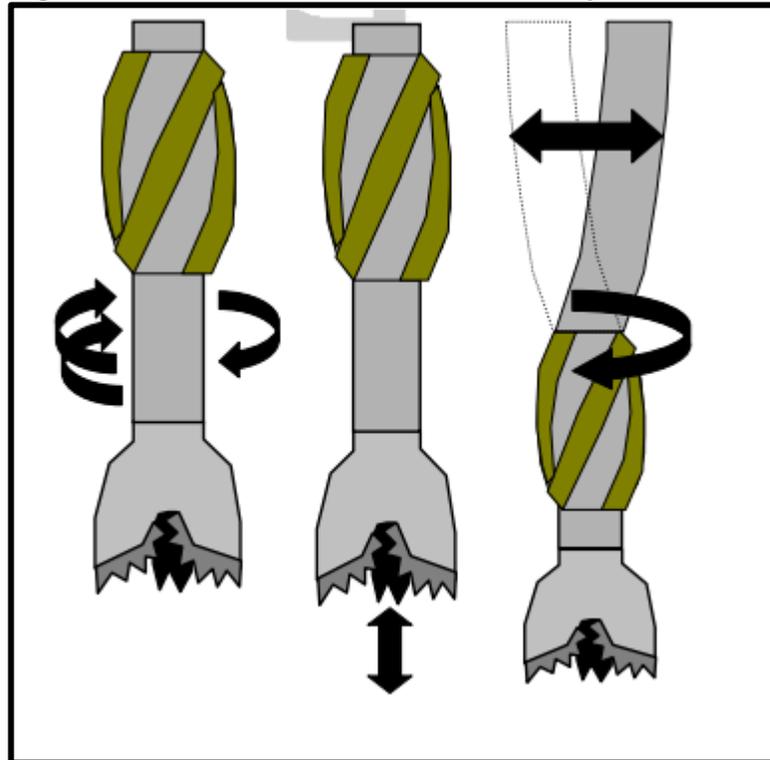
- Tipo de broca, las brocas PDC tienden a salirse de su centro de giro
- Estabilidad y centralización de BHA
- Litología variable
- Asentamiento inicial de la broca

Aunque es difícil de detectar una vibración lateral, se puede asumir que en un pozo vertical, con mala centralización, broca PDC se encontrara una vibración lateral; entre las medidas para solucionar y/o mitigar las vibraciones laterales se recomienda:

- Reducir RPM, ajustar WOB
- Utilizar brocas “anti-whirl”, las cuales han sido modificadas para mejorar la estabilidad y la dirección
- BHA con estabilizadores

Con el fin de prevenir las vibraciones laterales se deben tomar medidas correctivas para reducir las vibraciones axiales y torsionales, ya que una rotación excéntrica no ocurre normalmente hasta que dichas vibraciones aparezcan.

**Figura 11. Vibraciones torsional, axial y rotacional.**



Fuente: DATALOG MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002

**2.2.1.6 Fisuras (Washouts).** Se define un *Washout* como un orificio producido por erosión; estos se pueden separar en dos tipos:

- **Fisuras en la Sarta de Perforación (*Drill String Washout*).** Fisura o rotura en la sarta de perforación ocasionada por la corrosión que generan los fluidos presentes en el hueco en los equipos. Los factores que favorecen la aparición de fisuras son:
  - Mal manejo del equipo
  - Patas de perro y huecos desviados
  - Actividad de rimado con la tubería presurizada
  - Torque excesivo en las conexiones
  - Gases y lodos corrosivos
  - Vibraciones

- Torque errático
- Altos esfuerzos mecánicos, uso de martillos

Los principales indicadores de una fisura en la tubería de perforación son las pérdidas de presión graduales en la presión de bombeo del fluido de perforación; al no corregirse esto puede llevar a una ampliación de la fisura y ruptura de la tubería de perforación.

- **Cavernas en el hueco (*Hole Washouts*).** Estas ocurren cuando el diámetro externo del anular se agranda por efectos corrosivos de los fluidos, tanto de perforación como de la formación; y debe ser detectado de manera rápida con el fin de realizar correcto cálculo del cemento requerido para sentar un revestimiento.

Las cavernas pueden ser halladas en la toma de registros, por efecto en el tiempo *lag*; a su vez por el aumento en la cantidad de fluido necesario para la limpieza y por el volumen de cortes recibidos en superficie.

**2.2.1.7 Pesca.** Se denomina como pescado a cualquier objeto indeseable que se encuentre presente dentro del pozo y deba ser retirado, apartado o molido con el fin de reanudar la operación con normalidad; dicho proceso se conoce como pesca. Esta operación requiere de equipos especiales que estén en capacidad de atrapar y recuperar el pescado, en caso de no poder recuperarse este deberá ser molido o se deberá cementar y redireccionar el pozo.

- **Causas.** Puede haber diversas causas para la ocurrencia de un pescado y la necesidad de llevar a cabo una operación de pesca:
  - **Falla en la tubería.** La fatiga por el esfuerzo al que se encuentra sometida la misma puede causar roturas o torceduras
  - **Pega de tubería.** En caso de una pega extrema puede ser necesario el cortar o soltar la tubería, causando así un pescado
  - **Falla en la broca.** Fallas en la barrena pueden llevar consigo desprendimiento de dientes, conos o rodamientos los cuales pueden impedir la continuidad de la operación.
  - **Chatarra en el hueco.** Herramientas y otros objetos pequeños los cuales puedan caer dentro del pozo; si estos son relativamente pequeños pueden ser molidos por la broca aunque esto puede dañar la misma y forzar un viaje innecesario

- **Cable de registros roto.** Al romperse este por cargas excesivas requiere de una operación de pesca para ser recuperado junto con la herramienta.
- **Equipos.** Los diversos tipos de pescados pueden ser recuperados con las siguientes herramientas:
  - **Canasta (*Junk Basket*).** Como su nombre lo indica consiste en una canasta ubicada encima de la broca, el procedimiento de pesca con la misma se basa en enviar fluido de perforación haciendo circular la chatarra y permitiendo que esta caiga dentro de la canasta, repitiendo el proceso varias veces, existe también una canasta de circulación inversa la cual aprovecha el vacío para succionar la chatarra en su interior.
  - **Imán (*Fishing Magnet*).** Diseñado para recuperar la chatarra metálica, cuenta con faldas con el fin de evitar el roce de esta con las paredes del pozo al ir saliendo.
  - **Bloque de Impresión.** Bloque de plomo relativamente blando el cual se baja con la intención de conocer el estado de la cabeza del pescado, al ser bajado se aplica presión sobre la cabeza del pescado, se retira el bloque y se examina con el fin de determinar la herramienta a utilizar.
  - **Moledores (*Milling Tools*).** Herramientas de extrema resistencia usadas para moler o eliminar el pescado al no poder ser retirado del pozo.
  - **Overshots.** Herramienta utilizada con el fin de recuperar la tubería al sujetar la misma desde el diámetro exterior al haber suficiente espacio en el anular.
  - **Spear.** De forma contraria al Overshot, el Spear se ubica por el interior del pescado y se expande con el fin de sujetar el mismo, se utiliza comúnmente cuando el espacio en el anular no es suficiente para bajar un Overshot, a su vez existe un Spear utilizado para los cables de registros, más similar a una lanza convencional, con ganchos que permitan enredar dicho cable.
  - **Washover Pipe.** Es una tubería de diámetro ancho la cual se utiliza con el fin de ser rotada alrededor de la tubería pegada con el propósito de limpiar el anular y facilitar la extracción del pescado.
  - **Free-Point Indicator.** Se denomina punto libre al punto donde se pegó la tubería o la cantidad de tubería encima del punto de la pega, se determina con una corrida de registro ya que la tubería libre y la tubería pegada presentan distintos campos electromagnéticos.

- **Juntas de seguridad (*Safety Joints*).** Son juntas ubicadas en ciertos puntos de la sarta de pesca con el fin de que si esta no puede ser retirada estas juntas permiten ser soltadas con facilidad, rotando la herramienta en sentido antihorario.

### **2.3 ANTECEDENTES PERFORACIÓN DE CANACOL ENERGY LTD. COLOMBIA**

A continuación, se presentará el pozo FLAUTA 2 perforado por Canacol Energy LTD. Colombia ubicado en el área de estudio de esta investigación, Valle Inferior del Magdalena, así mismo se evaluarán de estos los problemas presentados durante la operación y la cantidad de tiempo no productivo (*NPT*) causados por los mismos.

Se dio inicio a la operación el día dos (2) de agosto de 2015, al realizar la primera sección del mismo, se evidenciaron problemas por taponamiento en el *flow line* a causa de una alta presencia de arcillas en la Formación Corpa, al perforar la sección entre 97 y 233 pies; a raíz de esto se detuvo la operación momentáneamente con el objetivo de limpiar el *flow line* y de esta manera reanudar la operación, para prevenir la recurrencia de este inconveniente, se decidió limpiar el pozo cada cierta cantidad de juntas dependiendo de la profundidad a la que se encontraban, esto relacionado con la cantidad de arcillas presentes en cada sección, se continuó perforando de esta manera hasta llegar a los 995 pies (*TVD*); al terminar la perforación se realizan diversas operaciones para poder correr registros en el hueco, armar y desarmar taladro, posteriormente bajar el revestimiento hasta los 990 pies (*TVD*), cementar el revestimiento, ejecutar las pruebas de presión y adecuar el hueco para continuar con la perforación, todo este proceso lleva alrededor de tres (3) días, comenzando el tres (3) de agosto de 2015 a las 23:00 horas y terminando a las 18:00 horas del seis (6) de agosto del mismo año, de igual manera se realizaron pruebas de rutina durante los próximos pies perforados.

El día siete (7) de agosto se presentó un taponamiento en el *flow line* tras alcanzar los 1443 pies perforados, por lo cual se tuvo que detener la operación durante aproximadamente tres (3) horas en las cuales se realizó la limpieza del *flow line*. Se continuó con la operación hasta alcanzar una profundidad de 2008 pies donde se vieron obligados a detener la operación a causa de falta de respuesta del BHA al momento de elevar el ángulo; esto llevó a un tiempo no productivo de alrededor de 115 horas, las cuales se dieron entre operaciones de circulación, limpieza, viaje de tubería, reparación del BHA y reinicio normal de la operación.

Se continuó perforando con normalidad hasta alcanzar los 3206 pies en donde por causas climáticas se detuvo la operación alrededor de una (1) hora, sin embargo, esto no se considera como un tiempo no productivo debido a que estas circunstancias pertenecen a un factor externo a la operación.

La perforación continua con normalidad hasta alcanzar los 5008 pies, donde se circuló para control de muestras geológicas y se continuo la perforación hasta los 5408 pies, donde se presentó dificultad para deslizar y fallo el motor al detenerse de forma inesperada, esto dejando la herramienta con un *tool face* errático, además de un aumento en el torque, por lo cual se decide repasar cada conexión para acondicionar el pozo, se continua la perforación hasta los 5503 pies, donde se decide limpiar los filtros de succión de bombas, debido a que se volvió a presentar el colgamiento de sarta, el fallo en el motor de la sarta y el *tool face* errático.

El día 17 de agosto de 2015 se continuó con la perforación hasta llegar a una profundidad de 5512 pies, donde tuvieron que detener la perforación para reparar el taladro, pues se perdió la comunicación entre el PLC y la unidad de energía hidráulica, donde se circuló durante la reparación.

Se continuo la perforación con normalidad hasta llegar a los 5674 pies, donde se dificulta el deslizar debido a colgamiento en la sarta y *tool face* errático debido a presencia de limolitas y arenas, se repasa con rotación hacia abajo cada conexión y se continua con la perforación hasta los 5748 pies; en este segmento se encontró gas de formación a los 5707 pies; al final se circuló para control de muestras geológicas.

Se continúa con la perforación hasta los 5775 pies perforando, circulando y repasando hacia abajo constantemente; al llegar a esta profundidad se decide sacar sarta para iniciar con la bajada de registros y revestimiento de la segunda sección, sacando la tubería se observa un aumento en la tensión al llevarla a los 4622 pies, por lo que fue necesario reciprocarse. Se saca la tubería hasta los 4329 pies donde se observa una pérdida de lodo de aproximadamente 300 Bls, un incremento instantáneo en la presión de 560 psi y un aumento en el torque de 3,5 a 10 Klb-ft. Se prepararon diversas píldoras para controlar la pérdida de fluido, se decidió reciprocarse y enviar diferentes píldoras, además de la preparación de una gran cantidad de fluido de perforación, con el fin de despegar la sarta, esto sin éxito, estos procesos durante 3 días, hasta que se dañó el taladro debido a la alta tensión, generando una fuga de aceite en el motor del *Top Drive*, la reparación de este tomo casi la totalidad de un día de operaciones, en el cual solo se pudo bombear fluido para intentar controlar la pega y la pérdida de fluido.

A las 22:00 horas del 22 de agosto del 2015 se decidió martillar hacia abajo descargando 50 Klbs, el cual sin éxito genera que el motor de torque no soporte el peso y libera rápidamente exponiendo los sellos del motor a rupturas, por lo que se optó por volver a hacer lodo y píldoras para enviar y controlar; a las 13:30 horas del mismo día se repara el taladro, realizando pruebas de torque, verificación de válvulas y se habilita el freno de control de torque en el *Top Drive*, se continua bombeando lodo hasta las 19:30, donde se vuelve a reparar el equipo, Inspeccionando y calibrando presión de pilotaje en bloque de rotación del top drive

y probando motor superior del *top drive*, debido a las fallas a causa del alto torque, se llegó a considerar que el torque que muestra el equipo 19 Klbs-pies es equivalente al torque máximo que llega a soportar 36 Klbs-pie.

El 24 de agosto del 2015 se decide realizar un *backoff* mecánico el cual no tuvo éxito, el cual tomo 3 horas desde las 12:00 hasta las 15:00, lo cual causo una rotura en el retenedor del motor de torque, el cual fue cambiado inmediatamente. Posteriormente llevo un total de dos (2) horas armar una sonda de registros que costaba de dos barras de peso, un centralizador, un *free point* y otro centralizador. Fue necesario esperar ocho horas y media (8,5) a la llegada de la grúa para armar la unidad de *wireline*. A las 05:30 horas del 25 de agosto se bajó la sonda No 1; a las 09:00 horas se armó la sonda No 2 que consistía en dos (2) barras de peso, la *drill collar severing tool*<sup>12</sup> (la cual es la encargada de recuperar la tubería) y el CCL, bajándolo inmediatamente, a las 11:00 se desarmo el *wireline* y bajó sarta para liberar *severing tool*, esto sin éxito; a las 14:30 se volvió a armar el *wireline*, y se armó la sonda No 3 con dos (2) barras de peso, CCL, centralizador, *free point*, centralizador, se bajó y posteriormente se armó la sonda No 4 con dos (2) barras de peso, CCL y *string shoot backoff* con 10 vueltas, pero al detonar a la profundidad indicada y sacar se observó que el cable se encontraba sin detonar; se arma las sonda No 5 a las 20:30 con dos (2) barras de peso, CCL y *string shoot backoff* con 10 vueltas, la cual al sacar se observa herramienta detonada; se arma la sonda No 6 con dos (2) barras de peso, *drill collar severing tool* y CCL, se tumba la sonda y se desarma el *wireline* a las 02:00 del 26 de agosto.

Se intenta liberar después del *severin tool*, sin éxito, por lo cual se decide circular y comprobar comunicación en tubería.

A las 11:00 de decide bajar sonda No 7 con dos (2) barras de peso, CCL y *string shoot backoff* con 14 vueltas, se observa en superficie herramienta detonada.

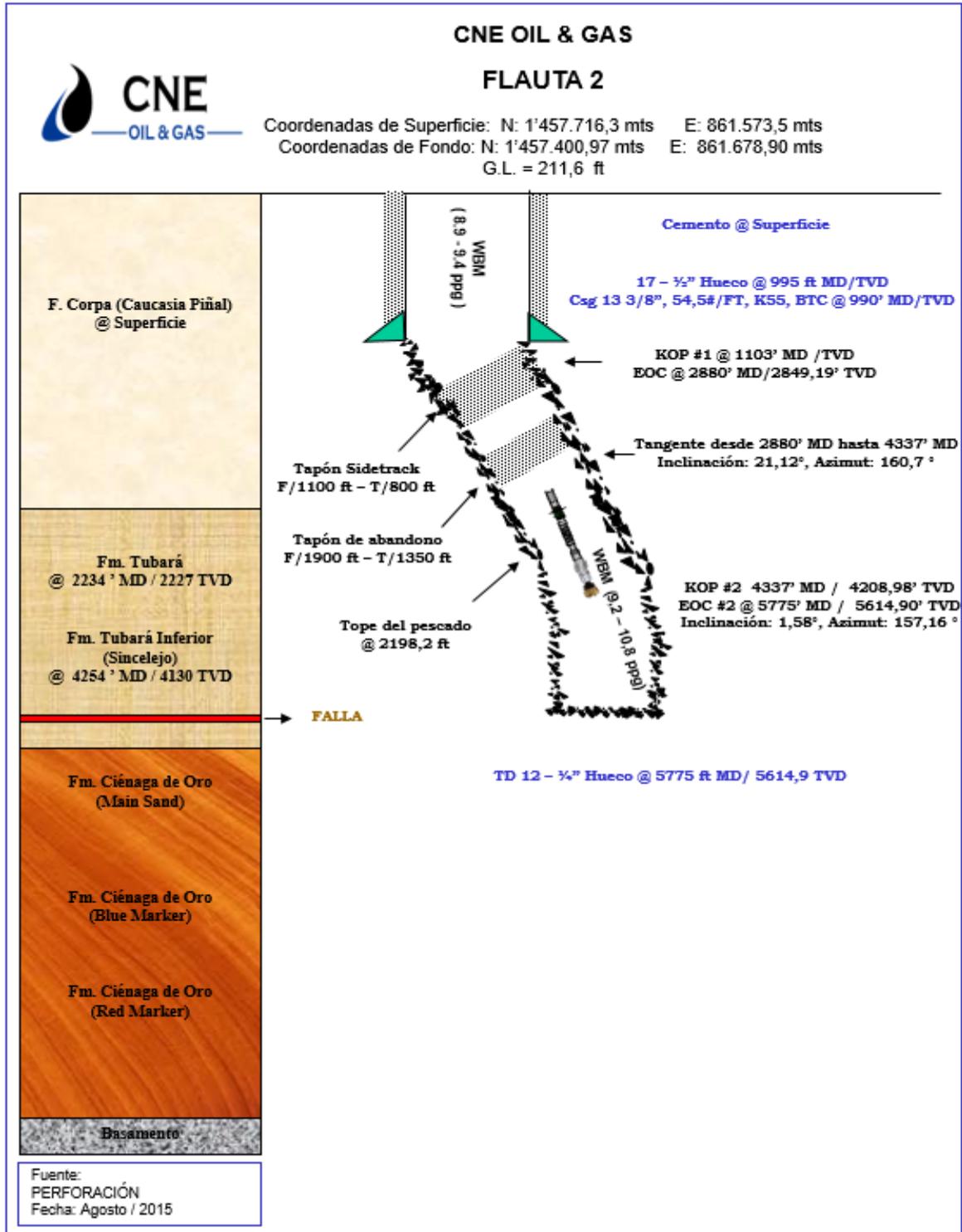
El 27 de agosto a las 02:00 se recuperaron 54 juntas de tubería completas y una (1) cortada, dejando el tope del pescado a los 2198 pies. El mismo día a las 15:30 horas se inició el bombeo del fluido de abandono, se continuó con el abandono hasta el 31 de agosto a las 17:30, cuando se bajó el limpiador de cemento hasta los 1100 pies para poder continuar con el *sidetrack* posteriormente.

La perforación del pozo no avanza desde el 18 de agosto de 2015 a las 06:00 horas, hasta el 31 de agosto de 2015 a las 17:30 horas donde se abandonó el pozo FLAUTA 2 para continuar con la perforación del pozo FLAUTA 2 ST, en dicho periodo de tiempo se perdieron 7105 barriles de fluido.

---

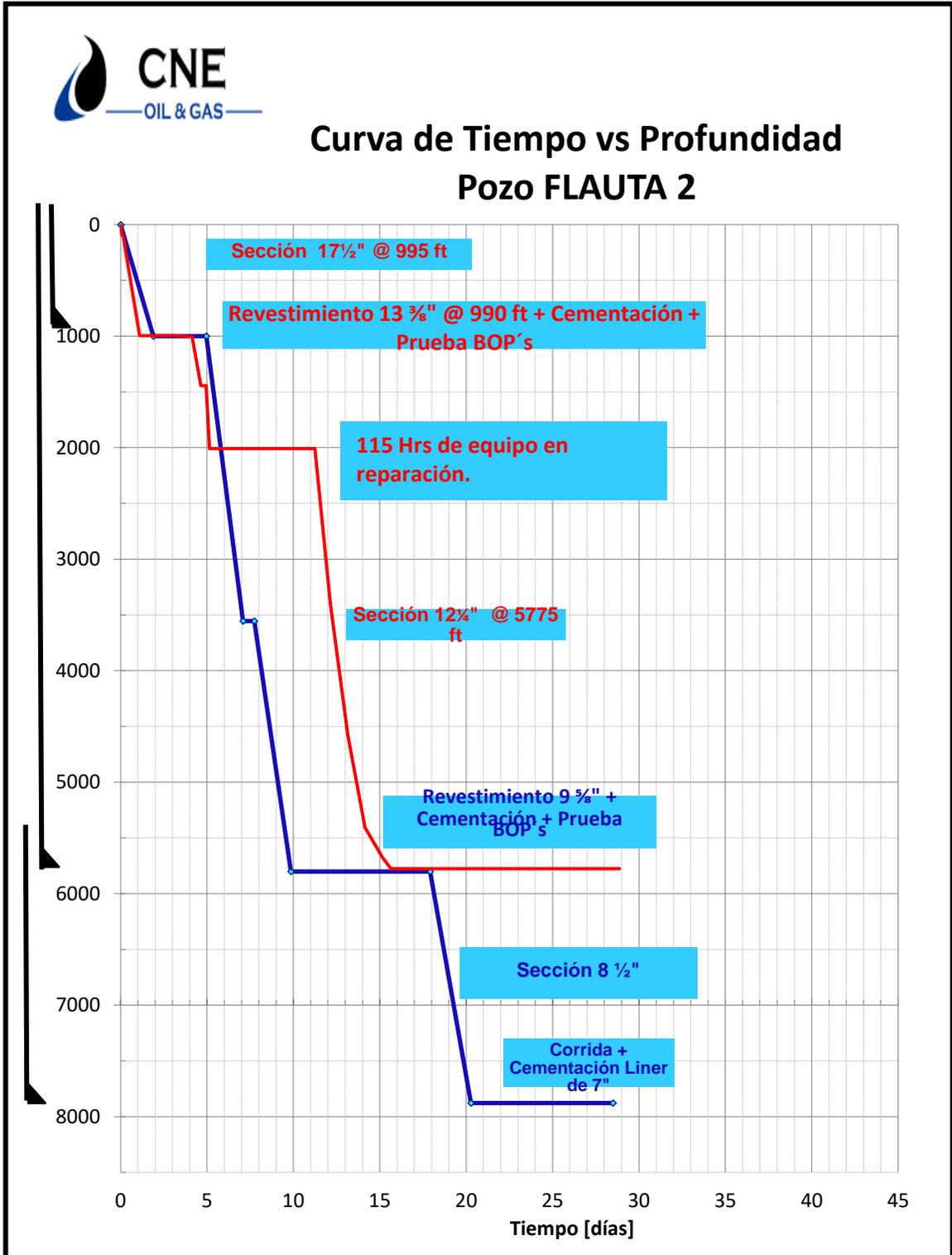
<sup>12</sup> HALLIBURTON, WIRELINE AND PERFORATING, Pipe Recovery Services, Drill Collar Severing Tool (DCST) 2015

**Figura 12. Estado Mecánico Pozo Flauta 2 Canacol Energy LTD. Colombia**



Fuente: CNE Oil & Gas

**Grafica 1. Curva de tiempo pozo de estudio Flauta 2 Canacol Energy LTD. Colombia**



Pasada la cementación de la sección inferior del pozo se inició la perforación del *Side track* el 31 de agosto de 2015 a las 17:30, perforando desde 1100 pies hasta 2722 pies a las 14:00 horas del primero (1) de septiembre de 2015, donde fue necesario circular debido a alta presencia de arcillas que no permitieron reparar el pozo, por lo que se disminuyó el galonaje de las bombas para poder sacar el tubo, pasado esto se vio presencia de mugre en las zarandas, a las 15:30 horas se bombeo una píldora de la cual se apreció retorno normal, por lo cual a las 16:30 se continua con la perforación desde los 2722 pies hasta los 3412pies, terminando a las 06:00 horas del dos (2) de septiembre de 2015 donde se bombea una píldora de limpieza durante hora y media, se sacó el *drill pipe* proceso durante el cual se presentaron diversos puntos apretados por lo que la operación de subir la sarta de 3412 pies a 2882 pies tardo cuatro (4) horas y media, se circuló y se siguió sacando la sarta hasta los 1000 pies, proceso que termino a las 00:00 horas del tres (3) de septiembre, se circuló y se revisaron los equipos hasta las 07:30 horas, cuando se continuo con la perforación, hasta los 4020 pies a las 00:00 del cuatro (4) de septiembre donde se revisaron el distribuidor de flujo de *Shaker*.

Se retiraron bloques de arcilla proceso que tardo dos (2) horas y media, pasado eso se continuo con la perforación hasta los 4221 pies a las 06:30 horas donde se volvió a retirar arcilla del distribuidor de flujo de la *shaker*, se continua con la perforación hasta los 4504 pies a las 15:00 horas donde se envió una píldora viscosa durante 2 horas y se inició el proceso de sacar tubería y circular, proceso que duro hasta las 07:30 horas del cinco (5) de septiembre, y se comenzó a bajar tubería durante cuatro (4) horas y media, cuando se envió píldora viscosa y una hora después(13:00) se continua con la perforación desde los 4504 pies hasta los 5637 pies a las 22:30 horas, donde se circuló comenzó a sacar la sarta hasta la 03:30 del nueve (9) de septiembre donde se terminó de sacar la BHA a superficie, dando paso al armar y bajar una nueva BHA para rimar diferentes intervalos del hueco, lo cual se demoró hasta las 01:00 horas del 10 de septiembre.

Se volvió a sacar la sarta, ya con el hueco acondicionado, lo cual tomo diez y seis horas y media, desde las 17:30 horas hasta las 22:30 se acondicionaron las preventoras para poder bajar el revestimiento, se realizó el *rig up* de las herramientas para bajar revestimiento y a las 07:30 se empezó a bajar el *casing* y a las 01:00 del 12 de septiembre se estableció el revestimiento a la profundidad indicada, dando inicio a una reunión operacional de media hora y posteriormente iniciando con la cementación, la cual tardo hasta las 05:30 horas sin presentarse pérdidas o ganancias durante la operación, se retiraron los implementos para la cementación, a las 05:00 del 13 de septiembre se probaron las BOP's sin problemas y a las 09:30 se armó y bajo una nueva BHA, la cual a las 22:00 horas toca el tope de cemento a 5539 pies, a las 02:30 del 14 de septiembre.

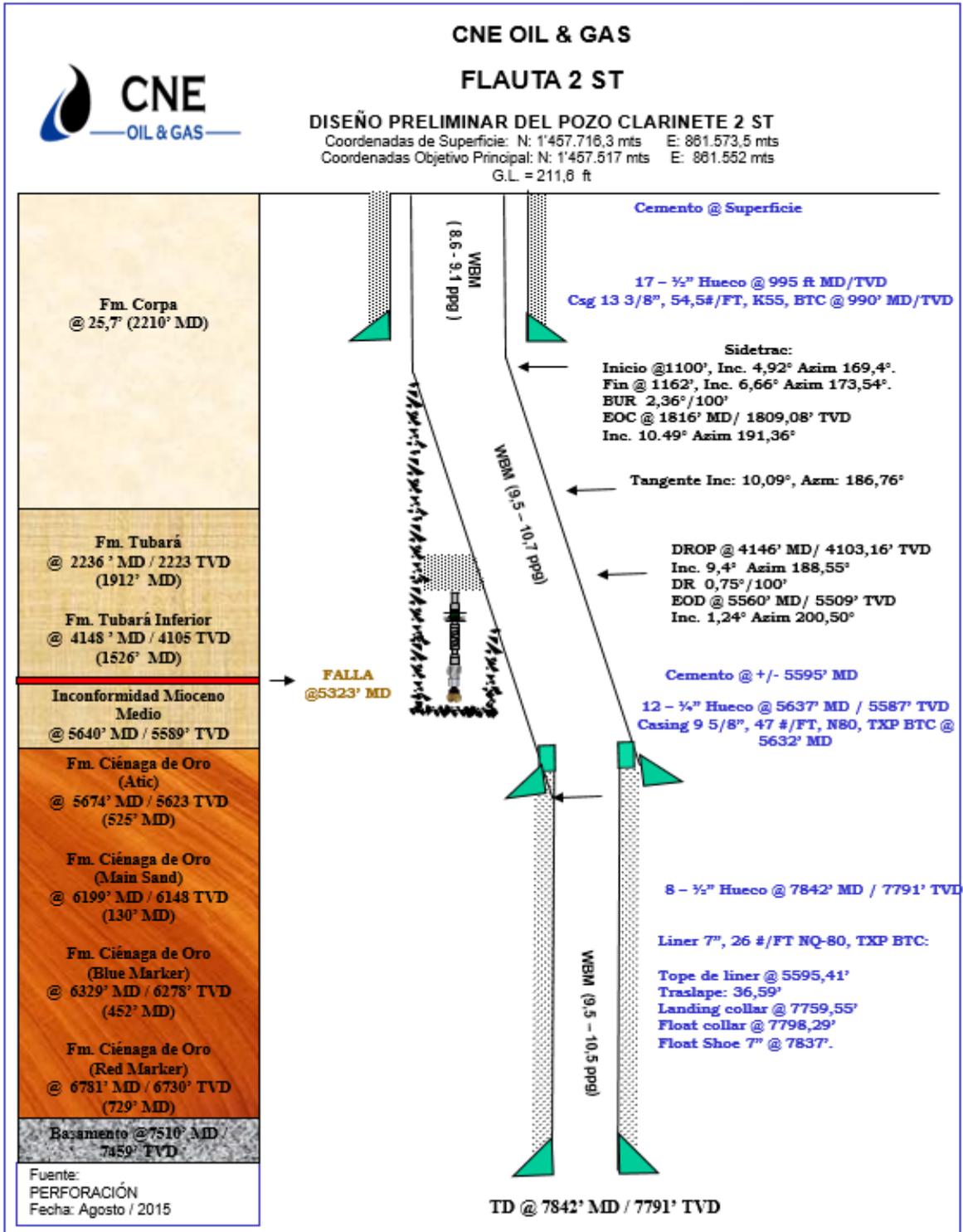
Se hizo contacto con la formación nuevamente, donde se continuo con la perforación, desde los 5637 pies hasta los 7842 pies, donde en diferentes intervalos se evidencio la presencia de gas de formación, llegando a los 7842 pies

a las 12:00 horas del 16 de septiembre, con lo que se decide sacar la tubería, hasta las 23:30 horas cuando sale la herramienta direccional a superficie, a las 23:30 se arma y baja la nueva BHA para acondicionar el hueco, la cual a las 16:30 completa acondicionamiento y se comienza a sacar sarta hasta las 06:00 del 19 de septiembre cuando se lleva a superficie el BHA en su totalidad.

Al tiempo se realiza reunión preoperacional para correr registros en hueco abierto, se arman poleas, herramientas y fuente radiactiva del *wireline*, a las 08:00 horas se arma y prueba la sonda No 1 y se baja a los 7842 pies a las 12:00, se intenta registrar sin éxito debido a una falla eléctrica que genero una pérdida de comunicación con superficie, por lo que se saca sonda a superficie a las 14:00, se revisó y volvió a bajar la sonda a fondo a las 18:00 horas, y se inicia corrida, la cual llega a superficie a las 02:30 horas del 20 de septiembre, se desarma la sonda a las 04:30 e inicia a armar, probar y bajar sonda No 2, llegando a fondo y se posiciono a las 11:30, inicio la corrida de registros y termino la totalidad de registros a las 17:00 del 21 de septiembre, hora a la que se acondiciono taladro para bajar una nueva BHA, la cual se armó y bajo a las 19:30 horas, la cual llego a los 7842 pies a las 06:00 horas del 22 de septiembre, y termino de acondicionar el hueco a las 08:30 horas, dando inicio a retirar la sarta, llegando a superficie a las 20:00, se acondiciono la mesa y se realizó el *rig up* de la herramienta de *wireline*, se armó, probo y bajo la sonda No 3 a las 21:30, llegando a fondo a la 01:00 del 23 de septiembre y registrando hasta las 16:00 horas, lo que dio pasa a retirar la sonda, la cual salió a las 19:00 horas, hora a la que se desarma el sistema de poleas y la herramienta de *wireline*, a las 19:30 se acondiciona mesa para modo tubería hasta las 21:30.

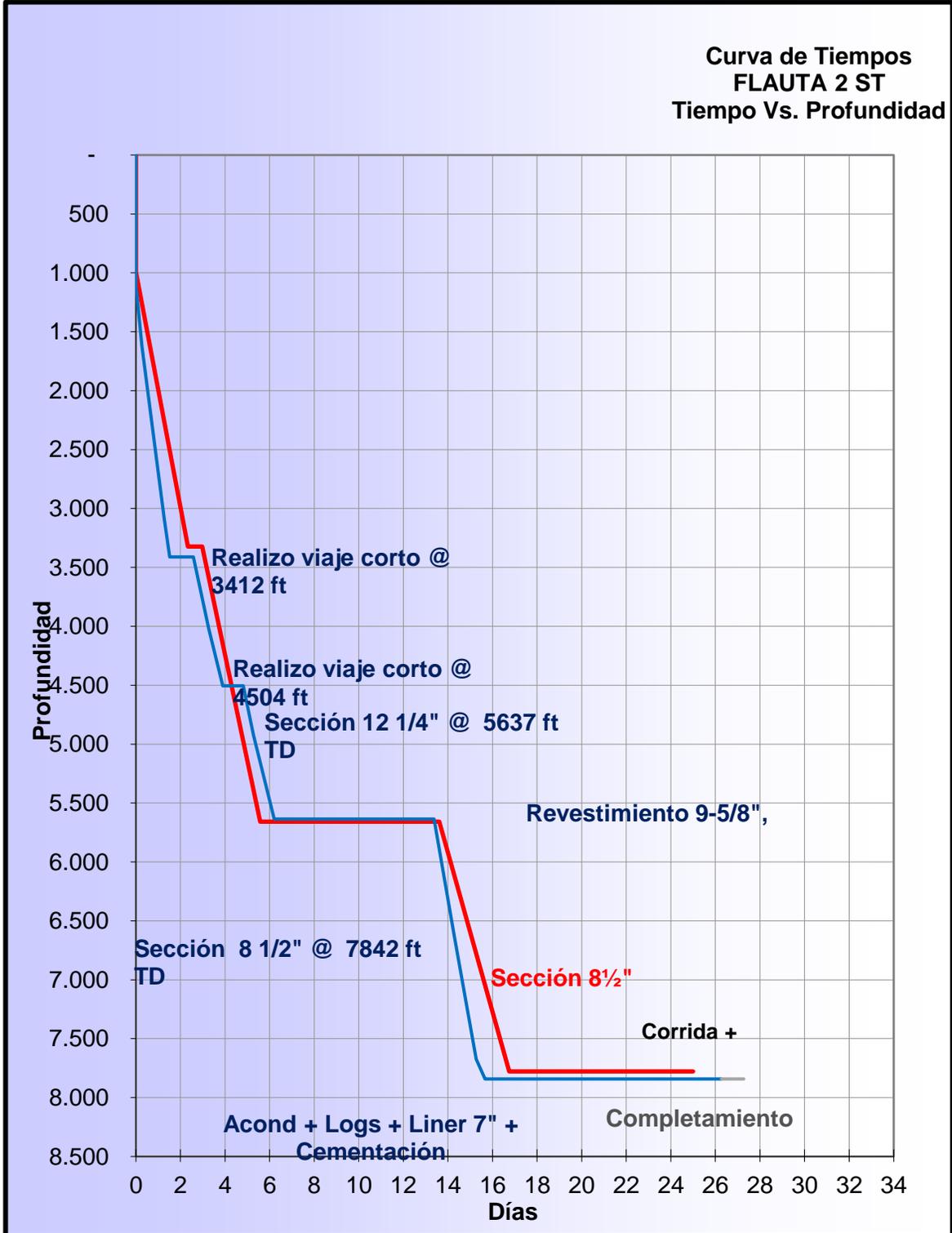
Cuando se inicia el armar y bajar otra BHA para limpiar el hueco, la cual bajo solo hasta los 5632 pies, donde se reciproco y circuló hasta las 06:30 del 24 de septiembre, hora a la cual se saca la sarta, llegando a superficie a las 14:30, hora a la que se inicia el *rig up* de la herramienta para corrida de *liner* hasta las 17:00 cuando se comienza a bajar el *liner* el cual llego a posición a las 21:00 horas del 25 de septiembre, momento en el que se inician las preparaciones para cementar, a las 00:30 horas del 26 de septiembre están listas las líneas de cementación, se prepara lechada y a las 02:30 inicia el trabajo de cementación, proceso que termina a las 04:30, hasta las 17:00 horas fue el tiempo que tardo en retirarse toda la sarta tiempo en el que se presentó una tormenta eléctrica que obligo cese de actividades durante media hora, desde las 17:00 hasta las 00:00 se acondiciono mesa y contrapozo terminando así las actividades de perforación.

Figura 13. Estado Mecánico Pozo Flauta 2 ST Canacol Energy LTD. Colombia



Fuente: CNE Oil & Gas

**Grafica 2. Curva de tiempo pozo de estudio Flauta 2 ST Canacol Energy LTD. Colombia**



Fuente: CNE Oil & Gas

### 3. PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL

La ingeniería de perforación no convencional es el resultado de la implementación de diversas tecnologías en la construcción y optimización de pozos de petróleo, teniendo todas estas como parámetro común en sus teorías el ahorro de tiempos y costos del proyecto; objetivos alcanzados gracias a la simulación de situaciones reales a partir de investigaciones, como la presente, y de la experiencia de las empresas operadoras del sector a través de los años.

La perforación no convencional conlleva el uso de tecnologías que satisfacen los requerimientos operacionales proyectados por los diferentes proyectos de perforación a realizar, dependiendo esta selección del tipo de pozo, profundidad y complejidad del mismo, litología a perforar, entre otros. Los sistemas no convencionales para la perforación más utilizados actualmente son la presión controlada, perforación con revestimiento, perforación con *Liner*, perforación con tubería flexible (*Coiled Tubing*), además de las mencionadas existe aún más tecnologías aplicadas para la optimización de la perforación de un pozo de petróleo; en el siguiente capítulo se explicaran los métodos a estudiar en esta investigación, perforación con revestimiento y perforación con presión controlada, así como los equipos necesarios para su implementación y manejo tanto en superficie como en fondo del pozo, de igual manera se expondrán diversos casos para cada tecnología en los cuales se demostró su beneficio frente a la perforación convencional.

#### 3.1 PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO

La perforación con revestimiento no es más que el uso del *Casing* o revestimiento en lugar de la tubería convencional de perforación, de esta manera eliminando la necesidad de realizar viajes hasta superficie para retirar la sarta convencional y bajar el *Casing* de manera posterior, lo cual lleva a un significativo ahorro de tiempo operacional ya que elimina una de las actividades más demoradas del proceso, a su vez esta tecnología cuenta con la capacidad de mitigar los problemas relacionados a la formación como son las pérdidas de circulación y los inlfujos, gracias a un efecto de *plastering* que conlleva a un hueco más estable lo que reduce la probabilidad de desviaciones no programadas y pegas de tubería.

Previo a presentar la teoría correspondiente a la perforación con tubería de revestimiento (*Casing*) se debe entender lo que es en sí la tubería de revestimiento, sus características físicas y su método de fabricación, así como sus funciones y los tipos existentes de la misma.

**3.1.1 Tubería de Revestimiento.** Se define como tubería de perforación aquella que actúa como el soporte principal del pozo, consiste en una serie de tuberías conectadas de manera tal que formen una columna desde la superficie del pozo hasta la profundidad deseada, la cual se cementa con el fin de lograr la protección

del hueco y el flujo de los fluidos de producción hacia la superficie, estas se conocen como revestimientos, tubulares o *casing*. Entre los aspectos más importantes en la construcción de un pozo esta la selección adecuada de una tubería de revestimiento ya que esta debe encontrarse en la capacidad de soportar cierta cantidad de carga y presión dependiendo de las condiciones de operación, los criterios generales para la selección de la misma son:

- Tipo de pozo (vertical/inclinado)
- Tope de cemento
- Gradiente de fracturas
- Gradiente geotérmico
- Propiedades del fluido de perforación
- Trayectoria del pozo
- Presión de poro
- Presión de fractura de la formación
- Localización zonas permeables
- Zonas fracturadas
- Altura de cemento
- Presencia de domos salinos
- Presencia de H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>
- Datos históricos

**3.1.1.1 Funciones de la tubería de revestimiento.** La principal función de la tubería de revestimiento en el interior del pozo es brindar estabilidad y protección al mismo de la manera más confiable y segura; sus funciones principales son:

- Evitar la contaminación de acuíferos superficiales
- Evitar el colapso del hueco durante la operación
- Controlar la presión de los fluidos en la formación evitando influjo

- Proveer conexión para los equipos en la cabeza del pozo
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras
- Aislar las diferentes zonas
- Proveer un diámetro conocido para realizar las corridas de herramientas
- Confinar la producción a intervalos determinados
- Facilitar la instalación del equipo de producción en superficie

**3.1.1.2 Fabricación de la tubería de revestimiento.** La tubería de revestimiento se diseña y fabrica siguiendo los parámetros presentados por la Norma API 5CT (American Petroleum Institute, Specification for Casing and Tubing API 5CT – 2001) en la cual se especifica su método de fabricación por fusión del acero a través de horno (Figura14) o por soldadura eléctrica, dependiendo del tipo de tubería, grado y grupo al cual pertenezca.

**Figura 14. Fabricación de tubería de revestimiento en horno**



Fuente: TENARIS. [En línea]. <http://www.tenaris.com/>. Consultado abril 2018

**3.1.1.3 Características de la Tubería de Revestimiento.** Con el fin de satisfacer las diversas necesidades que presenta la industria petrolera a la hora de construir un pozo, se requieren tuberías con diversos tamaños, diámetros, espesores, conexiones, etcétera; razón por la cual el Instituto Americano de Petróleo (*API*) ha establecido distintos valores arbitrarios que se ajusten a las necesidades más comunes de la industria, dando lugar a las especificaciones de la tubería de revestimiento para las siguientes propiedades:

- Diámetro exterior y espesor
- Peso por unidad de longitud
- Grado de acero
- Tipo de Conexión
- Longitud de la junta

**Diámetro Exterior y Espesor.** El diámetro exterior hace referencia al diámetro del cuerpo de la tubería mas no al diámetro de los acoples, a su vez el diámetro de los acoples posee su importancia ya que determina el tamaño mínimo del hueco en el que se puede correr la tubería de revestimiento. El espesor de la tubería hace referencia al grosor de la tubería y a su vez determina el diámetro interno de la misma, por lo tanto brinda el tamaño máximo de las herramientas y sarta que puede ser corrida a través de la tubería.

**Peso por Unidad de Longitud.** Se define como el peso de la tubería por una unidad de longitud, esta es directamente proporcional al espesor de la pared de la tubería, así mismo entre menor sea el diámetro interno y mayor será el peso de la misma mientras el diámetro externo se mantenga constante.

**Grado del Acero.** Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química y del tratamiento del acero durante el proceso de fabricación de la misma; como se mencionó con anterioridad, la calidad de la tubería viene dada por el *API* quienes lo hacen a través de una letra, la cual simboliza el grado del acero, y un número, el cual indica la resistencia a la deformación expresada en miles de *PSI*; por ejemplo una tubería de L-80 indica un grado L y una resistencia a la deformación de ochenta mil (80.000) *PSI*.

**Tabla 1. Características de Revestimiento Según Su Grado API**

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: RAHMAN S.S. and CHILINGARIAN G.V. *Casing Design Theory and Practice*.1995.

**Tipo de Conexión.** Se le conoce como junta o conexión a la unión hermética de una tubería con otra, la cual debe estar en capacidad de soportar el esfuerzo al que se someterá durante la operación, según el *API* la tubería de revestimiento es roscada y suministrada con acoples a cada lado durante el proceso de fabricación. Una junta o conexión se encuentra constituida por tres elementos principales:

- Pin o Elemento roscado externamente
- Caja o Elemento roscado internamente
- Rosca

A su vez existen dos tipos diferentes de juntas, las Acopladas y las Integrales, las Acopladas son aquellas que conllevan un elemento adicional llamado cople para realizar la unión de dos tubos, y las Integrales que forman parte del tubo en el cual un extremo lleva el pin y en el otro la caja.

**Figura 15. Pin y Caja para Casing y Tubing**



Fuente: TENARIS. [En línea]. <http://www.tenaris.com/>. Consultado abril 2018

A su vez existen diferentes tipos de conexiones tanto *API* como conexiones Premium o patentadas:

- **Conexiones *API*:** se rigen por las normas STD 5B, la cual cubre roscas, y SPEC 5CT, la cual cubre los tipos de acoplamiento y longitud de los mismos; este tipo de conexiones se clasifican de acuerdo a la forma de la rosca, el grado, diámetro, espesor y longitud de la tubería dando lugar a las siguientes: *API LTC (Long Thread Couple)*, *API STC (Short Thread Couple)* y *API Buttress o BCN*.
- **Conexiones Premium:** Son aquellas que han sido patentadas por un particular y cuyas especificaciones son confidenciales, generalmente tienen un rendimiento menor a las conexiones *API*.

**Longitud de la Junta.** Se define como la distancia que se encuentra desde una junta hasta la siguiente, el *API* especifica tres (3) rangos entre los cuales se debe encontrar la longitud de las tuberías, los cuales vienen especificados según la norma *API 5CT/ISO 11960*; el rango más común utilizado en la industria es el grado tres (3) con una longitud promedio de cuarenta (40) pies.

**Tabla 2. Rangos para tubería de revestimiento**

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: TENARIS. [En línea]. <http://www.tenaris.com/>. Consultado abril 2018

**Tipos de Tubería de Revestimiento.** Los tipos de revestimiento utilizados durante una operación de perforación dependen tanto de las necesidades operacionales de la misma como de la capacidad económica del proyecto. Los diferentes tipos que pueden ser encontrados en un pozo son:

**Conductor Marino.** Es el primer revestidor, utilizado para la perforación de la sección más superficial, blanda y no consolidada, con el objetivo de asegurar la estabilidad en superficie donde se acopla el equipo de perforación, a su vez cumple con la función de guiar la sarta de perforación y las subsecuentes tuberías de revestimiento, el diámetro de esta varía entre veintiséis pulgadas (26") y cuarenta y cinco (45") pulgadas con una profundidad de asentamiento entre noventa (90') y ciento cincuenta (150') pies. Estos revestimientos son puestos con el uso de martillos hidráulicos o vibratorios; son nombrados de acuerdo al tipo de operación a realizar:

- Conductor marino: perforación *offshore* con *BOP* superficial
- Pilote de fundación: perforación *offshore* con *BOP* submarina
- Tubería hinchada: perforación *onshore*

**Revestimiento Conductor.** Se conoce como revestidor conductor a la primera tubería, es un tubo de gran diámetro, entre dieciséis pulgadas (16") y treinta pulgadas (30"), la cual se coloca a profundidades someras y se cementa hasta la superficie, o hasta el lecho marino dependiendo de la situación, y es la tubería de revestimiento donde se montan los equipos, conexiones de fluido de perforación y las primeras preventoras; la profundidad de asentamiento varía entre ciento cincuenta (150') y doscientos cincuenta (250') pies.

Sus principales funciones son:

- Evitar derrumbes en las formaciones más someras
- Proporcionar línea de flujo con el fin de comunicar el fluido de perforación con los equipos de control de sólidos

- Proteger los acuíferos en zonas someras
- Permitir guiar la sarta de perforación y el resto de revestimientos de las secciones posteriores del pozo.

**Revestimiento de Superficie.** Tubería de revestimiento con diámetro inmediatamente inferior al diámetro del revestimiento conductor, entre veinte (20") y nueve cinco octavos ( $9\frac{5}{8}$ "") de pulgada, la profundidad en la cual se realiza el asentamiento se escoge de forma que permita aislar los acuíferos someros, así las zonas de pérdida de circulación, esta profundidad de asentamiento varía entre los cien (100') y tres mil (3000') o más, dependiendo de la profundidad del objetivo y del diseño del pozo. Sus funciones principales son:

- Proteger los acuíferos superficiales
- Proporcionar un gradiente de fractura que permita la perforación del pozo
- Servir de soporte para las paredes del pozo
- Soportar el peso de las tuberías que serán colocadas consecuentemente

**Revestimiento Intermedio.** Proporciona integridad a las presiones del pozo durante la operación subsecuente, también se le conoce como Protector ya que impide fracturas en la formación a causa de los altos pesos del lodo, así mismo suministra aislamiento a las zonas menos estables, donde hay pérdidas de circulación, bajas presiones de poro o capas productoras. La profundidad de asentamiento varía entre tres mil y diez mil pies (3000'-10000') y su diámetro puede ser trece tres octavos ( $13\frac{3}{8}$ ""), diez tres cuartos ( $10\frac{3}{4}$ "") y nueve cinco octavos ( $9\frac{5}{8}$ ""). Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control de las presiones en el pozo
- Aísla formaciones problemáticas tales como lutitas reactivas, influjos y formaciones con contaminantes
- Permite reducir la densidad del lodo al darle estabilidad y protección al pozo
- Cubrir zonas con pérdida de circulación severa

**Revestimiento de producción.** Es el revestimiento el cual sirve como refuerzo de la tubería de producción (*Tubing*) durante las operaciones de producción del pozo, brindando protección y control del mismo durante toda la vida productiva del pozo. Por lo general este no se extiende hasta superficie, se cuelga del revestimiento inmediatamente anterior, en este caso se denomina como *Liner*. Su asentamiento

es la profundidad total del pozo y sus diámetros suelen ser de cuatro un medio ( $4\frac{1}{2}$ " ), cinco (5" ), siete (7" ) y nueve cinco octavos ( $9\frac{5}{8}$ " ) de pulgada. Sus principales funciones son:

- Aislar la zona de interés
- Evitar migración de fluidos entre zonas
- Proteger los equipos de producción
- Proteger revestimiento intermedio

**Liner:** Se conoce como *Liner* a la tubería de revestimiento más corta la cual no llega hasta la superficie del pozo, en su lugar esta cuelga del revestimiento inmediatamente anterior; por esta razón la tubería colgada permite la reducción de costos y conlleva de igual manera una mejora en la hidráulica durante la perforación de las secciones más profundas. Los *Liner* pueden cumplir con la función de tubería intermedia o de producción, generalmente se cementan a lo largo de toda su longitud; estos manejan un diámetro de cuatro un medio ( $4\frac{1}{2}$ " ) de pulgada generalmente. Sus funciones principales son:

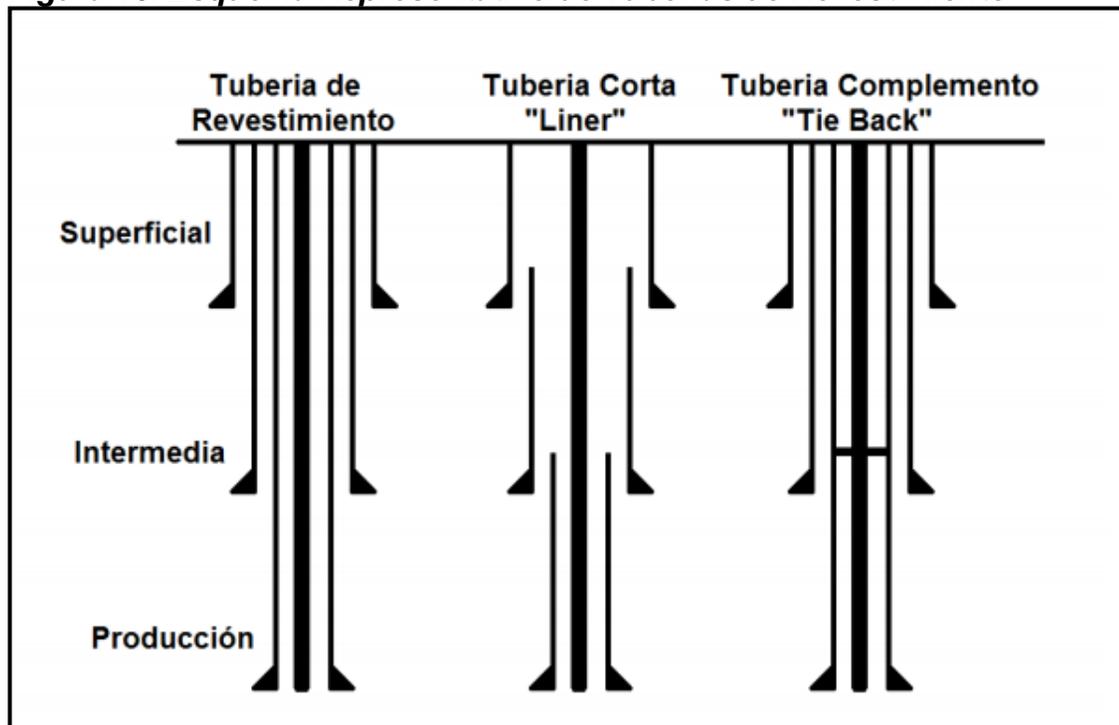
- Control de pozo
- Reducción de costos relacionados a la tubería de revestimiento
- Reducción de tiempos operativos gracias a su más rápida instalación
- Reducir inversión en los volúmenes de cemento requeridos
- Permitir uso de tuberías de producción de mayor diámetro

A su vez, existen distintos tipos de camisas o *Liners*:

- **Liner Intermedio:** Son aquellos que cubren las funciones de un revestidor intermedio sin la necesidad de extenderse hasta la superficie del pozo, generalmente utilizados para tener control de la presión, evitar influjos y/o pérdidas de circulación.
- **Liner de Producción:** Es aquel que cubre las funciones de la tubería de producción, este se cuelga al interior del revestimiento de producción, se suele utilizar generalmente en pozos exploratorios ya que permite el completamiento del mismo a menor precio, de igual manera si se da una producción comercialmente viable del hidrocarburo, el *Liner* permite ser conectado hasta superficie

- **Tie Back.** Hace referencia a la sarta que puede ser conectada al tope del *Liner* con el fin de conectar este hasta el cabezal del pozo en superficie cuando el pozo es completado, de esta manera aislando los revestidores de las secciones anteriores y proporcionando integridad de presión hasta el cabezal; también permite aislar los revestimientos intermedios que hayan sufrido desgastes y no se encuentren en capacidad de resistir incrementos de presión.

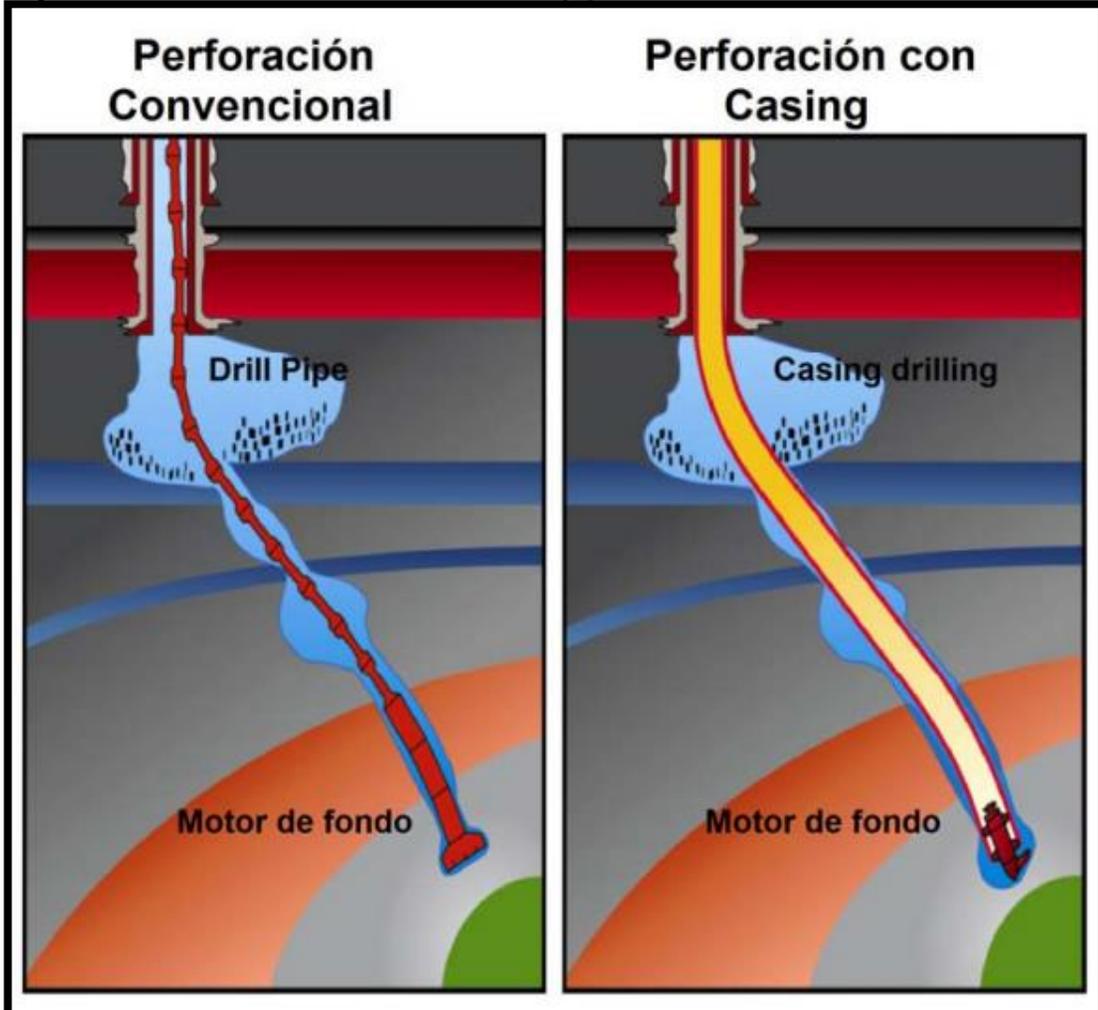
**Figura 16. Esquema Representativo de Tuberías de Revestimiento**



**Fuente:** BAÑO S. Franklin. MAYALICA D. Diego. Tubería de Revestimiento, Optimización de su Diseño y Perforación. Tesis de Grado. Universidad Central de Ecuador. 2009.

**3.1.2 Operación de CWD.** La perforación con revestimiento hace referencia a aquella operación en la que se utiliza el mismo en la sarta de perforación en lugar a la tubería de perforación común o "*drillpipe*"; de esta manera se va bajando el revestimiento a medida que se avanza en la perforación y se profundiza el pozo, lo cual permite que a medida de que se perfora un intervalo se reviste el hueco de manera simultánea, logrando así la optimización del proceso durante las distintas etapas de la perforación. En la figura 17 se puede evidenciar la diferencia entre la perforación de un pozo convencional y un pozo con *Casing*.

**Figura 17. Perforación convencional y perforación con revestimiento**



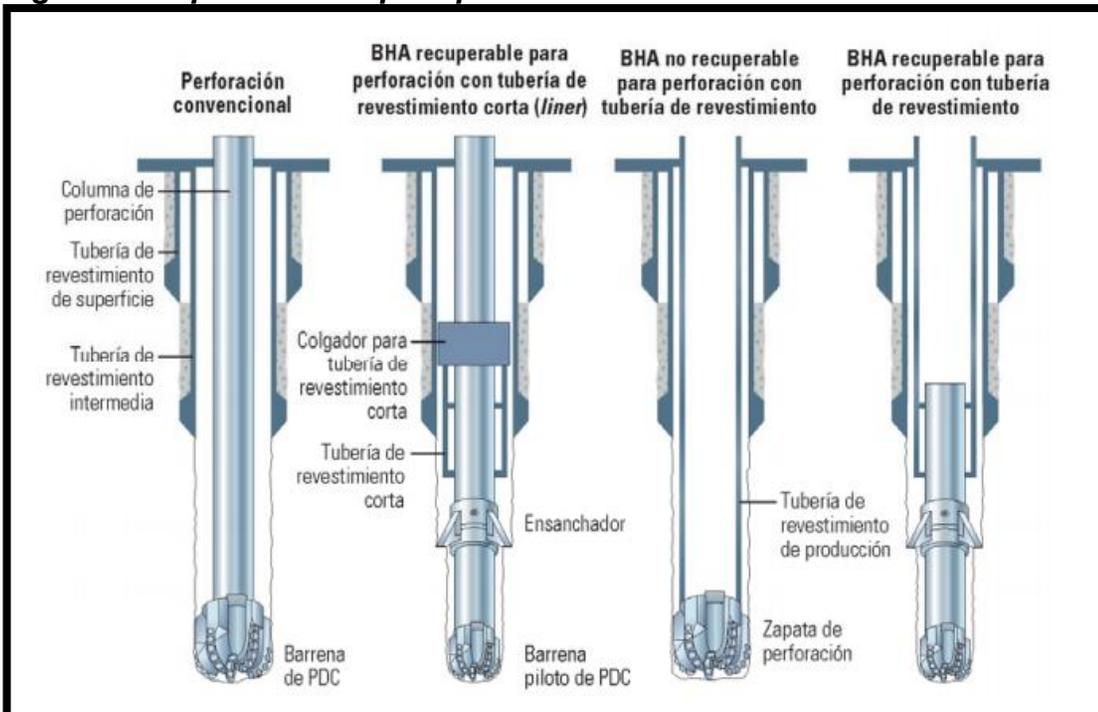
Fuente: SPIES HOUSTON. [En línea]. <https://sipeshouston.org/>. Consultado abril 2018

Al utilizar la tubería de revestimiento, de mayor diámetro, la cual quedara permanentemente instalada en el pozo tras cada sección, se ve una reducción en los costos de construcción de los pozos, mayor eficiencia operacional y aumento en la seguridad del proceso, así mismo se logra evidenciar como esta técnica logra minimizar el impacto ambiental, esto al aumentar de manera generalizada la estabilidad del hueco y al instalar el revestimiento a medida que se avanza en la perforación protege las formaciones y acuíferos someros.

El incremento de las exigencias, tanto técnicas como económicas, por parte de los marcos geológicos complejos así como los yacimientos de menor extensión y/o reservas limitadas lleva a la necesidad de optimizar el desarrollo de las operaciones de perforación, razón por la cual cada vez se vuelve más atractivo para las compañías la implementación de perforación con revestimiento.

Actualmente es posible acondicionar una barrena o broca de tipo convencional junto con una zapata de perforación especial con el fin de conectar la misma al extremo de la sarta de revestimiento con el fin de perforar pozos verticales, a su vez, de ser necesario para aquellas operaciones en las que se requiere mayor flexibilidad o un cierto grado de control direccional se puede acondicionar la sarta con un equipo recuperable, a través de *wireline*, el cual cuenta con motor direccional. La bajada y recuperación de este *BHA* elimina la necesidad de viajes para retirar la tubería de perforación y bajar revestimiento, y a su vez otorga protección adicional para los equipos de medición y de perforación direccional.

**Figura 18. Tipos de BHA para perforación con revestimiento**



Fuente: SCHULUMBERGER. [En línea]. <http://www.slb.com/>. Consultado abril 2018

Al utilizar la perforación con revestimiento se reduce la tendencia a tener incidentes de colapso por la extracción de los fluidos y pérdida de la columna hidrostática, pérdidas de circulación, desviaciones no programadas y se reduce el desgaste al interior de revestimientos intermedios y de superficie instalados previamente que se da al realizar viajes. De igual manera la reducción de la manipulación en cuanto a la cantidad de tubería aumenta la seguridad laboral en la locación y permite que se utilicen equipos de perforación de menor tamaño, específicamente diseñados para perforar con tubería de revestimiento.

Estos equipos, en comparación con los equipos de perforación convencional, requieren menos potencia, utilizan menos cantidad de combustible produciendo menos emisiones, operan desde locaciones más pequeñas a causa de su tamaño

reducido, razón por la cual son más fáciles de transportar. La técnica de entubación durante el proceso de perforación tiene a su vez como ventaja la disminución del tiempo inactivo del equipo causado por los problemas relacionados al pozo, se evidencia bibliográficamente que esto se debe a un efecto de empaste o “*plastering*” el cual genera un revoque superficial en la cara del pozo más sólido permitiendo de esta manera perforar las secciones menos consolidadas, de baja presión o parcialmente depletadas sin presentar pérdidas significativas de fluido de perforación.

Las sargas de perforación utilizadas en el *Casing While Drilling (CWD)* poseen uniones más largas que las vistas en una sarga convencional, lo que lleva a una reducción de alrededor del veinticinco por ciento (25%) de la cantidad de conexiones que deben realizarse en superficie, así mismo se reduce la cantidad y el tiempo de bombeo de fluido de perforación necesario para mantener la estabilidad del pozo en el momento de realizar las conexiones entre tuberías, lo cual conlleva a la reducción del costo total y del impacto ambiental del pozo.

Al implementar la perforación con tubería de revestimiento se ven ahorradas o eliminadas varias etapas del proceso de construcción de un pozo, sin comprometer la calidad del mismo, de manera contraria realizando un mejor trabajo en el mismo; de manera general, el análisis de los pozos perforados utilizando la tubería de revestimiento indica que esta técnica se encuentra en capacidad de reducir los tiempos no productivos del proceso de perforación hasta en un cincuenta por ciento (50%), así mismo reducir el tiempo de perforación en un porcentaje que oscila entre el diez (10%) y el treintaicinco (35%) por ciento por cada pozo; correspondiendo aproximadamente un tercio de esta reducción a la menor cantidad de maniobras con la sarga y viajes de tubería, y el resto a la prevención de los problemas imprevistos y bajadas de revestimiento necesarias en las secciones de las operaciones convencionales.

**3.1.2.1 Ventajas de CWD.** Se presentan diversas ventajas al realizar la construcción de un pozo mediante la técnica de perforación con revestimiento o *Casing While Drilling*:

- No requiere el uso o transporte de *drillpipe*, *drillcollars* ni *heavy weight drillpipe*; ni las correspondientes pruebas de los mismos (*NDT-Non Destructive Test*)
- Mayor seguridad operacional, ya que gracias al *Casing Drive System (CDS)*, no requiere de llaves de apriete, cuadrillas, encuellador ni mesa rotaria para su acople
- No requiere viajes de tubería para la modificación del *BHA*, ya que se utiliza para esto el *Wireline*, así como para la toma de registros y toma de corazonamientos

- Mitiga los problemas presentados por pérdida de circulación y formaciones poco consolidadas, de esta forma rediciendo los *NPT* en la curva de tiempos de perforación
- Acelera la operación de los proyectos de perforación en un treinta por ciento (30%) al reducir contratiempos y minimizar las maniobras de la sarta, *wireline*, y tiempos de circulación.
- Se efectúa una mejor limpieza de pozo con circulación del fluido de perforación casi continua (sin verse interrumpida por viajes), gracias a un espacio anular de diámetro único, así como velocidades anulares elevadas
- Hueco más estable que elimina la posibilidad de pega por geometría de pozo o “ojo de llave”
- Disminuye el torque y el esfuerzo mecánico sobre la sarta al brindar mejor limpieza y mitigar las pegas
- Crea un pozo menos tortuoso, más concéntrico lo cual implica una mejora en la posible calidad de la cementación
- Reduce la tendencia a causar daños de formación en las zonas de interés
- Facilita las operaciones de corrida de *Liner* hacia el fondo del pozo en condiciones de hueco complejas
- Facilita el uso de fluidos de perforación de menor peso, por lo tanto, menos costosos, mediante la eliminación de maniobras de viaje lo que elimina la necesidad de una columna hidrostática de alto peso, así mismo la mejor calidad de hueco contribuye a no necesitar un peso de lodo elevado
- Capacidad de revestir zonas problemáticas en el momento de perforarlas
- Posibilita encontrar los puntos de asentamiento a medida que se perfora a través de la toma de registros.
- Reduce la posibilidad de influjos a causa de que la reducción de la columna hidrostática al extraer el *BHA* por cable es mínima a comparación del proceso de viaje en perforación convencional, así mismo la reducción de la columna hidrostática es nula en los procesos de *BHA* no recuperable

**3.1.2.2 Desventajas del CWD.** De igual manera al ser una técnica en desarrollo se encuentra a su vez con ciertas desventajas:

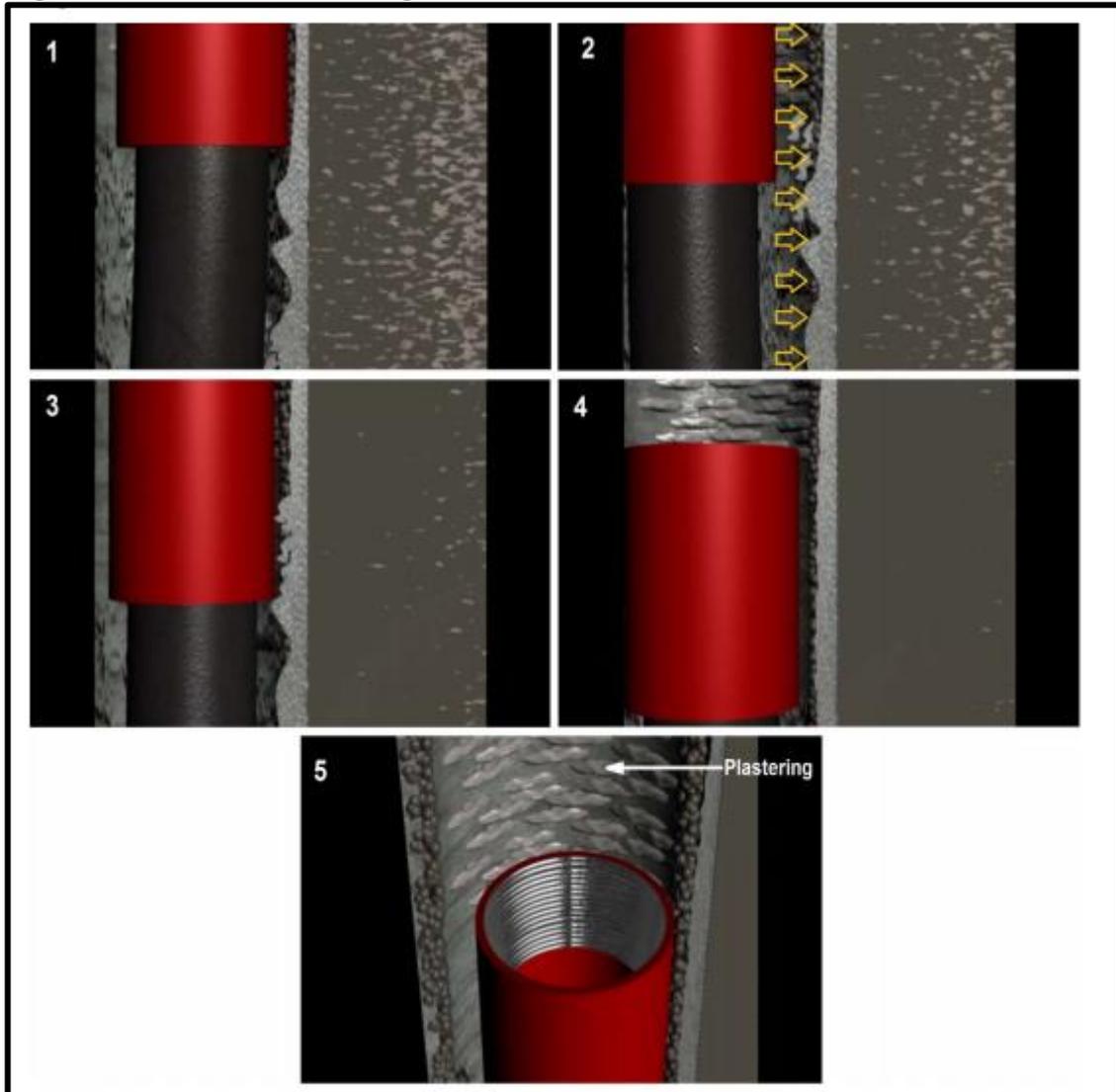
- Las conexiones de revestimiento no se encuentran diseñadas para resistir torques demasiado elevados ni cargas compresivas, razón por la cual se debe perforar con bajo torque y bajo peso sobre la broca *WOB*
- Al aplicar esta metodología en la perforación de un pozo este queda revestido desde el inicio, razón por la cual no se puede hacer uso de herramientas convencionales para la toma de registros. La solución a esto es la aplicación de herramientas especiales tal como *LWD* y *MWD*.

**3.1.2.3 Teoría de la Perforación con Revestimiento.** Como se ha mencionado con anterioridad, esta técnica consiste en revestir el pozo a medida que se avanza con la perforación, utilizando el *casing* como tubería de perforación y transmitir a través del mismo la energía necesaria para poder atravesar la formación.

La principal aplicación de la perforación con revestimiento se presenta como la posibilidad de perforar sin el retorno de cortes de manera segura y la mitigación o minimización de las pérdidas de fluido de perforación; esto se logra gracias a tanto el uso de *casing* como sarta de perforación, lo cual protege la integridad del hueco ya perforado al asentar el revestimiento a medida que se perfora, y a su vez gracias al efecto de *plastering*.

- ***Plastering*.** Es el principal efecto o característica de perforar utilizando el revestimiento como sarta de perforación, esta característica contribuye a mejorar la geometría del hueco, así como a mitigar las pérdidas de circulación, este efecto de frisado consiste en empañetar los cortes de perforación que viajan a través del anular contra las paredes del pozo, de esta manera logran mejorar el revoque o *cake* del fluido de perforación, siendo trabajados continuamente por la fricción contra el revestimiento al rotar, formando un *cake* de alta resistencia, impermeable y de difícil ruptura, de esta manera haciendo el pozo más resistente al paso del tiempo, a la invasión de fluidos y minimizando las pérdidas de circulación, de igual manera optimizando los resultados del proceso de perforación. De esta manera el efecto de *plastering* da lugar a un hueco más simétrico, con fracturas y/o microfracturas selladas, lo que minimiza o elimina las pérdidas de circulación tanto parciales como totales. Se estima que la cantidad de recortes que son empañetados contra la formación oscila entre un veinte (20%) y un treinta (30%) por ciento, siendo estos capaces de limitar a su vez el crecimiento de las fracturas en las que se introducen, actuando así como agente *LCM*. Como puede observarse en la **Figura 19** a medida que los recortes son circulados a superficie, la tubería de revestimiento se encarga de adherirlos al *cake*, a su vez se puede observar como por su diámetro mayor al trabajar el pozo, consolida el revoque generando un acabado más uniforme e impermeable.

**Figura 19. Efecto Plastering.**



Fuente: TESCO. [En línea]. <http://www.tescocorp.com/>. Consultado abril 2018

**3.1.2.4. Métodos de perforación con *Casing*.** La perforación con revestimiento se ve generalmente subdividida en cuatro (4) niveles o tipos diferentes; a continuación, se definirán los cuatro (4) niveles según los define la empresa Canadiense Tesco Corp.

- Nivel 1: huecos ya perforados, en los cuales es utilizado el CDS (*Casing Drive System*) como equipo de superficie para bajar el revestimiento y de manera simultánea aplicando rotación y circulación; en este es opcional la zapata rimadora.

- Nivel 2: *BHA* simple de *Casing Drilling*, diseñado para ser utilizado en pozos verticales sin necesidad de control direccional (*BHA* no recuperable).
- Nivel 3: Uso de un *BHA* específicamente para recuperarse sin necesidad de sacar el revestimiento hasta superficie
- Nivel 4: Uso del *Liner* como sarta de revestimiento, usando colgadores de múltiples asentamientos

**Figura 20. Niveles de CWD.**



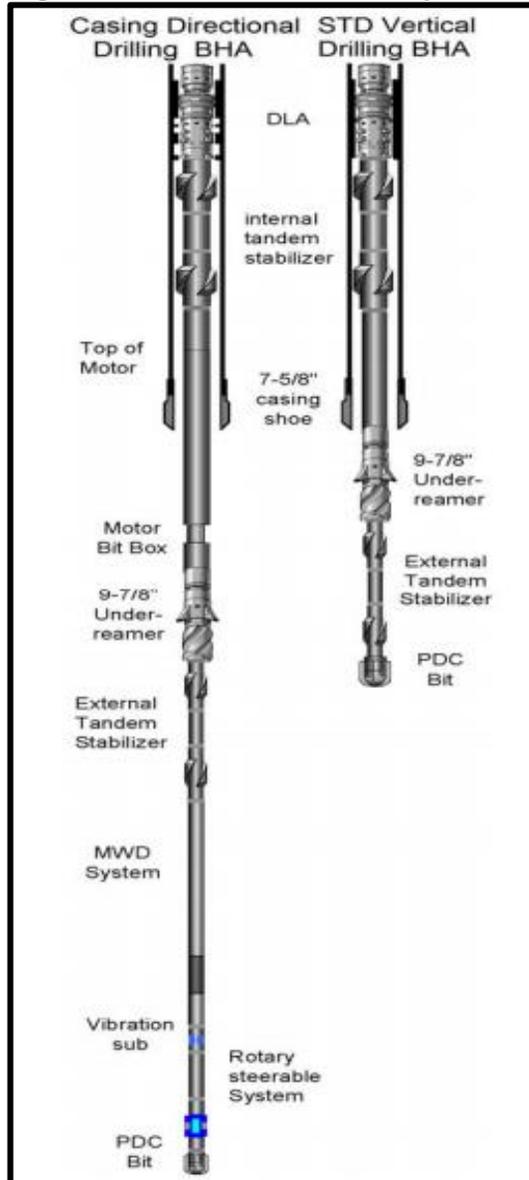
Fuente: CASING WHILE DRILLING Eliminación de Tiempos no Productivos y Aumento de Producción. VAN BALEN André. Tesco Corporation. 2010. Modificado por Autores.

Para las aplicaciones de *CWD* se han desarrollado básicamente dos métodos, una alternativa de *BHA* recuperable y uno no recuperable. El primero consiste en el uso de equipos de fondo para operaciones direccionales ajustado al interior del

*Casing*; el segundo consiste en un sistema de rotación del *Casing* desde superficie, al cual se le acopla una zapata perforadora y perforable, que permite la cementación inmediata.

- **Sistema recuperable de *Casing Drilling*.** En este método se utiliza un *BHA* convencional de perforación, con la adición de una herramienta *LWD* o *MWD* que permitan mediciones y toma de registros durante la operación de perforación con revestimiento, con una broca tricónica o PDC, ensanchadores de hueco y las herramientas direccionales que se requieran según las necesidades operativas del proyecto, este *BHA* se encuentra unido a la primera junta de la tubería de revestimiento.

**Figura 21. BHA Direccional y Vertical**



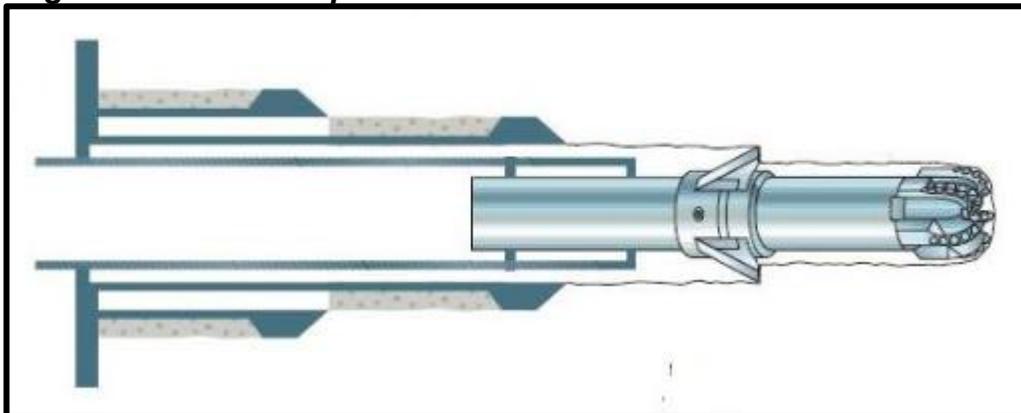
Fuente: Drilling high-angle casing directionally drilled Wells with fit-for-purpose string sizes. IADC/SPE 99248. 2006.

Esta configuración de *BHA* permite realizar trabajos tales como, perforación direccional, toma de registros en tiempo real, corazonamiento, entre otros. Al alcanzar la profundidad deseada para la sección perforada se baja tubería de perforación convencional con cable en su interior para recuperar en *BHA* utilizado; al ser este extraído del pozo, se procede a realizar la cementación de la sección terminada.

El *BHA* es anclado y sellado al interior del *Casing* utilizando un *DLA* (*Drill Lock Assembly*); una barrena pequeña perfora un pozo guía, un ensanchador expansible y retráctil se utiliza junto a la barrena con el fin de que el hueco sea capaz de admitir el diámetro completo de la tubería de revestimiento que se utiliza, se utilizan estabilizadores entre la broca piloto y el ensanchador para mantener la inclinación del pozo; de igual manera se utilizan estabilizadores superiores al interior de la tubería de revestimiento, debajo del *DLA*, con el fin de reducir las vibraciones del *BHA* y proteger el ensamblaje, así esta configuración provee una conexión de tipo tanto axial como torsional con la tubería de revestimiento. El *DLA* es cerrado herméticamente de manera tal que permita el paso del fluido de perforación hacia y a través de la broca.

El *BHA* utilizado en el proceso no recuperable se compone de dos cuerpos principales que se acoplan el uno en el otro, siendo estos un cuerpo interno y uno externo; cada uno de estos contando con las herramientas y accesorios necesarios con el fin de desarrollar el proyecto de manera eficiente tanto en tiempo como en costos.

**Figura 22. BHA Recuperable**



Fuente: PERFOBLOGGER. [En línea]. <http://perfob.blogspot.com>. Consultado abril 2018

La parte interior del ensamblaje se ve constituida por las siguientes herramientas y accesorios:

- **Wireline Setting Tool.** Es aquel accesorio que permite realizar la conexión entre el *Drill Lock Assembly* (*DLA*) y el cable, se utiliza con el fin de poder bajar o retirar el ensamblaje de fondo (*BHA*) por el interior del revestimiento.

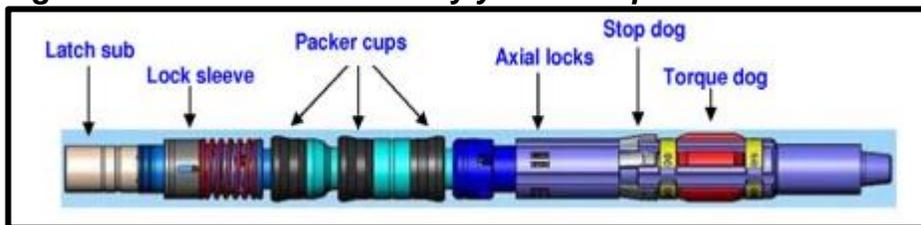
**Figura 23. Wireline Setting Tool.**



Fuente: *Casing drilling application with rotary steerable and triple combo in new deviated wells in Cira Infantas Field. SPE 134586. 2010.*

- **Drill Lock Assembly (DLA).** Es aquel mecanismo que tiene como función principal anclarse al revestimiento, esto lo hace en el componente conocido como el niple del revestimiento (*Casing Profile Nipple – CPN*) con el fin de transmitir las cargas axiales y torsionales al *BHA*. El *CPN* es el punto de posicionamiento del *DLA* tanto en operaciones de anclaje como de recuperación, durante cualquiera de estas operaciones el *DLA* permite un paso de fluido de perforación continuo esto con el objetivo de mantener el pozo en circulación. Para los procesos de anclaje y recuperación se utiliza una tubería de perforación convencional (*drillpipe* de cinco pulgadas (5”) con conexión de cuatro y media (4<sup>1/2</sup>”).

**Figura 24. Drill Lock Assembly y sus componentes.**



Fuente: *Casing drilling application with rotary steerable and triple combo in new deviated wells in Cira Infantas Field. SPE 134586. 2010.*

La parte exterior del ensamblaje se compone de los siguientes accesorios y herramientas:

- **Anillos de Torque MLT.** Diseñados específicamente para ser usados en operaciones de *CWD* y colocados en roscas de tipo *API*, estos anillos ocupan el espacio que queda entre las conexiones, logrando así un ligero aumento del torque nominal soportado por las conexiones durante el proceso; estos son instalados durante la etapa inmediatamente anterior a la corrida del revestimiento a través de una llave hidráulica, de esta manera no se incurre en un tiempo adicional a causa de su instalación. Cada tamaño y peso de tubería de revestimiento tiene compatibilidad con un tipo de anillo, siendo estos de cuatro tipos o longitudes.



anillo de metal con recubrimiento en carburo de tungsteno; *Wear Sleeves*, el cual es un tubo largo de acero el cual es sobrepuesto a las juntas para protegerlas de desgastes o daños.

**Figura 26. Wear Protection.**



Fuente: TESCO. [En línea].  
<http://www.tescocorp.com/>. Consultado abril 2018

- **Casing Profile Nipple (CPN).** Accesorio de alrededor de tres (3) o cuatro (4) pies de largo el cual se ubica hacia la parte interior de la sarta, este tiene como función ser el punto de posicionamiento del *DLA* en operaciones de

recuperación y/o anclaje, así como evitar el movimiento del mismo dentro del revestimiento, evitando de esta forma daños por vibraciones.

**Figura 27. Casing Profile Nipple (CPN).**



Fuente: TESCO. [En línea]. <http://www.tescocorp.com/>. Consultado abril 2018

- **Centralizadores y Estabilizadores.** Accesorios instalados en la sarta de perforación con el fin de prevenir desgastes prematuros de los acoples, mantener la sarta en posición y ayudar a mejorar la circulación tanto en limpieza como en cementación gracias a su diseño. Proporcionan mejor control del ensamblaje de fondo (*BHA*) durante la perforación.

**Figura 28. Estabilizadores.**



Fuente: SCHLUMBERGER. [En línea]. <https://www.slb.com>. Consultado abril 2018

- **Casing Shoe.** Accesorio instalado en la parte inferior de la sarta de perforación con *Casing* que permite guiar la tubería en el hueco abierto; se fabrica a partir de un material duro que minimiza el desgaste de la tubería de revestimiento, su selección depende del diseño del pozo sea este vertical o desviado.

**Figura 29. Casing Shoe.**



Fuente: TESCO. [En línea].  
<http://www.tescocorp.com/>. Consultado  
abril 2018. Editado por autores

- **Ensanchador (*Underreamer*)**. Es aquella herramienta que se ubica en el ensamblaje de fondo, arriba de la broca con el fin de agrandar el hueco al tamaño de la tubería de revestimiento permitiendo así que esta pueda entrar en el pozo; su diseño es de tres brazos o cortadores de diecinueve (19) milímetros.

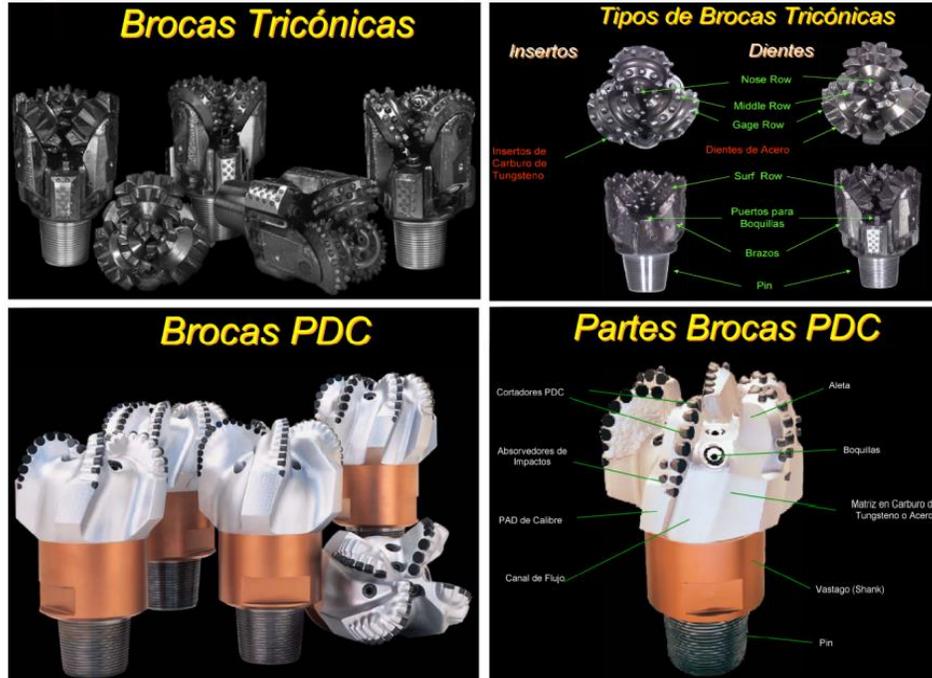
**Figura 30. Underreamer**



Fuente: MILLS MACHINE. [En línea].  
<http://millsmachine.com/>. Consultado abril  
2018

- **Broca.** En la implementación de *Casing Drilling* con ensamblaje recuperable se utilizan las brocas tricónicas y PDC utilizadas en las operaciones de perforación convencional, estas abren un hueco pequeño el cual es expandido posteriormente gracias a los ensanchadores, permitiendo así el paso de la tubería de revestimiento.

**Figura 31. Brocas Tricónicas y PDC.**



Fuente: PETROBLOGGER. [En línea]. <http://www.petroblogger.com/>. Consultado abril 2018

- **Sistema No Recuperable de CWD.** Un arreglo de BHA no recuperable es aquel en el que la broca va directamente conectada a la tubería de revestimiento, ya sea esta completa hasta superficie o corta (*Liner*); para lo cual se hace uso de un zapato perforador que a su vez es totalmente perforable (*DrillShoe*) o una broca convencional de diámetro mayor. La broca convencional puede ser cementada en su lugar o dejarse caer en el hueco abierto; los zapatos perforables poseen cortadores externos para perforar y después de la operación de cementación pueden ser removidos totalmente mediante operación de fresado.

El zapato perforador esta hecho a base de una aleación de acero especial por lo cual, gracias a las propiedades del mismo, es fácilmente perforable al realizar una operación de *Drill Out* para darle continuación a la siguiente sección, así mismo la implementación de este método asegura la llegada al punto de asentamiento planeado en una sola corrida reduciendo de manera significativa el tiempo operacional ya que al utilizar la tubería de revestimiento en este método la misma transmite toda la energía hidráulica y mecánica requerida para la perforación. Vale la pena aclarar que el uso de este tipo de CWD se recomienda para las perforaciones de secciones que sean verticales o en las que se requiera el mantenimiento de ángulo, pudiéndose aplicar a cualquier tamaño de revestimiento deseado.

Las herramientas y accesorios utilizados en la operación de *Casing Drilling* con ensamblaje de fondo no recuperable son las siguientes:

- **DrillShoe (DS).** Es un zapato el cual es adaptado para realizar la perforación como si se tratase de una broca, el primer prototipo de un zapato utilizado para perforar aparece en el año 1999, presentado en enero del 2000 con el nombre de *DS1* así pocos meses después se presenta en el mercado alrededor del mes de mayo el segundo prototipo conocido como *DS2* y al paso de tres años para el mes de agosto de 2003 se presenta el siguiente modelo, continuando con la misma nomenclatura, el *DS3*; cada uno de estos con su aplicación particular dependiendo del tipo de litología a ser perforado.

**Figura 32. DrillShoe DS1, DS2 y DS3.**



Fuente: *New Developments in the Technology of Drilling With Casing: Utilizing a Displaceable DrillShoe Tool.* WOCD-0306-05. 2003.

La configuración de los dos primeros prototipos es bastante similar, fabricados en aluminio con “grado de aviación” (*Aircraft-grade Aluminium*) con cortadores fijos de seis milímetros (6mm) hechos en diamante *TPS (Thermally Stable Polycrystalline Diamond)* en la cara frontal de las aletas, las cuales son a su vez bañadas en carburo de tungsteno, disparado a velocidades supersónicas, que se adhieren por la fuerza del impacto sobre la superficie de la herramienta. El cuerpo de la herramienta se fabrica a partir de acero de alta calidad 4145 AISI.

**Figura 33. Cuerpo DrillShoe.**

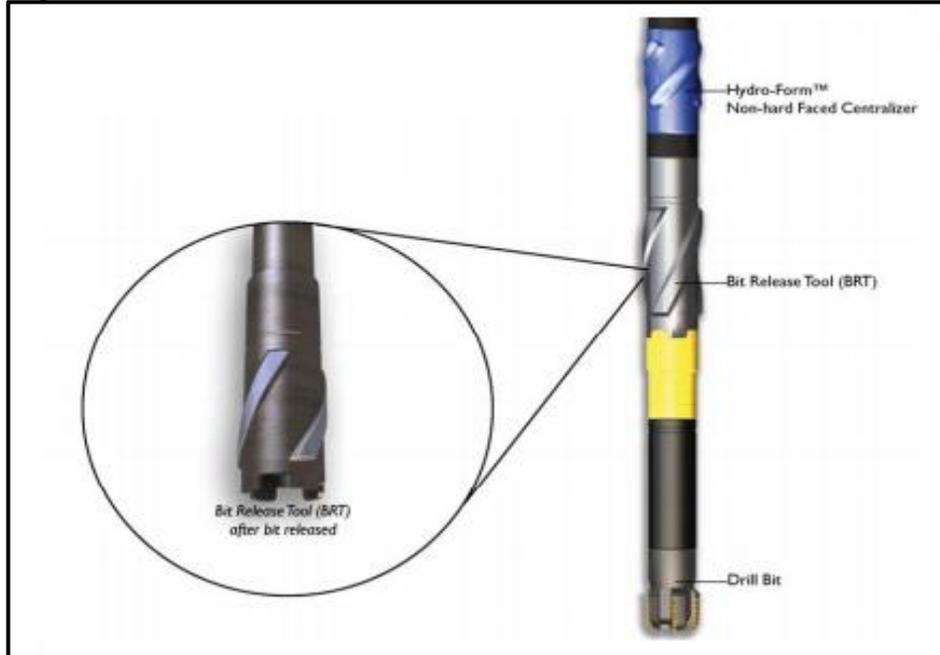


Fuente: WEATHERFORD. [En línea].  
<https://www.weatherford.com/>. Consultado abril 2018

La tercera generación de *DrillShoe* perforable aparece a causa de la necesidad de perforar formaciones que presentan presiones de sobrecarga mayores a las siete mil libras por pulgada cuadrada (7000 PSI), presentando como diferencia a los modelos anteriores la necesidad de aplicar un ciclo de presiones en la nariz de esta para tornarla perforable.

- **Bit Release Tool (BRT).** La broca PDC o el *DrillShoe* que es fijado en el extremo inferior de la tubería de revestimiento, se fija mediante una herramienta conocida como el *BRT* el cual es un dispositivo de desenganche mecánico, este también funciona como estabilizador, unión espaciadora y de igual manera es el encargado de desenganchar la broca.

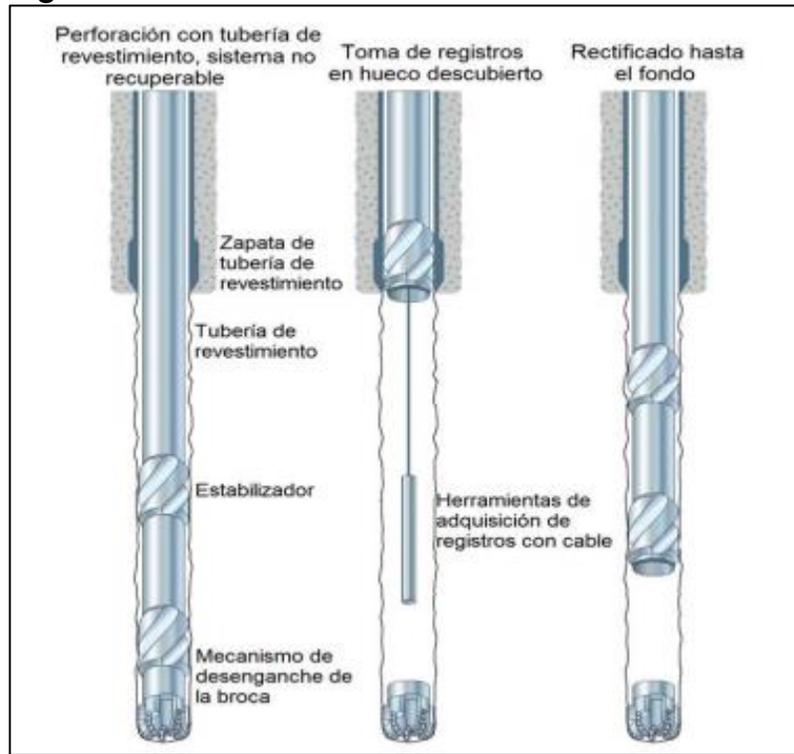
**Figura 34. BRT.**



Fuente: TESCO. [En línea]. <http://www.tescocorp.com/>. Consultado abril 2018. Editado por autores.

En el caso de *BHA* no recuperable, al alcanzar la profundidad deseada se realiza la evaluación de la formación al desenganchar la broca con el sistema *BRT* dejándola caer al fondo del pozo y se realiza la adquisición de registros con cable en el tramo que queda descubierto, al terminar con la adquisición de datos se sitúa una válvula flotante de cementación la cual es operada a través de *wireline*, en el extremo inferior de la tubería de revestimiento, la cual permite el bombeo de cemento e impide el contraflujo hacia el interior de la tubería.

**Figura 35. Desprendimiento de broca y toma de registros**



Fuente: SCHLUMBERGER. [En línea]. <https://www.slb.com>. Consultado abril 2018.

- **Equipos de Superficie Utilizados en CWD.** Los equipos para la realización de operaciones de perforación con revestimiento fueron diseñados de modo que puedan ser trasladados en doce (12) cargas a diferencia del equipo convencional que requiere de veintitrés (23) cargas para ser trasladado, lo cual se traduce en alrededor de treinta y tres (33) viajes en camión para efectuar un traslado de taladro, con un tiempo promedio de dos (2) días. En cambio un equipo de perforación con revestimiento no requiere tanto tiempo ya que no tiene la necesidad de grúas para realizar el levantamiento y al ser más compacto tiene un tiempo promedio menor entre el abandono de la locación hasta el comienzo de la perforación en el siguiente pozo, este es alrededor de doce (12) horas.

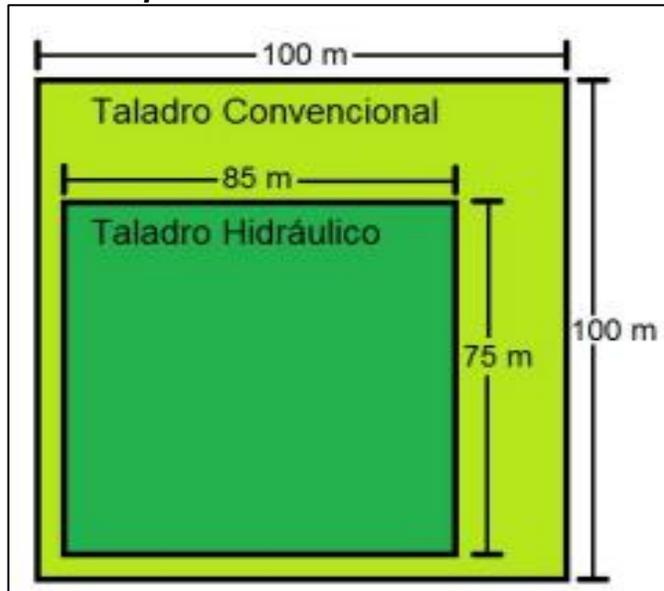
**Figura 36. Rig de CWD.**



Fuente: SCHLUMBERGER. [En línea]. <https://www.slb.com>. Consultado abril 2018.

Estas unidades más compactas tienen integrado un sistema de *top drive*, el cual maneja las cargas y un sistema automatizado de manipulación de tubería, el cual lleva la tubería de revestimiento hasta el piso del equipo de perforación. Esta configuración de equipos presenta diversas ventajas, ofrecen una mayor eficiencia de combustible y a su vez requiere menor área superficial en la locación, lo cual conlleva una reducción en el impacto al medio ambiente y una disminución en costos de construcción. A pesar de que estos equipos están principalmente diseñados para la implementación de tubería de revestimiento como sarta de perforación también pueden utilizar las sargas de perforación convencionales.

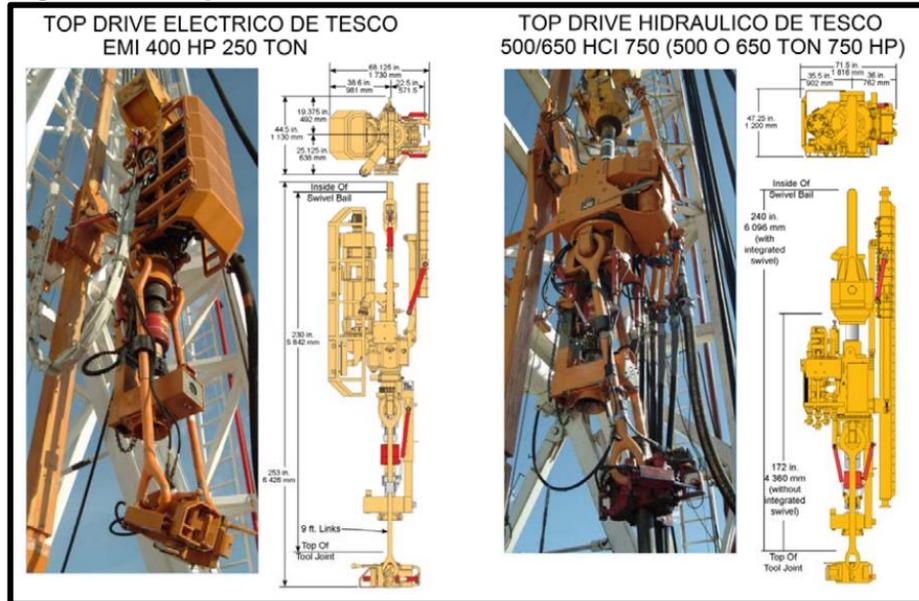
**Figura 37. Diferencia Aproximada en área ocupada por taladro convencional y taladro utilizado para CWD.**



Fuente: *Casing Drilling Activity Expands in South Texas*. SPE/IADC 79862. 2003. Editado por autores.

- **Top Drive.** Así como se vio anteriormente en los equipos de perforación convencional (ver capítulo 2), se puede definir el *Top Drive* como un motor eléctrico o hidráulico, suspendido del mástil, cuya función es transmitir energía rotacional a la sarta y a la broca durante la perforación. Para ser adaptado a la implementación de perforación con revestimiento se ha incorporado a este la herramienta conocida como el *Casing Drive System (CDS)* que le permite al *Top Drive* tomar diámetros de tubería desde cinco (5") hasta veinte (20") pulgadas. El sistema de *Top Drive* reemplaza las funciones de una mesa rotaria, realizando la rotación desde el tope de la sarta y usando una cabeza de inyección propia, ahorrando así el uso del cabezal de inyección, Kelly y mesa rotaria.

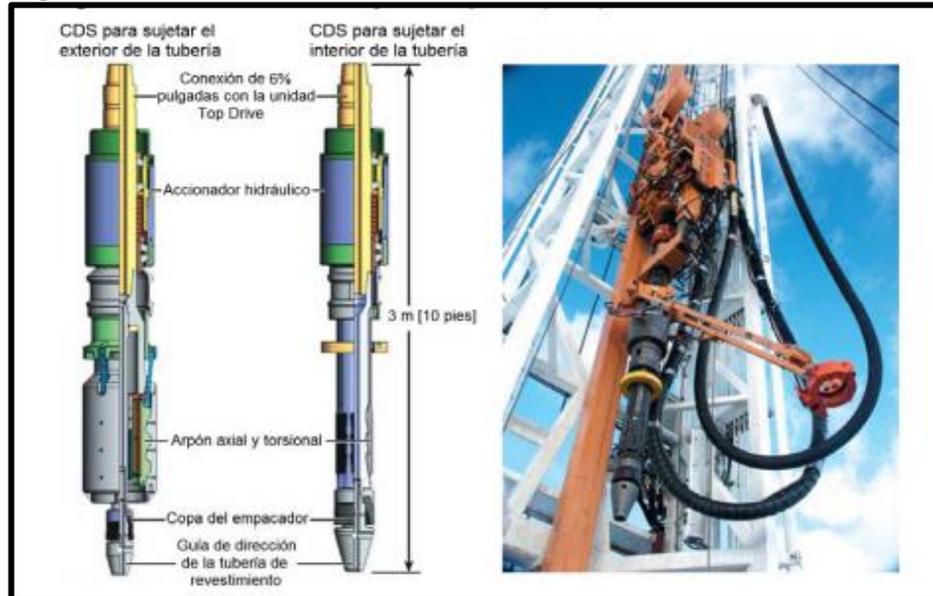
**Figura 38. Top Drive Eléctrico e Hidráulico.**



Fuente: TESCO. [En línea]. <http://www.tescocorp.com/>. Consultado abril 2018.

- **Casing Drive System (CDS).** Es aquella herramienta que fue desarrollada con el fin de manipular el revestimiento en superficie, esta herramienta permite tener un control total sobre la sarta con el fin de levantar el revestimiento, realizar conexiones, ponerlo en posición vertical, llenar con fluido de perforación y transmitir la energía rotacional del *Top Drive* a la sarta durante la perforación.

**Figura 39. CDS**



Fuente: SCHLUMBERGER. [En línea]. <https://www.slb.com>. Consultado abril 2018.

El *Casing Drive System* es una herramienta de accionamiento hidráulico que permite levantar en revestimiento agarrándolo del diámetro interno (ID) o del diámetro externo (OD) llevándolo hasta la cabeza del pozo y posteriormente a la profundidad programada antes de sujetar el siguiente revestimiento; este es capaz de sujetar todos los tamaños de revestimiento y manejando cualquier geometría de pozo. A continuación se presentan especificaciones técnicas para el CDS manejado por Tesco.

**Tabla 4. Especificaciones técnicas CDS Tesco.**

Capacidad de Levantamiento	Diámetro de Casing	Longitud	Máximo Torque	Máxima Presión de Fluido de Perforación	Velocidad Máxima de Operación	Máxima Capacidad de Desplazamiento Descendente
350 Ton Externo	3-1/2" – 8-5/8"	10'	40000 ft/lbs	5000 psi	200 rpm	25000 lb
500 Ton interno	4-1/2" – 20"	10'	40000 ft/lbs	5000 psi	200 rpm	25000 lb
750 Ton interno	9-5/8" – 20"	10'	80000 ft/lbs	5000 psi	100 rpm	40000 lb

Fuente: TESCO. [En línea]. <http://www.tescocorp.com/>. Consultado abril 2018.

El principal requerimiento técnico para la implementación de un sistema de *CDS* es que el taladro disponga de un sistema de *Top Drive*, sin importar las especificaciones o tamaños; el sistema de *CDS* es fácilmente adaptable a los equipos de perforación, sean estos de alta o baja potencia, para su implementación requiere de una corriente eléctrica de cuatrocientos cincuenta (450) voltios y para el manejo del *Casing* requiere de cuñas tipo *spider* o de igual manera se pueden utilizar cuñas manuales. La aplicación del sistema *CDS* se da para cualquier medida y diámetro de tubería de revestimiento y el mismo se puede utilizar para rotar, circular, y reciprocarse la sarta simultáneamente, a su vez se puede usar a diferentes profundidades y grados de inclinación. El *CDS* presenta diversas ventajas, como son su versatilidad para la instalación, la reducción de equipo y personal, de esta manera aumentando la seguridad de la operación.

- **Consideraciones para diseño de un pozo con *CWD*.** Las consideraciones para llevar a cabo una perforación de un pozo con la implementación de *Casing While Drilling* son similares a las tomadas en el diseño de un pozo perforado de manera convencional, sin embargo parámetros tales como la estabilidad, el control, planeamiento direccional y selección de la broca se deben tratar con mayor cuidado a comparación de la operación convencional.

La mayor parte de los factores que afectan de manera adversa a la perforación con revestimiento pueden ser mitigados con el uso de técnicas convencionales, sin embargo efectos como el *buckling*, la fatiga e hidráulica requieren un diseño especial; así con el fin de reducir estos efectos adversos existen los siguientes requisitos para la implementación de *CWD*:

- Los pozos deben ser de desarrollo, en campos que presenten una explotación intermedia o avanzada, donde se requiera aumentar la rentabilidad de los proyectos, por lo cual las formaciones deben estar plenamente identificadas.
- Debe ser un pozo somero a mediano con profundidades de entre cuatro mil novecientos a once mil pies (4900"-11000")
- Pozos que no requieran más de dos (2) o tres (3) etapas para ser terminados
- La producción del pozo sea manejada a través de diámetros pequeños.
- Los valores de torsión y arrastre que de las conexiones de la tubería de revestimiento sean de valores mayores o en sus defectos iguales a los que presentan tuberías convencionales utilizadas en la perforación de pozos similares.

- Las tuberías de revestimiento estén en diámetros de entre cuatro y media y siete pulgadas (4<sup>1/2</sup>", 5", 5<sup>1/2</sup>", 6", 6<sup>5/8</sup>" y 7").

### **3.2 PERFORACIÓN CON PRESION CONTROLADA**

La perforación con presión controlada (MPD), se desarrolló con base al aumento de tiempos no productivos provocados por la proximidad entre la presión de poro y la presión de fractura de la formación.

La MPD tiene como enfoque principal reducir la manifestación de fluidos de formación, evadir perdidas de circulación y evitar las pegas diferenciales de la sarta de perforación, con esto reduciendo etapas de tubería al momento de revestir el pozo.

Según la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC)<sup>13</sup>, la perforación con presión controlada es un proceso que controla de forma minuciosa la presión generada en el pozo. Esto manejando de la forma más segura la presión hidrostática en relación a la presión de fondo. Esto lo logra con ayuda de un sistema de circulación cerrado y presurizado lo que controla la contrapresión en superficie. La MPD generalmente evita el ingreso de fluido de formación al hueco. Este método suele usar fluido de perforación monofásicos, con el fin de reducir la variación de presión generada por la fricción con la formación, generalmente con el uso de N<sub>2</sub> mediante un capilar adicional.

La Perforación con presión controlada conlleva una alta reducción en los tiempos no productivos, por esta razón es una tecnología considerada en la actualidad, y para esta investigación, así como por la reducción de costos que tiene como resultado. Esta permite controlar la pérdida de fluido de perforación atribuido a yacimientos carbonatados altamente fracturados. A su vez disminuye los inconvenientes de la densidad de circulación equivalente (ECD) cuando se perforan pozos muy profundos, con una ventana operativa de presiones muy estrecha o con secciones horizontales muy extensas, esto atenuando el daño generado por el fluido de perforación.

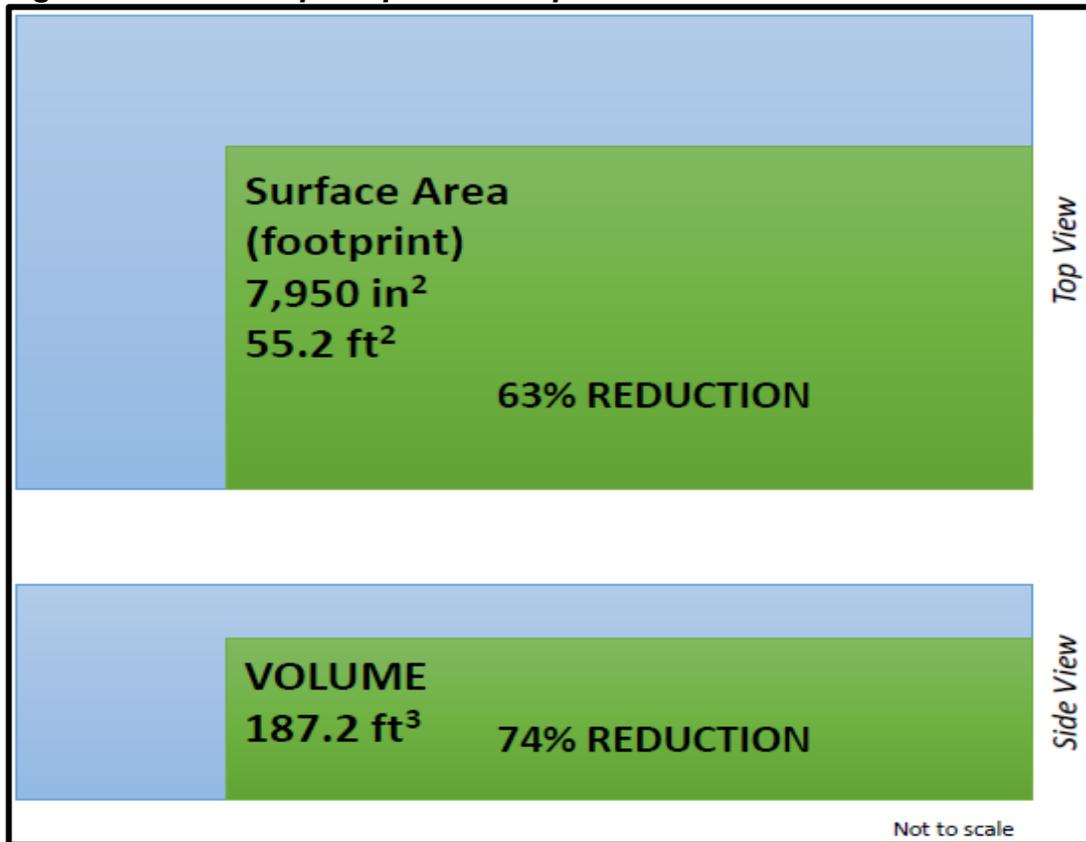
Con lo ya mencionado se puede ver como la MPD no es un proceso limitado, sino que puede adecuarse a cada proceso de perforación según sea necesario por la operadora. De igual manera los equipos empleados en MPD, requieren un espacio

---

<sup>13</sup> COHEN J. SMITH K. FALK K. BEGAGIC J. IADC Dual Gradient Drilling Methods: Their Layouts and Preassure Profiles. IADC Dual Gradient Drilling Workshop. [Diapositivas].Houston Texas. 5 mayo 2011.

menor en sitio<sup>14</sup>, esto en relación al tamaño con el que se desarrollaron cada uno de los equipos.

**Figura 40. Área ocupada por el Múltiple de MPD**



Fuente: Stasis Drilling Solutions LLC, Qamar, R. Drill Smarter not Harder; How to Increase Productivity in Every Drilling [Diapositivas]. Abril 2017. 26 diapositivas.

Es usual la confusión al decir que la MPD es una parte de la perforación bajo balance (UBD), pero estas son dos ramas diferentes de la perforación no convencional, pues la MPD busca mejorar el desarrollo de la perforación, mientras que el UBD busca reducir el daño a la formación.

La MPD se fijó en alcanzar yacimiento que no pudieron ser perforados con anterioridad debido a una perforación compleja y con difícil acceso.

**3.2.1 Categorías de MPD.** La MPD se puede clasificar según la forma como se usen los equipos de perforación, en MPD Reactiva y MPD Proactiva<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Stasis Drilling Solutions LLC, Qamar, R. Drill Smarter not Harder; How to Increase Productivity in Every Drilling [Diapositivas]. Abril 2017. 26 diapositivas.

<sup>15</sup> WEATHERFORD. KAINZ A. DURÁN E. Sistema MPD o cómo Mantener el Pozo Bajo Control sin Fracturar las Formaciones Durante la Perforación. octubre 2011

**3.2.1.1 MPD Reactiva.** Esta permite mitigar problemas durante la perforación en caso de que se presenten, pues activa los equipos de MPD y de contingencia en el momento que un incidente ocurra.

En el momento en que se va a perforar, el equipo es equipado con un Dispositivo de Control Rotacional (RCD) el cual es utilizado durante la perforación, con el fin de formar sello alrededor de la sarta de perforación, cuando esta se encuentra en rotación constante. Este dispositivo controla el influjo hacia atmosfera de todos los fluidos de la formación, un múltiple de estrangulamiento y una válvula flotadora, con esto permitiendo un paso de fluido, más no un posible retorno del mismo, así aumentando la seguridad contra acciones inesperadas presentadas en el pozo.

En caso de cualquier incidente, el plan de perforación ya se encuentra con medidas a tomar, debido a la alta seguridad que provee esta categoría, es que actualmente es la más usada al momento de realizar una operación con MPD.

**3.2.1.2 MPD Proactiva.** Esta categoría busca un control preciso dentro de la ventana operativa de presión en el anular. En la MPD Proactiva se emplean diversas herramientas para el asentamiento del revestimiento en el hueco, esto con el fin de disminuir el número de etapas, también permitiendo que el control de la presión informe de posibles incidentes en el pozo. Así aumentando el tiempo dedicado a la perforación y reduciendo los tiempos no productivos.

En el programa de perforación por esta categoría permite cambios durante la operación si se presenta algún tipo de incidentes durante la misma.

### **3.2.2 Problemas para aplicar la MPD**

**3.2.2.1 Gran cantidad de etapas de perforación.** Al revestir el hueco se solucionan gran cantidad de posibles inconvenientes, pero en contra a esto, se ve reducido el diámetro del hueco con cada sección que se reviste, pues para continuar con la perforación es necesario usar un diámetro menor a medida que se profundiza.

Con la MPD es posible disminuir las etapas de perforación que se requieren, pues al controlar la presión en el anular, permite una perforación más profunda y con esto un menor requerimiento de tuberías de revestimiento, así logrando terminar la perforación con un diámetro en fondo mayor y esto facilitando las operaciones posteriores como lo son el completamiento.

En la actualidad los procesos que han mitigado un poco la reducción del agujero son el alargamiento en los puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento y la CWD, esta última siendo compatible con la MPD para realizarse en conjunto.

**3.2.2.2 Pérdida de circulación.** Una de las causas de NPT más largas es la pérdida de circulación, la cual se presenta cuando la densidad del fluido de perforación supera la presión de fractura de la formación.

En la aplicación de MPD es posible evitar estas pérdidas debido a que en esta técnica la densidad del fluido se emplea por debajo de la presión de fractura y con ayuda de las contrapresiones en superficie le da al operador la capacidad de mantener la presión en el pozo entre los límites de la ventana operativa, logrando así prevenir las pérdidas sin causar daños en el pozo.

**3.2.2.3 Presencia de fluidos de formación.** Al momento de presenciarse fluido de provenientes de la formación, en el mejor de los escenarios sube un poco la densidad del fluido debido a la mezcla y se controla este, pero aun así esto genera una pérdida de tiempo y materiales que son empleados en el control del influjo.

Usando la MPD es posible controlar esto, pues con ayuda de un control constante sobre la ECD en el hueco y controlando con ayuda de la contrapresión los cambios en la presión del hueco, evita un posible influjo por parte de la formación.

**3.2.2.4 Pega por presión diferencial.** La pega diferencial es uno de los mayores problemas que se puede presentar durante una perforación, esta se genera como se explicó en el capítulo anterior.

Al usar la MPD, manteniendo una baja presión diferencial entre el pozo y la formación, disminuyen las probabilidades de una pega diferencial.

**3.2.3 Métodos de MPD.** Dentro de la industria petrolera se han seleccionado diferentes métodos que pueden entrar dentro de la clasificación de MPD, los cuales son:

- Método de Presión de Fondo Constante (CBHP)
- Sistema de Circulación Continua (CCS)
- Método de Perforación con Capa de Lodo (MCD)
- Método de Perforación con Doble Gradiente (DGD)

Los métodos mencionados se encuentran entre la MPD Proactiva, fuera de estos 4 se encuentra un método de HSE (salud, seguridad y medio ambiente) el cual es el encargado de que se cumplan las normas de seguridad y los criterios de perforación, en este método si se considera la MPD Reactiva.

**3.2.3.1 Presión de Fondo Constante (CBHP)<sup>16</sup>.** Este método hace referencia a un proceso en el cual la presión en el fondo de pozo de mantiene constante o varia mínimamente en una profundidad, cuando las bombas de lodo se enciendan o apaguen, por lo que es necesario tener un límite de BHP inferior y uno superior, dando entre estos un margen permitido de variación, el cual debe ser lo más pequeño posible.

El límite inferior de la ventana se puede dar por la presión de poro (Pp) o por la presión de estabilidad del pozo (Pwbs), mientras que el límite superior, lo puede dar la presión de pega diferencial (Pds), la presión de perdida de circulación (Pls) o la presión de fractura (Pf), donde podemos ver:

$$Pp < Pwbs < BHP < Pds \leq Pls \leq Pf$$

Esta comparación se hace teniendo en cuenta la ecuación de la BHP dinámica, la cual varía según el estado en que se encuentren las bombas, apagadas o encendidas, así:

***Ecuación 1. Presión de fondo dinámica***

$BHP_{Dynamic} = P_S + P_{AFP} \text{ Para bombas encendidas}$ $BHP_{Dynamic} = P_S \text{ Para bombas apagadas}$
---

**Fuente: Norton J. Lapeyrouse, Formulas and Calculations for Drilling, Production and Workover, 2 ed. Diciembre 11 2002. 224p.**

Donde se observa la relación de la presión estática (Ps) y la presión generada por fricción en el anular (PAFP)

Las ecuaciones anteriores representan el comportamiento de la BHP, para un sistema de circulación abierto, en el cual el fluido de perforación pasa a través de unas líneas superficiales que se encuentran en contacto con la atmosfera. Mientras que en un sistema cerrado el lodo fluye de la cabeza del pozo a una serie de equipos especiales para mantenerle presurizado.

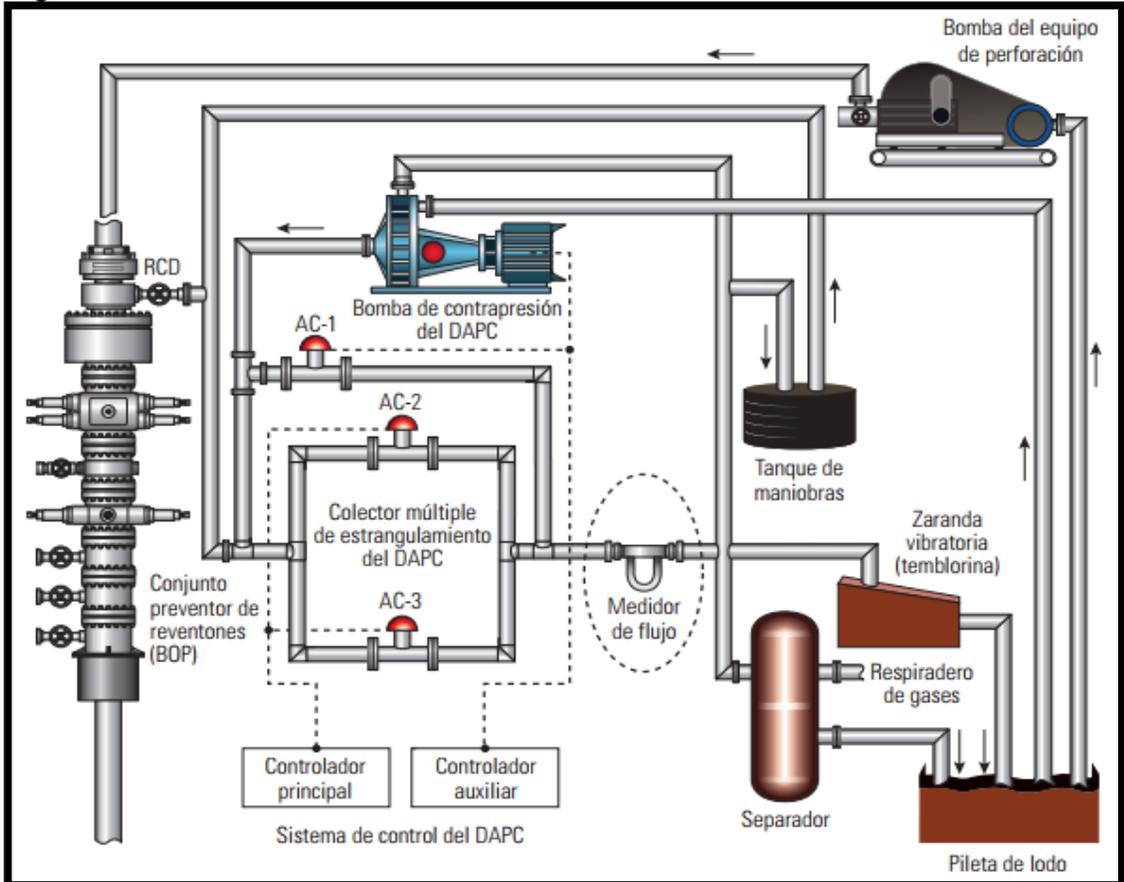
Al usar un sistema de circulación cerrado, la BHP se puede mantener aun con las bombas apagadas, esto con ayuda del sistema de circulación continua, método que se explicara más adelante, esta es una gran ventaja sobre un sistema abierto, pues depende de la presión estática y la presión por fricción en el anular.

---

<sup>16</sup> WEATHERFORD INTERNATIONAL, AND CHEN YUESHENG AND CHEN QING. VIEIRA, P. ARNONE, M. RUSSEL, B. COOK, I.MOYSE, K.TORRES, F. AND QUTOB, H., Constant Bottomhole Preassure: Managed-Preassure Drilling Technique Applied in an Exploratory Well in Saudi Arabia. enero 2008. SPE/IADC 113679

En un sistema cerrado el fluido de perforación recibe una contrapresión en el espacio anular, pues la cabeza de pozo se encuentra sellada, esto direccionando el fluido con ayuda de un múltiple de estrangulamiento.

**Figura 41. Sistema de circulación cerrado.**



Fuente: ELLIOT D., MONTILVA J., FRANCIS P., REITSMA D., SHELTON J. and ROES V. El manejo de la presión durante las operaciones de perforación. 2011.

En la figura anterior se puede ver como la ubicación de cada equipo del sistema de circulación permite beneficios sobre un sistema abierto, la diferencia más evidente entre los dos sistemas se encuentra en la bomba de contra presión y el múltiple de estrangulamiento.

Si nos encontramos en un sistema de circulación cerrado la  $BHP_{Dynamic}$  se representa así:

**Ecuación 2. Presión de fondo dinámica para sistema de circulación cerrado**

$$BHP_{Dynamic} = P_S + P_{AFP} + P_{bp}$$

Fuente: Norton J. Lapeyrouse, Formulas and Calculations for Drilling, Production and Workover, 2 ed. Diciembre 11 2002. 224p.

Donde la  $P_{bp}$  representa la presión ejercida por la bomba de contrapresión, esta ecuación representa un sistema donde las bombas están encendidas y el lodo se encuentra en circulación.

Con bombas apagadas la ecuación es:

***Ecuación 3. Presión de fondo dinámica para sistema bombas apagadas***

$$BHP_{Dynamic} = P_S + P_{bp}$$

Fuente: Norton J. Lapeyrouse, *Formulas and Calculations for Drilling, Production and Workover*, 2 ed. Diciembre 11 2002. 224p.

En un sistema cerrado al momento de detener las bobas, se cierra el múltiple de estrangulamiento con el fin de compensar la presión perdida en  $P_{AFP}$ , con esto logrando una estabilidad en la presión en el anular con las bombas encendidas o apagadas.

Al trabajar con un sistema MPD, es necesario el uso de un Dispositivo de Control Rotatorio (RCD), el cual funciona como sello primario de presión en el espacio anular. Esta RCD se encuentra en la cabeza de pozo, sobre el preventor anular, la ubicación de este se puede observar en la figura 41.

En el sistema MPD la BHP se mantiene constante con ayuda de un múltiple de estrangulamiento y la contrapresión, esto con una conexión directa con el RCD. El múltiple de estrangulamiento puede generar una contrapresión en el momento que sea necesario, siempre y cuando se presenten condiciones dinámicas, pero al cerrar las bombas puede que el múltiple no genere la contrapresión necesaria, por lo que se cuenta con la bomba de contrapresión para generar esa presión extra necesaria en el momento que sea solicitada.

**Figura 42. Dispositivo de control rotatorio Aspect Drilling Solutions.**



Fuente: ASPECT DRILLING SOLUTIONS. [En línea]. <http://www.aspectdrilling.com/>. Consultado mayo 2018

El sistema de estrangulamiento busca manejar el perfil de presión anular, pero existen diferentes tipos de sistemas de estrangulamiento, los cuales difieren en:

- Método de control del sistema de estrangulamiento, el cual puede ser manual, automático o una mezcla entre los dos.
- La forma de integrar el sistema de estrangulación con el modelo hidráulico, donde un sistema automático se accionara de manera inmediata según información en tiempo real del modelo hidráulico.
- Los datos de presión en tiempo real generados por una herramienta *Pressure While Drilling* (PWD), para estructurar el modelo hidráulico.
- La velocidad y capacidad de ajuste en tiempo real del modelo hidráulico.

- La capacidad de generar una contrapresión con una bomba independiente.

El sistema MPD cuenta con un sistema de control de presión anular dinámico (DAPC), el cual contiene el sistema de estrangulamiento y de contrapresión. Este permite controlar la presión en fondo al perforar, sin importar si las bombas están encendidas o apagadas.

El sistema DAPC cuenta con:

- Múltiple de estrangulamiento para MPD.
- Bomba de contrapresión.
- Controlador de presión integrado.
- Modelo hidráulico.

Una herramienta que ha demostrado importancia en los sistemas MPD es el medidor de flujo, ya que sirve para detectar brotes. Este se instala al lado de menor presión del múltiple de estrangulamiento, para así medir el gasto de fluido al salir del pozo. Para medir un brote, se relaciona el gasto de fluido de entrada a partir de los *strokes* de la bomba con el gasto de salida dado por el medidor de flujo; con esto se puede evidenciar un aporte de fluido de formación, generando así la alerta pertinente.

EL múltiple de estrangulamiento generalmente cuenta con dos estranguladores, al operar el fluido de perforación circula por uno de los estranguladores, el cual se llama estrangulador activo, el segundo estrangulador puede trabajar al tiempo si se evidencia gran gasto de fluido. Al tener los dos estranguladores abiertos, no se debe evidenciar una contrapresión generada por el múltiple, al estar los dos cerrados, no hay flujo, esto solo sucede cuando no hay circulación, al jugar con la apertura de los estranguladores, se puede generar la contrapresión necesaria para cada caso en particular.

**Figura 43. Múltiple de estrangulamiento sistema MPD**



Fuente: STASIS DRILLING SOLUTIONS. [En línea]. <https://www.stasisdrilling.com/>. Consultado mayo 2018

El DAPC puede ajustar la contrapresión para mantener la BHP en el rango deseado, esto solo moviendo el estrangulador. Si el sistema es automático el DAPC puede cambiar la apertura del estrangulador e incluso habilitar el estrangulador auxiliar de ser requerido, bien sea por mal funcionamiento o que se trabe el mismo, esto volviendo los procedimientos más eficientes. Sin olvidar que el operador puede activar los estranguladores de forma manual ya sea por mantenimiento o prueba.

Los sistemas de perforación cerrados tienen elementos que permiten liberar presión, en este caso el alivio se da con ayuda de una válvula ubicada entre el RCD y el múltiple de estrangulamiento, la cual funciona como válvula de alivio. Para el mismo fin es posible usar el estrangulador auxiliar de ser requerido.

Para evitar variaciones en la BHP durante una conexión en un sistema de MPD se requiere que se retire la broca del fondo de pozo y se disminuya el gasto de las bombas, si el sistema es DAPC, se enciende automáticamente la bomba de

contrapresión y se cierra el estrangulador principal para reducir los gastos de fluido. Lo anterior se realiza con cuidado para evitar que la BHP se salga de su ventana de operación, si esta es muy pequeña lo más fácil es mantener la presión constante.

Al momento de cerrar el estrangulador a causa de algún tipo de fallo en las bombas, la velocidad de cierre es insuficiente para generar la contrapresión necesaria, por lo que esta contrapresión solo se recuperara al momento de reactivar el proceso con las bombas y esto lleva a un descontrol de la BHP.

La forma de controlar este tipo de inconvenientes es el usar una bomba de contrapresión, la cual aumenta el rango de control en el sistema y le proporciona la capacidad de crear contrapresiones en el momento en que se vea necesario.

La bomba de contrapresión es una bomba triplex pequeña, la cual se encuentra conectada con el múltiple de estrangulamiento y se controla automáticamente, así, en el momento que el controlador de presión detecte que el flujo proveniente del pozo no logra mantener la contrapresión, la bomba de contrapresión de enciende automáticamente y pone una contrapresión suficiente para controlar.

El controlador de presión del equipo debe ser capaz de responder casi de manera inmediata a un cambio en la presión, pues el tiempo en que se posiciona el estrangulador debe ser el mínimo para mantener la contrapresión en pozo y evitar posibles incidentes en la operación.

La acción principal del controlador de presión es mantener la BHP en el punto de referencia. El punto de referencia es un dato de control establecido a una profundidad específica del pozo, lo más usual es que este punto sea la presión de asentamiento de *Casing*, o la profundidad de la broca, así, si la BHP se desplaza del punto de referencia, el controlador de presión se encarga de modificar la contrapresión para estabilizar la BHP en el punto requerido, esto con ajustes en el estrangulador.

Con un DAPC la BHP se calcula cada segundo y con esto se calibra el modelo, con ayuda de las presiones dadas por la PWD, así aumentando la precisión del modelo a medida que se adquieren más datos.

El sistema DAPC puede reaccionar con los datos de densidad del fluido de perforación en el espacio anular y comparándolo la BHP con la columna hidrostática, de esta manera en el momento en que se presente un aporte de fluidos por parte de la formación, el sistema detecta una variación en la densidad del fluido y da la alarma pertinente al caso, esto fuera de que intenta mantener la presión en pozo con ayuda del múltiple. Por esta razón el sistema DAPC puede detectar un brote con una variación mínima en la presión.

Al detectar el brote, se cierra el pozo y se espera a que la presión aumente para controlar y determinar la presión del yacimiento.

**3.2.3.2 Sistema de Circulación Continua (CCS)**<sup>17 18</sup>. El CCS permite agregar o quitar tubería durante un viaje o la perforación, esto sin necesidad de detener la circulación del pozo. Este sistema se puede instalar en cualquier equipo de perforación, siempre y cuando este use *top drive*.

Este sistema permite perforar en pozos a alta presión y alta temperatura (HPHT) y en pozo con ventanas operativas muy reducidas, pues disminuyen los tiempos de perforación y los costos empleados en esta técnica son menores a los generados al intentar perforar de forma convencional.

También se usa el CCS para la perforación de pozos donde se debe controlar al máximo el daño generado a la formación, pues al tener un sistema de circulación continuo, con esto se reduce el deterioro de la formación y controlar el sobre balance generado por la ECD.

El sistema CCS funciona a partir de una conexión de tuberías en un contenedor cerrado y presurizado, el cual se considera como un arreglo de BOP triple, la cual es una ram de tubería arriba, en el centro una ram ciego y abajo una ram de tubería invertida.

---

<sup>17</sup> ROBERT J. E., GEORGE H. MEDLEY, AND ROBERT C. GOODWIN, SIGNA ENGINEERING CORP. MPD Techniques Optimize HPHT Well Control. Ámsterdam, Holanda. octubre 2014. SPE-170887-MS.

<sup>18</sup> ROSS, N. SCAIFE, T. MACMILLAN, R. A. BERG, P. C. JENNER. J. W. Use of a Continuous Circulation System on the Kvietbjorn Field. Milan, Italia. marzo 2012 SPE-156899-MS.

**Figura 44. Unidad principal del CCS**



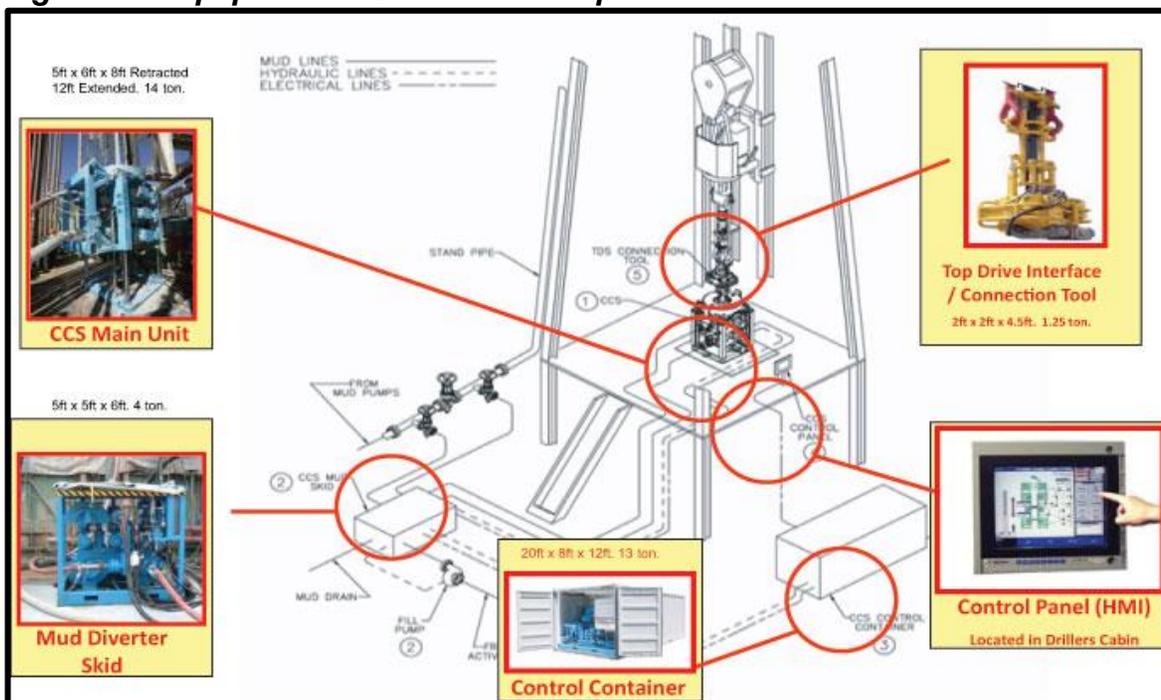
Fuente: Offshore Magazine. What if you never had to shut off the mud pumps. 12/01/2004. [En línea] Disponible en: <https://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-12/drilling-completion/what-if-you-never-had-to-shut-off-the-mud-pumps.html>

Los componentes del CCS son:

- Unidad principal, está conformada por 3 BOP, como se mencionó anteriormente cuenta con una ram de tubería arriba, en el centro una ram ciego y abajo una ram de tubería invertida. En la parte superior se encuentra una mezcla entre un *spinner* y un *snubber*, donde el primero se encarga de agarrar y apretar las tuberías, y el segundo funciona como sello, estas sujetadas sobre la unidad por gatos hidráulicos, en la parte inferior contiene unas cuñas las cuales aseguran el equipo en la mesa rotaria al momento de hacer las conexiones de tubería.
- Unidad desviadora de lodo, esta controla el paso de fluido de perforación entre el *top drive* y la unidad principal, esta se encarga de conectar el lodo entre el *top drive* y el CCS al momento de conectar las tuberías, este se encuentra conectado al múltiple de *bypass*, ubicado entre las líneas de flujo de las bombas y la *standpipe* de la torre de perforación.
- Interfase del *top drive*, el funcionamiento de esta es ubicar correctamente las tuberías para proseguir con la conexión, lo conforman la extensión del *top drive*, la herramienta de conexión del *top drive* y el elevador lateral doble.
- Panel de control, se encuentra en la cabina de perforación y con este se controlan las funciones del CCS.

- Contenedor de controles, este almacena la unidad de energía hidráulica y la caja negra, la cual se encarga de reunir y almacenar la información de la operación del sistema, con la caja negra se puede transmitir la información en tiempo real al centro de soporte de la compañía que fabrico el CCS.

**Figura 45. Equipo de CCS con sus componentes básicos.**



Fuente: ROSS, N. SCAIFE, T.MACMILLAN, R. A. BERG, P. C. JENNER. J.W. Use of a Continuous Circulation System on the Kvietbjorn Field. Milan, Italia Marzo 2012 SPE-156899-MS. Milan, Italia Marzo 2012

El MPD con CCS es único, ya que la circulación no se interrumpe en ningún momento, con el fin de establecer una BHP constante de ser posible, mientras se perfora, así deshaciéndose de los efectos de presión transitoria que se presentan en el momento de conectar la tubería.

En los pozos de HPHT un cambio repentino en la presión puede desencadenar en un influjo de fluido desde el pozo o el colapso de la formación según sean las condiciones que se presenten al momento de la variación en la presión.

Teniendo en cuenta lo anterior se puede ver como con el CCS se puede mejorar las condiciones del hueco, los tiempos empleados en conexión son menores y se reduce la probabilidad de una pega por presión diferencial.

ES posible realizar una combinación entre el CBHP y el CCS en el momento en que no se puede dejar que el fluido de perforación este a presión atmosférica en superficie.

Otra combinación puede realizarse entre el CCS y el MCD, para el momento en que se presenta una pérdida de fluido y es necesario controlarla sin detener la circulación.

Con lo anterior se puede ver la gran utilidad del CCS al mezclarse con otros métodos del MPD, pues con circulación constante se puede tener una sarta libre en el pozo.

El CCS funciona colocando la junta de tubería entre las ram superior e inferior y cerrándolas, así sellando el espacio donde se encuentra la tubería, luego con ayuda de las cuñas asegura la tubería a la mesa rotaria, entonces se presuriza la unidad con el fluido de perforación. Posteriormente con ayuda del *spinner* la conexión se rompe dejando así la presión de la cámara igualada a la presión de circulación. Pasado esto se ubica la extensión del *top drive* sobre la ram ciego para dividir la cámara en 2. Después de esto el fluido es enviado a la cámara inferior para continuar con el flujo, mientras que la cámara superior es despresurizada para que se pueda agregar una nueva junta, seguido se vuelve a presurizar y se repite el procedimiento.

Se puede usar herramientas de corrida de registro mientras se perfora (MWD, LWD), para ir adquiriendo datos a tener en cuenta en tiempo real.

Si se evidencia un influjo en el pozo, es necesario controlar el pozo con circulación constante, por lo que la operación se generara a condiciones dinámicas, lo que indica que se debe mantener una ECD correcta. Para controlar la ECD es necesario disminuir el gasto de fluido a medida que se profundiza la perforación, así logrando un control en la presión de fondo, de manera contraria es necesario aumentar el gasto de circulación cuando se saca tubería, pues esto compensa la presión perdida por el peso de la tubería; de esta manera consiguiendo una ECD casi constante en cualquier momento.

Al presentarse un influjo los indicadores se darán en el fluido que retorna, pues este mostrara contenido del fluido que ingreso al pozo desde la formación, por lo que es necesario aumentar el gasto de circulación para controlar la ECD.

**3.2.3.3 Perforación con Capa de Lodo (MCD)<sup>19</sup>.** Este método abre una posibilidad para la perforación de formaciones carbonatadas altamente

---

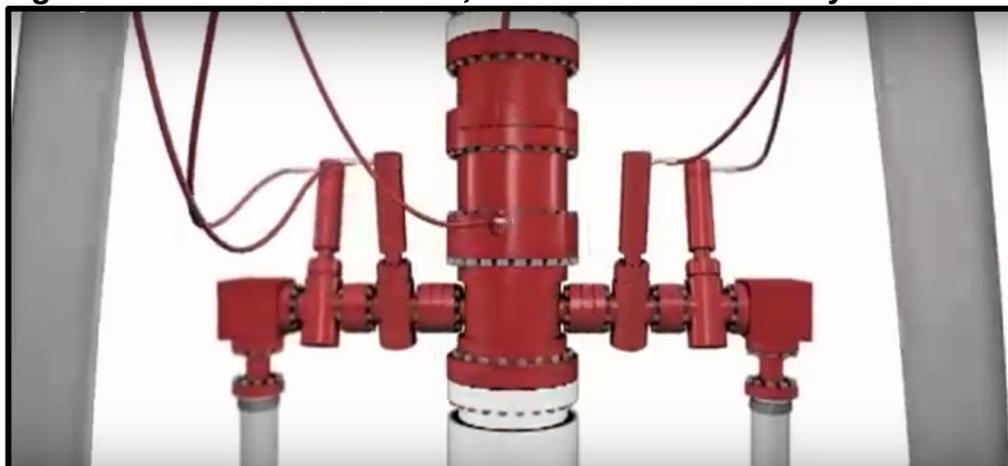
<sup>19</sup> GOODWIN, B. NAUDURI, S. MEDLEY, G. SIGMA ENGINEERING CORP. MudCap Drilling: New Variations, Drivers, Limitations and Lesson Learned – Case Histories. Madrid, España. abril 2014. SPE/IADC-168956-MS.

fracturadas, con esto también se abarca la perforación de pozos con zonas de alta pérdida de fluido, y con esto también una reducción significativa de los NPT. A diferencia de las operaciones convencionales en el MCD no se genera retorno de fluido a superficie, esto debido a que el fluido termina por filtrarse a la formación, en varios de los casos por pérdida total de fluido.

La MCD tiene dos subdivisiones principales, que son la Perforación con Capa de Lodo Flotante (FMCD) y la perforación con Capa de Lodo Presurizada (PMCD).

- **Perforación con Capa de Lodo Flotante (FMCD).** Este método ha sido usado desde hace mucho tiempo en pozos donde es muy difícil mantener la circulación. La ocasión en la que es más usual su uso, es cuando durante la perforación se pierde la circulación, cuando al continuar con la perforación, no se obtiene retorno de lodo. En este momento se inyecta por el anular un fluido con alta viscosidad y peso, para que evite que el fluido de sacrificio ocupe un espacio en el anular y por el contrario continúe la pérdida de fluido de perforación (fluido de sacrificio), así controlando algún posible influjo desde la formación y la presión hidrostática. Al ubicarse esta capa sobre la fractura o caverna a la cual se le atribuye la pérdida de fluido, es posible que esta capa se pierda en parte al filtrarse por la fractura o caverna, por lo que, es necesario que este fluido sea controlado continuamente, para de esta manera evitar una pérdida de presión y con esto un posible influjo desde la formación. Esto se controla con la inyección desde superficie de fluido por el anular, generando así un espacio de vacío, logrando que el la perforación continúe. En yacimientos donde la presión es muy baja y se dispone de una gran cantidad de agua, como lo puede ser un proyecto costa afuera, es posible bombear el agua continuamente en el espacio anular. Los casos más usuales son pozos de gas con baja presión que reciben con facilidad los fluidos empleados en la perforación.

**Figura 46. BOP Sistema FMCD, mostrando líneas de inyección.**



Fuente: Weatherford Managed Pressure Drilling (MPD). Video. 20 marzo 2014

Los equipos en superficie en una operación con capa flotante de lodo solo en necesario contar con una bomba de fluido para el anular y una RCD, exceptuando los casos donde las presiones en el yacimiento son lo suficientemente altas como para requerir el uso de un equipo de bombeo de alta presión y unas líneas con una capacidad de presión mayor. Lo anterior sin considerar todos los equipos comunes empleados en la perforación.

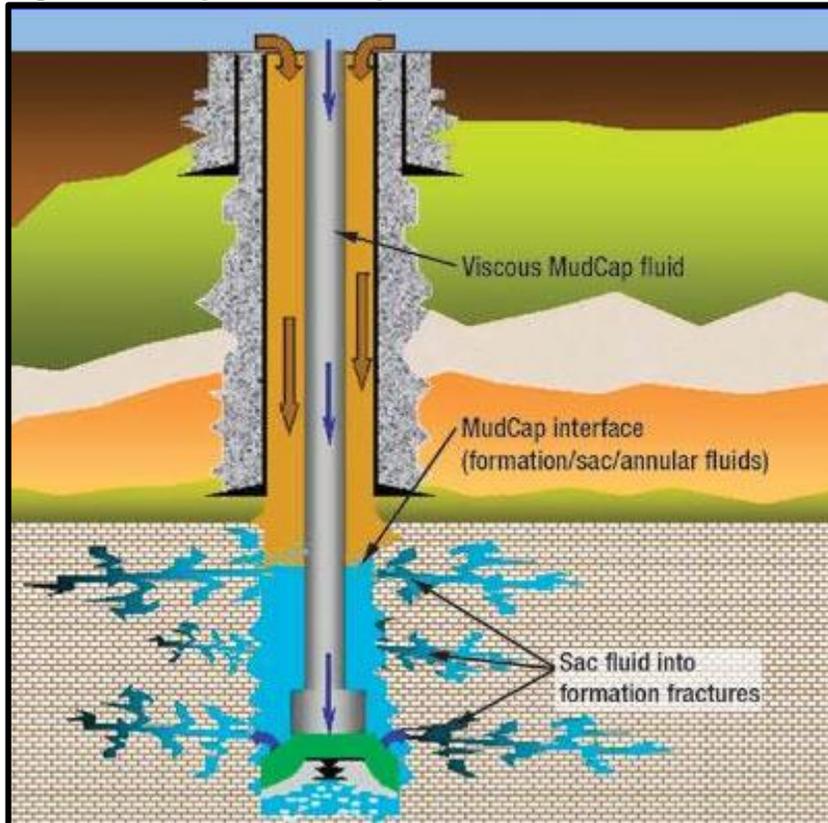
- **Perforación con capa de lodo presurizada (PMCD)<sup>20</sup>**. También llamada Capa ligera de lodo por anular o Perforación con circulación de agujero cerrado. Esta técnica consiste en inyectar un fluido por el anular con una densidad insuficiente para estabilizar la formación, esto, con el fin de evitar cualquier tipo de pérdida de fluido, considerando esto, para evitar posibles influjos de la formación, se decide en cabeza poner una contrapresión para mantener la presión hidrostática. Lo ideal es que la columna anular requiera de la menor cantidad posible de requerimientos de contrapresión.

Al aplicar lo mencionado anteriormente el sistema se comporta en superficie de manera similar al sistema de CBHP, pues con ayuda del RCD se define el comportamiento del pozo. En el sistema el fluido de sacrificio se encarga de empujar los recortes hacia las fracturas o cavernas, con el fin de limpiar el hueco y permitir la circulación. Al dejar el pozo lleno con una columna en lo posible estática, las pérdidas de fluido se reducen y el contacto con el yacimiento se mantiene.

---

<sup>20</sup> MUHAMMAD A. MUQEEM, PH.D., P. ENG. SAUDI ARAMCO. Managed Preassure Drilling – Experience and Way Forward. 2015. SPE Distinguished Lecture Program. [En línea] Disponible en: <http://www.spe.org/dl/docs/2015/Muqem.pdf>

**Figura 47. Espacio a ocupar de los fluidos en PMCD**



Fuente: MUHAMMAD A. MUQEEM, PH.D., P. ENG. SAUDI ARAMCO. Managed Pressure Drilling – Experience and Way Forward. 2015. SPE Distinguished Lecture Program. [En línea]. <http://www.spe.org/dl/docs/2015/Muqem.pdf>. Consultado mayo 2018.

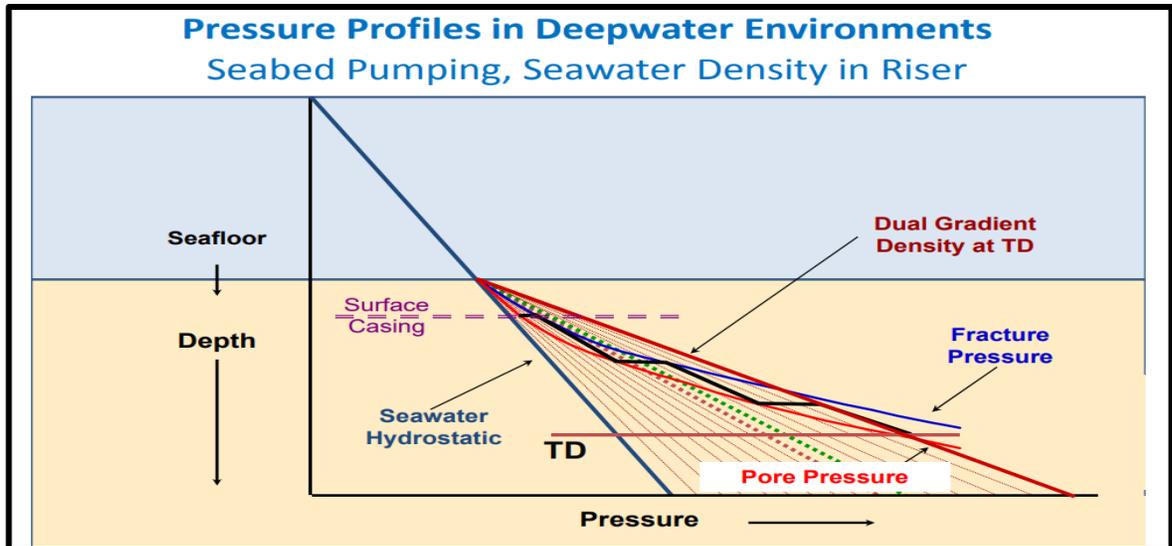
La presión estática en el espacio anular es la diferencia entre la presión sobre la fractura y la presión en fondo de pozo ejercida por el fluido de perforación. Teniendo en cuenta esto, la contrapresión a bombearse debe ser algo mayor que la presión en el espacio anular, esto considerando la pérdida de presión por fricción al empujar los recortes a las fracturas. En caso de presentarse una migración de gas, la presión en el espacio anular se ve afectada por el fluido que se filtra en él, pues el gas llega a superficie y se expande, y al no poder salir, ocupa espacio aumentando la presión. La forma de contrarrestar esto es inyectando más fluido por el anular, con el fin de desplazar el gas y fluido contaminado a la fractura o caverna y así recuperar la presión requerida. De esta manera se logra contener gases amargos provenientes de la formación como el  $H_2S$ .

**3.2.3.4 Perforación con Doble Gradiente (DGD)<sup>21</sup>.** Este método de perforación se basa en una perforación costa afuera en la cual el fluido de retorno no viaja por un *riser* de perforación convencional (tubería con un gran diámetro que genera la comunicación entre la BOP submarina y la plataforma de perforación). En estos casos el fluido de perforación es vertido al lecho marino, o llevado a la plataforma por líneas de fluido de diámetro pequeño.

Los métodos de DGD son aplicados sobre todo para que el fluido de retorno, llegue a superficie por medio de líneas de diámetro pequeño. Se usa una bomba submarina, que se encarga de enviar el fluido a superficie, esto lo consigue ajustando la presión de entrada a la bomba en una presión similar a la presión hidrostática generada por la columna de agua, así se ejerce un doble gradiente de presión en el espacio anular del pozo.

Al ubicar la bomba en el lecho marino, reduce la presión a la que ingresa el fluido el pozo, a la par, el lodo de una alta densidad consigue controlar el pozo. Lo anterior conseguido debido a que se retira una buena parte de la presión ejercida por el lecho marino, como se observa en la siguiente gráfica.

**Grafica 3. Comparación de Presión entre el DGD y la Perforación Convencional en Offshore**



Fuente: COHEN J. SMITH K. FALK K. BEGAGIC J. IADC Dual Gradient Drilling Methods: Their Layouts and Pressure Profiles. IADC Dual Gradient Drilling Workshop. [Diapositivas]. Houston Texas. 5 mayo 2011.

En vista que esta técnica es usada en offshore y no cumple con los requerimientos necesarios para realizar una perforación en el VIM y no está probado en su

<sup>21</sup> COHEN, J. SMITH, K. FALK, K. BEGAGIC. J. Op. Cit., 17 p.

totalidad, no se realizara una explicación muy profunda de la misma, por lo que a continuación se explicaran brevemente los tipos de perforación con DGD.

**Sistema de Recuperación de Lodo sin *Riser* (RMR).** Este sistema es empleado en pozos donde la perforación del lecho marino presenta dificultad, reduciendo la profundidad a la cual se esperaba ubicar la tubería de revestimiento superficial y aumentando los costos de fluido en la medida en que esté se bombea y vierte al lecho marino sin llegar a presentar la eficiencia deseada. Fuera de lo anterior el sistema RMR es empleado en zonas ambientalmente sensibles, donde por regulaciones no se puede verter el fluido al mar, pues este sistema es cerrado por lo cual no se descarga el lodo al medio. De esta manera el sistema RMR retorna todo el fluido a superficie, donde puede ser reutilizado después de un correcto reacondicionamiento.

El sistema RMR cuenta con 6 equipos principales:

- **Módulo de succión:** Está va en la cabeza de pozo en el lecho marino, donde es la conexión con la bomba submarina. Este equipo puede ser instalado con tubería de perforación o con cables.
- **Bomba submarina:** Es la encargada de despachar el fluido que retorna y los recortes a superficie.
- **Unidad de despliegue:** Se emplea para ubicar la bomba de succión en el fondo del mar y generar la conexión de ésta con la fuente de poder mediante una línea de potencia y fibra óptica.
- **Fuente de Poder:** Es la encargada de despachar toda la energía necesaria para el funcionamiento del sistema RMR.
- **Módulo de Control:** Es donde se encuentra el hardware y software requeridos para el funcionamiento del sistema RMR.

En resumen el sistema RMR es un tipo de DGD que facilita la perforación de la etapa superficial del pozo. Además de ser la opción más viable para perforar zonas susceptibles ambientalmente.

**Sistema de Doble Gradiente (AGR).** Este es un sistema desarrollado por la compañía AGR, la cual consiste en usar *Riser* y bomba submarina para regresar el lodo a la embarcación desde una zona cercana al fondo del mar. Esta técnica permite realizar una DGD contando con *Riser*, así permitiendo el uso de fluidos con una densidad mayor a los usados en una perforación convencional.

También permite un mayor control de la presión de fondo y del ECD, asegurando la calidad de la perforación en las zonas productoras.

Aumenta la profundidad a la cual se sentarían los revestimientos en comparación a la perforación convencional.

Además es un método que permite maniobrar con una ventana operativa muy estrecha.

En cuanto a los componentes de esta técnica varios son los mismos que en el RMR, pues son de la misma compañía, este está compuesto por:

- Punto de unión entre el Conjunto de BOP's y la Línea de Succión: La bomba de succión se encuentra conectada debajo del preventor anular superior.
- Bomba Submarina: Es la encargada de despachar el fluido que retorna y los recortes a superficie.
- Unidad de Despliegue: Se emplea para ubicar la bomba de succión en el fondo del mar y generar la conexión de está con la fuente de poder mediante una línea de potencia y fibra óptica.
- Fuente de Poder: Es la encargada de despachar toda la energía necesaria para el funcionamiento del sistema RMR.
- Módulo de Control: Es donde se encuentra el hardware y software requeridos para el funcionamiento del sistema RMR.

Este sistema permite un eficiente control de la ECD y la presión de fondo de pozo, con lo que se extiende la profundidad de asentamiento y de mano de esto, se reducen las etapas de perforación.

**Sistema de Perforación Submarina con Levantamiento de Lodo (SMD).** En este sistema, el fluido de perforación es enviado por las bombas de perforación hacia la sarta de perforación y de esta hacia la broca, donde sale y retorna por el anular. Un equipo similar al RCD, en este caso un Desviador Rotatorio Submarino, es el encargado de desviar el fluido del espacio anular hacia un procesador de recortes que disminuye el tamaño de los recortes, para que pasen por la bomba submarina y suban hasta superficie. Este procesador de recortes no es empleado en la totalidad de las operaciones con SMD, pero es muy útil para controlar los procesos con mayor seguridad.

El SMD presenta una reducción en la presión del anular debida a un efecto de tubo en U, causado por las bombas del lecho marino. Para controlar este efecto,

se generaron dos formas, la primera se basa en que el equipo cierre el pozo después de que el efecto de tubo en U termine, cada que las bombas de perforación sean detenidas, la segunda forma, con ayuda de una válvula DSV en la sarta de perforación, la cual sierra en el momento en que se está circulando y se cierra cuando se detiene la circulación de fluido.

En el SMD las bombas submarinas son bombas de diafragma positivo, el funcionamiento de estas, se permite por una bomba de agua marina que se ubica en la cubierta, la cual bombea la salmuera hacia la bomba submarina generando un cambio en la presión, lo que desencadena en el funcionamiento de la bomba submarina.

El SMD está compuesto principalmente por:

- Válvula DSV: Se cierra o abre dependiendo de la circulación de lodo, esto debido a que el efecto de tubo en U generaba confusión con respecto a otros cambios que se pudieron generar en el pozo. Esta es una válvula flotante que con ayuda de un resorte es calibrada para sostener la columna de fluido en la tubería.
- Desviador Rotatoria Submarino: Es un equipo muy parecido al RCD, el cual guía el fluido de retorno por el camino deseado para tratar el fluido en superficie. Este está en la base del *Riser* y genera sello entre el anular y la tubería de perforación.
- Módulo de Bombeo Submarino: El funcionamiento de estas es similar al de una válvula Check, al prevenir la presión hidrostática generada por el fluido en la línea de retorno. Esta es potenciada por el bombeo de agua submarina desde una bomba en superficie.

## 4. EVALUACIÓN TÉCNICA

En el siguiente capítulo se realizara la evaluación técnica de las tecnologías de perforación que han sido el objeto de estudio de esta investigación, es decir, la perforación con presión controlada (*MPD – Managed Pressure Drilling*) y la perforación con revestimiento (*CWD – Casing While Drilling*) con el objetivo de determinar la aplicabilidad técnica de las mismas en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena para posteriormente realizar la evaluación financiera de la técnica que resulte más viable para ser aplicada teniendo en cuenta los antecedentes de las mismas en el país y las necesidades operacionales de Canacol Energy Ltd. Colombia. Así mismo se hará la descripción de la matriz utilizada para el desarrollo de este capítulo, así como la descripción de la metodología utilizada para su desarrollo.

A continuación se describirán brevemente algunos de los antecedentes del uso de perforación con revestimiento y perforación con presión controlada en el mundo y en el país, esto con el fin de contextualizar con datos reales las ventajas que presentan estas técnicas en el ámbito operativo.

### 4.1 ANTECEDENTES

La implementación de la perforación con presión controlada se ha dado en diversos lugares alrededor del mundo, en los cuales se han visto sus ventajas operativas, en seguridad para los operarios, versatilidad de los equipos y reducciones tanto en tiempos como en costos; así como las ventajas técnicas tales como la reducción en las cantidades necesarias de fluido de perforación como de aditivos para la regulación del peso del mismo.

En 2008 se realizó la perforación de un pozo de desarrollo en Arabia Saudita implementando la tecnología de presión controlada *CBHP*, por parte de la empresa Sino Saudi Gas<sup>22</sup>, lo cual les permitió la reducción de tiempos operativos de manera considerable, reflejándose esto no solo en la reducción de la perforación del pozo en comparación con sus antecesores, también en la reducción de problemas presentados en proyectos anteriores lo que llevo a su vez a una considerable reducción de los tiempos no productivos, esto en la siguiente magnitud:

- Días en la operación sin *MPD*: 65, días en la operación con *MPD*: 40.
- Tiempos no productivos sin *MPD*: 7,6 días, tiempos no productivos con *MPD*: 1,1.

---

<sup>22</sup> WEATHERFORD INTERNATIONAL, AND CHEN YUESHENG AND CHEN QING. VIEIRA, P. ARNONE, M. RUSSEL, B. COOK, I.MOYSE, K.TORRES, F. AND QUTOB, H., Op. Cit.,14.p

De esta manera se observa una reducción en el tiempo de la operación en un 38,5% en el tiempo total de perforación y un 85% en los tiempos no productivos.

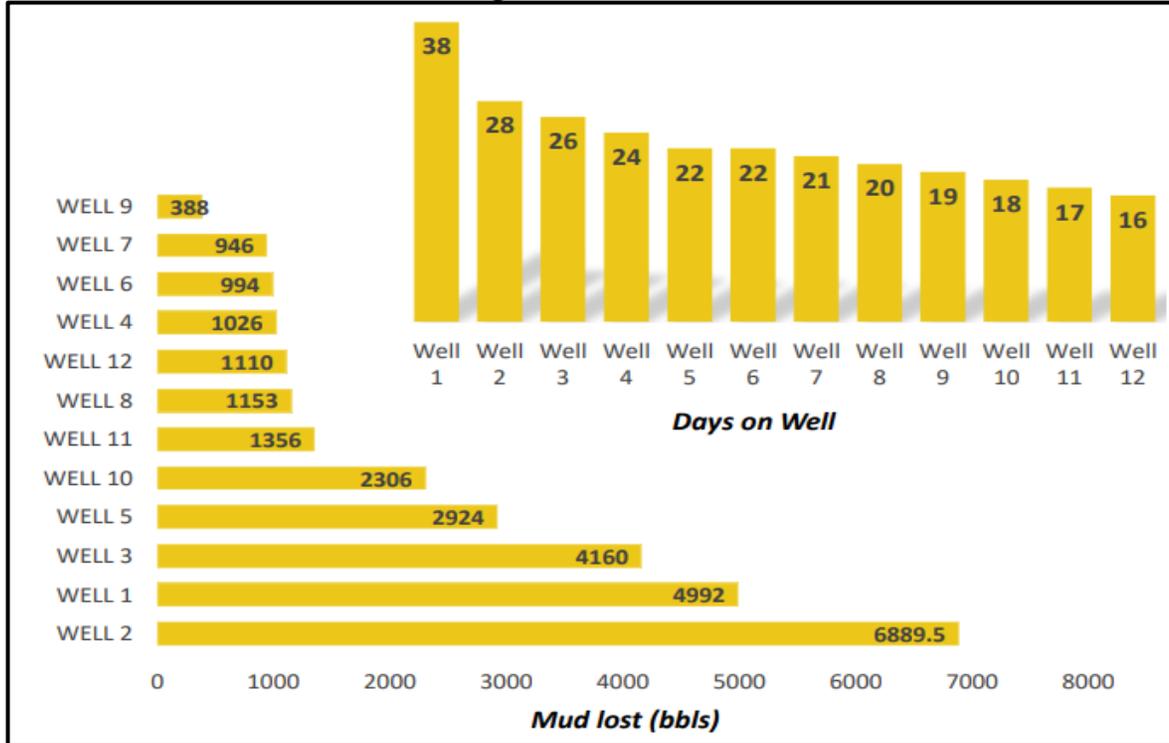
**Tabla 5. Problemas solucionados por MPD – CBHP en un pozo exploratorio de Arabia Saudita.**

Hole Section	Drilling problems	MPD technique Applicable	Solution Provided	$\Delta P$ (psi)
8 3/8"	Tight hole, influx, salt water formation.	CBHP	CBHP during connections and tripping procedures, avoiding hole sloughing and influx. Possible abnormal pressure.	715
5 7/8"	Gas influx		CBHP for manage the possible abnormal pressure.	780

**Fuente: Constant Bottomhole Pressure: Managed-Pressure Drilling Technique Applied in an Exploratory Well in Saudi Arabia.**

De igual manera la empresa Stasis Drilling Solutions LLC ha implementado la técnica de presión controlada durante los últimos años en diversos campos y en asociación con varias empresas a lo largo de Estados Unidos y México, logrando en sus proyectos una reducción notable tanto en los tiempos de desarrollo de la operación como en el uso de fluido de perforación, lo cual se traduce de igual manera en reducción de costos.

**Grafica 4. Reducción en consumo de fluido y tiempo de perforación con la técnica de MPD de Stasis Drilling Solutions LLC.**



**Fuente: Stasis Drilling Solutions LLC, Qamar, R. Drill Smarter not Harder; How to Increase Productivity in Every Drilling [Diapositivas]. Abril 2017. 26 diapositivas.**

De igual manera presentan la reducción en tiempo de perforación y el aumento de la velocidad de penetración (*ROP*) para varios pozos en contraste con un pozo de referencia en cierto campo de Estados Unidos.

**Tabla 6. Reducción en tiempos de perforación y aumento en la ROP.**

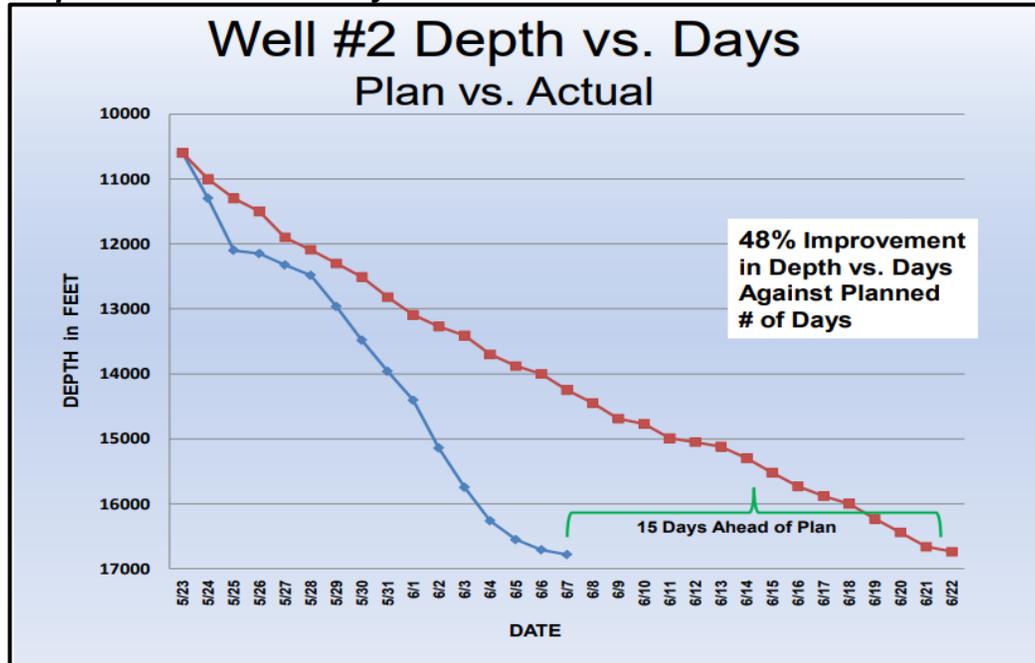
Well	MW (lb/gal)	Avg. ROP (ft/hr)	ROP Increase %	Footage Drilled (ft)	Drilling Days (days)	% Reduction (days)	Footage Drilled / Day	Normalized % Increase in ft drilled/day
OFFSET WELL	15.5	50	-	~8000	18	-	444	-
Block 1 Well 2	13.5 - 15	76.12	52.2%	8453	11	-38.9%	727	63.6%
Block 1 Well 3	13.8	80.47	60.9%	8781	12	-33.3%	667	50.0%
Block 1 Well 4	12.5 - 15	81.27	62.5%	8733	9	-50.0%	889	100.0%
Block 2 Well 1	12.5 - 13.4	86.29	72.6%	10840	12	-33.3%	667	50.0%
Block 2 Well 2	13	86.68	73.4%	10155	13	-27.8%	615	38.5%
Block 3 Well 1	13.2 - 12.8	97.95	95.9%	10336	12	-33.3%	667	50.0%
Block 1 Well 1	12.5 - 14.2	98.39	96.8%	8200	8	-55.6%	1000	125.0%
Block 3 Well 2	12.5	139.24	178.5%	7830	6	-66.7%	1333	200.0%

**Fuente: Drill Smarter Not Harder. How to Increase Productivity in Everyday Drilling. Stasis Drilling Solutions LLC. 2017**

La empresa Weatherford también encontró mediante la aplicación de los sistemas de MPD una mejora considerable de la velocidad de penetración en los pozos de Gas Shale de Haynesville reduciendo el tiempo de operación de cuatro (4) pozos en un 49%, llegando a ahorrar alrededor de dos (2) millones de dólares<sup>23</sup>, esto gracias a la reducción de los tiempos no productivos - NPT, al facilitar el control y mantener una presión adecuada evitando los influjos del gas y pérdidas hacia la formación.

<sup>23</sup> WEATHERFORD INTERNATIONAL PATEL B. Optimized Unconventional Shale Development with MPD Techniques. DEA TECHNOLOGY FORUM. [Diapositivas]. Estados Unidos. junio 2015. 24 Diapositivas.

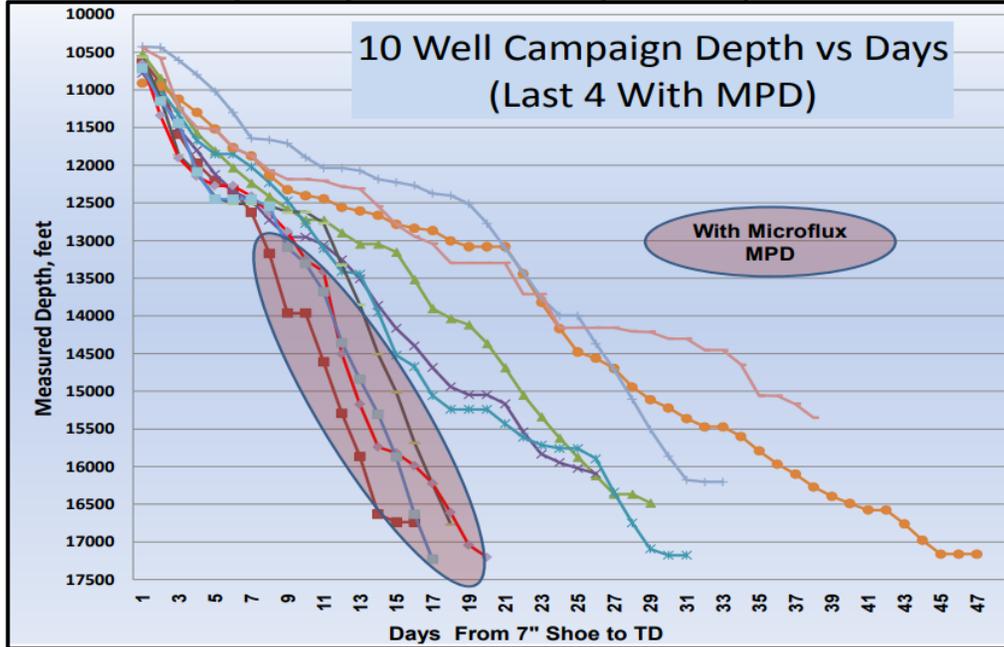
**Grafica 5. Comparación tiempo de perforación real y planeado para un pozo con MPD en Haynesville.**



**Fuente: Optimized Unconventional Shale Development with MPD Techniques. Bhavin Patel. 2015.**

Así mismo en una campaña de diez (10) pozos, de los cuales los últimos cuatro (4) fueron perforados aplicando la tecnología, se observó una reducción significativa en los tiempos de operación.

**Grafica 6. Tiempos de perforación diez pozos Haynesville.**

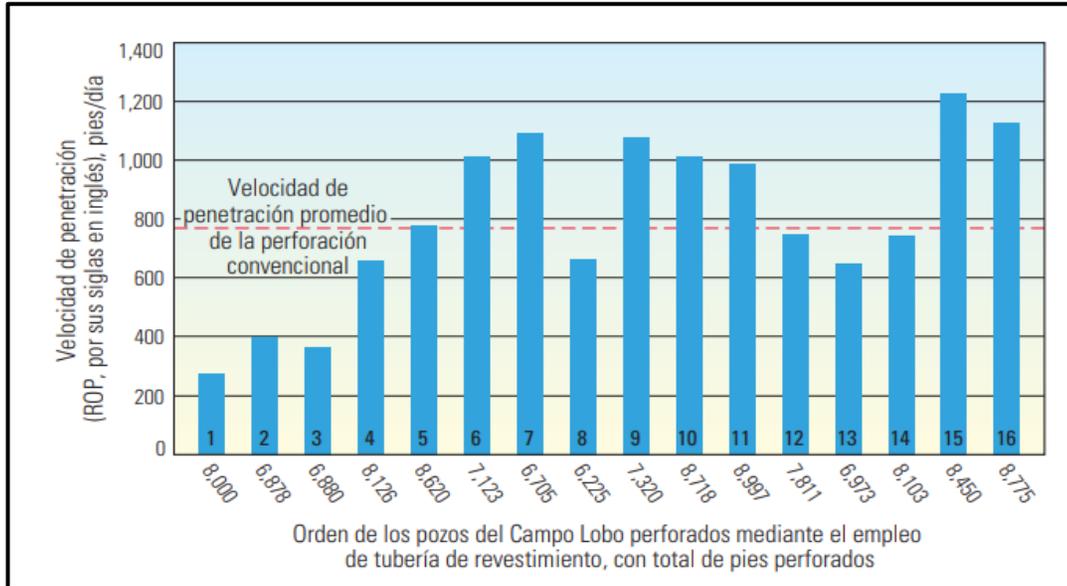


**Fuente: Optimized Unconventional Shale Development with MPD Techniques. Bhavin Patel. 2015.**

La implementación de la perforación con revestimiento se da alrededor del mundo después del año 2000, debido a la necesidad de desarrollar pozos más económicos teniendo un mejor control del pozo a la hora de perforar. Una de las tempranas aplicaciones de esta técnica fue el campo Lobo en el sur del Estado de Texas donde la empresa ConocoPhillips ya había perforado más de 1500 pozos para el año 2001, a su vez presentaban un tiempo inactivo de taladro que representaba alrededor del 10 % del tiempo de perforación por pozo, razón por la cual debieron reevaluar sus alternativas y prácticas de construcción de pozos, con el fin de mantener una práctica rentable, permitiendo continuar con la actividad de desarrollo durante un largo tiempo. Ya que alrededor de un 75% del tiempo de perforación de los pozos perforados por ConocoPhillips se consumía en la resolución de problemas de atascamientos, inlfujos o pérdidas de fluido, se optó por la implementación de perforación con tubería de revestimiento, la cual probó ser capaz de minimizar o eliminar estos problemas al evitar la manipulación de tubería en superficie, y construir un pozo más estable en subsuelo, por estas razones ConocoPhillips decidió continuar con la implementación del mismo, comparando durante 2002 si podría competir con la velocidad de perforación de un equipo convencional, descubriendo así que la implementación de CWD mitiga el tiempo inactivo del equipo de perforación asociado a las técnicas convencionales, ya que los tiempos inactivos relacionados a la operación con tubería de revestimiento se veían relacionados con fallas mecánicas del equipo de perforación, mas no con problemas provenientes del pozo; así mismo los problemas relacionados a fallas mecánicas y operacionales fueron eventualmente

mitigados gracias a la experiencia obtenida de los proyectos anteriores, llegando a igualar la velocidad de perforación en el quinto pozo realizado con esta tecnología y superándola en pozos consecuentes.

**Grafica 7. Velocidad de perforación contra pies perforados en pozos realizados con CWD.**

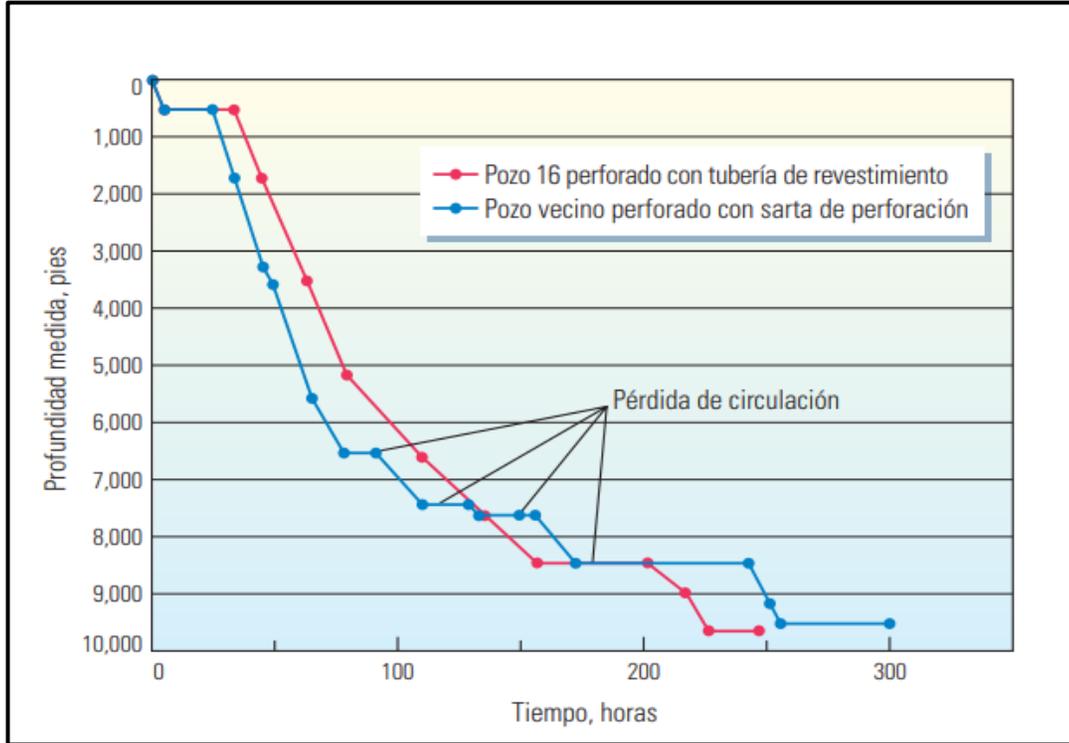


**Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Fontenot K. Lesso B. Strickler R. Warren T. Tesco Corp. ConocoPhillips**

A lo largo de la experiencia con la técnica de perforación con revestimiento esta mitigó casi por completo los problemas de pegas, injuntos y pérdidas de circulación en el campo Lobo, así mismo el sistema de *BHA* recuperable probó ser extremadamente confiable hasta profundidades de alrededor de 9200ft<sup>24</sup>; se ve reflejada la ventaja de la perforación con revestimiento en dos pozos cercanos del campo, el primero el cual fue perforado de manera convencional y el segundo, perforado siete (7) meses después con la técnica de *CWD*, siendo este el numero 16 perforado haciendo uso de la técnica y uno de los más rápidos hasta el momento; excluyendo el tiempo de reparación de equipos en ambos pozos, el pozo perforado de manera convencional tomo alrededor de 300 horas mientras el pozo perforado con tubería de revestimiento tomo alrededor de 247 horas, resultando en un ahorro de aproximadamente del 18% en el tiempo de operación.

<sup>24</sup> FONTENOT, K.R., LESSO, B., STRICKLER, R.D., WARREN, T.M. Perforación de Pozos Direccionales con Tubería de Revestimiento. Oilfield Review. Otoño 2005. P, 46 – 65

**Grafica 8. Comparación de tiempos entre pozo convencional y Pozo con CWD.**

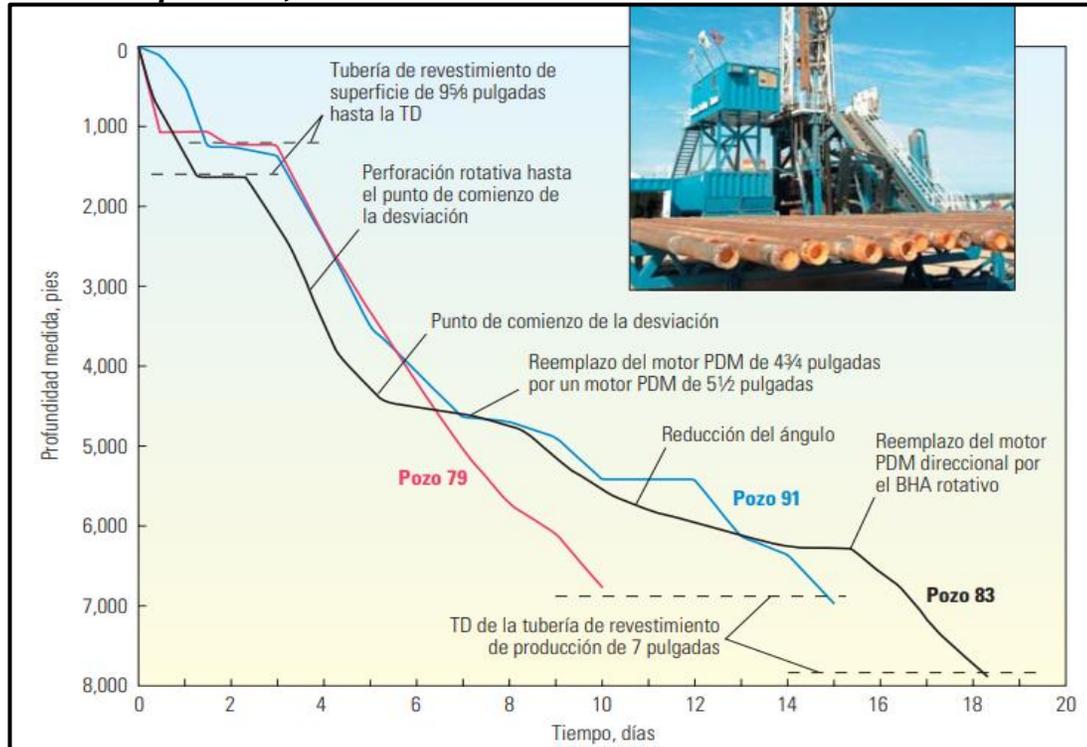


**Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Fontenot K. Lesso B. Strickler R. Warren T. Tesco Corp. ConocoPhillips**

Las operaciones realizadas con perforación con tubería de revestimiento presentaron alrededor de 65 horas de tiempo de equipo no productivo, en contraste a las operaciones con equipo convencional que tuvieron tiempos no productivos de alrededor de 114 horas, presentando una reducción general de un 43% en tiempos no productivos.

Al realizar un mayor número de pozos con esta técnica se puede observar la mejora y reducción de los tiempos de operación, lo cual vuelve la técnica una mejor opción tanto para secciones superficiales en las que se desee ahorrar tiempos de viaje de tubería y bajada de revestimiento, como en pozos completos y en secciones direccionales.

**Grafica 9. Tiempos de perforación de tres pozos perforados con CWD en el Campo Lobo, Texas.**



**Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Fontenot K. Lesso B. Strickler R. Warren T. Tesco Corp. ConocoPhillips**

No obstante en el contexto de la industria colombiana no se pueden ver muchos casos en los que se haya realizado un pozo en el que se haya implementado las técnicas de perforación con presión controlada, esto a falta de disponibilidad de los equipos necesario y la capacitación adecuada para su implementación en el país, de manera similar no se pueden nombrar casos en los que se implemente la perforación con tubería de revestimiento de niveles avanzados, es decir perforación direccional con tubería de revestimiento a través del uso de un *BHA* recuperable, sin embargo se encuentra en el país la aplicación de la misma para el desarrollo de la primera fase de un pozo.

En la presente investigación se utilizara la herramienta otorgada por Canacol Energy LTD. Colombia, la cual es la matriz Technical Limit desarrollada e implementada por ellos, la cual necesita para su implementación casos previos en los cuales haya sido utilizada una metodología similar para el desarrollo de un pozo, es decir casos anteriores en los cuales se realizara un proyecto de perforación haciendo uso de la misma técnica a evaluar; por esta razón se decide enfocar la evaluación técnica de la presente investigación en evaluar la perforación de la primera fase de un pozo aplicando la perforación con revestimiento.

## 4.2 MATRIZ TECHNICAL LIMIT

La matriz empleada para evaluar los proyectos de perforación de Canacol Energy LTD. Colombia emplea la metodología de *Technical Limit*, en la cual se realiza una estimación de un caso ideal, en el cual no se presentan problemas ni tiempos externos al proceso de perforación, así mismo se realiza un caso planeado en el cual se realiza una estimación del tiempo por fases del proceso de perforación, y finalmente se introduce información de pozos que compartan información similar al pozo que se desea estimar, es decir información de pozos ya realizados en el mismo bloque geológico, con misma geometría planeada y mismo número de fases elaboradas, esto con el fin de realizar una estimación basada en casos reales y de esta manera tener un dato final más representativo de la realidad.

**Tabla 7. Selección de Pozos con propiedades similares.**

SELECCIÓN DE POZOS PARA TECHNICAL LIMIT											
CAMPO	POZO	GEOMETRÍA	No. DE FASES	FASE I			FASE II				
				TAMAÑO (in)	CASING / LINE <sup>o</sup>	TIEMPO (Hr)	PROFUNDIDAD (ft)	TAMAÑO (in)	CASING / LINE <sup>o</sup>	TIEMPO (Hr)	PROFUNDIDAD (ft)
VIM 5	Flauta 1	S	3	17 1/2"	CASING	104	1020	12 1/4"	CASING	333	6312
VIM 5	Flauta 2	S	3	17 1/2"	CASING	93.5	995	12 1/4"	NO	599.5	5775
VIM 5	Flauta 2 ST	S	3					12 1/4"	CASING	320	5637

**Fuente: Matriz *Technical Limit*. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018**

Como se puede observar en la tabla anterior se escogieron los pozos Flauta 1, Flauta 2 y Flauta 2 ST, para el desarrollo de la matriz, siendo Flauta 2 y Flauta 2 ST los mismos pozos descritos en el desarrollo del capítulo dos de la presente investigación.

Posteriormente la matriz realiza la estimación de un caso ideal en el cual se estima el tiempo que tomaría la perforación de un pozo por fase, teniendo en cuenta una lista con ciertas actividades estándar de cualquier proceso de perforación convencional, tomando datos generales de *ROP*, litología y otro tipo de propiedades referentes al proceso de las propiedades más óptimas o de mayor eficiencia de los pozos utilizados como base. Posteriormente se da un listado por fase de las actividades realizadas en cada pozo así como del tiempo empleado en cada una de estas actividades, de igual forma se clasifica cada actividad según la naturaleza de la misma, es decir si esta es correspondiente a:

- **Tiempo de *Technical Limit*:** Tiempo requerido para realizar una actividad con el mejor equipo, la mejor tecnología y el mejor personal realizando el procedimiento operativo a perfección sin NPT.
- **Tiempo de *Technical Limit* operacional:** Tiempo requerido para realizar una actividad con el equipo, la tecnología y el personal que se tiene para realizar el procedimiento operativo a perfección sin NPT.

- **Tiempo no Productivo:** Tiempo real dedicado a actividades no programadas no productivas. NPT (Paradas por mal tiempo, espera de materiales, pescas no programadas, accidentes, control de pozos, pérdida de circulación, reparaciones de equipos, etc.).
- **Tiempo no Planeado:** Tiempo real dedicado a actividades no programadas productivas (Toma de registros adicionales, toma de corazones adicionales, etc.).
- **Tiempo no productivo Invisible:** Tiempo que no puede identificarse fácilmente, generalmente ineficiencia en procesos (perforar con parámetros no óptimos, trabajo con herramientas incorrectas, exceso en tiempos de conexión, etc.).
- **Tiempo Real:** Tiempo que se requiere para terminar un trabajo
- **Tiempo Productivo:** Tiempo real de los trabajos operativos programados.
- **Tiempo Plano:** Tiempos donde no existe avance en profundidad.
- **Tiempo de arme y quiebre de tubería:** Tiempo de arme y quiebre de tubería desde los racks a la torre y viceversa.
- **Tiempo de Perforación:** Tiempo en el cual se perfora, hay cambio de profundidad.

**Tabla 8. Tiempo pozo ideal por fases y acumulado.**

POZO IDEAL - TECHNICAL LIMIT							
DESCRIPCION OPERACIONES	Pies	TIEMPO PLANEADO					COMENTARIOS
	Perf.	Horas	ROP	Prof.	Vel	Dias	
TOTAL		586.1				24.42	24.42
FASE I		79.5				3.31	3.31
FASE II		249.2				10.38	10.38
FASE III		257.4				10.7	10.7

Fuente: Matriz *Technical Limit*. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018.

El tiempo requerido por el pozo ideal se estima a partir de una lista de actividades y el tiempo requerido por las mismas; para la estimación de los tiempos de perforación de la técnica de *CWD* se utilizó en la primera fase una *ROP* promedio de 33.63 ft/hr, la cual se calcula al realizar el promedio aritmético de la *ROP* de 16 pozos del campo Lobo, los cuales fueron perforados utilizando esta técnica.

**Tabla 9. Actividades realizadas en estimación de tiempo Fase I de un pozo ideal a través de la Matriz Technical Limit.**

<b>FASE I</b>	
<b>Perforación Hueco de superficie (Sup- 1000)</b>	
	<b>Viaje de acondicionamiento para correr registros</b>
	<b>Corrida Registros Eléctricos</b>
	<b>Correr y Cementar Revestimiento de 13-3/8"</b>
	<b>Instalar y probar conjunto de preventoras</b>
	<b>Perforación del Equipo de Flotación y Cemento</b>

Fuente: Matriz *Technical Limit*. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018

De manera posterior se introducen en la matriz los datos necesarios para que la misma realice la agrupación de los pozos en diferentes percentiles, siendo estos P34, el cual indica que tiene la mayor probabilidad de ocurrencia, P50 y P66, el cual cuenta con la menor probabilidad de ocurrencia. Los pozos son agrupados de acuerdo al parámetro conocido como velocidad de perforación, el cual en la matriz se maneja en unidades de pies perforados por cada hora transcurrida (ft/hrs), el cual es introducido según los pozos perforados con anterioridad por Canacol Energy LTD Colombia y estimado para el pozo planeado con Perforación con Revestimiento, teniendo en cuenta las actividades que se muestran en las siguientes tablas.

**Tabla 10. Desarrollo matriz Technical Limit para Fase I.**

ACTIVIDAD	POZO PLANEADO				Flauta 1							
	Tiempo (Hr)	Intervalo (ft)	Profundidad (ft)	Velocidad (ft/Hr)	Tiempo total (Hr)	NPT (Hr)	Tiempo sin NPT (Hr)	NPT invisible (Hr)	Tiempo neto (Hr)	Intervalo (ft)	Profundidad (ft)	Velocidad (ft/Hr)
Perforar primera sección 17 1/2" BHA No. 1	15.0	00 - 300'	300	20.0	7.5		7.5		7.5	0' - 228'	228	30.4
POOH BHA No. 1					2		2		2			
Armar BHA No. 2 17 1/2" DD	3.0	0' - 0'			4		4	1	3			
Perforar primera sección 17 1/2" BHA No. 2	35.0	300' - 1000'	700	20.0	17.5		17.5		17.5	228' - 1020'	792	45.3
Circular a hueco limpio	1.5	1000' - 1000'			1		1		1			
Sacar sarta hasta BHA	4.0	1000' - 1000'	1000	250.0	3		3	0.5	2.5		1020	408.0
Quebrar BHA 17 1/2" DD	2.0	1000' - 1000'			2		2		2			
Reunión preoperacional y seg. Para registros	0.5	1000' - 1000'			0.5		0.5		0.5			
R/U de equipos y unidad de registros	2.0	1000' - 1000'			1.5		1.5		1.5			
Tomar registros eléctricos (SP-GR-CAL-RES)	3.0	1000' - 1000'			3.5		3.5		3.5			
Armar BHA y bajar sarta a fondo	6.0	1000' - 1000'	1000	166.7	4.5		4.5		4.5		1020	226.7
Bombear píldora viscosa y circular a limpio	1.5	1000' - 1000'			1		1		1			
Sacar sarta y quebrar BHA	6.0	1000' - 1000'	1000	166.7	5		5		5		1020	204.0
Reunión preoperacional y seg. Para registros #2					0.5		0.5		0.5			
R/U de equipos y unidad de registros #2					1.5		1.5		1.5			
Tomar registros eléctricos (SP-GR-CAL-RES) #2					2.5		2.5		2.5			
Reunión preoperacional y seg. Para corrida CSG	0.5	1000' - 1000'			0.5		0.5		0.5			
R/U equipos para corrida de revestimiento 13 3/8"	2.5	1000' - 1000'			1.5		1.5	0.5	1			
Correr revestimiento a fondo	6.0	1000' - 1000'	1000	166.7	4.5		4.5		4.5		1015	225.6
Circular pozo con revestimiento en fondo	2.0	1000' - 1000'			1		1		1			
R/U equipos y unidad de cementación	1.0	1000' - 1000'			1		1		1			
Cementar revestimiento 13 3/8"	4.0	1000' - 1000'			2		2		2			
R/D equipos de cementación y corrida de Rvto	1.0	1000' - 1000'			0.5		0.5		0.5			
WOC. Limpiar contrapozo, acondicionar mesa	7.0	1000' - 1000'			6		6		6			
Instalar y probar sección A	4.0	1000' - 1000'			2		2		2			
Armar conjunto de preventoras	8.0	1000' - 1000'			8		8	0.5	7.5			
Probar conjunto de preventoras	2.5	1000' - 1000'			8		8	1	7			
Armar BHA 12 1/4" DD y probar herramientas dir	4.0	1000' - 1000'			4.5		4.5	1.5	3			
RIH BHA 12 1/4" - tubería hasta TOC	5.0	1000' - 1000'	960	192.0	4		4		4		877	219.3
Probar integridad de revestimiento 13 3/8"	0.5	1000' - 1000'										
Perforar equipo de flotación	0.5	1000' - 1000'	10	20.0	2		2		2		49	24.5
Desplazar fluido por lodo de perforación	1.0	1000' - 1000'			1		1		1			
<b>Total</b>	<b>129.0</b>				<b>104.0</b>	<b>0.0</b>	<b>104</b>	<b>5.0</b>	<b>99</b>			

**Fuente: Matriz Technical Limit. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018.**

**Tabla 11. Desarrollo matriz Technical Limit para Fase I. Continuación.**

Flauta 2							
Tiempo total (Hr)	NPT (Hr)	Tiempo sin NPT (Hr)	NPT invisible (Hr)	Tiempo neto (Hr)	Intervalo (ft)	Profundidad (ft)	Velocidad (ft/Hr)
3		3		3	0' - 97'	97	32.3
1		1		1			
2.5		2.5		2.5			
20.5	2.5	18		18	97' - 995'	898	49.9
1		1		1			
2		2		2		995	497.5
0.5		0.5		0.5			
2.5		2.5		2.5			
4		4		4			
2		2		2		995	497.5
0.5		0.5		0.5			
4.5		4.5		4.5		995	221.1
0.5		0.5		0.5			
3.5		3.5		3.5			
5.5		5.5		5.5		990	180.0
1		1		1			
1		1		1			
4	1	3		3			
2.5		2.5		2.5			
9		9		9			
1		1		1			
5		5		5			
3.5		3.5		3.5			
8		8		8			
2.5		2.5		2.5		181	72.4
0.5		0.5		0.5			
1		1		1		50	50.0
1		1		1			
93.5	3.5	90	0.0	90			

Fuente: Matriz *Technical Limit*. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018.

**Tabla 12. Desarrollo matriz Technical Limit para Fase I. Continuación.**

<b>TIEMPOS POZOS FASE I</b>					
ACTIVIDAD	POZO PLANEADO - CWD				COMENTARIOS
	Tiempo (Hr)	Intervalo (ft)	Profundidad (ft)	Velocidad (ft/Hr)	
Perforar primera sección 17 1/2" BHA No. 1	29.7	00 - 1000'	1000	33.6	Para el pozo planeado con CWD se perfora con el BHA No. 1 hasta completar la primera sección de 1000'
POOH BHA No. 1					
Armar BHA No. 2 17 1/2" DD	0.0	0' - 0'			Se elimina el tiempo de armar BHA No. 2 DD ya que se realiza la operación con BHA no recuperable hasta los 1000'
Perforar primera sección 17 1/2" BHA No. 2	0.0	300' - 1000'			Para el pozo planeado con CWD se perfora con el BHA No. 1 hasta completar la primera sección de 1000' por esta razón t=0
Circular a hueco limpio	1.5	1000' - 1000'			
Sacar sarta hasta BHA	0.0	1000' - 1000'	1000		Se elimina la necesidad de viaje de tubería con CWD
Quebrar BHA 17 1/2" DD	0.0	1000' - 1000'			No se implementa BHA DD
Reunión preoperacional y seg. Para registros	0.0	1000' - 1000'			
R/U de equipos y unidad de registros	2.0	1000' - 1000'			
Tomar registros eléctricos (SP-GR-CAL-RES)	0.0	1000' - 1000'			
Armar BHA y bajar sarta a fondo	6.0	1000' - 1000'	1000	166.7	
Bombear píldora viscosa y circular a limpio	1.5	1000' - 1000'			
Sacar sarta y quebrar BHA	0.0	1000' - 1000'	1000		
Reunión preoperacional y seg. Para registros #2					
R/U de equipos y unidad de registros #2					
Tomar registros eléctricos (SP-GR-CAL-RES) #2					
Reunión preoperacional y seg. Para corrida CSG	0.5	1000' - 1000'			
R/U equipos para corrida de revestimiento 13 3/8"	0.0	1000' - 1000'			
Correr revestimiento a fondo	0.0	1000' - 1000'	1000	0.0	
Circular pozo con revestimiento en fondo	0.0	1000' - 1000'			
R/U equipos y unidad de cementación	1.0	1000' - 1000'			
Cementar revestimiento 13 3/8"	4.0	1000' - 1000'			
R/D equipos de cementación y corrida de Rvto	1.0	1000' - 1000'			
WOC. Limpiar contrapozo, acondicionar mesa	7.0	1000' - 1000'			
Instalar y probar sección A	4.0	1000' - 1000'			
Armar conjunto de preventoras	8.0	1000' - 1000'			
Probar conjunto de preventoras	2.5	1000' - 1000'			
Armar BHA 12 1/4" DD y probar herramientas dir	4.0	1000' - 1000'			
RIH BHA 12 1/4" - tubería hasta TOC	5.0	1000' - 1000'	960	ca	
Probar integridad de revestimiento 13 3/8"	0.5	1000' - 1000'			
Perforar equipo de flotación	0.5	1000' - 1000'	10	20.0	
Desplazar fluido por lodo de perforación	1.0	1000' - 1000'			
<b>Total</b>	<b>79.7</b>				

**Fuente: Matriz Technical Limit. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018.**

Finalmente la matriz realiza la agrupación y brinda el siguiente resultado:

**Tabla 13. Agrupación de los pozos según su velocidad.**

FASE I TIEMPOS PERFORACIÓN											
ACTIVIDAD	Variable	POZO PLANEADO	Flauta 1	Flauta 2	Flauta 2 ST	DISTRIBUCIÓN PERCENTILES			MEJOR TIEMPO		POZO PLANEADO - CWD
						P34	P50	P66	POZO	VELOCIDAD	
Perforar primera sección 17 1/2" BHA No. 1	Velocidad (ft/Hr)	20.0	30.40	32.33		30.4	31.4	32.3	Flauta 2	32.3	12.25
Perforar primera sección 17 1/2" BHA No. 2	Velocidad (ft/Hr)	20.0	45.26	49.89		45.3	47.6	49.8	Flauta 2	49.9	-
Perforar equipo de flotación	Velocidad (ft/Hr)	20.0	24.50	50.00		25.0	37.3	49.5	Flauta 2	50.0	20.00

Fuente: Matriz *Technical Limit*. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018.

Se puede observar cómo se agrupa el pozo planeado con CWD en el percentil P34 lo cual indica que al implementar este método tendrá una mayor probabilidad de tener un ROP menor a 30.4 ft/hr; por lo cual podría suponerse que conllevaría un tiempo mayor al perforar esta sección con CWD, sin embargo como se puede observar en la **Tabla 12** se puede realizar la perforación en un menor tiempo a causa de las actividades que no son necesarias al implementar CWD; de igual manera se puede observar en la **Tabla 13** como la actividad de perforar el cemento y equipo de flotación se realizaría a una velocidad igual que en un pozo planeado.

Al desarrollar la matriz se recolectaron los siguientes datos:

**Tabla 14. Tiempos estimados para la perforación de un pozo en horas.**

TIEMPOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACION DE UN POZO (HORAS)						
	POZO IDEAL	FLAUTA 1	FLAUTA 2	FLAUTA 2 ST	POZO PLANEADO	POZO PLANEADO CON CWD EN FASE
FASE 1	79.5	104	93.5	0	129	79.7
FASE 2	249.2	333	599.5	320	302	326.5
FASE 3	257.4	475.5	0	310.5	288.4	262
TOTAL	586.1	912.5	693	630.5	719.4	668.2

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 15. Tiempos estimados para la perforación de un pozo en días.**

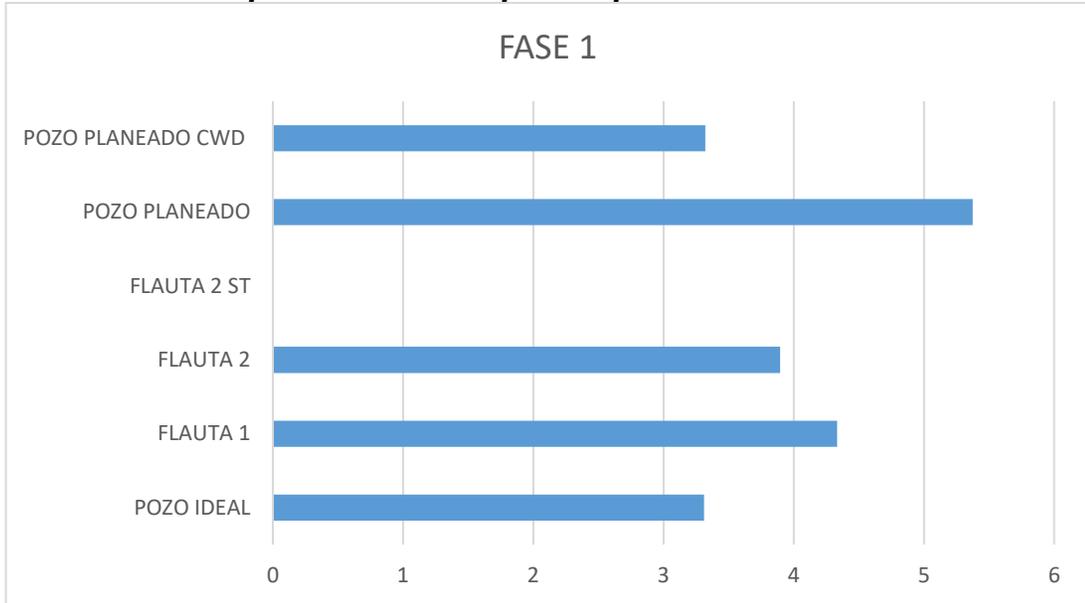
TIEMPOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACION DE UN POZO (DIAS)						
	POZO IDEAL	FLAUTA 1	FLAUTA 2	FLAUTA 2 ST	POZO PLANEADO	POZO PLANEADO CON CWD EN FASE
FASE 1	3.313	4.333	3.896	0.000	5.375	3.321
FASE 2	10.383	13.875	24.979	13.333	12.583	13.604
FASE 3	10.725	19.813	0.000	12.938	12.017	10.917
TOTAL	24.421	38.021	28.875	26.271	29.975	27.842

Fuente: Elaboración propia

Los tiempos utilizados para las Fases 2 y 3 del pozo planeado con Fase 1 de *CWD* se calcularon como el promedio aritmético de los tiempos utilizados en la Fase 2 de los pozos Flauta 1 y Flauta 2 ST, omitiendo el tiempo en la Fase 2 del pozo Flauta 2 a causa de los problemas presentados en el mismo que causaron su abandono y necesidad de perforar un *Sidetrack*; para la Fase 3 se realizó el promedio aritmético de la Fase 3 de los pozos Flauta 1 y Flauta 2 ST, omitiendo el pozo Flauta 2 que por razones de abandono no llegó a tener una Fase 3; se realizó de este modo a causa de que el pozo planeado con *CWD* se continuara con perforación convencional después de haber terminado la primera Fase.

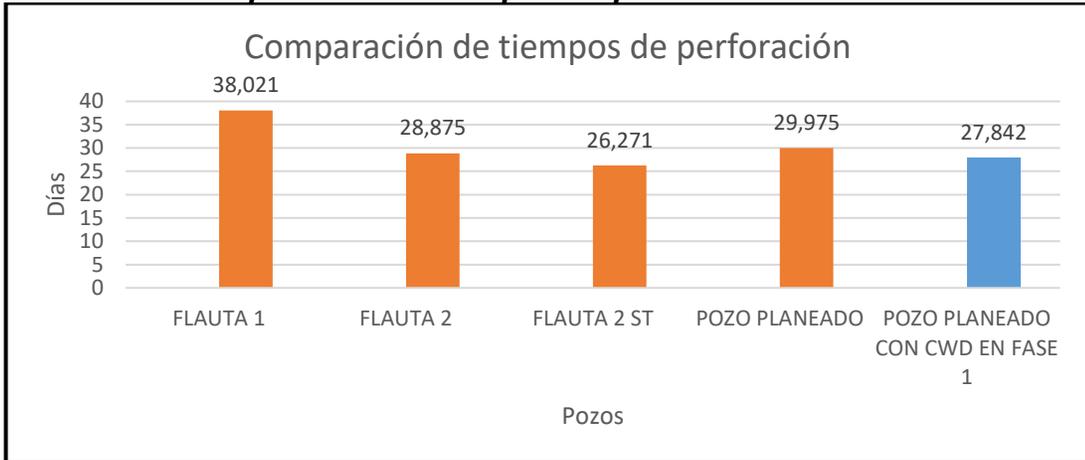
A partir de los resultados obtenidos en la matriz de Technical Limit se puede evidenciar como el pozo planeado con *CWD* en primera fase presenta una mejora y ahorro de tiempo operacional en comparación a los demás pozos, a pesar de que el pozo Flauta 2 ST presente un tiempo menor en el valor total del tiempo de perforación, se debe recordar que este no contó con una primera fase a causa de que esta ya se encontraba perforada como la Fase 1 del pozo Flauta 2.

**Grafica 10. Comparación en tiempos de perforación de Fase I**



Fuente: Elaboración propia

**Grafica 11. Comparación en tiempos de perforación de Pozos.**



Fuente: Elaboración propia

De igual manera se procederá a realizar la estimación de tiempo de perforación para una segunda fase realizada con la implementación de la perforación con revestimiento, sin embargo vale la pena resaltar que en la siguiente estimación se realiza un mayor número de asunciones ya que no se cuenta con la información necesaria para alimentar la matriz. Se hace esta estimación debido a que la mayor parte de Tiempos no Productivos se presentaron en la segunda fase de la perforación de los pozos Flauta 1 y Flauta 2, siendo tan elevados en el desarrollo de Flauta 2 que se optó por realizar un *sidetrack* como se mencionó anteriormente en el Capítulo 2.

**Tabla 16. Desarrollo matriz Technical Limit para Fase II.**

TIEMPOS POZOS FASE II						
ACTIVIDAD	POZO PLANEADO - CWD				Clasificación de actividad	COMENTARIOS
	Tiempo (Hr)	Intervalo (ft)	Profundidad (ft)	Velocidad (ft/Hr)		
Perforar 10 ft para LOT/FIT					Tiempo de perforación	
Realizar LOT/FIT					Tiempo plano	
Perforar desde 1000' hasta 6100'	170.0	1000' -6100'	5100	30.0	Tiempo de perforación	
Viaje de acondicionamiento No Planeado					Tiempo plano	
Viaje de acondicionamiento No Planeado @ 4210'					Tiempo plano	
Circular a hueco limpio	0.5				Tiempo plano	MENOR AL TIEMPO DE OTROS POZOS AL CONTAR CON UN ESPACIO ANULAR REDUCIDO
Sacar sarta @1000'			5100	# DIV/0	Tiempo plano	
Sacar y quebrar BHA					Tiempo plano	
Bajar sarta hasta fondo			5100	# DIV/0	Tiempo plano	
Circular a hueco limpio	0.5				Tiempo plano	
Sacar sarta @Superficie	21.6		6100	282.4	Tiempo plano	SE ASUME EL USO DE BHA RECUPERABLE, OPERACIÓN CON WIRELINE PARA SACAR SARTA
Bajar sarta hasta fondo (adicional)					Tiempo plano	
Circular a hueco limpio (adicional)					Tiempo plano	
Sacar sarta @Superficie (adicional)					Tiempo plano	
Acondicionar mesa para bajar revestimiento de 9 5/8" y hacer reunión pre-operacional					Tiempo plano	NO ES NECESARIO AL PERFORAR CON REVESTIMIENTO
Bajar revestimiento desde superficie hasta fondo			6100		Tiempo plano	NO ES NECESARIO AL PERFORAR CON REVESTIMIENTO
Circular casing en fondo, instalar cabeza de cementación y circular pozo.	1.0				Tiempo plano	MENOR AL TIEMPO DE OTROS POZOS AL CONTAR CON UN ESPACIO ANULAR REDUCIDO
Rig Down equipo de corrida de casing					Tiempo plano	NO ES NECESARIO AL PERFORAR CON REVESTIMIENTO
Cementar según programa	4.0				Tiempo plano	
R/D Unidad de cementación y líneas	1.0				Tiempo plano	
Limpiar contrapozo	1.5				Tiempo plano	
Instalar sección "B" y armar conjunto de preventoras	4.0				Tiempo plano	
Probar conjunto de preventoras	8.0				Tiempo plano	
Armar BHA y probar htas direccionales	4.0				Tiempo plano	
Bajar tubería hasta el tope del cemento	6.0		6070	1011.7	Tiempo plano	
Probar preventor anular y casing con 500 y 1500 Psi	0.5				Tiempo plano	
Perforar equipo de flotación y desplazar lodo	1.5		10	6.7	Tiempo de perforación	
<b>Total</b>	<b>224.1</b>					

Fuente: Matriz *Technical Limit*. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018.

De igual manera se desarrolla la matriz para una segunda sección desarrollada con Perforación con Revestimiento, así mismo prueba de nuevo como al mitigar los tiempos no productivos relacionados a los viajes de tubería y reducir el tiempo de circulación a limpio debido a la disminución del espacio anular, presenta un tiempo menor al necesario para desarrollar la misma sección con perforación convencional.

**Tabla 17. Agrupación de los pozos según su velocidad en Fase II.**

FASE II TIEMPOS PERFORACIÓN											
ACTIVIDAD	Variable	POZO PLANEADO	Flauta 1	Flauta 2	Flauta 2 ST	DISTRIBUCIÓN PERCENTILES			MEJOR TIEMPO		POZO PLANEADO - CWD
						P34	P50	P66	POZO	VELOCIDAD	
Perforar desde 1000' hasta 6100'	Velocidad (ft/Hr)	30.0	48.8	41.3	48.0	43.7	48.0	48.5	Flauta 1	48.8	22.76
Perforar equipo de flotación y desplazar los	Velocidad (ft/Hr)	6.7	19.6		69.0	20.6	44.3	68.0	Flauta 2 ST	69.0	6.67

Fuente: Matriz *Technical Limit*. Canacol Energy LTD. Colombia. Modificado por Autores. 2018.

Se puede observar cómo se sigue manejando una menor ROP a la utilizada en pozos anteriores, de igual manera se resalta que la ventaja principal de esta técnica consiste en la mayor estabilidad que brinda al pozo y en la disminución de tiempos de viaje y problemas de estabilidad de pozo.

El problema principal en la realización del pozo Flauta 2 fue la pérdida de fluido de perforación hacia una falla a una profundidad de aproximadamente 4600 ft que generó una pega de carácter diferencial, se considera teniendo en cuenta los antecedentes de la perforación con revestimiento, que este problema podría ser evitado gracias al efecto de *Plastering* explicado con anterioridad.

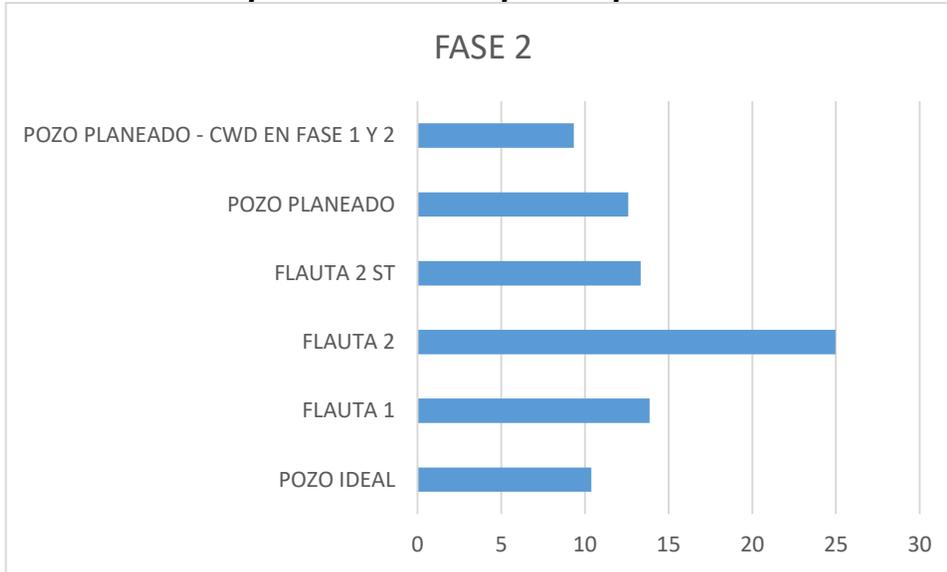
Al desarrollar la matriz para la segunda sección del pozo se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 18. Tiempos estimados para la perforación de un pozo en días.**

TIEMPOS ESTIMADOS PARA LA PERFORACION DE UN POZO (DIAS)						
	POZO IDEAL	FLAUTA 1	FLAUTA 2	FLAUTA 2 ST	POZO PLANEADO	POZO PLANEADO - CWD EN FASE 1 Y 2
FASE 1	3.313	4.333	3.896	0.000	5.375	3.321
FASE 2	10.383	13.875	24.979	13.333	12.583	9.338
FASE 3	10.725	19.813	0.000	12.938	12.017	10.917
TOTAL	24.421	38.021	28.875	26.271	29.975	23.575

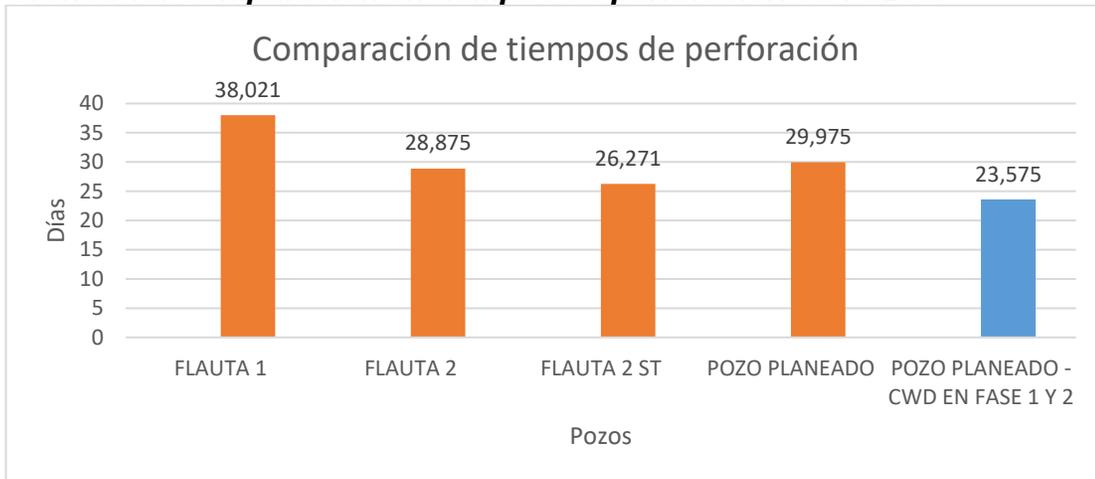
Fuente: Elaboración propia

**Grafica 12. Comparación en tiempos de perforación de Fase I**



Fuente: Elaboración propia

**Grafica 13. Comparación en tiempos de perforación de Pozos.**



Fuente: Elaboración propia

Se puede observar en los resultados como la implementación de CWD en las dos primeras fases de un pozo perforado en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena reduce en gran medida los tiempos de la operación, llegando incluso a ser menores estos a los tiempos de perforación de un pozo ideal planteado por Canacol Energy LTD Colombia; sin embargo vale la pena resaltar que a causa de la falta de antecedentes de perforación con revestimiento en una segunda fase en el área de interés, se realizaron varias asunciones a la hora de estimar el tiempo de perforación.

Se logra evidenciar como de manera técnica la mejor alternativa es realizar una perforación de la primera y segunda fase de un pozo, de desarrollo y/o

exploratorio en una litología conocida, con la aplicación de la perforación con revestimiento ya que esta conlleva una reducción de tiempo en la operación, de igual manera a través de la reducción de tiempo de operación y mitigación de tiempos no productivos permite acercarse más los tiempos que tendría un pozo ideal planteado por Canacol Energy LTD. Colombia. En el siguiente capítulo se realizará la evaluación financiera de esta alternativa en comparación a la perforación convencional y a la perforación de todas las fases con la aplicación de *CWD*.

## 5. EVALUACIÓN FINANCIERA

En el capítulo actual se realizara la evaluación financiera del proyecto; en la cual se comparara, la perforación convencional con la perforación con CWD, pues como se explicó en el capítulo anterior, en el sentido técnico resaltó en CWD sobre el MPD.

Lo anterior, con el fin de evaluar si la implementación del CWD es financieramente viable en comparación a la perforación convencional, esto se logra haciendo la comparación con la variable financiera de Costo Anual Uniforme Equivalente, la cual al emplearse en un proyecto de un máximo de 27 días, asumiendo un promedio de los pozos que se han perforado en el Campo VIM5, se evaluara diariamente.

En vista que se está evaluando un proyecto de perforación, se expresan los costos del mismo en dólares americanos (US\$), esto debido a que es la moneda empleada en este tipo de proyectos.

El proyecto tiene presente una Tasa Interna de Oportunidad (TIO) del 13%EA (efectivo anual), la cual es equivalente a 0.0335%ED (efectivo diario), esto considerando que es la TIO esperada en la mayoría de proyectos de Canacol Energy LTD Colombia.

Para el desarrollo de la evaluación se parte del costo de perforación de un pozo con una profundidad promedio de 9000 pies, el cual se estimó en 9.69 millones de US\$, al buscar un valor estimado para la perforación realizada en Colombia<sup>25</sup>.

Considerando los fines del proyecto, se separaran las actividades entre Inversiones de capital (*Capital Expenditures* - CAPEX) e Inversiones de Operación (*Operating Expense* – OPEX), como se muestra más adelante en las tablas que se exponen en este documento.

Finalmente, para el desarrollo de este proyecto se tuvo que considerar la implementación del CWD solo para la primera fase, por lo que la comparación de costos se realizara con respecto a la perforación con CWD de tres fases y la perforación con CWD en la primera fase y convencional en el resto del pozo.

---

<sup>25</sup> [www.campetrol.org](http://www.campetrol.org) Estudios económicos.

**Tabla 19. Costo en Millones de US\$ de una Perforación Convencional y una Perforación de 3 Fases con CWD**

<b>PERFORACIÓN CONVENCIONAL</b>		<b>PERFORACIÓN CWD 3 FASES</b>	
<b>DESCRIPCION</b>	<b>COSTOS (MILLONES US\$)</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>COSTOS (MILLONES US\$)</b>
RELACIONES CON LA COMUNIDAD Y LICENCIAS	0.280	RELACIONES CON LA COMUNIDAD Y LICENCIAS	0.280
SERVICIOS PROFECIONALES	0.300	SERVICIOS PROFECIONALES	0.300
OTROS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN	3.840	MOV/STAND BY	0.450
MOVILIZACIÓN DEL EQUIPO	1.370	MOV/DEMOVE RIG	0.247
SERVICIOS DE PERFORACIÓN	1.910	FASE I	0.438
OBRAS CIVILES	1.990	FASE II	1.244
<b>TOTAL</b>	<b>9.690</b>	FASE III	1.261
		OBRAS CIVILES	1.990
		<b>TOTAL</b>	<b>6.210</b>

Fuente: Elaboración propia

En la tabla anterior se puede observar una estimación de costos esperados para la perforación de un pozo de manera convencional, teniendo en cuenta los costos comúnmente empleados para este tipo de perforación; adicionalmente, se pueden observar los costos que son para la perforación del proyecto en su totalidad con CWD en las tres (3) fases destinadas para la perforación. También se están teniendo en cuenta actividades estándar para cualquier proyecto de perforación.

**Tabla 20. Costo en Millones de US\$ de una Perforación con CWD en Primera Fase y Perforación de 2 Fases con CWD**

<b>PERFORACIÓN CWD 1 FASE</b>		<b>PERFORACIÓN CWD 2 FASES</b>	
<b>DESCRIPCION</b>	<b>COSTOS (MILLONES US\$)</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>COSTOS (MILLONES US\$)</b>
RELACIONES CON LA COMUNIDAD Y LICENCIAS	0.280	RELACIONES CON LA COMUNIDAD Y LICENCIAS	0.280
SERVICIOS PROFECIONALES	0.300	SERVICIOS PROFECIONALES	0.300
OTROS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN	2.560	OTROS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN	1.320
MOV/STAND BY	0.450	MOV/STAND BY	0.450
MOV/DEMOVE RIG	0.247	MOV/DEMOVE RIG	0.247
FASE I	0.438	FASE I	0.438
SERVICIOS DE PERFORACIÓN	1.272	FASE II	1.244
OBRAS CIVILES	1.990	SERVICIOS DE PERFORACIÓN	0.720
<b>TOTAL</b>	<b>7.538</b>	OBRAS CIVILES	1.990
		<b>TOTAL</b>	<b>6.989</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 21. Ahorro en comparación a la perforación convencional**

<b>AHORRO EN COMPARACION A LA PERFORACION CONVENCIONAL (MILLONES US\$)</b>	
<b>CWD 3 FASES</b>	<b>3.480</b>
<b>CDW 2 FASES</b>	<b>2.701</b>
<b>CWD 1 FASE</b>	<b>2.152</b>

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 20, se puede apreciar los valores de la perforación de un pozo con una primera fase con CWD, en los cuales se observa los costos de movimiento del equipo, la perforación de la primera fase, perforación convencional en las fases II y III y finalmente actividades estándar para la perforación de un pozo, y un pozo con dos primeras fases con CWD considerando las mismas actividades. En la tabla 21 se puede ver los Millones de US\$ ahorrados comparando los 4 casos expuestos en las tablas anteriores, demostrando un ahorro estimado para cada caso.

A continuación se exponen las fórmulas de Valor Actual (VA), Valor Presente Neto (VPN) y Costo Anual Equivalente (CAE).

#### **Formulas a Aplicar<sup>26</sup>**

##### ***Ecuación 4. VA***

$$VA = \sum \frac{VF}{(1+i)^n}$$

Fuente: Neftci, Salih N., Ingeniería Financiera. 1 ed. Mexico D.F. 2008. 572p

##### ***Ecuación 5. CAUE***

$$CAUE = VP * \frac{(1+i)^1 * i}{(1+i)^n - 1}$$

Fuente: Neftci, Salih N., Ingeniería Financiera. 1 ed. Mexico D.F. 2008. 572p

---

<sup>26</sup> Jhonny de Jesús Meza Orozco. Matemáticas Financieras Aplicadas Uso de las Calculadoras Financieras y Excel. 4ta Edición. Ecoe Ediciones. 2016.

**Tabla 22. Descripción de las Actividades de CAPEX y OPEX con sus Respectivos Valores en Millones de US\$ y la TIO y el Periodo en Días**

	DESCRIPCION	CONVENCIONAL	CWD 1 FASE	CWD 2 FASES	CWD 3 FASES
CAPEX	RELACIONES CON LA COMUNIDAD Y LICENCIAS AMBIENTALES	0.280	0.280	0.280	0.280
	MOVILIZACIÓN DEL EQUIPO	1.370	0.000	0.000	0.000
	OBRAS CIVILES	1.990	1.990	1.990	1.990
	MOV/STAND BY	0.000	0.450	0.450	0.450
	MOV/DEMOVE RIG	0.000	0.247	0.247	0.247
OPEX	SERVICIOS PROFECIONALES	0.010	0.010	0,58	0.010
	OTROS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN	0.128	0.085	0.044	0.000
	SERVICIOS DE PERFORACIÓN	0.064	0.042	0.024	0.000
	FASE I	0.000	0.015	0.015	0.015
	FASE II	0.000	0.000	0.041	0.041
	FASE III	0.000	0.000	0.000	0.042
	TIO (ED)	0.0335%	0.0335%	0.0335%	0.0335%
	PERIODOS	30	30	30	30

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 23. Desarrollo del CAUE para los tres (3) Escenarios Contemplados en Millones de US\$.**

CAUE	CONVENCIONAL	CWD 1 FASE	CWD 2 FASES	CWD 3 FASES
VA CAPEX	3.640	2.967	2.967	2.967
VA SERVICIOS PROFECIONALES	0.298	0.298	0.298	0.298
VA OTROS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN	3.820	2.547	1.313	0.000
VA SERVICIOS DE PERFORACIÓN	1.900	1.265	0.716	0.000
VA FASE I	0.000	0.436	0.436	0.436
VA FASE II	0.000	0.000	1.237	1.237
VA FASE III	0.000	0.000	0.000	1.254
VP EGRESOS	-9.659	-7.514	-6.969	-6.194
<b>CAE</b>	<b>-0.323631</b>	<b>-0.251765</b>	<b>-0.233492</b>	<b>-0.207525</b>

**Fuente: Elaboración propia**

En las tablas 22 y 23 se puede observar los datos que se emplearon en el desarrollo del proyecto y la forma como se organizaron para completar el CAUE, evaluando estos datos en gastos por día.

Para la realización de la evaluación se tomaron valores estimados del costo de perforación de un pozo exploratorio en Colombia y valores promedios establecidos para la perforación con revestimiento.

A continuación, se demostrara de donde salieron los datos en la tabla 23, expuesta anteriormente, empezando por los VP Egresos y después el CAUE en cada alternativa.

### Convencional

$$VPegresos = -3.640 - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^1} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^2} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^3} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^4} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^5} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^6} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^7} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^8} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^9} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{10}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{11}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{12}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{13}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{14}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{15}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{16}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{17}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{18}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{19}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{20}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{21}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{22}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{23}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{24}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{25}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{26}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{27}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{28}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{29}} - \frac{0.201}{(1 + 0.0335\%)^{30}} = -9.659 \text{ Millones}$$

$$CAUE = -9659000 * \frac{(1 + 0.0335\%)^{30} * 0.0335\%}{(1 + 0.0335\%)^{30} - 1} = -324631$$

### CWD 3 Fases

$$VPegresos = -2.967 - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^1} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^2} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^3} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^4} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^5} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^6} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^7} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^8} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^9} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{10}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{11}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{12}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{13}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{14}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{15}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{16}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{17}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{18}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{19}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{20}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{21}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{22}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{23}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{24}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{25}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{26}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{27}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{28}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{29}} - \frac{0.108}{(1 + 0.0335\%)^{30}} = -6.194 \text{ Millones}$$

$$CAUE = -6194000 * \frac{(1 + 0.0335\%)^{30} * 0.0335\%}{(1 + 0.0335\%)^{30} - 1} = -207525$$

### CWD 1 Fase

$$VPegresos = -2.967 - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^1} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^2} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^3} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^4} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^5} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^6} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^7} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^8} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^9} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{10}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{11}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{12}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{13}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{14}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{15}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{16}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{17}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{18}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{19}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{20}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{21}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{22}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{23}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{24}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{25}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{26}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{27}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{28}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{29}} - \frac{0.152}{(1 + 0.0335\%)^{30}} = -7.514 \text{ Millones}$$

$$CAUE = -7514000 * \frac{(1 + 0.0335\%)^{30} * 0.0335\%}{(1 + 0.0335\%)^{30} - 1} = -251765$$

### CWD 2 Fases

$$VPegresos = -2.967 - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^1} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^2} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^3} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^4} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^5} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^6} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^7} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^8} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^9} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{10}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{11}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{12}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{13}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{14}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{15}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{16}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{17}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{18}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{19}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{20}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{21}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{22}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{23}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{24}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{25}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{26}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{27}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{28}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{29}} - \frac{0.133}{(1 + 0.0335\%)^{30}} = -6.969 \text{ Millones}$$

$$CAUE = -6969000 * \frac{(1 + 0.0335\%)^{30} * 0.0335\%}{(1 + 0.0335\%)^{30} - 1} = -233492$$

**Grafica 14. Gastos Diarios Perforación en las 3 Alternativas**



Fuente: Elaboración propia

En la Grafica 14 se puede observar la inversión en el día cero y los respectivos pagos que se realizan diariamente, esto para las cuatro (4) alternativas de perforación que se están representando en este trabajo. Las 3 alternativas se organizaron en el mismo grafico para poder apreciar la diferencia entre cada una de ellas

En conclusión, se puede ver en las tablas organizadas en el capítulo, como se reducen los costos en general para el mismo proyecto, en 3.480 Millones de US\$ para el proyecto de CWD de 3 fases y en 2.152 Millones de US\$, lo que se ve reflejado en el CAUE con un costo diario para el proyecto normal de 0.325 Millones de US\$, para el CWD de 3 fases en 0.255 Millones de US\$ y finalmente para el proyecto de CWD con una sola fase en 0.271 Millones de US\$.

Aunque en el desarrollo del proyecto, se más beneficioso con un CWD de 3 fases, este tipo de proyecto no se puede realizar, debido a que en Colombia no se han realizado proyectos de perforación con CWD de 3 fases, por lo que no se es recomendable realizarlo así, en cambio para el proyecto con una sola fase de CWD se han realizado una cantidad considerable de pozos, por lo que se asume los datos presentados son válidos.

## 6. CONCLUSIONES

- Con el estudio de los antecedentes de las tecnologías expuestas, Perforación con Revestimiento (*Casing While Drilling – CWD*) y Perforación con Presión Controlada (*Managed Pressure Drilling – MPD*), en esta investigación; se evidencia que su implementación, de manera generalizada, conlleva una reducción y en algunos casos la completa eliminación de los tiempos no productivos causados por problemas relacionados al pozo.
- A pesar de las ventajas presentadas por la implementación de Perforación con Presión Controlada, tales como la reducción de tiempos, control de pérdidas, y ahorro de aditivos en fluido de perforación. Esta técnica permite el uso de fluido de baja densidad, el cual aumenta las exigencias operacionales, tanto de equipo, como de capacitación, lo cual impide el desarrollo de la misma en el país.
- Al realizar la planeación de pozo con primera fase perforada con tubería de revestimiento se evidencia una reducción en el tiempo requerido para pozo planeado de forma convencional de un 38% acercándose así al tiempo del pozo ideal, con una diferencia en la primera fase de 0.2 días con este, es decir alrededor de cinco (5) horas.
- Al realizar la planeación de pozo con primera y segunda fase perforada con tubería de revestimiento se evidencia una reducción en el tiempo requerido para pozo planeado de forma convencional de un 21% en el tiempo total del pozo. Es decir una reducción de 6.4 días; de igual forma el pozo planteado con dos fases de perforación con revestimiento muestra un tiempo inferior al de un pozo ideal por 0.846 días, es decir 20 horas y 15 minutos.
- Se genera mayor reducción de costos en un proyecto planeado con tres (3) fases de *CWD*, el cual tendría un costo de 6.21 millones de dólares, ahorrando aproximadamente un 36% frente a un proyecto de perforación convencional, el cual tiene un costo aproximado de 9.69 millones de dólares.
- El costo total de un proyecto para un pozo con dos secciones de *CWD* es aproximadamente 6.9 millones de dólares, correspondiendo a inversión inicial de 2.9 millones de dólares y costo de operación de 233 mil dólares/día, brindando un ahorro de 18.5% frente a la inversión inicial de un proyecto de perforación convencional, la cual es de aproximadamente 3.64 millones de dólares, y una disminución del 28% de costo

operacional, frente a 324 mil dólares/día de un proyecto de perforación convencional.

- El costo total de un proyecto para un pozo con primera sección de *CWD* es aproximadamente 7.5 millones de dólares, correspondiendo a inversión inicial de 2.9 millones de dólares y costo de operación de 252 mil dólares/día, brindando un ahorro de 18.5% frente a la inversión inicial de un proyecto de perforación convencional, la cual es de aproximadamente 3.64 millones de dólares, y una disminución del 22.2% de costo operacional, frente a 324 mil dólares/día de un proyecto de perforación convencional.

## 7. RECOMENDACIONES

- Realizar la implementación de la técnica de Perforación con Revestimiento (*Casing While Drilling – CWD*) en futuros proyectos ya que esta ha demostrado con anterioridad la capacidad de mejorar la eficiencia operativa de la perforación, reduciendo los tiempos de la misma en cantidades tales como 43%.
- Continuar la evaluación técnica de la posible implementación de Perforación con Presión Controlada (*Managed Pressure Drilling – MPD*) en cuanto el contexto técnico del país se amplíe; es decir existan varios casos que puedan ser usados como referencia, a su vez existan equipo y capacitaciones adecuadas que permita la posible implementación de *MPD* en Colombia.
- Retomar el estudio de factibilidad, tanto técnica como financiera, de la implementación de Perforación con Revestimiento (*Casing While Drilling – CWD*) para la posible implementación de la misma en la planeación y desarrollo de un pozo para más de una fase.
- Extrapolar la información obtenida con el fin de realizar el estudio en otros bloques de la cuenca y definir si es posible su implementación en futuras campañas de perforación en bloques aledaños al de interés de esta investigación.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, MARIN, J. P. [Diapositivas]. Colombia. 2009. 27 Diapositivas.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. GEOVISOR v2.1. [En línea] Disponible en <https://geovisor.anh.gov.co/>

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Interpretación Programa Sísmico 2D Sinú San Jacinto Sur 2008.Colombia. 60 p.

Amariz, J. Introducción a la Perforación. [Diapositivas]. Bogotá D.C. 2016. American Petroleum Institute (API), Specification for Casing and Tubing. API 5CT – 2001

BARRERO, D. MATRINEZ, J. PARDO, A. VARGAS, C. COLOMBIAN SEDIMENTARY BASINS, Bogota D.C., ANH and B&M Explotarion Ltda., 2007. P. 44.

BORLAND, B.M., DEUANE WATTS, R., WARREN, T.M., LESSO, W. G. Drilling High-Angle Casing Directionally Drilled Wells With Fit-for-Purpose String Sizes. 2006. SPE-99248-MS

COHEN J. SMITH K. FALK K. BEGAGIC J. Dual Gradient Drilling Methods: Their Layouts and Preasure Profiles. IADC Dual Gradient Drilling Workshop. [Diapositivas].Houston Texas. 5 mayo 2011.

DATALOG. MANUAL DE OPERACIONES EN EL POZO, Versión 3.0, Marzo 2001. Trad. V1-2002

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amèrique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974. p.188.

DI LUCA M. Caracterización Geofísica de Yacimientos Heterogéneos de la Formación Porquero: Área Piloto Bloque A, Cuenca del Valle Inferior de Magdalena, Colombia. Magister en Ciencias Geofísicas.

ELLIOT D., MONTILVA J., FRANCIS P., REITSMA D., SHELTON J. and ROES V. El manejo de la presión durante las operaciones de perforación. 2011.

FONTENOT K. HIGHNOTE J. WARREN T.M. Casing Drilling Activity Expands in South Texas. 2003. SPE-79862-MS.

FONTENOT, K.R., LESSO, B., STRICKLER, R.D., WARREN, T.M. Perforación de Pozos Direccionales con Tubería de Revestimiento. Oilfield Review. Otoño 2005. P, 46 – 65.

GALLOWAY G. Cement in Place Drilling with Casing System Provides Safe, Reliable Method for Improving Drilling Efficiency. 2004. OTC-16565-MS.

GEOLOGÍA, GEOFÍSICA, HIDROGEOQUÍMICA E ISÓTOPOS, COMO HERRAMIENTAS PARA DEFINIR UN MODELO CONCEPTUAL HIDROGEOLÓGICO, CASO DE APLICACIÓN: ACUÍFERO COSTERO MUNICIPIO DE TURBO. Escuela de Geociencias y Medio Ambiente. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín.

GOODWIN, B. NAUDURI, S. MEDLEY, G. SIGNA ENGINEERING CORP. MudCap Drilling: New Variations, Drivers, Limitations and Lesson Learned – Case Histories. Madrid, España. abril 2014. SPE/IADC-168956-MS.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33 p.c.

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

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

LOPEZ E. A., BONILLA P. A. RINCON J. A. Casing Drilling Application With Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviate Wells in La Cira Infantas Field. 2010. SPE-134586-MS.

MUHAMMAD A. MUQEEM, PH.D., P. ENG. SAUDI ARAMCO. Managed Preassure Drilling – Experience and Way Forward. 2015. SPE Distinguished Lecture Program. [En línea] Disponible en: <http://www.spe.org/dl/docs/2015/Muqem.pdf>

Neftci, Salih N., Ingeniería Financiera. 1 ed. Mexico D.F. 2008. 572p  
New DEvelopments in the Technology of Drilling with Casing: Utilizing a  
Displaceble DrillShoe Tool.2003. WOCD-0306-05.

Norton J. Lapeyrouse, Formulas and Calculations for Drilling, Production and  
Workover, 2 ed. Diciembre 11 2002. 224p.

Offshore Magazine. What if you never had to shut off the mud pumps.  
12/01/2004. [En línea] Disponible en: [https://www.offshore-  
mag.com/articles/print/volume-64/issue-12/drilling-completion/what-if-you-  
never-had-to-shut-off-the-mud-pumps.html](https://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-12/drilling-completion/what-if-you-never-had-to-shut-off-the-mud-pumps.html)

Rabia H.: Well engineering and construction. Entrac Consulting, (2001)  
ROBERT J. E., GEORGE H. MEDLEY, AND ROBERT C. GOODWIN, SIGNA  
ENGINEERING CORP. MPD Techniques Optimize HPHT Well Control.  
Ámsterdam, Holanda. octubre 2014. SPE-170887-MS.

ROSS, N. SCAIFE, T. MACMILLAN, R. A. BERG, P. C. JENNER. J. W. Use  
of a Continuous Circulation System on the Kvietsbjorn Field. Milan, Italia.  
marzo 2012 SPE-156899-MS.

Stasis Drilling Solutions LLC, Qamar, R. Drill Smarter not Harder; How to  
Increase Productivity in Every Drilling [Diapositivas]. Abril 2017. 26  
diapositivas.

TenarisSiderca. Manual de Selección de Casing. Versión 01 – diciembre  
2004.

TESCO, VAN BALEN, A. Casing While Drilling (CwD) Eliminación de  
Tiempos No Productivos y Aumento de Producción. [Diapositivas]. Hotel  
Aconcagua – Mendoza. 20 - 22 de octubre de 2010.

Top Drive Rig Floor Safety Orientation Doghouse Manual. Bulletin 20900e.  
diciembre 2002. TC120.

WEATHERFORD INTERNATIONAL PATEL B. Optimized Unconventional  
Shale Development with MPD Techniques. DEA TECHNOLOGY FORUM.  
[Diapositivas]. Estados Unidos. junio 2015. 24 Diapositivas.

WEATHERFORD INTERNATIONAL, AND CHEN YUESHENG AND CHEN QING. VIEIRA, P. ARNONE, M. RUSSEL, B. COOK, I.MOYSE, K.TORRES, F. AND QUTOB, H., Constant Bottomhole Pressure: Managed-Pressure Drilling Technique Applied in an Exploratory Well in Saudi Arabia. enero 2008. SPE/IADC 113679.

WEATHERFORD. KAINZ A. DURÁN E. Sistema MPD o cómo Mantener el Pozo Bajo Control sin Fracturar las Formaciones Durante la Perforación. octubre 2011.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**COSTOS PARA UN PROYECTO DE CWD**

DESCRIPTION	KUS\$	TOTAL	MOV/STAND BY		MOV/DEMOM RIG		FASE I		FASE II		FASE III	
			PLAN	REAL	PLAN	REAL	PLAN	REAL	PLAN	REAL	PLAN	REAL
DRILLING ASSETS	Dry Hole P&A	ACUMULADO										
CASING RUNNING & ACCESORIES	49,700	70,861	0	0	0	1,600	15,900	1,124	16,900	43,478	16,900	24,659
RIG MOVE	500,000	450,000	500,000	450,000	0	0	0	0	0	0	0	0
DRILLING RIG (METREAGE OR DAYWORK)	802,706	753,948	0	0	0	30,725	126,106	118,973	376,605	315,480	300,021	288,770
DIRECTIONAL DRILLING SERVICES	309,167	205,766	0	0	0	0	15,754	45,714	199,390	61,602	94,023	98,450
CATERING & ACOMODATION	71,359	62,925	0	0	0	8,130	12,753	9,645	33,820	24,075	24,787	21,075
SURFACE CASING	38,500	34,585	0	0	0	2,000	38,500	32,585	0	0	0	0
CEMENT UNIT EQUIPMENT / SERVICE	240,209	184,950	0	0	45,970	0	33,688	54,295	63,206	47,767	97,345	82,888
INTERMEDIATE CASING	231,537	241,728	0	0	0	0	0	0	231,537	241,728	0	0
PRODUCTION CASING	56,296	50,944	0	0	0	0	0	0	0	0	56,296	50,944
PROD. CASING - LINER HANGER & CASING/LINER ACCESSORIES	91,000	100,000	0	0	0	0	0	0	0	0	91,000	100,000
DRILLING BITS	30,000	60,002	0	0	0	0	30,000	21,700	0	0	0	38,302
DRILLING MUDS & CHEMICALS	190,867	206,164	0	0	867	0	20,000	31,737	110,000	123,419	60,000	51,008
MUD LOGGING UNIT	134,000	64,108	0	0	4,582	3,113	24,828	7,055	69,252	17,637	35,338	36,302
DRILL STRING INSPECCION	12,412	6,948	0	0	0	0	2,359	3,723	4,744	3,225	5,309	0
FLUID DISPOSAL & LANDSPREADING	111,136	103,263	0	0	0	0	13,227	11,494	64,786	28,024	33,122	63,745
DRILLING FLUID ENGINEERING	54,686	48,590	0	0	0	5,450	6,214	6,400	34,574	21,960	13,898	14,780
DOWNHOLE EQUIPMENT RENTALS	22,898	17,853	0	0	0	0	7,425	10,851	13,293	3,890	2,179	3,112
CORING & CORE ANALYSIS	50,000	50,000	0	0	0	0	0	0	0	0	50,000	50,000
WELLHEAD SERVICES	15,000	8,270	0	0	0	0	7,500	5,720	7,500	2,550	0	0
VOLUNTARY SOCIAL INVESTMENTS	105,000	32,152	0	0	0	16,814	50,000	2,402	50,000	5,405	15,000	7,532
ELECTRIC LOGGING WIRELINE EQUIPMENT / SERVICE	200,000	438,159	0	0	0	0	50,000	18,754	50,000	210,643	100,000	208,762
DRILLING SUPERVISION	88,489	105,905	0	0	0	45,301	15,957	14,532	43,023	19,219	29,509	26,853
ENGINEERING SUPERVISION	107,959	77,037	0	0	0	63,667	20,751	4,491	50,520	5,547	36,688	3,333
GEOLOGICAL SUPERVISION	24,000	20,393	0	0	0	3,642	3,991	2,913	10,898	7,283	9,111	6,555
AVIATION TRANSPORTATION	20,000	21,174	0	0	5,000	11,814	5,000	600	5,000	2,400	5,000	6,360
SOLIDS CONTROL EQUIPMENT / SERVICE	177,212	127,430	0	0	25,100	27,680	12,982	11,500	45,681	28,750	93,450	59,500
WELLHEAD SYSTEM	34,300	23,872	0	0	0	0	19,600	14,171	14,700	9,701	0	0
COMMUNICATION	44,735	30,793	0	0	0	11,450	7,312	3,364	20,824	8,410	16,598	7,569
SITE QA SUPERVISION	40,000	42,490	0	0	0	15,733	10,000	4,653	20,000	11,633	10,000	10,470
<b>SUBTOTAL</b>	<b>3,853,167</b>	<b>3,640,310</b>	<b>500,000</b>	<b>450,000</b>	<b>81,519</b>	<b>247,119</b>	<b>549,846</b>	<b>438,396</b>	<b>1,536,254</b>	<b>1,243,825</b>	<b>1,195,574</b>	<b>1,260,970</b>

Fuente: Canacol Energy LTD. Colombia.