

# **METODOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN CON COILED TUBING**

**KAROLL GERALDINE CORONADO BARRETO  
ROGER FABIAN RODRÍGUEZ ZANGUÑA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**METODOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN CON COILED TUBING**

**KAROLL GERALDINE CORONADO BARRETO**

**ROGER FABIAN RODRÍGUEZ ZANGUÑA**

**Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:**

**WERNEY DE JESÚS MACHUCA BOADA**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*A Dios y a La Santísima Virgen, por todas las bendiciones que me han brindado: mi familia, mis amigos, mi novio, mi universidad y por supuesto el levantarme cada mañana pensando que es un día más de vida que me han regalado.*

*A mis padres, Nelsy y Ricardo, porque sin ustedes nada de esto sería posible, gracias por darme la vida, por su amor incondicional, su apoyo, por los grandes sacrificios que han hecho por mí, sus buenos consejos y por supuesto ser un ejemplo de verraquera y de que todo en esta vida es posible. Este logro no es sólo mío, también es de ustedes.*

*A mi Lalo mi hermanita, por ser el motor de mi vida, todo lo que he hecho ha sido para ser un buen ejemplo para usted; no sabe lo orgullosa que me siento, usted es muy inteligente y sé que le vendrán oportunidades muy grandes, mi futura ingeniera.*

*A mi hermano Carlos, por los buenos consejos que me brindó en algún momento y por darme la oportunidad de ser tía de esos tres maravillosos angelitos que me iluminan el día cada vez que pienso en ellos: mi Julis, Jose y Lucas.*

*A mi abuelita Lola, por ser la abuelita más linda y consentidora; igualmente a mis abuelitos Serbuló, Rosario y Agapito porque sé que desde el cielo están cuidándome y protegiéndome. Y al resto de mi familia por ser un gran apoyo para mí.*

*A Jonathan, por ser esa persona que ha estado conmigo tanto en los buenos como en los malos momentos de gran parte de mi carrera, primero como amigo brindándome una mano donde apoyarme y luego como novio, mi amor hermoso, el que siempre confió y creyó en mí. Gracias por tu apoyo incondicional y quererme tal y como soy.*

*A mi amigo y compañero de proyecto, el Enfermito, por tenerme tanta paciencia y aguantar mi mal genio todo este tiempo, también muchas gracias por acompañarme y ayudarme a cumplir este logro. Muchos éxitos en este nuevo camino, lo quiero mucho.*

*A mis buenos amigos Yenny, Lau, Raulito, Checho, Andrés, Danielito, Didier, Fabi, Cristian, Edson y los que se me escapan en este momento, gracias por los momentos vividos, los cuales ahora quedan como un bonito recuerdo de una de las mejores etapas de mi vida. También les deseo muchos éxitos.*

*A la señora Joba, don Hernán y su familia, por abrirme las puertas de su casa los primeros años de mi carrera y acogerme como si fuera otro miembro más de la familia. E igualmente a doña Miriam por recibirme en su casa estos últimos años.*

*A la familia Regencia UIS, por brindarme la oportunidad de trabajar como auxiliar administrativo estos últimos meses y aprender algo diferente a mi carrera que me será de utilidad en mi vida profesional. Sólo tengo palabras de agradecimiento hacia ustedes.*

*Y finalmente a todas esas personas que no nombré anteriormente pero que en algún momento me apoyaron para que este logro fuera posible.*

***Karoll Geraldine Coronado Barreto***

## DEDICATORIA

*A Dios, por llenarme de bendiciones, sabiduría y entendimiento en mi vida, por guiarme por el camino correcto y lo más importante por darme la familia tan maravillosa que tengo, gracias Dios.*

*A mis padres, Juan Jose y María del Carmen, las personas que más amo en mi vida, a ellos que no me alcanzara la vida para agradecerle lo que han hecho por mí, por darme la vida, por amor, sus consejos, sus enseñanzas, educación y su enorme sacrificio que han hecho por mí, que me han permitido ser quien soy como persona y como futuro profesional.*

*A mis hermanos, José Luis quien es mi hermano mayor a la persona que siempre vi como ejemplo para mí y lo seguirá siendo, que lo admiro y quiero con todo mi corazón y por permitirme ser tío de la niña más linda y que más quiero en la vida, Sara y a mi hermano y mi ángel John Jairo que no está con nosotros en este mundo pero sé que desde el cielo me cuida, protege, siempre estarás en mi mente y mi corazón, gracias hermanos por ser esas personas que siempre me cuidaron y compartieron los momentos las alegres y tristes en vida.*

*A mis amigos, Jordan, Jose Luis, Raúl, Cristian, Royer, Sergio, Andrés, Diana, Santa por ser las personas con las que compartí los momentos más maravillosos de la universidad, y a las cuales quiero y les deseo lo mejor para sus vidas*

*A la enfermita "Karoll" por ser mi amiga y compañera de tesis, gracias por aguantarme, y ser la persona con la que logré el sueño de ser ingeniero, la quiero y le deseo lo mejor, gracias por todo.*

*Roger Fabian Rodríguez Zanguña*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por permitirnos cumplir este nuevo logro.

A nuestra alma máter, la Universidad Industrial de Santander, por formarnos personal y profesionalmente.

A los docentes de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por compartirnos sus conocimientos los cuales contribuyeron a nuestra formación profesional.

A nuestro director el Ingeniero Werney Machuca por su apoyo, disponer de su tiempo para colaborarnos y aportar sus valiosos conocimientos que fueron de gran ayuda en la realización de nuestro proyecto de grado.

A los ingenieros Wilson Carreño e Iván Gil, por disponer de su tiempo para compartirnos sus conocimientos acerca del tema.

A todas las personas que de alguna manera nos apoyaron e hicieron posible el desarrollo de este proyecto.

Muchas Gracias.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	26
1. RESEÑA HISTÓRICA .....	29
1.1 ORIGEN DEL COILED TUBING.....	29
1.2 EVOLUCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	32
1.3 OPERACIONES CONVENCIONALES CON COILED TUBING .....	35
1.3.1 Remoción de arena .....	36
1.3.2 Pesca.....	37
1.3.3 Registros.....	39
1.3.4 Cementación forzada .....	40
1.3.5 Fracturamiento/Estimulación .....	42
1.3.6 Sistemas de Levantamiento .....	43
1.4 RESEÑA HISTÓRICA DE LA PERFORACIÓN CON CT .....	44

2. EQUIPOS .....	49
2.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	49
2.1.1 Tubería.....	49
2.1.2 Carrete de Tubería.....	53
2.1.3 Cabeza de Inyección.....	59
2.1.4 Arco Guía.....	65
2.1.5 Separador.....	67
2.1.6 Preventora de Reventones (BOP).....	70
2.1.7 Unidad de Poder. ....	76
2.1.8 Cabina de Control. ....	81
2.1.9 Grúa y Subestructura .....	83
2.1.10 Unidad Híbrida De CTD.....	86
2.1.11 Hydraconns .....	92
2.1.12 Sistema de lodo.....	94

2.1.13 Equipos de Bombeo .....	96
2.2 ENSAMBLAJE DE FONDO .....	97
2.2.1 Conectores de CT .....	97
2.2.2 Válvulas Check.....	101
2.2.3 Desconexiones.....	103
2.2.4 Drill Collars .....	104
2.2.5 Sub de Circulación .....	105
2.2.6 Sistema de Orientación .....	106
2.2.7 Equipo MWD .....	107
2.2.8 Motor de Fondo .....	109
2.2.9 Brocas para CTD.....	117
2.2.10 Ensamblaje del BHA según el tipo de Pozo .....	121
3. METODOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN CON COILED TUBING.....	123
3.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN .....	123

3.1.1	Determinación de presiones.....	124
3.1.2	Selección de la profundidad de asentamiento del casing.....	124
3.1.3	Selección de la geometría del pozo .....	125
3.1.4	Diseño de tubería de revestimiento.....	126
3.1.5	Fluidos de perforación.....	127
3.1.6	Pruebas de integridad .....	127
3.1.7	Programa de cementación .....	128
3.1.8	Sarta de perforación.....	128
3.1.9	Brocas de perforación .....	129
3.1.10	Hidráulica de perforación.....	130
3.1.11	Ensamblaje de cabezales de pozo (WHA) .....	130
3.1.12	Sistema de preventores de reventones (BOPs) .....	130
3.1.13	Programa de manejo de sólidos y aguas residuales .....	130
3.1.14	Gestión ambiental y social.....	131

3.2 PROCEDIMIENTO PARA PERFORAR CON COILED TUBING .....	131
3.2.1 Parámetros Operacionales.....	133
3.2.2 Metodología de la perforación con CT .....	142
3.3 COMPARACIÓN ENTRE CTD Y LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL.....	148
3.4 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN CON COILED TUBING.....	150
3.4.1 Menor Tamaño de la locación .....	150
3.4.2 Altas tasas de penetración .....	151
3.4.3 Mayor seguridad.....	151
3.4.4 Circulación continua .....	152
3.4.5 Perforación Bajo Balance .....	152
3.4.6 Alta capacidad de Dogleg Severity (DLS) .....	152
3.4.7 Perforación de pozos Slim Hole .....	152
3.4.8 Uso continuo de cableado de telemetría .....	153
3.5 LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN CON CT .....	153

3.5.1	Incapacidad para rotar .....	153
3.5.2	Vida útil de la sarta.....	153
3.5.3	Disponibilidad de equipos y mano de obra experimentada .....	154
3.5.4	Torque, Tasa de bombeo y WOB reducidos .....	154
3.5.5	Transporte del equipo .....	154
3.5.6	Vida limitada de los fluidos de Perforación.....	154
4.	VIABILIDAD DE LA PERFORACIÓN CON CT.....	155
4.1	ANÁLISIS OFFSET .....	155
4.1.1	Operaciones Planeadas .....	155
4.1.2	Problemas Operacionales (Operaciones No Planeadas) .....	159
4.1.3	Down Time (Tiempo Perdido).....	161
4.2	PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN CON CT .....	161
4.2.1	Pega de tubería.....	161
4.2.2	Pérdida de circulación .....	162

4.2.3 Bloqueo helicoidal .....	163
4.2.4 Colapso y estallido del CT.....	165
4.3 ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA PERFORACIÓN CON CT .....	165
5. CONCLUSIONES .....	170
6. RECOMENDACIONES.....	172
BIBLIOGRAFÍA.....	173

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Operación PLUTO.....	30
<b>Figura 2.</b> Cabezal de Inyección de Brown Oil Tools.....	31
<b>Figura 3.</b> Evolución de la sarta de CT .....	34
<b>Figura 4.</b> Evolución de los tamaños de CT .....	35
<b>Figura 5.</b> Remoción de Arena con CT .....	37
<b>Figura 6.</b> Pesca con CT .....	38
<b>Figura 7.</b> CTL .....	40
<b>Figura 8.</b> Cementación forzada .....	41
<b>Figura 9.</b> Estimulación de la formación con CT .....	42
<b>Figura 10.</b> Sistema de bombeo con CT .....	44
<b>Figura 11.</b> Unidades de Coiled Tubing en el mundo .....	48
<b>Figura 12.</b> Rollos de tiras de acero .....	50
<b>Figura 13.</b> Soldadura longitudinal y de polarización.....	50
<b>Figura 14.</b> Tipos de soldaduras en la fabricación de CT .....	51
<b>Figura 15.</b> Enrollado del CT .....	51
<b>Figura 16.</b> Carrete de Coiled Tubing .....	53
<b>Figura 17.</b> Tambor del Carrete .....	54
<b>Figura 18.</b> Capacidad Del Tambor .....	55
<b>Figura 19.</b> Sistema de Activación del Carrete .....	56
<b>Figura 20.</b> Montaje Levelwind .....	57
<b>Figura 21.</b> Junta Giratoria del Carrete.....	58
<b>Figura 22.</b> Medidor de Profundidad.....	58
<b>Figura 23.</b> Cabeza de Inyección.....	60
<b>Figura 24.</b> Partes Externas de la Cabeza de Inyección .....	60
<b>Figura 25.</b> Cadena de Tensión y sus partes .....	62
<b>Figura 26.</b> Medidor de Profundidad.....	63

<b>Figura 27.</b> Arcos guía de CT .....	65
<b>Figura 28.</b> Carga Superior.....	68
<b>Figura 29.</b> Puerta Lateral .....	68
<b>Figura 30.</b> Separador Radial .....	69
<b>Figura 31.</b> Sección Transversal de una BOP cuádruple .....	71
<b>Figura 32.</b> BOP triple.....	71
<b>Figura 33.</b> BOP dual o doble .....	72
<b>Figura 34.</b> Blind Ram .....	72
<b>Figura 35.</b> Shear Ram.....	73
<b>Figura 36.</b> Slip Ram .....	73
<b>Figura 37.</b> Ram de Tubería .....	74
<b>Figura 38.</b> Principales partes de la Unidad de Poder .....	78
<b>Figura 39.</b> Unidad de Poder (vista frontal) .....	80
<b>Figura 40.</b> Unidad de Poder (vista posterior) .....	80
<b>Figura 41.</b> Cabina de Control CTD.....	82
<b>Figura 42.</b> Interior de una Cabina de control.....	83
<b>Figura 43.</b> Grúa .....	85
<b>Figura 44.</b> Subestructura.....	85
<b>Figura 45.</b> Plataforma Híbrida .....	88
<b>Figura 46.</b> Configuración de la "Gran Rueda" .....	89
<b>Figura 47.</b> HCTS con la "Gran Rueda".....	90
<b>Figura 48.</b> HCTS Modo convencional .....	91
<b>Figura 49.</b> Hydraconn.....	92
<b>Figura 50.</b> Equipos de Superficie .....	93
<b>Figura 51.</b> Unidad de CTD .....	93
<b>Figura 52.</b> Sistema De Lodo.....	94
<b>Figura 53.</b> Diagrama de equipos de superficie CTD .....	97
<b>Figura 54.</b> Conector de Deslizador externo.....	98
<b>Figura 55.</b> Conector de Deslizador interno.....	98
<b>Figura 56.</b> Conector de Deslizador interno de Doble terminación .....	99

<b>Figura 57.</b> Conector de Pinza.....	99
<b>Figura 58.</b> Conector de Dimple .....	100
<b>Figura 59.</b> Conector Roll-on .....	100
<b>Figura 60.</b> Conector Roll-on de Doble terminación .....	101
<b>Figura 61.</b> Válvula Check de Doble Aleta.....	102
<b>Figura 62.</b> Válvula Check de Bola .....	102
<b>Figura 63.</b> Válvula Check de Doble Dardo .....	103
<b>Figura 64.</b> Desconexión Hidráulica .....	104
<b>Figura 65.</b> Drill Collars.....	105
<b>Figura 66.</b> Sub de Circulación.....	106
<b>Figura 67.</b> Equipo MWD.....	108
<b>Figura 68.</b> Principales partes del motor PDM.....	109
<b>Figura 69.</b> Principales configuraciones Rotor-Estator .....	110
<b>Figura 70.</b> BHA con Motor Bent Housing .....	111
<b>Figura 71.</b> Motor de Turbina.....	112
<b>Figura 72.</b> BHA con Motor eléctrico .....	114
<b>Figura 73.</b> Tipos de Brocas .....	118
<b>Figura 74.</b> Brocas Cónicas.....	119
<b>Figura 75.</b> Brocas PDC .....	120
<b>Figura 76.</b> Broca TSP.....	121
<b>Figura 77.</b> BHA según el tipo de pozo.....	122
<b>Figura 78.</b> Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.....	124
<b>Figura 79.</b> Nomograma para la selección de diámetros de hueco y casing .....	126
<b>Figura 80.</b> Estado mecánico de un pozo perforado con CT .....	132
<b>Figura 81.</b> Diagrama de flujo del diseño hidráulico para CTD.....	133
<b>Figura 82.</b> Tasas de flujo para la perforación de pozos con CT .....	134
<b>Figura 83.</b> Gráfica de salida del simulador .....	139
<b>Figura 84.</b> Criterios técnicos en la perforación con CT .....	141
<b>Figura 85.</b> Rig up de la BOP .....	142
<b>Figura 86.</b> BHA para pozos verticales y desviados .....	142

<b>Figura 87.</b> Unidad de CTD con la cabeza de inyección .....	143
<b>Figura 88.</b> Funcionamiento del sub de circulación .....	145
<b>Figura 89.</b> Rig down de la unidad CTD .....	148
<b>Figura 90.</b> Pandeo sinusoidal.....	163
<b>Figura 91.</b> Pandeo helicoidal.....	164

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Especificaciones de la tubería HS-110.....	52
<b>Tabla 2.</b> Valores de K para diferentes diámetros de Tubería .....	55
<b>Tabla 3.</b> Especificaciones de las Cabezas de Inyección .....	64
<b>Tabla 4.</b> Radios estándar del Arco Guía.....	66
<b>Tabla 5.</b> Tamaños de BOP .....	75
<b>Tabla 6.</b> Especificaciones del motor de fondo .....	116
<b>Tabla 7.</b> CTD vs. Perforación Convencional.....	148
<b>Tabla 8.</b> Ejemplo de distribución de tiempo - operaciones planeadas.....	159
<b>Tabla 9.</b> Ejemplo de distribución de tiempo - operaciones no planeadas.....	160
<b>Tabla 10.</b> Ejemplo de distribución de tiempo – down time.....	161

## ABREVIATURAS

<b>BHA</b>	Ensamblaje de Fondo de Pozo - Bottom Hole Assembly
<b>BOP</b>	Preventor de Reventones - Blow out Preventer
<b>CT</b>	Coiled Tubing
<b>CTD</b>	Perforación con Coiled Tubing - Coiled Tubing Drilling
<b>DLS</b>	Dogleg Severity
<b>ECD</b>	Densidad Equivalente de Circulación
<b>ID</b>	Diámetro Interno
<b>LCM</b>	Materiales de Pérdida de Circulación
<b>LWD</b>	Registrar Mientras se Perfora
<b>MWD</b>	Medir Mientras se Perfora
<b>OD</b>	Diámetro Interno
<b>PDC</b>	Diamante Compacto Poli cristalino
<b>PDM</b>	Motor de Desplazamiento Positivo
<b>PLUTO</b>	Líneas de tubería debajo del Océano
<b>POOH</b>	Sacar Sarta del Hueco - Pull out of Hole
<b>RIH</b>	Correr Sarta dentro del Hueco - Run in Hole
<b>ROP</b>	Tasa de Penetración
<b>TD</b>	Profundidad Total
<b>TVD</b>	Profundidad Vertical Verdadera
<b>WHA</b>	Ensamblaje en cabeza de Pozo
<b>WOB</b>	Peso Sobre la Broca

## RESUMEN

**TITULO:** METODOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN CON COILED TUBING\*

**AUTORES:** CORONADO BARRETO, Karoll Geraldine y RODRIGUEZ ZANGUÑA, Roger Fabian.\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Coiled tubing, perforación, coiled tubing drilling, pozos de correlación, perforación no convencional, problema operacional.

### DESCRIPCIÓN

El coiled tubing (CT) fue desarrollado originalmente como una herramienta de intervención de pozos vivos para operaciones de trabajo más seguros y eficientes sin necesidad de matar el pozo. El aumento del uso de coiled tubing para la perforación fue posible gracias al desarrollo de una serie de tecnologías de apoyo asociados tanto con el coiled tubing como con los procesos de perforación, mejor metalurgia, tamaños de tubería más grandes, sistemas confiables de perforación de pozos slimhole/sidetracks incluyendo tecnologías MWD y herramientas de orientación de fondo de pozo son sólo para nombrar unos pocos. Estos, junto con las ventajas asociadas a la tubería: circulación continua, sin conexiones, tiempos de viaje más rápido, niveles reducidos de personal de trabajo etc. hace de esta tecnología una buena plataforma para seguir creciendo en su aplicación.

Entender los criterios para la selección de candidatos adecuados para coiled tubing drilling (CTD) es posiblemente el factor más influyente para garantizar el éxito de cualquier proyecto CTD. Esto requiere un profundo conocimiento y comprensión de las capacidades y limitaciones del equipo y las técnicas en uso.

El presente trabajo consiste en definir la metodología de perforación con coiled tubing (CTD), primero estableciendo la reseña histórica de la tecnología, sus diversas aplicaciones y cómo llegó a ser utilizada en la perforación, luego se describen los diferentes equipos utilizados en la operación, sus funciones y las diferentes especificaciones adecuadas para explicar detalladamente el procedimiento operacional empleado en la perforación con esta tecnología; finalmente tomando como referencia las limitaciones del equipo y los problemas operacionales presentados en posibles pozos de correlación, se realiza un análisis de viabilidad de esta tecnología en la perforación.

---

\*Proyecto de grado

\*\*Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: Ing. Werney de Jesús Machuca Boada

## ABSTRACT

**TITLE:** COILED TUBING DRILLING METHODOLOGY\*

**AUTHORS:** CORONADO BARRETO, Karoll Geraldine and RODRIGUEZ ZANGUÑA, Roger Fabian.\*\*

**KEY WORDS:** Coiled tubing, drilling, coiled tubing drilling, offset wells, unconventional drilling, operational problem.

### DESCRIPTION:

Coiled tubing (CT) was originally developed as a live well intervention tool for safe and efficient workover operations without requiring killing the well. The increased use of coiled tubing for drilling was possible by the development of a number of enabling technologies associated with both the coiled tubing and drilling processes; better metallurgy, larger coil sizes, reliable slimhole/sidetracks drilling systems including MWD technologies and downhole orientation tools are just to name a few. These along with coil's associated advantages as continuous circulation, no connections, faster trip times, reduced crew levels etc. makes this technology a good platform to continue to grow in its application.

Understanding the criteria for selection of appropriate coiled tubing drilling (CTD) candidates is possibly the most influential factor for ensuring the success of any CTD project. This requires a thorough knowledge and understanding of the capabilities and limitations of the equipment and techniques in use.

The present document consists in defining the coiled tubing drilling (CTD) methodology, first establishing the historical overview of the technology, its diverse applications and how it came to be used in drilling, then the different equipment used in the operation are described, their different functions and appropriate specifications to explain in detail the operational procedure used in drilling with this technology; finally taking as reference equipment limitations and operational problems presented in the potential offset wells, a feasibility analysis of this technology in drilling is performed.

---

\*Degree project

\*\*Physico-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School

Director: Ing. Werney de Jesús Machuca Boada

## INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos petrolíferos tiene como objetivo producir y almacenar hidrocarburos o asistir a la recuperación de los mismos.

Actualmente el método utilizado para perforar es el rotativo el cual consiste en taladrar el suelo por medio de una broca que gira generando un hueco en el suelo a medida que va penetrando en él. Teniendo en cuenta la profundidad estimada del pozo, las formaciones a atravesar y sus condiciones, se selecciona el equipo de perforación más adecuado y el estado mecánico apropiado de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior sea ancho y en las partes inferiores cada vez sea más angosto.

“Convencionalmente, un pozo se perfora utilizando sartas de perforación compuestas por *drillpipe*, *drillcollars* y una broca convencional, la cual cumple la función de aplicar energía hidráulica y mecánica con el fin de desarrollar el pozo mediante etapas perforando con *drillpipe* e ir instalando una tubería de revestimiento o *casing* hasta llegar al objetivo deseado”<sup>3</sup>.

Un pozo de petróleo y gas no sólo se puede perforar verticalmente sino también de manera direccional, en donde se desvía intencionalmente desde su dirección vertical trazando una determinada trayectoria según la profundidad, ubicación, buzamiento y espesor del objetivo, espaciamiento entre pozos y facilidades de

---

<sup>3</sup> MORENO, G. BALLESTEROS, J. “Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing Drilling”. Trabajo de Grado. UIS. Pág. 26.

superficie; ésta operación también se efectúa para esquivar un obstáculo o desviar el pozo principal. Ésta tecnología fue el primer paso para el desarrollo de la técnica de perforación horizontal en la cual se puede perforar un pozo direccionalmente hasta un rango entre 80° y 90° de desviación a la profundidad y dirección del objetivo a alcanzar.

Las técnicas de perforación no convencional se desarrollaron con el fin de ahorrar tiempo, costos y calidad de trabajo dependiendo de los parámetros operacionales, optimizando la construcción del pozo a partir del uso de tuberías de diseños innovadores; hoy en día se cuenta con varias de éstas técnicas, entre las más conocidas están *Casing Drilling*, pozos *Slim hole* y *Coiled Tubing Drilling*.

La tecnología de perforación con tubería de revestimiento ahorra el tiempo de bajar la sarta de perforación convencional la cual tiene que retirarse para colocar el respectivo revestimiento. La tecnología tiene como ventajas la reducción de pérdidas de circulación y tiempo de equipo no productivo, también mejora el control de pozo y reduce el riesgo de desviaciones o atascamientos.

La técnica de hueco reducido se crea como una alternativa de ahorro con respecto a la perforación convencional ya que se utilizan tamaños más pequeños en los equipos de perforación, menos cemento, menos lodo y permite perforar y completar el pozo en menor tiempo. Es definida como cualquier perforación que cumpla con el requisito de que al menos el 90% de su longitud total se haya perforado con una broca menor a 7".

La perforación con coiled tubing se realiza mediante un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite ser tratado como a un tubo de PVC, pero posee las mismas características de una tubería convencional aunque con la ventaja de que no es necesario manipularlo, ni conectarlo tramo por tramo para bajarlo o sacarlo del pozo, ya que se enrolla o desenrolla en un carrete como si fuera una manguera.

En Colombia la tecnología de *Coiled Tubing* (CT) se utiliza para limpieza y estimulación acida, mecánica y química, limpieza de arena, limpieza con motor de fondo, cementación forzada, tapones de abandono, pescas, inducción con nitrógeno y registros, pero no ha sido utilizada en la perforación, por ello es necesario dar a conocer ésta tecnología y establecer sus parámetros de operación con el fin de formar bases para nuevos proyectos.

## 1. RESEÑA HISTÓRICA

Para entender la historia de la perforación con *Coiled Tubing* (CT) primero se debe conocer el fin para el cual fue creada la tubería flexible, sus avances y otras aplicaciones en la industria ya que la perforación apenas abarca aproximadamente la cuarta parte de las operaciones con esta tecnología.

La tubería flexible o *coiled tubing*, como una herramienta de servicio de pozos, fue desarrollado originalmente en la década de los 60's y se ha convertido en un componente clave de muchas operaciones de *Well service* y *workover*. Sin embargo, en los últimos años el uso de CT está tomando mayor importancia para operaciones de completamiento y perforación.

La principal fuerza impulsora detrás del uso original del CT fue el deseo de llevar a cabo trabajos de *workover* en un pozo vivo. Para ello, se requerían tres avances:

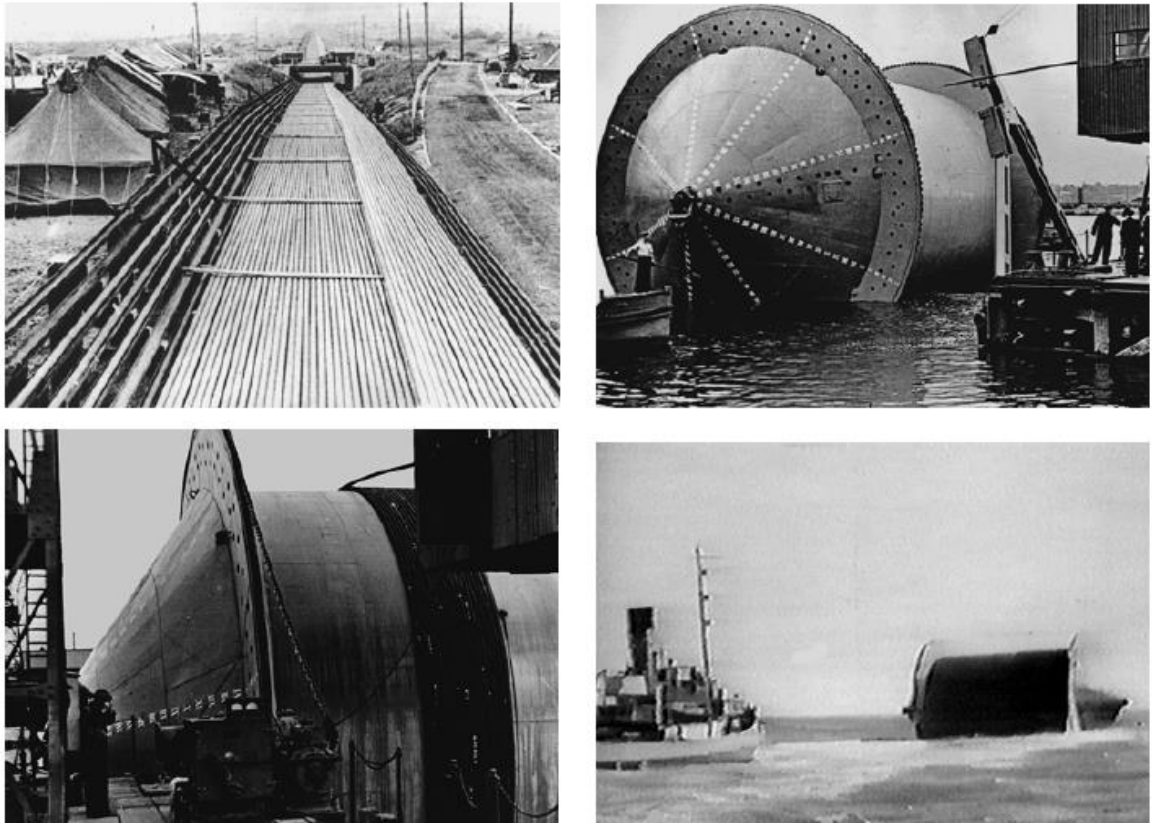
- Un conducto continuo capaz de ser introducido en el pozo (sarta CT).
- Un medio para correr y recuperar la sarta en o fuera de la boca del pozo, mientras se está bajo presión (cabezal de inyección).
- Un dispositivo capaz de proporcionar un sello dinámico alrededor de la sarta de tubería (separador o *stripper*).

### 1.1 ORIGEN DEL COILED TUBING

Antes de la invasión aliada de Europa en 1944, los ingenieros desarrollaron y produjeron tuberías muy largas y continuas para el transporte de combustible desde Inglaterra al continente europeo para abastecer a los ejércitos aliados. El proyecto fue nombrado operación *PLUTO*, un acrónimo de "Líneas de Conducción debajo del

océano", y consistió en la fabricación y colocación de varias tuberías a través del Canal Inglés.

**Figura 1.** Operación *PLUTO*



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

Este exitoso acontecimiento sentó las bases de los nuevos eventos que finalmente condujeron al desarrollo de las sartas con unidad de CT modernas.

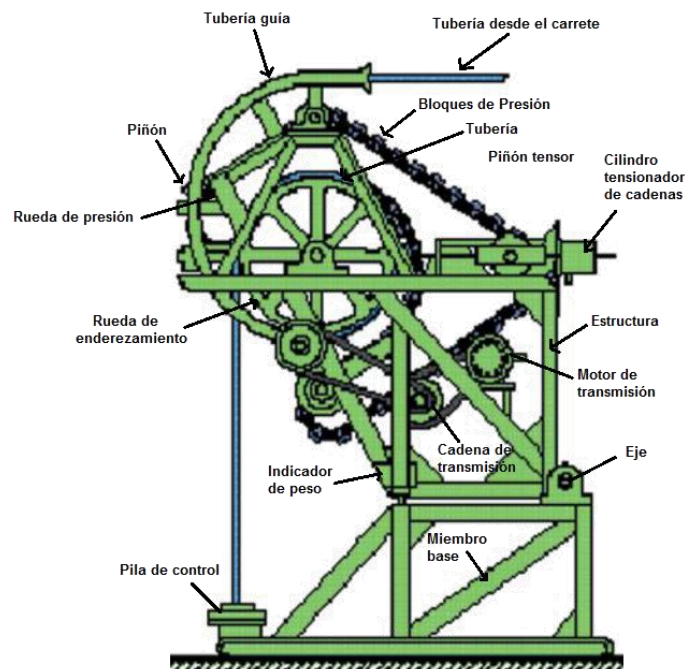
En el año de 1962, *California Oil Company* y *Bowen Tools* desarrollaron la primera unidad de CT en pleno funcionamiento, con el propósito de lavado de arena en los pozos. Las primeras cabezas de inyección fueron operadas sobre el principio de dos cadenas verticales de rotación contraria, con un diseño que todavía se utiliza

en la mayoría de las unidades de CT de hoy. El separador era un dispositivo anular de sellado, que podría ser activado hidráulicamente para sellar alrededor de la tubería a presiones de cabeza de pozo relativamente bajas.

La sarta de tubería utilizada para los ensayos iniciales fue fabricada por soldadura de 50 ft en secciones de 1 3/8 in. de OD en una sarta de 15.000 ft y enrollado en un carrete con un núcleo de diámetro de 9 ft.

Tras el éxito de los esfuerzos de *Bowen Tools* y *California Oil Company*, en 1964, *Brown Oil Tools* y *Esso* colaboraron para desarrollar un sistema que utiliza un principio ligeramente diferente para el diseño del inyector. En lugar de un conjunto de cadenas de rotación contraria para agarrar y empujar el tubo, el tubo se comprime entre una sola cadena y una rueda ranurada de accionamiento. Toda la unidad se armó en un montaje tipo mástil que suspende la cabeza del inyector del CT por encima de la cabeza de pozo.

**Figura 2.** Cabezal de Inyección de Brown Oil Tools



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

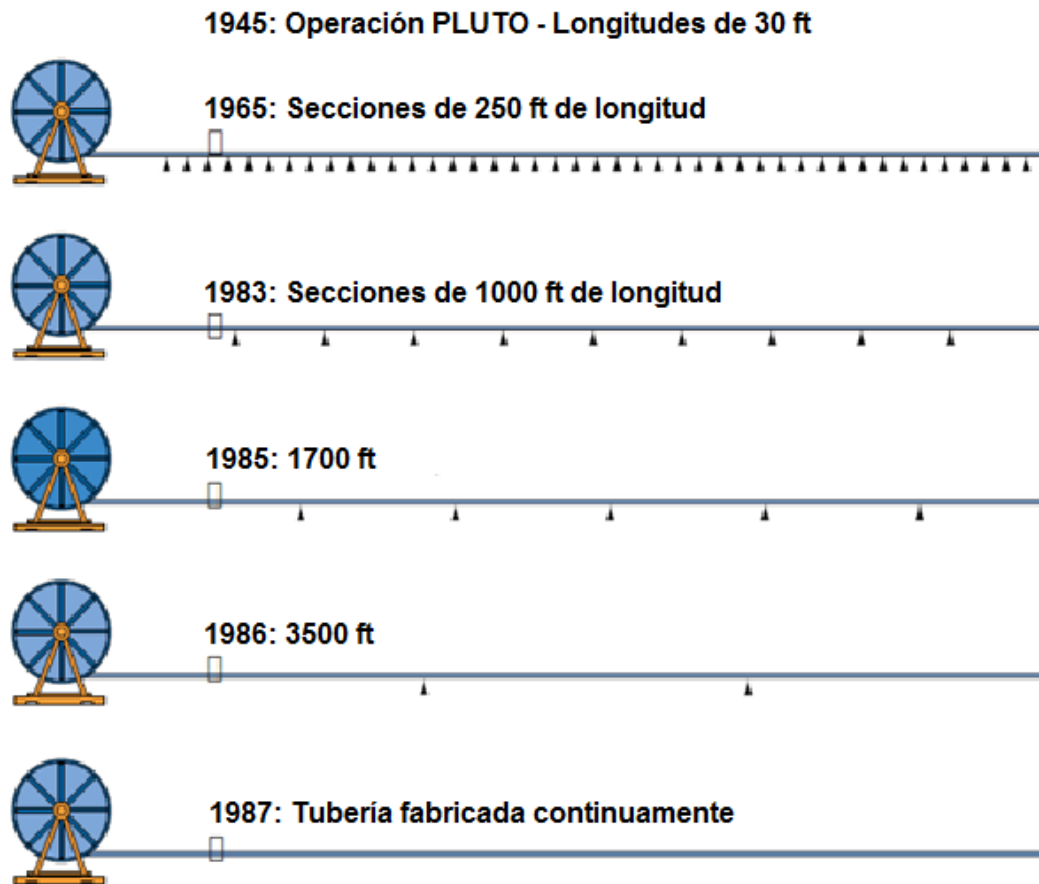
## 1.2 EVOLUCIÓN DE LOS EQUIPOS

En 1962 *California Oil Company* y *Bowen Tools* desarrollaron la primera unidad de tubería flexible. La unidad se llamó "Unidad ligera de *workover* con tubería continua". El tamaño de la tubería utilizada fue 1 3/8 in. de OD. El coiled tubing se fabricó a partir de segmentos de 50 ft. Los segmentos de 50 ft fueron soldados a tope y enrollados en un carrete de trabajo de diámetro 9 ft, con una longitud total de 15.000 ft. A través de 1963 y 1964 esta unidad realizó numerosos trabajos en el área de *Louisiana*. Los diferentes sucesos a través del tiempo que marcaron la evolución de la tubería continua fueron los siguientes:

- 1964: *Brown Oil Tools* y *Esso* introducen un nuevo sistema de inyección de tubería flexible. La unidad fue construida para funcionar con CT de 3/4 in.
- 1967: *Bowen* introduce una versión reducida del diseño original del inyector. El inyector es el "5M" capaz de manejar 5000 lb de 1/2 in. de tubería flexible. *NOWSCO* contrató a *Bowen Oil Tools* para construir 12 unidades de tubería flexible "5M".
- 1968: *Bowen* desarrolló la cabeza de inyección de tubería flexible "8M" capaz de ejecutar 8.000 lb de 3/4 in. de tubería flexible.
- Finales de 1960 a mediados de 1970: Se dio lugar a modificaciones y nuevos diseños para las unidades de tubería flexible. El tamaño común de coiled tubing en uso aumentó a 1 in. de OD. Más de 200 unidades de coiled tubing se construyeron en este período de tiempo.
- Finales de 1970: Nuevos fabricantes de equipos de coiled tubing surgieron; *Uni-Flex Inc.*, *Hydra Rig Inc.*, *Otis Engineering*. Los nuevos inyectores construidos fueron similares a los de *Bowen Tools*.

- 1975: *Uni-Flex* introduce un nuevo diseño de cabeza de inyección. Muchas de las nuevas características influenciaron futuros diseños de inyector de otros fabricantes.
- Las primeras operaciones de CT sufrieron muchos fracasos debido a la inconsistente calidad de las sargas de tubería. Una parte importante del problema estaba relacionado con las numerosas soldaduras presentes en la sarga de tubería ensamblada, como consecuencia de esto en 1978 se detuvo toda la construcción de equipos CT por parte de *Uni-Flex* y *Brown Oil Tools*.
- Finales de 1970 a principios de 1980: Se realizaron muchos cambios y revisiones en el diseño para mejorar los equipos de tubería flexible. Los principales proveedores de unidades de CT eran *Bowen Tools*, *Hydra Rig Inc.* y *Otis engineering*. A mediados de los años 1970, más de 200 unidades de CT con el diseño original estaban en servicio.
- 1985: Se dio a conocer un nuevo inyector de CT desarrollado por *Fleet Cementers*, capaz de soportar 8.500 ft de 1 ¾ in. de tubería flexible.
- 1989: *Quality Tubing Inc.* Desarrolló la patente para el procedimiento de soldadura de polarización y con ello las sargas de tubería estaban siendo fresadas en longitudes mucho más largas con menos soldaduras por sarga (figura 3). Al mismo tiempo, se mejoraron las propiedades del acero. Esto mejoró drásticamente la vida de fatiga del coiled tubing obteniendo una mejora resultante en la confiabilidad de la sarga que benefició significativamente los servicios de CT.

**Figura 3.** Evolución de la sarta de CT

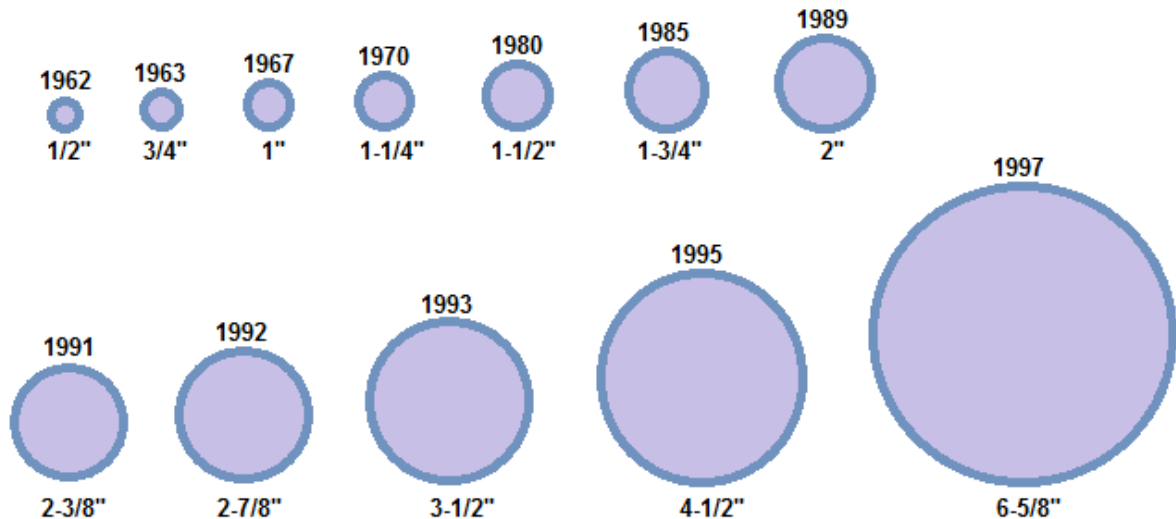


**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

- 1993: *Quality Tubing* recibió una patente de productos para coiled tubing continua.
- Diciembre de 1999: La línea de tubería enrollada se ha establecido como un producto API.
- Durante la década de 1980, los materiales y las sargas de CT mejoraron significativamente, y el tamaño máximo de CT práctico aumentó a 1,75 in. En

1990, se producía la primera tubería de 2 in., Seguido próximamente por 2,375 in., 2,875 in., y 3,50 in. hasta llegar a 6,625 in. (figura 4).

**Figura 4.** Evolución de los tamaños de CT



### 1.3 OPERACIONES CONVENCIONALES CON COILED TUBING

La velocidad y la economía son las principales ventajas de la aplicación de la tecnología de CT. Además, la unidad es relativamente pequeña y el tiempo de montaje es corto, lo que se compara favorablemente con otras opciones de perforación y *workover* de pozos. Los beneficios de la tecnología de CT incluyen:

- Intervención de pozos seguro y eficiente.
- Capacidad para una rápida movilización, *rig-up*, y preparación del sitio de los pozos.
- Capacidad para circular mientras RIH / POOH.
- Reducción del tiempo de viaje, por lo tanto, menos tiempo de inactividad de producción.
- Menor impacto ambiental y riesgo.
- Requerimiento reducido de personal.

- Relativamente bajo costo.

Algunas de las operaciones que se llevan a cabo con esta tecnología en la industria petrolera son:

**1.3.1 Remoción de arena<sup>4</sup>** La operación de remoción de arena tiene diferentes nombres, como "lavado de arena", "chorro de arena" o "remoción de relleno". Esta operación tiene como objetivo recuperar la productividad del pozo eliminando los obstáculos de arena que actúan contra el flujo de fluidos en el pozo. Por otra parte, la limpieza permitirá el paso libre para otro servicio que pueda ser ejecutado como *wireline* y otros equipos de servicio.

La limpieza se realiza mediante el bombeo de fluido a través de la tubería mientras se baja lentamente hasta alcanzar la parte superior del relleno. La herramienta de boquillas de chorro unida al extremo del CT afloja las partículas de arena las cuales se levantan con la ayuda de la corriente de circulación. Un motor de fondo se puede utilizar como ayuda a la bomba de superficie para aumentar el rendimiento de la herramienta de limpieza.

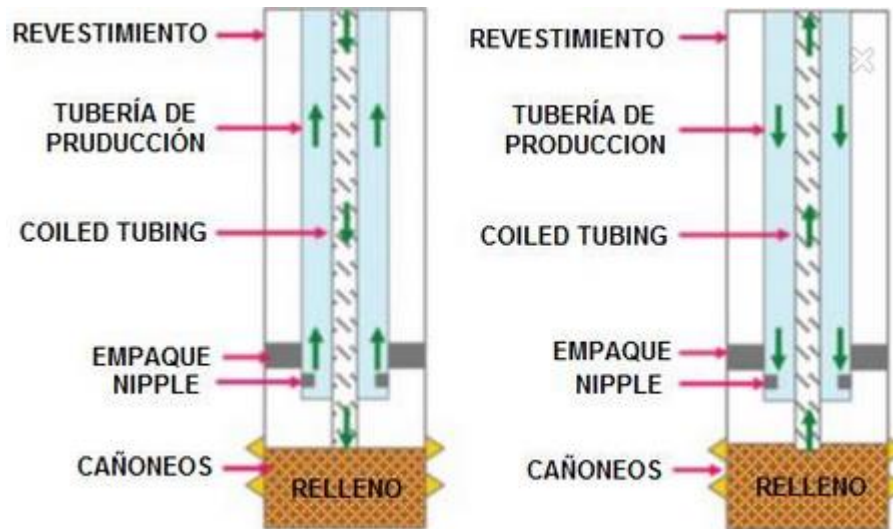
La limpieza de arena es la aplicación más antigua del CT y representa el 30% de todas las operaciones con esta técnica. Sin embargo, el 22% de las corridas de limpieza fallan debido a las pérdidas y a que la arena en su retorno cae de nuevo al fondo del pozo. Se puede realizar circulación inversa mediante bombeo debajo de la tubería y permitiendo que vuelva a través del CT. Esto se hace normalmente cuando se espera una gran cantidad de relleno acumulado después de una operación de fracturamiento. La circulación inversa es apropiada únicamente para los pozos que están muertos sin necesidad de equipos de control y activación.

---

<sup>4</sup> LI J., MISSELBROOK J., SACH M. "Sand Cleanouts with Coiled Tubing: Choice of Process, Tools and Fluids". BJ Services Company. 2010.

Además, un anular de gran tamaño representa un desafío para la limpieza del pozo en el que se espera un flujo laminar lo que puede provocar el asentamiento de las partículas de arena que llevará a que la operación de limpieza culmine sin éxito.

**Figura 5.** Remoción de Arena con CT



**Fuente:** LI J., MISSELBROOK J., SACH M. Sand Cleanouts with Coiled Tubing: Choice of Process, Tools and Fluids. BJ Services Company. 2010.

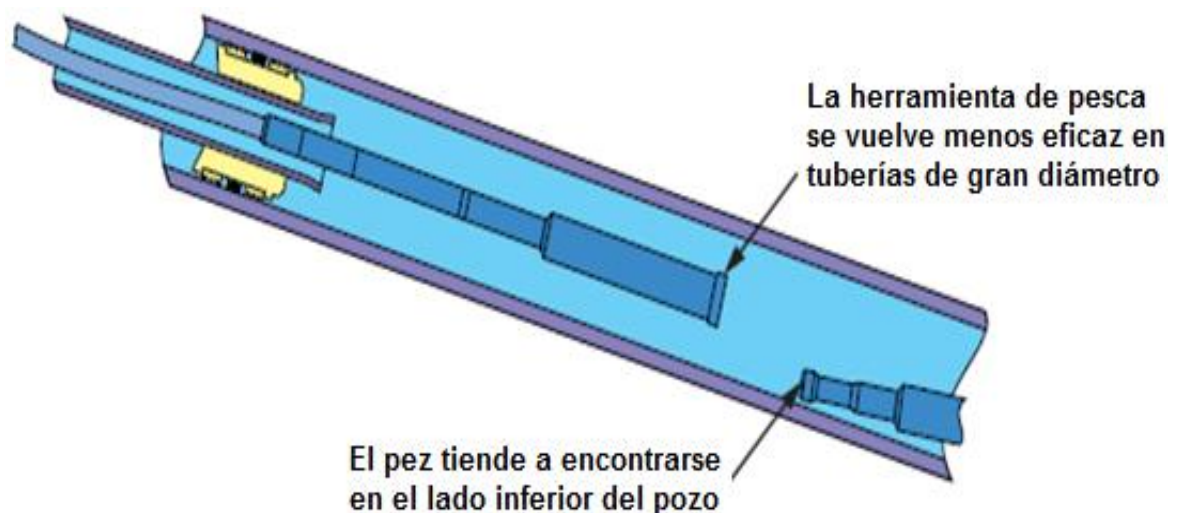
**1.3.2 Pesca<sup>5</sup>** La pesca es la eliminación de las partes rotas, objetos o herramientas caídas y equipos atascados ("pez") de un pozo. Una amplia variedad de herramientas y técnicas están disponibles para las operaciones de pesca. Estas herramientas y técnicas varían para cada operación, dependiendo de la naturaleza y la configuración de los peces, el pozo, el completamiento, y el equipo de superficie. Por consiguiente, cada puesto de trabajo de pesca es único y requiere un cuidadoso diseño y ejecución.

<sup>5</sup> CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005. Pág. 426.

La pesca con CT tiene varias ventajas sobre los métodos de pesca alternativos que incluyen:

- El CT es considerablemente más fuerte que la línea de acero o línea trenzada, lo que permite la aplicación de mayores fuerzas de tensión.
- La rigidez del CT permite el acceso a pozos altamente desviados u horizontales.
- El CT puede empujar sobre un pez, a veces la mejor solución es empujar un pez en el *rathole*, por ejemplo, pedazos de perforaciones.
- La circulación de fluidos a través del CT (herramientas *washover*) puede mejorar el acceso a los peces.
- El CT permite el uso de flujo activado o herramientas hidráulicas.

**Figura 6.** Pesca con CT



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

**1.3.3 Registros** En la corrida de registros con CT (CTL) se utiliza esta tubería para llevar herramientas de registro y transmitir datos a la superficie. Un cable de registro en la sarta de trabajo con CT transmite energía y datos entre la superficie y las herramientas de registro.

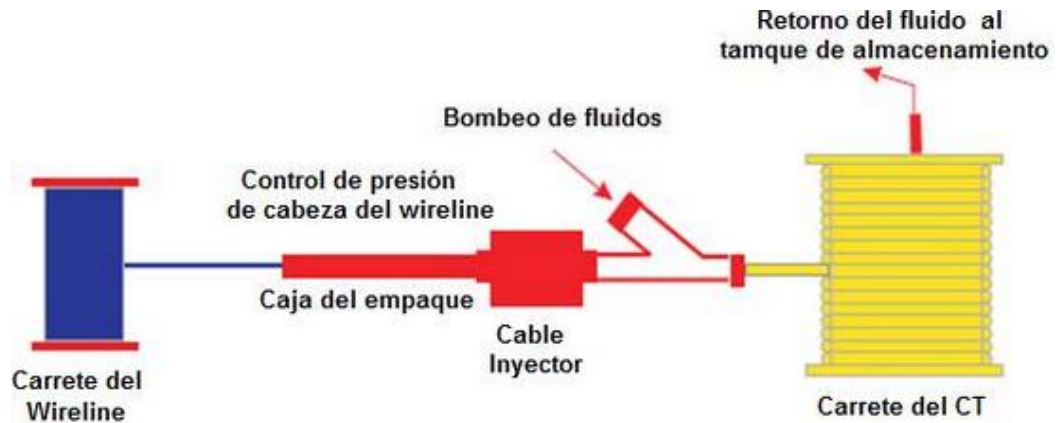
En la superficie, el CT y el cable se conectan a una unidad de servicio de registro estándar a través de un colector (*slip ring*) en el carrete del CT. En fondo del pozo, el CT y el cable están conectados a la sarta de registro a través de una cabeza de registro CT (CTLH) o adaptador (CTHA).

Los principales tipos de servicios CTL incluyen los siguientes:

- Registro de pozo abierto: Utiliza este servicio para evaluar una formación antes de establecer un revestimiento.
- Registro de pozo revestido: Utiliza este servicio para confirmar o identificar las características de un yacimiento o del completamiento.
- Aplicaciones especiales: Estos servicios incluyen la cámara de video de fondo de pozo, monitoreo de la subsidencia y la pesca electromagnética.

Los registros con *coiled tubing* proporcionan una ventaja económica cuando se necesitan mediciones durante algunas operaciones de *workover*. También proporcionan mejoras cuando se registra en condiciones difíciles de pozo abierto como pozos muy desviados, pozos a alta temperatura, y pozos posiblemente inestables donde se necesita ir circulando para continuar con el registro. También permite el control de las condiciones del pozo mientras se registra.

**Figura 7. CTL**



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

**1.3.4 Cementación forzada<sup>6</sup>** La cementación forzada se puede definir como el proceso de forzar una lechada de cemento, bajo presión, a través de perforaciones o agujeros en el casing o liner. Cuando la lechada es forzada contra una formación permeable, parte del fluido entra en la matriz de la formación filtrando los sólidos de la lechada en la cara de la formación. Las operaciones de cementación forzada se aplican para bloquear permanentemente la intrusión de fluidos indeseables al pozo. Se requiere frecuentemente llevar a cabo esta operación para reducir la producción excesiva de agua o gas que limita la separación aguas abajo o la capacidad de proceso. El cemento que proporciona el bloque a la producción debe seguir siendo efectivo bajo la mayor presión diferencial prevista cuando la producción sea reanudada.

En la realización de un forzamiento con CT, la presión aumenta gradualmente en incrementos predefinidos. Con un diseño adecuado de la lechada y del procedimiento de forzamiento, una firme torta de filtrado llenará la abertura

---

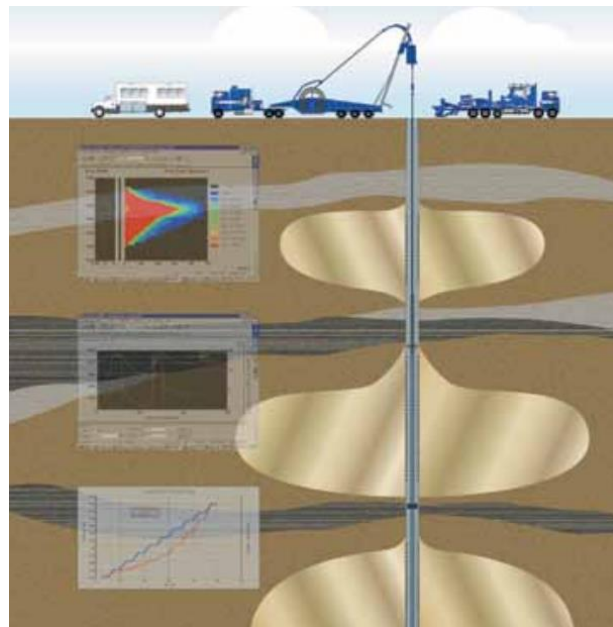
<sup>6</sup> SCHLUMBERGER, Dowell. "Coiled Tubing Client School Manual". 1996. Pág. 80.



**1.3.5 Fracturamiento/Estimulación<sup>7</sup>** El *coiled tubing* se puede utilizar para realizar operaciones de fracturamiento a la formación y estimulación del yacimiento con la ventaja de posicionar con precisión el fluido de tratamiento en la profundidad deseada. El uso de un BHA especialmente diseñado para este propósito aislará la zona de interés con una herramienta de doble empaque y se puede conseguir el éxito del tratamiento a lo largo de la formación de manera uniforme. También se pueden hacer múltiples tratamientos en una sola corrida para estimular las zonas pre-perforadas utilizando herramientas de doble empaque.

Inicialmente, esto se había hecho mediante el bombeo de fluido de tratamiento por debajo de la tubería sin garantizar el flujo de fluido a la formación deseada.

**Figura 9.** Estimulación de la formación con CT



**Fuente:** CoilFRAC Stimulation Service. SCHLUMBERGER. 2009.

---

<sup>7</sup> HAIMET, A. Feasibility Study to Perform Coiled Tubing Drilling on Gullfaks-A. Universitetet i Stavanger. 2013. Pág. 37.

**1.3.6 Sistemas de Levantamiento**<sup>8</sup> En 1995 se desarrolló esta idea, que el CT pudiera servir como una sarta de producción para volúmenes bajos y pozos de poca profundidad. Una bomba de subsuelo fue diseñada para esta aplicación, y el diseño fue patentado. Este diseño permite que los pozos sean más pequeños y menos costosos para ser perforados.

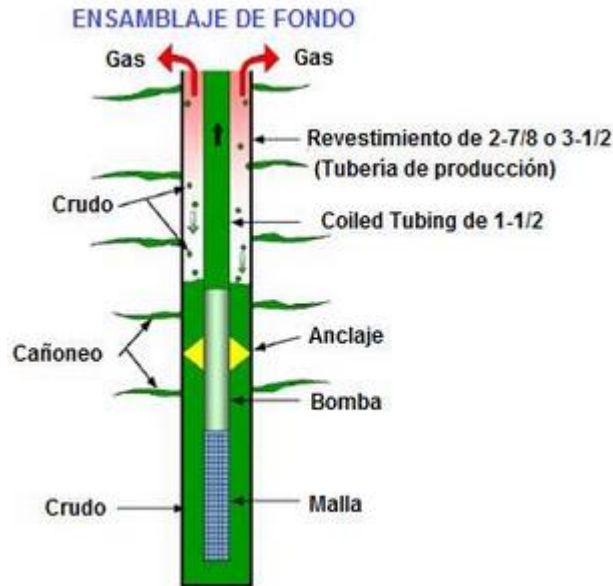
A menudo se perforan pozos más grandes para dar cabida al *sucker-rod* y a las sargas de producción de tubería articulada, la preocupación de estos pozos de bombeo es la necesidad de un espacio anular que recoja los fluidos mezclados de diferentes zonas y que actúe como una cámara para la segregación de gas asociado.

El sistema de bombeo con CT utiliza coiled tubing para reciprocarse el pistón de la bomba de subsuelo. La ventaja del CT es que se necesita de pocas conexiones para el sistema. Debido a que la sarta de CT se une al pistón de la bomba sin caminos secundarios, el líquido permanece dentro de la sarta cuando se bombea hacia arriba. Con este sistema, el fluido sale de cada zona en el espacio anular entre el revestimiento y la sarta hueca. El gas se libera allí, donde fluye hacia arriba a la superficie, mientras que los líquidos van hacia abajo, pasando por el lado del anclaje al fondo del pozo. A continuación, los líquidos se elevan con la bomba unida a la parte superior del anclaje. Este sistema es capaz de bombear desde el fondo del pozo y proporciona un anular para permitir la separación de gas y dejar caer aditivos o circular tratamientos de aceite caliente.

---

<sup>8</sup> LENIEK H., AYESTARAN L., YANG Y. "Pumping with Coiled Tubing - A New Coiled Tubing Application". SPE 60733. 2000.

**Figura 10.** Sistema de bombeo con CT



**Fuente:** LENIEK H., AYESTARAN L., YANG Y. Pumping with Coiled Tubing - A New Coiled Tubing Application. 2000. SPE 60733.

#### 1.4 RESEÑA HISTÓRICA DE LA PERFORACIÓN CON CT

La perforación con CT fue una de las primeras ideas para la aplicación de sartas de trabajo continuas que se remontan a:

- 1926: concepto de *Bannister* para una sarta de perforación con manguera flexible
- 1948: solicitud de patente de *G.D. Priestman* para una tubería convencional más rígida en un carrete

El trabajo de *Bannister* implicó el uso de una manguera para la circulación de fluido con cables de soporte unidos a los lados para soportar el peso. El sistema fue reportado como técnicamente exitoso pero poco confiable, y su desarrollo cesó en

1940 al parecer debido a la "falta de un motor de fondo adecuado" para la nueva tecnología.

La patente concebida de *G.D. Priestman* se considera hoy en día como la tecnología moderna de CTD en lo que respecta a la tubería enrollada y su funcionamiento. Sin embargo, este fue 25 años antes de la primera perforación real con tubería enrollada de acero encontrada como aplicación práctica con *Flex Tube Ltd.* y *Uni-Flex Rig Co. Ltd.* mediante la perforación de numerosos pozos someros de gas en Canadá. Este esfuerzo inicial de CTD rígido fue iniciado por Ben Gray a través de la perforación de aproximadamente 18 pozos durante un período de 14 años en Canadá.

El trabajo de *Bannister* con manguera flexible fue seguido por *R.H. Cullen* a finales de 1950 y comienzos de 1960. *R.H. Cullen Research* llegó con un sistema de perforación de sarta flexible de armadura enrollada que utiliza un tipo especial de motores y brocas. El trabajo de *Cullen* es mejor que el original por trenzar la manguera para llevar el peso de la sarta de perforación.

Esta manguera trenzada flexible, tenía un diámetro exterior de  $2\frac{5}{8}$  in. y el cable de potencia eléctrica corría dentro de la tubería. El BHA comprendía un motor eléctrico y *drill collars*. *R.H. Cullen* perforó dos pozos por separado, aproximadamente de  $4\frac{3}{4}$  in. de diámetro, a una profundidad mayor a 1.000 ft.

Aproximadamente en el mismo período de tiempo que el trabajo de *Cullen* a finales de 1950 y comienzos de 1960, El Instituto Francés del Petróleo (IFP) también mostró interés en la tecnología de perforación con sartas continuas de manguera flexible. La manguera de perforación del IFP se enrollaba en un carrete de más o menos 5 ft de diámetro y utilizaba un inyector de cuatro patines para trasladar el tubo enrollado dentro y fuera de la boca del pozo.

El IFP lideró el trabajo con corridas de *turbodrills* y motores eléctricos de perforación en el BHA. En este programa de pruebas, más de 20.000 ft de pozo se perforaron, con tamaños de orificios que van desde 6¾ hasta 12¼ in. Este esfuerzo de desarrollo fue probado tanto en tierra como en el mar. La profundidad máxima de taladrado según se informa en el proyecto IFP era de 3380 ft debido a restricciones de longitud de la tubería en el carrete.

Las ventajas de la tecnología de la sarta de perforación flexible del IFP fueron:

- Reducción del tiempo de viaje
- Sin conexiones
- Circulación continua
- Mejora de la condición del pozo
- Mayor seguridad
- Elementos optimizados, incluyendo:
  - Rendimiento de la broca
  - El control direccional
  - Detección temprana de la patada
  - Monitoreo de parámetros de fondo de pozo

Muchas de estas ventajas todavía hoy en día se tienen en cuenta cuando se habla de ventajas de la tecnología CTD en comparación con la perforación rotativa convencional. El proyecto fue abandonado debido a la falta de apoyo.

De 1964 a 1969, hubo un esfuerzo adicional de desarrollo de la sarta de perforación enrollada gracias a un consorcio de diferentes empresas para desarrollar una sarta más larga de manguera enrollada. Este consorcio desarrolló una sarta de perforación flexible de mayor diámetro de hasta 12.000 ft de largo. Una vez más, el cable de alimentación fue corrido dentro de la tubería, y el BHA estaba compuesto

por motores eléctricos y *drill collars*. Un pozo fue perforado a 4.500 ft, pero no había suficiente apoyo para un mayor desarrollo de este tipo de concepto de perforación en la industria en el momento. Como todos los proyectos anteriores basados en esta nueva tecnología, el proyecto fue prontamente abandonado.

La aplicación de sistemas de tubería de perforación rígida enrollada (PD) siguió a los primeros trabajos de manguera flexible reforzada. De 1976 a 1978, *Ben Gray* con *Flex Tube Ltd.* montaron Rig No. 11, en el cual se utilizaron 3.000 ft de 2<sup>3</sup>/<sub>8</sub>-in. de OD soldadas a tope y líneas de tubería X-42. Esta sarta de perforación de acero se enrolló en un carrete de diámetro de 13 ft, y este aparato se utilizó para perforar pozos de gas poco profundos en Canadá. El BHA según informes constaba de tres *drill collar* de 4<sup>3</sup>/<sub>4</sub> in., un motor de fondo PD de 5 in. y una broca tricónica de 6<sup>5</sup>/<sub>8</sub>-in. Dieciséis pozos casi verticales fueron perforados, siendo el más profundo de aproximadamente 1.700 ft. Es importante señalar que *Flex Tube Ltd.* también había construido una sarta de tubería de perforación de aluminio enrollada para esta nueva tecnología de perforación, pero no fue puesto en servicio.

Las razones citadas para la necesidad de esta sarta de perforación continua incluyen:

- La subida de precios de la tubería
- Equipos de manipulación costosos
- La eliminación de la necesidad de manejar juntas de tubería pesadas de 30 ft
- La eliminación de dos hombres por turno

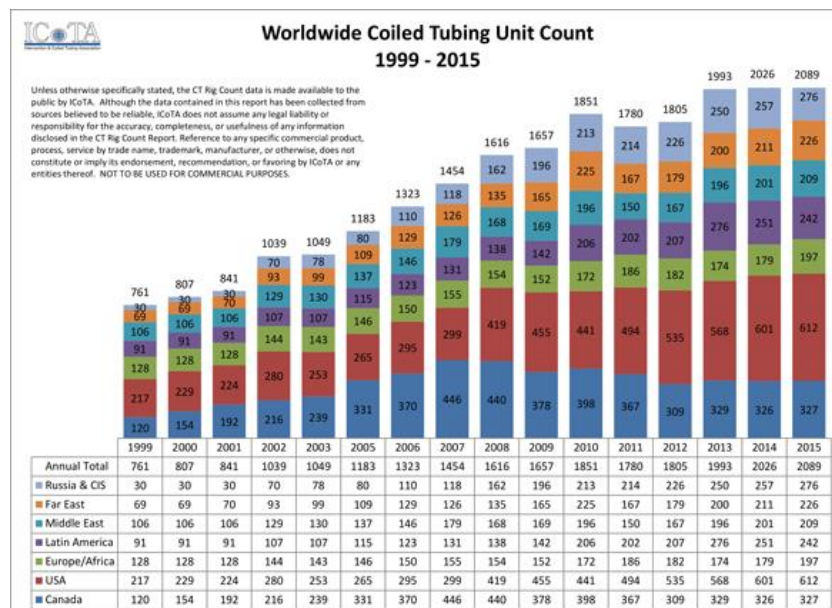
Aproximadamente la mitad del siglo de desarrollo tecnológico de la sarta de perforación enrollada según informes terminó debido a:

- La falta de patrocinio por parte de la industria del petróleo para las empresas de alta tecnología

- Mercado competitivo
- Tecnología de plataforma probada
- El hecho de que los beneficios del CTD no se tradujeron en ahorros inmediatos

Siguiendo el trabajo inicial de tubería rígida enrollada canadiense, hubo poca actividad hasta 1991, cuando el interés en la tecnología despertó de nuevo y el CTD volvió a Francia y al oeste de Texas. Este renovado interés continúa hoy en mercados especializados en todo el mundo. A 2003, aproximadamente 12 años después del renacimiento del CTD. Aproximadamente de 1.100 unidades de CT, 60 a 100 se consideran aplicables para CTD, dependiendo de la capacidad del carrete y otras numerosas necesidades y logística que limitan sus parámetros. El total de ingresos en el 2002 de perforaciones basadas en CT se estiman en aproximadamente US \$ 43 millones, mientras que los ingresos de perforaciones convencionales se estiman en alrededor de US \$ 4 mil millones. El mercado de CTD se estima entonces a ser de aproximadamente 0.5 a 3% de la perforación rotativa con respecto a ingresos.

**Figura 11.** Unidades de Coiled Tubing en el mundo



Fuente: <http://www.icota.com/ctrigcount.htm>

## 2. EQUIPOS

En la industria se ofrece una amplia variedad de equipos utilizados en la perforación con *coiled tubing* que son similares a los utilizados en un trabajo convencional de intervención de pozos. Los equipos descritos en este capítulo son los utilizados principalmente en operaciones de *coiled tubing drilling* los cuales serán clasificados como equipos de superficie y de fondo.

### 2.1 EQUIPOS DE SUPERFICIE

**2.1.1 Tubería** Prácticamente todo el CT que se usa hoy en día comienza como un gran rollo de lámina de acero al carbono de baja aleación. Los rollos pueden ser de hasta 55 in de ancho y pesar más de 24 toneladas. La longitud de la lámina en cada rollo depende de su espesor y oscila entre 3.500 ft por 0,087 in a 1.000 ft para 0,250 in.

El primer paso en la fabricación de la tubería es cortar tiras planas del rollo de lámina usando una máquina de corte longitudinal, una empresa especialista realiza generalmente esta operación y luego envía los rollos de tiras a la fábrica de CT para su posterior procesamiento. El espesor de la lámina establece el espesor de la pared del CT y la anchura de la tira determina el diámetro exterior del CT terminado.

**Figura 12.** Rollos de tiras de acero



**Fuente:** <http://www.tenaris.com/en/products/coiledtubing.aspx>

El fabricante de CT empalma las tiras con propiedades similares entre sí mediante soldaduras de polarización para formar una única tira continua de la longitud de la sarta terminada deseada. Esta franja se almacena en un acumulador uniendo franjas de diferente espesor o usando franjas con un espesor que cambia continuamente produciendo una sarta cónica. La fábrica forma la tira plana en un tubo continuo y suelda los bordes juntos con una unión longitudinal continua.

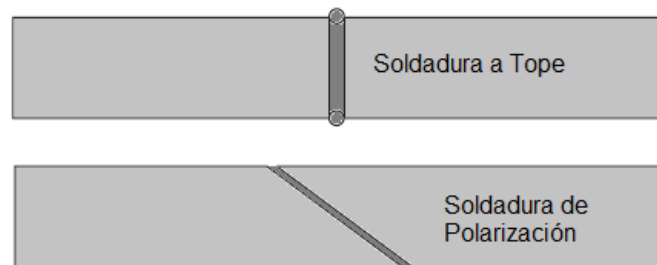
**Figura 13.** Soldadura longitudinal y de polarización



**Fuente:** <http://www.tenaris.com/en/products/coiledtubing.aspx>

Antes de 1987, las fábricas utilizaban soldaduras a tope para unir secciones de tubería para una sarta de CT. Por desgracia, una soldadura a tope era generalmente el lugar donde la sarta de CT fallaba debido a la fatiga. Después de este período, las fábricas de tubos comenzaron a usar soldaduras de polarización para unir las tiras planas antes de la fabricación, y esto dio lugar a un aumento en la vida útil de las sartas de CT. Las propiedades mecánicas de la tira con soldaduras de polarización casi coincidían con las de la tira matriz ya soldada, y el perfil de la soldadura distribuye uniformemente las tensiones sobre una mayor longitud del CT.

**Figura 14.** Tipos de soldaduras en la fabricación de CT



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

Una unidad de enrollado en el extremo de la fábrica envuelve el tubo sobre un carrete adecuado de madera o metal. Los CT producidos son disponibles comercialmente con OD de 1.0 a 4.5 in, aunque existen mayores diámetros de hasta 6.625 in que se han producido en tramos cortos para pruebas.

**Figura 15.** Enrollado del CT



**Fuente:** <http://www.tenaris.com/en/products/coiledtubing.aspx>

En la perforación de pozos nuevos, generalmente se utiliza coiled tubing de 2" a 4 1/2", aunque los diámetros más utilizados para esta aplicación son de 2 7/8" y 3 1/2".

**Tabla 1.** Especificaciones de la tubería HS-110

HS-110™ (CT110) | 2.375" TO 4.500"

DIMENSIONES				PESO NOMINAL	CARGAS EN LA TUBERÍA		PRESIÓN INTERNA	
OD Especifico	Pared específica	Minima pared	ID Calculado		Minima cedencia	Minima tensión	Presión Hydro test	Minima interna de cedencia
in	in	in	in	lb/ft	lb	lb	psi	psi
<b>2.375</b>	0.116	0.108	2.143	2.806	90,600	94,700	9,000	10,000
	0.125	0.117	2.125	3.011	97,200	101,600	9,700	10,800
	0.134	0.126	2.107	3.215	103,800	108,500	10,400	11,600
	0.145	0.137	2.085	3.462	111,700	116,800	11,300	12,600
	0.156	0.148	2.063	3.706	119,600	125,100	12,200	13,600
	0.165	0.157	2.045	3.904	126,000	131,700	13,000	14,400
	0.175	0.167	2.025	4.122	133,000	139,100	13,800	15,300
	0.190	0.178	1.995	4.445	143,500	150,000	14,700	16,300
	0.204	0.192	1.967	4.742	153,000	160,000	15,800	17,500
	0.224	0.212	1.927	5.159	166,500	174,100	17,300	19,200
0.250	0.238	1.875	5.688	183,600	191,900	17,500	21,500	
0.280	0.265	1.815	6.280	202,700	211,900	17,500	23,800	
<b>2.625</b>	0.134	0.126	2.357	3.574	115,400	120,600	9,500	10,500
	0.145	0.137	2.335	3.850	124,300	129,900	10,300	11,400
	0.156	0.148	2.313	4.124	133,100	139,200	11,100	12,300
	0.165	0.157	2.295	4.346	140,300	146,600	11,700	13,000
	0.175	0.167	2.275	4.590	148,200	154,900	12,500	13,900
	0.190	0.178	2.245	4.953	159,900	167,100	13,200	14,700
	0.204	0.192	2.217	5.288	170,700	178,400	14,300	15,900
	0.224	0.212	2.177	5.758	185,900	194,300	15,800	17,500
	0.250	0.238	2.125	6.357	205,200	214,500	17,500	19,500
	0.280	0.265	2.065	7.030	226,900	237,200	17,500	21,600
<b>2.875</b>	0.145	0.137	2.585	4.238	136,800	143,000	9,400	10,400
	0.156	0.148	2.563	4.541	146,600	153,200	10,100	11,200
	0.165	0.157	2.545	4.787	154,500	161,500	10,700	11,900
	0.175	0.167	2.525	5.059	163,300	170,700	11,400	12,700
	0.190	0.178	2.495	5.462	176,300	184,300	12,200	13,500
	0.204	0.192	2.467	5.834	188,300	196,900	13,100	14,500
	0.224	0.212	2.427	6.358	205,200	214,500	14,400	16,000
	0.250	0.238	2.375	7.026	226,800	237,100	16,100	17,900
	0.280	0.265	2.315	7.779	251,100	262,500	17,500	19,800
	<b>3.500</b>	0.175	0.167	3.150	6.230	201,100	210,200	9,400
0.190		0.178	3.120	6.733	217,300	227,200	10,000	11,100
0.204		0.192	3.092	7.199	232,400	242,900	10,800	12,000
0.224		0.212	3.052	7.857	253,600	265,100	11,900	13,200
0.250		0.238	3.000	8.699	280,800	293,500	13,300	14,800
0.280		0.265	2.940	9.653	311,600	325,700	14,800	16,400
<b>4.500</b>	0.224	0.212	4.052	10.255	331,000	346,000	9,300	10,300
	0.250	0.238	4.000	11.376	367,200	383,900	10,400	11,600
	0.280	0.265	3.940	12.651	408,300	426,900	11,500	12,800

Fuente: <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/CoiledTubing.aspx>

**2.1.2 Carrete de Tubería** La función principal de un carrete de CT es proteger y almacenar de forma segura la sarta, también debe evitar un daño excesivo a la tubería a través de fatigas o daños mecánicos.

**Figura 16.** Carrete de *Coiled Tubing*



**Fuente:** <http://chrismech.ca/wp-content/uploads/2015/06/106.png>

El carrete gira mediante un sistema de accionamiento que tiene doble función: cuando se corre en el pozo (RIH), el motor actúa como freno de torque constante, lo que permite una contra tensión en la tubería al tiempo que se saca fuera del pozo (POOH), en donde una mayor tensión se aplica para permitir un enrollado eficiente de la tubería en el tambor.

La tubería se enrolla o se desenrolla del tambor mediante un montaje *Levelwind* hidráulicamente levantado y bajado. El *Levelwind* permite viajar a lo largo de un tornillo sin fin ajustable y es alimentado por la rotación del propio carrete. Para permitir el bombeo a través del coiled tubing mientras que el carrete está girando, este está equipado con una junta giratoria, esta junta giratoria es bridada al eje del carrete y el extremo interior del coiled tubing se conecta a los tambores de plomería de hierro exteriores.

Para aplicaciones CTD se incorpora una sarta CT con *wireline* instalado, lo que requiere un conjunto de compartimiento y colector para permitir que los conductores eléctricos pasen dentro de la sarta CT y fuera del tambor del carrete giratorio. Los componentes principales del carrete de CT incluyen los siguientes:

### Tambor del carrete

**Figura 17.** Tambor del Carrete



**Fuente:** <http://www.jasonoandg.com/product/coiledtubing.htm>

La capacidad de cualquier tambor de carrete para un tamaño dado de tubería puede ser calculada usando la fórmula dada a continuación. Los resultados son aproximados, y la fórmula asume un enrollado ideal de la tubería. El *borde libre* es la cantidad de espacio libre entre el diámetro exterior de las bridas del carrete y el diámetro exterior del tubo envuelto a su máxima capacidad (L).

**Ecuación 1.** Capacidad del tambor

$$L = (A + C) * A * B * K$$

Donde

L = capacidad de la tubería (ft),

A = altura de la pila de tubos (in.),

B = ancho entre las bridas (in.),

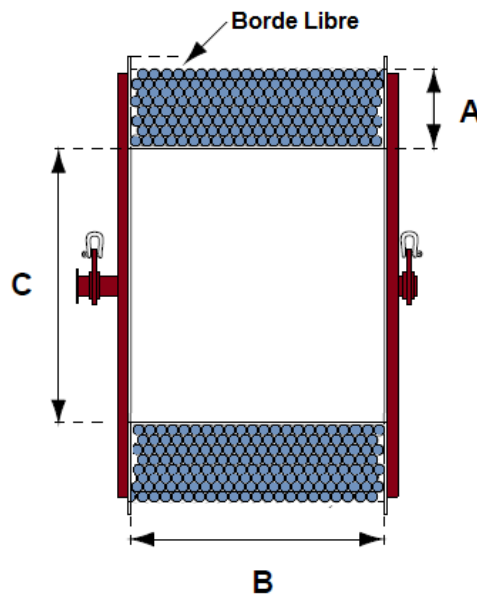
C = diámetro del núcleo del tambor del carrete (in.),  
 K = Valor de K para diferentes tamaños de tubos.

**Tabla 2.** Valores de K para diferentes diámetros de Tubería

OD de la Tubería (in)	Valor de K
1	0.262
1 ¼	0.168
1 ½	0.116
1 ¾	0.086
2	0.066
2 3/8	0.046
2 7/8	0.032
3 ½	0.021

**Fuente:** SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

**Figura 18.** Capacidad Del Tambor

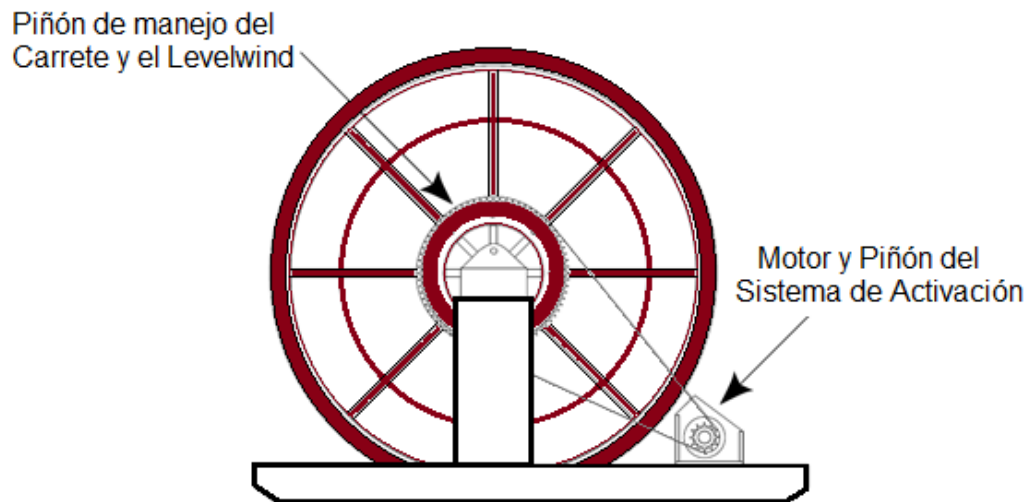


**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

### Sistema de accionamiento del carrete

El carrete es impulsado por un motor hidráulico que acciona el eje del carrete a través de una cadena de transmisión y el piñón del eje. La contrapresión en el motor del carrete se mantiene durante todas las operaciones para asegurar que la tubería se mantenga a una tensión apropiada entre el carrete y el arco guía. El sistema de frenado se acopla para asegurar el carrete y evitar la rotación durante el transporte o cuando la válvula de control de la cabeza de inyección está en la posición neutral.

**Figura 19.** Sistema de Activación del Carrete



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

### Montaje Levelwind

Para minimizar la tensión y la posibilidad de daño mecánico a la tubería, es importante asegurarse de que la tubería se enrolla de manera uniforme en el carrete. El montaje *Levelwind* está diseñado para enrollar automáticamente la tubería dentro y fuera del carrete, aunque incorpora una instalación de mando manual que permite al operador corregir o prevenir un enrollado incorrecto. La altura

del *Levelwind* es ajustable, ya sea hidráulicamente o manualmente, para que coincida con el ángulo de la tubería entre el carrete y el arco guía.

**Figura 20.** Montaje Levelwind

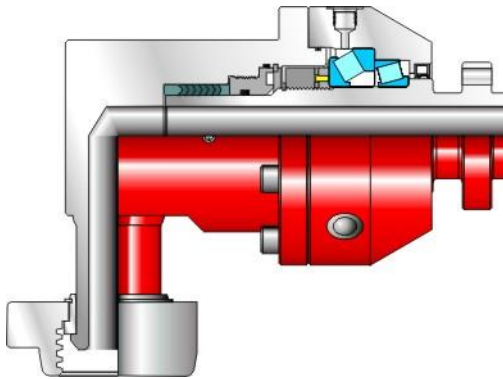


**Fuente:** HORVAT, Damir. Drilling the Limit Hybrid coil over top drive drilling technology. En: SPE News. Enero/Febrero 2010. p. 21-23.

### **Eslabón giratorio del carrete y colector.**

El eslabón giratorio (o *swivel*) proporciona un sello giratorio resistente a la presión para permitir a los fluidos ser bombeados a través de la tubería mientras se corre dentro y fuera del pozo. Si un cable se va a instalar en la tubería, se colocan instalaciones adicionales dentro del núcleo del carrete y en el eje para permitir que el cable entre en el tubo. Un colector eléctrico rotatorio se encuentra en el eje para proporcionar continuidad eléctrica entre el equipo de superficie y el cable en el carrete.

**Figura 21.** Junta Giratoria del Carrete



**Fuente:** [http://www.f-e-t.com/our\\_products\\_technologies/drilling-intervention/coiled-tubing/rotating-joint.html](http://www.f-e-t.com/our_products_technologies/drilling-intervention/coiled-tubing/rotating-joint.html)

### **Medidor de profundidad**

El contador de profundidad de la tubería normalmente consiste en un pequeño "drive" el cual es un cojinete de rueda ubicado frente al CT y alineado para rodar a lo largo de su superficie en la dirección axial. Otra rueda en el lado opuesto del CT lo aprieta entre las dos ruedas. Debido a la fricción entre la rueda "drive" y el CT, la rueda gira cuando el CT va pasando y un contador detecta sus revoluciones. La unidad de adquisición de datos en la consola del operador convierte las revoluciones de las ruedas en la distancia lineal del viaje de CT (profundidad).

**Figura 22.** Medidor de Profundidad



**Fuente:** <http://www.drillingcontractor.org/real-time-capabilities-inspection-systems-fine-tune-coiled-tubing-21482>

**2.1.3 Cabeza de Inyección** La cabeza de inyección es el corazón de la unidad de tubería flexible. Proporciona la potencia y la tracción necesaria para ejecutar y recuperar la sarta de CT dentro y fuera del pozo.

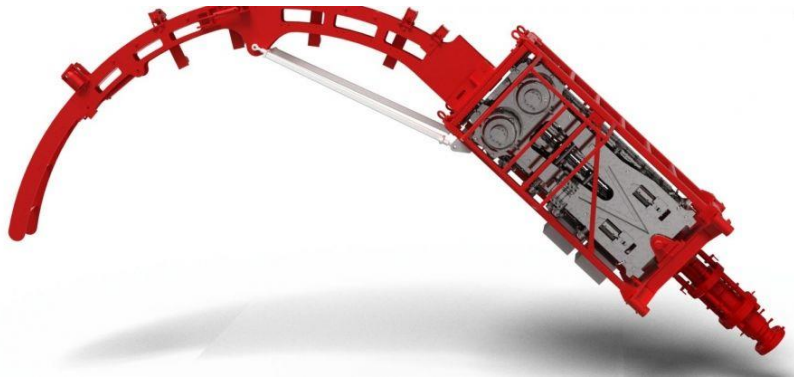
Varios sistemas hidráulicos se utilizan para habilitar la unidad de CT (CTU) operados para ejercer un alto grado de control sobre cualquier movimiento de la sarta de CT. Es esencial un entendimiento profundo de los sistemas de control y monitoreo del inyector para asegurar que el equipo se utilice de manera eficiente, segura y sin riesgo de daños en el equipo del pozo, el equipo de control de presión, la sarta de CT o CTU.

El inyector proporciona las siguientes funciones:

- Aplicar la fuerza axial dinámica al CT para controlar el movimiento dentro o fuera de un pozo.
- Suministrar tracción suficiente para evitar deslizamientos en el CT.
- Aplicar la fuerza estática para mantener el CT cuando se detiene.
- Plataforma para sensores de medición de peso y profundidad.

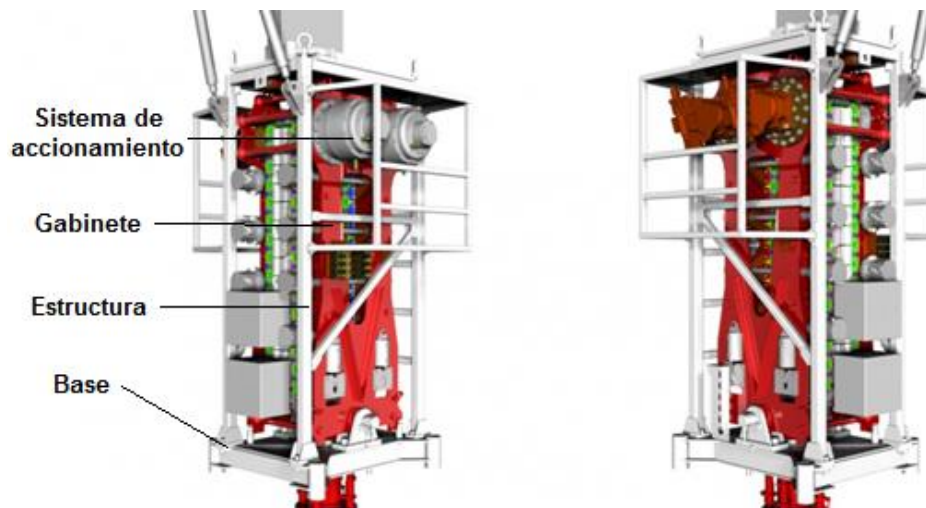
La mayoría de las cabezas de inyección incorporan los mismos componentes principales, aunque el método de funcionamiento y el diseño puede ser ligeramente diferente.

**Figura 23.** Cabeza de Inyección



**Fuente:** <http://www.stimline.com/onshore/product/ihx-125-injector-head>

**Figura 24.** Partes Externas de la Cabeza de Inyección



**Fuente:** <http://www.stimline.com/onshore/product/ihx-125-injector-head>

Los componentes principales de la cabeza de inyección con los siguientes.

- Motores hidráulicos
- Cadenas de transmisión
- Tensores de la cadena
- Indicador de Peso

## **Motores Hidráulicos**

Los motores hidráulicos proporcionan la tracción requerida para mover la tubería dentro o fuera del pozo mediante el control de la presión y la tasa de flujo del fluido hidráulico suministrado a los motores; la velocidad y, más importante, la fuerza potencial ejercida por la cabeza de inyección pueden ser controladas. Dos motores, generalmente sincronizados a través de una caja de cambios, se utilizan para manejar la cabeza de inyección.

La velocidad y dirección del inyector se controlan mediante el uso de motores hidráulicos bi-direccionales que proporcionan la fuerza para el inyector. Los motores hidráulicos se utilizan para conducir el bloque de arrastre y las cadenas girando las ruedas dentadas o piñones de la cadena de accionamiento. Diferentes configuraciones están disponibles con hasta cuatro motores que accionan las ruedas dentadas superior e inferior.

El sistema de contrapeso hidráulico proporciona un frenado dinámico cuando se libera la presión hidráulica. Muchos motores del inyector se han construido con frenos de liberación hidráulica con mando mecánico que se bloquean automáticamente cuando se produce una pérdida de presión hidráulica al motor. También se utilizan frenos mecánicos manuales externos independientes en las cabezas de inyección más viejas. Es importante que se mantenga la tensión correcta de las cadenas de accionamiento, para evitar tanto el aplastamiento de la tubería, o que se deslice debido a la mala adherencia.

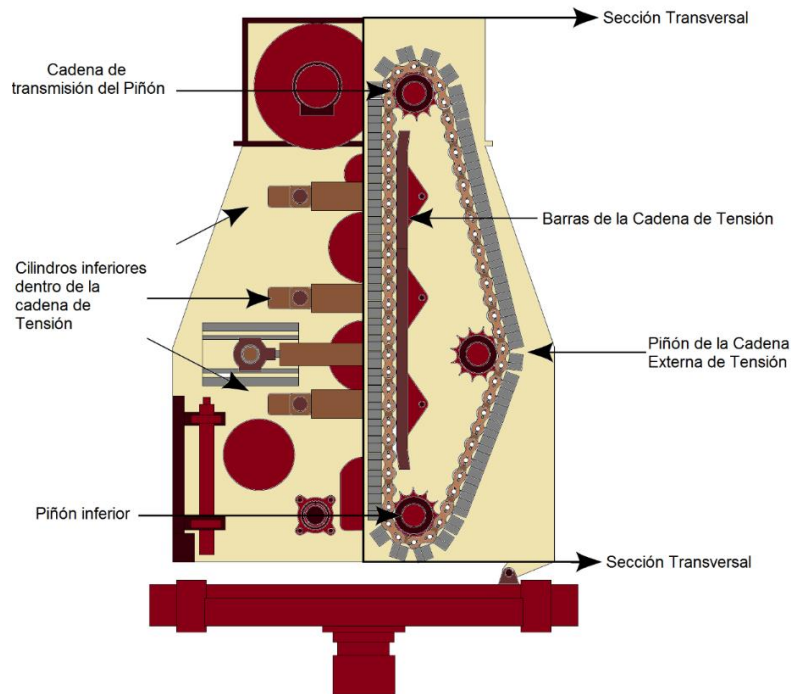
## **Cadenas de Accionamiento**

Las cadenas consisten en enlaces, bloques de agarre y rodamientos de rodillos (cadena convencional). Dado que la carga de la sarta de tubería es soportada por la fricción, el material de la cara del bloque y su condición son muy importantes para el funcionamiento eficaz de la cabeza de inyección y la prevención de daños mecánicos en la tubería.

## Cadena de Tensión

A medida que la tubería se corre en un pozo más profundo, la carga sobre las cadenas del inyector aumenta, lo que requiere una mayor fuerza a los bloques de agarre para mantener una tracción eficiente. Esto se logra mediante el uso de la presión hidráulica aplicada en el sistema tensor de la cadena en el interior.

**Figura 25.** Cadena de Tensión y sus partes



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

## Indicador de Peso

El indicador de peso indica la tensión ejercida sobre la tubería que cuelga de las cadenas de la cabeza de inyección. La carga de tracción medida es una función del peso de la tubería colgando en el pozo, e incluye el efecto de la presión en boca de pozo y la flotabilidad. Los indicadores de peso pueden operar hidráulicamente, electrónicamente o como una combinación de ambos. Siempre debe ser incorporado un dispositivo de grabación en el sistema de indicadores de peso.

### **Medidor de Profundidad**

Algunos inyectoros de CT incorporan un contador de profundidad para la medición de la longitud de CT que viaja a través del inyector. La figura 26 muestra una instalación típica para el contador de profundidad. Una pequeña rueda contacta el CT inmediatamente por debajo de las cadenas. El contador conectado a la rueda convierte mecánicamente las revoluciones de la rueda en una medición lineal, muy parecida a un velocímetro de un automóvil. Si es necesario, un codificador electrónico unido al eje de la rueda puede enviar una medición de profundidad electrónica para el sistema de adquisición de datos y la consola de control.

La ubicación del medidor de profundidad puede estar en varios lugares de la unidad. El lugar más común es debajo de las cadenas de la cabeza inyectora, pero otra localización puede ser en los ejes de las ruedas dentadas en la cabeza del inyector o en el *Levelwind* del carrete.

**Figura 26.** Medidor de Profundidad



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

### **Estándares mínimos de compra de las cabezas de inyección.**

- Un sistema de frenado dinámico que impida que el coiled tubing se mueva cuando no se está aplicando ninguna presión hidráulica a los motores hidráulicos. También un freno mecánico secundario que se ajuste automáticamente o manualmente cuando se detiene el inyector. Los sistemas

de frenado deben ser capaces de mantener la fuerza de tracción máxima y la fuerza de snubbing máxima.

- Las cadenas deben ser capaces de lograr la máxima tracción sin la ayuda de un revestimiento.
- La capacidad de cambiar el tamaño de la tubería, sin la necesidad de eliminar la cadena (es decir inserciones).
- La velocidad máxima debe ser 240 pies / min. (70 m / min)
- Algunos medios de soporte para evitar las cargas que se transmiten a la cabeza del pozo.
- Un acumulador en el sistema hidráulico de tracción de patín.
- La celda de carga será de doble actuación.
- Un sistema de tensor de cadena.
- Una bandeja de goteo para atrapar y contener lubricación de la cadena.
- Una escalera de acceso al cuello de cisne.
- Una cubierta antideslizante en la parte superior del inyector.
- Debe tener un odómetro de mantenimiento instalado.

Los datos de rendimiento y especificaciones de los modelos de cabeza de inyección comunes se enumeran en la siguiente Tabla:

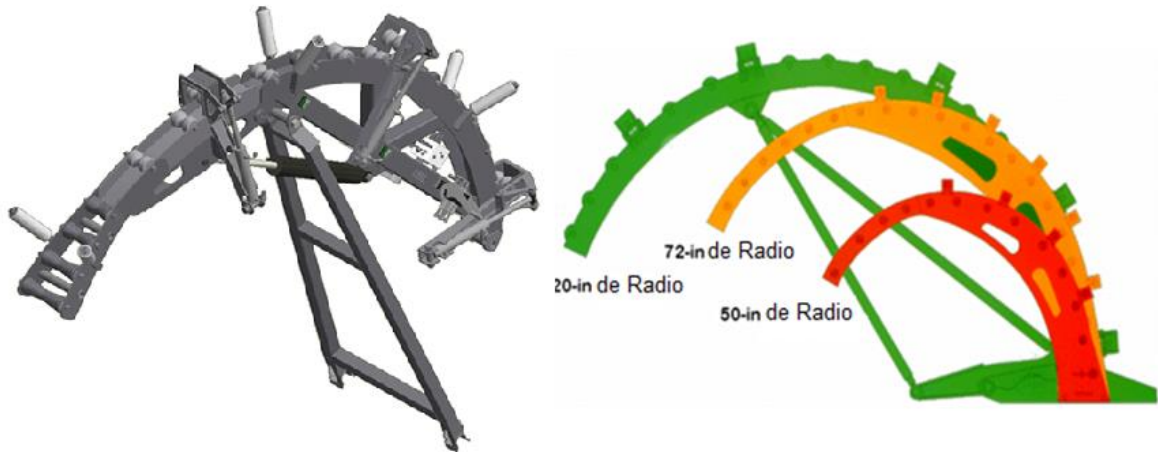
**Tabla 3.** Especificaciones de las Cabezas de Inyección

Modelo	ZRT-40K	ZRT-60K	ZRT-80K	ZRT-100K	ZRT-140K
Capacidad de levantamiento intermitente	23,000 kg (50,000 lbs)	32,000 kg (70,000 lbs)	40,000 kg (90,000 lbs)	50,000 kg (110,000 lbs)	67,000 kg (150,000 lbs)
Capacidad de levantamiento continuo	18,000 kg (40,000 lbs)	27,000 kg (60,000 lbs)	36,000 kg (80,000 lbs)	45,000 kg (100,000 lbs)	63,500 kg (140,000 lbs)
Capacidad de snubbing continuo	9,000 kg (20,000 lbs)	13,600 kg (30,000 lbs)	18,000 kg (40,000 lbs)	22,600 kg (50,000 lbs)	27,000 kg (60,000 lbs)
Velocidad máxima (mínimo desplazamiento)	67 m/min (220 ft/min)	67 m/min (220 ft/min)	58 m/min (190 ft/min)	52 m/min (170 ft/min)	42.5 m/min (140 ft/min)
Velocidad máxima (máximo desplazamiento)	42.5 m/min (140 ft/min)	42.5 m/min (140 ft/min)	30.5 m/min (100 ft/min)	27 m/min (90 ft/min)	18 m/min (60 ft/min)
Tamaños de tubería	1"~2.3/8"	1"~2.3/8"	1.1/4"~3.1/2"	1.1/2"~3.1/2"	2"~4.1/2"

**Fuente:** <http://en.jereh-pe.com/products/coiledtubinginjector.htm>

**2.1.4 Arco Guía** Su objetivo es soportar, enderezar y alinear la tubería flexible, ya que sale del carrete y de los bloques de agarre en el inyector. Esto se realiza mediante una serie de rodillos contorneados y jaulas que contienen el coiled tubing a medida que viaja sobre el arco guía. La base del arco guía también debe ser ancho en el extremo orientado al carrete, para permitir el enrollado a través del carrete de trabajo ya que el coiled tubing se desplaza a lo largo de la anchura del tambor. El arco guía está diseñado con un radio nominal de curvatura apropiado para el tamaño de tubería flexible; el radio debe ser de al menos 48 veces el OD de la tubería flexible. Esto es para permitir la máxima vida útil del coiled tubing y por lo tanto reducir el efecto de la fatiga. Algunos radios de arco guía recomendados se muestran en la Tabla 3.

**Figura 27.** Arcos guía de CT



**Fuente:** WILLIAMS T., DESKINS G. Sound Coiled-Tubing Drilling Practices. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service. 2001.

**Tabla 4.** Radios estándar del Arco Guía

CT OD (in)	Radio del núcleo del carrete (in)	Radio del arco guía (in)
3/4	24	48
1	20-30	48-54
1 1/4	25-36	48-72
1 1/2	30-40	48-72
1 3/4	35-48	72-96
2	40-48	72-96
2 3/8	48-54	90-120
2 7/8	54-58	90-120
3 1/2	65-70	90-120

**Fuente:** WILLIAMS T., DESKINS G. Sound Coiled-Tubing Drilling Practices. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service. 2001.

#### **Estándares Mínimos de compra del Arco guía**

- Debe ser ajustable. La tubería debe entrar y salir del arco tangente a la curva del arco guía.
- El radio del arco guía tiene que ser al menos 48 veces el diámetro exterior de tubería flexible. Nota: Un radio mayor de 100 pulgadas no gana ventajas significativas.
- El arco guía tiene que ser lo suficientemente fuerte como para manejar la flexión combinada de la tubería, resistir el momento de flexión máxima que la contra tensión del carrete aplicada y un ángulo de desviación en el momento de enrollar la tubería en los lados extremos del carrete.

**2.1.5 Separador** Es el mecanismo de sellado primario para aislar / contener fluidos del pozo mientras que el coiled tubing está bajo condiciones de funcionamiento estáticas o dinámicas

El separador está unido a la parte inferior de la cabeza de inyección por medio de una conexión de brida o pasadores de retención. El funcionamiento del separador es por medio de presión hidráulica que actúa sobre un pistón, que comprime un elemento de poliuretano (goma separadora) que forma un sello alrededor de la tubería flexible. Los elementos de empaque se colocan entre conjuntos de bujes de bronce y pueden incorporar anillos de no extrusión entre los cojinetes y el elemento separador.

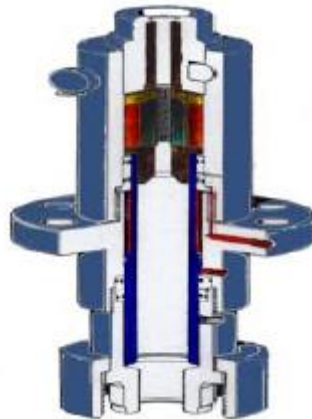
Los principales diseños de *stripper* son:

#### **Carga Superior**

Este es el diseño original (de los modelos más antiguos) del separador utilizado para las operaciones de tubería flexible. Los elementos de relleno se colocan entre conjuntos de bujes (o cojinetes) de bronce. Un pistón de doble efecto comprime los cojinetes juntos para oprimir la goma separadora alrededor de la tubería flexible. La sección superior del separador se llama tapa dividida y se compone de un compartimiento dividido que contiene los cojinetes de desgaste superiores.

La tapa dividida se sujeta con pasadores de retención o se enroscan en el cuerpo. El diseño permite que las gomas del separador sean cambiadas si se requiere durante una intervención del pozo sacando la tapa dividida (no tan fácil de usar como el diseño de la puerta lateral.)

**Figura 28.** Carga Superior



**Fuente:** RAMSEY T. Coiled Tubing Equipment Correspondence Course. BJ Services. 2005.

### **Puerta lateral**

Este diseño permite que los elementos empacadores sean reemplazados por una puerta debajo de la interfaz del inyector-montaje. Cambiar de elementos con este diseño es más fácil y más seguro en el pozo. Las puertas laterales se desbloquean y se abren y luego el pistón se retrae para exponer los elementos del separador, lo que les permite ser cambiados.

**Figura 29.** Puerta Lateral



**Fuente:** [https://www.nov.com/Segments/Completion\\_and\\_Production\\_Solutions/Stripper\\_Packers/Door\\_Stripper\\_Packer.aspx](https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Stripper_Packers/Door_Stripper_Packer.aspx)

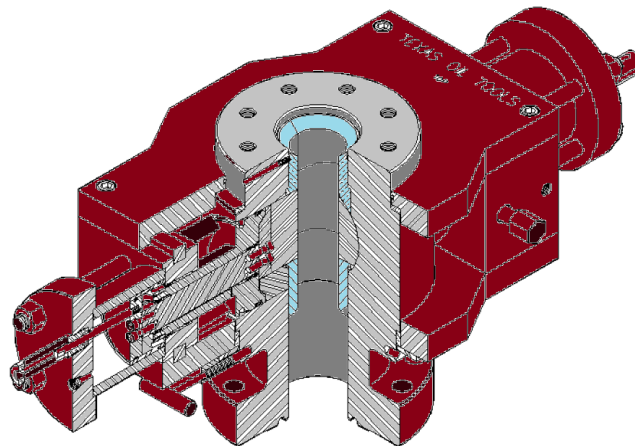
El separador de puerta lateral tiene varias ventajas sobre los sistemas convencionales de separadores:

- El conjunto separador puede ser montado más cerca de las cadenas de la cabeza de inyección, por ende ya no es un requisito acceder al separador desde arriba.
- El ensamblaje del empaque es más accesible, por lo tanto, la inspección y la sustitución son más fáciles y más seguras.
- Las guías extendidas y los bujes mejoran la centralización del CT, reduciendo así el desgaste del empaque. En algunos casos de condiciones extremas de pozo, o si es requerido por la empresa operadora, se puede utilizar un montaje de separador doble o combinado.

### **Separador Radial**

Este tercer diseño de separador aplica una fuerza radial directamente al elemento separador, la fuerza del fluido hidráulico está en oposición a los pistones junto con los elementos del separador entre ellos. Esta fuerza aprieta el elastómero entre los pistones y el CT para crear un sello de presión.

**Figura 30.** Separador Radial



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

Los tamaños de separadores más comunes son: 2.50 ", 3.06" y 4.06".

El posicionamiento de la parte superior del *stripper* se debe mantener lo más cerca posible de la parte inferior de las cadenas del inyector para ayudar a prevenir el pandeo del coiled tubing mientras se corre en el agujero (minimizar el vacío entre la parte inferior de los bloques de agarre y las cadenas y la parte superior del separador). Esto se consigue normalmente mediante la adición de un dispositivo anti-pandeo (juego extra de bujes) que reduce la brecha a aproximadamente 4 pulgadas.

#### **Normas Mínimas de compra del separador**

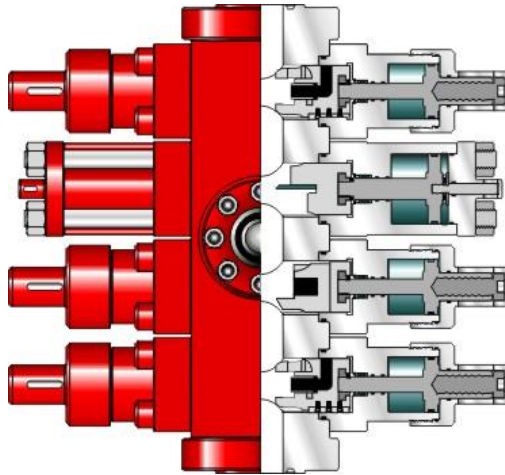
- Un mínimo de 10.000 psi (70.000 kPa, 690 bar) de Presión de trabajo con un 15,000 psi (100.000 kPa, 1.032 bar) de presión de prueba.
- Debe ser compatible con H<sub>2</sub>S.
- Contar con un puerto de inyección.
- Tener un "puerto de inyección química" por encima de los elementos empacadores para permitir una cobertura 360° de la tubería con una amplia variedad de productos químicos contra la corrosión o aceites lubricantes.

**2.1.6 Preventora de Reventones (BOP)** La BOP es el aparato de seguridad primaria diseñada para impedir la liberación no controlada de hidrocarburos del pozo y por lo general está embridado en la parte superior de la cabeza del pozo. Una BOP de coiled tubing se diseña específicamente para las operaciones de CT.

La BOP se compone de varios pares de arietes, cada par de arietes tienen una función específica. El número y tipo de parejas de arietes o *rams* en el BOP, están determinadas por la configuración de la BOP: individual, doble, triple, cuádruple, quíntuple o combinada (Algunos de los BOP combinan un *blind ram* y *shear ram* en

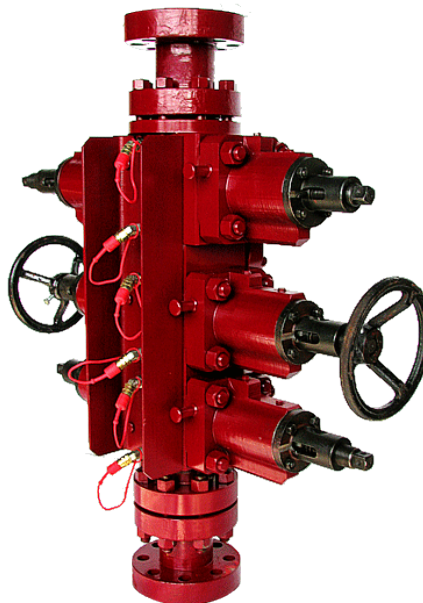
una sola y el *pipe ram* y *slip ram* en la segunda). El preventor estándar CT BOP es un cuádruple.

**Figura 31.** Sección Transversal de una BOP cuádruple



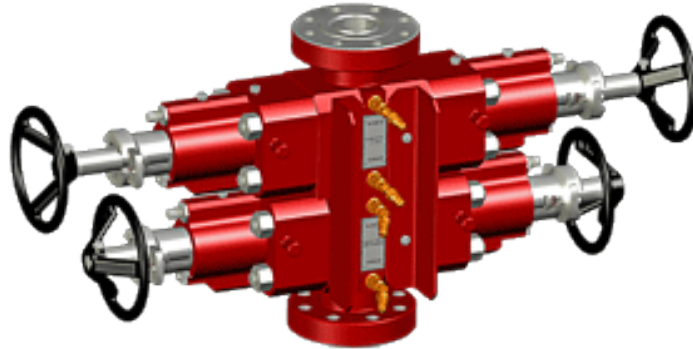
**Fuente:** [http://www.f-e-t.com/our\\_products\\_technologies/drilling-intervention/coiled-tubing/quad-blowout-preventer-pxxxqb00/](http://www.f-e-t.com/our_products_technologies/drilling-intervention/coiled-tubing/quad-blowout-preventer-pxxxqb00/)

**Figura 32.** BOP triple



**Fuente:** <http://www.sibtechnocenter.com/?catalog=readg&groupid=1>

**Figura 33.** BOP dual o doble



**Fuente:** <http://www.sibtechnocenter.com/?catalog=readg&groupid=1>

Los siguientes son los 4 tipos de arietes que existen actualmente:

### **Blind Ram**

Los arietes ciegos están diseñados para aislar la presión desde abajo cuando no hay obstrucciones (tales como tubos o herramientas) en el agujero de la BOP. El diseño incorpora un montaje de junta que utiliza la presión del pozo para ayudar a mantener los arietes cerrados y sellados una vez que han sido activados. Debido que los arietes proporcionan un aislamiento total, se requiere un sistema de compensación de presión para que la presión por encima y por debajo se iguale antes de intentar abrir los arietes.

**Figura 34.** Blind Ram

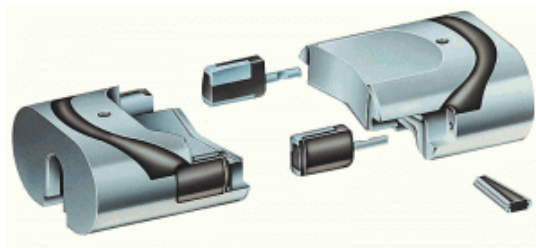


**Fuente:** [http://www.xinde.com.cn/eng/product.asp?Product\\_ID=113](http://www.xinde.com.cn/eng/product.asp?Product_ID=113)

### Shear Ram

Los arietes de cizalla o corte solamente funcionan cuando es absolutamente necesario cortar la sarta de tubería o una herramienta en el pozo. Esto puede ocurrir bajo una variedad de condiciones, y la prioridad es mantener la seguridad del pozo. Una vez que el tubo se corta, el tubo superior se retira para permitir que los arietes ciegos sean cerrados. En las configuraciones de BOP combinadas, las funciones de los arietes de cizalla y ciegos se combinan en un conjunto de *rams*.

**Figura 35.** Shear Ram

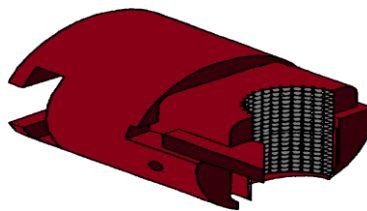


**Fuente:** <http://www.ingenieriadepetroleo.com/surface-equipment-oildrilling-operations.html>

### Slip Ram

Los arietes de deslizamiento están equipados con inserciones de acero endurecido con forma del perfil de la tubería. Cuando están cerrados, ellos agarran el CT y son capaces de soportar el peso de la tubería en el pozo, o la fuerza que actúa para empujar el tubo del pozo. Los arietes de deslizamiento se cierran generalmente en conjunto con los de tubería o cizalla.

**Figura 36.** Slip Ram



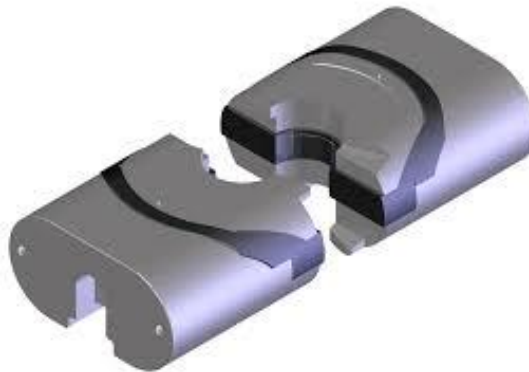
**Fuente:** AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services. 1996.

## Pipe Ram

Los arietes de tubería incorporan juntas del mismo tamaño de la tubería en uso, y cuando están cerrados aíslan la presión desde abajo mientras que hay una tubería o una sarta de herramientas de tamaño adecuado con el taladro y la BOP. Son similares a los arietes ciegos, los de tubería también son asistidos en la operación por la presión del pozo y, en consecuencia, requieren igualar la presión antes de intentar abrir los arietes.

El tipo y tamaño de conexión en la BOP puede variar, aunque generalmente será de pin y collar, o de brida. El puerto lateral o de matar proporciona acceso para que el fluido de matar sea bombeado hacia abajo del tubo después de que el tubo ha sido cortado, con los arietes ciegos, de tubería y deslizamiento cerrados.

**Figura 37.** Ram de Tubería



**Fuente:** <http://petrotraining.com.ar/ws1/wp-content/uploads/2014/10/pipe-ram.jpg>

Los rangos de presión de los preventores de reventones corresponden con la información de la norma API 6A y 16A. Actualmente, los CT BOP se han construido para 5,000 psi, 10.000 psi, y 15.000 psi de presión de trabajo.

La siguiente tabla relaciona el tamaño de la BOP con su rango de diámetro de CT correspondiente:

**Tabla 5.** Tamaños de BOP

Tamaño BOP	Rango de OD de Coiled Tubing
2.56 in	0.75 in a 2.00 in
3.06 in	
4.06 in	1.00 in a 2.875 in
5.12 in	1.25 in a 3.50 in
6.375 in	
7.06 in	

**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

#### **Normas mínimas de compra de la BOP**

- Un mínimo de 10.000 psi (70.000 kPa, 690 bar) de presión de trabajo con un 15,000 psi (100.000 kPa, 1.032 bar) presión de prueba.
- Diámetro mínimo de 3 1/16".
- Todo será compatible con H<sub>2</sub>S.
- Todos los arietes deben cerrarse en 15 segundos o menos.
- La configuración mínima será ciego, cizallamiento, deslizamiento y de tubo o la combinación de éstos.
- Capacidad para controlar la presión en boca de pozo por debajo de los arietes de tubería.
- Válvulas ecualizadoras de presión a través de todos los arietes que contienen presión.
- El diseño del ariete de deslizamiento deberá minimizar daños por fatiga / deformación.
- Los de cizalla serán capaces de cortar la pared más pesada y de más alta cedencia, el OD del BOP está diseñado para dar cabida a su presión de trabajo

nominal máxima. La presión hidráulica utilizada para hacer este recorte será inferior a 3.000 psi (21.000 kPa, 206 bar).

- Todas las *rams* deben tener un dispositivo de bloqueo manual capaz de contener valores máximos de presión de trabajo, así como la presión de funcionamiento hidráulico. Los arietes sólo pueden abrirse hidráulicamente después de que el bloqueo se ha desacoplado.

**2.1.7 Unidad de Poder** La función de la fuente de alimentación o unidad de poder es proporcionar la potencia hidráulica para operar la unidad de CT y el sistema de control de presión primario / secundario (por ejemplo, sistemas de BOP y el separador). Además de la potencia hidráulica suministrada cuando se ejecuta, la fuente de alimentación incorpora una instalación de acumuladores para permitir el funcionamiento limitado de equipos de control de presión tras apagar el motor. El ingeniero CTD debe verificar la certificación de este equipo y el programa de mantenimiento con el contratista.

Si la duración de la mayoría de las operaciones de CTD es prolongada se requiere prever una adecuada inspección y mantenimiento durante la operación, por ejemplo, reabastecer el combustible y controlar la lubricación. La unidad de poder común está compuesta por:

### **Motor**

El motor de la fuente de alimentación es generalmente una unidad específica, aunque en algunas unidades montadas en camiones se utiliza el motor del camión. Puede estar equipado de una variedad de sistemas de protección del motor y, si es necesario, un paquete completo de protección para permitir a la unidad funcionar en el entorno en el que se requiere.

### **Bombas Hidráulicas**

Hay muchos tipos y modelos de bombas hidráulicas. El tipo de bomba generalmente instalado en paquetes de energía CTU es el tipo paleta balanceada ya sea de construcción simple, o de dos etapas.

### **Válvulas de Control de Presión**

Las válvulas de control de presión llevan a cabo funciones tales como la limitación de la presión máxima del sistema o la regulación de la presión reduciéndola en ciertas partes de un circuito. Una válvula de descarga se encuentra en cada circuito. Su finalidad es limitar la presión en un sistema a un máximo predeterminado mediante la desviación de parte o la totalidad del flujo al depósito de fluido hidráulico.

### **Depósito Hidráulico**

Los almacenes de depósito del fluido hidráulico permiten que este se enfríe, liberando a cualquier aire atrapado y sacando la suciedad fuera del fluido.

### **Filtros y Coladores**

El fluido en el sistema hidráulico se mantiene limpio principalmente gracias a la utilización de filtros y coladores. Generalmente, los coladores están montados en el lado de succión del sistema, por ejemplo, en la parte inferior del depósito en la línea de succión. Sin embargo, los filtros pueden estar equipados en cualquier lugar en el sistema, siempre que el filtro y su carcasa sean calibrados a la presión apropiada.

### **Intercambiadores de Calor**

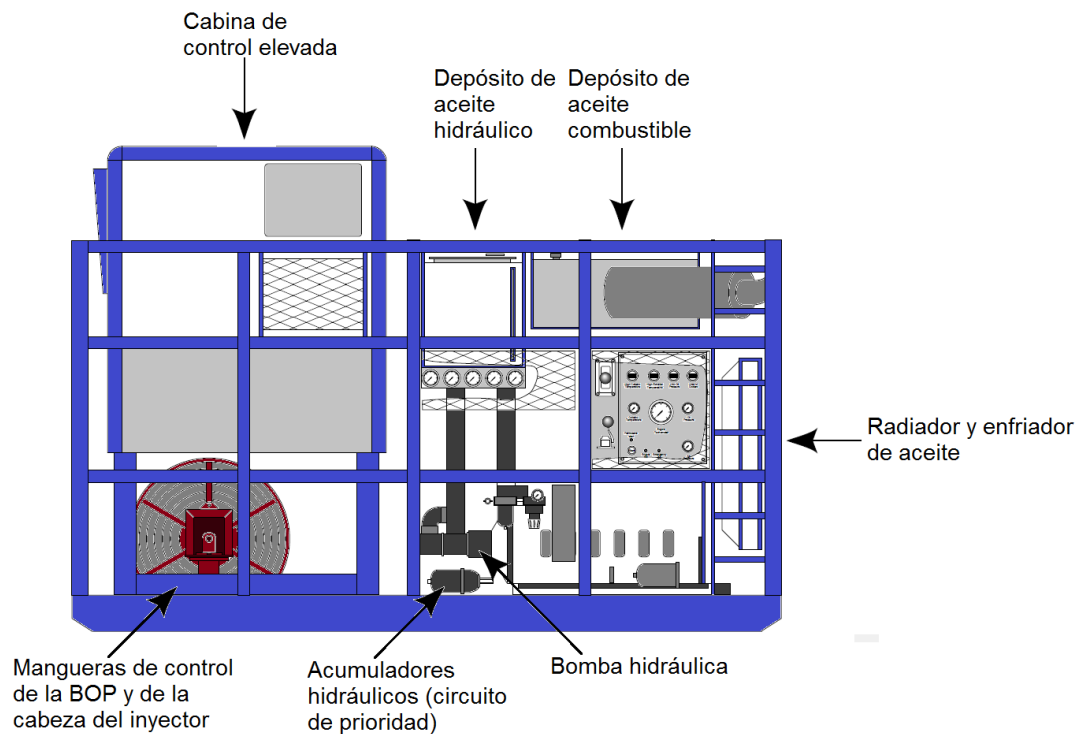
La generación de calor en exceso es un problema común en los sistemas hidráulicos. Los intercambiadores de calor están diseñados principalmente para enfriar el fluido; sin embargo, en algunos entornos, puede ser necesario calentar el fluido, por ejemplo, donde los aceites de alta viscosidad tienen que ser calentados para reducir la viscosidad en climas fríos. El intercambiador puede usar aire forzado

como refrigerante o, más comúnmente, agua el cual se distribuirá a través del intercambiador para enfriar (o calentar) el fluido.

### El Fluido Hidráulico

El fluido hidráulico tiene cuatro funciones principales: transmitir energía, lubricar las partes móviles, sellar los espacios libres entre las partes, componentes fríos y disipar el calor. El tipo exacto de fluido hidráulico utilizado puede ser determinado por la disponibilidad local y las condiciones ambientales.

**Figura 38.** Principales partes de la Unidad de Poder



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

Esta unidad de poder se construye en muchas configuraciones diferentes en función del entorno operativo, el tipo de circuito de accionamiento del inyector generalmente clasifica las unidades de energía o poder:

### **Unidad de Poder Estándar de Lazo Abierto**

El circuito de accionamiento del inyector de lazo abierto estándar utiliza un desplazamiento fijo con una bomba de paletas dobles y una válvula de 4 vías. La válvula es una compensadora de presión de control direccional que controla la velocidad y dirección de los motores del inyector. El sistema es capaz de operar a 3000 psi y trabaja bajo el principio de que el aceite va desde el tanque, a través de la bomba y las válvulas y a los motores de inyección; el aceite retorna a través de un filtro y un enfriador de aire al tanque hidráulico.

### **Unidad de Poder de Alta Presión de Lazo Abierto**

El circuito de accionamiento del inyector de lazo abierto de alta presión utiliza una bomba tipo pistón de carga medida, caudal variable y presión compensada. El sistema es capaz de operar a 5000 psi y trabaja bajo el principio de que el aceite va desde el tanque, a través de la bomba y las válvulas para los motores del inyector; el aceite vuelve a la entrada de la bomba (la bomba de sobrecarga) después de pasar a través de un filtro y un intercambiador de calor. Una válvula de alivio de presión en la línea de retorno de aceite se asegura de que no es requerido por la bomba y se encamina de nuevo al tanque; Una ventaja de este sistema, es que se genera menos calor.

### **Unidad de Poder de Lazo Cerrado**

El circuito inyector de lazo cerrado utiliza una bomba tipo pistón bidireccional, de presión de desplazamiento variable compensada. La bomba está conformada en realidad por tres bombas: la bomba principal, bomba de carga y bomba de servo (desplaza la placa oscilante para el control direccional). El sistema es capaz de operar a 5000 psi y es un sistema menos complicado cuando se compara con el sistema de lazo abierto de alta presión. El sistema funciona bajo el principio de que el aceite va desde el tanque, a través de la bomba y las válvulas para los motores del inyector; el aceite regresa a través de un filtro y se va directamente a la entrada de la bomba. Una bomba de carga y un circuito auxiliar de nivel están siempre

presentes para reponer el líquido que se filtró de los elementos de alta presión en la carcasa de la bomba y añadir aceite frío en la parte baja del lazo para estabilizar la temperatura del aceite.

**Figura 39.** Unidad de Poder (vista frontal)



**Fuente:** <http://crwlp.com/products/power-packs/>

**Figura 40.** Unidad de Poder (vista posterior)



**Fuente:** <http://crwlp.com/products/power-packs/>

**2.1.8 Cabina de Control** La cabina de control permite la operación y el control completo de todas las funciones de la unidad de coiled tubing desde el interior de la cabina. La unidad típica se eleva hidráulicamente para una mejor visión del operador. Dependiendo de la configuración de la CTU, la cabina de control puede estar contenida en una plataforma separada, incorporado con la plataforma de la unidad de poder o montado permanentemente en un camión.

La cabina de control o cabina del operador contiene la consola con los indicadores analógicos, pantallas digitales, y los controles eléctricos e hidráulicos necesarios para operar la unidad de CT. La configuración de la cabina y la consola varía ampliamente con el fabricante y las especificaciones de cada cliente. El panel de control incorpora:

- Controles del inyector
- Controles del carrete
- Controles del empaque del separador dual
- Controles de la BOP
- Controles de la BOP derivados del sello de cizalla auxiliar
- Manómetros del circuito hidráulico
- Indicador de Peso
- Presión interna del coiled tubing
- La presión de boca de pozo - WHP
- Unidad de Adquisición de Datos
- Control de unidad remota de alimentación

#### **Normas Mínimas de compra del Paquete de Energía y Cabina de Control**

- El tamaño del motor tiene que ser capaz de manejar el inyector más los sistemas auxiliares de carga máxima con un factor de seguridad del 50%.
- Que el sistema hidráulico sea capaz de disipar la potencia calorífica máxima.

- La ventana de la cabina de control estará protegida o tiene vidrio a prueba de balas.
- Los controles de las ram ciegas y de corte en el panel de control tendrán cierres positivos.
- La carga del acumulador deberá estar dimensionada para manejar Cerrar, Abrir, Cerrar escenario de todos los arietes a la presión máxima de trabajo de la BOP nominal.
- El sistema hidráulico de la caja de empaquetadura y el BOP tendrá dos copias de seguridad (es decir, del aire y del manual).

**Figura 41.** Cabina de Control CTD



**Fuente:** [https://www.nov.com/Segments/Completion\\_and\\_Production\\_Solutions/Coiled\\_Tubing\\_Equipment/Coiled\\_Tubing\\_Cabins.aspx](https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Coiled_Tubing_Equipment/Coiled_Tubing_Cabins.aspx)

**Figura 42.** Interior de una Cabina de control



**Fuente:** [https://www.nov.com/Segments/Completion\\_and\\_Production\\_Solutions/Coiled\\_Tubing\\_Equipment/Coiled\\_Tubing\\_Cabins.aspx](https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Coiled_Tubing_Equipment/Coiled_Tubing_Cabins.aspx)

**2.1.9 Grúa y Subestructura** Todas las operaciones CTD requerirán cierta elevación, movimiento y colocación de equipos o herramientas (BHA). Las condiciones y configuración de los equipos determinarán el tamaño (altura) y la capacidad de la grúa. La grúa se utiliza a menudo para colocar el inyector en la parte superior de la BOP y luego para mantener el inyector en su lugar.

Típicamente, la longitud del brazo de la grúa debe ser suficiente para manejar un BHA de 40 ft (perforación vertical / fresado) o un BHA de 65 ft (perforación direccional) sobre la subestructura. El ingeniero CTD debe determinar si se necesita una subestructura y entonces el tamaño y tipo requerido para los parámetros del proyecto dado.

La subestructura proporciona estabilidad al equipo de cabeza del pozo y puede incluir características adicionales que van desde una simple plataforma a un marco elevación complejo capaz de correr y sacar tubulares del pozo. Las características principales de una subestructura de perforación son:

- Eleva la zona de trabajo por encima de la cabeza del pozo para facilitar el acceso al pozo.
- Permite apoyar la cabeza del inyector sin la grúa y proporciona un medio para subir y bajar el inyector para el *make up*.
- Proporciona una plataforma de trabajo seguro para el personal durante la manipulación del BHA.
- Proporciona un medio para apoyar el BHA y los tubulares durante el *make up* usando una apertura y el uso de *spider* y *slips*.

Las subestructuras están diseñadas para su uso dentro de un intervalo limitado de ajuste vertical, lo que permite a la subestructura ser ajustada para adaptarse a la cabeza del pozo específico y las condiciones circundantes. Por lo general, las piernas de la subestructura se ajustan a una altura adecuada y se fijan en su lugar.

Una versión más compleja de la subestructura de perforación CTD es la unidad híbrida, o el marco de elevación. Esta estructura está equipada con una plataforma superior montada sobre arietes hidráulicos que se pueden subir y bajar de la base inferior de la subestructura, pero de esta unidad se hablará más adelante.

Mediante el uso de slips de energía en las aberturas superior e inferior de la plataforma, los tubulares se pueden correr o sacar del pozo mediante la subida o bajada de la plataforma superior. Las ventajas de este tipo de subestructura son la flexibilidad en el ajuste de la posición, y una menor dependencia de las grúas de alta capacidad o torres de perforación para correr o sacar la tubería de pozo.

**Figura 43.** Grúa



**Fuente:** <http://www.stepenergyservices.com/images/Conventional02.jpg>

**Figura 44.** Subestructura



**Fuente:** [http://www.nov.com/Segments/Completion\\_and\\_Production\\_Solutions.aspx](http://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions.aspx)

**2.1.10 Unidad Híbrida De CTD** Con las primeras generaciones de taladros de CT, el manejo del BHA fue lento y torpe. Debido al tiempo crítico que se puede ahorrar, es indispensable una transición eficiente desde el top drive a la tubería flexible. Esto ha llevado a combinar los dos (top drive y CT) en la siguiente generación de perforación la cual es la tecnología híbrida (HCTS).

Mientras que la mayoría de la perforación se realiza con cabezas de inyección estándar de CT, las unidades híbridas especiales se han desarrollado permitiendo la ejecución tanto de CT continuo como de tubería articulada. Estas unidades permiten que la unidad de CT realice más de las tareas asociadas con la perforación, como correr y sacar tubos de completamiento.

HCTS fue desarrollada para ser algo más que la integración de un mástil con un inyector de coiled tubing. Además de montar todo el equipo necesario para CT en un único conjunto compacto, actúa como un soporte para el equipo. El concepto fue desarrollado para resolver las limitaciones operativas y de portabilidad de modo que pueda proporcionar una mayor eficiencia de costos que otras alternativas. Para poder lograr esto, el diseño del sistema debe centrarse en un fácil y rápido levantamiento y descenso de la plataforma con la menor cantidad posible de componentes del equipo de perforación y el peso mínimo posible.

Los requisitos principales de diseño para su creación fueron:

1. El equipo debería facilitar tanto la perforación con coiled tubing y brindar las capacidades de un mástil convencional para la recuperación de tubería del pozo para su mantenimiento.
2. Aunque la funcionalidad del mástil es limitado pero esencial, este debe adaptar el inyector en su interior.

3. El montaje del mástil debe ser autónomo.
4. Cuando el mástil está funcionando para sacar la tubería, el inyector debe estar fuera del camino del bloque viajero.
5. Las dimensiones de altura y el ancho apropiados serían derivados de la cantidad de viajes que el bloque debe tener para manejar una sola junta.
6. Las vigas de deslizamiento se moverían en un conjunto de vigas paralelas dirigidas entre las de nivelación de la plataforma para permitir que el equipo de perforación alcance cualquier posición del pozo en la plataforma.
7. El deslizador debe ser capaz de soportar el mástil, inyector, unidad de potencia y el carrete de modo que el movimiento de todo el HCTS reduciría el tiempo de traslado a otro pozo en la plataforma.

Y los requisitos de transporte:

1. El equipo de coiled tubing debería ser desmontable.
2. El mástil sería doblado hacia abajo en el deslizador, ser compacto y listo para un solo levantamiento de la plataforma o para el transporte por carretera.

Esta estructura está equipada con una plataforma superior montada sobre arietes hidráulicos que se pueden subir y bajar de la base de la subestructura inferior. Mediante el uso de deslizadores de potencia en las aberturas superior e inferior de la plataforma, los tubulares se pueden correr o sacar del pozo mediante la subida / bajada de la plataforma superior.

**Figura 45.** Plataforma Híbrida



**Fuente:** BRILLON, C. L.; SHAFER, R. S. y BELLO, A. A. Pushing the Envelope with Coil Tubing Drilling. Schlumberger. 2007

Las ventajas de la unidad CT híbrida son:

- Flexibilidad para perforar con coiled tubing y/o tubería de perforación convencional desde el inicio de la perforación hasta su finalización.
- Dos taladros en uno: transición suave hacia el modo de perforación requerido
- Ideal para perforar y completar bajo balance o aplicaciones de perforación a presión controlada.
- En el modo CT no hay surgencia ni suabeo del pozo.
- El viaje promedio es tres veces más rápido: coiled tubing 900 m, convencional 300 m por hora.
- No hay plataforma de servicios ni requiere grúa.
- Más rápido levantamiento y descenso del taladro: no se necesitan grúas en ninguna plataforma. Usualmente el levantamiento se lleva a cabo de 2 a 4 horas y descenso de 1 a 2 horas.

- Menores costos para los operadores de exploración y producción: el componente de perforación se puede reducir hasta en un 50%.

Otras Unidades híbridas ofrecen una cabeza de inyección, comúnmente llamada la "Gran Rueda", que no utiliza cadenas en lo absoluto. El corazón de su diseño es una gran rueda ranurada. El CT se encuentra en la ranura y pequeños rodillos sobre el armazón fijo que rodean la rueda forzando el CT en la ranura. La presión aplicada al CT por los rodillos de guía proporciona la fuerza de agarre para que el CT se mueva alrededor de la circunferencia de la rueda.

**Figura 46.** Configuración de la "Gran Rueda"



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

**Figura 47.** HCTS con la "Gran Rueda"



**Fuente:** LITTLETON B.; NICHOLSON S. y BLOUNT C. Improved Drilling Performance and Economics Using Hybrid Coiled Tubing Unit on the Chittim Ranch, West Texas. 2010. SPE 128926.

A diferencia de algunas unidades de "Gran Rueda" con la rueda montada en el mástil, en la anterior plataforma la rueda de inyección de CT puede subir o bajar en cuestión de minutos para permitir el acceso para que el malacate maneje el BHA convencional, el drill pipe articulado, la tubería, y el *casing* como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 48.** HCTS Modo convencional



**Fuente:** LITTLETON B.; NICHOLSON S. y BLOUNT C. Improved Drilling Performance and Economics Using Hybrid Coiled Tubing Unit on the Chittim Ranch, West Texas. 2010. SPE 128926.

Se sabe que se han utilizado equipos similares para aplicaciones de CTD en Argentina, California, y Canadá, lo que aumentó la aceptación de este equipo de CT para proyectos de perforación profunda.

La tecnología CT híbrida puede ser muy rentable y eficiente si se utiliza dentro de sus limitaciones. Con la tecnología CT híbrida, el ciclo típico desde el comienzo de la perforación hasta su finalización es de 37 horas. La diferencia típica entre la plataforma híbrida vs la de CT no híbrida es, para empezar, que una unidad de CT

no híbrida por sí misma no hace nada más allá de la perforación. Una vez que se perfora un agujero, el casing se tiene que correr y cementar y una plataforma híbrida puede seguir uniendo tubería conjuntamente en la misma forma que una unidad giratoria, el problema es que no se puede girar la tubería flexible, por lo que hay que poner un motor de fondo en el pozo. Esto ya lo hace hidráulicamente limitado.

**2.1.11 Hydraconns** El hydraconn está diseñado para facilitar una conexión segura entre el BOP y el empaque del separador a la vez que proporciona un elevado nivel de seguridad del personal, reduciendo al mínimo la necesidad de asistencia de un operador durante el rig-up del equipo de control de presión. El hydraconn incorpora un sello de orificio cónico que facilita el enrollado de la conexión con el inyector. Se instala un cierre de seguridad, con un control manual y un indicador para evitar una liberación accidental mientras se opera a condiciones del pozo.

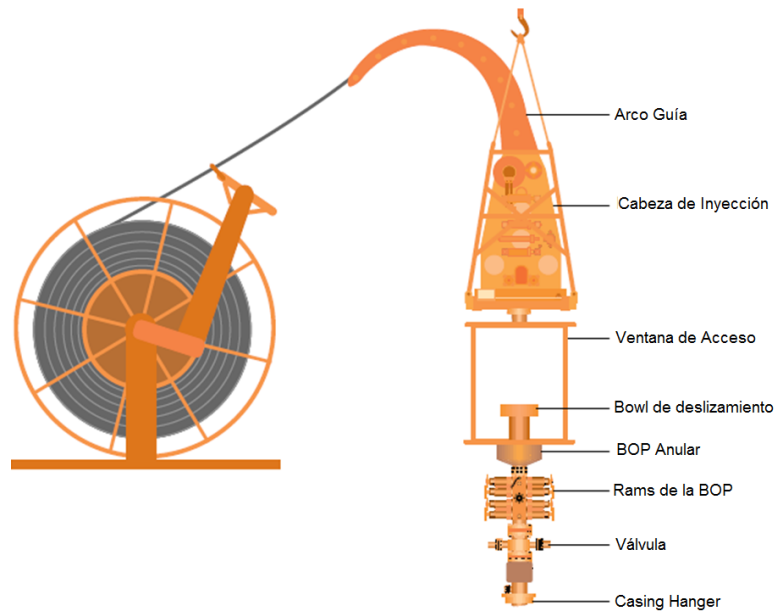
**Figura 49.** Hydraconn



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

Las siguientes figuras muestran la distribución de los equipos antes mencionados en una unidad de CTD:

**Figura 50.** Equipos de Superficie



**Fuente:** BIGIO, David, et al. Coiled Tubing Takes Center Stage. En: Oilfield Review. Octubre 1994.

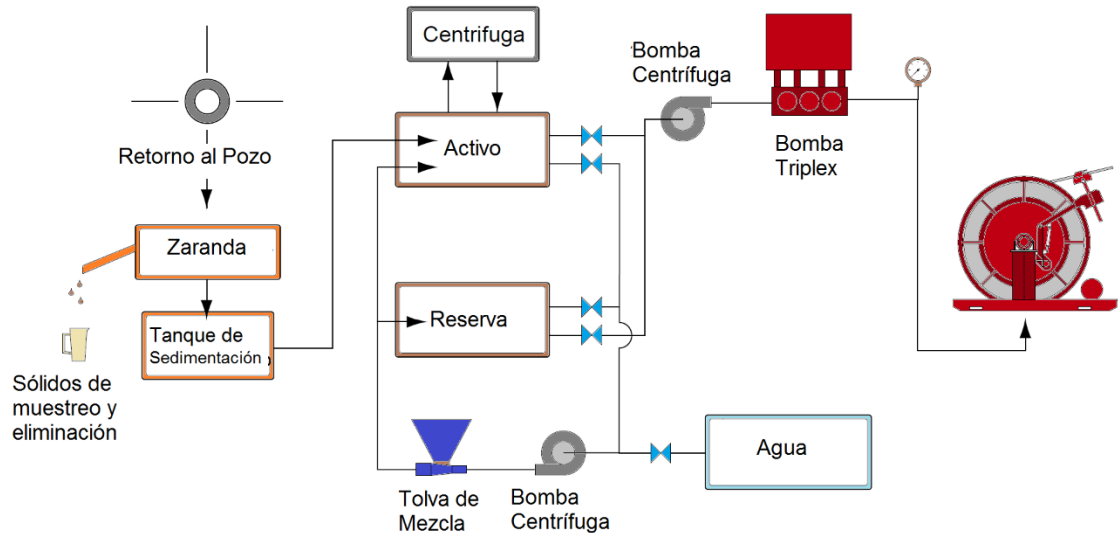
**Figura 51.** Unidad de CTD



**Fuente:** Modificado de <http://en.jereh-pe.com/products/coiledtubingunit.jsp>

## 2.1.12 Sistema de lodo

**Figura 52.** Sistema De Lodo



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

El sistema de fluido de perforación para CTD es el mismo que para la perforación convencional, sólo que el volumen requerido es menor. El volumen activo incluye el fluido de perforación en el pozo, por lo que la piscina de lodo en superficie debe ser dimensionada para un tiempo deseado de circulación de ida y vuelta y para acomodar adiciones de materiales y productos químicos de tratamiento. Un sistema de fluido de perforación típico para CTD tiene un volumen activo de aproximadamente 50 bbl.

### Tanques de Lodo

Hay tres tipos o funciones de tanques de lodo: de sedimentación, activo y de reserva. O pueden ser requeridas otras instalaciones de tanques o almacenamiento para el agua.

- **Tanques de Sedimentación**

Este es el primer tanque donde el fluido llega después de retornar del pozo. Las zarandas normalmente estarán situadas por encima de este tanque. Su volumen es de 10 a 15 bbl para caudales de 2 a 3 bbl / min. Una válvula tipo mariposa de gran tamaño es montada generalmente en la base del tanque para permitir la fácil extracción de los sólidos acumulados.

- **Tanque Activo**

Este tanque almacena el fluido de perforación y materiales de la succión de la bomba de lodo. Si se requiere un tratamiento continuo o aditivos pueden añadirse en este tanque. El volumen del tanque es de alrededor de 50 bbl generalmente para caudales de 2 a 3 bbl / min. Se pueden utilizar volúmenes más pequeños de tanques activos, sin embargo, los parámetros clave como la viscosidad y la densidad pueden variar rápidamente si el volumen de lodo es pequeño.

- **Tanques de Reserva**

Los tanques de reserva se utilizan para almacenar una reserva de fluido de perforación y también proporcionar una instalación para el tratamiento y preparación del lodo. Idealmente, el volumen de lodo de reserva debería ser igual al volumen del hueco más los volúmenes del tanque activo y el de sedimentación. Sin embargo, esto puede ser reducido si el tipo de pozo es de exploración o de desarrollo. Similarmente al depósito activo, el depósito de reserva debe estar equipado con un sistema de recirculación y agitación para permitir el acondicionamiento del lodo.

## **Equipo de Tratamiento de Lodo**

- **Zaranda**

Una zaranda es necesaria en pozos de exploración para deshacerse de los grandes recortes producidos en la sección superior del agujero y para recoger recortes para análisis geológicos. Las operaciones de CTD en pozos de re-entrada a menudo no

requieren zarandas debido a que los cortes generados por las combinaciones de broca / motor de alta velocidad son muy pequeños. Por lo general las profundizaciones cortas de pozos se pueden realizar sin una zaranda.

- **Centrífugas**

La centrífuga es un elemento esencial para la mayoría de aplicaciones CTD excepto para profundizaciones cortas de pozos y nuevos pozos someros. La centrífuga elimina recortes muy finos y evita su recirculación, lo que a su vez aumenta la densidad del fluido de perforación. Cualquier variación incontrolada en densidad y contenido de sólidos de fluido puede aumentar el riesgo de atascamiento o inestabilidad de la pared del pozo.

### **2.1.13 Equipos de Bombeo**

- **Equipo de Bombeo de Baja Presión**

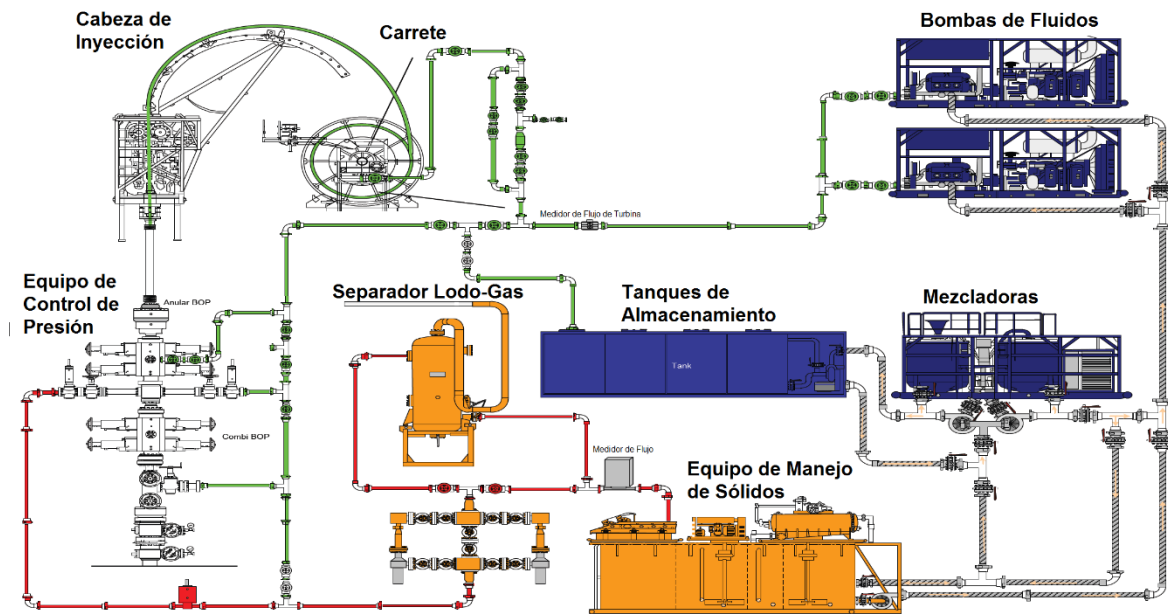
El equipo de bombeo de baja presión es necesario para la transferencia, la mezcla y el acondicionamiento del fluido de perforación. Además, el equipo de bombeo de alta presión requiere bombas de carga de baja presión para operar de manera eficiente. Un sistema de distribución de baja presión se utiliza normalmente con dos bombas de baja presión para permitir la flexibilidad y la redundancia. El sistema de mezcla de fluido comprende comúnmente una tolva y un sistema de mezclado por chorro suministrando el fluido desde una bomba centrífuga.

- **Equipo de Bombeo De Alta Presión**

Las especificaciones de la bomba de alta presión dependen en gran medida de la profundidad del agujero y el diámetro. Para agujeros de diámetro menor de 4 3/4 in es poco probable que la presión sea superior a 5.000 psi y a un caudal de 2,5 BPM. Para agujeros más grandes, como pozos de exploración típicamente verticales, la velocidad de flujo puede ser de hasta 6 BPM. Generalmente se instala un panel de

control remoto de la bomba de alta presión en la cabina de la CTU. Esto es necesario para alterar o detener el caudal de la bomba para el funcionamiento o la orientación de la herramienta.

**Figura 53.** Diagrama de equipos de superficie CTD



**Fuente:** RAHMAN A., EL-HAIRIRY H. Drilling Performance Optimization on Malaysia's First Coiled Tubing Drilling Pilot Project: A Case Study. SPE 155440. 2012.

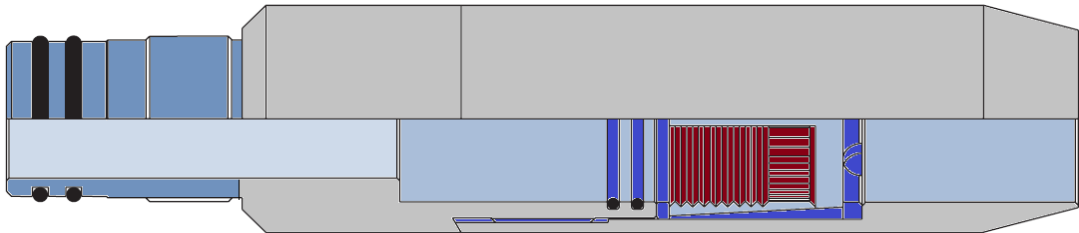
## 2.2 ENSAMBLAJE DE FONDO

**2.2.1 Conectores de CT** Los conectores de tubería se utilizan para sujetar herramientas o sartas de herramientas hasta el final de la tubería flexible. El tamaño del coiled tubing es también un factor, ya que algunos conectores no pueden utilizarse con determinados tamaños de CT. Los siguientes son los diferentes diseños de conectores que existen en el mercado, siendo los más comunes el diseño de Pinza, de Hoyo o *Dimple* y *Roll-on*:

### Conector Externo Tipo Deslizador

El conector externo tipo deslizador de CT permite la unión del CT al BHA con una conexión roscada. El conector externo tipo deslizador utiliza un deslizador tipo "wicker" que sujeta la tubería en una acción de acuñamiento. Por lo tanto, un aumento en la tensión aumenta el agarre. La incorporación de la cubeta de deslizamiento ayuda a la compensación mediante la prevención de la rotación de los deslizadores. Una característica especial de este diseño es que los *wickers* superiores son verticales, y también detienen que el conector gire en el CT.

**Figura 54.** Conector de Deslizador externo

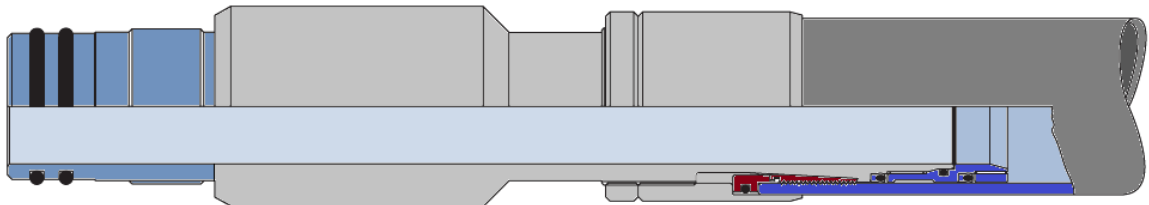


**Fuente:** Modificado de CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

### Conector Interno Tipo Deslizador

Los conectores de deslizamiento interno de CT permiten la unión del CT al BHA con una conexión roscada. Los conectores internos de deslizamiento se acoplan al diámetro interno del CT. El conector está asegurado con deslizadores cónicos.

**Figura 55.** Conector de Deslizador interno

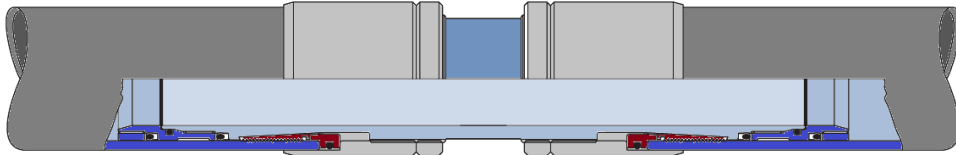


**Fuente:** Modificado de CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

### Conectores Internos tipo deslizador de Doble terminación

Los conectores internos de CT tipo deslizador de doble terminación permiten empalmar dos tramos de CT. Estos se acoplan al diámetro interno del CT. El conector está asegurado con deslizadores cónicos.

**Figura 56.** Conector de Deslizador interno de Doble terminación

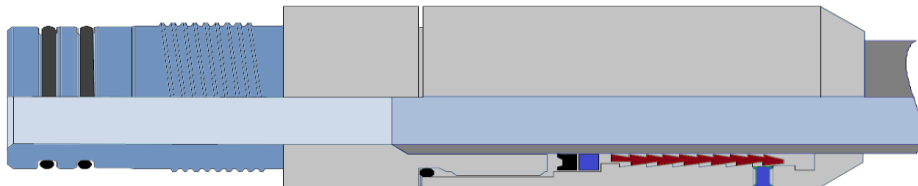


**Fuente:** Modificado de CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

### Conector de Pinza

Los conectores de pinza utilizan un ensamblaje de cuña o collar deslizante para bloquear o fijar la sarta de CT dentro de la carcasa del conector. Existe una amplia variedad de diseños disponibles, incluyendo montajes de deslizamiento de una y dos direcciones. La literatura recomienda un diseño bi-direccional de doble efecto dado que el CTC puede estar expuesto a fuerzas de compresión significativas en ambas direcciones, es decir, tensión / compresión. Este conector se utiliza con tornillos de fijación como respaldo en algunos proyectos de CTD. Esta pinza debe ser reemplazada después de cada trabajo.

**Figura 57.** Conector de Pinza

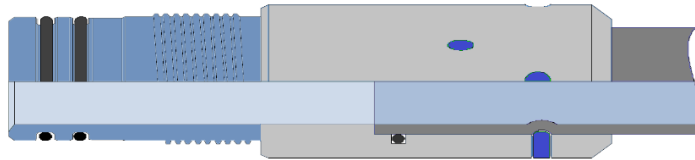


**Fuente:** Modificado de RAMSEY T. Coiled Tubing Equipment Correspondence Course. BJ Services. 2005.

### Conector de Hoyo o Dimple

Un conector tipo *dimple* está asegurado al CT con tornillos de fijación y suele utilizarse para CTD. Una herramienta para formar hoyos es utilizada en el CT y alinearlos con los orificios del tornillo de fijación en el conector. El conector tipo hoyo se recomienda debido a su capacidad superior para resistir el torque, la *overpull*, y el choque al perforar. Su durabilidad se ha establecido a través de uso repetido en campo en aplicaciones de alta vibración e impacto.

**Figura 58.** Conector de Dimple

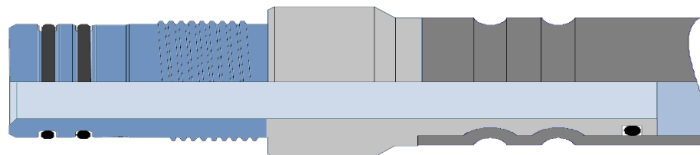


**Fuente:** Modificado de RAMSEY T. Coiled Tubing Equipment Correspondence Course. BJ Services. 2005.

### Conector Roll-On

El conector de roll-on se une al diámetro interno del CT y se mantiene en su lugar el CT por presión en torno a un perfil conector con una herramienta especial de prensado. Sin embargo, el conector roll-on presenta una obstrucción significativa de fluidos, dardos o bolas bombeadas a través del CT. El conector se sustituye por lo general una o dos veces durante las operaciones de perforación, pero se debe comprobar si hay signos de deslizamiento en cada viaje.

**Figura 59.** Conector Roll-on

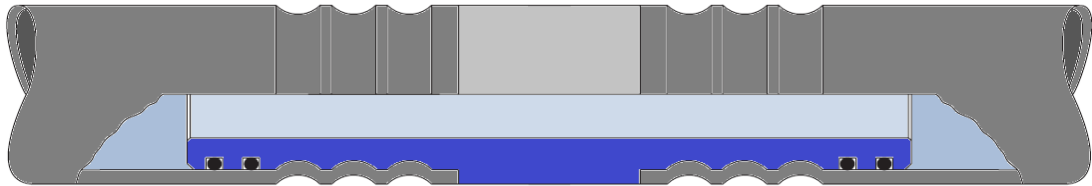


**Fuente:** Modificado de RAMSEY T. Coiled Tubing Equipment Correspondence Course. BJ Services. 2005.

### **Conector Roll-On de doble terminación**

Se puede utilizar para empalmar dos sargas de coiled tubing (en situaciones de emergencia) o para recuperar una sarga.

**Figura 60.** Conector Roll-on de Doble terminación



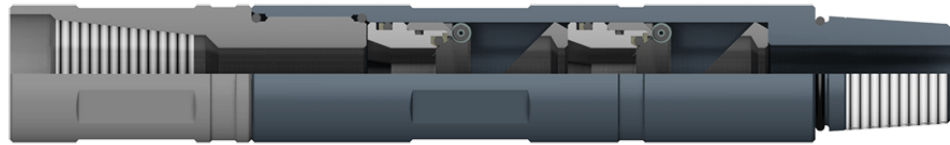
**Fuente:** Modificado de CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

**2.2.2 Válvulas Check** La válvula de retención está generalmente unida al conector del CT en el extremo de la sarga de CT. Al impedir el flujo de fluidos del pozo en el CT, mantiene la seguridad en caso de fallo o daño a la tubería en la superficie. Las válvulas de retención deben ser parte de cada conjunto de fondo CT y sólo deben omitirse cuando la aplicación se opone a su uso (por ejemplo, cuando se desea circulación inversa a través del CT).

### **Válvula Check de Doble Aleta**

La válvula de retención de doble aleta es un componente estándar de la sarga de CT. Este proporciona un medio para prevenir el refluo de fluidos del pozo en el CT en el caso de avería o daño a la sarga de CT o equipo de superficie. La válvula de retención de doble aleta incorpora un sistema de sellado doble en cada ensamblaje de la aleta para una mayor seguridad. Un asiento de teflón proporciona el sello de baja presión primaria, mientras que a presiones más altas para asentar la aleta requiere de un ensamblaje de sellado de metal a metal.

**Figura 61.** Válvula Check de Doble Aleta

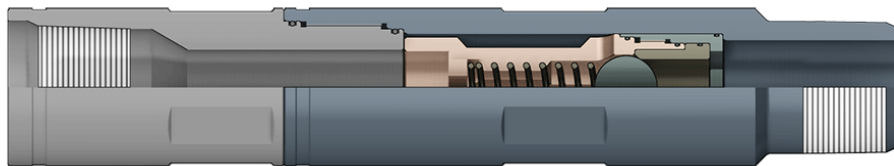


**Fuente:** <http://www.chrismech.ca/products/02.html>

### **Válvula Check de Bola**

Válvulas de retención de bola se han utilizado principalmente en aplicaciones convencionales de CT debido a su construcción simple y facilidad de mantenimiento. Sin embargo, este diseño tiene varias limitaciones, incluyendo el área de flujo restringido y obstrucción del diámetro. Estas limitaciones requieren el uso de una alternativa cuando se requiere la apertura de diámetro completo o área de flujo sin restricciones.

**Figura 62.** Válvula Check de Bola

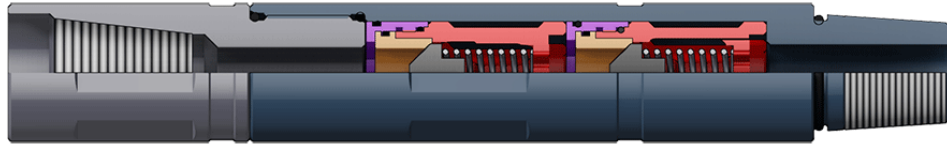


**Fuente:** <http://www.chrismech.ca/products/03.html>

### **Válvula Check de Doble Dardo**

Es un componente de la sarta estándar diseñada para prevenir el reflujos de los fluidos en el coiled tubing en el caso de daños al coiled tubing en la superficie o que el equipo de bombeo funcione mal. Una configuración de "doble dardo" debe ejecutarse en trabajos sencillos con sartas *slick*. No se puede utilizar con una herramienta de liberación hidráulica ya que desde su configuración no va a permitir el paso de una bola.

**Figura 63.** Válvula Check de Doble Dardo



**Fuente:** <http://www.chrismech.ca/products/01.html>

**2.2.3 Desconexiones** Es necesario algún método de desconexión en un trabajo de coiled tubing ya que los ensamblajes de fondo de pozo (BHA) son típicamente más grandes que el diámetro exterior de la tubería flexible, por tanto, potencialmente haciéndolos susceptibles a quedar pegados. Sin embargo, si el OD del BHA es del mismo tamaño que el del coiled tubing no es necesaria una herramienta de desconexión.

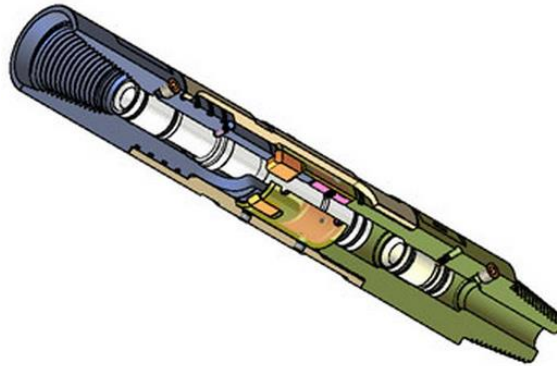
Estas herramientas incluyen una herramienta de liberación de cizallamiento, que se basa únicamente en pasadores de seguridad y una herramienta de liberación de tensión que utiliza una pinza de resorte en lugar de pasadores de seguridad. La desventaja de estas herramientas radica en el hecho de que los pasadores de cizallamiento o de resorte tienen que ser fijados lo suficientemente alto para evitar la activación accidental. Esto puede ser difícil en pozos desviados u horizontales.

#### **Desconexión hidráulica de liberación**

La herramienta de liberación hidráulica es la herramienta preferida en todos los trabajos que no utilizan *wireline* en la tubería flexible. Las herramientas en el mercado se han probado internamente y esta herramienta se ha recomendado como la mejor de todas. Estas herramientas son capaces de soportar la alta resistencia a la tracción, torsión y fuerzas de choque. La bola circula por el CT y entra en la herramienta y se ve atrapada en un *catcher*, que está situado en un pistón pasador de cizalla. La bola impide aún más el flujo a través del pistón y la

presión diferencial resultante aumenta hasta que se cortan los pasadores de seguridad. El número de pasadores de seguridad determina el valor de la presión diferencial. Una vez que los pasadores de seguridad han sido cortados, el pistón se mueve hacia abajo para liberar a los pernos que mantenían la herramienta unida. La tubería tiene entonces que ser recogida para separarla desde el conector inferior.

**Figura 64.** Desconexión Hidráulica



**Fuente:** <http://www.tartancontrols.com/coil-tubing-drilling.htm>

Para los casos en que se utilizan herramientas de *wireline*, la desconexión hidráulica no puede incorporarse. En su lugar, se emplea una desconexión eléctrica y / o de tracción/cizalla recta.

**2.2.4 Drill Collars** Son tubulares rígidos que proporcionan peso y rigidez al BHA. Los *Drill Collars* vienen ya sea con superficie lisa o en espiral. Para reducir el área de contacto de la pared y minimizar la posibilidad de atascamiento diferencial, los *Drill Collars* en espiral son los preferidos en la perforación con CT para pozos verticales, esto es debido a la falta de rotación del CT. También vienen en una amplia gama de OD e ID, pero en general el OD deben mantenerse coherente con el resto de la BHA.

**Figura 65.** Drill Collars



**Fuente:** <http://www.shuguang.com/en/huayang/product.asp?classid=11>

### **Drill Collars No Magnéticos**

Los *Drill Collars* no magnéticos (NMDC) normalmente tienen superficie lisa y son hechas de un material no magnético. El propósito de NMDC es para reducir la interferencia magnética para cualquier herramienta de topografía de fondo de pozo que mide el flujo magnético de la tierra. Las herramientas actuales se encuentran dentro de la NMDC y transmiten los datos a la superficie a través de conductores en los tubos en espiral, la tecnología electromagnética o pulsos de presión.

**2.2.5 Sub de Circulación** Permite incrementar la tasa de circulación mediante la eliminación de pérdidas de presión y limitaciones de flujo a través del BHA. Se activa circulando una bola sobre un asiento. Cuando se abre, la trayectoria del fluido se desvía por encima de la herramienta de medición durante la perforación (MWD) y el motor de lodo, y dirigido radialmente a través de orificios de salida lateral. Se trata de un dispositivo de apertura "*one-shot*" (una vez que los puertos de circulación están abiertos, no se pueden cerrar con bolas posteriores). Al viajar en un pozo entubado, el sub está normalmente abierto para mejorar la eliminación de recortes. Esto también hace que la circulación a la superficie sea posible sin preocupaciones por el daño a la broca o a la tubería de producción debido a que la broca no está girando.

**Figura 66.** Sub de Circulación



**Fuente:** <http://www.chrismech.ca/products/03.html>

**2.2.6 Sistema de Orientación** Para perforar pozos direccionales se requiere un orientador, el cual gira o indica la porción inferior del BHA a ajustar en la cara de la herramienta para ir en la dirección deseada. Tres tipos principales de herramienta de orientación están disponibles actualmente

#### **Herramientas de orientación accionadas por Bomba**

Contienen un embrague y una leva para girar la herramienta generalmente en sentido horario en incrementos de 15° por ciclo de la bomba. Como está configurado normalmente el orientador genera hasta 500 libras-pie de torque. La fuerza de indicación del orientador se deriva de la presión diferencial entre el interior del orientador y la presión fuera de la corona circular del orientador. Cuanto mayor es la presión diferencial, mayor es el torque generado por el orientador para hacer girar el BHA.

#### **Herramientas de orientación accionada eléctricamente**

Un wireline proporciona energía eléctrica a un motor de corriente continua en la herramienta de orientación que acciona un tren de engranajes para ajustar el ángulo de la cara de la herramienta. Estas herramientas de orientación proporcionan un alto torque y permiten la corrección durante la perforación.

### **Herramientas de orientación hidráulicamente operadas**

Una herramienta de orientación hidráulica es operada a través de la línea de control hidráulico instalada en la sarta de trabajo CT.

### **Sub de Equalización**

Se puede instalar debajo del orientador para aumentar la caída de presión a través de la sarta de herramientas y mejorar el torque generado. Además, hay un puerto de purga que permite la desviación de aproximadamente el 10% del fluido de perforación y permite igualar la presión por debajo de la del orientador.

**2.2.7 Equipo MWD** Los tres componentes principales del sistema de MWD para las operaciones de fluidos de perforación de una sola fase son el conjunto de generador de impulsos, sonda direccional, y el sensor de rayos gamma (para fluidos monofásicos). Para la mayoría de las operaciones con fluidos de dos fases, se utiliza un sistema de CT *e-line* y el generador de impulsos no se incorpora en el BHA. Cuando se ensamblan los componentes, que encajan dentro del collar no magnético que constituye el sistema MWD. El collar a su vez se encuentra por debajo del orientador hidráulico y por encima del motor y sub ecualizador.

El sistema MWD proporciona datos de la cara de la herramienta en tiempo real, además de información sobre los estudios de dirección para dirigir la curva del motor a la orientación deseada para el control de la trayectoria del pozo. El sensor de rayos gamma se utiliza para la dirección geológica y control de profundidad. Un sensor de resistividad se añade en pozos donde la dirección está lejos de contactos de agua que se desea. El conjunto del generador de impulsos proporciona energía eléctrica para los sensores de dirección y sensores gamma, así como de energía hidráulica para impulsar la extensión de asiento para la producción de telemetría de pulso positivo. El fluido de perforación se bombea hacia abajo en tubería accionando la turbina del generador. La herramienta MWD envía datos a la superficie mediante

la inducción de pulsos de presión codificados en el fluido de perforación siendo bombeada a través de la sarta de CT. Las señales recuperadas en la superficie se descodifican y se muestran utilizando un PC.

Para la perforación segura del programa direccional, el equipo CT debe ser informado de los objetivos direccionales del pozo. Ingeniero MWD, operador de CT y el Supervisor CTD deben ser conscientes de los parámetros de perforación y de cualquier cambio en estos parámetros. Acciones correctivas deben ser discutidas, preparadas y realizadas de manera segura y lo más eficientemente posible. Si hay alguna duda acerca de la perforación direccional y parámetros asociados, la operación debe ser parada de forma segura y rápida y el camino a seguir es discutir los detalles. Los datos de alta calidad es una necesidad para la perforación direccional para proceder con eficacia. Cada esfuerzo debe ser realizado por el personal MWD para asegurar que los datos recibidos son exactos y validados antes de ser utilizados. Dado que las decisiones tienen que hacerse de forma rápida en huecos de gran tamaño, es muy importante que todo el equipo de adquisición de datos se encuentre en buen estado de funcionamiento. Cualquier dato fuera de lugar o no registrados podrían resultar en una falla para alcanzar el objetivo deseado del pozo.

**Figura 67.** Equipo MWD



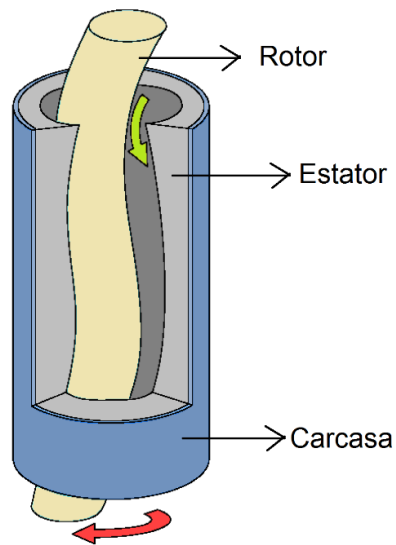
**Fuente:** [http://cetc22.en.alibaba.com/em\\_mwd\\_system.html](http://cetc22.en.alibaba.com/em_mwd_system.html)

**2.2.8 Motor de Fondo** Son esencialmente motores hidráulicos alimentados por el fluido de perforación. El motor de desplazamiento positivo (PDM) es la configuración más común encontrada en CTD, aunque los motores de turbina se han utilizado en ocasiones para CTD. Un motor de fondo eléctrico para CTD es una nueva alternativa de la cual se hablará más adelante.

#### **Motor PDM de Cavidad Progresiva**

Utiliza un rotor en forma helicoidal que gira dentro de un estator de elastómero que tiene lóbulos en forma helicoidal. A medida que el fluido de perforación se abre camino a través de las cavidades, el rotor debe girar. A medida que el rotor gira, una cavidad dada "viaja" a lo largo de la interfaz rotor / estator en una trayectoria helicoidal. El fluido viaja a lo largo de esta cavidad progresiva continua para forzar al rotor a girar.

**Figura 68.** Principales partes del motor PDM

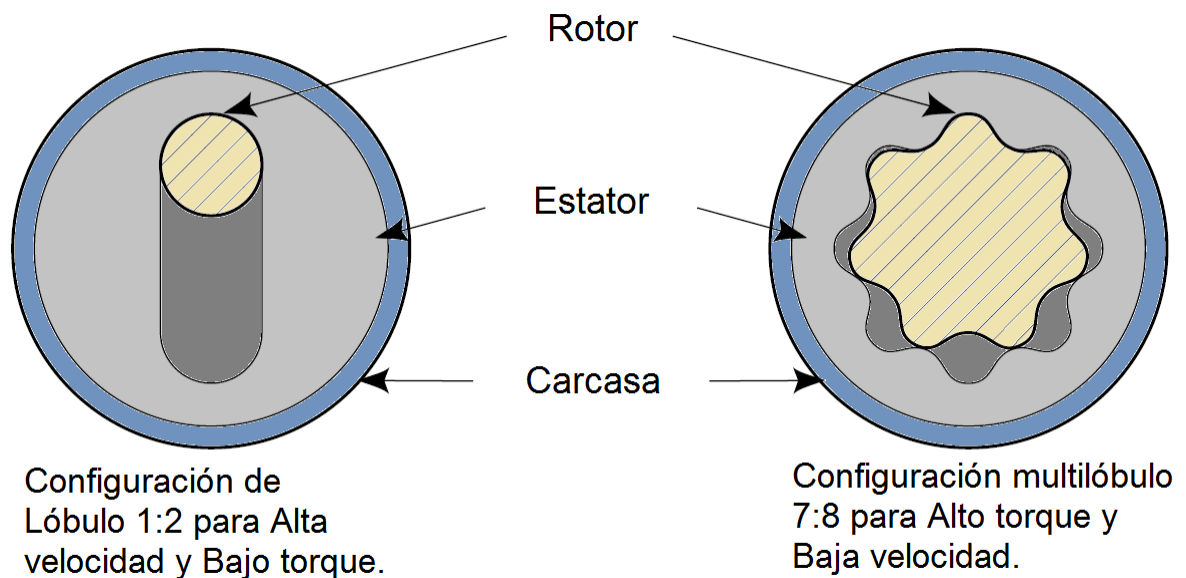


**Fuente:** Modificado de CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

Cada espiral completo del estator se llama una etapa. La configuración del lóbulo determina la tasa de flujo y la presión de operación, mientras que las características

del elastómero del estator determinan la temperatura de funcionamiento y los límites de exposición de fluidos. Algunos elastómeros son altamente susceptibles a la absorción de gas a alta presión (el fondo del pozo), y descomprimir de forma explosiva cuando vuelto a las condiciones de superficie.

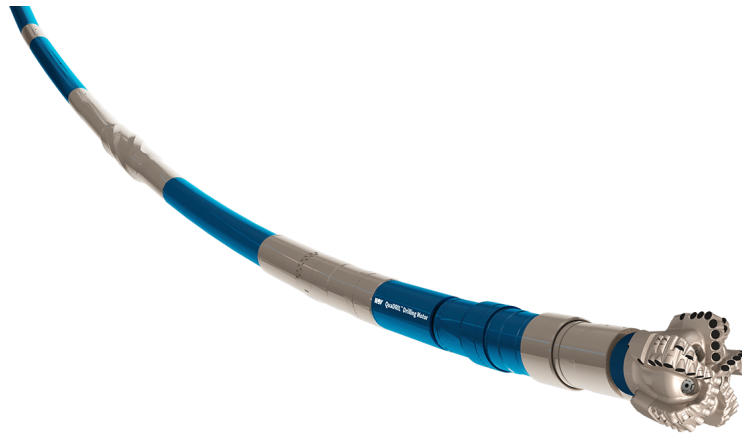
**Figura 69.** Principales configuraciones Rotor-Estator



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

Los BHA para operaciones de perforación direccional utilizan motores PDM *Bent housing* o de Carcasa Doblada para dirigir el pozo en una dirección específica. Un motor *Bent housing* por lo general es un modelo multilóbulo de alto torque con la carcasa ligeramente doblada un ángulo de 2,5 ° a 1,5 °. Esto inclina el eje de la broca en relación al de la sarta de CT.

**Figura 70.** BHA con Motor Bent Housing



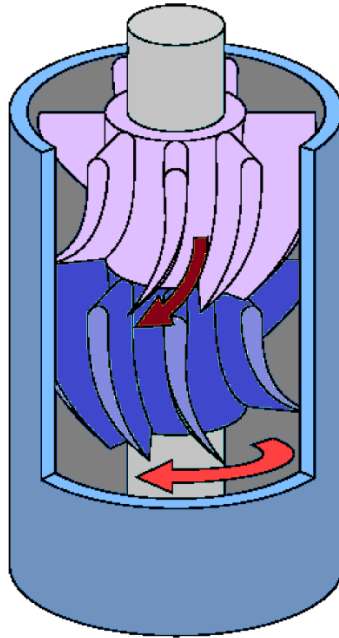
**Fuente:** [https://www.nov.com/Segments/Wellbore\\_Technologies/Downhole/Motor\\_Technologies/Drilling\\_Motors/QuaDril\\_Drilling\\_Motors/QuaDRIL\\_Drilling\\_Motor.aspx](https://www.nov.com/Segments/Wellbore_Technologies/Downhole/Motor_Technologies/Drilling_Motors/QuaDril_Drilling_Motors/QuaDRIL_Drilling_Motor.aspx)

Los motores de lodo más comúnmente utilizados son de 2 $\frac{7}{8}$ -in de OD con una proporción de 7:8 lóbulos y tienen carcasas dobladas ajustables. Generalmente son de alto caudal, y motores de velocidad media. Los caudales recomendados son 60 a 120 GPM y 200 a 400 rpm.

### **Motores de Turbina**

El principio de funcionamiento de un motor de turbina es la acción inversa de una bomba axial o centrífuga. Con el fin de operar de manera eficiente, las turbinas requieren caudal relativamente alto y / o muchas secciones de cuchilla (longitud más larga). Esto los hace inadecuados para muchas aplicaciones de CTD. Sin embargo, la falta de elastómeros en motores de turbina hace ideales para entornos de alta temperatura y en presencia de gas.

**Figura 71.** Motor de Turbina



**Fuente:** CTES, LP. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. 2005.

### **Coiled Tubing Drilling con Motor Eléctrico**

La creación de esta tecnología fue desarrollada por la Asociación de Ingenieros de Petróleos de Europa, este proyecto produjo un conjunto de prototipos de gran éxito que se registró sin fallas. El prototipo fue hecho casi en su totalidad con la tecnología existente. El éxito de la prueba generó confianza para desarrollar un motor eléctrico más apto para el propósito.

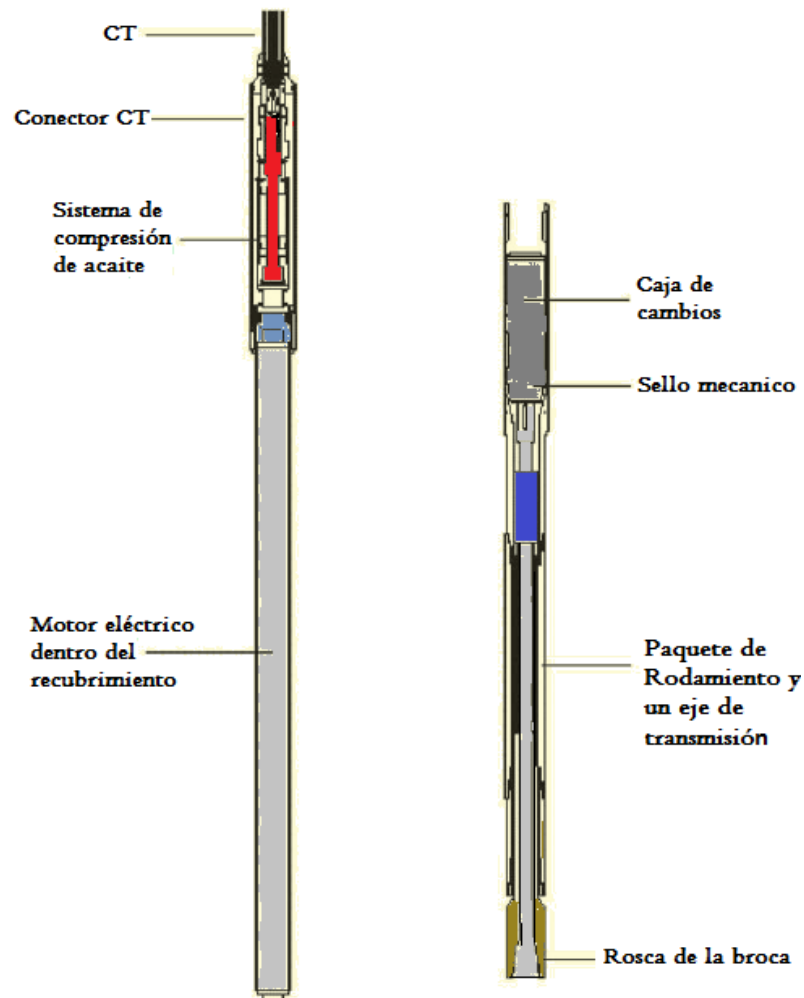
La tecnología existente se utilizó en gran parte del trabajo de diseño, lo que reduce el riesgo técnico y de tiempo del proyecto de manera significativa. En el desarrollo de prototipos, un motor de bomba electrosumergible (ESP) reemplazó el motor de desplazamiento positivo (PDM) convencional. El motor ESP se conecta a una caja de cambios para reducir la velocidad de salida de eje para adaptarse al entorno de perforación. El motor se controla desde la superficie con un ordenador portátil conectado a una unidad de velocidad variable (VSD). Un paquete de software fue

desarrollado que integra la unidad de adquisición y registra los datos de perforación en tiempo real del motor.

Coiled Tubing Drilling con un motor eléctrico ofrece muchas ventajas sobre CTD convencional. Estos pueden incluir:

- Potencia de accionamiento proporcionada independiente del flujo de fluido
- Alta tolerancia de los fluidos de perforación energizados
  - Ideal para la perforación bajo balance
  - Ideal para aplicaciones de perforación off shore
- Operaciones a alta temperatura
- Control flexible de la energía eléctrica con retroalimentación instantánea para la perforación de circuito cerrado y la optimización de la eficiencia de la perforación
- El funcionamiento del motor es escalable. La misma unidad se puede utilizar para el accionamiento auxiliar, por ejemplo, orientación y pruebas de formación.
- Transmisión en tiempo real de los datos a la superficie utilizando el cable de alimentación
- Longevidad extendida del motor
- Reducción de la vibración (afecta a la colocación del giroscopio y la fiabilidad de los otros equipos)
- Dirección reversible, es decir que puede funcionar negativa o positivamente.
- El sistema también ofrece ciertas ventajas en términos de vida de la tubería de (CT). La fatiga se reduce porque no se requiere energía hidráulica para accionar el motor.
- Las partes que conforman un *coiled tubing* para perforar con motor eléctrico son:

**Figura 72.** BHA con Motor eléctrico



**Fuente:** JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. Electric coiled-tubing drilling. Septiembre 1998.

**Conector CT.** El conector CT proporciona conexiones eléctricas y mecánicas entre el poder CT y BHA. El conector también dirige el flujo de fluido de perforación alrededor del motor eléctrico e incluye un punto débil para la desconexión de emergencia.

**Sistema de Compensación de aceite.** Las piezas del motor y varios de la BHA deben ser sumergidos en aceite lubricante para un rendimiento prolongado. Durante

los procesos de perforación y condiciones variables de temperatura, el volumen de este aceite varía. Un sistema de compensación equilibrado simple de presión está incorporado en el diseño para evitar daños por la expansión del aceite. Controles de nivel de líquidos pueden indicar fugas de aceite o falla del sello.

**Motor Eléctrico.** El BHA fue impulsado por el uso de un motor de bombeo electrosumergible. Esto proporcionó una buena prueba de la viabilidad de la perforación eléctrica sin estudios de desarrollo significativo de motores. La desventaja de esta configuración es que no hay motores shafted huecos disponibles. Un recubrimiento fue construido para rodear el motor, permitiendo que el fluido de perforación se bombee a través del espacio anular entre el recubrimiento y el motor.

**Caja de cambios.** Una caja de cambios industrial especializada reduce la velocidad del motor con una relación de 7: 1. La entrada de caja de cambios está conectada directamente al eje de salida del motor por medio de un acoplamiento adaptado.

**Sello Mecánico.** Por debajo de la caja de cambios, se requiere un sello rotatorio para retener el aceite en el motor y la caja de cambios, mientras que el eje de salida está girando. Se introdujo un sello mecánico con fuga controlada. El sello mecánico fue calificado con una presión diferencial de 10.000 psi.

**Paquete de Rodamiento y un eje de transmisión.** Un paquete de rodamiento estándar está conectado a la parte inferior del eje de transmisión.

**Equipos de superficie.** Requieren un computador portátil que proporcione control del motor de fondo de pozo a través de un inversor en la superficie. El ordenador también registra todos los datos de diagnóstico recibido. Los parámetros de funcionamiento, tales como la tensión del motor, se establecen en una pantalla. El fluido de perforación se suministra a través de una unidad de bombeo portátil. Consideraciones del carrete. Una unidad de bombeo portátil suministra fluido de

perforación. Los fluidos entran en un eslabón giratorio a un lado del carrete de CT. Una pieza lateral se une inmediatamente después de la conexión giratoria. Un lado de la T se alimenta al CT, y el otro termina en un mamparo de presión con alimentadores de cable para el cable eléctrico. La energía eléctrica es suministrada por el variador de velocidad a través de un conjunto de anillos colectores de alta potencia en el lado opuesto del carrete.

**Tabla 6.** Especificaciones del motor de fondo

Modelo	5LZ73*	5LZ89*	5LZ95*	5LZ100	5LZ120	5LZ165	5LZ172	5LZ203*
	7.0	7.0	7.0	*7.0	*7.0	*7.0	*7.0	7.0
<b>Diámetro externo (in)</b>	2 7/8	3 1/2	3 3/4	3 7/8	4 3/4	6 1/2	6 3/4	8
<b>Flujo (GPM)</b>	1.262~ 5.05	2~7	5~13.33	4.73~11 .04	5.78~15 .8	16~28	18.93~3 7.85	22~36
<b>Velocidad de la broca (r/min)</b>	120~480	95~330	140~380	140~320	70~200	100~178	100~200	95~150
<b>Caída de presión (Mpa)</b>	3.45	4.1	6.5	3.2	2.5	3.2	3.2	3.2
<b>Volumen total (L)</b>	275	560	1490	710	1300	3200	3660	5000
<b>Torque máx. (ft.ibs)</b>	480	980	2235	1240	2275	5600	5856	8750
<b>WOB (ibs)</b>	12	18	40	21	55	80	100	120
<b>WOB máx. (ibs)</b>	25	37	80	40	72	160	200	240
<b>Potencia máx. (kW)</b>	13.8	19.35	59.3	23.8	27.23	59.65	76.6	78.54
<b>Potencia del motor (kW)</b>	3.45	4.67	6.88	4.21	4.88	6.5	6.71	6.9
<b>Tipo de conexión</b>	2 3/8 TBG	2 3/8	2 7/8	2 7/8	3 1/2	4 1/2	4 1/2	5 1/2

**Fuente:** <http://yaoumachinery.es/1-downhole-drill-8.html>

**2.2.9 Brocas para CTD** El diseño y la construcción de una broca depende en gran medida del tipo de acción de perforación que proporciona, es decir, trituración (brocas cónicas de rodillos), *tearing*, ranurado, corte (brocas de arrastre), o alguna combinación de estos. Mientras que proporciona una acción de perforación eficiente, las brocas también deben:

- Habilitar recortes para ser retirado de la zona por debajo de la broca
- Crear un ID del pozo de al menos al tamaño nominal de la broca.
- Conexión segura al motor

Para proporcionar estas funciones, la mayoría de las brocas tienen los siguientes elementos de diseño:

- Un conjunto de corte que proporcione una acción de perforación uniforme dentro de la circunferencia nominal de la broca.
- Puertos y boquillas que dirigen el fluido de perforación a través de la broca y alrededor de la cara de la broca para eliminar los recortes y desechos y enfriar las cuchillas y los cojinetes.
- Una junta apropiada capaz de soportar las fuerzas axiales y de torsión generadas por la perforación.

Además de las brocas para la perforación, las brocas están también disponibles para molienda de metales, materiales duros y de extracción de muestras. La figura 70 muestra algunas de las brocas para taladrado, fresado, y extracción de muestras.

**Figura 73.** Tipos de Brocas



**Fuente:** <http://www.rappdrillingtools.com/Products.html>

En la perforación con coiled tubing, se pueden utilizar brocas de hasta 8  $\frac{3}{4}$ " aunque la más usada para esta aplicación es la broca de 6  $\frac{1}{4}$ ".

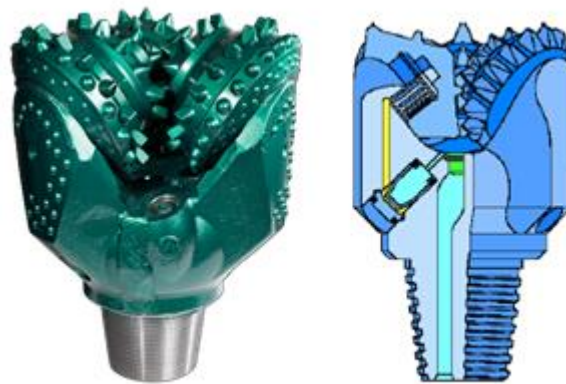
### **Brocas Cónicas de Rodillos**

Las brocas cónicas de rodillo pueden tener dos o tres conos de rodillos, pero las más comunes son las brocas tricónicas. Cada cono está repleto de cuchillas ("dientes" integrados o insertos endurecidos) las cuales contactan una parte de la superficie debajo de la broca. Los trozos de dientes para fresado en general se comportan bien en formaciones blandas a formaciones duras mientras que las brocas de inserción son más adecuadas para un medio difícil como lo son las formaciones duras. El diseño de la broca asegura que la combinación de los cortadores en todos los conos proporcione una acción de corte dentro de la circunferencia completa de la broca. La rotación de la broca rota los conos que activan las cuchillas individuales para presionar contra la cara de la roca con una alta fuerza de compresión.

Si el WOB es lo suficientemente alto, el cortador aplasta la roca y la acción de rodadura del cono desaloja la roca triturada con corrientes de alta velocidad de fluido

de perforación desde las toberas de la broca. Las boquillas reemplazables de materiales resistentes extremadamente duros y desgastantes de carburo protegen el cuerpo de la broca de la erosión por el fluido de perforación. Las boquillas están disponibles en una variedad de tamaños para optimizar la fuerza hidráulica disponible en los chorros. Los conos contienen cojinetes lisos o de rodillos para el cuerpo de la broca y se lubrican en los depósitos de lubricante sellados dentro del cuerpo de la broca, o por el fluido de perforación. Las brocas de rodamiento de rodillos están diseñadas para velocidades más altas y por lo general vienen en tamaños más grandes de OD de 6 in.

**Figura 74.** Brocas Cónicas



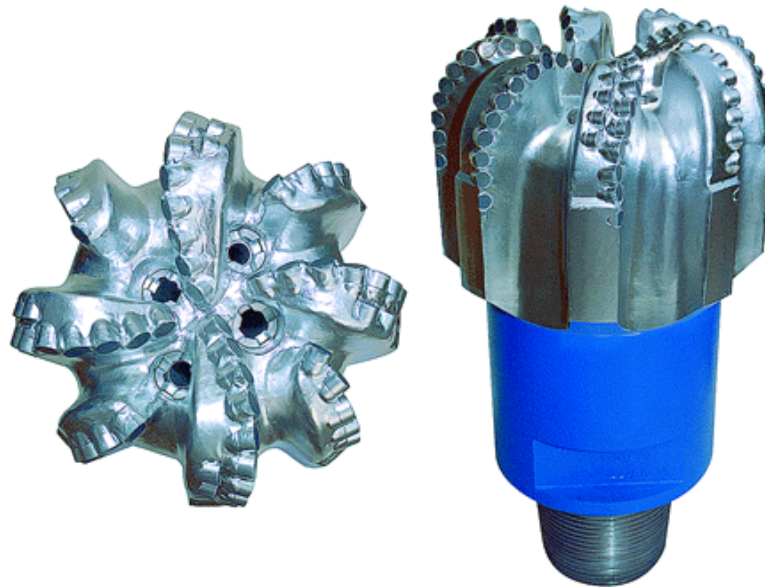
**Fuente:** <http://www.varelintl.com/es/Inicio-de-Petroleo-y-Gas/Brocas-Tricnicas-Rotativas>

### **Brocas de Dientes Fijos**

Tienen una construcción más simple que las brocas cónicas con rodillo. Los componentes de corte de las brocas de dientes fijos están incrustados en la cara de la broca, lo que significa que no contienen partes móviles. La acción de corte de este diseño de brocas es de cizallamiento o raspado de la superficie de la roca que el cortador arrastra a través de ella. Estas brocas son los más adecuadas para formaciones y materiales duros. Existen tres tipos básicos de brocas de cortador fijo y son los siguientes:

- Brocas de diamante: Tiene incrustados diamantes industriales en la cara de la broca en una matriz especial que incorpora canales de flujo para el fluido de perforación. La acción de corte de las brocas de diamante se adapta típicamente a un medio de perforación de alta dureza porque los pequeños cortadores eliminan cantidades relativamente pequeñas de material con cada pasada. PDC: Son brocas de diamante compacto policristalino, son similares a las brocas de diamante. Los cortadores de PDC son normalmente más grandes que las de diamante, siendo las PDC brocas adecuadas para formaciones suaves a medias.

**Figura 75.** Brocas PDC



**Fuente:** <http://portalmaritimo.com/brocas-de-perfuracao-conheca-alguns-detalhes/>

- TSP: Brocas de policristalino térmicamente estable, tiene cortadores similares a los de las brocas de PDC, pero son más pequeños y más resistentes al calor. Esto hace que las brocas TSP sean adecuadas para formaciones duras.

**Figura 76.** Broca TSP



**Fuente:** [http://retop.en.alibaba.com/TSPdrillbit812\\_withAPICertificatedforoilwell.html](http://retop.en.alibaba.com/TSPdrillbit812_withAPICertificatedforoilwell.html)

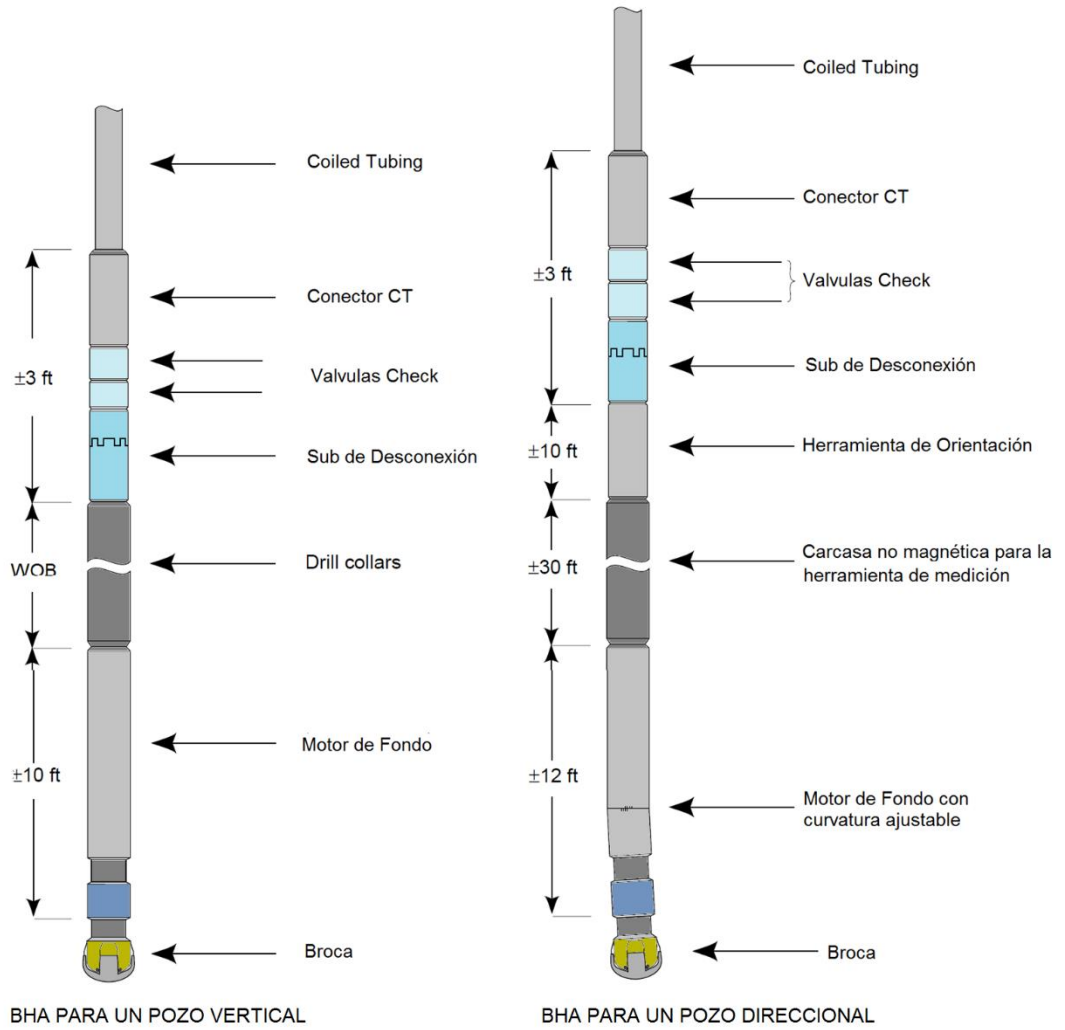
### **Selección de Brocas de Perforación**

El mejor indicador de cómo una broca funcionará bajo condiciones dadas es a partir de registros de brocas de pozos vecinos o de condiciones similares (pozos de correlación). Esta es otra buena razón para mantener registros detallados y precisos a través de una operación de *Coiled Tubing Drilling*.

Los fundamentos del diseño de la broca y selección se aplican igualmente a CTD y perforación rotatoria convencional. Sin embargo, en *Coiled Tubing Drilling* generalmente se utilizan velocidades de broca más altas a menor WOB. Es recomendable buscar el proveedor de brocas para saber cuáles son las adecuadas teniendo en cuenta las condiciones específicas que se prevea en un proyecto CTD.

**2.2.10 Ensamblaje del BHA según el tipo de Pozo** Las siguientes configuraciones son las generalmente utilizadas para pozos verticales y direccionales, aunque estas pueden variar dependiendo de otros factores como el tipo de formación o problemas de desviación.

**Figura 77.** BHA según el tipo de pozo



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. "Coiled Tubing Client School Manual". 1996.

### **3. METODOLOGÍA DE LA PERFORACIÓN CON COILED TUBING**

Iniciar un proyecto de perforación ya sea de manera convencional o con Coiled Tubing normalmente implica la coordinación de los esfuerzos de varias disciplinas especializadas, como es el caso del procedimiento de perforación del pozo, en el cual primero se debe realizar un estudio geológico de las formaciones a perforar, conocido como prognosis geológica (en donde principalmente se determinan las coordenadas de fondo, los buzamientos y topes de los estratos, posibles zonas de fallas y pérdidas de circulación), este estudio también proporciona cuáles son los pozos de correlación (tanto litológica como estructuralmente) que sirven para suministrar información sobre los parámetros operacionales que se podrán utilizar en el pozo a perforar y determinar los posibles problemas operacionales que se pueden presentar en la operación.

Una vez definida la prognosis se establecen las coordenadas en superficie, generalmente las brocas perforan perpendicular a las capas, así que a partir de este principio y de las coordenadas de fondo el ingeniero de perforación debe determinar estas coordenadas mediante simuladores proporcionados por las empresas que suministran estos equipos. Según estas coordenadas se realiza un estudio de viabilidad de la locación (teniendo en cuenta el aspecto social, ambiental, topográfico e inmobiliario) donde se toma la decisión de instalar el equipo en ese punto o definir el mejor de los casos para establecer la trayectoria del pozo (vertical o direccional).

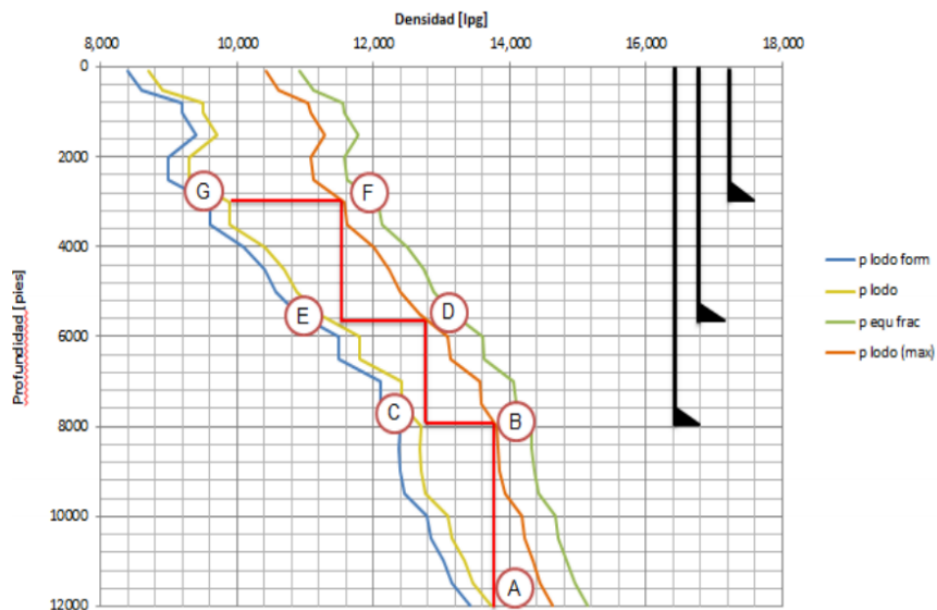
#### **3.1 PROGRAMA DE PERFORACIÓN**

Después de haber definido los anteriores aspectos, se procede a realizar el programa de perforación cuyo contenido es el siguiente:

**3.1.1 Determinación de presiones** Conocer las presiones de formación y de fractura es la base principal para la determinación de las profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento y de un óptimo programa de lodos de perforación, con el objetivo de mantener un buen control del pozo.

**3.1.2 Selección de la profundidad de asentamiento del casing** Una vez construido el perfil de presiones, el primer paso es determinar el asentamiento de las tuberías de revestimiento. El proceso de diseño se realiza partiendo del fondo del pozo trazando una línea vertical con la densidad a utilizar hasta acercarse a la línea de gradiente de fractura, este punto representa la profundidad mínima para asentar la tubería de revestimiento; este proceso se repite hasta terminar todo el diseño del pozo (Figura 75), aunque se deben tener en cuenta los siguientes parámetros en el caso de encontrar formaciones problemáticas: integridad hidráulica, solución para problemas de perforación, zonas aisladas, formaciones consolidadas, impermeables y rocas de bajo esfuerzo.

**Figura 78.** Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento



**Fuente:** Guía de diseño tuberías de revestimiento. Instituto Politécnico Nacional. 2013.

Finalmente como resultado de esta selección se define el número de fases a perforar, las cuales se clasifican de la siguiente manera:

**Fase 1 - Hueco conductor:** Cuyo objetivo es instalar el *diverter* y controlar dinámicamente una arremetida del pozo, esta fase debería ser obligatoria en la perforación de cualquier pozo, pero en la actualidad en la mayoría de los casos no se tiene en cuenta y por consiguiente se han presentado reventones y pérdidas económicas, su profundidad promedio es de 200 a 300 ft.

**Fase 2 - Hueco de Superficie:** Tiene una profundidad que garantiza la integridad para controlar influjos de gas y de petróleo, su objetivo es instalar las BOP y controlar el pozo. Su profundidad es de aproximadamente de 300 a 500 ft.

**Fases intermedias:** Se utilizan para separar problemas pero la mayoría de los pozos que se perforan con CT son someros así que no hay necesidad de perforar esta fase, a menos que sea de un alto ángulo u horizontal.

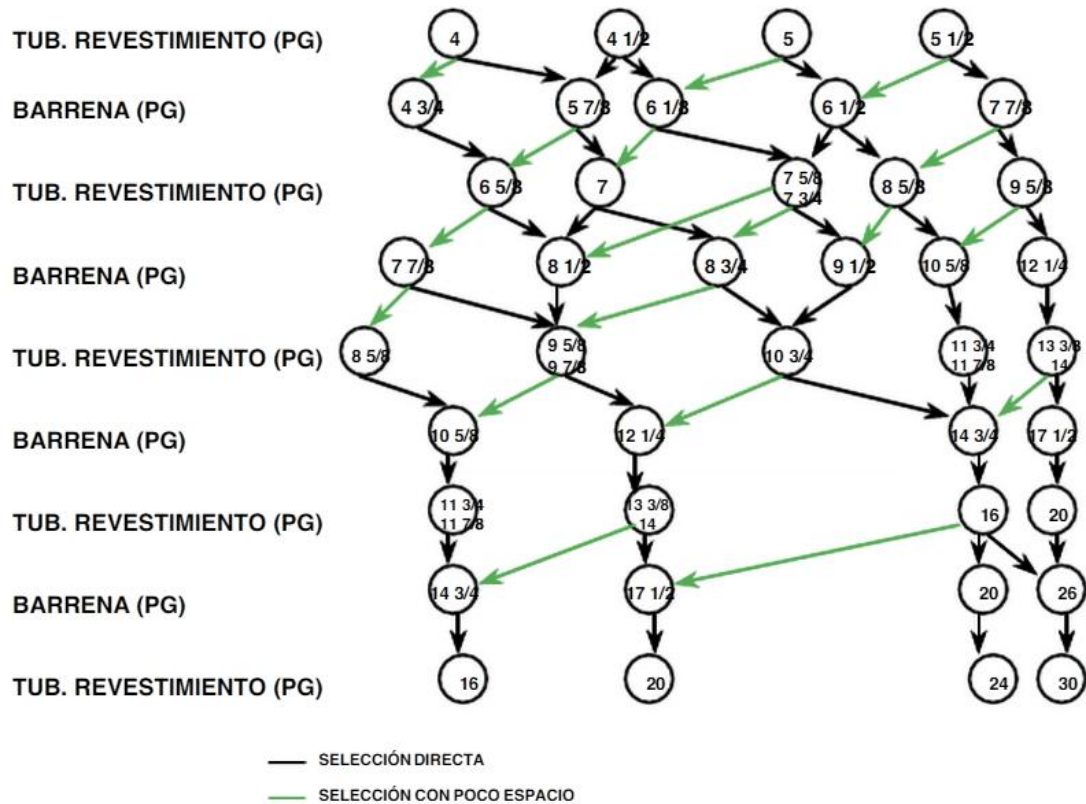
**Fase de producción:** Perforación de la formación de hidrocarburos, su objetivo es producir y perforar sin dañar la formación.

**3.1.3 Selección de la geometría del pozo** Después de determinar las profundidades de asentamiento de los revestimientos, se selecciona el diámetro del revestimiento de producción y esta será la base para determinar el arreglo de las demás tuberías de revestimiento a utilizar, así como los diámetros del hueco.

El diámetro del revestimiento de producción va a depender de las características de los fluidos a producir, las presiones y el sistema de levantamiento. Estos diámetros se pueden definir utilizando un nomograma (Figura 76), que presente los diámetros de tuberías y brocas estándares, el cual comienza seleccionando el diámetro de la

tubería de revestimiento de explotación y se continua la selección siguiendo las flechas de acuerdo al número de tuberías de revestimiento que se necesitan.

**Figura 79.** Nomograma para la selección de diámetros de hueco y casing



**Fuente:** Perforación de pozos petroleros. Facultad de ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México.

**3.1.4 Diseño de tubería de revestimiento** El objetivo del diseño del revestimiento es seleccionar un casing de cierto grado, peso y junta, el cual sea más económico (ya que las tuberías de revestimiento representan alrededor del 18% del costo total del pozo) y que además resista sin falla a las fuerzas a las que estará sujeto como la presión externa (colapso), presión interna (estallido), carga axial y longitudinal (tensión y compresión).

**3.1.5 Fluidos de perforación** Con el fin de seleccionar un óptimo lodo de perforación se deben estudiar ciertas propiedades que son determinantes en el buen funcionamiento del fluido de perforación, las cuales son: viscosidad plástica, punto cedente, PH, MBT, esfuerzo de gel y viscosidad. El programa de fluidos debe tener el siguiente contenido:

- Los tipos de fluidos de perforación y completamiento a usar.
- Los rangos de densidad necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada fase del pozo.
- Las principales propiedades requeridas para una perforación eficiente.
- Aditivos del fluido sugeridos para cada fase.
- Problemas esperados y los procedimientos de control.

**3.1.6 Pruebas de integridad** Un aspecto fundamental de la viabilidad económica de los pozos de petróleo y gas es la integridad del pozo durante el proceso de perforación y completamiento, para ello se deben realizar pruebas de integridad a la formación las cuales se clasifican en:

- **Prueba Leak off Test (LOT):** tiene como objetivo determinar la integridad de la unión del cemento y la máxima fuerza que puede resistir la formación antes de fracturarse y se realiza por debajo del último revestimiento cementado.
- **Prueba de Repeat Formation Testing (RFT):** proporciona la información requerida para predecir la productividad de una formación y para planear pruebas y ensayos más sofisticados como el DST (Drill Stem Test), puede realizarse en huecos abiertos o en pozos revestidos.
- **Pruebas drill stem test (DST):** se lleva a cabo con el fin de registrar presiones de formación y tasas de flujo en intervalos de interés largos, y para reunir

muestras de fluidos de formación para determinar el potencial productivo de un reservorio.

- **Prueba de Integridad de la Formación (FIT):** consiste en presurizar la columna de fluido hasta un límite predeterminado el cual mostrará una presión hidrostática de densidad de fluido equivalente hasta la cual el fluido no tendrá fuga hacia la formación ni la fracturará.

**3.1.7 Programa de cementación** La cementación consiste en preparar una lechada (mezcla de agua y cemento) con equipos especiales de mezclado para luego bombearla y desplazarla hasta el hoyo abierto o hacia la zona preestablecida.

La cementación primaria (cementación de la tubería de revestimiento) es una de las operaciones más importantes, cuya planificación debe hacerse con mucha anticipación a la introducción de la tubería, en este proceso se debe estudiar la composición del cemento con el fin de obtener una adecuada y apropiada resistencia final para las operaciones, ya que una buena cementación previene fallas en la tubería.

**3.1.8 Sarta de perforación** El diseño de la sarta de perforación tiene como objetivo dar a conocer los diferentes tipos de sarta de perforación programados durante las etapas de perforación y completamiento de un pozo. En cualquier diseño de sarta también se deben considerar las herramientas fundamentales para la perforación de un pozo. La información necesaria para el proceso de diseño y selección de la sarta se puede resumir en los siguientes puntos:

- Profundidad total.
- Trayectoria y ángulo máximo.

- Peso sobre broca requerido.
- Densidades de lodo.
- Factores de diseño para el peso sobre broca.
- Factor de diseño a la tensión.
- Máximo margen de sobre tensión.
- Inventario de tubulares y herramientas
- Tabla de especificaciones de tuberías.

**3.1.9 Brocas de perforación** Durante la planeación del pozo se deben seleccionar los tipos de brocas a usarse de acuerdo a las características de la formación y el diseño actual que se tenga. Uno de los objetivos en la selección de las brocas es la de reducir los costos de perforación, para llevar a cabo esta selección se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Determinar el costo por pie perforado de cada una de las brocas usadas en los pozos correlación.
- Seleccionar las brocas para la perforación con ayuda de los registros eléctricos de pozo correlación, determinando la compresibilidad y cizallamiento de las formaciones a perforar.
- Solicitar a las empresas la información acerca de las brocas a seleccionar para la perforación, la cual incluirá el rendimiento de la broca en diferentes formaciones ya perforadas por esta.
- Hacer una evaluación de las brocas planteadas por la empresa.

**3.1.10 Hidráulica de perforación** El programa de hidráulica es parte del proceso general de la perforación, incluye los cálculos de los distintos componentes del sistema de circulación para controlar las pérdidas de presión dentro de la misma, mantener limpios la broca y el agujero mientras se viaja dentro del pozo y disminuir la erosión excesiva de las paredes del pozo.

**3.1.11 Ensamblaje de cabezales de pozo (WHA)** El equipo de cabeza de pozo, además de permitir el trabajo de forma segura y el control durante las etapas de perforación y de producción, también soporta todo el peso de las preventoras y parte del peso de los revestimientos que se bajen.

**3.1.12 Sistema de preventores de reventones (BOPs)** La función principal de una BOP (Blow out preventor) es controlar los posibles “amagos de reventones” en el caso que el lodo de perforación no pueda evitarlos. Según la profundidad del pozo y las presiones a manejar se determina el diseño de las BOP para cada fase.

**3.1.13 Programa de manejo de sólidos y aguas residuales<sup>9</sup>** Manejo de sólidos es el proceso de controlar la acumulación de sólidos indeseables en un sistema de lodos. La acumulación de sólidos tiene efectos indeseables sobre el rendimiento del fluido de perforación y sobre el proceso de perforación. Las propiedades reológicas y de filtración pueden hacerse difíciles de controlar cuando la concentración de sólidos de perforación (sólidos de bajo peso específico) se vuelve excesiva. Los índices de penetración y la vida útil de la broca decrecen y los problemas del pozo aumentan con una alta concentración de sólidos de la perforación. Los equipos de control de sólidos en una operación de perforación deben ser manejados como una planta de procesamiento.

---

<sup>9</sup> Manual de fluidos de perforación baroid, Cap 10.

Durante las operaciones de perforación, se requiere recolectar, tratar y verter el agua que se genera bajo las siguientes especificaciones mínimas de equipo.

- Unidad de mezcla y dosificación de productos químicos de mínimo 6 barriles, dotada con bombas alimentadoras para los materiales del tratamiento.
- Unidad de coagulación-floculación dotada con agitación, con capacidad mínima de 40 barriles/hora.
- Tanque de sedimentación-aireación con capacidad mínima de 500-400 barriles, dotada con aireación y abierta.
- Dos bombas centrifugas de manejo de agua de mínimo 150 GPM.
- Una caseta de campo dotada con todos los elementos necesarios.
- Contar en campo con equipo y reactivos para realizar diariamente mediciones de PH, OD, Color; turbidez, dureza, conductividad etc.
- Para vertimiento se requieren bombas de capacidades de bombeo de 150 y 200 gpm, y camiones tanque si no es posible su vertimiento en zonas aledañas.

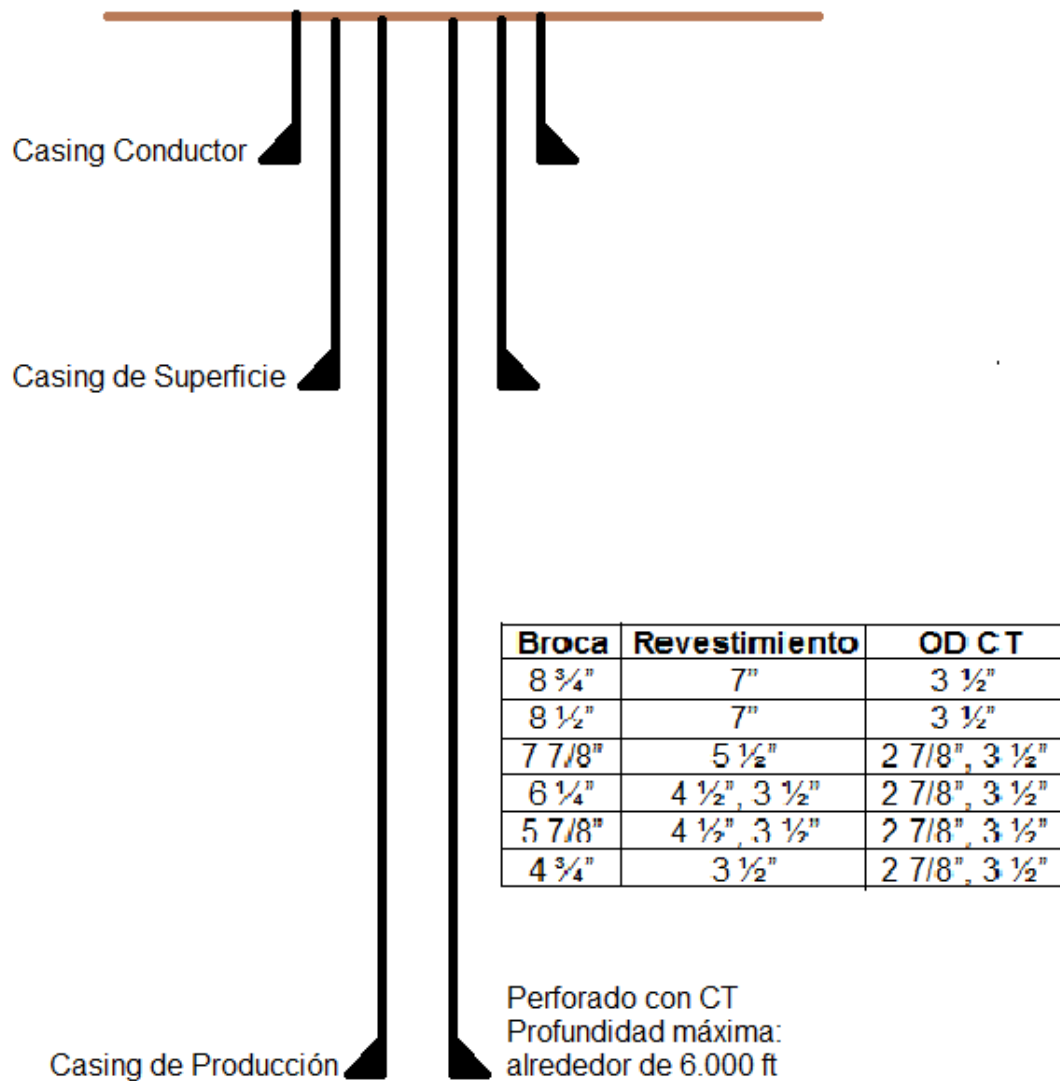
**3.1.14 Gestión ambiental y social** El programa de gestión social consta de las políticas de responsabilidad tanto de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como la entidad interesada en el proyecto y su socialización, por otro lado, el programa de gestión ambiental consta de los decretos ambientales que hacen referencia al sector de hidrocarburos y su respectivo cumplimiento.

## **3.2 PROCEDIMIENTO PARA PERFORAR CON COILED TUBING**

Una vez definido el estado mecánico o la geometría del pozo en el programa de perforación, se establecen qué fases se perforan de manera convencional o con coiled tubing; generalmente en los pozos perforados con coiled tubing el hueco conductor y de superficie se perforan de manera convencional debido a las limitaciones de diámetro de hueco (menores a 8 ¾"), profundidad y peso sobre la

broca presentadas en la perforación con coiled tubing; a continuación se presenta una recopilación de los diferentes estados mecánicos de las fases que se han perforado con CT:

**Figura 80.** Estado mecánico de un pozo perforado con CT



Aunque para determinar si esta tecnología es factible para perforar las demás fases (intermedia y/o producción) se deben tener en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

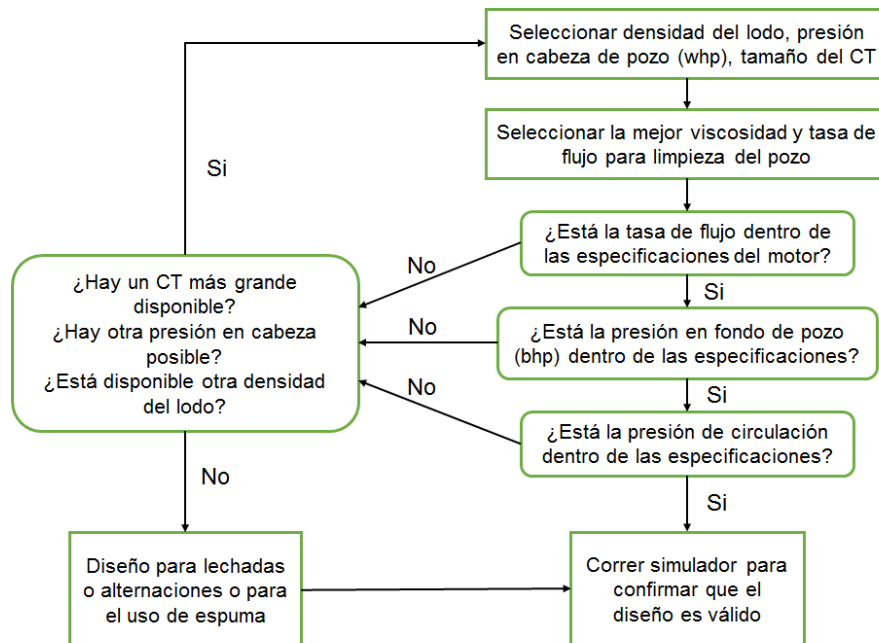
### 3.2.1 Parámetros Operacionales

#### Hidráulica

El sistema hidráulico diseñado para pozos perforados con CT debe ser tal que debe ser capaz de levantar los recortes y limpiar el agujero, pero no debe exceder la presión máxima de estallido del CT.

La hidráulica es función de la reología del lodo de perforación, el cual debe ser compatible con la formación, seguro de manejar en la superficie y ser compatible con las herramientas de fondo de pozo, en particular el motor. Su selección se basa en la capacidad de transferencia de peso a la broca, limpieza del hueco, reducción del daño a la formación y estabilidad de la perforación, su diseño se resume en la figura 80:

**Figura 81.** Diagrama de flujo del diseño hidráulico para CTD

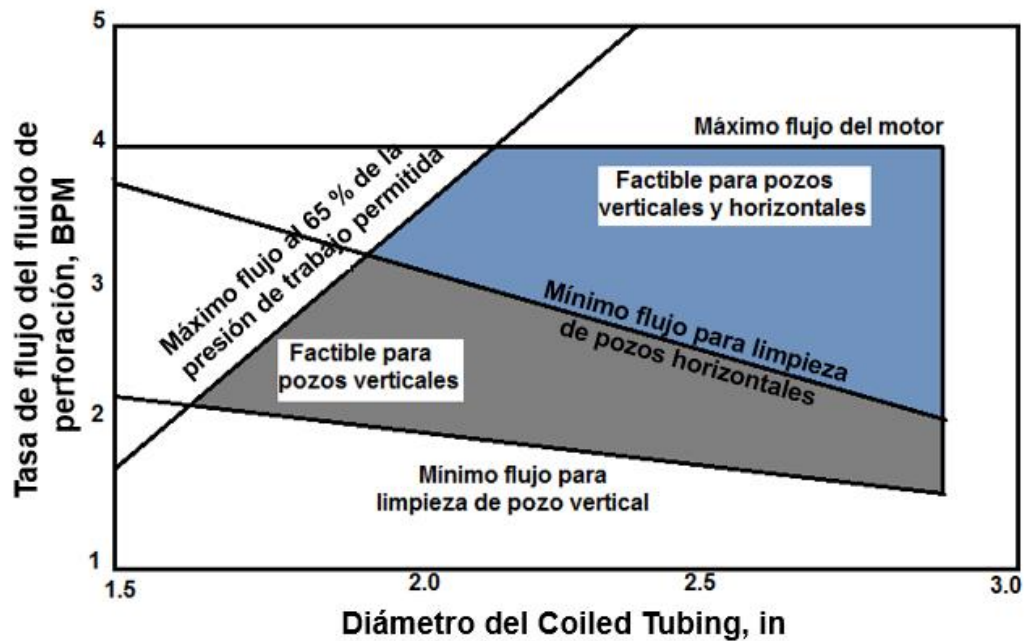


**Fuente:** WALTON, Ian C. y GU, Hongren. Hydraulics Design in Coiled Tubing Drilling. 1996. 10 p. SPE 36349.

**Tasa de flujo:** En condiciones óptimas de perforación se realiza el trabajo a las tasas de flujo más bajas posibles, no sólo por razones económicas, sino también para evitar exceder los límites de presión del CT o la introducción de fatiga excesiva en el CT, excepto en las secciones de curvatura en pozos horizontales o desviados en donde se debe usar una tasa más alta en comparación con la que se trabaja en secciones verticales. Para encontrar esta tasa, el ingeniero debe considerar una serie de factores que incluyen:

- La geometría del CT, pozo y líneas de superficie
- La productividad del pozo
- Propiedades del fluido de perforación
- Las tasas de inyección del fluido de perforación
- Método de la inyección del fluido de perforación
- La presión de boca de pozo
- ROP.

**Figura 82.** Tasas de flujo para la perforación de pozos con CT



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER DOWELL. Coiled-Tubing Drilling. 1993.

**Velocidad anular:** Esta velocidad da una indicación de la capacidad del fluido para limpiar el hueco y es crítica en dos secciones del pozo: la sección horizontal más alta o desviada, y en la sección del casing más grande, generalmente en la parte superior del hueco. Para encontrar la velocidad anular, se selecciona el motor más grande posible a partir del tamaño de orificio deseado, el diámetro de CT seleccionado y el 80% de la tasa máxima de flujo a través del motor; aunque los simuladores pueden determinar con mayor precisión la velocidad mínima anular para un diseño determinado de trabajo.

Si las velocidades anulares que se pueden lograr no son lo suficientes para limpiar el agujero, el diseño debe ser modificado. Un mayor tamaño de CT permitirá una velocidad de bombeo mayor y reducirá el área anular para aumentar la velocidad de flujo anular.

### **Presión de bombeo<sup>10</sup>**

Una vez que la tasa es la suficiente para limpiar el agujero, se determinan las presiones en el CT y el anular. Una vez más, los simuladores están disponibles para predecir estas presiones, pero el operador puede estimarlos mediante el cálculo de la presión a lo largo del pozo. El cálculo debe incluir las pérdidas de presión por fricción en los tubulares, la pérdida de presión a través del BHA, y las presiones hidrostáticas del fluido y del fluido más los recortes de perforación. La presión de inyección estimada en el CT es entonces comparada con la presión de trabajo máxima permitida, si se supera la presión de trabajo del CT, el diseño debe ser modificado incluyendo el uso de un CT más grande, de pared más gruesa y con un motor más pequeño.

---

<sup>10</sup> GARY S., DOREMUS D. "Technical and Economical Feasibility of Coiled Tubing Drilling". SPE 30490. 1995. Pág. 2.

### **Peso sobre la broca**

Esta consideración se refiere las cargas compresivas que actúan en el CT durante la perforación. En un pozo vertical, estas cargas no se consideran porque se usan drill collars para mantener el agujero vertical. Sin embargo, en pozos altamente desviados u horizontales, estas cargas tienen un impacto directo en el peso que se puede aplicar sobre la broca (WOB), por lo tanto, se requiere la determinación de las cargas de compresión del CT para asegurar que se puede lograr el peso necesario en la broca. Una vez más se determinan mediante el uso de un simulador que modela las fuerzas que actúan sobre el CT y las cargas máximas de compresión en la profundidad del pozo total y al final de la sección de desviación. Cuando hay una desviación severa, este cálculo debe incluir la fricción de flexión del BHA además de las otras fuerzas que actúan sobre el CT.

Una vez que se determinan estas cargas compresivas, pueden ser comparadas con el máximo requerido para el tamaño del agujero dado. Si el WOB no es suficiente, el diseño de trabajo de nuevo debe ser modificado. En algunos casos, un CT más grande o más grueso permitirá colocar la carga de compresión necesaria en el tubo para alcanzar el peso requerido. Si no, debe disminuirse la tasa de build up para hacer el proyecto técnicamente factible.

### **Tensión del CT**

El análisis de tensión es la determinación de las tensiones producidas en un cuerpo sólido cuando se somete a diversas fuerzas externas, el cual se realiza mediante el cálculo de cada una de las fuerzas que actúan sobre el CT (por ejemplo, peso de la tubería, la flotabilidad, la curvatura residual, y el pandeo) para determinar la tensión máxima a la que es sometida la tubería, la cual depende del tipo de aleación utilizada en su fabricación, el OD de la tubería y espesor de la pared. Debido a la complicada naturaleza de estas fuerzas y la tendencia de CT a doblarse, se recomienda el uso de un simulador de fuerzas de tubería para predecir estas fuerzas.

Después de añadir un margen de seguridad para sobretensión, la tensión máxima se compara con la tensión máxima permisible de la tubería (80% del límite elástico publicado por el fabricante) y la capacidad de tracción de la cabeza de inyección del CT. Si se supera la tensión del CT, se requerirá un mayor rendimiento o una pared más gruesa. Obviamente, si se excede la capacidad de tracción del inyector, otra cabeza de inyección debe ser utilizada o el proyecto no es factible.

### **Vida útil del Coiled Tubing**

La vida de la sarta de CT depende de muchos parámetros como la geometría del carrete y del arco guía, la presión de bombeo, diámetro del CT, el espesor de la pared y el material. En comparación con cualquier operación de servicio con Coiled Tubing, en la perforación la vida de la tubería se ve gravemente afectada por los grandes diámetros de CT utilizados y la presión del fluido de perforación. Cuando CT es inclinado sobre el arco guía o el carrete, más del 97% de su área transversal experimenta deformación plástica, por ello es importante calcular la vida del CT a la hora de diseñar un trabajo de perforación, la cual está sometida a las siguientes condiciones:

- Ciclos de pandeo
- Carga de presión interna
- Carga axial aplicada
- Corrosión
- Daño mecánico

Una de las formas de expresar la vida del coiled tubing es por medio de la cantidad de ciclos de pandeo (viajes de ida y vuelta entre el carrete y el stripper) que tendrá la tubería antes de llegar a una falla, esta cantidad de ciclos se puede determinar por medio de la ecuación:

**Ecuación 2.** Cantidad de ciclos de pandeo para estimar la vida del CT

$$C = \frac{K_c K_s K_m K_Q N_m}{\left(\frac{S_r}{S_m}\right)^2 + 2 \left(\frac{S_g}{S_m}\right)^2}$$

**Fuente:** WU, J. “Coiled Tubing working life prediction”. SPE 29461. 1995

Donde,

C: Número de ciclos de pandeo

K<sub>c</sub>: Factor de corrosión (0.5 a 1)

K<sub>s</sub>: Factor de concentración de esfuerzo (0.33 a 1)

K<sub>m</sub>: Factor de compensación de esfuerzo de cedencia

K<sub>Q</sub>: Factor de confiabilidad de predicción de la vida

N<sub>m</sub>: Vida media del CT calculada en las pruebas

S<sub>r</sub>: Esfuerzo alterno uniaxial equivalente en el carrete, psi

S<sub>m</sub>: Esfuerzo medio de daño calculado en pruebas, psi

S<sub>g</sub>: Esfuerzo alterno uniaxial equivalente en el cuello de ganso, psi

Aunque actualmente un simulador especializado calcula el daño que se produce a la tubería debido a la secuencia de la presión y de ciclos de flexión. Mediante el análisis de los datos acumulados de una sarta de CT, el modelo puede predecir cuándo se iniciarán las primeras grietas en la tubería. Mediante la aplicación de un factor de seguridad de esta predicción, la sarta de CT puede ser retirado del servicio antes de un importante fallo de funcionamiento inducido de fatiga (MOF) se produzca.

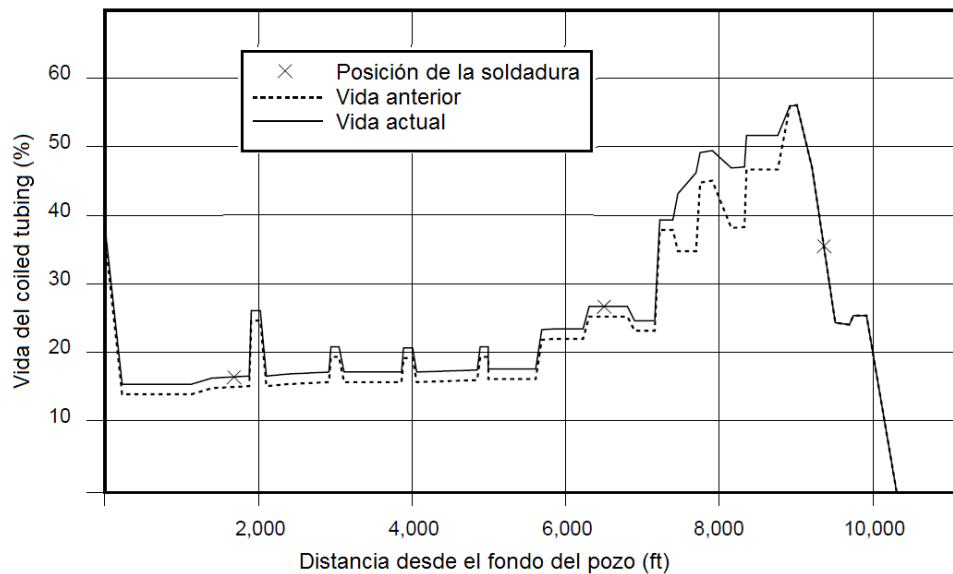
Para iniciar la simulación, los siguientes parámetros se deben registrar con precisión sobre la longitud de la sarta de CT.

- Ciclos de flexión
- Ciclos de presión

- Diámetros mayor y menores
- Contaminación química

Con estos parámetros de entrada al modelo, se obtiene una gráfica para mostrar el porcentaje de vida de la tubería contra de la longitud de la sarta. Un ejemplo de una gráfica se muestra en la Figura 80. Cuando una operación de CT se está diseñando, propuestas de bombeo y el tipo de movimiento de la tubería puede ser entrada al modelo. Los resultados de la gráfica pueden ser analizados para verificar la capacidad de la sarta de CT para completar de manera segura la operación prevista.

**Figura 83.** Gráfica de salida del simulador



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

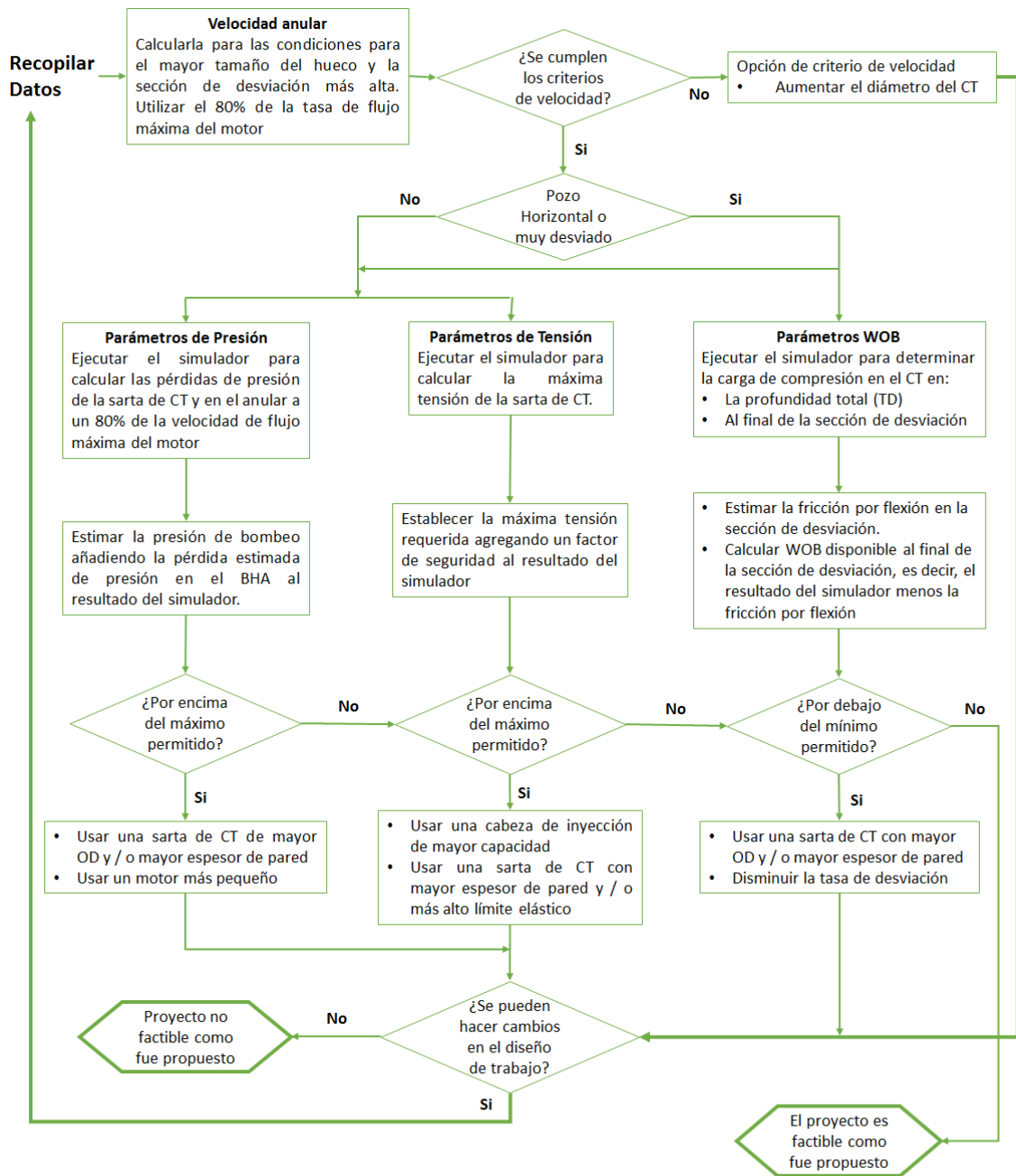
Recomendaciones para el estudio de la vida del CT:

- La estimación de la vida útil restante para un segmento de CT es imposible sin una historia completa y precisa de los daños de fatiga acumulada.

- La secuencia de la presión y los ciclos de flexión debe ser considerado para determinar la vida del CT.
- El CT se comporta elásticamente cuando se somete a una sola presión interna. Sin embargo, cuando el CT se dobla al mismo tiempo, entonces el CT se comporta plásticamente.
- La soldadura longitudinal no parece tener un efecto sobre la longevidad del CT.
- Una pared más gruesa dará a la tubería un ciclo de vida más largo.
- Cuanto menor sea el diámetro exterior del CT, más ciclos o viajes puede realizar antes de la falla.
- Revertir la dirección de la curvatura también reduce la vida del CT, esto es comúnmente causado por la colocación del Levelwind demasiado bajo. Las predicciones teóricas sugieren que una reversión puede dar como resultado la reducción tanto como un 25% de la vida del CT si está presente en muchos viajes a lo largo de la vida del CT.
- Aunque una sección del CT falle, el resto de la sarta no se ve afectado de la misma manera como la sección fallada a menos que se someta a exactamente las mismas condiciones. Por lo tanto, toda la sarta debe ser evaluada para determinar si debe ser reparada o desechada.
- Si la sarta de trabajo CT contienen elementos de la tubería que se han usado en exceso de 95%, deben ser retirados del servicio para permitir una acción apropiada.

Resumiendo lo anterior, el siguiente es el procedimiento que se debe seguir para determinar si la perforación con coiled tubing es factible bajo los parámetros propuestos:

**Figura 84.** Criterios técnicos en la perforación con CT



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.

**3.2.2 Metodología de la perforación con CT** Después de determinar los anteriores parámetros operacionales y una vez perforados y revestidos el hueco conductor y el hueco de superficie de manera convencional, el procedimiento para perforar las demás fases con coiled tubing es el siguiente:

1. Rig Up de la unidad de CTD
2. Rig Up de la BOP

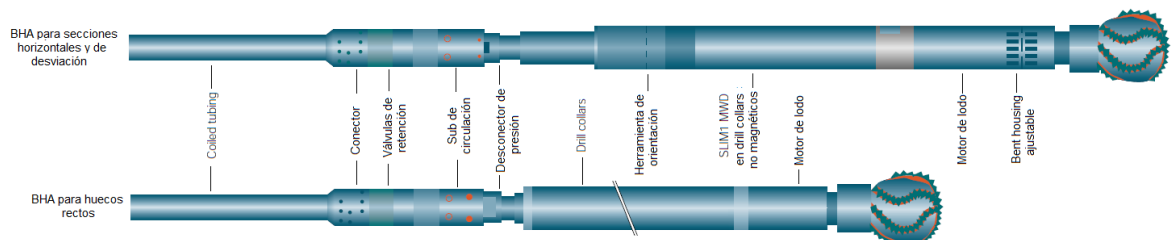
**Figura 85.** Rig up de la BOP



**Fuente:** CASEE U., KARA D. True Hybrid operations combining Coiled Tubing Drilling and conventional rig workover techniques and practices. 2005. SPE 92207.

### 3. Armar el BHA

**Figura 86.** BHA para pozos verticales y desviados



**Fuente:** “An early look at Coiled-Tubing Drilling”. Oilfield review. Julio 1992.

4. Colgar el BHA en la grúa e introducirlo en el casing de superficie.
5. Conectar el coiled Tubing al BHA e instalar la cabeza de inyección.
  - a. Estabilizar y asegurar la plataforma de soporte del inyector (de existir) antes de instalar la cabeza de inyección.
  - b. Verificar el correcto funcionamiento de la cabeza de inyección antes de instalarlo en el BOP.
  - c. Retirar las pinzas de transporte de la cabeza de la inyección y comprobar que los indicadores de peso están funcionando.
  - d. Asegúrese que la línea central (eje longitudinal) del CT está alineado con la línea central vertical de la pila de BOP.

**Figura 87.** Unidad de CTD con la cabeza de inyección



**Fuente:** <http://www.stewartandstevenson.com/galleries/100-xc-coiled-tubing.png>

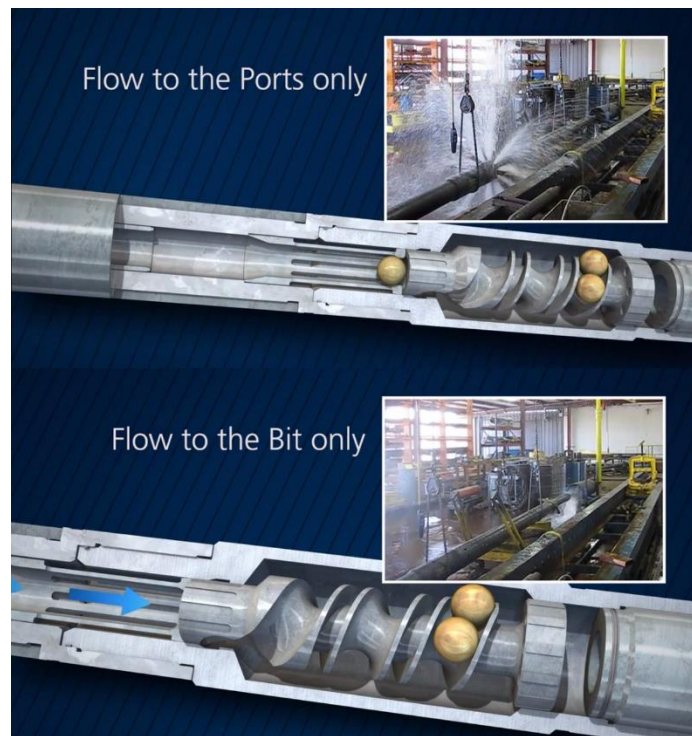
6. Realizar drill out de la fase de superficie
  - a. Bajar CT hasta donde encuentre cemento
  - b. Perforar el cemento, landing collar, equipo de floración, zapato y rat hole hasta la profundidad del hueco.
  
7. Hacer prueba de integridad<sup>11</sup>
  - a. Circular para homogenizar el lodo (Peso entrando = Peso saliendo).
  - b. Levantar la broca por encima de la zapata de revestimiento o hasta superficie si se encuentra que el CT no soportará las presiones que se van a manejar en la prueba.
  - c. Conectar la unidad de cementación a la sarta de perforación y al anular a través de la línea para Matar el pozo.
  - d. Probar con presión las líneas de la superficie
  - e. Cerrar los arietes de la tubería en el conjunto de preventoras instalado
  - f. Comenzar a bombear a bajo caudal
  - g. Mientras bombea, observe el aumento de presión hasta que se desvíe de la tendencia lineal en la gráfica de Presión Vs. Volumen bombeado
  - h. Pare inmediatamente la bomba y observe la presión final de inyección
  - i. Registre las presiones y los barriles bombeados
  
8. Perforación del hueco
  - a. Bajar el BHA teniendo en cuenta lo siguiente: se debe ajustar el indicador de peso y profundidad en ceros antes de comenzar la operación, luego se registra los caudales hasta lograr el deseado para comenzar la perforación (en el cual habrá un aumento en la presión de circulación y una disminución en el indicador de peso lo que indica el contacto broca-formación).
  - b. Perforar mientras se tenga una ROP económicamente viable.

---

<sup>11</sup> PEMEX, SCHLUMBERGER. Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo "Presiones de Formación". Pág. 23.

- c. Sacar broca a superficie y cambiar broca (Cuantas veces sea necesario y económicamente viable): para llevar a cabo los viajes de cambio de broca se debe activar la herramienta “sub de circulación” acoplada en el BHA, la cual debe ser activada para desviar el flujo por encima de la herramienta MWD y el motor de lodo, dirigiendo el fluido radialmente a través de orificios de salida lateral impidiendo la rotación de la broca y evitando el daño a la tubería de revestimiento, a la broca o la creación de un sidetrack.

**Figura 88.** Funcionamiento del sub de circulación



**Fuente:** <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/xp-circulation-valve>

- d. Perforar hasta a la profundidad programada bajo los parámetros establecidos.

9. Acondicionamiento del hueco para registrar (si se observa durante el viaje que el hueco requiere acondicionamiento): se realiza activando el sistema de sub de circulación.

- a. Circular en fondo a limpio
- b. Sacar broca hasta superficie
- c. Bajar a fondo
- d. Circular a limpio
- e. Sacar sarta hasta superficie

10. Registrar el hueco

a. Convencionalmente:

- Rig up de las herramientas de wireline para registrar
- Registrar
- Rig down de los equipos de registros

b. Con coiled tubing:

- Utilizar un sistema de inyección de cable para instalar el wireline mientras la sarta de CT está en el carrete.
- Armar el BHA y conectarlo a la sarta de CT.
- Verificar que la herramienta de registro está funcionando normalmente.
- RIH a la profundidad del objetivo para el inicio de la ejecución del registro.
- En la profundidad de partida, RIH o POOH de acuerdo con el plan de trabajo de registro.
- Al final del intervalo de registro, POOH.
- Rig down de los equipos de registros.

11. Acondicionar el hueco para bajar revestimiento (si el viaje de registros muestra que es necesario): se realiza activando el sistema de sub de circulación.

- a. Bajar broca a fondo
- b. Circular a limpio
- c. Sacar broca a superficie

12. Bajar Revestimiento: esta operación se realiza con una torre convencional ya que no es posible con el equipo de coiled tubing.
  - a. Rig up del equipo convencional.
  - b. Armar equipos para bajar revestimiento
  - c. Bajar revestimiento a fondo
  - d. Circular a limpio
  
13. Cementar el revestimiento (esta operación se realiza con equipo convencional)
  - a. Armar equipos para cementar
  - b. Cementar
  - c. Desarmar equipos de cementación
  
14. Colgar Revestimiento (esta operación se realiza con equipo convencional)
  - a. Instalar el cabezal del pozo
  - b. Rig down del equipo convencional.
  
15. Realizar drill out (En el caso que se perfore la fase intermedia)
  - a. Bajar sarta de coiled tubing hasta donde encuentre cemento
  - b. Perforar el cemento, landing collar, equipo de flotación, zapato y rat hole hasta la profundidad del hueco.
  
16. Hacer prueba de integridad (En el caso que se perfore la fase intermedia)
  - a. Circular para homogenizar el lodo (Peso entrando = Peso saliendo).
  - b. Levantar la broca por encima de la zapata de revestimiento o hasta superficie si se encuentra que el CT no soportará las presiones que se van a manejar en la prueba.
  - c. Conectar la unidad de cementación a la sarta de perforación y al anular a través de la línea para Matar el pozo.
  - d. Probar con presión las líneas de la superficie
  - e. Cerrar los arietes de la tubería en el conjunto de preventoras instalado

- f. Comenzar a bombear a bajo caudal
  - g. Mientras bombea, observe el aumento de presión hasta que se desvíe de la tendencia lineal en la gráfica de Presión Vs. Volumen bombeado
  - h. Pare inmediatamente la bomba y observe la presión final de inyección
  - i. Registre las presiones y los barriles bombeados
17. Instalar y probar “BOPs”
18. Rig Down del equipo de CTD y mover a la siguiente localización.

**Figura 89.** Rig down de la unidad CTD



**Fuente:** <http://www.drillingcontractor.org/wp-content/Panorama2-CT.jpg>

### 3.3 COMPARACIÓN ENTRE CTD Y LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL

**Tabla 7.** CTD vs. Perforación Convencional

CARACTERÍSTICA	CONVENCIONAL	CTD
<b>Tamaño y Portabilidad de los equipos</b>	Generalmente más grandes que los equipos de tubería flexible, pero pueden dividirse en cargas más pequeñas.	Diseño portátil, sin embargo el carrete de CT es generalmente la parte más grande y puede ser importante para localizaciones offshore

<p><b>Confiabilidad del Equipo</b></p>	<p>Equipos grandes y robustos colocados permanentemente dando una buena fiabilidad en condiciones de uso continuo, particularmente en offshore.</p>	<p>Equipo móvil diseñado para ser lo más ligero posible. Susceptible a daños en el transporte, no está diseñado para un uso continuo.</p>
<p><b>Tiempo de la operación</b></p>	<p>Más largos debido a que la operación no es continua.</p>	<p>Menores tiempos que en la perforación convencional debido a la ausencia de conexiones.</p>
<p><b>Perforación bajo balance</b></p>	<p>Puede ser utilizado para operaciones bajo balance, sin embargo las operaciones son intermitentes debido a las conexiones de los tubulares y la presión en fondo es más difícil de controlar.</p>	<p>Problemático despliegue del BHA en situaciones de tubería ligera. Perfectamente adaptado para trabajar bajo balance o en situaciones de pozo vivo.</p>
<p><b>Registro durante la perforación</b></p>	<p>Disponible pero la transferencia de datos es limitada debido a la telemetría.</p>	<p>La instalación de Wireline dentro del CT añade capacidad adicional aunque pueden presentarse problemas de pesca.</p>
<p><b>Limpieza del pozo</b></p>	<p>Mejor que CTD debido a que hay tasas más altas de bombeo, rotación de la tubería y la excentricidad de</p>	<p>Puede ser problemática en comparación con la tubería articulada debido</p>

	la tubería debido a las juntas de herramientas.	a la incapacidad de rotación de la sarta.
<b>Seguridad de los trabajadores</b>	Operación intensiva del trabajador	No hay requisito de trabajadores durante el viaje dentro y fuera del hueco
<b>Sobretensión y WOB disponible</b>	Generalmente amplio margen disponible	Puede ser problemático a mayor profundidad

**Fuente:** CAMPBELL J. Coiled Tubing Drilling – Has It Come Of Age?. OMC 2001.

### **3.4 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN CON COILED TUBING**

El Coiled Tubing (CT) es una de las principales tecnologías no convencionales la cual ha crecido rápidamente en el mundo de la perforación, en la actualidad es aplicada a la perforación de pozos nuevos tanto verticales como horizontales, re-entradas y debido a su capacidad de controlar las condiciones en fondo de pozo es muy utilizada en perforaciones bajo balance. Entre las ventajas que presenta la perforación con Coiled Tubing (CTD) se encuentran:

**3.4.1 Menor Tamaño de la locación** Como resultado del eficiente diseño y tamaño de los equipos, se presentan las siguientes ventajas ambientales:

- Requieren vías de acceso más pequeñas.
- No se necesita construir ningún tanque de lodos, ya que se mueven con el equipo de perforación de una ubicación a la siguiente. Sólo se requiere un hueco de 3 pies por 6 pies por 6 pies para los recortes de perforación. Si es necesario, los recortes pueden ser fácilmente transportados fuera del lugar, sin necesidad de utilizar piscinas.

- Un equipo más pequeño produce menos emisiones a la atmósfera, y los motores de bajo ruido minimizan las alteraciones en el medio ambiente circundante.
- Huecos de diámetro reducido requieren menos lodo de perforación y fluidos a tratar y producen un menor número de recortes de perforación.
- La utilización del coiled tubing mitiga el riesgo de derrames debido a que no hay conexiones en la tubería de perforación.
- La plataforma de CT está montada sobre un tráiler y por ende es relativamente compacta, esperando un ahorro de tiempo durante la fase de movilización de la plataforma de perforación.

**3.4.2 Altas tasas de penetración** En cualquier programa de perforación, la tasa de penetración o ROP es una consideración primordial, en la perforación con Coiled Tubing se han logrado altas tasas de penetración mediante la combinación motor de fondo-broca, el tiempo total de terminación de pozos se ha reducido históricamente con el uso del CT debido a la velocidad de viaje y la capacidad de perforar con altos ángulos. CTD da tiempos de perforación más rápidos con récord mundial por estar configurado para velocidades de 700 ft/h y ha demostrado que la medida de perforado por día ha sido más alta que en otras técnicas de perforación convencionales lo que contribuye a la reducción de costos.

**3.4.3 Mayor seguridad** La automatización del proceso de perforación con CT reduce significativamente el manejo de tubería articulada y tiene menos equipo para movilizar de pozo a pozo. Todo esto crea un entorno operativo mucho más seguro, lo cual es importante en cualquier momento de la perforación, este nivel de control de seguridad se mantiene durante las operaciones de perforación y los viajes. Una gran proporción de los accidentes están relacionados con las operaciones de enroscar y desenroscar tubería, así que la perforación con CT reduce significativamente la exposición a estos accidentes.

**3.4.4 Circulación continua** Debido a que no hay necesidad de hacer conexiones, en las operaciones de perforación siempre va a haber bombeo continuo, proporcionando una densidad equivalente de circulación (ECD) constante para favorecer significativamente la perforación con presión controlada (MPD) o bajo balance (UBD). Esto también facilita las técnicas de control de pozo ayudando a mantener el pozo en buenas condiciones.

**3.4.5 Perforación Bajo Balance** La capacidad de trabajar a la presión superficial mientras fluyen los fluidos producidos y bombeando continuamente cuando se viaja dentro y fuera del agujero representa claramente la ventaja más importante para CTD. Esta capacidad única permite mantener condiciones de bajo balance sobre la formación para reducir al mínimo el potencial de daño a la formación y aumentar la tasa de penetración de la perforación. El mantenimiento de las condiciones bajo balance en el yacimiento en todo momento es fundamental para reducir el potencial de daño a la formación en los yacimientos sensibles.<sup>12</sup>

**3.4.6 Alta capacidad de Dogleg Severity (DLS)** Cuando se encuentran cambios de formaciones geológicas inesperadas o zonas problemáticas por encima de la zona objetivo, la perforación con CT permite DLS de hasta 45° / 100 pies, proporcionando el potencial de cambiar el destino y la trayectoria, desviándose directamente a la zona objetivo.

**3.4.7 Perforación de pozos Slim Hole** Los diámetros reducidos de las sargas de CT permiten perforar huecos estrechos (Slim hole) lo que se traduce en menor volumen de fluidos, disminución de costos y menor cantidad de ripios, contribuyendo así a la reducción de problemas de disposición de efluentes.

---

<sup>12</sup> PETROWIKI. Coiled Tubing Drilling [en línea]. Septiembre 07, 2015. Disponible en [http://petrowiki.org/Coiled\\_tubing\\_drilling](http://petrowiki.org/Coiled_tubing_drilling)

**3.4.8 Uso continuo de cableado de telemetría** El CT puede tener en su interior una línea de registro eléctrico u otras opciones de señales de telemetría instalados que están en pleno funcionamiento, la capacidad de tener una amplia gama de datos en tiempo real sobre la superficie durante la operación proporciona mucha más información cuando el pozo se está perforando, lo que supera cualquier telemetría de pulso por lodo.

### **3.5 LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN CON CT**

Aparte de las ventajas nombradas anteriormente, el CTD tiene sus limitaciones las cuales se describen a continuación:

**3.5.1 Incapacidad para rotar** Esta es la mayor desventaja de la tecnología CTD, lo que implica el uso de un motor de fondo para la rotación de la broca, por ende la sarta de Coiled Tubing avanza deslizándose en el pozo. Esta incapacidad para girar reduce:

- La capacidad de prevenir asentamiento de recortes en la boca del pozo
- La capacidad de prevenir pega diferencial, aunque este problema es menor en perforaciones bajo balance.
- Las profundidades alcanzadas y tolerancia de sólidos en el fluido de perforación

**3.5.2 Vida útil de la sarta** Actualmente la fatiga y la vida útil de una sarta de CT pueden predecirse gracias al uso de simuladores, generalmente el CT cede plásticamente 6 veces en cada viaje en el agujero debido a la reducción de la capacidad para soportar los diferentes esfuerzos a la que está sometida a medida que es utilizada, disminuyendo también su vida útil, por ende después de un número finito de viajes en el agujero la sarta completa de CT se desecha o se vende para aplicaciones menos severas, lo que se traduce en un aumento de costos en las operaciones.

**3.5.3 Disponibilidad de equipos y mano de obra experimentada** La falta de aplicación generalizada de la tecnología CTD limita la disponibilidad de equipos y la mano de obra con experiencia. Estos factores suelen dar lugar a operaciones de mayor costo, porque la experiencia no es tan alta como la de la tecnología rotativa, esto también reduce el factor de oportunidad de éxito en algunos casos.

**3.5.4 Torque, Tasa de bombeo y WOB reducidos** Debido a los pequeños diámetros manejados en las sartas de Coiled Tubing, esto reduce los volúmenes de fluido a bombear, los límites de torque que se ven afectados por el uso del motor de fondo y el peso sobre la broca el cual es otra limitación, aunque para pozos verticales puede compensarse con el uso de drill collars en el BHA, pero en la perforación de pozos horizontales este problema reduce el alcance de la sarta.

**3.5.5 Transporte del equipo** Llegar a la profundidad requerida a menudo resulta en el uso de grandes carretes de CT, lo que hace problemática la logística de los equipos a la locación. En tierra, es un reto cumplir con las restricciones de carretera relacionadas con el diámetro y el peso del carrete, y en offshore también tienen su propio conjunto de problemas logísticos iguales o más difíciles. No sólo el espacio es un problema, sino también las grúas necesarias para levantar los carretes de CT son a menudo insuficientes, esto requiere el uso de otra embarcación para trasladar el CT a la plataforma. Estos y otros problemas requieren más planificación previa, soluciones de ingeniería, y con frecuencia soldaduras a tope en el CT las cuales reducen significativamente la vida útil disponible de la sarta.

**3.5.6 Vida limitada de los fluidos de Perforación** Las tasas de la bomba de CTD relativamente bajas a menudo exigen una viscosidad relativamente alta para asegurar la limpieza adecuada del pozo. Las altas pérdidas por fricción y la turbulencia asociada degradan muchos biopolímeros comunes utilizados en aplicaciones de CTD. Todos estos factores resultan en mayores costos para mantener un sistema de fluido de perforación.

## 4. VIABILIDAD DE LA PERFORACIÓN CON CT

### 4.1 ANÁLISIS OFFSET

La importancia los pozos de correlación o pozos offset es la semejanza tanto litológica como estructural que poseen con el pozo prospecto para determinar la viabilidad de una tecnología o procedimientos a seguir para perforar un pozo en específico. El análisis de estos pozos proporciona la información de las operaciones realizadas en los mismos, las buenas acciones, las malas decisiones y las lecciones aprendidas; con el fin de analizar esta información para llegar a elaborar un buen programa de perforación. El contenido del análisis offset es el siguiente:

**4.1.1 Operaciones Planeadas** Son todas las actividades que se encuentran previamente establecidas en el programa de perforación para cada una de las fases planeadas durante la perforación del pozo en las cuales se observan los tiempos y pies perforados para tener en cuenta en el pozo prospecto. Cada una de estas operaciones planeadas son: Perforar, acondicionar, registrar hueco, correr revestimiento, cementar hueco, colgar revestimiento, instalar WHA, instalar BOP, drill out y prueba de integridad.

#### **Rendimiento de brocas**

El registro de brocas muestra el desempeño histórico de las brocas utilizadas en los pozos de correlación, este contiene información tal como la profundidad a la que se asentó la broca en el pozo, la distancia perforada por la broca, el tiempo utilizado por la broca "en el fondo" o "rotando", el tipo y el peso del lodo, los tamaños de las boquillas, el peso sobre la broca, la velocidad de rotación, la información sobre el flujo hidráulico, y su rendimiento, esta relación es estudiada detalladamente para determinar la mejor opción de brocas para el pozo prospecto.

Mediante el código de IADC para el desgaste las brocas es posible determinar la condición de salida de las brocas utilizadas durante la perforación del pozo correlación y de esta forma realizar un estudio más detallado de las brocas a utilizar en el pozo prospecto.

### **Trayectoria del pozo**

La trayectoria del pozo es el recorrido de la broca dentro del yacimiento el cual inicia en las coordenadas de superficie y finaliza en el punto objetivo. En el caso de los pozos direccionales, la trayectoria de perforación constara de ángulos de inclinación y dirección los cuales permiten evadir los obstáculos que se puedan presentar en el yacimiento. El objetivo de este análisis es determinar el “efecto de la formación” (Tendencia de las formaciones a cambiar los parámetros direccionales); para obtener la trayectoria óptima para el pozo prospecto.

### **Comportamiento de BHA's utilizados**

El ensamblaje de fondo (BHA) es un componente de la sarta de perforación y está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la broca y La tubería de perforación. El objetivo del análisis de los BHA's utilizados es determinar si se aplicó el peso correcto sobre la broca y obtener información del comportamiento de la formación (verticalidad y estabilidad).

### **Litología de formaciones**

Consiste en el estudio de las formaciones que se perforaron, identificar el tipo de roca, estructura sedimentaria, profundidades de cada estrato; con el fin de seleccionar el programa de perforación adecuado para un buen desarrollo de todas las operaciones que se llevaran a cabo en el pozo prospecto.

### **Análisis y comportamiento de gases**

El objetivo de estudio del comportamiento de gases en el pozo de correlación es ajustar la densidad del lodo del pozo prospecto de manera adecuada de acuerdo al

comportamiento de los gases ya sea del gas de conexión, background Gas (BG) y los Show Gas (SG).

### **Fluidos de perforación**

El lodo de perforación es un fluido de características físicas y químicas apropiadas que puede ser aire o gas, agua, petróleo o combinación de agua y aceite con diferente contenido de sólidos. No debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, pero si inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y además estable a las temperaturas.

Su estudio se realiza con el fin de identificar tanto las propiedades utilizadas en los fluidos de perforación en el pozo de correlación como los volúmenes utilizados (volumen de lodo, volumen de dilución y volumen de evaporación) en cada una de las fases, con el fin de establecer el tipo de lodo correcto para el pozo prospecto y así evitar inestabilidad química del hueco.

### **Densidad del fluido de perforación**

Tiene como objetivo identificar las diferentes densidades de lodo utilizadas en cada fase con el fin de establecer las densidades correctas para el pozo prospecto y así evitar inestabilidad mecánica del hueco.

### **Integridad de las formaciones perforadas**

Consiste en el estudio de las pruebas de integridad realizadas al final de cada fase con el fin de identificar las presiones de fractura de cada formación y con estos datos se establece el programa de densidades de lodo de perforación y por ende las profundidades de asentamiento de los revestimientos.

### **Registros eléctricos**

Consiste en el estudio de los registros eléctricos realizados en los pozos de correlación con el fin de obtener información de los parámetros físicos y geológicos

del pozo, tales como: cantidad de petróleo móvil, saturación de agua en formación, resistividad de las rocas, porosidad de las mismas y escoger los registros que se correrán en el pozo prospecto.

Otro parámetro importante medido con registros eléctricos es la temperatura, cuyo estudio tiene como objetivo primordial definir los productos químicos para el lodo y para la lechada del cemento, estos productos químicos en la industria están clasificados para temperaturas menores de 240°F y mayores de 240°F. Igualmente con los datos de temperatura puntuales o continuos se pueden determinar anomalías o roturas de tuberías, zonas de aportación, zonas de admisión (cuando se trata de pozos inyectores), intervalos libres y limpios u obstruidos y canalizaciones por atrás de la tubería de revestimiento.

#### **Descripción de las operaciones de cementación por fases**

El objetivo es identificar el volumen de lechada y los productos químicos utilizados para cementar el pozo offset en cada una de sus fases, además se analiza el rendimiento que tuvo cada lechada, sus propiedades fisicoquímicas y la densidad utilizada.

#### **Relación y análisis de distribución de tiempos**

El tiempo es el factor más significativo en el desarrollo de un proceso de perforación ya que todos los esfuerzos y operaciones que se realicen son dirigidos a reducirlo. La distribución de tiempos de los pozos offset previamente perforados sirve como referencia así como las estadísticas y el tiempo real que utilizaron, cabe destacar que se debe realizar un análisis de la distribución de tiempo al finalizar las operaciones de perforación, donde se estudia en detalle el tiempo utilizado durante las operaciones planeadas, No planeadas y Down Time. Estas actividades se mitigan estudiando los pozos de correlación identificando los problemas que se han presentado y las soluciones correspondientes.

**Tabla 8.** Ejemplo de distribución de tiempo - operaciones planeadas

DESCRIPCIÓN	ESTIMADO	REAL	DESVIACION	%
	(DIAS)	(DIAS)	(DIAS)	
<b>Tiempo Rotando</b>	6.01	9.36	3.36	<b>56%</b>
<b>Tiempo Viajando</b>	0.65	1.32	0.68	<b>105%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6.65</b>	<b>10.69</b>	<b>4.04</b>	<b>61%</b>

**4.1.2 Problemas Operacionales (Operaciones No Planeadas)** Son todas aquellas actividades que se deben realizar debido a los problemas operacionales presentados en la perforación tales como pega de tubería, pérdidas de circulación, influjos e inestabilidad química y/o mecánica del pozo; estas operaciones no fueron concebidas dentro del programa de perforación ya sea por desconocimiento total de la zona o una deficiente planificación. Las operaciones no planeadas más comunes son:

#### **Reaming**

Operación que se realiza cuando se baja tubería o herramientas al fondo del hueco y se encuentra una restricción y consiste en bajar tubería rotando y circulando.

#### **Backreaming**

Operación que se realiza cuando se encuentran restricciones para sacar la sarta de perforación y consiste en sacar tubería rotando y circulando.

#### **Pesca**

Operaciones que se realizan con el objetivo de recuperar chatarra, herramientas o equipos que por algún motivo caen al pozo y consiste en bajar una herramienta que permita traer a superficie el objeto.

### **Control de pérdidas de circulación**

Operaciones destinadas a minimizar o corregir las pérdidas de circulación, generalmente se podría plantear algunos procedimientos tales como, reducir el peso del lodo manteniendo el balance con las otras formaciones, reducir la rata de circulación (esto reduce la densidad equivalente de circulación, pero debe existir una velocidad anular suficiente para arrastrar los cortes y mantener limpio el hueco), o Incrementar la viscosidad del lodo.

Si estas modificaciones no detienen o reducen suficientemente la pérdida de circulación, puede añadirse al lodo un material de control LCM, este material es bombeado en *píldoras*, pues el LCM no sólo hace más espeso el lodo sino que tiende a taponar las fracturas que estén causando la pérdida del lodo.

### **Control de influjos del pozo**

Operaciones destinadas a controlar la entrada de flujos al pozo durante la perforación manteniendo la presión hidrostática mayor a la presión de la formación, para la cual se desarrollan actividades definidas que no han sido previamente programadas en el plan de perforación.

### **Viajes no programados**

Son viajes adicionales realizados debido a problemas durante la perforación como desviación de la trayectoria o bajo rendimiento de las brocas.

### **Relación y análisis de distribución de tiempos**

**Tabla 9.** Ejemplo de distribución de tiempo - operaciones no planeadas

DESCRIPCIÓN	DIAS	%
<b>Viajes No Programados</b>	1.31	<b>52%</b>

<b>Pega de Tubería</b>	0.13	<b>5%</b>
<b>“Reaming”</b>	1.08	<b>43%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.52</b>	<b>100%</b>

**4.1.3 Down Time (Tiempo Perdido)** Se considera tiempo perdido a todo aquel que se emplea o se requiere para reparar los equipos de operación o para solucionar problemas generados por la ineficiencia del personal de operaciones. Durante la perforación de un pozo son diversos los equipos que pueden fallar, generalmente por falta de mantenimiento o baja calidad. Es importante conocer los tiempos perdidos durante una operación en los pozos de correlación ya que esto permitirá generar lecciones aprendidas para los pozos prospectos y tomar las medidas operacionales pertinentes.

#### **Relación y análisis de distribución de tiempos**

**Tabla 10.** Ejemplo de distribución de tiempo – down time

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>DIAS</b>	<b>%</b>
<b>Reparación del motor</b>	0.8	<b>34%</b>
<b>Cambio de bomba</b>	0.05	<b>2.1%</b>
<b>Espera de recursos para perforar</b>	1.5	<b>63.9%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.35</b>	<b>100%</b>

## **4.2 PROBLEMAS OPERACIONALES EN LA PERFORACIÓN CON CT**

**4.2.1 Pega de tubería** Las condiciones que pueden conducir al atascamiento de la tubería son pega diferencial, la inestabilidad del hueco (lutitas / arcilla), ledges y pega mecánica.

La pega diferencial es la forma más común de adherencia y por lo general se produce durante la perforación cuando el BHA entra en contacto con una sección del yacimiento recién expuesta aun teniendo filtrado de lodo. Esto ocurre a menudo en condiciones de "build up" cuando el BHA deja de moverse debido a la transferencia de peso insuficiente.

La pega debido a la inestabilidad del agujero se puede observar en secciones del yacimiento como shales. El hinchamiento de las arcillas se ven particularmente durante el viaje y tienden a empeorar con el tiempo; el desprendimiento de shales en la sección del yacimiento es raro pero son extremadamente difíciles de enfrentar, y las condiciones generalmente no mejoran al aumentar el peso del lodo.

Los ledges rara vez causan pega pero se pueden encontrar mientras RIH y POOH. Interfaces de Shale / arena en la sección de build up son donde los ledges se encuentran más comúnmente, el peligro con los ledges es que un pozo se desvíe sin darse cuenta si se encuentra un ledge mientras se hace RIH a toda la velocidad de la bomba.

La pega mecánica se produce cuando los detritos y/o recortes se acumulan a lo largo de la sarta en el espacio anular, puede ocurrir en cualquier parte del pozo y puede afectar a cualquier parte del BHA. Por lo general ocurre mientras POOH cuando los ripios o montículos de arena se encuentran con el BHA.

**4.2.2 Pérdida de circulación** Las pérdidas de fluidos de perforación que resultan de la intersección de fallas conductoras del pozo, fracturas de fallas relacionadas, arenas bajo presionadas o zonas ladronas de alta permeabilidad son las más comunes y las más costosas para las operaciones de CTD. Estos tipos de pérdidas hacen difícil la limpieza del pozo, aumenta el riesgo de atascamiento de la tubería y podría poner en peligro la calidad del cemento del revestimiento.

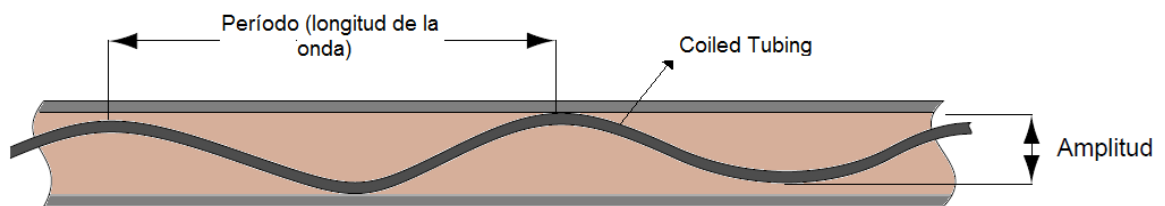
Las pérdidas oscilan entre un mínimo ( $< \frac{1}{4}$  BPM), el cual se cura con el tiempo a partir de sólidos de perforación, a pérdidas masivas (no vuelve a la tasa completa de la bomba) es posible continuar con la perforación con graves pérdidas, aunque se debe intentar frenarlas si se encuentran en un exceso de aproximadamente  $\frac{1}{2}$  BPM, por ejemplo mediante el bombeo de una píldora de pérdida de circulación (LCM). Se debe recordar que la mayoría de las píldoras de LCM no pueden ser bombeadas a través del BHA de perforación con CT a causa del taponamiento del MWD y el motor de fondo.

**4.2.3 Bloqueo helicoidal** Cuando el CT se introduce en un pozo vertical, desviado u horizontal, las fuerzas de arrastre de fricción pueden causar que la tubería se pandee y en ocasiones se bloquee. Una vez el bloqueo ocurra, la tubería no puede seguir avanzando. Los estudios muestran que antes de que ocurra un bloqueo, el pandeo de la tubería primero se forma sinusoidalmente y luego helicoidalmente.

#### **Pandeo sinusoidal**

Cuando la fuerza de empuje sobre la tubería alcanza un cierto nivel, el CT encajará en un patrón de onda sinusoidal (Fig. 89). La carga en este punto se conoce como carga de pandeo sinusoidal o carga crítica de pandeo.

**Figura 90.** Pandeo sinusoidal



**Fuente:** Modificado de SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. 1996.



**4.2.4 Colapso y estallido del CT** La presión de colapso es una medida de la fuerza externa requerida para colapsar la tubería en ausencia de presión interna. Del mismo modo, la presión de estallido es una medida de la fuerza interna requerida para estallar la tubería en ausencia de presión externa. Si la presión externa se vuelve demasiado alta, la tubería se colapsará. Esto no sólo podría conducir a serios problemas de control de pozo, también puede dar lugar a extensas operaciones de pesca.

### **4.3 ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA PERFORACIÓN CON CT**

Para determinar la viabilidad de la perforación con coiled tubing en un pozo prospecto, es necesario realizar el respectivo análisis de los pozos de correlación los cuales proporcionan la información de las operaciones realizadas y los problemas operacionales que se presentaron.

Una vez conocidos los problemas operacionales que se pueden llegar a presentar al perforar con CT (anteriormente explicados), se procede a comparar con el análisis offset para identificar si estos problemas se presentaron en los pozos estudiados. Si en estos pozos se presentaron problemas de pega de tubería ya sea por inestabilidad química, mecánica y/o diferencial de presión, no es viable perforar con esta tecnología ya que se tienen que realizar operaciones de *reaming* y *backreaming* las cuales no son posibles de llevar a cabo debido a la incapacidad de rotación del coiled tubing y la reducción de la vida útil del mismo, debido a la fatiga localizada que se induce mientras la tubería viaja alrededor del arco guía y el carrete en el proceso de mantener la tubería en movimiento. El único procedimiento a realizar para superar este problema son operaciones de pesca, ya que es necesario activar la desconexión hidráulica o en otros casos cortar la tubería para recuperar parte de la sarta.

Cuando el único problema operacional que se presentó en los pozos offset fue pega diferencial, es posible que esta tecnología sea viable utilizando el método de perforación bajo balance (implica que la presión del yacimiento en todo momento es mayor que la densidad equivalente de circulación del fluido de perforación en el espacio anular) aunque la formación no debe poseer las siguientes características:

- Alta permeabilidad junto con alta presión de poro de formación.
- Presión de yacimiento desconocida.
- Altas tasas de producción a posibles bajos diferenciales de presión
- Formaciones débiles susceptibles al desmoronamiento del pozo por altos diferenciales de presión.
- Formaciones con altos ángulos de inclinación o fracturas en áreas tectónicamente activas.
- Capas gruesas e inestables de carbón.
- Lutitas jóvenes geo-presurizadas.
- Formaciones con contenido de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>.
- Múltiples yacimientos abiertos con diferentes presiones.

En el caso de que los pozos hayan tenido problemas de pérdidas de circulación tampoco es viable perforar con coiled tubing, debido a que al presentarse pérdidas de fluidos hacia la formación se puede generar una pega diferencial causada por la tendencia de la tubería a adherirse a las paredes del pozo ocasionada por el diferencial de presión; otra restricción al perforar con CT zonas de pérdidas de circulación es el bombeo de las píldoras LCM para controlar este problema ya que este material de grano grueso atasca la herramienta MWD y el motor de fondo por ende se debe llevar a cabo un viaje para colocar una boquilla pero esto reduciría significativamente la vida útil de la tubería. Estos problemas pueden desaparecer llevando el proyecto a una perforación bajo balance aunque con las restricciones ya mencionadas anteriormente.

Aunque este problema no se analiza con los pozos de correlación, el pandeo del coiled tubing debe ser estudiado ya que éste podría conducir al bloqueo helicoidal; el pandeo del CT en sí no es un problema grave, el coiled tubing doblado puede seguir deslizándose y transmitir fuerza axial, sin embargo, el pandeo aumenta significativamente el arrastre entre el CT y el pozo, esto reduce el WOB disponible, y puede conducir a bloqueo si la fuerza de compresión por encima de la sección doblada aumenta lo suficiente. El bloqueo no sólo limita el WOB, sino también puede evitar que el BHA llegue al objetivo, es decir, limita el alcance; este problema es más significativo en pozos desviados debido a la restricción de peso sobre la broca, lo que en pozos verticales se compensa con el uso de *drill collars* disminuyendo el riesgo de bloqueo. Para disminuir el riesgo que suceda este problema es necesario el uso de simuladores para predecir a que distancia ocurrirá el bloqueo y si esta distancia está antes o después del objetivo.

Adicionalmente, si el estado mecánico del pozo prospecto supera las especificaciones de profundidad y diámetros de hueco ya mencionadas para coiled tubing, no se puede perforar con esta tecnología.

Aunque cabe resaltar que han habido casos de aplicación exitosos de perforación con esta tecnología en el mundo tales como:

- **Cuenca San Juan (USA)**<sup>13</sup> La cuenca de San Juan es una yacimiento de gas natural prolífica en el noroeste de Nuevo México y el suroeste de Colorado. En 2006, un programa piloto de perforación con coiled tubing (CTD) se inició en la cuenca del San Juan que constaba de siete pozos, perforados en orden creciente de complejidad. El programa de perforación incluía pozos verticales,

---

<sup>13</sup> NOYNAERT S., PUMPHREY D., PINK T., EIDEN T., HARTENSTEINER F., NELSON C. "Drilling for Coalbed Methane in the San Juan Basin With Coiled Tubing: Results, Learnings, and a World First". SPE/IADC 105874. 2007.

en forma de S y un sidetrack horizontal de profundidades promedio de 3.000 ft. El equipo utilizado fue una nueva configuración de plataforma híbrida, para uso con coiled tubing de gran diámetro (3,5 pulg. y 2,875 pulg. OD).

El proyecto se consideró un éxito. Dentro de un corto intervalo de 7 pozos, el equipo fue capaz de superar una relativa falta de conocimiento de la cuenca para el personal de campo, cuadrillas de perforación nuevas e inadecuadamente capacitadas y un equipo de perforación nuevo y no probado. Además, los problemas de limpieza del pozo fueron superados para generar siete pozos productores que serán la base para el futuro desarrollo de CTD en la cuenca de San Juan.

- **Argentina**<sup>14</sup> El Área de Contrato Cerro Dragón, consta de veinte campos que se encuentran en la Cuenca San Jorge, en el centro de Argentina. La propuesta piloto fue de 30 pozos para evaluar la eficacia de la tecnología durante el 3er trimestre de 2001 y para aumentar el suministro de gas. Los retos de este proyecto fueron significativos: los nuevos equipos de CTD y el personal de perforación no estaba familiarizado con las operaciones de CTD. Dos de los pozos fueron perforados, revestidos y cementados en 38 horas, incluyendo el transporte y el *rig up* y *rig down* del equipo. El proyecto tuvo éxito en hacer frente al reto financiero de competir con los precios de los equipos de perforación convencionales en una zona donde más de 35.000 pozos han sido perforados por métodos convencionales a partir de 1907.

Este proyecto ha demostrado que los pozos de hasta 3.000 ft se pueden perforar rápido y rentable con poco o ningún daño de formación. Todas las operaciones CTD exitosas en la perforación de pozos de poca profundidad, a

---

<sup>14</sup> BASS A., STAAL B. "Shallow Gas Pilot for Coiled Tubing Drilling: A Case History". SPE 74840. 2002.

un costo más bajo que la perforación convencional tienen algo en común: VELOCIDAD. Por lo tanto, la planificación de un proyecto de este tipo debe tratar de dar sinergia para el proceso general mediante la selección de los proveedores de servicios adecuados, equipos, sistemas de fluidos, procesos de movilización y procedimientos.

- **Canadá**<sup>15</sup> Tres pozos iniciales ubicados en la formación *Belly River* en el oeste de Canadá fueron seleccionados para la prueba de orientación. Estos pozos oscilaron entre 2.132 ft a 2.624 ft de TVD. El perfil de pozo típico tiene un *dogleg severity* (DLS) limitado a 5 ° / 100 ft y desviación máxima de 45°. Una plataforma de CTD híbrida fue elegida para perforar los pozos. Los tres pozos se encontraban dentro de la capacidad de la plataforma en términos de diámetro de la perforación y TD.

---

<sup>15</sup> BRILLON C., SHAFER R., SEGAL S. "Coiled tubing drilling reaches new depths". Word Oil febrero de 2008. Pág. 109-114.

## 5. CONCLUSIONES

La aplicación de la tecnología CTD en un lugar donde nunca se ha utilizado es una tarea difícil, debido a que en la industria muchos siguen desconfiando de esta tecnología ya que es natural que al realizar un proyecto se opte por lo demostrado en vez de una nueva técnica, potencialmente riesgosa, sin tener en cuenta las posibles ventajas que se presentarían.

Cuando se va a implementar una tecnología emergente o no convencional como el *coiled tubing drilling* en un lugar donde esta no se ha utilizado puede que al inicio los costos sean más elevados respecto a la perforación convencional, pero esto es debido a la curva de aprendizaje, ya que el tiempo y la experiencia son necesarios para optimizar el proceso y reducir los tiempos y costos; esto se ha demostrado en los casos de países como Canadá y Estados Unidos, donde esta tecnología ya es considerada como un método de perforación conocido y exitoso.

La unidad de coiled tubing, después de que fue inventada hace muchas décadas ha experimentado un aumento de la demanda en la industria petrolera especialmente para la perforación en donde ha ganado importancia recientemente. De ahí que con el avance de la perforación con coiled tubing se pueda considerar la unidad de CT uno de los equipos más versátiles disponibles para la industria la cual se puede utilizar para una amplia gama de trabajos o tareas que se realizan en la plataforma, estos avances seguirán desarrollándose dando como resultado la reducción de las desventajas o limitaciones que tiene el coiled tubing actualmente y así ampliar el mercado de aplicaciones de CTD en el futuro.

La perforación con coiled tubing presenta varias ventajas operacionales por encima de la perforación convencional lo que traduce en reducción del tiempo de operación y mayor seguridad del personal de trabajo debido a la ausencia de conexiones, aunque esta tecnología también presenta algunas limitaciones relacionadas con la sarta de trabajo como el peso sobre la broca, rigidez y rotación de la tubería lo que conduce a restricciones de diámetro (no mayores a 8 ¾”) y profundidad del hueco (alrededor de 6.000 ft).

Para determinar la viabilidad de la perforación con esta tecnología se debe hacer un estudio detallado de los pozos de correlación (análisis offset) con el fin de obtener información de los problemas operacionales presentados y compararlos con las restricciones de la tecnología para así decidir si es posible perforar con coiled tubing, si la decisión es favorable, se estudian los diferentes parámetros técnicos involucrados en la operación con el fin de determinar si las especificaciones de los equipos seleccionadas en este estudio permiten que el proyecto sea factible, de lo contrario se deben realizar los cambios necesarios.

Respecto a los problemas operacionales, si en los pozos offset se presentaron problemas relacionados con inestabilidad química y/o mecánica no es viable perforar con esta tecnología por las razones anteriormente mencionadas. En el caso de problemas de pérdidas de circulación y/o pega diferencial esta tecnología puede ser viable pero llevando el proyecto a una perforación bajo balance realizando los respectivos estudios a la formación.

## 6. RECOMENDACIONES

Este estudio de perforación con coiled tubing se realizó de manera generalizada, sin tener en cuenta los avances que se hayan presentado para esta tecnología; así que se recomienda un estudio más profundo de estos avances y su influencia en la metodología anteriormente mostrada como es el caso de la unidad híbrida que reemplazaría el uso de una torre convencional en la operación o el uso de un motor eléctrico en vez del motor de lodo común.

Realizar análisis o estudios más profundos de las variables técnicas de la perforación con coiled tubing ya sea mediante el uso de simuladores especializados en cada área, con el fin de obtener una adecuada selección de los equipos a utilizar y con ello conseguir un proyecto exitoso.

Debido a que este estudio se realizó para operaciones de perforación de pozos nuevos con coiled tubing sobre balance, se recomienda para futuros trabajos de grado el estudio de la viabilidad técnica de operaciones de sidetrack (reentradas de pozos existentes) o perforaciones bajo balance con esta tecnología.

Desarrollar estudios de factibilidad técnica y económica de la perforación con coiled tubing aplicados a campos colombianos, con el fin de extender el mercado de aplicaciones de esta tecnología en el país.

Se sugiere para futuros trabajos de grado en el área de perforación desarrollarlos con las diferentes técnicas de perforación no convencional con el fin de estar a la vanguardia de la innovación en perforación de pozos y ampliando el conocimiento en éstos avances tecnológicos.

## BIBLIOGRAFÍA

ABDUL RAHMAN, Afizza Anis. *et al.* Case History: Pilot Project With Coiled Tubing Drilling in Offshore South China Sea. SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference and Exhibition, 27-28 March, The Woodlands, Texas, USA. [online] March, 2012. SPE 154371 [cited: 3 marzo 2015] 11p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander]

ACKERS, Mick; DOREMUS, Denis and NEWMAN Ken. An Early Look at Coiled-Tubing Drilling. En: Oilfield Review. Julio 1992. p. 45-51.

BASS, Arvell and STAAL, B.J. Shallow Gas Pilot for Coiled Tubing Drilling: A Case History. SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, 9-10 April, Houston, Texas, USA. [online] 2012. SPE 74840. [cited: 4 Abril 2015] 10 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

BIGIO, David, *et al.* Coiled Tubing Takes Center Stage. En: Oilfield Review. Octubre 1994. p. 9-23.

BIJLEVELD, A.F. ICoTA's CT Drilling Training and Competence Guidelines - How to use them. SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable, 25-26 May, Houston, Texas, USA. [online]. 1999. SPE 54462. [cited: 4 Abril 2015]. 6 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

BRILLON, C. L.; SHAFER, R. S. and SEGAL, S. Coiled tubing drilling reaches new depths. En: World Oil. Febrero 2008. p. 109-114.

CAMPBELL, J. A. Coiled Tubing Drilling – Has It Come Of Age?. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, 28-30 March, Ravenna, Italy. [online]. 2001. OMC-2001-038 [cited: 10 Abril 2015]. 10 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

CASSEE, Udo, *et al.* True Hybrid Operations Combining Coiled Tubing Drilling and Conventional Rig Workover Techniques and Practices. [online]. 2005. SPE/IADC 92207. [cited: 1 Abril 2015]. 9 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

COOKSON, Colter. Drilling Firms Extend, Simplify CTD. En: The American Oil & Gas Reporter. Abril 2010. p. 114-121.

CTES, LP. Coiled Tubing Manual. [online] [Conroe: Texas, E.U] CTES, LP, Revised 2005. [cited: 3 Julio 2015] Available from Internet: <http://es.scribd.com/doc/57195226/CTES-Coiled-Tubing-Manual-1>

GRANTT, Lamar, *et al.* Coiled Tubing Drilling on the Alaskan North Slope. En: Oilfield Review. Verano 1998. p. 20-35.

GARY, S. and DOREMUS, M. Technical and Economical Feasibility of Coiled Tubing Drilling. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 22-25 October, Dallas, Texas, USA. [online]. 1995. SPE30490. [cited: 25 April 2015]. 9 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

GOODRICH, G.T.; SMITH, B.E. y LARSON, E. B. Coiled Tubing Drilling Practices at Prudhoe Bay. SPE/IADC Drilling Conference, 12-15 March, New Orleans, Louisiana, USA. [online]. 1996. IADC/SPE 35128. [cited: 18 marzo 2015]. 12 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

HAIMET ALBAWI, Ahmed. Feasibility Study to Perform Coiled Tubing Drilling on Gullfaks-A. Tesis de Maestría M.Sc. Petroleum Engineering/ Drilling and Well Engineering. Stavanger, Noruega. Universitetet i Stavanger. Faculty of Science and Technology. 2013. 104 p.

HEAD, Philip; YURATICH, Mike y HANSON, Tim. Electric Coiled Tubing Drilling (E-CTD) Project Update. 2001. 9 p. SPE 68441.

IBRAHIM, Zahidi, *et al.* First Offshore Coiled Tubing Drilling with Ultra Slim BHA in Matured Malay Basin. SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, 26-27 March, The Woodlands, Texas, USA. [online]. 2013. [cited: 30 Junio 2015]. SPE 163934.8 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

ICoTA. An Introduction to Coiled Tubing, History, Applications, and Benefits. [online]. [Texas, USA]. International Coiled Tubing Association. 2005. [cited: 20 Mayo 2015] 32 p. Available from Internet: [http://www.global-tubing.com/pdf/ICoTA\\_Intro\\_to\\_CoiledTubing.pdf](http://www.global-tubing.com/pdf/ICoTA_Intro_to_CoiledTubing.pdf)

KUMAR, Sarvesh, *et al.* A Literature Analysis of the Coiled-tubing Drilling Processes. SPE Project and Facilities Challenges Conference at METS, 13-16 February, Doha, Qatar. [online]. 2011. SPE 141870. [cited: 1 Marzo 2015]. 12 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

LEISING, Larry and NEWMAN, Kenneth. Coiled-Tubing Drilling. [online]. 1993. SPE 24594. [cited: 23 Febrero 2015]. 6 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

LEISING, L. and WALTON, I. Cuttings Transport Problems and Solutions in Coiled Tubing Drilling. IADC/SPE Drilling Conference, 3-6 March, Dallas, Texas, USA. [online]. 1998. IADC/SPE 39300. [cited: 7 Julio 2015]. 16 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

LITTLETON, Brady Louis; NICHOLSON, Scott and BLOUNT, Curtis G. Improved Drilling Performance and Economics Using Hybrid Coiled Tubing Unit on the Chittim Ranch, West Texas. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 2-4 February, New Orleans, Louisiana, USA. [online]. 2010. IADC/SPE 128926. [cited: 17 Septiembre 2015]. 10 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

LOWRY, Jim. Lower 48 - A business in fast forward. En: ConocoPhillips Spirit. Third Quater 2008. p. 4-13.

MARANUK, C. A. *et al.* A Concept of a New Steerable Drilling System for Coiled Tubing. SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable, 5-6 April, Houston, Texas, USA. [online]. 2000. SPE 60752. [cited: 15 Mayo 2015].10 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

MAZEROV, Katie. Bigger coil sizes, hybrid rigs, rotary steerable advances push coiled tubing drilling to next level. En: Drilling Contractor. Marzo/Abril 2008. p. 54-60.

MCCARTY, Thomas M; STANLEY, Mark J. and GANTT, Lamar L. Coiled-Tubing Drilling: Continued Performance Improvement in Alaska. SPE/IADC Drilling Conference, 27 February-1 March, Amsterdam, Netherlands. [online]. 2002. SPE 75903. [cited: 15 Mayo 2015]. 5 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

MCCUTCHION, Paul; MISZEWSKI, Toni and HEATON, Joe. Coiled Tubing Drilling: Directional and Horizontal Drilling With Larger Hole Sizes. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 8-10 October, San Antonio, Texas, USA. [online]. 2012. SPE-159349-PP. [cited: 21 Febrero 2015]. 8 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

MELENDEZ MANTILLA, Juan Carlos. Perforación de pozos Slimhole con Unidad de Coiled Tubing en el Noroeste – Talara. Trabajo de grado Ingeniero de petróleo. Lima, Perú. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo. 1995. 71 p.

MESA CHAVARRO, Cristian Camilo y ROCHA ROCHA, Eduar Esteban. Programa De Perforación Para Un Futuro Pozo En La Cuenca Tumaco Teniendo como Correlación El Pozo ANH-BVTURA-1-ST-P. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial De Santander. Facultad De Ingenierías Fisico-Químicas. Escuela De Ingeniería De Petróleos. 2013. 247 p.

NOYNAERT, Sam, et al. Drilling for Coalbed Methane in the San Juan Basin With Coiled Tubing: Results, Learnings, and a World First. SPE/IADC Drilling Conference, 20-22 February, Amsterdam, The Netherlands. [online]. 2007. SPE/IADC 105874. [cited: 9 Junio 2015]. 14 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

O'LEARY, Jim; TONY, Pink y SEYLER, Chuck. Operator tests limits of coiled tubing drilling. En: E&P, A Hart Energy Publication. Marzo 2007. p. 3-4.

PEMEX, SCHLUMBERGER. Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo, Presiones de Formación. 53 p. Available from internet: <https://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacion3b3n.pdf>

PERRY, Kent. Microhole coiled tubing drilling concept applied to mature Niobrara gas play in Kansas, Colorado. En: Drilling Contractor. Marzo/Abril 2007. p. 88-90.

PETROWIKI. Coiled Tubing Drilling [online]. [cited: 7 de Septiembre de 2015]. Available from internet: < [http://petrowiki.org/Coiled\\_tubing\\_drilling](http://petrowiki.org/Coiled_tubing_drilling) >

PORTMAN, Lance. Reducing the Risk, Complexity and Cost of Coiled Tubing Drilling. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, 11-13 September, Kuala Lumpur, Malaysia. [online]. 2000. IADC/SPE 62744. [cited: 1 Septiembre 2015]. 6 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

ROSS, M, *et al.* Preparing For CTD Success. SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition, 24-25 March, The Woodlands, Texas, USA. [online]. 2015. SPE-173651. [cited: 3 Agosto 2015]. 25 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

SARBER, J.G, *et al.* The Use of Diutan Biopolymer in Coiled Tubing Drilling Mud Systems on the North Slope of Alaska. SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, 23-24 March, The Woodlands, Texas, USA. [online]. 2010. SPE 130584. [cited: 2 Mayo 2015]. 11 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

SCHLUMBERGER, Dowell. Coiled Tubing Client School Manual. [online]. Schlumberger Dowell. Marzo 1995/Noviembre 1996. [cited: 3 Julio 2015] Available

from Internet: <http://es.scribd.com/doc/171131966/COILED-TUBING-Dowell-Handbook#scribd>

SHAH, Nihar, *et al.* Synchronization of Coiled Tubing Drilling (CTD) in Extended Reach Drilling (ERD). North Africa Technical Conference and Exhibition, 20-22 February, Cairo, Egypt. [online]. 2012. SPE 150910. [cited: 5 Septiembre 2015]. 9 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

SIMMONS, John and ADAM, Bruce. Evolution of Coiled Tubing Drilling Technology Accelerates. En: Petroleum Engineer International. Septiembre 1993. p. 26-34.

STEIN, David. Coiled for Oil. En: Middle East Well Evaluation Review. Number 21, 1998. 13 p.

TAGGART, M. y KING, J.A. Challenges in Planning, Installation, and Operation of Coiled-Tubing Drilling Equipment on a North Sea Platform. SPE/ICoTA Coiled Tubing Conference & Exhibition, 4-5 April, The Woodlands, Texas, USA. [online]. 2006. SPE 100140. [cited: 23 Mayo 2015]. 12 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

THOMEER, H.V. y NEWMAN, K.R. Safe Coiled-Tubing Operations. SPE Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference, 11-14 November, The Hague, Netherlands. [online]. 1991. SPE 23266. [cited: 21 Agosto 2015]. 8 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

WALTON, Ian C. y GU, Hongren. Hydraulics Design in Coiled Tubing Drilling. SPE Gulf Coast Section/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable, 26-28 February, Conroe, Texas. [online]. 1996. SPE 36349. [cited: 3 Marzo 2015].10 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

WILLIAMS T., DESKINS G. Sound Coiled-Tubing Drilling Practices. [online] Prepared for U. S. Department Of Energy - National Energy Technology Laboratory. 2001. 138 p. Available from internet: <http://www.pdfdrive.net/sound-coiled-tubing-drilling-practices-e9923588.html>

WU, Liang. Coiled Tubing Working Life Prediction. SPE Production Operations Symposium, 2-4 April, Oklahoma City, Oklahoma. [online]. 1995. SPE 29461. [cited: 19 Mayo 2015]. 7p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].

YANG, Y. Understanding Factors Affecting Coiled-Tubing Engineering Limits. [online]. 1998. SPE 51287. [cited: 3 Septiembre 2015]. 13 p. Available from: One Petro. [Biblioteca Universidad Industrial de Santander].