

**OPERACIONES Y HERRAMIENTAS PARA SERVICIOS A POZOS SIN  
UTILIZACION DE EQUIPO DE WORKOVER**

**CLAUDIA XIMENA ROJAS DELGADO**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA PETROLEOS  
NEIVA  
2007**

**OPERACIONES Y HERRAMIENTAS PARA SERVICIOS A POZOS SIN  
UTILIZACION DE EQUIPO DE WORKOVER**

**CLAUDIA XIMENA ROJAS DELGADO**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar  
al título de Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR:  
ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA PETROLEOS  
NEIVA  
2007**

**Nota de aceptación:**

---

---

---

---

---

**Firma del Presidente del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

Neiva, Marzo de 2007

## DEDICATORIA

*CLAUDIA XIMENA ROJAS DELGADO.*

## AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

**ERVIN ARANDA ARANDA**, Ingeniero de Petróleos, Jefe del Departamento De Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y director del proyecto de grado, por su colaboración, apoyo y confianza durante el desarrollo de este propósito y parte de mi proceso como estudiante.

**ELCY OBREGÓN TAMAYO**, **Secretaria** del Departamento De Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana., por su gran cooperación, acompañamiento, incondicional apoyo y respaldo no solo durante el proceso de realización del proyecto sino también durante el transcurso de la carrera y mi paso por la Universidad..

**RICARDO PARRA PINZON** y **LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO**, Docentes del Programa De Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y Evaluadores del proyecto, por su tiempo y contribución en la evaluación del mismo.

La Universidad Industrial de Santander - UIS, por facilitarme algunos medios de investigación y ayuda para el complemento de este trabajo.

Los Amigos y Compañeros que de una u otra forma colaboraron en este proceso.

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**, por su importante contribución en mi formación personal y profesional.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1.COILED TUBING</b> .....	<b>2</b>
<b>1.1. HISTORIA</b> .....	<b>2</b>
1.1.1. <b>Desarrollo de la Tubería Flexible</b> .....	3
1.1.2. <b>Desarrollo del Sistema de Inyección</b> .....	4
1.1.3. <b>Evolución del Coiled Tubing en Colombia</b> .....	5
<b>1.2. RELACIONES DE DEFORMACIÓN</b> .....	<b>11</b>
1.2.1. <b>Criterios Para Determinar la Resistencia Limite</b> .....	15
1.2.2. <b>Curvas Límites</b> .....	16
<b>1.3. HIDRAULICA EN TUBERIA COILED TUBING</b> .....	<b>17</b>
<b>1.4. CONFIGURACION DE LA UNIDAD COILED TUBING</b> .....	<b>17</b>
1.4.1. <b>Cabeza Inyectora de Tubería</b> .....	20
1.4.2. <b>Mecanismos de Soporte</b> .....	25
1.4.2.1. <b>Lifting Frame (Estructura de levantamiento)</b> .....	25
1.4.2.2. <b>Jacking Frame</b> .....	26
1.4.3. <b>Carrete de Coiled Tubing</b> .....	26
1.4.3.1. <b>Guía de Alineación y Nivelación</b> .....	28
1.4.3.2. <b>Mecanismo Contador</b> .....	28
1.4.3.3. <b>Freno Hidráulico</b> .....	28
1.4.3.4. <b>Spray de Protección</b> .....	28
1.4.4. <b>Sistema de Preventoras de Reventones (BOP's)</b> .....	29
1.4.4.1. <b>Quad Blowout Preventer (BOP Cuadrangular)</b> .....	31
1.4.4.2. <b>Combi and Shear / Seal BOP:</b> .....	31
1.4.5. <b>Unidad Primaria de Potencia (Power Pack) / Cabina de Control:</b> .....	33
1.4.5.1. <b>Circuito de Inyección Principal</b> .....	34
1.4.5.2. <b>Circuito de Potencia del Carrete</b> .....	34
1.4.5.3. <b>Circuito de Nivelación</b> .....	34
1.4.5.4. <b>Circuito de Preventoras</b> .....	34
1.4.5.5. <b>Circuito General</b> .....	35
1.4.5.6 <b>Circuito Auxiliar</b> .....	35
1.4.6. <b>Sistema de Expansión de Presión:</b> .....	35
1.4.6.1. <b>Equipos de expansión de presión en superficie:</b> .....	35
1.4.6.2. <b>Equipo de expansión de presión en fondo:</b> .....	36
1.4.7. <b>Tubing Integrity Monitor:</b> .....	36
<b>1.5. HERRAMIENTAS DE FONDO PARA COILED TUBING</b> .....	<b>37</b>
1.5.1. <b>Herramientas Básicas</b> .....	37
1.5.1.1. <b>Hidraulic Quick Connectors (Conectores Hidráulicos Rápidos):</b> .....	37
1.5.1.2. <b>Desconectoras</b> .....	39
1.5.2. <b>Herramientas de Flujo</b> .....	40
1.5.2.1. <b>Multiple Plug Launcher</b> .....	40
1.5.2.2. <b>Tapón Ciego:</b> .....	41
1.5.2.3. <b>Tapón de Membrana</b> .....	41
1.5.2.4. <b>Válvulas Cheque</b> .....	41

1.5.2.5. Boquillas o Herramientas de Lavado.....	42
<b>1.5.3. Herramientas Especiales .....</b>	<b>43</b>
1.5.3.2. Centralizador de Coiled Tubing:.....	44
1.5.3.3. Localizador de Fin de Tubería (Tubing End Locator).....	44
1.5.3.4. Motores de Fondo.....	45
1.5.3.5. Empaques Inflables.....	46
1.5.3.6. Standard Threads (Roscas estándar).....	46
1.5.3.7. Swivel Joint (Articulación o unión de la placa giratoria).....	47
1.5.3.9. Filtros.....	48
1.5.3.10. Impact Drill-Jars.....	48
1.5.3.11. Aceleradores.....	49
1.5.3.12. Overshots.....	50
1.5.3.13. Spears.....	50
1.5.3.14. Downhole Sensor Package (DSP).....	51
<b>1.6. INSTALACION Y PRUEBA DE LA UNIDAD COILED TUBING .....</b>	<b>52</b>
1.6.1. Instalación:.....	52
1.6.2. Prueba Hidráulica del Equipo:.....	53
<b>1.7. OPERACIONES Y/O SERVICIOS DE COILED TUBING .....</b>	<b>54</b>
<b>1.8. DISEÑO .....</b>	<b>55</b>
<b>1.9. ALGUNOS SERVICIOS REALIZADOS CON EQUIPO DE COILED TUBING: .....</b>	<b>56</b>
1.9.1. Lavado de Arena y Sólidos.....	56
1.9.2. Inducción a Producción o Descarga de Pozos:.....	57
1.9.3. Levantamiento Artificial Con Gas:.....	59
1.9.4. Perforación de Puentes Sólidos:.....	60
1.9.5. Operaciones Con Empaques Inflables:.....	61
1.9.6. Operaciones de Perforación:.....	62
1.9.7. Pruebas en hueco abierto:.....	64
<b>2.WIRELINE .....</b>	<b>65</b>
<b>2.1. VENTAJAS QUE PRESENTAN LAS OPERACIONES DE WIRELINE .....</b>	<b>66</b>
<b>2.2. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SUPERFICIE DE WIRELINE .....</b>	<b>66</b>
2.2.1. Wireline o Cable:.....	67
2.2.2. Juego de Poleas (Sheave Kit):.....	69
2.2.3. Odómetro o Cuenta-Pies:.....	69
2.2.4. Indicador de Peso (Weight Indicator):.....	70
2.2.5. Wireline Valve o BOP:.....	70
2.2.6. Wire-Clamp (Mordaza de Wireline o Rana):.....	71
2.2.7. Lubricador:.....	71
2.2.8. Stuffing Box:.....	74
2.2.9. Conexión de Cabeza de Pozo (Cross Over).....	75
2.2.10. Polea Viajera o Desviante (Hay pulley):.....	75
2.2.11. Cabeza Inyectora de Grasa (Grease Injector Head):.....	75
<b>2.3. PREPARACIÓN DE LA SARTA DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE:.....</b>	<b>75</b>
<b>2.4. COMPONENTES DE LA SARTA DE WIRELINE .....</b>	<b>76</b>
2.4.1. Rope Socket o enchufe del cable.....	77
2.4.2. Stem o Sinker Bar (Barras de Peso).....	79

2.4.3.	<b>Jars (Martillos)</b> .....	81
2.4.3.1.	Martillo Tipo Stroke o Mecánico.....	81
2.5.3.2.	Martillo Tipo Hidráulico.....	82
2.4.4.	<b>Knuckle Joint (Unión Articulada)</b> .....	83
<b>2.5.</b>	<b>HERRAMIENTAS DE CORRIDA Y HALADO</b> .....	<b>83</b>
2.5.1.	<b>Running Tool:</b> .....	83
2.5.2.	<b>Pulling Tool:</b> .....	85
<b>2.6.</b>	<b>HERRAMIENTAS DE SERVICIO</b> .....	<b>88</b>
2.6.1.	<b>Blind Box (Caja Blindada)</b> .....	88
2.6.2.	<b>Bloque de Impresión</b> .....	88
2.6.3.	<b>Go-Devil (Diablillo)</b> .....	89
2.6.4.	<b>Gauge Cutter and Swaging Tools (Cortador, calibrador y herramientas de rectificación)</b> .....	90
2.6.5.	<b>Aceleradores</b> .....	91
2.6.6.	<b>Fishing Magnet Tool (Herramienta de pesca magnética)</b> .....	91
2.6.7.	<b>Tubing Broach (limpiador-raspador de cepillo)</b> .....	91
2.6.8.	<b>Receptáculo de Pesca</b> .....	91
2.6.9.	<b>Arpón o Agarrador de Wireline</b> .....	91
2.6.10.	<b>Test Tool (Herramienta de Prueba)</b> .....	91
2.6.10.1.	Test Tool selectiva.....	91
2.6.10.2.	Test Tool no selectiva.....	92
2.6.11.	<b>Centralizadores</b> .....	92
2.6.12.	<b>Tubing End Locator (Localizador del final de la tubería)</b> .....	93
2.6.13.	<b>Wireline Grab</b> .....	94
2.6.14.	<b>Wireline Finder</b> .....	95
2.6.15.	<b>Cross over (adaptadores o Uniones)</b> .....	95
2.6.16.	<b>Overshot (llave de posicionamiento de pesca)</b> .....	96
2.6.17.	<b>Running plug (Tapones de Corrida)</b> .....	96
2.6.18.	<b>Standing Valve</b> .....	96
2.6.19.	<b>Tubing Stop</b> .....	97
2.6.20.	<b>Shock Absorber</b> .....	98
<b>2.7.</b>	<b>HERRAMIENTAS DE POSICIONAMIENTO</b> .....	<b>98</b>
2.7.1.	<b>Shifting Tool</b> .....	98
<b>2.8.</b>	<b>HERRAMIENTAS DE MUESTREO</b> .....	<b>100</b>
2.8.1.	<b>Sand Bailer (tipo A-1)</b> .....	100
2.8.2.	<b>Hydrostatic Bailer</b> .....	100
2.8.3.	<b>Sample Bailer</b> .....	101
<b>2.9.</b>	<b>OPERACIONES CON EQUIPO DE WIRELINE</b> .....	<b>101</b>
2.9.1.	<b>Sentada y Pesca de Válvulas de Gas Lift:</b> .....	104
2.9.1.1.	Sentada de Válvulas de Gas Lift:.....	106
2.9.1.2.	Halado de la Válvula de Gas Lift:.....	106
2.9.2.	<b>Apertura y Cierre de Camisas de Circulación (sliding sleeve):</b> .....	107
2.9.2.1.	Apertura Generalizada de Camisas de Circulación:.....	107
2.9.2.2.	Apertura de Todas las Camisas de Circulación:.....	108
2.9.2.3.	Cierre Generalizado de Camisas de Circulación:.....	108
2.9.2.4.	Cierre de Todas las Camisas de Circulación:.....	109
2.9.2.5.	Cierre de una Camisa o un Grupo de Ellas (SELECTIVO):.....	109

2.9.3. Sentada y Desasentada de Tapones: .....	109
2.9.3.2. Tapones Tipo F (BAKER):.....	112
2.9.4. Procedimientos de Pesca:.....	112
2.9.5. Pruebas de Presión y Temperatura: .....	115
2.9.5.1. Operaciones Convencionales de S.R.O:.....	116
<b>3. CONCLUSIONES .....</b>	<b>118</b>
<b>4. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>119</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>120</b>

## LISTA DE TABLAS

		<b>Pág.</b>
<b>TABLA 1</b>	Composición Química del Acero ASTM A-606, Tipo 4.....	6
<b>TABLA 2</b>	Propiedades Mecánicas y Usos de la Tubería Flexible de Titanio. ....	11
<b>TABLA 3</b>	Especificación de la Cabeza Inyectora (HIDRA RIG 260).....	22
<b>TABLA 4</b>	Especificaciones para los strippers. ....	23
<b>TABLA 5</b>	Especificaciones para Tandem Stripper: .....	24
<b>TABLA 6</b>	Especificaciones del Lifting Frame: .....	26
<b>TABLA 7</b>	Especificación del Carrete de Coiled Tubing.....	28
<b>TABLA 8</b>	Especificaciones de las BOP: .....	31
<b>TABLA 9</b>	Especificaciones de la Combi And Shear / Seal BOP.....	33
<b>TABLA 10</b>	Especificaciones del sistema de expansión de presión en superficie: .....	36
<b>TABLA 11</b>	Especificaciones para los conectores.....	38
<b>TABLA 12</b>	Especificaciones de las roscas estándar.....	47
<b>TABLA 13</b>	Propiedades del Nitrógeno.....	47
<b>TABLA 14</b>	Datos de ingeniería para cable sólido (según designación API)	58
<b>TABLA 15</b>	Datos de Ingeniería para lubricadores en presencia de H <sub>2</sub> S (Según Schlumberger SMP 4778) .....	68
<b>TABLA 16</b>	Datos de Ingeniería del Stuffing Box (Según Schlumberger SMP 4779) .....	72
<b>TABLA 17</b>	Especificaciones de Ingeniería del Rope Socket Tipo Disco (según CAMCO) .....	75
<b>TABLA 18</b>	Especificaciones de Ingeniería del Rope Socket Tipo LAGRIMA (según CAMCO) .....	78
<b>TABLA 19</b>	Especificaciones de Ingeniería del Rope Socket Tipo Standard Line o línea trenzada (según Schlumberger SMP-4780).....	78
<b>TA BLA 20</b>	Especificaciones de Ingeniería para las barras de peso de acero al carbón (según CAMCO) .....	79
<b>TABLA 21</b>	Especificaciones de Ingeniería para las barras de peso de tungsteno – extra heavy stems (según Schlumberger SMP4781). ....	80
<b>TABLA 22</b>	Especificaciones de Ingeniería para el Release (según API - 9A). ....	81
<b>TABLA 23</b>	Datos de Ingeniería para los centralizadores (según Lee Tool. Schlumberger) .....	87

<b>TABLA 24</b>	Especificaciones de Ingeniería para el tubing end locator (según Schlumberger SMP4785) .....	93
<b>TABLA 26</b>	Procedimientos de ajuste. ....	99
<b>TABLA 27</b>	Especificaciones de Ingeniería para el Sand Bailer (según CAMCO) .....	101
<b>TABLA 28</b>	Especificaciones de Ingeniería para el Hydrostatic Bailer (según CAMCO) .....	101
<b>TABLA 29</b>	Especificaciones de Ingeniería para los Kickover Tool (según CAMCO) .....	105

## LISTA DE FIGURAS

		<b>Pág.</b>
<b>Figura 1</b>	Corrosión de Tuberías de Acero Expuestas a Atmósferas Industriales .....	7
<b>Figura 2</b>	Manufactura de la Tubería de Trabajo.....	8
<b>Figura 3a-b</b>	Soldadura en Tubería Flexible.....	9
<b>Figura 4</b>	Relación Esfuerzo – Deformación en Material HSLA.....	12
<b>Figura 5a-b</b>	Esfuerzos presentes en la tubería de trabajo	14
<b>Figura 6a-b</b>	Tubería de Acero Bajo Cargas Compresionales Dentro del Pozo.....	15
<b>Figura 7</b>	Curvas Limite para Tubería de 1 ¼ O.D. en Diferentes Espesores de Pared. ....	16
<b>Figura 8</b>	Configuración de la Unidad de Coiled Tubing. ....	18
<b>Figura 9</b>	Unidad de Coiled Tubing y Consola de Control.....	19
<b>Figura 10</b>	Cabeza Inyectora de Tubería de Trabajo.....	20
<b>Figura 11</b>	Guía de Tubing a la Cabeza Inyectora.....	21
<b>Figura 12</b>	Lifting Frame.....	25
<b>Figura 13</b>	Carrete de Coiled Tubing.....	27
<b>Figura 14</b>	Conjunto de Trabajo Instalado en el Pozo.....	29
<b>Figura 15</b>	Sistema de Preventoras de Reventones.....	30
<b>Figura 16</b>	Triple Combi B.O.P.....	32
<b>Figura 17</b>	Shear/Seal B.O.P. de 6.38” I.D.....	32
<b>Figura 18</b>	Unidad Primaria de Potencia (Power Pack) / Cabina de Control.....	33
<b>Figura 19a-b-c</b>	Herramientas Básicas – Conectoras.....	40
<b>Figura 20</b>	Válvulas Cheque.....	42
<b>Figura 21a-b</b>	Herramientas de Lavado y Centralizadores. ....	45
<b>Figura 22</b>	Unidad de Wireline.....	65
<b>Figura 23</b>	Válvula de Wireline o B.O.P.....	71
<b>Figura 24</b>	Partes y Montaje del Lubricador y el equipo de superficie	73
<b>Figura 25</b>	Stuffing Box y Polea.....	74
<b>Figura 26</b>	Rope Socket.....	77
<b>Figura 27</b>	Martillos.....	82
<b>Figura 28</b>	Running Tool.....	84
<b>Figura 29</b>	Pulling Tool.....	86
<b>Figura 30</b>	Bloque de impresión.....	89
<b>Figura 31</b>	Limpiador de parafina.....	90
<b>Figura 32</b>	Tubing end Locator.....	93
<b>Figura 33</b>	.Wireline Grab de cuatro insertos.....	95
<b>Figura 34</b>	Standing Valve.....	97

## **RESUMEN**

En este trabajo se presentan aspectos teóricos sobre los equipos, las herramientas y las operaciones que se llevan a cabo en la realización de servicios a pozos sin la utilización de equipos de “Workover”, mas específicamente se enseñan los equipos de Wireline y Coiled Tubing, sus aplicaciones y las variadas herramientas que los componen.

Cada tema se explica de forma clara, tratando primero lo concerniente a los equipos de Coiled Tubing seguidos por los de Wireline, donde se da a conocer su historia, sus aplicaciones en la industria petrolera, las herramientas que los componen y finalizando con algunas aplicaciones importantes y sus correspondientes procedimientos.

Debido a lo interesante del enfoque, es un texto de consulta muy útil tanto para estudiantes, ingenieros y personas a fines a la industria petrolera.

## **ABSTRACT**

This work presents theoretical aspects about equipments, tools and procedures related with the pit services without using “work-over” equipment. Specifically, it mentions “wire-line” and “coiled-tubing” devices, their applications and the several tools that they compile.

Each subject is explained in a clear and straight way, starting with “coiled-tubing” devices and then with the “wire-line” ones. This paper explains their history, their applications in the oil industry, and the tools they involve. Finally, the work mentions any important applications and their procedures.

Due to the interesting topic, this is a useful consult text for students, engineers and people related with petroleum industry.

## INTRODUCCIÓN

Siempre en el mundo del petróleo, la tendencia ha sido hacia los avances tecnológicos para el mejoramiento y optimización de los campos productores con el compromiso de calidad para garantizar el crecimiento y excelente servicio que certifique así, el mayor aprovechamiento de los recursos, es por esto que es importante realizar manuales operativos que ayuden a conocer las actividades desarrolladas ampliando de esta forma el conocimiento sobre los mismos, ya que entre muchos otros factores podrían existir procedimientos que muchas veces no están acordes a la operación realizada y que necesitan ser revisados y actualizados, con esto, se estaría ayudando a dar solución a una necesidad con el fin de mejorar la eficiencia, calidad, seguridad, protección del medio ambiente además de proporcionar mas vida útil a los equipos.

Las operaciones con cable - Wireline y Coiled Tubing – actualmente son de las mas empleadas; en cuanto al objetivo que persiguen son similares en cualquier parte del mundo, pero al momento de realizar un trabajo difieren de un lugar a otro dependiendo de factores tales como las condiciones atmosféricas del sitio de trabajo, de la compañía que ejecuta el trabajo y hasta de quien la opera.

Es por esto que con el fin de unificar criterios de procedimientos que permitan realizar un trabajo en forma segura y eficiente, se requiere recopilar esta información para que sirva de ayuda y material de consulta, tanto para operadores y ayudantes como para ingenieros, estudiantes y personas ajenas que deseen conocer mas a fondo los componentes, el manejo y cuidado de estos equipos.

## 1. COILED TUBING



### 1.1. HISTORIA

El Coiled Tubing apareció a mediados de 1962 y a pesar de haber sido utilizado en algunos trabajos de reacondicionamiento en pozos de gas y aceite, las numerosas fallas mecánicas del equipo y defectos de manufactura de la tubería flexible lo condenaron prácticamente a la extinción como herramienta de servicio.

Fue después de casi 30 años de estudio, desarrollo e inversión que fue posible conocer el verdadero comportamiento de la unidad en conjunto.

El origen del uso de la tubería de acero flexible y de alta resistencia se remonta a mediados de la segunda guerra mundial.

El proyecto *PLUTO*, por sus siglas en inglés (PIPES LINES UNDER THE OCEAN), comprendía el tendimiento de 23 oleoductos entre Inglaterra y Francia a través del canal inglés para el suministro de combustible a las fuerzas aliadas, 17 de estos ductos fueron construidos de 3" I.D con espesor de pared de 0,175" el tubo a su vez fue revestido en su exterior con cable trenzado para aumentar su capacidad de resistencia al estallido. Cada uno de estos ductos tenía 30 millas de longitud y fueron bobinados en carretes semi-sumergibles que alcanzaron diámetros cercanos a los 40 pies y amplitudes de 70 pies.

Los 6 ductos restantes, de similares características, se construyeron cada uno de aproximadamente 15 millas por medio de la unión de tramos de 4.000 pies a través de soldaduras en los topes. Siendo igualmente enrollados en carretes para facilitar su transporte.

Como todo producto de la investigación científica para la guerra, su utilidad pacífica fue encontrada años más tarde.

### 1.1.1. Desarrollo de la Tubería Flexible

La llegada al campo del petróleo, de los servicios de la tubería flexible a principios de los años 60's, requirieron el desarrollo de un tubo de diámetro pequeño que pudiese ser enrollado sobre carretes de transporte igualmente reducidos; pionero en la manufactura de tubería flexible para la industria del petróleo retornaron las técnicas aplicadas en la operación *PLUTO*, en 1962 la compañía GREAT LAKES STEEL Co. de Detroit, Michigan presentó el primer carrete de tubería flexible para trabajos en pozo, la tubería fue fabricada en acero de baja aleación y alta ductilidad, este acero fue laminado a espesores de 0,125" y luego cilindrado a 1,315" de O.D, la longitud de cada tubo fabricado fue de 50 pies los cuales fueron unidos en los topes por medio de la combinación de dos técnicas especiales de soldadura: **TIG** (Tungsten Inert Gas) y **MIG** (Metal Inert Gas), las cuales proveían a las uniones características de resistencia similares a las de todo el conjunto, la sarta completa fue entonces bobinada en un carrete de 9 pies de diámetro interno y usado por BROWN TOOLS en los primeros trabajos de reacondicionamiento. Debido al excesivo número de uniones que requirió la sarta completa, 200 para 10.000 pies las cuales representaron puntos críticos en la fatiga del material y, la inicial incompatibilidad de los demás mecanismos de la unidad, esta primera generación de Coiled Tubing no fué una demostración fiel de todo el potencial de esta tecnología, pese a lo anterior, dejó indicado los beneficios potenciales en los trabajos de reacondicionamiento de pozos de gas y aceite, si el equipo fuera aún más refinado y desarrollado.

La primera tubería especialmente diseñada para ser usada como parte de una sarta continua y con características de tubería flexible, fue fabricada usando acero de alta resistencia y baja aleación (High Strength Low Alloy, HSLA). Este material, con algunas pocas modificaciones, es la materia prima para la construcción de tubería flexible hoy en día, este acero tiene una resistencia a la tensión de 50.000 lbs.

La primera sarta contaba con tramos de 250 pies llegando a 2.000 pies, los procesos de soldaduras usados fueron iguales a los anteriores **TIG** y **MIG**, dadas sus características de flexibilidad esta sarta fue bobinada en un carrete de diámetro interno de 4 pies.

Uno de los primeros sistemas completos para correr tubería flexible como tecnología de reacondicionamiento de pozos fue construido a mediados de 1964, por Brown Oil Tools. Esta primera unidad de Coiled Tubing fue diseñada para correr un tubing de 3/4"; después de 3 años fue modificada a 1", para esa época varias de las compañías que poseían unidades similares ya trabajaban con tubería de 1" O.D.

Los usos iniciales del Coiled Tubing comprendieron la limpieza de arena y el levantamiento de fluidos usando boquillas ranuradas en pozos poco profundos, el aumento de la demanda en pozos más profundos afectaron la imagen de la técnica. Dado que la resistencia del material usado y la numerosa cantidad de uniones de soldadura requeridas para formar la sarta continua, hicieron que esta no resistiera el trabajo cíclico ni las altas cargas de tensión a la que fué sometida.

Es así como a finales de los 70's la confianza en el Coiled Tubing sufrió tal deterioro que las investigaciones para su desarrollo fueron virtualmente nulas; 1.980 fue el año de retorno del Coiled tubing a la industria con la introducción al mercado por parte de la compañía Southwestern Pipe Inc. del primer Coiled Tubing con resistencia en punto cedente de 70.000 lbs igualmente en material *HSLA*. El rendimiento de esta tubería fue claramente superior a la ya existente de 50 KPsi aparte de ser la resistencia óptima para operaciones de pozo dado que, las pruebas indican que para resistencias mayores de 80.000 psi se disminuye sustancialmente la vida útil del tubo.

En 1.983 *Quality Tubing*, compañía que ya había fabricado tubería flexible bajo pedido, lanza la primera sarta de tubería con tramos soldados cada 3.000 pies, lo cual para la época reducía el número de uniones con soldadura en un 50%.

Actualmente los avances en la manufactura de la tubería flexible van dirigidos hacia la creación de una sarta continua sin necesidad de soldadura de tope y a la creación de diámetros mayores para servir como reemplazo de las sargas de producción.

### **1.1.2. Desarrollo del Sistema de Inyección**

Los principios del sistema de inyección de tubería se fundamentan en los circuitos creados a principios de los 60's, los cuales le permitían a los submarinos desplegar sus antenas de comunicaciones a la superficie del océano mientras permanecían a cientos de pies de profundidad.

- El sistema creado por la Bowen Tools llamado "A/N BRA-1BA Antenna Transfer System" consistía de dos cadenas de tracción de rotación, cada eslabón de la cadena llevaba un cojinete de igual radio de curvatura al cable a desplazar lo que permitía mantener el cable siempre centrado y poder transmitirle la fuerza necesaria para impulsarlo. El cable de la antena permanecía enrollado en un

carrete debajo del sistema de tracción permitiendo así el fácil desplazamiento y retiro de la antena de 5/8" O.D y 600' de longitud.

Los principios básicos del anterior sistema ayudaron en 1.962 al desarrollo por parte de la California Oil Company y la Bowen Tools de lo que se llamó "Unidad de reacondicionamiento con Sarta continua liviana" para limpieza de puentes de arena en los pozos de aceite y gas de la California Oil Company en Gulf Coast California.

La llamada "UNIDAD 1" contaba con un sistema de inyección por tracción de cadenas de rotación con capacidad de carga de 30.000 libras y capaz de impulsar una tubería flexible de 1,315" O.D, la cual contaba con 15.000 pies de longitud. A partir de la "UNIDAD 1" la historia de la Tecnología Coiled Tubing se marca por los avances que se presentaron en el sistema de propulsión como en la manufactura de la tubería flexible.

A finales de los años 60's y hasta mediados de los años 70's varias modificaciones fueron hechas por las empresas fabricantes en sus unidades de Coiled Tubing, durante este periodo el diámetro de tubo usado por toda la industria se incrementó a 1" O.D.

El uso de estas unidades hidráulicas en pozos de gas y aceite se incrementó notablemente hasta el hecho de que ya existían más de 200 unidades en los Estados Unidos y México realizando trabajos de limpieza de arena y servicios de Nitrógeno.

Desafortunadamente la tasa de éxitos en los trabajos fué muy pobre y una pésima reputación por su baja eficiencia cubrió el desarrollo de esta técnica.

A través de todos los años 70`s y principios de la década de los 80`s se realizaron numerosas revisiones en todos los diseños referentes al equipo.

Finalmente en 1.985 una nueva cabeza de inyección fué desarrollada para permitir la transmisión de tubería flexible de 3/4" O.D y con una capacidad de tensión de 60.000 lb., además de la implementación de eficientes mecanismos de guía de la tubería flexible a la cabeza de inyección, lo cual a su vez mejoró el grado de confiabilidad y dejó el camino abierto a la utilización de diámetros de tubería mayores y a trabajos en pozos más profundos.

### **1.1.3. Evolución del Coiled Tubing en Colombia**

En Colombia, el Coiled Tubing se inició en 1.982 con la traída al país por parte de B.J - Services de una unidad equipada con tubería flexible de 3/4" O.D y 10.000 pies de longitud, para ser utilizada en operaciones de limpieza de arena en los pozos del Distrito Sur de ECOPETROL, debido al reducido diámetro y resistencia de la tubería flexible, los cuales no permitían volúmenes de bombeo mayores a 0,5 Bbl/min, ni presiones de inyección superiores de 3.000 psi en superficie, acompañado esto, de la baja capacidad de tensión de la cabeza inyectora, menor

de 30.000 lb., se generaron problemas de entrapamiento de la tubería flexible por tapones de arena formados por las bajas velocidades anulares que alcanzaba el fluido gelificado, esto ocasionó el corte frecuente de largos tramos de tubería flexible dentro de los pozos y la implementación de trabajos de pesca y reacondicionamientos más costosos de los inicialmente diseñados.

El consecuente desestímulo que crearon estos problemas llevó al desmantelamiento del equipo de Coiled Tubing y de los programas de ensanchamiento de servicios.

A partir de 1.987 otros países del área como Perú, Venezuela y Ecuador iniciaron los trabajos con tubería flexible con muy buenos índices de éxito, además para la época se contaba con los últimos avances tecnológicos en la técnica Coiled Tubing los cuales hicieron que la demanda de esta técnica se disparara en todo el área Suramericana.

De aquí renació la necesidad de contar en Colombia con las unidades de Coiled Tubing, es por esto que para Agosto de 1.991 entró en servicio la primera unidad de Coiled Tubing para la realización de un trabajo de estimulación ácida en el pozo Orito 5.

- **Acero de Alta Resistencia y Baja Aleación:** El acero de alta resistencia y baja aleación (HSLA) es reconocido bajo la clasificación *ASTM A-606*, Tipo 4 modificado; una lista de su composición química y propiedades físicas se puede observar en la tabla 1.

**TABLA 1.** Composición Química del Acero ASTM A-606, Tipo 4

MATERIAL	RANGO	
	MIN.	MAX.
CARBÓN	0,1.0	0,15
MAGNESIO	0,60	0,90
FÓSFORO	0,0	0,030
AZUFRE	0,0	0.005
SILICIO	0,30	0,50
CROMO	0,55	0,70
COBRE	0.20	0,40
NÍQUEL	0,0	0,25

- **Propiedades Físicas:**
  - Resistencia Tensora, Máxima: 80.000 psi

- Elongación, Mínima: 30%
- Dureza máxima. Clasificación 22-C, ROCKWELL: El acero de alta resistencia y baja aleación es considerablemente más fuerte y de tenacidad superior que el acero estructural al carbono, también supera al acero al carbono en ductilidad, formabilidad y facilidad de soldado.

▪ **Resistencia Mecánica:**

El límite elástico de una pieza determina la tracción a que una estructura se puede someter sin sufrir una deformación permanente, el límite elástico del acero al carbono (ASTM A-7) es de 23,1 Kg/mm<sup>2</sup>, el del acero de alta resistencia y baja aleación es 35 Kg/mm<sup>2</sup>, por consiguiente, con base en la proporcionalidad de sus límites elásticos, se puede aumentar la tensión unitaria de trabajo del acero de alta resistencia 1 ½ veces la empleada con el acero estructural al carbono.

▪ **Resistencia a la Corrosión:**

El acero de alta resistencia y baja aleación supera de 4 a 6 veces la resistencia a la corrosión atmosférica de los aceros estructurales al carbón, estos valores se han encontrado por ensayos de exposición en diferentes

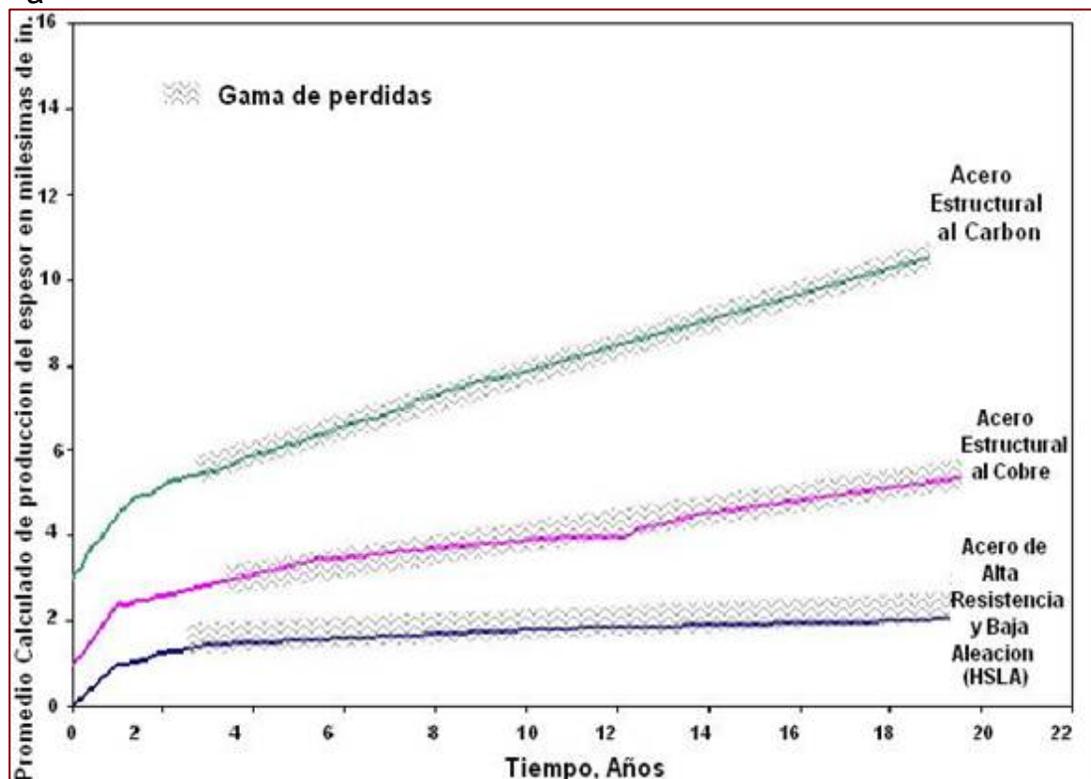


Figura. 1 - Corrosión de Tuberías de Acero Expuestas a Atmósferas Industriales

La Figura 1 muestra la resistencia a la corrosión de tres tipos de acero; el acero estructural al carbono, el acero estructural al cobre y el acero de alta resistencia y baja aleación (HSLA) clasificación ASTM A-606; demuestra que no sólo es deseable hacer la mayor reducción de espesor de la estructura al fabricarla, sino que se debe considerar la disminución que ésta sufrirá al paso de los años en un ambiente de trabajo, aquí también resulta más eficaz el acero de alta resistencia por su baja gama de pérdidas.

▪ **Manufactura:**

El proceso de fabricación de la tubería de trabajo se presenta en la siguiente secuencia operativa de la figura. 2

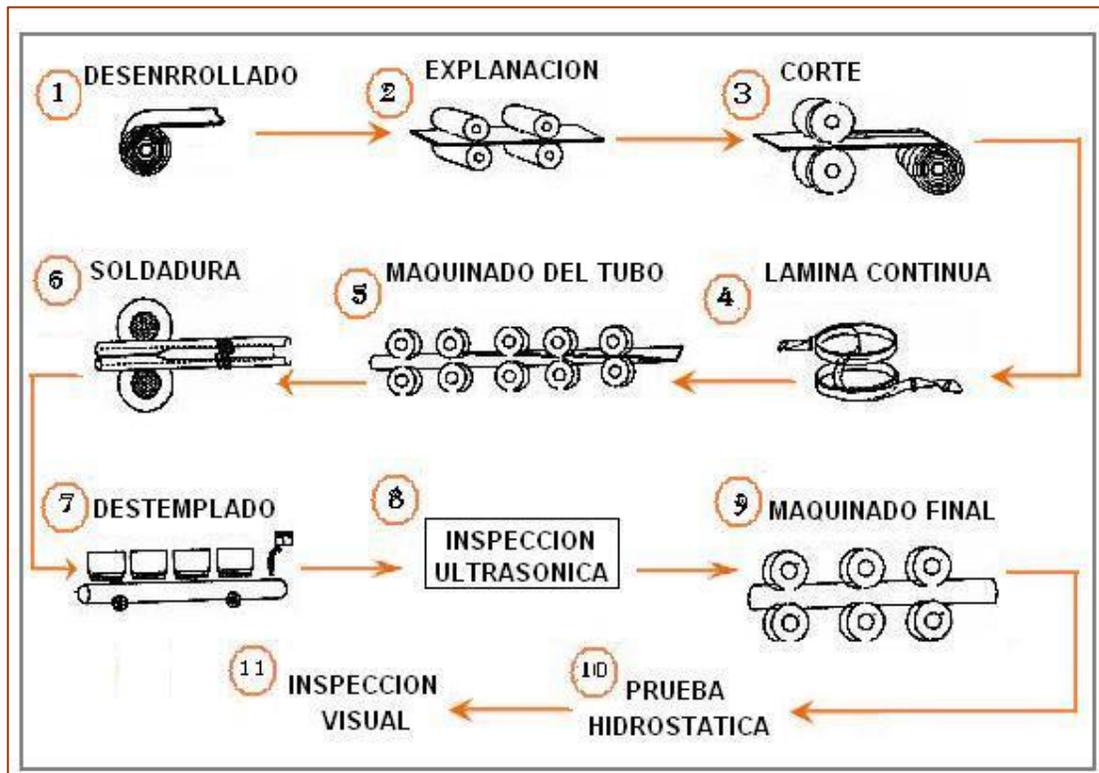


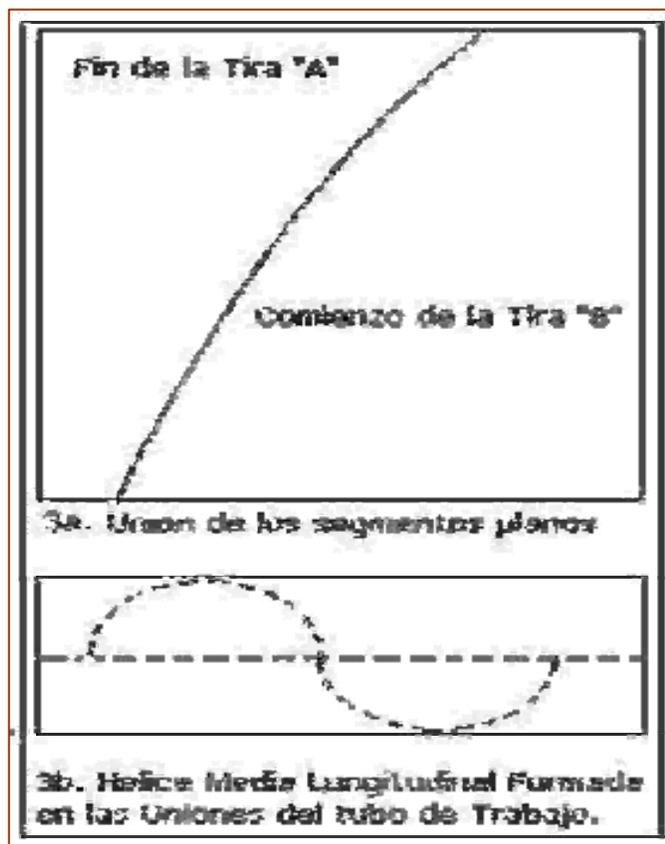
Figura. 2 - Manufactura de la Tubería de Trabajo

- Desenrollado: El acero de alta resistencia viene en láminas de amplitud máxima de 48" y 3.500 pies de longitud enrollada en carretes. Es entonces desenrollada y llevado a un conjunto de rodillos.
- Explanación: Los rodillos de engrase o explanación maquinan la lámina de acero de alta resistencia para obtener el espesor deseado, a la vez que se asegura que toda la lámina sea de un espesor uniforme.

- Corte: Según el diámetro del Tubing seleccionado, la lámina de acero es cortada en tiras de amplitud suficiente para formar la circunferencia del tubo, cada una de estas tiras, son posteriormente unidas.
- Lámina Continua: Las secciones formadas anteriormente se unen por medio de soldadura oblicua o en ángulo.

En la Figura. 3a, se observa cuando el tubo es formado, el área soldada se distribuye en forma de hélice media longitudinal a la superficie del tubo; en la Figura. 3b. se ve que la geometría permite que los esfuerzos que se experimentan durante las operaciones de enrollado y desenrollado sean distribuidos sobre una longitud mayor del tubo, dando así menor probabilidad de falla. Las uniones son inspeccionadas con rayos X.

Al asegurarse que estas uniones están libres de defectos una vez se ha alcanzado la longitud de lámina continua deseada, se procede al maquinado del tubo.



Figuras. 3a y 3b – Soldadura en Tubería Flexible

- Maquinado del Tubo: La sarta continua de lámina es pasada a través de una serie de rodillos troqueladores, los cuales transforman la lámina en un tubo, de esta forma los bordes de la lámina se unen y son soldados por un sistema de bobina situado a pocas pulgadas del último conjunto de troqueles.
- Soldadura: Los bordes del tubo son unidos por medio de una bobina inductora de alta frecuencia, posteriormente la rebaba de la soldadura es removida y la costura se somete al proceso de destemple.
- Destemplado: Se lleva el tubo a temperaturas cercanas a los 1650 °F para que la costura destemple y adquiera características mecánicas cercanas a las del cuerpo del tubo y, posteriormente se deja enfriar y es sometida a pruebas no destructivas como la *inspección ultrasónica*.
- Maquinado Final: La sarta Continua de tubo es pasada a través de rodillos de formación, los cuales trabajan el tubo para darle el diámetro externo exacto y la redondez apropiada, a la vez que somete el tubo a un calentamiento general entre 1100°F y 1400°F lo cual alivia los esfuerzos creados en el material por los procesos de maquinado y aumenta la ductilidad de la tubería, posteriormente se deja enfriar a temperatura ambiente y luego en un baño líquido; con lo anterior se busca formar en la micro estructura del acero la textura de Perlita y Ferrita que le imparte características superiores de ductilidad. Finalmente el tubo es sometido a *pruebas hidrostáticas y visuales* para el definitivo enrollado del tubo en un carrete de servicio Coiled Tubing.

#### ● **Acero de Material Exótico**

Para 1992 se presentó la tubería de trabajo de titanio, su alta resistencia a la corrosión y mayores grados de resistencia son sus principales características. Sólo algunas de sus propiedades mecánicas y usos son conocidos comercialmente. Ver Tabla 2.

De ser económicamente viable se esperarían tamaños desde  $\frac{3}{4}$  " O.D para Coiled Tubing.

**TABLA 2.** Propiedades Mecánicas y Usos de la Tubería Flexible de Titanio

Tipo	Min. Resistencia @ Pto. Cedente	Tensión Min.	Elongación Min.	Aplicación
Grado 2	40.000 Psi	50.000 Psi	20 %	Líneas marinas, de inyección de química altamente corrosiva.
Grado 12	70.000 Psi	80.000 Psi	18 %	Ambiente altamente corrosivo y trabajos de alto esfuerzo.
Beta C	140.000 Psi	150.000 Psi	12 %	Tubería de Completamiento y producción en ambientes altamente corrosivos y trabajos de altísimo esfuerzo.

**● Aceros Templados y Recocidos (Quench And Tempered, Q & T).**

El acero usado es el mismo de alta resistencia y baja aleación con ligeras diferencias en la composición de Cromo y Molibdeno los cuales proveen al acero mejor comportamiento al tratamiento con calor.

*Manufactura del Tubo de Trabajo:* El proceso mecánico de fabricación de la tubería Q & T, es idéntico al descrito para el acero convencional.

Después que el tubo es terminado, se calienta a 1800 °F y rápidamente enfriado, lo anterior se conoce como templado, lo cual forma la microestructura martensítica en el acero, que proporciona al tubo una mayor resistencia, pero baja ductilidad, posteriormente el tubo es sometido a un largo y controlado proceso de calentamiento hasta 1100 °F, llamado recocido, lo cual baja su resistencia pero le imparte mayor ductilidad.

El producto final es una tubería flexible con resistencia al punto cedente superior de 100 Kpsi y de mayor resistencia al ataque del Azufre por su micro estructura martensítica, no obstante sus ventajas, el uso de la tubería Q & T, es restringido dada sus especiales características de manufactura que impiden cualquier reparación por medio de la soldadura convencional usada en los campos de trabajo.

**1.2. RELACIONES DE DEFORMACIÓN**

La relación de deformación del acero de alta resistencia y baja aleación sirven para definir el comportamiento del tubo. Ver Figura 4.

El segmento O-A de la curva de deformación muestra el comportamiento del material de acuerdo a la ley de HOOKE;

$$S = K * E$$

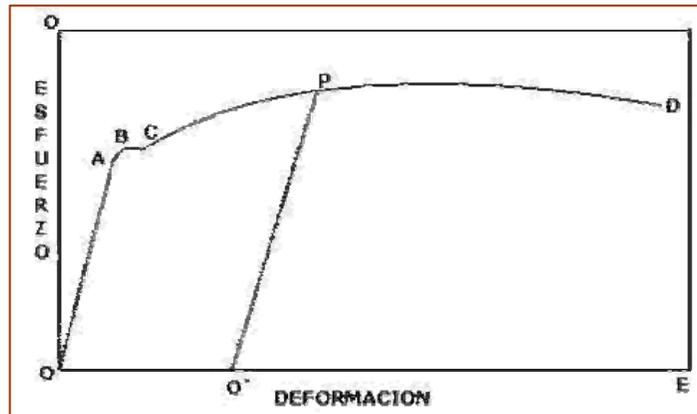
Donde:

S = Tensión

K = Modulo de elasticidad del material

E = Deformación

La pendiente de la recta O-A determina el coeficiente K.



Figuras. 4 - Relación Esfuerzo – Deformación en Material HSLA

La tensión leída para el punto A se conoce como límite de proporcionalidad, B es el límite elástico.

Si los esfuerzos a que el acero es sometido se mantienen por debajo de este punto las deformaciones que en él se presenten serán elásticas y no permanecerán una vez sea aliviado el esfuerzo.

C es el punto cedente, corresponde al inicio de la deformación plástica del material.

La deformación del material es permanente y comienza a alongarse, cuando la tubería es montada sobre un carrete de servicio de Coiled Tubing; el tubo es sometido a altas tensiones y sufre una deformación plástica representada por la curva "O-P", cuando se desarrolla esta deformación es permanente y esta representada por la línea P-O.

D es la máxima fuerza de tensión que el material puede soportar sin colapsarse.

**Esfuerzos:** Los esfuerzos que soporta la tubería se consideran en 2 grupos: (Fig. 5<sup>a</sup> y 5b)

- Esfuerzos Axiales.

El esfuerzo axial es el producto de las múltiples fuerzas axiales aplicadas a lo largo del tubo de trabajo.

$$S_a = F_a / A \text{ (Tensión)}$$

$$A = \Pi * (r_o^2 - r_i^2)$$

Donde:

$S_a$  =Esfuerzo axial

$F_a$  =Fuerza axial, (Positiva para tensión / negativa para compresión)

A= Área Transversal del tubo

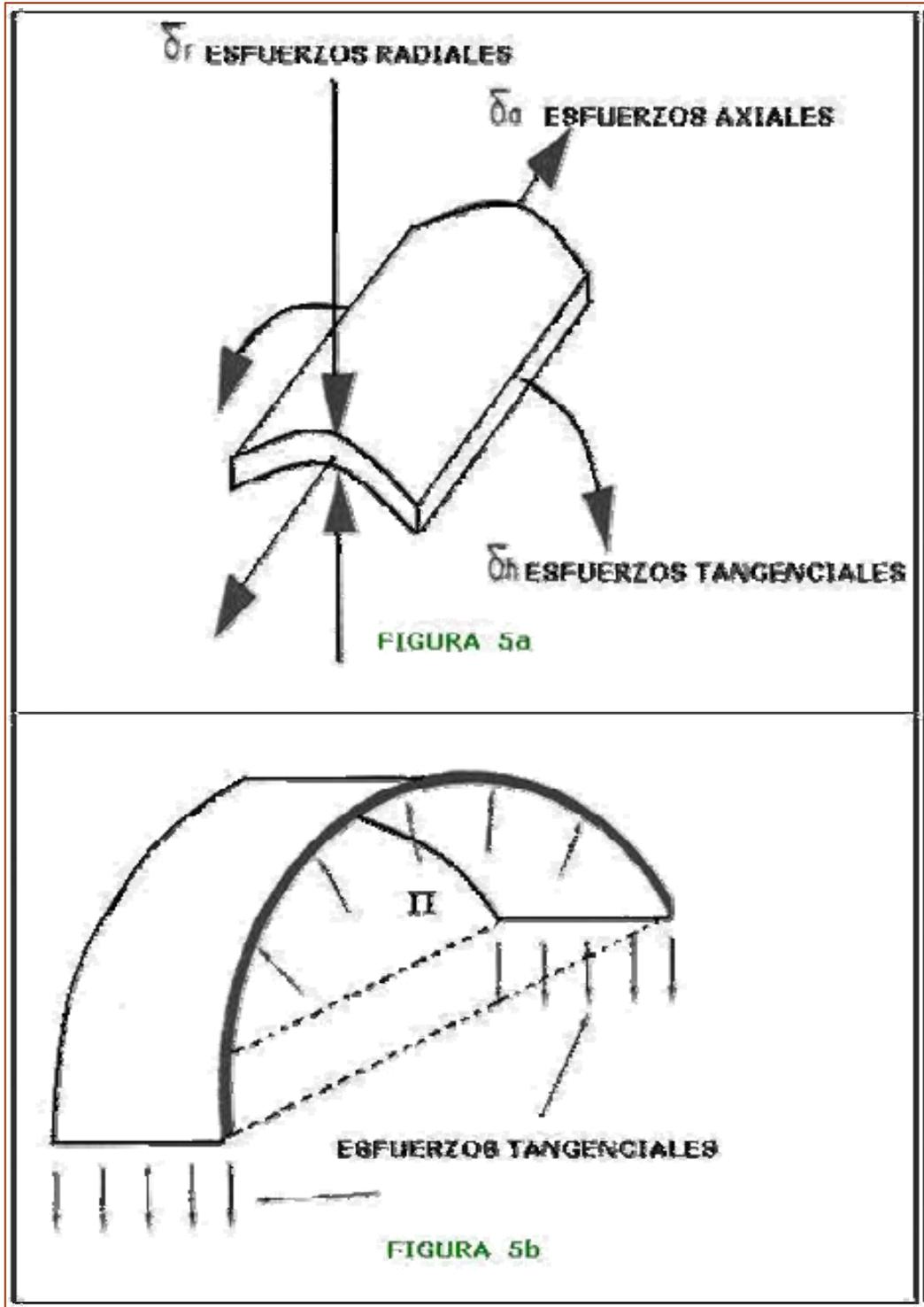
Cuando el tubo se somete a compresión ( $F_a$  es negativa con una fuerza mayor que la carga máxima de pandeo; entonces, la tubería tomará inicialmente la forma de una onda senoidal, ver Figura 6a.

Cuando las cargas se incrementan, el tubo se deforma finalmente en una helicoide; ver Figura 6b. Esto ocasiona esfuerzos por flexionamiento adicionales al esfuerzo compresional a que el tubo está sometido.

El esfuerzo compresivo debido a la carga axial es constante en toda la sección de tubería afectada.

Pero los esfuerzos por flexionamiento son de tensión en un lado y de compresión en el otro.

El máximo esfuerzo se presenta en el lado donde el esfuerzo por flexionamiento es compresivo y es la suma del esfuerzo axial, debido a la carga axial y al esfuerzo compresional.



Figuras 5a y 5b – Esfuerzos presentes en la tubería de trabajo.

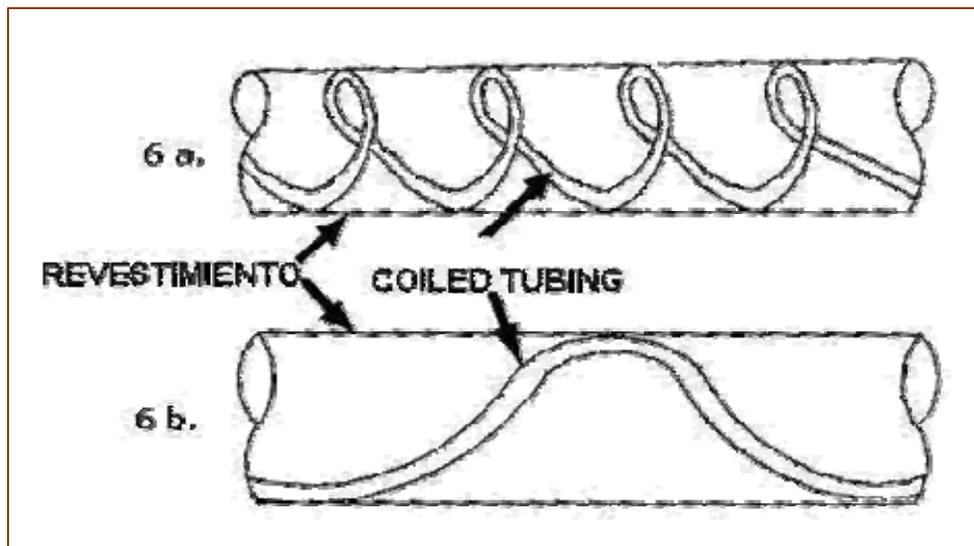
La ecuación de Lubinsky; determina el máximo esfuerzo presente.

$$S_a = F_a \left( \frac{I}{A} + \frac{Rr_o}{21} \right)$$

Donde:

R: Radio libre entre el tubo de trabajo y el hueco (radio del hueco/  
radio externo del tubo).

I: Momento de inercia de la sección del tubo.



Figuras. 6a. Y 6b. Tubería de Acero Bajo Cargas Compresionales Dentro del Pozo.

### 1.2.1. Criterios Para Determinar la Resistencia Limite.

Los límites de resistencia para la operación del tubo de trabajo no pueden ser calculados de manera individual; este límite lo determina la combinación de esfuerzos a los que el material es sometido.

*Teoría del Esfuerzo Cortante Máximo o Condición de Sometimiento de Tresca:* predice que la falla del material ocurrirá cuando la diferencia entre el máximo esfuerzo y el mínimo esfuerzo sea igual al esfuerzo tensor máximo, la toma de los límites de esfuerzo máximo y mínimo hacen ineficiente esta teoría, pues no consideran los esfuerzos intermedios a los que el tubo es sometido.

*Condición de Sometimiento de VonMises:* Igualmente conocida como teoría de energía de distorsión, enuncia que el sometimiento del tubo de trabajo ocurrirá

cuando la energía de deformación elástica alcance un nivel igual a la energía de deformación que ocurre en una prueba de tensión uniaxial.

El criterio de *VonMises* predice que el sometimiento del tubo de trabajo ocurrirá primero en la superficie interna, así que solamente es necesario analizar el comportamiento de la resistencia en la cara interna del tubo a fin de desarrollar sus límites combinados de resistencias o curvas limites.

### 1.2.2. Curvas Límites.

La Figura 7 muestra las curvas límites para la tubería de 1 ¼" O.D en los espesores comúnmente usados en la Industria, son resultantes de graficar  $F_a$  contra  $\Delta P$  para varios conjuntos de valores.

El área dentro de la curva representa los valores ( $F_a$ ,  $\Delta P$ ) donde no se someterá la tubería; la curva representa en sí misma a qué condiciones ocurrirá el sometimiento.

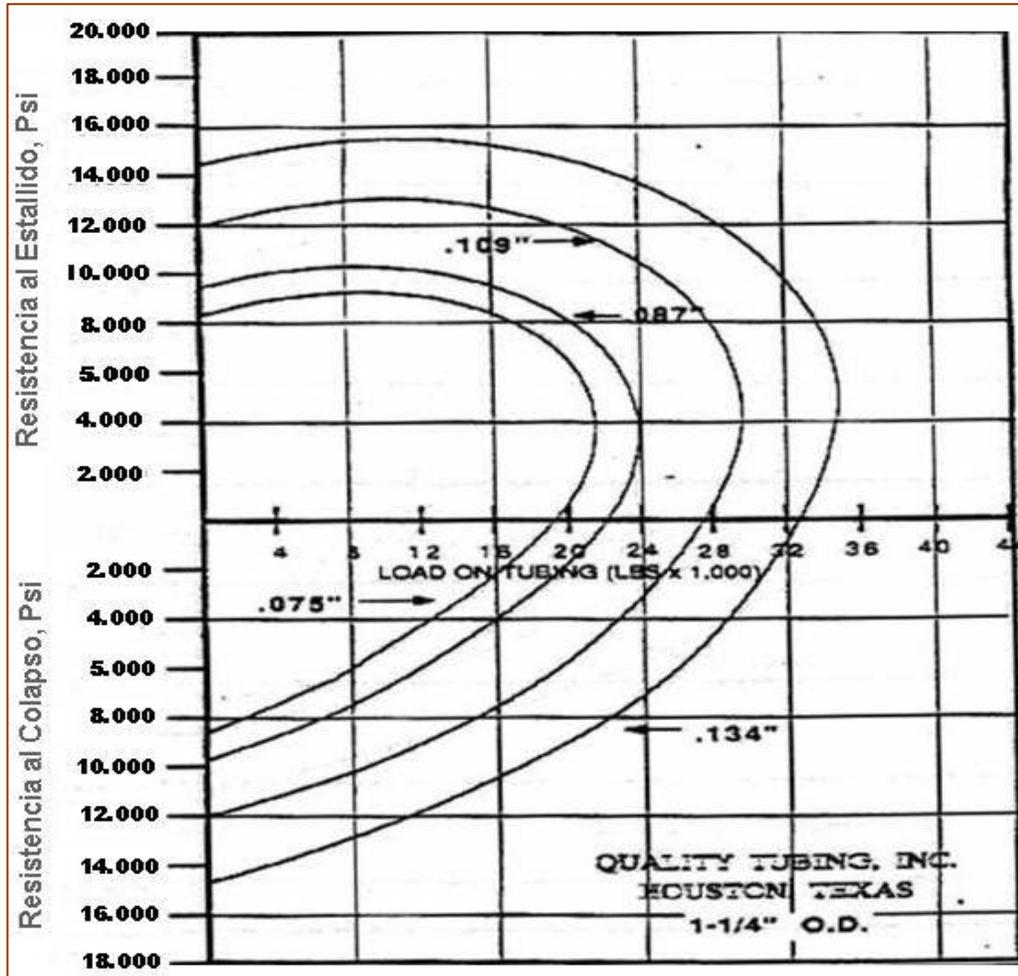


Figura. 7 Curvas Limite para Tubería de 1 ¼ O.D. en Diferentes Espesores de Pared.

### Consideraciones al Usar Las Curvas Limites.

- a. La Tensión de sometimiento usada para calcular los límites es el valor mínimo de resistencia suministrado por el fabricante del Coiled Tubing. Esta resistencia es usualmente el 7% menos de la tensión de sometimiento promedio.
- b. El espesor de pared usado para calcular los límites es el mínimo espesor de pared especificado por el fabricante.
- c. Para tuberías con diámetros externos de secciones mayores del 106% del diámetro externo fijado, los límites de esfuerzos del conjunto se reducen drásticamente.
- d. Las curvas limites se aplican a tuberías completamente nuevas, para tuberías usadas se deben considerar factores de seguridad del orden del 25%. En caso de ser muy usada el factor de seguridad debe ser mayor al 25 % o de lo contrario se desecha la tubería.

### **1.3. HIDRAULICA EN TUBERIA COILED TUBING**

Las pérdidas de presión por fricción son mayores, cuando se bombean altos caudales debido al pequeño diámetro del tubo de trabajo. La presión límite de bombeo para cualquier tubo de trabajo es de 5000 psi, lo cual genera restricciones en la tasa de flujo para varios fluidos.

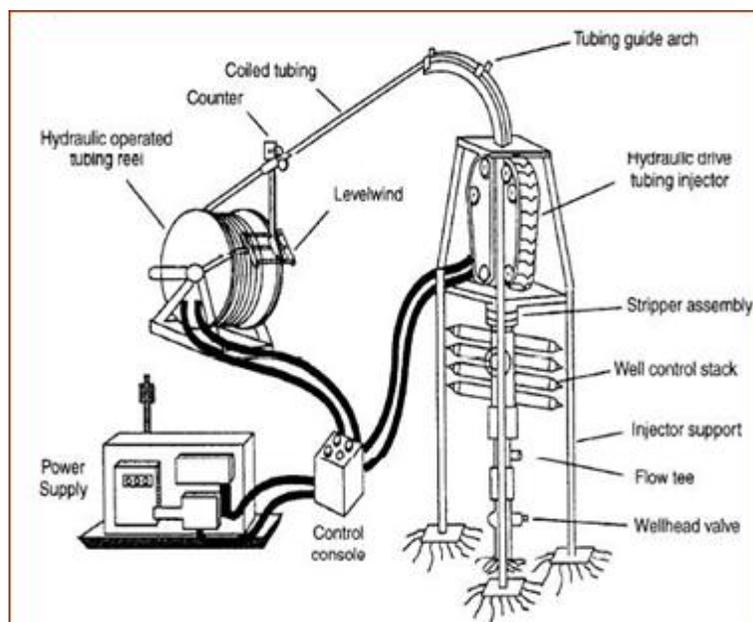
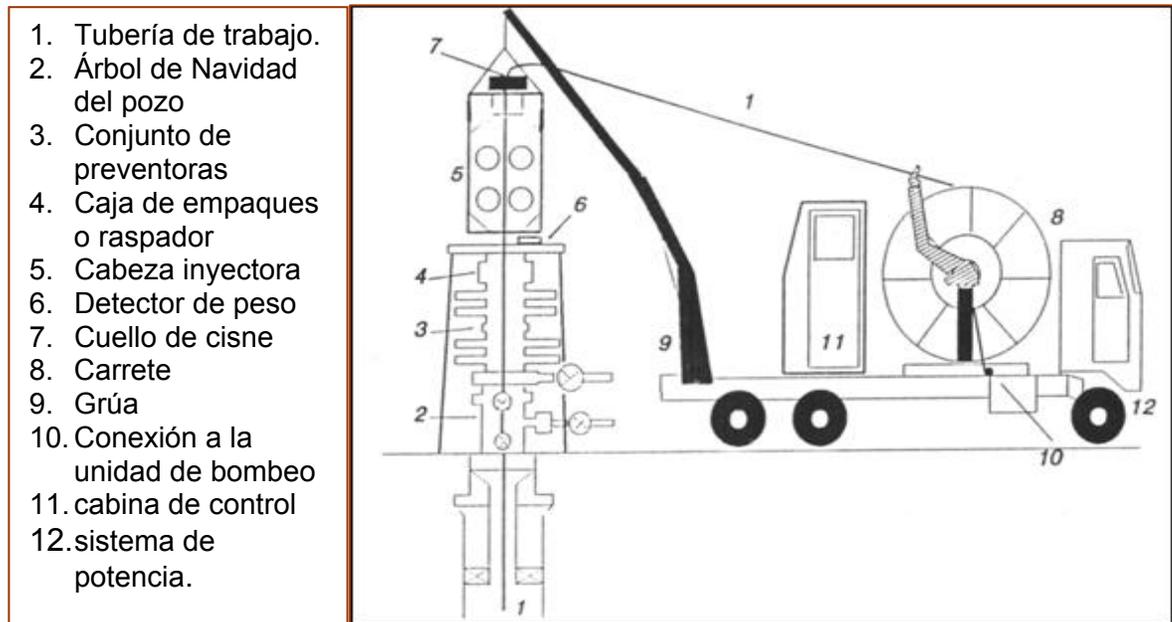
Cuando se programa una operación de bombeo hay que tener en cuenta varios factores, los cuales garantizaran que se realice un buen trabajo con los mejores índices de producción:

- a. Diámetro Interno del tubo de Trabajo
- b. Longitud de la Tubería de Trabajo.
- c. Tipo de Fluido y Reología.
- d. Temperatura Promedio del Fluido.
- e. Viscosidad del Fluido.
- f. Densidad del Fluido y su gravedad específica.

### **1.4. CONFIGURACION DE LA UNIDAD COILED TUBING**

La unidad de Coiled Tubing es una unidad de servicio portátil de accionamiento hidráulico diseñada para realizar servicios a pozos y correr o retirar una sarta de tubería y/o herramientas necesarias para acondicionar un pozo.

Los tamaños de tubería de trabajo son de 3/4" O.D a 2 3/8" O.D que se encuentran enrollados en un carrete portátil; una vez llevada al sitio de trabajo la tubería es desenrollada, colocada en un cuello de cisne y pasada a través de una cabeza inyectora; un raspador (stripper) y un montaje de preventoras, finalmente entra en la sarta de producción del pozo.



Los componentes básicos de una unidad de Coiled Tubing son:

- Cabeza Inyectora de Tubería.
- Carrete de Tubería de Trabajo.
- Conjunto de Preventoras.
- Unidad Motriz
- Consola de Control

Figura. 8 Configuración de la Unidad de Coiled Tubing.

**UNIDAD DE COILED TUBING**



**CONSOLA DE CONTROL**

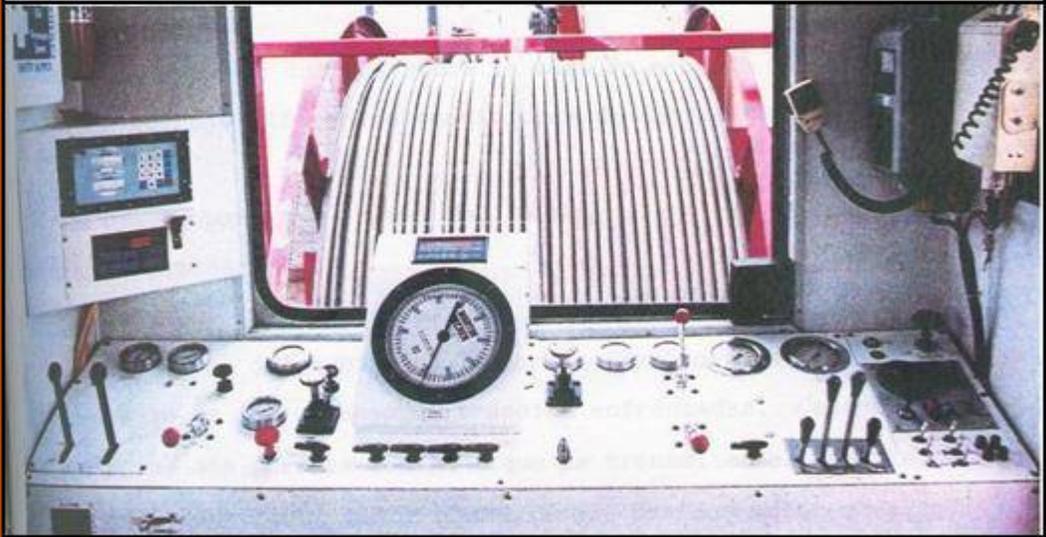


Figura. 9 Unidad de Coiled Tubing y Consola de Control

### 1.4.1. Cabeza Inyectora de Tubería

Es el corazón de la unidad de Coiled Tubing, su objetivo es dar la fuerza y tracción requerida para correr y restaurar el Coiled Tubing dentro y fuera del pozo.

Cuando el Coiled Tubing esta saliendo se curva gracias a la forma del cuello de cisne y la tracción en el carrito.

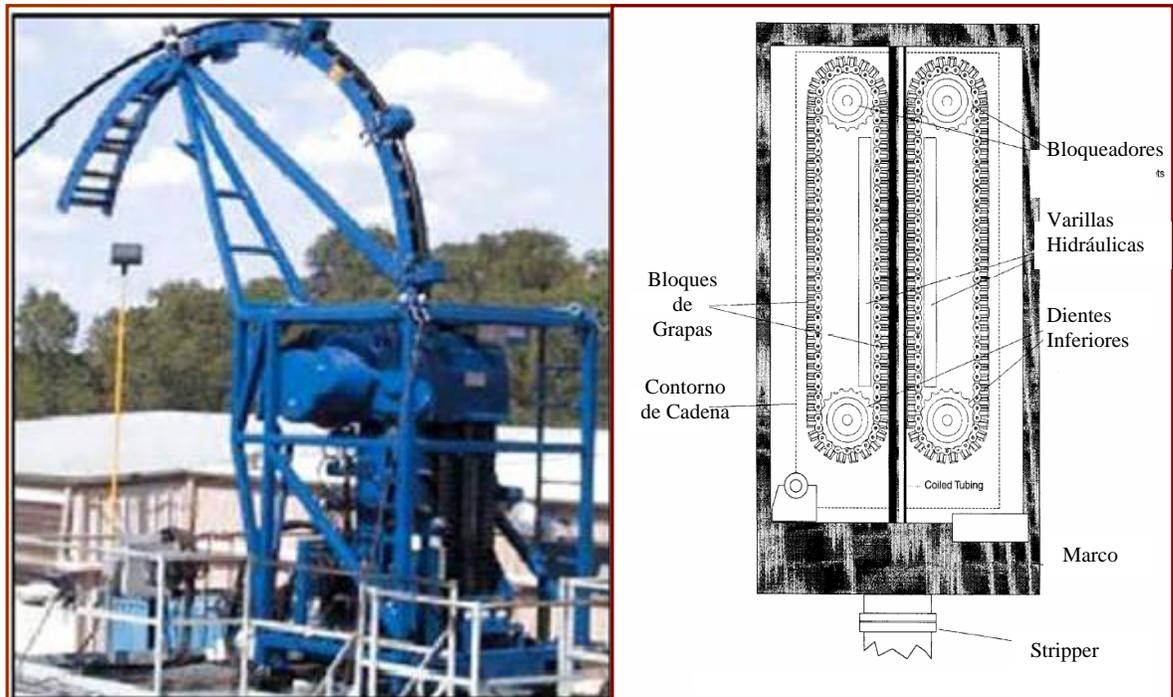


Figura. 10 – Cabeza Inyectora de Tubería de Trabajo.

La cabeza inyectora está compuesta por varios sistemas hidráulicos y componentes los cuales proporcionan a la unidad operadora de Coiled Tubing un alto grado de control.

Sus funciones básicas son:

- a) Proporcionar la presión necesaria para la introducción del tubing dentro del pozo, venciendo la presión en cabeza y las fuerzas de fricción.
- b) Mantener control sobre la tasa de entrada del tubing al pozo, bajo diferentes condiciones de flujo.
- c) Soportar el peso del tubing y de las herramientas conectadas a él.

d) Enderezar y alinear el Coiled Tubing entrando al pozo.

Dos cadenas sin fin, ajustadas con una serie de pequeños bloques, están montadas a lado y lado del Coiled Tubing las cuales corren por el centro del chasis, además existe un sistema hidráulico de fuerzas que presionan las cadenas y los bloques a la vez, con lo cual se ajusta el Coiled Tubing. La carga total del Coiled Tubing, para tensión o compresión, es sujeta por estos bloques.

Dos motores hidráulicos conducen las cadenas impulsando al Coiled Tubing dentro y fuera del pozo. Los motores generalmente incorporan, un freno hidráulico con una velocidad opcional alta o baja. Los dos motores están empalmados a una misma toma del sistema hidráulico para prevenir que una cadena funcione más rápido que la otra.

La capacidad de tracción depende de cuanta presión sea aplicada dentro del sistema, la presión máxima aplicable es de 3.000 psi la cual proporciona 40.500 psi de tracción.

Las cadenas tienen entre sus eslabones, cojinetes de encerrojamiento que están diseñados para ajustarse a la circunferencia del tubing de trabajo, estos cojinetes presionan el tubo por medio de la fuerza impartida por un cilindro de tensión de cadenas para mantener la transmisión de la fuerza producida por los motores. Ver Figura 11.

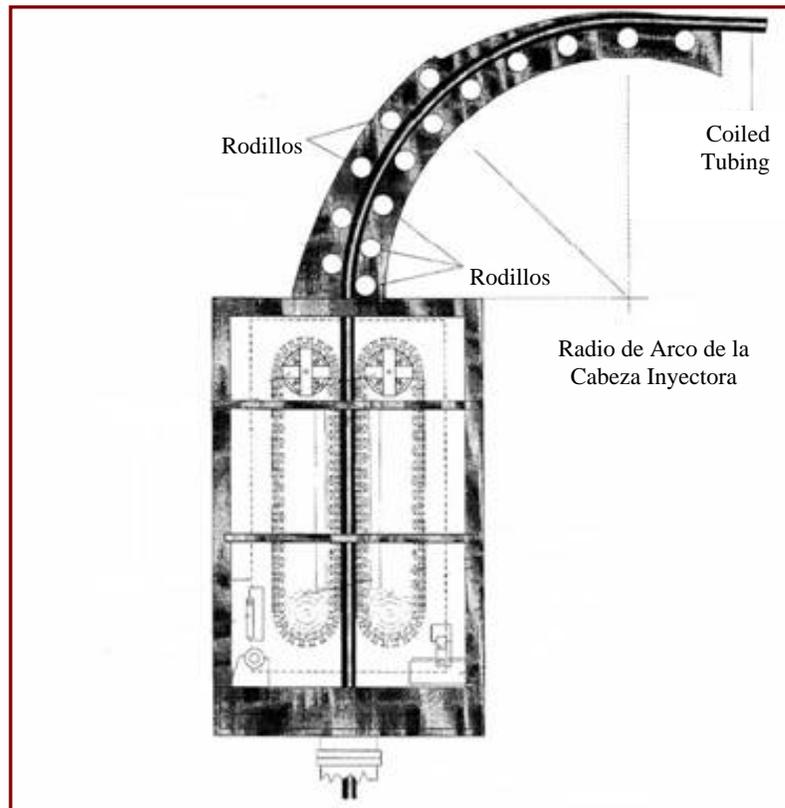


Figura 11. Guía de Tubing a la Cabeza Inyectora.

Existen dos niveles de potencia hidráulica, baja y alta; estandarizados para la mayoría de las cabezas de inyección disponibles.

**Baja:** Permite trabajar con la totalidad de la potencia de tiro pero no permite velocidades de corrida mayores de 115 pies/min.

**Alta:** Trabaja a la mitad de su potencia y permite alcanzar velocidades de hasta 230 pies/min.

Estos dos niveles aseguran un mayor control de la operación, siendo criterio del operador usar cualquiera de estos dos niveles cuando entra o sale del pozo. Ver tabla 3.

Las cadenas cuentan con 3 cilindros de presión a través del recorrido del Tubing por ellas, están localizados en la parte alta, media y baja, los cuales garantizan una presión constante tanto cuando se introduce o se extrae tubería del pozo.

**Tabla 3.** Especificación de la Cabeza Inyectora (HIDRA RIG 260):

<b>PESOS</b>	
Cabeza Inyectora	7.200 Lb.
Cabeza Inyectora con Cuello de Ganso	7.800 Lb.
<b>DIMENSIONES</b>	
Alto	89 in.
Largo	60.5 in.
Ancho	59 in.
<b>VELOCIDAD DE CORRIDA (MOTOR @ 2100 R.P.M)</b>	
Engranaje en Baja	115 Ft / min.
Engranaje en Alta	230 Ft / min.
<b>POTENCIA DE TIRO</b>	
Engranaje en Baja	40.500 Lb.
Engranaje en Alta	19.200 Lb.

El ensamble de inyección tiene tres mecanismos adicionales:

- a) Guía de Tubing o Cuello de Cisne: Constituye la entrada del sistema de propulsión e induce la forma curva a la salida del pozo; esta formado por un sistema de rodillos configurados en arco el cual recibe la tubería de trabajo del carrete y lo guía dentro del sistema de tracción. Ver Figura. 11.

El radio de curvatura del cuello de cisne debe corresponder al radio interno del carrete el cual está entre 54 y 98 pulgadas.

- b) Caja de empaques o Stripper: El Stripper, montado en la base de la cabeza inyectora, es el primer dispositivo de control de presión del pozo, permitiendo que el Coiled Tubing sea corrido con seguridad en pozos fluyendo. Esta caja de empaques la conforma un caucho elastómero de acoplamiento dual que permanece a todo momento aprisionando el tubo de trabajo. Este es diseñado para proporcionar un sello de presión o packoff en el exterior del Coiled tubing al trabajarse dentro y fuera del pozo con presión de superficie. El sello es alcanzado estimulando el conjunto de insertos del stripper, forzando los insertos contra la tubería. La fuerza de estimulación es aplicada hidráulicamente y es controlada desde la cabina de control por un operador.

\* *Side – Door Stripper Systems (de puerta lateral)*: Este sistema es empleado para permitir el acceso y disposición fácil del stripper packing. El sistema convencional del stripper requiere el packing para ser removido desde arriba del montaje dentro de la estructura de la cabeza inyectora. El side-door stripper permite la disposición del packing al ser removido debajo de la cabeza inyectora, además posee algunas ventajas operacionales por encima del sistema convencional del stripper como:

- El montaje del stripper puede ser elevado a la cabeza inyectora, con cadenas desde una poca altura, esto es requerido para poder acceder a la parte superior del mismo.
- La disposición del packing es mas “accesible” por tanto la inspección y reemplazo son más fáciles y seguros.
- Las extensas guías mejoran la centralización del Coiled tubing (C.T).

**Tabla 4.** Especificaciones para los strippers.

Stripper Type	Height (in)	Max O.D (in)	Weight (lbm)	Max. P de Trabajo (psi)	C.T. Size Range (in)	Max. Pack P (psi)	Max. Retract P (psi)
Convensional side.door	32.4 32.4	7.25 11.60	150 150	10,000	1 a 1 ½ 1 a 1 ¾	5000	5000

\* *Tandem Stripper Convencional*: El montaje del Tandem Stripper es empleado en conjunto con un sujetador de stripper montado en la cabeza inyectora del Coiled

Tubing. Este montaje da un apoyo al stripper, si el primer stripper falla o se desgasta durante una operación de Coiled Tubing.

Los tandem stripper son designados como ensambles complementarios, generalmente con pin y collares montados arriba y en fondo. De este modo se remueven o se instalan con un sencillo proceso y gran flexibilidad mientras que el equipo se monta.

En operaciones normales, el stripper superior (sujetado a la cabeza inyectora) es considerado como el stripper principal y es utilizado al comienzo de la operación. Si el packing falla o se desgasta, el Tandem Stripper puede ser empleado para mantener la seguridad en el pozo y permitir que la operación continúe. En la primera oportunidad se reemplazará eficazmente el packing montado en el stripper principal.

\* *Side – Door Tandem Stripper*: Este equipo permite un fácil acceso al montaje del packing en el stripper. El packing montado en el Tandem Stripper convencional no puede ser inspeccionado fácilmente o reemplazado con la tubería adentro.

El Tandem Side – door stripper simplifica su remoción cuando la tubería está adentro.

El Tandem side – door stripper es designado para ser empleado en conjunto con el side-door stripper, permitiendo el montaje del packing al ser cambiado en el stripper de fondo tantas veces como sea requerido.

**Tabla 5.** Especificaciones para Tandem Stripper:

Tandem Stripper	Height (in)	Max O.D (in)	Weight (lbm)	Max. P de Trabajo (psi)	C.T. Size Range (in)	Max. Pack P (psi)	Max. Retract P (psi)
Convencional side door	48.25	13.25	150 200	10,000	1 a 1 ¾	5000	5000 3000

c) Celda de carga o indicador de peso: Se encuentra montada en la cabina inyectora, es conectada al Display operador y trabaja registrando datos en el equipo. El equipo medidor de profundidad también es instalado en la cabeza inyectora.

Permite conocer el peso de la tubería de trabajo que se encuentra en el pozo y la fuerza necesaria para levantarlo.

Este registrador de peso es el "ojo" del operador dentro del pozo porque le permite identificar cuando: toca fondo, está atascado, tiene presiones anormales etc. Está ubicado en la base de la cabeza inyectora y sobre ella descarga todo el conjunto.

Además de esto, se emplean dos factores para determinar la capacidad de la cabeza inyectora:

- La capacidad de tiro (fuerza) de la cabina inyectora.
- El O.D. máximo del Coiled Tubing necesario para ser corrido.

#### 1.4.2. Mecanismos de Soporte.

El conjunto de inyección se sostiene sobre el cabezal del pozo de dos formas:

- Postes telescópicos: Los postes telescópicos son cuatro y se usan cuando se va a instalar la cabeza inyectora sobre pozos que tienen el equipo de reacondicionamiento instalado, la torre de perforación abandonada y/o cuando no se puede usar o no se tiene una grúa hidráulica. Los postes telescópicos forman una estructura que sostiene el sistema de inyección a la altura deseada, cada poste posee una base amplia en tierra para distribuir el peso de la estructura e impedir que se hunda.
- Grúa Hidráulica. La grúa hidráulica se utiliza en pozos sin mástil y con buen espacio de maniobra, la cabeza inyectora se iza con la grúa y una vez ubicada se asegura a tierra con postes.

En cualquier caso es recomendable usar la grúa hidráulica sobre los postes telescópicos, debido a la mayor estabilidad que ofrece la grúa, el mayor espacio de trabajo disponible y la mayor seguridad que brinda. De cualquier forma la cabeza inyectora debe estar asegurada a tierra por cadenas, en ningún caso estas cadenas pueden tener como soporte el cabezal de pozo ya que crearían momentos de torsión sobre el.

1.4.2.1. Lifting Frame (Estructura de levantamiento): Esta herramienta es requerida cuando se realizan operaciones con Coiled Tubing costa afuera (offshore), ya sea desde un barco perforador (drillship), un perforador semisumergible o un equipo de workover.



Figura 12. Lifting Frame

La función del lifting frame es la de dar una conexión de movimiento compensado en la cual la cabeza inyectora y el equipo de control de presión pueda ser ensamblado.

**Tabla 6.** Especificaciones del Lifting Frame:

HEIGHT (in)	WIDTH (in)	WIDTH (in)	FRAME WEIGHT (Lbm)	FRAME CAPACITY (Tons)	WINCH CAPACITY (Lbm)
35 - 50	62	76	8000	300	14,000

1.4.2.2. Jacking Frame: Esta herramienta soporta y estabiliza la cabeza inyectora y el equipo de control de presión mientras que se realizan las operaciones de Coiled Tubing en un pozo donde no hay equipo, torre o grúa. La aplicación más común del Lifting Frame se dá en plataforma (offshore).

El Jacking frame es ajustado hidráulicamente. Esta herramienta también puede ser empleada para proteger la cabeza del pozo del exceso de peso.

### 1.4.3. Carrete de Coiled Tubing

La primera función del carrete de Coiled Tubing es la de almacenar la totalidad de la tubería usada, el carrete además, incorpora equipos los cuales cumplen muchas funciones, aunque menos evidentes son igualmente importantes para que las operaciones sean satisfactorias con la unidad de Coiled Tubing.

El carrete giratorio permite que los fluidos sean bombeados por el tubing a la vez que el cilindro de este va rotando por medio de una cadena de transmisión movida por un motor hidráulico, este sistema de rotación tiene las siguientes funciones:

- a) Mantener la tubería enrollada: Por ejemplo, cuando el tubo de trabajo es inyectado dentro del pozo el motor actúa como un freno constante, manteniendo la tubería alineada en el carrete y en tensión entre el carrete y la cabeza inyectora.
- b) Bobinar ordenadamente la tubería: Cuando el tubo de trabajo se saca del pozo el motor mantiene una velocidad de bobinado mayor que la tasa de extracción de la cabeza inyectora, con esto se logra un enrollado uniforme y en tensión.

La punta interna de la tubería de trabajo está soldada a una unión central con orejas para ajustarla a martillazos, a ésta se conecta una válvula giratoria que

permite la conexión al sistema de bombeo de fluidos haciendo posible la circulación por la tubería durante todo el trabajo.



Figura 13. Carrete de Coiled Tubing.

\* *Levelwind*: el Levelwind se monta con el fin de asegurar el carreteo constante y sin problemas para el Coiled Tubing, reduciendo el riesgo de daño en la tubería, mientras que esto sea seguro el carrete podrá ser empleado a la máxima capacidad.

El levelwind es operado automáticamente desde el sistema conductor del carrete, además incorpora un manual de facilidades, también da una posición y montaje conveniente para la protección de la tubería, monitoreando y graduando el equipo a la vez.

**Tabla 7.** Especificación del Carrete de Coiled Tubing:

<b>PESO DEL CARRETE</b>	
Carrete sin tubería	8.600 Lb.
Carrete con 21.000" Ft, 1¼" O.D, 0.095" Espesor de Pared.	33.212 Lb.
Carrete con 15.000" Ft, 1½" O.D, 0.125" Espesor de Pared.	33.140 Lb.
<b>DIMENSIONES</b>	
Largo	118 in.
Alto	98 in.
Ancho	118 in.
Diámetro interno	72 in.
<b>CAPACIDADES</b>	
Tubing de 1 ¼	17.000 Ft
Tubing de 1 ½	13.000 Ft
<b>POTENCIA DE TIRO</b>	
Engranaje en Baja	40.500 Lb.
Engranaje en Alta	19.200 Lb.

El carrete de Coiled Tubing consta de mecanismos accesorios que aseguran su correcto desempeño, entre ellos están:

1.4.3.1. Guía de Alineación y Nivelación: Esta guía de control distribuye ordenadamente el bobinado del tubo de trabajo cuando es retirado del pozo.

Cuando el tubing es introducido en el pozo, la guía de nivelación se eleva para alinear la tubería entre el carrete y el cuello de cisne evitando esfuerzos en la tubería por cambios bruscos de ángulo.

1.4.3.2. Mecanismo Contador: El contador de tubería puede estar ubicado en la guía de alineación y nivelación, consta de rodillos tractores que se ajustan al Tubing cuando se desliza sobre ellos. Los rodillos se engranan al mecanismo de medición proporcionando el conteo en pies de la tubería corrida.

1.4.3.3. Freno Hidráulico: El freno se puede encontrar en la estructura del carrete o como parte del motor hidráulico de impulso del carrete. Su función es detener el movimiento del tambor en forma instantánea ya sea cuando el tubo se rompe o se acciona en forma incorrecta la cabeza inyectora.

1.4.3.4. Spray de Protección: el spray de protección consta de un conjunto de inyectores que rocían inhibidor de corrosión a la cara externa del tubo de trabajo para proporcionar una mayor vida útil del mismo.

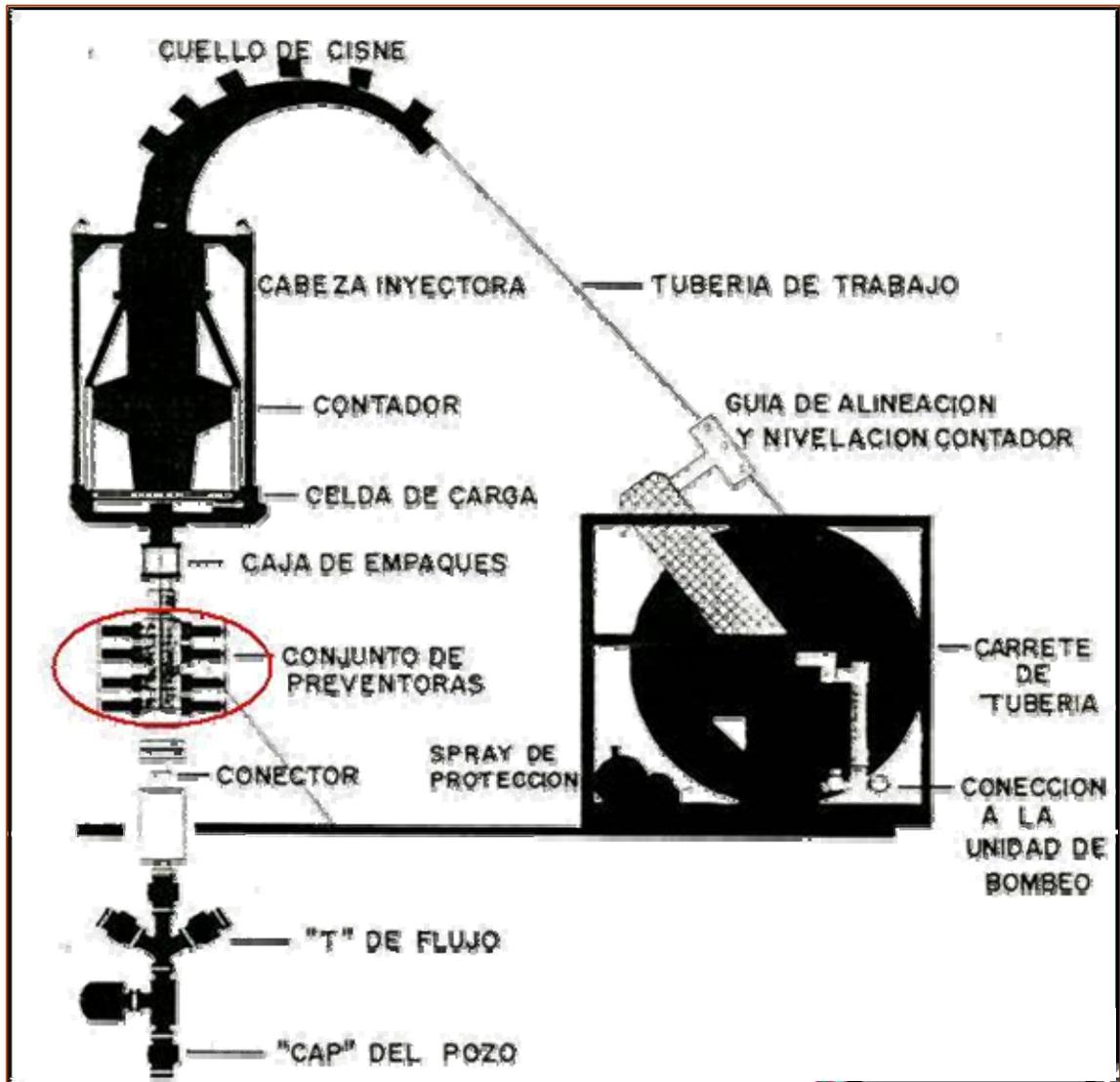


Figura 14 - Conjunto de Trabajo Instalado en el Pozo.

#### 1.4.4. Sistema de Preventoras de Reventones (BOP`s)

Las preventoras son usadas para proporcionar un control adicional al pozo y en situaciones de emergencia solamente.

El tipo de preventoras usadas por la unidad de Coiled Tubing son de un solo conjunto, las cuales incorporan cuatro funciones independientes: preventora ciega, preventora de corte, preventora de cuñas y preventora de tubería.

Están disponibles en tamaños de 2,5" I.D. y la presión de trabajo para todo el conjunto es de 10.000 psi, ver Figura 14 y 15.

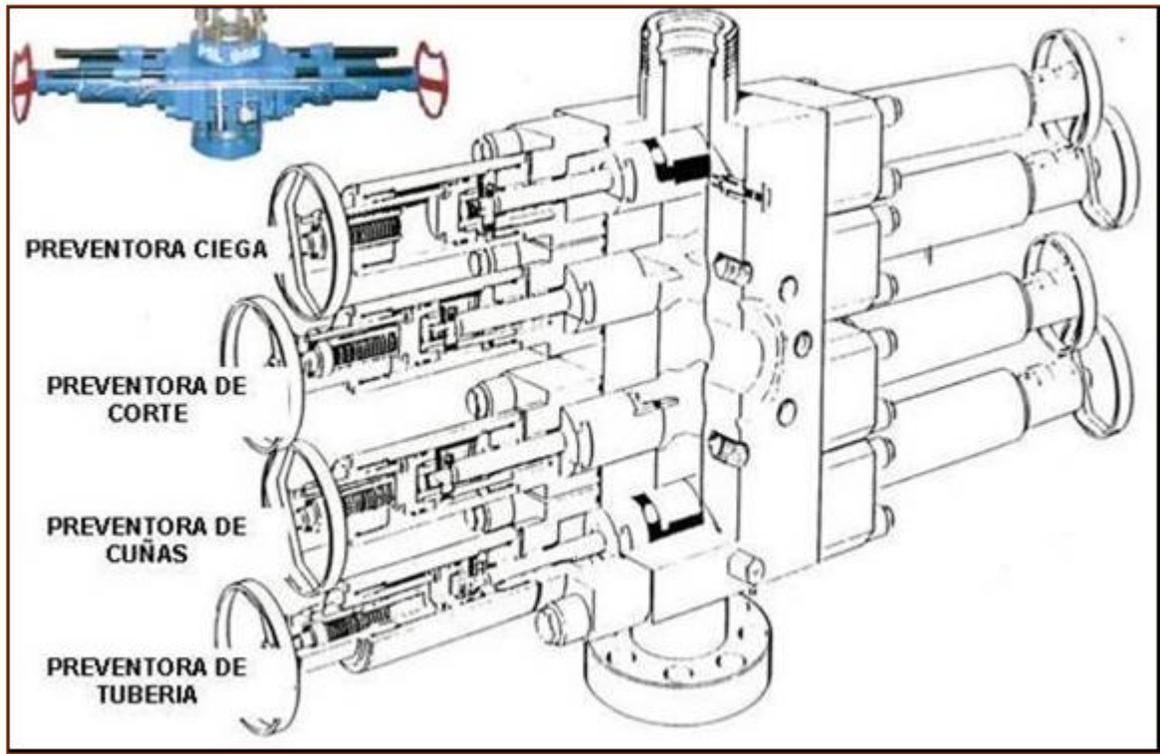


Figura 15. Sistema de Preventoras de Reventones

- a. Preventora Ciega: El ariete ciego sella completamente el pozo y debe ser accionada cuando no hay tubería a través de ella.
  - b. Preventora de Corte: El ariete ciego corta la tubería solamente, no provee sello entre el pozo y la unidad Coiled Tubing.
  - c. Preventora de Cuñas: Cuando se accionan las cuñas, estas solo sostienen la sarta de Coiled Tubing suspendido en el pozo pero no proveen sello.
  - d. Preventora de Tubería: El ariete de tubería provee sello en el anular Coiled Tubing - Preventora, se diferencia con el Stripper porque el sello es tan fuerte que no permite mover la tubería.
- Existen tres formas de accionar estas preventoras:
- Aplicando presión hidráulica al sistema de preventoras desde el sistema central.
  - Aplicando presión hidráulica por medio de una bomba de mano.
  - Accionando manualmente los volantes de la preventora.

1.4.4.1. Quad Blowout Preventer (BOP Cuadrangular): Como se mencionó anteriormente, la función de la BOP del Coiled Tubing es la de dar una idea de seguridad al Coiled Tubing y aislar la presión del pozo durante situaciones de operación normal, excepcional o de emergencia. La configuración de las válvulas y facilidades de puerto de la BOP permite la correcta operación de control de pozo al ser conducida bajo una variedad de condiciones.

Los Quad BOP's son equipadas con cuatro sets diferentes:

- Válvulas blindadas de cierre y sello, empleadas cuando no hay Coiled Tubing o tool string en el cuerpo de la BOP.
- Válvulas de corte y cierre a través del Coiled Tubing
- Válvulas de prueba
- Válvulas de tubería y sello alrededor del Coiled Tubing cuando está en el sitio de trabajo.

Las operaciones de la BOP son hidráulicas, aunque las válvulas pueden ser automáticas y manuales bajo ciertas condiciones.

Todas las funciones de las válvulas requieren que la tubería esté fija antes de iniciar la actividad. Si no se cumple con esta condición la BOP y/o el Coiled Tubing pueden resultar con severos daños.

La BOP puede ser considerada una barrera o una línea de defensa frente a un pozo en producción, permitiendo las operaciones en el pozo productor de una forma controlada y segura.

**Tabla 8.** Especificaciones de las BOP:

BOP Bore Size (in)	Altura (in)	Ancho (in)	Peso (lbm)	Máx. P de Trabajo (Psi)	Tamaño C.T. / Ram (in)	P de Apertura Min/Max (Psi)	P de Cierre Min/Máx. (Psi)
2.50	36		1000		1 a 1 ½		
3.00	36	47	1200	10,000	1 a 1 ½	500/2000	1500/5000
4.06	40		2450		1 a 1 ¾		

1.4.4.2. Combi and Shear / Seal BOP:

\* *Combi Blowout Preventer*: La función de la Combi BOP es sujetar el Coiled Tubing y aislar la presión del pozo en situación de operación normal, excepcional o de emergencia. La configuración de las válvulas y los puertos, permite que las operaciones de control de pozo sean realizadas bajo variadas condiciones. Típicamente las Combi BOP son equipadas con dos sets de válvulas, cada una de las cuales permite dos funciones, es por esto que se le llama Combi BOP. Sin embargo están disponibles en configuraciones de 1, 2 o tres válvulas.

La ventaja más significativa de la combinación de las funciones de las válvulas en la Combi BOP da como resultado la reducción de altura y peso del montaje final de la BOP.

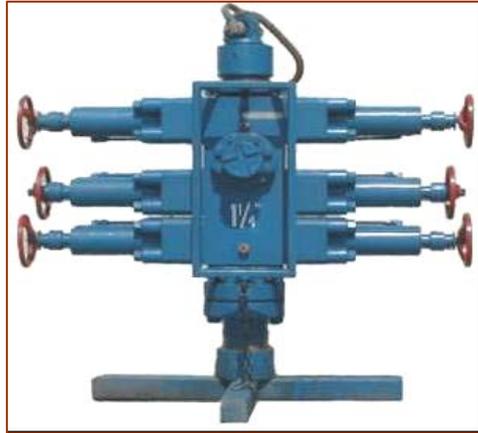


Figura 16. Triple Combi B.O.P.

\* *Shear / Seal Blowout Preventors*: El S/S BOP generalmente está compuesto por un set de válvulas sencillas que están adecuadas con válvulas capaces de cortar el Coiled Tubing o la sarta de herramientas, y sellantes en las BOP para proveer aislamiento de presión en el pozo. No obstante el S/S BOP puede ser operado con un tipo de válvula blindada y aislante, esto es comúnmente considerado teniendo una sola función, para separar el Coiled Tubing y sellar el pozo. En última instancia es una opción eficaz en el caso de un reventón o que un equipo más importante falle. El S/S BOP es empleado generalmente como una tercera línea de barrera en el sistema de control de pozo. En operaciones normales de Coiled Tubing, el stripper podría funcionar como la primera barrera de seguridad con el Quad o Combi BOP actuando como una segunda barrera. La tercera barrera de seguridad se requiere comúnmente en operaciones con Coiled Tubing costa afuera (offshore).



Figura 17. Shear/Seal B.O.P. de 6.38" I.D.

**Tabla 9.** Especificaciones de la Combi And Shear / Seal BOP.

BOP Type	BOP Bore Size (in)	Altura (in)	Ancho (in)	Peso (lbm)	Máx. P de Trabajo (psi)	Tamaño de C.T. /Ram (in)	P de Apertura Min/Max (psi)	P de Cierre Min/Max (psi)
Combi	3.00	26	54	1000	10,000	1 a 1 ½	1500 / 2000	1500 / 3000
	4.06	32	68	1200		1 a 1 1/3		1500 / 4000
Shear / seal	5.12	21	70	1000	10,000	1 a 2	1000 / 2000	1500 / 4000
	6.38	26	84	3300				1000 / 2000

#### 1.4.5. Unidad Primaria de Potencia (Power Pack) / Cabina de Control:

El power pack da la fuerza hidráulica para operar y controlar la unidad de Coiled Tubing y a la vez controlar la presión del equipo (sistema BOP). Esta cabina de control esta diseñada para operar independientemente de la fuerza exterior o de la atmósfera inicial, esto favorece el trabajo bajo condiciones variadas y por tiempos prolongados en algunas operaciones de Coiled Tubing.

Además, para suministrar la fuerza hidráulica durante la corrida, el power pack incorpora un acumulador que permite operaciones limitadas para equipos de control de presión; también se monta en el motor, un compresor que ayuda en las operaciones de control del motor y los sistemas neumáticos en la unidad de Coiled Tubing.

El ambiente en el que es operada la Unidad de Coiled Tubing determina la protección para el motor requerida por las autoridades nacionales o internacionales.



Figura 18. Unidad Primaria de Potencia (Power Pack) / Cabina de Control

La Cabina de Control posee todos los controles e instrumentos necesarios para correr las operaciones con Coiled Tubing.

La localización de la cabina de control varia dependiendo de la configuración y tipo de la unidad de Coiled Tubing; sin embargo la cabina es generalmente situada detrás del carrete del Coiled Tubing, en línea con la cabeza de pozo / cabeza inyectora. Habitualmente la cabina de control es elevada para lograr una máxima visibilidad.

El nivel de control e instrumentación depende del modelo y versión de la unidad de Coiled Tubing.

El extenso control y conjunto de instrumentos se diseña acorde para reducir la fatiga y proveer al operador un amplio cuidado de las condiciones de operación de la Unidad de Coiled Tubing.

Los instrumentos básicos son:

- a. Manómetro de presión del pozo
- b. Manómetro y válvulas de control de la cabeza inyectora
- c. Indicador de peso de la tubería colgada en el pozo
- d. Válvula de control de la velocidad de corrida del tubo de trabajo
- e. Freno del carrete
- f. Sistema para controlar el enrollamiento uniforme de la tubería en el carrete
- g. Válvula y manómetros del sistema de spray de protección.
- h. Controles de las preventoras
- i. Paro de emergencia y automático.

Además se cuenta con algunos circuitos como:

1.4.5.1. Circuito de Inyección Principal: Este circuito de inyección consta de dos bombas hidráulicas de 60 r.p.m que suministran energía a los motores de la cabeza inyectora, la razón de tener dos bombas es maximizar los caballos de potencia de los motores debido al "Vaciado" de potencia que se presenta al canalizar el flujo hidráulico en un sistema de tubería reducida.

La máxima presión de operación de este sistema son 3.000 psi graduados desde la cabina de control.

1.4.5.2. Circuito de Potencia del Carrete: Este circuito proporciona la potencia requerida por el motor hidráulico del carrete, su presión máxima de trabajo es de 2.000 psi/16 r.p.m.

1.4.5.3. Circuito de Nivelación: El circuito de nivelación acciona la guía de alineamiento y nivelación que hace parte del carrete de tubería, su presión máxima de trabajo es de 2.500 psi/28 r.p.m.

1.4.5.4. Circuito de Preventoras: El circuito de preventoras está constituido por el sistema de accionamiento hidráulico y un sistema auxiliar de Nitrógeno a alta

presión, en caso de presentarse una caída de presión mayor del 10% de la presión de trabajo (3.000 psi) el sistema auxiliar libera el Nitrógeno el cual se expande y comprime el sistema hidráulico a la presión normal de trabajo.  
Presión máxima de trabajo 3.000 psi/12 r.p.m.

1.4.5.5. Circuito General: El circuito general provee la potencia para todos los instrumentos de la cabina de control, distribuye presiones de trabajo a los sistemas de elevación y freno de la unidad, su presión de trabajo es de 2.000 psi/12 r.p.m.

1.4.5.6 Circuito Auxiliar: El sistema auxiliar provee un soporte de potencia que se puede distribuir a uno o todos los circuitos en caso de una pérdida de potencia hidráulica, su presión máxima de trabajo es de 3.000 psi/28 r.p.m.

La unidad esta provista de un sistema de paro automático el cual se acciona al presentarse alguna de las siguientes situaciones:

- a. Alta temperatura de la unidad
- b. Alta temperatura del agua
- c. Baja refrigeración del motor
- d. Sobre-revoluciones del motor
- e. Baja presión de aceite.

#### **1.4.6. Sistema de Expansión de Presión:**

El sistema de expansión de presión es empleado para presiones que se propagan a lo largo de la sarta de herramientas en las operaciones de Coiled Tubing, el sistema esta conformado por subsistemas en superficie y en el fondo.

1.4.6.1. Equipos de expansión de presión en superficie:

- Quick latch (QL)
- Side-door deployment tool (SDDT)
- Anular Blowout Preventer (ABOP)

Este sistema es empleado para incrementar el trabajo con seguridad y confianza asegurando una barrera dual contra la presión en cabeza de pozo (WHP) y asegurando también la cabeza inyectora a la tubería del pozo antes de acomodar completamente la sarta del Coiled Tubing.

Durante la expansión el Quick Match (QL) es usado para conectar el inyector a la herramienta Side-Door Deployment - SDDT (herramienta de expansión de la puerta lateral) la cual esta localizada sobre el anular Blowout preventer (ABOP) en la cabeza del pozo. Después de ser fijado el inyector, el Coiled Tubing y las

\*herramientas son accedadas a través de una ventana que funciona hidráulicamente en el SDDT. El ABOP es empleado como un sello de reserva en la cabeza de pozo para la BOP y el Stripper.

**Tabla 10.** Especificaciones del sistema de expansión de presión en superficie:

Nombre	Longitud (in)	ID (in)	Peso (lbm)	MAX. P de Trabajo (Psi)	Conexión Superior	Conexión Inferior
Annular BOP	25.9	3.06	1850	10,000	BX-154 Stud Up	BX-154 Stud Up
SDDT	82.0		1300		CB-24 Box	CB-24 Box
Quick Latch	21.1		300		BX-154 Stud Up	BX-154 Stud Up

1.4.6.2. Equipo de expansión de presión en fondo:

- Deployment bar
- Dual Ball Deployment Valve (DBDV)

Este sistema emplea una barra de expansión para conseguir que la sarta de herramientas en la BOP y DBDV selle la presión del wellbore. La barra puede ser cortada, empleando la válvula de corte de la BOP, en cualquier momento durante la expansión, esto con el fin de mantener el control del pozo.

**1.4.7. Tubing Integrity Monitor:**

El TIM mide el diámetro externo del Coiled Tubing, además gradúa aproximadamente 400 diámetros, cada uno apoyado con una exactitud de 0.001 en 5 ejes imaginarios alrededor del tubing. Estos datos son transmitidos al panel localizado en la cabina de control del Coiled Tubing.

Los diámetros, máximos, mínimos y medios son desplegados numérica y gráficamente en una pantalla.

Una alarma audible es activada cuando el diámetro predeterminado y los límites son excedidos.

El diámetro de la tubería dá algunas indicaciones de fatiga inducida. Sin embargo, el daño catastrófico potencialmente es fácil de detectar aunque en ocasiones viene sin avisar.

Los defectos tales como englobamiento (incremento del OD), reducción del OD, ovalamiento y abolladura de la tubería son leídos y listados en el display.

Las señales del dispositivo TIM\* son igualmente registradas por el sistema de adquisición de datos PACR\*. Como complemento del trabajo, los datos de la cinta son empleados para crear y sobre-escribir la historia del carrete y registrar una

---

\* TIM Y PACR son marcas registradas del servicio de productos DOWELL SCHLUMBERGER.

base de datos. Estos registros dan una idea de la trayectoria de fatiga y condiciones físicas de la sarta del Coiled Tubing.

## **1.5. HERRAMIENTAS DE FONDO PARA COILED TUBING**

La técnica Coiled Tubing trae consigo el desarrollo de un conjunto propio de herramientas de fondo; se entiende por herramienta de fondo el ensamblaje que se coloca a partir de la punta del tubo de trabajo para la realización de un trabajo específico.

A continuación se describirán tres conjuntos de herramientas:

- Herramientas Básicas: Conectores y desconectores.
- Herramientas de Flujo: Tapones, válvulas cheque y Jet's.
- Herramientas Especiales: Centralizadores, localizador de fin de Tubería de producción, motores de fondo, empaques inflables.

### **1.5.1. Herramientas Básicas**

Se consideran como herramientas básicas las que permiten conectar y desconectar a la tubería de trabajo los ensambles de fondo requeridos para realizar un trabajo específico.

Este tipo de herramienta permite el flujo a través de ella sin ninguna restricción ni sentido de flujo específico.

#### **1.5.1.1. Hidraulic Quick Connectors (Conectores Hidráulicos Rápidos):**

Estos conectores también llamados conectores de liberación hidráulica, son empleados con las facilidades del Coiled Tubing, son fáciles y seguros al montarlos y bajarlos.

Dowell Schlumberger usa tres modelos de conectores de liberación hidráulica:

- TOT JHS (conector de liberación hidráulica): El conector JHS es empleado generalmente con el lifting frame en operaciones de Coiled tubing Costa afuera utilizando barcos, entre otros. Normalmente se ubica entre el lifting frame y el flowhead o el drillpipe, y es capaz de soportar el peso total de la línea.
- TOT JHR (conector de liberación hidráulica): El conector JHR puede ser empleado en algunos equipos de Coiled Tubing, y está localizado entre la cabeza inyectora y la BOP. Este conector no es sometido a ninguna otra tensión más que al esfuerzo de presión interna y un leve jalón ejercido por la grúa o el bloque viajero.

- BEA-MAG modelo "T" (conector hidráulico rápido): también puede ser empleado en algunos equipos de Coiled Tubing, y esta localizado generalmente entre la cabeza inyectora y la BOP. Esta herramienta fué diseñada para ser empleada en sistemas de expansión de Coiled Tubing. Donde podría estar localizado entre el stripper de la cabeza inyectora y la herramienta de despliegue side-door.

**Tabla 11.** Especificaciones para los conectores:

Modelo	Longitud (in)	ID (in)	Peso (lbm)	Máx. P de Trabajo (psi)
TOT JHS	68	3-1/8 @ 5-1/8	980 @ 1500	10,000
TOT JHR	29	3 @ 5	300 @ 505	
BEA-MAG "T"	21	3.06	300	

Los conectores de Coiled Tubing conectan varias herramientas al extremo final del Coiled Tubing, están disponibles en un extenso rango de diseños y tamaños. Sin embargo, existen tres tipos de conectores muy importantes: El conector de agarre, el conector Setscrew/Simple (set de tornillos/hoyuelos) y el conector Roll-On. La selección de los conectores apropiados generalmente depende de las preferencias en la aplicación y operación.

- a) Conector Interno. El conector interno se ajusta al tubo de trabajo por medio del maquinado de canales en la parte interna del tubo, ver Figura 19a. Los anillos de caucho mostrados, garantizan el sello interno entre el conector y el Coiled Tubing. La conexión de otras herramientas se realiza por una unión pin-caja.
- b) Conector Externo. Este conector esta especialmente diseñado para soportar grandes cargas, para su instalación es necesario realizar un canal en la parte externa del tubo, allí se ubicarán los ocho tornillos de agarre que soportan al conector, ver Figura 19b. Este tipo de conector no es aconsejable para soportar herramientas de rotación, ya que gira con todo el conjunto.
- c) Conector de Empalme Interno. El conector de empalme permite unir dos tramos de tubería de trabajo por medio de un elemento mecánico, su forma de ajuste es igual al conector interno, ver Figura 19c.
- d) Conector de agarre: El conector de agarre y el sello en el diámetro externo del Coiled Tubing, ofrecen una conexión de rosca (con doble sello o-ring) la cual

une las herramientas de la línea. Este está disponible para Coiled Tubing tanto de 1 ¼ in. como 1 ½ in.

Este conector tiene una ventaja característica sobre los conectores convencionales ya que:

- Cumple con las especificaciones NACE MR – 01 – 75 para las operaciones con H<sub>2</sub>S.
- Mantiene las herramientas de la línea en tensión y compresión (bidireccional)
- Tiene un agarre acoplado el cual tiene un torque estático de 190 Lbf-ft
- Tiene una superficie sellante al final del Coiled Tubing permitiendo que el área sea debidamente cubierta.
- Tiene un OD demasiado pequeño comparado con otros conectores comerciales.
- Se puede verificar su correcto ensamblaje antes de ser llevado al pozo.

e) Setscrew/Simple Connector: Este conector esta unido al Coiled Tubing por un set de tornillos encajados en unos hoyuelos perforados. El conector une el diámetro externo del Coiled Tubing y por tanto influye un poco con el paso del flujo interno en la tubería.

f) Roll-On Connector: Este conector se une al diámetro interno del Coiled Tubing y esta sujeto en el sitio por un rizado en el mismo, sin embargo, este conector crea una obstrucción de fluidos significativa. Puede ser considerado una alternativa práctica para los conectores de agarre y setscrew.

1.5.1.2. Desconectoras. Estas son herramientas de accionamiento hidráulico o mecánico que proveen un punto de separación definido y controlado.

a) Desconector Hidráulico. Para operar un desconector hidráulico, es necesario enviar una bola por dentro del Coiled Tubing; la bola se asienta sobre la base de separación; una vez se encuentre allí se aplican 500 lbs de presión. (Para el desconector más común, el Petro-Tech Mark 11), entonces la mitad alta se separa de la mitad baja, la parte baja posee un cuello pescante que permite su posterior agarre con una herramienta de recuperación de Wireline o Coiled Tubing.

b) Desconector Mecánico. El desconector mecánico suministra otra forma para liberar la tubería de trabajo de cualquier herramienta de fondo, cuando es imposible por un medio hidráulico.

Funciona con pines de corte por tensión, estos vienen en varios grados de resistencia y van de 1.500 a 10.000 psi de presión de tiro, igual al

hidráulico, la parte remanente en el pozo posee un cuello pescante para Wireline o Coiled Tubing.

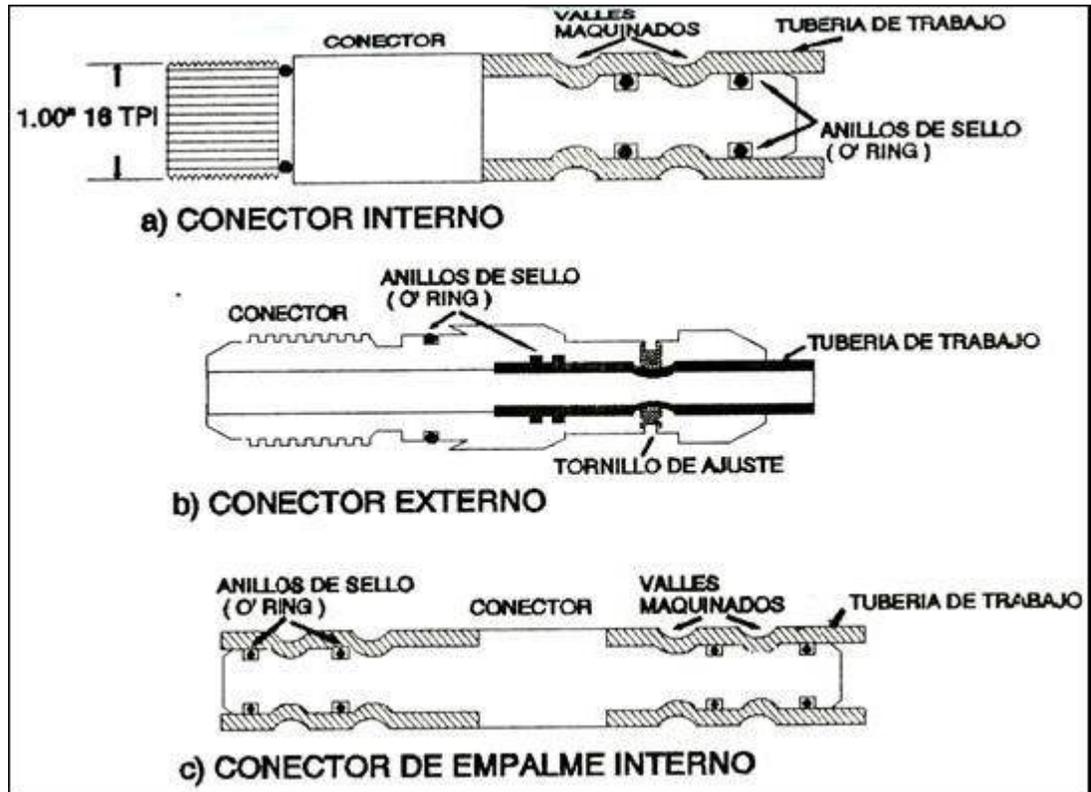


Figura 19a, 19b, 19c – Herramientas Básicas – Conectoras.

### 1.5.2. Herramientas de Flujo

Las herramientas de flujo restringen el paso de fluidos en el interior del Coiled Tubing, ya sea totalmente como los tapones, en un sólo sentido como las válvulas cheque o direccionando el flujo como las boquillas.

1.5.2.1. Multiple Plug Launcher (Dowell Schlumberger): El MPL cuenta con tapones, marranos o balones para el bombeo a través del carrete del Coiled Tubing en el tiempo requerido, sin la necesidad de romper cualquier conexión sellante de presión.

La acción rotatoria del launcher permite subir 6 tapones, los cuales son lanzados secuencialmente. Los componentes internos pueden ser cambiados para permitir el uso de MPL en conjunto con el Coiled Tubing de 1 ¼, 1 ½ y 1 ¾ in.

El MPL incluye las siguientes características y componentes principales:

- Cámara rotaria y camisas para tapones, las cuales deben ser seleccionadas para que se adapten al tamaño del Coiled Tubing en el cual el MPL será empleado. La camisa es instalada en el orificio de salida del MPL para mantener la correcta orientación del tapón hasta que entre el Coiled Tubing.
- La cámara almacenadora (chamber Housing) y el collar de unión son diseñados para permitir un fácil acceso de los componentes internos del MPL.
- El ensamble del trinquete (ratchet) y el indicador de posición aseguran una selección positiva, con una confirmación visual de la cámara rotaria requerida. Las cámaras son identificadas numéricamente de 1 a 6, proponiendo una posición de circulación en cero “sin tapón”.
- Las conexiones WECO 1502 permiten la instalación del MPL en contra de la válvula de aislamiento del Coiled Tubing localizado dentro del corazón del carrete.

1.5.2.2. Tapón Ciego: Se emplea para probar la tubería de trabajo en superficie, la presión de prueba es  $\leq 5.000$  psi; también es utilizado como protección en la punta cuando la tubería está inactiva.

1.5.2.3. Tapón de Membrana: Este permite al operador un sello temporal en la punta de la tubería mientras se corre en pozos con alta presión, una vez se encuentra a la profundidad deseada, el tapón se puede romper aplicando presión interna con el fluido que se encuentra dentro del Coiled Tubing.

1.5.2.4. Válvulas Cheque: Las válvulas cheque se usan cuando no se desea el flujo de fluidos en reversa por el tubo de trabajo mientras se corre o se retira la tubería de un pozo bajo presión, se dispone de dos tipos de retención, de aguja y de aleta, ver figura 20.

Estas válvulas están generalmente unidas al conector de Coiled Tubing ubicado al final de este equipo. Para prevenir el flujo de fluidos en el Coiled Tubing se mantiene la protección del pozo en el evento de que falle o exista un daño en la superficie de la tubería. Las válvulas cheque deberían ser parte de todo el ensamblaje de fondo del Coiled Tubing y podrían ser omitidas solo donde se haga imposible o se impida el uso (por ejemplo cuando se desee circular en retroceso a través del Coiled Tubing).

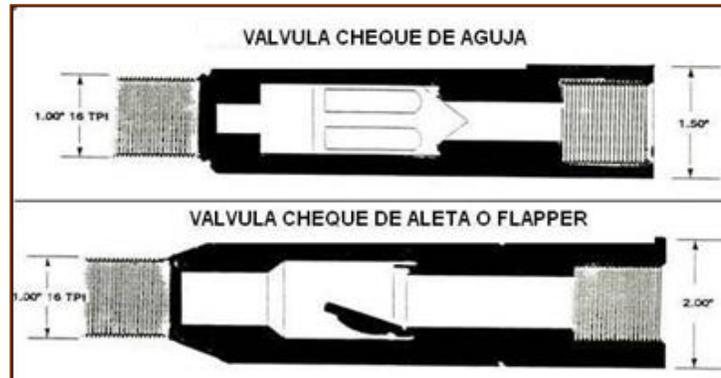


Figura 20. Válvulas Cheque.

\* *Flapper Check Valves*: Son comúnmente empleadas por necesidad y conveniencia. Estas válvulas son similares en diseño, aunque a algunas puede instalárseles un ensamblaje de cartuchos de válvula para alivio o mantenimiento.

\* *Pressure Relief Valve – PRV (válvula de alivio de presión)*: Esta válvula se abre a un determinado diferencial de presión para evitar una sobre-presión en la sarta. La PRV hace parte del sistema de herramientas que previene las sobre-presiones en los Packer.

Sin embargo, la PRV puede ser usada en algunas aplicaciones donde no necesariamente se ha excedido un diferencial de presión máximo.

La PRV es bidireccional; es decir que se abrirá para permitir que el fluido entre, o salga de la sarta dependiendo de la dirección del diferencial de presión. Esta característica evita que las herramientas o los packers sean aplastados cuando el pozo se esta corriendo a elevadas presiones.

La PRV:

- Tiene una presión de abertura ajustable de 500 Psi a 2500 Psi.
- Esta diseñada para abrir al diferencial de presión deseado sin tener en cuenta la presión hidrostática.
- Es resistente a los ácidos y al H<sub>2</sub>S

\* *Ball and Seat Check Valves*: Estos son tradicionalmente empleados en aplicaciones convencionales de Coiled Tubing debido a que son de fácil construcción y mantenimiento. Sin embargo estos diseños tienen limitaciones importantes incluyendo las restricciones de área de flujo y obstrucción del pozo. Estas limitaciones requieren el uso de alternativas como tener el pozo abierto y lleno o sin restricción en el área de flujo.

1.5.2.5. Boquillas o Herramientas de Lavado: Son por lo general de diseño y construcción simple y son a menudo fabricadas localmente. La acción requerida

del lanzamiento generalmente determina la posición y tamaño de los puertos de las boquillas. Las herramientas de lavado se usan para limpiar la parte interna de la tubería por donde se corre el Coiled Tubing, por medio de la acción de chorro creada cuando el fluido sale de los orificios de esta herramienta.

La configuración de los huecos de salida es variable (ver Figura 21a), por ejemplo;

- Tipo 1: Con dos orificios de salida, de chorro horizontal, ubicados 180° uno del otro.
- Tipo 2: Boquilla.

En general esta herramienta incluye dos categorías:

\* *Circulating Subs*: Las boquillas son empleadas en operaciones donde los fluidos están circulando sin la acción de chorro que requiere un área de abertura amplia. Esta área de abertura puede ser tranquila (de muchas y pequeñas aberturas) o turbulenta o de unas pocas aberturas amplias. El criterio existente es una caída de temperatura relativamente pequeña a través de la boquilla.

\* *Jetting Subs*: Estas boquillas son utilizadas en operaciones que requieren acción de “chorro” teniendo un área de abertura relativamente pequeña, normalmente tranquila de muchas aberturas. La eficiencia de una boquilla a chorro es amplia dependiendo de la velocidad del fluido a través de la abertura.

El gran inconveniente de estas boquillas es la limitante en el diseño en cuanto a la rata de flujo y la presión en la boquilla. Esta limitante es el resultado de la fricción por presión relativamente grande inducida en el Coiled Tubing.

La posición, forma y dirección del efecto de las aberturas del jet en la acción de chorro de la boquilla, entre otros, esta determinado por la acción a ejecutar.

La combinación de boquillas es frecuentemente diseñada para realizar diversas funciones. Estas funciones pueden ser llevadas a cabo por un balón o un mecanismo de camisas dentro del ensamblaje de las boquillas para bloquear ciertas aberturas. Algo mas simple es dejar caer un balón a través del Coiled tubing mientras la línea esta trabajando.

### **1.5.3. Herramientas Especiales**

Se consideran herramientas especiales las que hacen parte de un ensamble de fondo diseñado para un trabajo diferente al de limpieza y desplazamiento de fluidos.

Centralizador de Baja Fricción: Este centralizador está diseñado para correr en pozos desviados y de diámetro reducido, consta de un conjunto de rodillos que, aparte de reducir las fuerzas de fricción permite el retorno de fluido por el anular, ver figura 21b.

Este centralizador hace parte del ensamble de fondo conectado al Coiled Tubing.

1.5.3.2. Centralizador de Coiled Tubing: Este centralizador se puede ubicar en cualquier parte del tubo de trabajo, ayuda a mantenerlo centralizado y disminuye el arrastre dentro de la tubería de producción o revestimiento. El ajuste al tubo de trabajo se realiza por medio de abrazaderas y cuñas que garantizan su inmovilización durante la operación, ver figura 21b. Además, ayudan a mantener las herramientas o boquillas lejos de las paredes del pozo.

Esta característica se realiza para lograr las siguientes condiciones:

- Ayuda a localizar el pescado o el instrumento recuperable
- Minimiza la distorsión o previene el alejamiento mientras se toman registros.
- Da un poco de estabilidad cuando se perfora.
- Mejora el desplazamiento de fluidos.

Los centralizadores mecánicos empleados comúnmente en operaciones de Coiled Tubing pueden ser configurados para una o tres situaciones:

- Como parte integral de una herramienta o del soporte de la sarta.
- Para ponerse rápidamente o para sujetarse a la sarta de herramientas.
- Como un separador o como una herramienta diferente en la sarta.

1.5.3.3. Localizador de Fin de Tubería (Tubing End Locator): Este localizador provee un medio seguro a la unidad de Coiled Tubing ya que, ubica y/o correlaciona la salida del ensamblaje de fondo del Tubing de Producción. Al empujar el localizador dentro del tubing de producción, se aprisiona un collar elástico, cuando este sale por la punta del Tubing de producción el collar recobra su forma.

Al intentar retirar el Coiled Tubing del pozo se observa un incremento en el peso de la tubería mínimo de 2.000 psi, este peso adicional es la fuerza necesaria para insertar el localizador de nuevo en la sarta de producción, este punto sirve de bandera para localizar y/o correlacionar la profundidad de la punta de la sarta de producción.

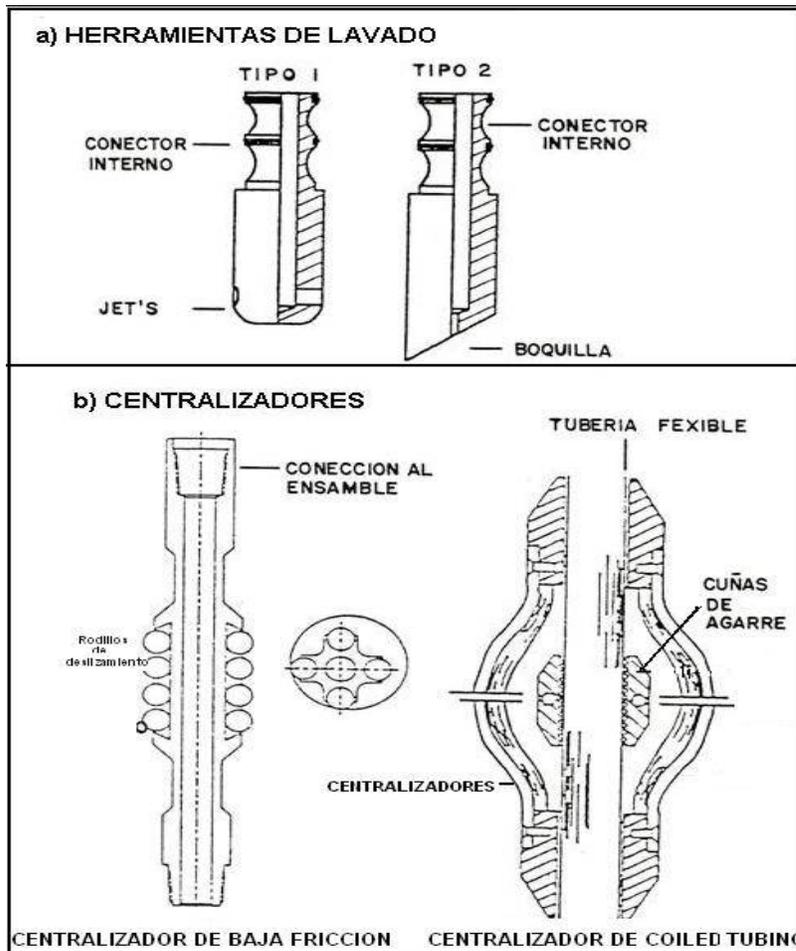


Figura 21 a y 21 b Herramientas de Lavado y Centralizadores.

1.5.3.4. Motores de Fondo: Los motores de desplazamiento positivo convierten la energía hidráulica en energía mecánica, son dos los mecanismos básicos de conversión:

- a) Bomba de Paletas: Un conjunto de aletas son expuestas al fluido, la presión del fluido se convierte en fuerza motriz a través de un eje de transmisión conectado a la bomba de paletas.
- b) Barra Sin Fin: Se fundamenta en el principio de cavidades progresivas, la presión del fluido hace rotar la barra la cual termina en un eje de transmisión.

La función de estos motores es impartir rotación a la broca cuando realizan trabajos de perforación, ya que de ninguna manera se puede imprimir rotación a la tubería de trabajo.

1.5.3.5. Empaques Inflables: El concepto operacional de un empaque inflable es de servir como elemento aislante de una sección del pozo.

La selección del tipo de empaque a utilizar depende del tipo de trabajo y de las condiciones de presión y temperatura dentro del pozo.

El asentamiento de estos empaques se realiza por medio de la aplicación de presión en el Coiled Tubing, el fluido llena un conjunto de caucho elastómero similar a una bolsa plástica, que en su parte externa contiene elementos de agarre a la pared interna del revestimiento, la presión es mantenida en el empaque por un sistema de válvulas cheques que no permiten la liberación de fluido una vez pasa por ellas.

La liberación del empaque inflable se logra tensionando el Coiled Tubing hasta que los pines de ruptura cedan y permitan el desplazamiento de una camisa interna que libera la presión del empaque.

La tensión de liberación la escoge el operador, mediante la selección de estos pines de corte que según su número y material se pueden ajustar de 2.250 lb. a 15.300 lb.

1.5.3.6. Standard Threads (Roscas estándar): Dowell Schlumberger tiene 3 especificaciones de Standard thread para usar en aplicaciones con Coiled Tubing, el propósito de estas especificaciones es el de dar una estandarización y uniformidad a todas las herramientas ya sea que se empleen dentro o fuera del pozo. Las roscas standard están disponibles en los siguientes tamaños:

	<b>Diámetro de C.T. (in)</b>	<b>Diámetro de rosca 10 Stub ACME 2G (in)</b>
1	1 ¼	1 ½
2	1 ½	1 7/8
3	1 ¾	2

Las conexiones de las roscas estándar también se encuentran en configuraciones no rotatorias. Esta configuración se emplea cuando hay dificultad para hacer la conexión o cuando las herramientas no pueden girarse.

El material seleccionado para la construcción de las herramientas puede ser escogido para satisfacer los requerimientos en la aplicación de las mismas.

Sin embargo un material con una tensión menor a 75.000 Psi no podría ser empleado para las conexiones de rosca estándar.

Los beneficios de las conexiones de este tipo de rosca incluyen lo siguiente:

- Las roscas son protegidas de los fluidos de tratamiento por sellos duales o-ring.
- Durante la reparación, las roscas requieren o-rings, reduciendo así la probabilidad de daño en el sello durante el ensamblaje.

**Tabla 12.** Especificaciones de las roscas estándar:

Tamaño CT (in.)	Make Up Length (in)	Min O.D (in)	Max ID (in)	Máx. P de trabajo (Psi)	Máx. T de operación (°F)	Max. Torque (Lbf - Ft)	Max. Tensión (Lbf)
1 ¼	2.850	1.690	0.937	5000	350	1500	exceeds tubing valve
1 ½		2.125	1.250			2500	
1 ⅝		2.563					

1.5.3.7. Swivel Joint (Articulación o unión de la placa giratoria): La Swivel del Coiled Tubing es empleada para hacer subir la conexión roscada en la cual ni ésta, ni la conexión final pueden girarse. Por ejemplo cuando la presión se distribuye por toda la sarta de herramientas, las BOP's disminuyen la rotación de la herramienta haciendo imposible la rotación de la conexión.

La Swivel Joint:

- Permite el ensamblaje de las conexiones de forma fácil y rápida
- Es resistente al ácido y al H<sub>2</sub>S
- Tiene un sellante positivo sin o-rings adicionales.

**Tabla 13.** Especificaciones para la Swivel Joint:

Longitud (in)	Máx. OD (in)	Min. I.D (in)	Máx. P de Trabajo (Psi)	Máx. T° de Operación (°F)	Máx. Tensión (Lbf)
7.44	2.12	0.75	5000	300	60,000

1.5.3.8. Release Joints (uniones de liberación): Esta herramienta posee una terminación especial que sirve para poder ser pescada en caso de ser necesario. Además dispone de los siguientes métodos de operación:

- Tensión
- Presión
- Despresurización
- Distensión
- Combinaciones

\* *Tensión - Activated Release Joint (Unión de Liberación Activada por Tensión):* Puede ser considerada como un punto débil en la sarta de herramientas, ya que separará al Coiled Tubing o a la misma sarta de cualquier daño ocasionado.

\* *Presión - Activated Release Joint (Unión de Liberación Activada por Presión):* Generalmente son activadas al aplicar presión en el Coiled Tubing, el cual a su vez, ejerce un cálculo diferencial de presión entre el interior y exterior de la herramienta suficiente para activar el mecanismo. Este tipo de unión es requerida cuando se esta pescando, debido a su capacidad para soportar o resistir altas cargas e impactos.

1.5.3.9. Filtros: los filtros de Coiled tubing pueden ser corridos en conjunto con todas las herramientas de éste, las cuales pueden ser sensibles a pequeñas partículas; herramientas tales como boquillas y FSTS (Sistema de Tratamiento Selectivo de la Formación).

El filtro contiene una pantalla metálica ya sea con ranuras o con pequeños huecos, dependiendo de la capacidad de filtración que se requiera.

Los Filtros tienen:

- Un diseño compacto disponible con ranuras de 1/32 in o huecos de 1/16 in según se desee.
- Un área de flujo equivalente a 0,53 in<sup>2</sup> o un diámetro de hueco de 0,83 in.
- Una pantalla de Monel que se puede limpiar y volver a usar.
- Son trabajados con 1 ¼ in - 10 Stub ACME 2G

1.5.3.10. Impact Drill-Jars: Los HIPP – TRIPPER impact drill - jars están diseñados específicamente para ser usados en equipos de Coiled Tubing. La operación de ensamblaje de la herramienta consiste de un sencillo taladro pulsativo direccional (descendente) y un acelerador, el cual es opcional.

Un martillo es un dispositivo que dá un repentino golpe, ya sea hacia arriba o hacia abajo, a la sarta ubicada debajo de él. En aplicaciones de Coiled Tubing, por lo general esta compuesto por un sliding mandrel que permite una breve y repentina aceleración a la sarta de tubería localizada arriba del martillo. El viaje del mandril es limitado por un punto (martillo) el cual golpea el otro extremo correspondiente del mandril (yunque).

La mayoría de martillos liberan en una sola dirección, sin embargo, algunos diseños tienen la característica para habilitar el martillo ya sea hacia arriba o hacia abajo sin reajustar la herramienta.

Debe ser incluido un acelerador en algunas operaciones de Coiled Tubing en las cuales también se monta un martillo. El acelerador se coloca en la sarta de

herramientas, en la parte de arriba se ensambla el martillo en orden para almacenar la energía que puede ser liberada cuando el martillo se dispara.

Los martillos comúnmente usados en operaciones con Coiled Tubing trabajan con uno de los siguientes principios:

- Mecánico
- Hidráulico
- Fluido mecánico (impacto por fluido)

Los tres tipos de martillo operan con golpes hacia arriba, sin embargo, solamente los martillos con fluido mecánico son capaces de operar hacia abajo o en ambos sentidos.

Los martillos operan en otros fluidos incluyendo agua, espuma, nitrógeno, xileno, diesel y lodo de perforación.

Las herramientas incorporan rotación en la broca, impacto y elevada vibración o pulso de presión en cada ciclo, igualmente, la broca no presenta resistencia, esta característica permite la circulación dentro y fuera del pozo sin dañar la herramienta o las paredes de la tubería.

La frecuencia del stroke depende de: la rata de fluido y el peso aplicado a la herramienta.

El acelerador se coloca en el tope del martillo para incrementar la eficiencia de la herramienta cuando se opera a poca profundidad.

Se debe diseñar una adecuada selección de brocas para usarse con el impact drill en un rango determinado de aplicaciones tales como:

- Remoción de Scale
- Remoción de Grava
- Perforación de cemento
- Remoción de arena / resina
- Remoción de parafinas
- Ruptura de discos de cerámica

1.5.3.11. Aceleradores: Los aceleradores de Coiled Tubing son utilizados en conjunto con los martillos en operaciones de pesca o stiffline.

Los aceleradores generalmente están compuestos por un sliding mandrel el cual comprime un resorte mientras es forzado en la dirección de operación (por ejemplo hacia arriba, hacia abajo o en ambos sentidos)

Esta herramienta se localiza en la sarta de tubería sobre el martillo, la primera función del acelerador es almacenar la energía para ser liberada cuando el martillo se dispara. La acción del acelerador, también ayuda a proteger a la herramienta localizada cerca a él y a la sarta del Coiled Tubing de un choque causado por el impacto del martillo.

Los aceleradores empleados en las operaciones de Coiled Tubing, trabajan con uno de los siguientes principios:

- Spring (mecánico)
- Compresión de fluidos (hidráulico)

Las herramientas para compresión de fluidos son generalmente llamadas intensificadoras y son más comunes que las operadas con aceleradores spring.

Los martillos y los aceleradores podrían ser empleados en conjunto, aliviando algunos problemas asociados con la compatibilidad de las herramientas.

El acelerador debe tener un stroke característico, el cual debe ser lo suficientemente grande para dar al martillo el tiempo de disparo.

1.5.3.12. Overshots: son comúnmente empleados en extensas variedades de pesca en operaciones con Coiled Tubing; los overshots son diseñados para acoplarse sobre el pescado a recuperar. Una vez que es fijado en el pescado, incrementa tanto la presión ejercida por el overshot, como la tensión en la sarta.

Al final el pescado o la herramienta son recuperados inmóviles, entonces, un mecanismo de liberación puede ser activado para recuperar el Coiled Tubing y la sarta de herramientas. Esta recuperación puede ser incorporada en el diseño de los overshot (overshot recuperable), aunque también existen overshot no recuperables.

El diseño y operación de los overshot recuperables varia un poco entre fabricantes, sin embargo, la característica principal y los componentes son similares e incluyen:

- Un mecanismo de Agarre / liberación, usualmente controlado por un mecanismo de trinquete.
- Un mecanismo de circulación fácil el cual, permite la circulación de fluidos y ofrece una ventaja significativa además de los métodos alternativos de pesca.

1.5.3.13. Spears: son comúnmente empleados en operaciones de pesca. También son diseñados para acoplar el pescado al ser agarrado por el ID. Aunque el método preferido para acoplar un pescado es el overshot, el spear da una ventaja alternativa en cuanto recupera el pescado con un adecuado soporte.

En el momento en que el pescado o la herramienta son recuperados y están inmovilizados, se activa una liberación mecánica que retira el Coiled Tubing y la sarta de herramientas. Esta liberación mecánica puede ser incorporada en el diseño del spears (spears recuperables) o, en algunos casos puede requerir la operación de una unión liberadora para separar el Coiled Tubing (spear no

recuperable). Se recomienda emplear el spear recuperable en aplicaciones de Coiled Tubing.

El diseño y operación del spear recuperable, varía ampliamente entre fabricantes. Sin embargo, las características principales y los componentes son similares e incluyen lo siguiente:

- Un mecanismo de agarre /liberación, usualmente controlado por un mecanismo de gancho.
- Un cono de agarre el cual podría ser hecho después de considerar el perfil del fishing neck y las restricciones de terminación.
- Un mecanismo de circulación fácil el cual, permite la circulación de fluidos y ofrece una ventaja significativa además de los métodos alternativos de pesca.

1.5.3.14. Downhole Sensor Package (DSP): es un sistema de adquisición de datos en tiempo real y está diseñado para ser usado en conjunto con las demás herramientas y dispositivos del Coiled Tubing.

Los parámetros del pozo son comunicados desde las herramientas del sensor ubicadas en el pozo a través del cable eléctrico instalado en la sarta de Coiled Tubing. Los datos del pozo son desplegados en tiempo real en el equipo de monitoreo ubicado en superficie, y pueden ser enviados a otros dispositivos para que sean almacenados o analizados mas detalladamente y así poder generar reportes.

El DSP puede medir temperatura, presión, y los datos del localizador de collares de casing (CCL). Además la información de las herramientas de fondo puede ser adquirida desde el computador portátil de la unidad de Coiled tubing (CTU PAC).

Además se especifica el diseño y configuración del DSP para asegurar la compatibilidad con las aplicaciones desarrolladas del Coiled Tubing.

En cualquier caso la capacidad de monitorear los parámetros del pozo como el tratamiento o progreso de la operación da grandes ventajas. La oportunidad para monitorear y tratar el pozo durante la ejecución optimiza el uso de tratamientos químicos, productos adicionales y la totalidad de la operación.

Algunas Aplicaciones del DSP son:

- Tratamiento Matriz: la presión del pozo durante el tratamiento puede ser usada para determinar si el Skin debe ser removido.
- Fracturamiento: bajo condiciones apropiadas: el DSP puede ser empleado para monitorear la BHP y la temperatura mientras que se realiza el tratamiento.

- En pozos con zonas débiles o sensitivas, el DSP puede ser usado para asegurar el tratamiento realizado bajo la presión de formación en la fractura.
- Aplicaciones en profundidad crítica: la correlación de la profundidad exacta puede ser hallada empleando la facilidad CCL en el DSP.

## **1.6. INSTALACION Y PRUEBA DE LA UNIDAD COILED TUBING**

### **1.6.1. Instalación:**

La instalación del equipo de tubería flexible constituye la primera etapa de cualquier operación con esta unidad y de su adecuada ejecución depende en gran parte el éxito del trabajo a desarrollar.

Cuando se programa la intervención a un pozo con tubería flexible, se requiere tener conocimiento de:

- Campo, pozo y localización: Esta información es básica y debe profundizarse antes de llegar al punto de localización.
- Situación del pozo:  
Se debe averiguar si es:
  - a. Pozo sin equipo de reacondicionamiento y con árbol de navidad.
  - b. Pozo con torre de perforación abandonada sobre el árbol de navidad.
  - c. Pozo con equipo de reacondicionamiento o perforación sin árbol de navidad.
- Estado de las conexiones superficiales: Inicialmente se debe conocer el diámetro y la rosca del árbol de navidad y la altura que existe entre la parte superior de este y el piso de trabajo.  
En caso de tener equipo de perforación se necesita el diámetro y rosca de la tubería de perforación. Y la altura de la mesa rotaria sobre el nivel del terreno.
- Estado mecánico del pozo: se debe disponer de un diagrama del estado mecánico del pozo en cuanto a profundidades y características de la tubería de producción, de los empaques y accesorios.  
Además, es necesario conocer la presencia de elementos extraños como pescados, colapsos etc.
- Condiciones del Pozo: Consiste en conocer información sobre los fluidos, presiones y obstrucciones que presente el pozo.
- Estado de la localización: Es necesario conocer, previo al movimiento de los equipos, los caminos de acceso, amplitud de localización, quemaderos,

piscinas de desecho y abastecimiento de combustible. Para el personal las facilidades de alojamiento y comida.

- Objetivo de la operación: Se debe precisar que se desea hacer con el equipo Coiled Tubing y las razones por las cuales se toma esta decisión..
- Programa Operativo: Se debe contar con la secuencia operativa a realizar, hasta el término de la intervención al pozo. La información debe contener: tipo de fluidos a utilizar, materiales y accesorios necesarios, volúmenes y presiones de trabajo.

En el pozo:

- Ubicación del Equipo: El equipo debe instalarse en un área nivelada, de ser posible engravada. Una vez seleccionada el área donde se acomodará la unidad, se coloca el tracto-camión en reversa a una distancia de 6 a 10 metros del centro del pozo.

La conexión al árbol de navidad o a la tubería de perforación se inicia por la conexión del tubo lubricador, una “T” de flujo, el “stripper”, las preventoras, la cabeza inyectora y el cuello de cisne, ver Fig. 8, 10 y 11.

La instalación del equipo de apoyo y unidad de bombeo, deberá conectarse a la unión giratoria del carrete de tubería flexible, también en la “T” instalada debe conectarse la línea de retorno o descarga del anular Coiled Tubing / Sarta de Producción.

#### **1.6.2. Prueba Hidráulica del Equipo:**

Una vez instalado el equipo, se le efectúa la prueba hidráulica a este y las conexiones superficiales que van desde la unidad de bombeo hasta el carrete de la tubería flexible.

a. Prueba Hidráulica del Equipo de apoyo: el equipo de apoyo se prueba cerrando la válvula principal que se encuentra antes de la unión giratoria del carrete, se comprime lentamente con la unidad de bombeo hasta 5.000 Psi observando que la presión no se altere durante 15 minutos, luego se alivia la presión por medio de la válvula maestra que se tiene a la salida de la unidad de bombeo.

b. Prueba Hidráulica de la Tubería de Trabajo y las Conexiones a Pozo: Con la punta de la tubería de trabajo dentro del conector y la válvula maestra del árbol de navidad cerrada y la lateral abierta, se inicia el bombeo para llenar la tubería de trabajo con el fluido de prueba, teniendo una línea al quemador para desplazar todo el aire existente en la tubería.

Cuando el fluido bombeado empieza a salir por la línea de descarga al quemador se suspende el bombeo para cerrar la válvula lateral y re-presionar lentamente hasta 5.000 Psi durante 30 minutos. Con esto se prueba la tubería flexible, "stripper", preventoras y conexiones. Si la presión no cae en este tiempo, la prueba es satisfactoria y se descarga al quemador.

Cumplidas todas las pruebas y listos para iniciar el trabajo se verifica que la válvula maestra y la lateral estén abiertas para iniciar la operación.

### **1.7. OPERACIONES Y/O SERVICIOS DE COILED TUBING**

La eficiencia de los servicios del equipo Coiled Tubing ha tenido una importancia significativa en los últimos años, en gran parte como consecuencia del alcance que la investigación y el desarrollo han dado.

En muchas aplicaciones, las características y la fiabilidad de los servicios del Coiled Tubing aseguran su selección como el método más práctico y rentable.

Todas las aplicaciones de Coiled Tubing relacionan uno o varios de los siguientes rasgos:

- El equipo de Coiled Tubing controla la presión del pozo permitiendo conducir operaciones seguras en pozos con gas.
- El Coiled Tubing proporciona un conducto de alta presión para permitir la circulación del fluido dentro del pozo, y en algunos casos fuera de él. Además, las herramientas son activadas hidráulicamente o también pueden ser manejadas por el fluido bombeado a través del Coiled Tubing.
- El Coiled Tubing puede ser corrido, o recuperado en el pozo mientras los fluidos se bombean.
- La rigidez y la fuerza del Coiled Tubing pueden ser usados para empujar y tirar, instrumentos y dispositivos en pozos con restricciones o pozos horizontales. El Coiled Tubing puede ejercer una fuerza extensible mayor que el equipo más comúnmente disponible, el de Wireline.
- La instalación de revisores eléctricos o hidráulicos en la sarta de tubería permite la operación y el control de instrumentos especializados en el pozo.

El empleo inicial de Coiled Tubing en la industria del petróleo y del gas fue limitado con operaciones de servicios rutinarios como clean-outs, circulaciones, levantamientos de gas y tratamientos ácidos o químicos. Los límites sobre el uso

de la tubería de Coiled Tubing, el tamaño de tubería y la resistencia a la tracción de la misma eran el resultado de restricciones en la fuerza de los componentes. Por lo tanto, los servicios con Coiled Tubing generalmente eran llevados sólo en pozos someros.

Ahora con la combinación de los rasgos básicos del Coiled Tubing se asegura el refinamiento de prácticas corrientes y el desarrollo de servicios innovadores en técnicas de Coiled Tubing.

## **1.8. DISEÑO**

La capacidad de realizar servicios a pozos sin matarlos y en algunos casos manteniendo la producción, es generalmente la ventaja principal del Coiled Tubing y servicios de transporte de Coiled Tubing; además el diseño de sus herramientas garantiza operaciones exitosas en pozos con problemas de arenamiento, ya que la mayor parte de operaciones con Coiled Tubing son realizadas en pozos con alta presión, debe ser planeado y tenido en cuenta todo el diseño y los aspectos de ejecución de una operación segura.

La investigación y desarrollo de las técnicas del equipo de Coiled Tubing ha ayudado a crear las recomendaciones y definiciones para llevar a cabo los procedimientos y manejos de sus límites.

Los siguientes pasos son críticos en trabajos con Coiled Tubing y deberían ser cumplidos para cada uno de ellos:

- Se debe preparar un procedimiento detallado para cada trabajo con Coiled Tubing.
- La presión y los ciclos de daño por fatiga que ocurren durante el trabajo podrían ser calculados simulando las condiciones del yacimiento y llevando a cabo con exactitud los debidos procedimientos.
- las operaciones en pozos profundos o desviados deberían ser simuladas usando un modelo de tubería fuerte para asegurar que las condiciones de trabajo no exceden la capacidad del Coiled Tubing o el equipo incorporado.

Durante la ejecución de trabajo y procesos de evaluación, los parámetros de trabajo predichos son comparados con condiciones reales. Esta comparación ayudará a asegurar que la operación este siendo realizada de acuerdo al diseño.

## 1.9. ALGUNOS SERVICIOS REALIZADOS CON EQUIPO DE COILED TUBING:

### 1.9.1. Lavado de Arena y Sólidos

Hoy en día las operaciones de lavado de arena y sólidos son las más frecuentemente realizadas con la técnica Coiled Tubing.

Generalmente los pozos en terminación tienen sólidos, como consecuencia de los lodos usados, que obstruyen el paso a través de la tubería de producción y que tienden a asentarse en el fondo del pozo, la mayoría de ocasiones frente al intervalo cañoneado.

Los pozos productores que tienen problemas de arena son un caso similar.

Con la tubería flexible se efectúa un lavado hasta la base de las perforaciones mediante el bombeo de un fluido con capacidad de levantar estos sólidos a superficie, estos sólidos pueden ser: barita, sedimentos y arena.

a. Fluidos de Limpieza: los fluidos de limpieza deben ser de fácil control en cuanto a las presiones hidrostáticas que logran, además deben ser capaces de suministrar el efecto pistón necesario para la remoción de los sólidos hasta superficie.

Estos fluidos se clasifican en:

- \* *Fluidos incompresibles*: los fluidos incompresibles usados para limpieza son base H<sub>2</sub>O o hidrocarburos livianos, en ambos casos se busca una viscosidad constante, bajas pérdidas por fricción y facilidad para alcanzar flujo turbulento.

En general cualquier fluido que alcance flujo turbulento en el anular es considerado un fluido de limpieza. La limitación radica en la presión máxima de 5.000 Psi con que se puede bombear en superficie, las pruebas de laboratorio indicaran el comportamiento del fluido en el sistema de limpieza, si en cualquier caso este régimen de flujo no es alcanzado, es común el uso de geles acuosos con capacidades de sostén que permiten el transporte de los sólidos a superficie.

Un método de campo que permite calcular si el flujo turbulento está presente en el anular, es calcular por medio del caudal de retorno, si la velocidad es mayor de 3 ft/seg.

- \* *Fluidos Compresibles*: los fluidos compresibles son más difíciles de manejar que los incompresibles; los fluidos compresibles de lavado están formados con una composición variable de gas y son usados para compensar las bajas presiones de fondo de algunas formaciones.

b. Procedimiento de Limpieza:

- \* Verificar tope de sólidos.
- \* Ubicarse 10 Ft. por encima del tope y comenzar a circular hasta obtener retorno de fluido de limpieza en superficie.
- \* Bajar circulando y establecer una tasa de penetración muy suave a través del tapón.
- \* Circular hasta encontrar retorno limpio y haber tocado profundidad total.

c. Precauciones:

- \* Cuando la profundidad del puente de arena es desconocida es recomendable bajar muy despacio 10-15 pies/min. para evitar un contacto fuerte con la arena que tapone las boquillas de la herramienta de lavado.
- \* Es indispensable mantener la circulación a presión constante durante todo el trabajo, una vez éste se inicia y hasta la salida de la tubería de trabajo del pozo, lo cual evita la formación de puentes de sólidos en el anular y el atascamiento de la tubería.
- \* Mantener en movimiento constante la tubería de trabajo a fin de evitar el entrapamiento de la misma.
- \* Poseer en superficie un sistema de separación de sólidos que permita mantener un circuito cerrado de fluido, de tal forma que al pozo “siempre” entre fluido limpio.

**1.9.2. Inducción a Producción o Descarga de Pozos:**

El objetivo de esta técnica de descarga de pozos es inducir a la formación a que aporte fluidos, sin crear presiones de choque que produzcan la conificación de la formación o el incremento del daño de la formación.

Los programas de inducción son diseñados para generar la mínima presión de descarga necesaria para iniciar el flujo, una vez se ha obtenido un flujo estable del pozo se practican diversas técnicas para tratar de disminuir al menor grado el daño presente en la formación.

a. Técnicas de descarga: La técnica de descarga a aplicar se determina de acuerdo a la condición mecánica del pozo, la profundidad del intervalo productor, el tipo de fluidos que produce, el fluido remante en el pozo y el gradiente de presión de la formación.

b. Formaciones sobre-presurizadas: Cuando la formación es sobre-presurizada, es decir, el gradiente de presión  $> 0.465$  Psi/ft. y se encuentra controlada con un

fluido mas pesado, la forma mas simple de crear la condición de desbalance deseado es desplazar el fluido deseado con uno mas liviano.

Por ejemplo, el fluido presente en el pozo posee un gradiente de presión de 0.5 Psi/ft, el Coiled Tubing se ubica sobre las perforaciones y comienza la circulación de un fluido liviano (0.434 Psi/ft), un desbalance adicional se puede ocasionar al retirar la tubería de trabajo del pozo, el volumen que ocupa la tubería de trabajo ahora esta libre y disminuye el nivel del liquido liviano lo que ocasiona una presión hidrostática menor.

Finalmente, si la velocidad con la que se retira la tubería de trabajo del pozo es alta, ocasionará un efecto de suabeo en la formación que ayudara a la puesta en producción del pozo.

c. Formaciones Normales: en formaciones con gradientes de presión normales (entre 0.434 y 0,465 Psi/ft), la técnica anterior puede ser usada con efectos similares.

Por ejemplo, desplazar agua (0.434 Psi/ft) con Diesel (0.368 psi/Ft).

d. Formaciones Depletadas: si la formación es de baja presión (gradiente entre 0.1 y 0.4 Psi / ft) y la presión de fondo es incapaz de sostener una columna de fluido liquido hasta superficie, la técnica de inyección de nitrógeno es la mas apropiada.

El nitrógeno (N<sub>2</sub>) es un elemento químico inerte (ver tabla 14), es llevado a la locación en forma liquida en botellas criogénicas @ -320 °F. El nitrógeno liquido es bombeado a una tasa especifica por una bomba criogénica de 3 pistones a un intercambiador de calor donde es llevado @ 78 °F y pasa a estado gaseoso.

El desarrollo de un programa de descargue con nitrógeno inicia con el viaje de la tubería de trabajo al tope de la formación productora, una vez allí, se inicia la circulación del nitrógeno a bajas tasas (entre 150 y 250 PCS/min.). Una vez descargado todo el fluido presente se baja a las perforaciones para servir de fluido transportante mientras el pozo se activa a producción.

**Tabla 14.** Propiedades del Nitrógeno

<b>PROPIEDADES DEL NITROGENO</b>	
Formula química	N <sub>2</sub>
Peso molecular	28.016
<b>Punto Normal de Ebullición</b>	
Temperatura, °F	-320.26
Densidad del liquido, lb./Ft <sup>3</sup>	50.46
Densidad del vapor saturado lb./ft <sup>3</sup>	0.29

<b>Condiciones Estándar (60°F y 14.7 Psia)</b>		
Densidad del gas lb./ft <sup>3</sup>	0.07245	
Volumen específico Ft <sup>3</sup> /lb.	13.8	
Densidad relativa (aire = 1,000)	0.96724	
Relación volumen de expansión (liq. a Gas)	696.5	
<b>Calor (Btu/lb.)</b>		
Calor latente de vaporización	85.6	
Calor sensible a 70°F	98.5	
Calor total	184.1	
<b>Punto Crítico</b>		
Temperatura, °F	-232.8	
Presión, Psia	492.2	
Solubilidad en H <sub>2</sub> O (@ 32°F)	2.35 partes de N <sub>2</sub> en 100 de H <sub>2</sub> O	
(@ 68°F)	1.55 partes de N <sub>2</sub> en 100 de H <sub>2</sub> O	
<b>Factor de Conversión</b>		
1galón de N <sub>2</sub> (líquido)	6.738 Lb.	93.11 PCS de gas

### 1.9.3. Levantamiento Artificial Con Gas:

El fluido de levantamiento usado es el Nitrógeno, nunca se puede bombear gas natural a través de Coiled Tubing porque las fugas que pueden estar presentes en toda la tubería no son fácilmente detectables y el riesgo de una explosión estaría presente en todo momento.

Por medio de la tubería de trabajo, el Nitrógeno gaseoso puede ser bombeado a cualquier altura dentro de la sarta de producción. El gas reduce la columna hidrostática de fluido proporcionando el desbalance necesario para poner a producir el pozo.

a. Técnica de levantamiento: La técnica más apropiada de levantamiento la indica el comportamiento del pozo y la experiencia recogida de otros pozos en la misma área.

Normalmente la tubería de trabajo se corre hasta un 70% de la profundidad, a la cara de las perforaciones, manteniendo una tasa de bombeo baja ( $\pm$  250 PCS /min.).

Lo anterior tiene tres objetivos:

- Prevenir el colapso del tubo de trabajo.
- Aliviar la columna de fluido para disminuir las presiones de bombeo.

- Mantener circulación constante en superficie.

Una vez en profundidad, la tasa de bombeo se incrementa entre 300 y 1500 PCS/min., teniendo como guía la siguiente regla de ensayo y error: multiplicar por dos el diámetro interno de la tubería de producción y adicionar dos ceros.

Ejemplo:

<u>Diámetro del tubing de producción</u>	<u>Tasa de bombeo</u>
2,375 " $\geq 2,375 * 200$	475 pcs/min.
4,5 " $\geq 4,5 * 200$	900 pcs/min.
7,00 " $\geq 7 * 200$	1400 pcs/min.

Esta técnica se puede usar de forma continua o intermitente de acuerdo al potencial de flujo del pozo.

#### **1.9.4. Perforación de Puentes Sólidos:**

Si por medio de perforación convencional o de fluidos atomizados no se pueden eliminar tapones de arena, escamas, sedimentos compactados etc., se tiene la posibilidad de intervenir con barrena, esta broca esta movida por un motor de desplazamiento positivo o "DINA-droll" conectado a la tubería flexible.

Antiguamente esta operación se limitaba a la perforación de dichos puentes solo en la tubería de producción ya que si la broca salía a un diámetro mucho mayor que el de ella, se presentaba la oscilación horizontal del ensamble de fondo, esto ocasionaba la fatiga y ruptura de la tubería de trabajo en esta sección, en la actualidad no se tiene este problema ya que existe un conjunto de corte llamado escariadores de fondo, el cual consta de la broca normal en la punta y de cuchillas en forma de aletas en el cuerpo, las cuales permanecen plegadas dentro de los diámetros pequeños y una vez están en el diámetro mayor se expanden sirviendo de elementos cortantes en todo el diámetro del pozo y de centralizadores para evitar la oscilación de la tubería de trabajo.

##### **a. Consideraciones Técnicas:**

- \* Conocer el estado mecánico del pozo para determinar si las restricciones presentes permiten el uso del motor de fondo.
- \* Correr un bloque de impresión y hacer un muestreo para asegurar que no hay hierro de algún pescado o que la tubería de producción este colapsada.
- \* Emplear la barrena con el diámetro externo mas cercano al diámetro interno de la tubería de producción para evitar que trabaje descentrada y se produzca un atoramiento de la misma.

- \* Como existe el peligro de encontrar presiones anormales después de perforar un tapón, es recomendable instalar una válvula de seguridad en la línea de descarga y poseer un choque ajustable en la misma.
- \* Es necesario circular los sólidos o recortes de la barrena a superficie, para lo cual se requiere de fluidos gelificados con capacidad transportante y de pocas perdidas de presión por fricción para no afectar la eficiencia del motor de fondo.

**b. Consideraciones Operacionales:**

- \* Después de conectar y revisar el ensamble de fondo se procede a probar el sistema en superficie a 21 gal/min. y 4.000 Psi de presión constante en la bomba.
- \* Al introducir el conjunto en la tubería de producción se baja circulando a 0.5 Bbl/min. y con velocidad máxima de descenso de 50 Ft/min.
- \* Antes de llegar al tapón se revisa el peso de la tubería de trabajo y se establece una presión de bombeo constante de 3.500 Psi y al tocar la barrena con el tapón se notará un incremento de presión de  $\pm 250$  Psi.
- \* Si la presión diferencial llega a exceder los 500 Psi hay que levantar la barrena y volver a sentar con 250 Psi.
- \* Es recomendable tener una velocidad de perforación lenta, no mayor de 1 Ft/min.

**1.9.5. Operaciones Con Empaques Inflables:**

Los sistemas de empaquetamiento inflable permiten llevar a cabo trabajos donde se requiere el aislamiento de zonas específicas, éste puede estar en la tubería de producción o en el revestimiento de producción.

La corrida y ubicación de un empaque inflable hace parte de un programa de trabajo para un servicio en particular, el cual puede ser:

- \* Estimulación ácida
- \* Tratamiento para atacar escamas
- \* Tratamiento para bacterias
- \* Prueba de tubería de producción y revestimiento
- \* Reparación de equipos en cabeza de pozo
- \* Cementaciones remediales
- \* Control y/o aislamiento de zonas de H<sub>2</sub>O y gas
- \* Fracturamientos hidráulicos

a. Consideraciones Técnicas:

- \* Conocer el estado mecánico del pozo, a fin de detectar posibles restricciones en el completamiento de producción que pueda ocasionar la rotura de los cauchos elastómeros del empaque.
- \* Existen diferentes tipos de empaques y cada uno tiene una forma particular para sentarlo y retirarlo, cuando se requiere de un empaque, estos generalmente son manejados por personal de la empresa fabricante.

**1.9.6. Operaciones de Perforación:**

El Coiled Tubing y la BHA se emplean en algunas operaciones de perforación, presentando amplias ventajas sobre los equipos de perforación normales. Una de estas ventajas y tal vez la más importante, es la reducción de costos en más del 50%, esto es atribuido a la reducción de factores tales como el tiempo de perforación, costos de materiales, requerimientos ingenieriles, entre otros.

a. Reducción de los lapsos de tiempo: El Coiled tubing elimina la necesidad de conexiones, de tal modo que reduce los lapsos de tiempo e incrementa la seguridad, ya que muchos accidentes suceden cuando se detiene la operación para hacer una conexión.

La configuración del control de presión del equipo de Coiled Tubing permite que la tubería sea corrida dentro y fuera del pozo con seguridad.

El carrete está provisto con una swivel, la cual permite que los fluidos sean bombeados a través de la sarta de Coiled Tubing rápidamente. Esta técnica simplifica el control del pozo y ayuda a mantener las condiciones del mismo. La habilidad para circular y perforar continuamente, facilita el uso de espumas como fluido de perforación con densidades ultra bajas y en condiciones apropiadas.

Al perforar, los datos de la herramienta pueden ser transmitidos al equipo de adquisición en superficie por medio de pulsos telemétricos de presión (MWD) los cuales son transmitidos a través del fluido de perforación en el Coiled Tubing o eléctricamente si se instala un cable en el Coiled Tubing.

Las unidades de Coiled Tubing empleadas en perforación son similares a las utilizadas en trabajos de servicios a pozos. Sin embargo el sistema de control de la cabeza inyectora es modificado para permitir la intervención por computador y el monitoreo del peso en la broca; también son graduados los centralizadores, los equipos de control de presión y las funciones del equipo de bombeo.

b. Mecanismos de contingencia: durante la exploración y el desarrollo de la perforación, la prevención del pegue de la tubería generalmente es una de las principales preocupaciones luego del control del pozo. Obviamente, prevenir el

pegue de la tubería es mucho mas efectivo y menos costoso que el mejor procedimiento de liberación. Sin embargo cuando la prevención falla, es esencial realizar acciones rápidas para evitar mayores problemas.

Las herramientas pegadas son forzadas aplicando fuerza a través de la pulling tool, empujando o sacudiendo la sarta de perforación. La fuerza es aplicada por los fluidos de circulación, las condiciones del pozo y la presión hidrostática modificada.

Muchos de los ensamblajes de fondo emplean un completo perfil de perforación que contiene componentes sofisticados de considerable valor. En situaciones de pega de tubería, la viabilidad económica de recuperación del ensamblaje y la probabilidad de salvar el pozo, determinan el procedimiento a seguir.

El tamaño físico, las características y las particularidades del Coiled Tubing y su equipo asociado generalmente proveen un método viable para la conducción de fluidos o herramientas que pueden ayudar a la recuperación del ensamblaje de fondo.

- El equipo de control de pozo del Coiled Tubing asegura un nivel inocuo que puede ser empleado en cualquier momento, sin importar la condición aparente del pozo.
- El Coiled Tubing brinda un conducto de alta presión que cuenta con circulación continua dentro y, en algunos casos estrictamente controlados, fuera del wellbore.
- La rigidez y fuerza del Coiled Tubing pueden empujar las herramientas y dispositivos a través del drill pipe en pozos desviados u horizontales. Se puede también ejercer una fuerza tensionante para acomodar mas fácilmente el equipo de Wireline.
- Los conductores eléctricos instalados en la sarta del Coiled Tubing permiten la operación y control especializado de las herramientas y equipos en el interior del pozo.

Existe una condición de pega de tubería en la que el Coiled Tubing es empleado frecuentemente: Cuando los fluidos de perforación se asientan en la sarta de perforación y evitan o impiden la circulación, entonces el Coiled Tubing puede ser empleado rápida y fácilmente para remover el material y restaurar así la circulación.

Si el punto de pega esta cerca de la broca o en la BHA, los fluidos de tratamiento (ácidos inhibidores), pueden ser enviados a través del Coiled Tubing.

Este método permite el desplazamiento exacto de pequeños volúmenes de fluido, evitando la posible contaminación mientras que exista lugar en el drillpipe; además evita que la sarta de perforación sea expuesta a fluidos corrosivos.

### **1.9.7. Pruebas en hueco abierto:**

Esta prueba es principalmente una evaluación hecha antes de colocar el casing o el liner en el intervalo de interés. En muchos casos algunas herramientas son ensambladas y corridas simultáneamente aun teniendo diferentes funciones, las herramientas más comunes son:

- \* Gamma ray: identifica y correlaciona litología
- \* Dual induction: Mide la resistividad de la formación
- \* Litho density: mide la porosidad e identifica litología
- \* Compensated Neutrón: mide la porosidad e identifica litología, además localiza zonas de gas y fluido.
- \* Registro sónico: mide velocidad acústica por porosidad e identifica litología
- \* Stratigraphic: identifica la orientación del yacimiento, localiza fracturas, dirección y geometría del hueco.
- \* Rock sampling: Saca corazones o muestras de pared.
- \* Fluid sampling: recupera muestras de fluidos y permite estimar permeabilidades.

## 2. WIRELINE



Figura 22. Unidad de Wireline

Es una operación o servicio aplicado en los pozos, el cual mejora la calidad de los mismos, se lleva a cabo por medio de un cable relativamente delgado, el cual se encuentra enrollado en un tambor que es movido por un motor.

Este servicio agrupa diversas clases de trabajo, pero en esencia es empleado para:

- Instalación o recuperación de válvulas de “Gas Lift”, válvulas de seguridad, tapones, standing valves, entre otras.
- Apertura y cierre de zonas productivas por medio de la manipulación de sliding sleeve o camisas.
- Limpieza de asfaltenos, parafinas y arena.
- Reparación de la tubería colapsada.
- Tomas de muestras de fondo.
- Aislamiento de huecos en el casing de producción.

- ▀ Registro de presión y temperatura (Memory gauge – Surface Read Out S.R.O)
- ▀ Calibración de la tubería de producción.
- ▀ Perforación de tubería.
- ▀ Corrida de Caliper para estudios de corrosión.
- ▀ Registro de Spinner
- ▀ Sentada y desasentada de tapones
- ▀ Bajar herramientas de impresión y numerosas pescas.
- ▀ Y otras.

Adicionalmente, hace mas rápido el movimiento de equipos empleando menos personal, ganado así tiempo y por ende disminuyendo costos.

El cable empleado soporta el peso de la sarta de herramientas completa, la cual, puede variar de configuración dependiendo del tipo de operación que se vaya a realizar.

## **2.1. VENTAJAS QUE PRESENTAN LAS OPERACIONES DE WIRELINE**

La principal ventaja es la disminución de costos, junto con la seguridad que proporciona tanto humana como de equipos y un mínimo impacto ambiental; además se cuenta con el gran privilegio de tener equipos y herramientas más livianas y de menor tamaño, que pueden ser transportadas más fácilmente a sitios de difícil acceso. Con ésto también se asegura la minimización de personal y tiempo de operación.

Mediante las operaciones de Wireline, a diferencia de las de Workover, no hay necesidad de sacar la tubería del pozo, por el contrario lo único que se debe hacer es aliviar la presión del yacimiento empleando las válvulas de seguridad de Wireline y evitando derrames de crudo en el sitio donde se lleva a cabo la operación, y así minimizar efectos ambientales negativos que sí se podrían presentar en otra clase de operaciones.

## **2.2. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE SUPERFICIE DE WIRELINE**

Existen algunos equipos y herramientas que se emplean comúnmente en una operación de Wireline ya que, se necesita contar con el equipo adecuado que permita bajar las herramientas y el cable dentro del pozo, frecuentemente en condiciones de alta presión, con los mayores índices de seguridad posibles, para evitar así fugas o accidentes y realizar eficientemente la operación.

El equipo de uso más frecuente consta mínimo de:

- a. Unidad de Wireline con “Conter Head”
- b. Juego de poleas – “Gin Pole”
- c. Aparato con poleas para subir y bajar el lubricador.
- d. Odómetro
- e. Indicador de peso o “Weight indicator”
- f. B.O.P o “Wireline Valve”
- g. Rana o “Wire Clamp”
- h. Limpia cables o “Line Wipper”
- i. Lubricador: Dos o tres secciones (Superior, media y Baja)
- j. “Stuffing Box”
- k. Conexión a cabeza de pozo o “Tree Conection” o “BOP X’-Over”
- l. Manilla para vientos
- m. Polea viajera – “Hay Pulley “
- n. Cadenas
- o. Gancho
- p. Ata-carga
- q. Spooler

A continuación se hará una descripción mas detallada de estos y otros elementos:

### **2.2.1. Wireline o Cable:**

El cable es probablemente la herramienta más importante en las operaciones de Wireline. Por medio de él se pueden bajar herramientas al pozo a miles de pies de profundidad y operarlas desde superficie, transmitiendo a través de él acción a los martillos.

En el comienzo, estos cables eran planos y con marcas para facilitar la medición, pero al iniciar los trabajos con presión estos cables presentaban inconvenientes para poder pasar por el stuffing box, entonces se optó por el cable circular aun marcado. Luego fueron ideados aparatos de medición y poleas calibradas que proporcionaban medidas más exactas. Así mismo se fue mejorando la resistencia y flexibilidad del alambre, así como disminuyendo el diámetro para hacerlo menos pesado y tener así menos área de resistencia contra la presión.

Los diámetros más comunes en uso son 0,082; 0,092; 0,105 y 0,108 y longitudes de 10.000, 12.000, 15.000, 18.000, 20.000, 25.000 y 30.000 pies.

El material mas empleado es el “Improved Plow Steel” el cual es una aleación, obteniéndose el “Wireplane”, aunque el de uso actual es un cable mejorado y conocido como “High-strenght”, “Carbon-steel” o “alto poder acero al carbón” de 0,108 in. para “Sweet Work” o donde no hay índices de corrosión alta.

Para trabajos en presencia de H<sub>2</sub>S el cual es altamente corrosivo se requiere emplear alambre de acero inoxidable, solo se debe tener en cuenta que es menos resistente a la tensión.

Además, se debe tener especial cuidado para no manipular el cable con alicates ni corta fríos, ya que esto provoca marcas lo que puede ocasionarle puntos débiles a la rotura; también se deben evitar los “loops” o pequeñas cocas.

Al sacarlo del pozo se debe limpiar de los fluidos de éste y protegerlo untándole aceite al enrollarlo en el carrito.

Cuando se enrolla un alambre nuevo en el tambor de la unidad, se debe hacer con cuidado sobre todo en las primeras 3 o 4 capas, las cuales deben ser parejas y con tensiones promedio de 450 Lb., luego se desempareja pero manteniéndolo tensionado adecuadamente hasta por lo menos la mitad del rollo, luego si se hace mas rápido y sin tensionarlo.

**Tabla 15.** Datos de ingeniería para cable sólido (según designación API).

Categoría Del Material	Aleación	Diámetro (in)	Tensión De Fracturamiento (Lb.)	Recomendaciones para Trabajar
Carbon steel	Improved Plow Steel	0.082	1.239	Ambientes Dulces No Corrosivo.
		0.092	1.547	
		0.108	2.113	
	API-9A	0.092	1.239	
		0.108	1.547	
	High Strength	0.092	1.828	
0.108		2.455		
Austenitic stainless steel	UNSS20910	0.092	1.363	Trabajos en salmueras. Resistente a H <sub>2</sub> S en baja proporción.
		0.108	1.786	
	D-58	0.092	1.520	
		0.108	1.980	

Propiedad		Calibres De Cable (in)					
		0,066	0,072	0,082	0,092	0,105	0,108
Tolerancia sobre el Diámetro.		0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Resistencia a la ruptura	Mínima (lb.)	811	961	1239	1547	1996	2107
	Máxima (lb.)	984	1166	1504	1877	2421	2650

<b>Limite De elasticidad</b>		472	583	752	938	1210	1500
<b>Elongación en 10" (%)</b>	<b>Mínima</b>	1 ½	1 ½	1 ½	1 ½	1 ½	1 ½
	<b>Máxima</b>	3	3	3	3	3	3
<b>Torsión, mínimo # vueltas (8")</b>		32	29	26	23	20	17

Donde: Torsión, mínimo # de vueltas (8"), es la torsión adquirida en el mínimo de vueltas que se le pueden dar al cable.

### 2.2.2. Juego de Poleas (Sheave Kit):

Son recomendadas para ser empleadas con la caja de empaques (stuffing box) y/o con una cabeza inyectora de grasa. Su diseño le permite acoplarse a la unión giratoria swivel en la dirección que se quiera.

Para trabajos suaves se puede emplear una polea de 10 in. para cables sólidos de 0,082 y 0,092 in. de diámetro externo y para trabajos mas pesados se puede utilizar una polea de 16 in. con cables de 0,165 – 0,108 y 0,125 in en diámetro externo o cable de material especial de larga vida para evitar las perdidas por fatiga.

### 2.2.3. Odómetro o Cuenta-Pies:

Es mas importante que el indicador de peso, ya que revela la profundidad a la que se encuentran las herramientas, de esta forma se sabe si se está donde el programa lo ordena o no.

Es por esto que, el odómetro permite ejecutar cualquier tipo de trabajo de Wireline en forma segura y eficiente.

Es muy importante estar atento, no solo a "cuánto marca" sino también, "cómo lo hace" ya que puede que salten o se traben algunos números.

Cuando se va acercando a superficie o al fondo es importante saber la profundidad para ir controlando la velocidad de salida y llegada y parar antes de chocar con el stuffing box, con el fondo o tope dentro del pozo, lo que podría romper el cable, resultando así en un pescado y un posible daño a las herramientas y/o instrumentos.

La medida se dá en pies, la cual es estándar, aunque también existe en metros.

El odómetro y el indicador de peso trabajan en forma simultanea y se complementan entre si. Normalmente estos dispositivos están montados sobre un soporte móvil que se desplaza libremente en forma vertical y horizontal guiados por el cable que sale del carrete.

#### **2.2.4. Indicador de Peso (Weight Indicator):**

Este elemento así como el odómetro es muy importante, ya que además de indicar el peso de la sarta, también informa lo que está sucediendo con ella en el fondo, lo cual es importante para maniobrar y decir cómo y qué hacer; es así que sin esta herramienta es casi imposible efectuar una operación. Por tanto si se traba es indispensable detener la operación, repararla y recalibrarla.

En la actualidad se han desarrollado diferentes tipos de medidores los cuales dan el peso en lb.

Entre estos medidores se tienen:

- Mecánicos: Howco
- Hidráulicos: Martin Decker, Otis (Halliburton), Jhonston.
- Electrónicos: Bowen, Schlumberger, Flopetrol.

#### **2.2.5. Wireline Valve o BOP:**

La válvula preventora de Wireline no es exactamente una válvula de seguridad, como sí lo es la BOP en perforación, donde realmente no se sabe como reacciona el pozo, en especial si es uno exploratorio, ya sea en este caso o en uno de desarrollo siempre se cuenta con el lodo de perforación, mientras que un pozo en producción ya se saben concretamente las presiones en la tubería y el casing, así como niveles aproximados de fluidos; todo esto permite prever los efectos provocados como consecuencia de diversas operaciones riesgosas, es por esto que se asigna una BOP o un Wireline Valve con capacidad suficiente para soportar la presión existente en dicho sistema.

Una diferencia entre la BOP de perforación y la de Wireline es la velocidad de cierre y la fuerza necesaria para hacerlo. En el caso de la de perforación tiene que ser rápida ya que se usa en casos de extrema emergencia para evitar “blow out”, incendios, etc.; mientras que las de Wireline son lentas y en algunos casos, como en pescas donde su manipulación es indispensable son programables; en este caso incluso con la Wireline Valve cerrada se puede introducir o sacar cable sin dañarlo.

Universalmente se le conoce como BOP (Blow Out Preventor) ya que en el argot petrolero se le denomina así.

Existen dos sistemas de BOP en Wireline, el sistema hidráulico y el sistema manual, y de cada sistema hay varios tipos como duales, “heavy duty”, entre otros. El sistema de mayor uso es el manual y la presión de trabajo se tiene en cuenta de acuerdo al campo en el que se vaya a operar. Por su versatilidad es el más adecuado, ya que el sistema hidráulico requiere una bomba hidráulica, mangueras y conexiones lo cual hace menos ágil la operación.

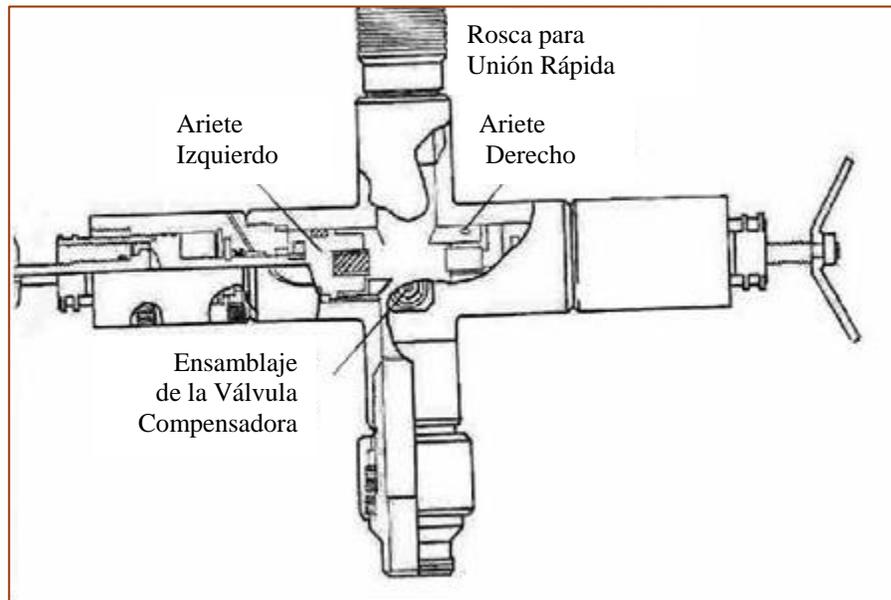


Figura 23. Válvula de Wireline o B.O.P.

### 2.2.6. Wire-Clamp (Mordaza de Wireline o Rana):

Está diseñada para proteger al cable de fisuras o cortes que puedan provocar puntos débiles en su estructura, además se emplea para sujetar el cable mientras se esta subiendo o bajando el lubricador con la sarta de herramientas en el interior.

### 2.2.7. Lubricador:

Es una sección tubular que se ubica sobre la BOP o en ocasiones directamente sobre la cabeza del pozo (cuando no se tienen problemas de presión alta).

El lubricador permite bajar y remover herramientas de servicio de Wireline en un pozo sin tener que matarlo y sin cerrarlo.

La caja de empaques (stuffing box) y la sección del lubricador con la sarta de herramientas dentro, se elevan empleando una pluma y luego se conectan a la válvula de Wireline (BOP); todas las partes que componen el lubricador están conectadas por uniones rápidas; cabe anotar que el lubricador se compone de 2 o 3 tres secciones, en promedio de 8' cada una.

Este elemento está conformado por un tubing con una presión de trabajo mayor que la presión de cabeza de pozo, y es de un diámetro y una longitud suficiente para contener la sarta de herramientas.

Para iniciar el trabajo, se cierra la “swab valve”, se introduce la sarta en el lubricador, luego éste se coloca y asegura sobre la cabeza del pozo, finalmente se abre la “swab valve” estableciendo la comunicación entre el pozo y el lubricador, permitiendo de esta forma bajar la sarta de herramientas.

Para salir, una vez esté la válvula de nuevo en el lubricador se cierra la “swab valve”, se drena la presión, se desconecta el lubricador y se retiran las herramientas.

Entre los accesorios del lubricador estan:

- Quick Union
- Upper Lubricator
- Midd Lubricator
- Lower Lubricator
- Bleed off Valve
- Liquid Chamber
- BOP

Las tres secciones normalmente son de 24 pulgadas en total y finalizan en uniones rápidas; generalmente las secciones superior y media son del mismo diámetro.

Los diámetros interiores de estas secciones están determinados por los diámetros externos de la sarta de herramientas a emplear. La sección inferior generalmente requiere un diámetro interno igual o mayor al diámetro interior de la tubería de producción.

**TABLA 16.** Datos de Ingeniería para lubricadores en presencia de H<sub>2</sub>S (Según Schlumberger SMP 4778)

3	M-802177	M-800897	3	6 ½	6 ½	G-81336
4	M-802171	M-800900	3 15/16	6 ½	8 5/8	G-82039
4	M-802619	M-800900	3 15/16	8 21/32	8 21/32	G-82039
Tamaño Nominal (in)	No. de Parte		ID mínimo (in)	Uniones Rápidas		
	Sin Válvula de Escape	Con válvula de Escape		Caja (in)	Caja (in)	O-rings
2	M-800062	---	1 15/16	5	5	G-81332
2 ½	M-800070	---	2 ½	5	5	G-81332
3	M-800078	M-800895	3	5	6 ½	G-81336
3	M-800079	M-800897	3	5	6 ½	G-81336
4	M-800082	M-800900	3 15/16	6 ½	6 ½	G-81336
<b>P<sub>OPERACIÓN</sub> = 10000 Psi</b>						
2	M-802175	---	1 15/16	5 ¾	5 ¾	G-81333
2 ½	M-802176	---	2 ½	5 ¾	5 ¾	G-81333
3	M-802178	M-800895	3	5 ¾	6 ½	G-81336

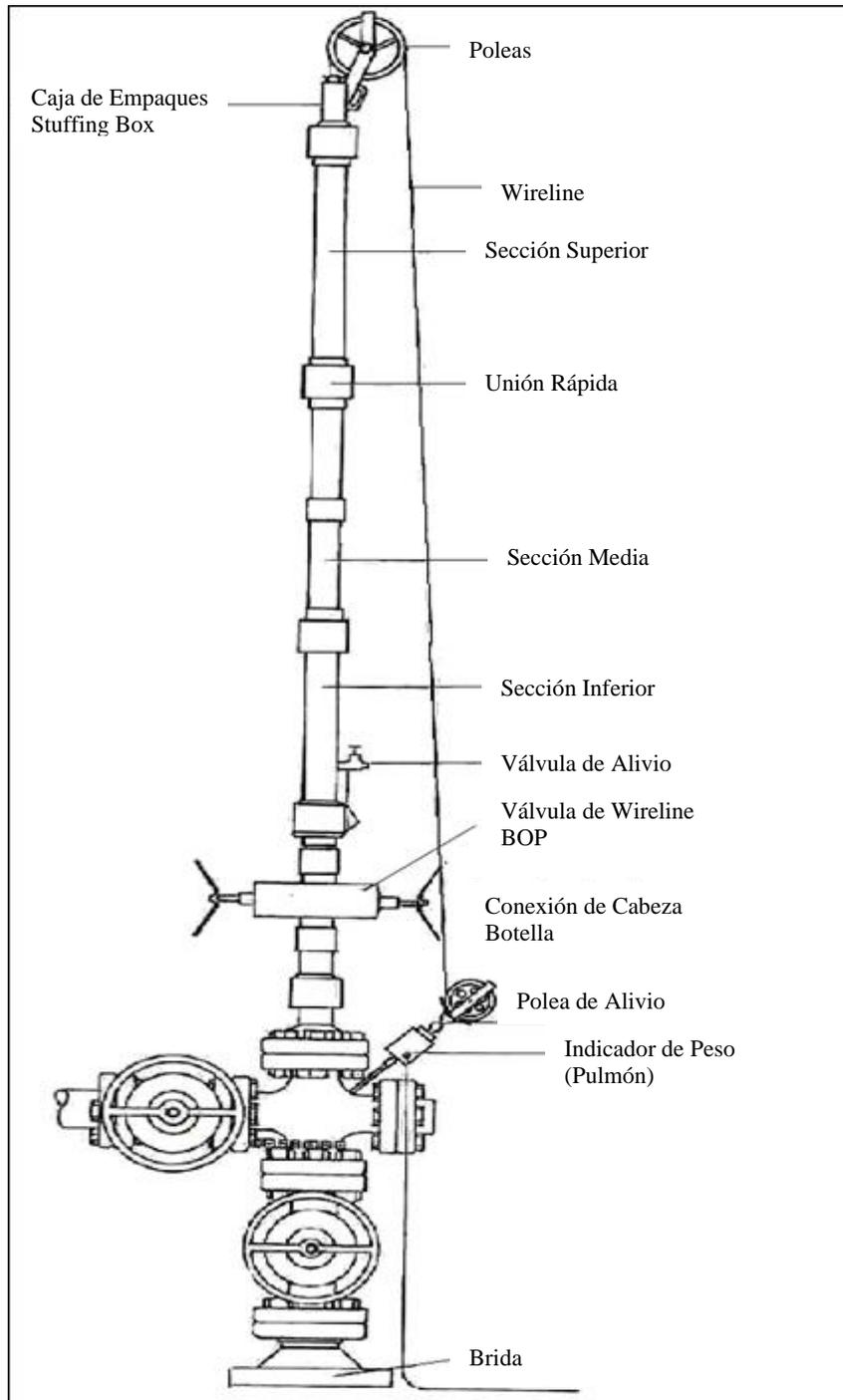


Figura 24. Partes y Montaje del Lubricador y el equipo de superficie.

### 2.2.8. Stuffing Box:

Esta diseñada para operaciones de trabajo pesado en pozos con alta presión, por tanto hace énfasis en seguridad.

Esta herramienta va montada sobre el lubricador y es el soporte de la polea, la cual le permite una rotación de 360°.

Entre sus partes está una cámara en la que se localizan unos cauchos, los cuales dan el sello necesario para numerosos viajes de cable, el cual pasa a través de ellos; estos cauchos se aprietan con el tornillo superior y evitan así la fuga de presión y por consiguiente de fluidos.

Como cada pozo exige condiciones de presión diferentes, así mismo existen diversos tipos de materiales y rangos de presión para estos empaques.

Además, el Stuffing box posee un embolo interno que previene reventones y que bloquea el paso contra el cuello inferior que va roscado en el interior de la caja de empaques; el embolo sella automáticamente el flujo en caso de que el empaque falle o que el cable se rompa y conlleve al estallido del empaquetamiento, si esto llegase a suceder, la presión se libera por la válvula de despresurización y se cambia el empaquetamiento a baja presión.

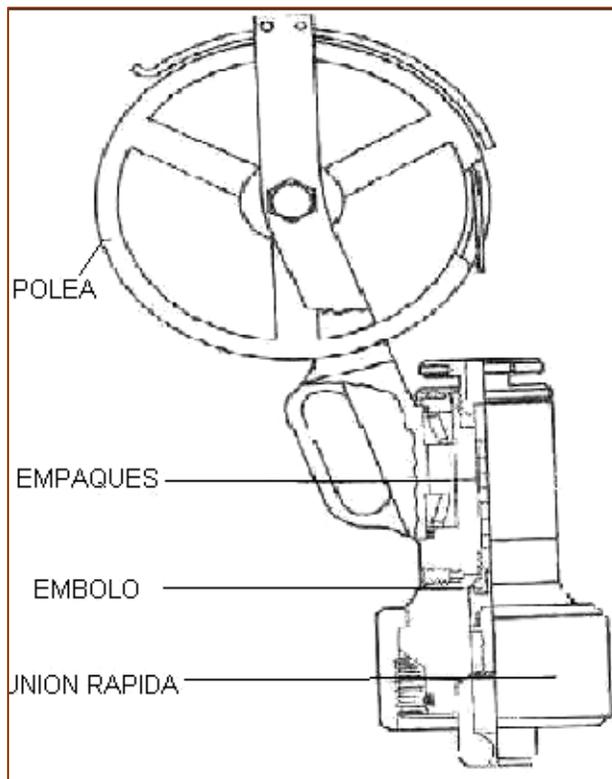


Figura 25. Stuffing Box y Polea

**TABLA 17. Datos de Ingeniería del Stuffing Box (Según Schlumberger SMP 4779)**

# Serie	P <sub>trabajo</sub> (psi)	Servicio (condición del pozo)	Conexión del Collar (in)	Diametro del Cable (in)	Peso Stuffing Box (kg.)	Diámetro de Polea (in)
M-803918	5.000	standard	5 - ACME	0.066	19	10
M-807688		H <sub>2</sub> S		0.072	22	
M-802623	10.000	H <sub>2</sub> S	5 ¾ - ACME	0.092	35	
M-838535	5.000	H <sub>2</sub> S	5 - ACME	0.105	32	16
M-838536	10.000	H <sub>2</sub> S	5 ¾ - ACME	0.108	45	16

### 2.2.9. Conexión de Cabeza de Pozo (Cross Over)

Es empleada para conectar el extremo inferior de las válvulas de Wireline al extremo superior de las conexiones del árbol y son perfectas para pozos que requieren servicios de Wireline periódicos.

### 2.2.10. Polea Viajera o Desviante (Hay pulley):

Es empleada para convertir la posición del Wireline de vertical a horizontal desde la cabeza del pozo hasta el carrete de Wireline.

Está diseñada para cambiar el punto de halado desde el tope del lubricador hasta la base del árbol y reducir la carga lateral del lubricador.

### 2.2.11. Cabeza Inyectora de Grasa (Grease Injector Head):

Esta herramienta se encuentra disponible para trabajos con presiones de 5.000, 10.000 y 15.000 Lpc en servicios normales o en ambientes corrosivos.

Posee una unión que se conecta en el extremo superior del lubricador para un fácil armado. Esta diseñada para mantener una barrera aceite/grasa que bloquea el paso del efluente del pozo alrededor del cable; además reduce la fricción ocasionada por las fuerzas de arrastre asociadas al empaquetamiento elastomérico, para lubricar y proteger el cable de la irritante y calurosa restauración de presión. Este equipo solo es útil en pruebas de S.R.O. (Surface Read Out).

## 2.3. PREPARACIÓN DE LA SARTA DE HERRAMIENTAS DE WIRELINE:

Siempre antes de iniciar la armada de la sarta básica de herramientas, se debe haber realizado lo siguiente como mínimo, para mejorar la seguridad tanto del personal como del equipo.

- Inspeccionar el Rope Socket y verificar que la conexión con el cable esté bien.
- Inspeccionar las roscas (pin y caja) de todas las herramientas y limpiarlas.
- Verificar que los fishing neck (cuello de pesca) estén limpios de arena o partículas metálicas y que estén en buen estado.

- d. Inspeccionar los martillos mecánicos verificando que no estén en mal estado (rotos, arqueados o vencidos) y que presenten facilidad al operarlos.
- e. Revisar los martillos hidráulicos, el estado de sus agujeros y verificar su correcta operación.
- f. Chequear que el movimiento de la pin-bola, en la caja de todas las knuckle Joint sea libre y apropiada.

## **2.4. COMPONENTES DE LA SARTA DE WIRELINE**

La sarta básica esta compuesta por:

- Rope socket (enchufe del cable)
- Stem (barras de peso)
- Jars (martillos)
- Blind Box
- Acelerador
- Knuckle Joint (unión articulada)
- Y la herramienta especifica para el trabajo determinado, entre las que se cuentan:
  - Pulling Tool
  - Runing Tool
  - Shifting Tool
  - Bailer
  - Gauge cutter and Swaging Tool
  - Tubing Broach
  - Arpón
  - Go-Devil
  - Herramientas de pesca, entre otras.

Estos componentes son empleados para proporcionar la fuerza necesaria para sentar, halar o hacer mantenimiento al equipo de fondo bajo presión, sin necesidad de matar el pozo.

Estos elementos también están disponibles en varias longitudes y con componentes de diferentes diámetros externos, además son compatibles con varios tamaños de tubería de producción.

De acuerdo a las condiciones del pozo, la experiencia y habilidad del operador, o los requerimientos de la compañía operadora, se puede o no incluir el martillo hidráulico en la sarta de herramientas.

Independiente de cuál sea la herramienta a correr, ésta debe llevar un fishing neck para en caso de pesca tener de donde cogerlo, por tanto ninguna herramienta debe bajarse al pozo sin fishing neck ya sea interno o externo.

Las herramientas de la sarta convencional serán descritas a continuación, dando una explicación de los principales usos de cada uno.

En su orden los elementos de la sarta convencional son:

#### **2.4.1. Rope Socket o enchufe del cable.**

Esta herramienta sirve para conectar el alambre con el resto de la sarta a bajar en el pozo.

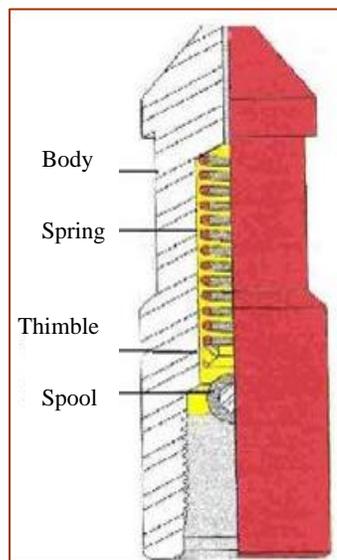


Figura 26. Rope Socket

Es la primera pieza que se coloca en todo tipo de sargas de Wireline y es la que soporta todo el peso de ella.

La conexión entre la línea de cable y la sarga es uno de los principales pasos y de mayor cuidado en las operaciones de Wireline. En la elaboración de un buen nudo se centra en gran parte el éxito o el fracaso de la operación.

Existen dos tipos de conexión entre el cable y el rope socket los cuales dependen del calibre del cable; estas dos conexiones o nudos se conocen como:

a. Conexión tipo disco (disk connection o spool type): es la conexión estándar ya que, tiene ductilidad y se emplea para cables delgados de 0.082 y 0.092 in. Entonces, se pasa el alambre por el resorte, luego por el soporta resorte, se le da una vuelta al disco y 10 a 12 vueltas alrededor del alambre. Para trabajos pesados, se dan dos vueltas al disco y 15 vueltas alrededor del alambre, por ejemplo para pescas con elevada tensión y fuerte martilleo.

Cuando hay problemas para reingresar la tubería, sobre todo en pozos desviados, el nudo se hará con una vuelta al disco y 2 a 3 tres vueltas al alambre. Es

importante y recomendable siempre hacer despacio las vueltas del alambre para evitar cristalizarlo; también, evitar hacer cortes, trocear u obturar el cable, no manipularlo con pinzas, alicates u otras herramientas que puedan afectar su continuidad y homogeneidad.

Al finalizar el nudo se debe maniobrar el disco con una llave que puede ser un hombrosolo, para hacer que este quede perpendicular al nudo (Knot) y por ende a la dirección de la línea de cable. Por ultimo se debe insertar en el cuerpo el rope socket en su orden, el aro, el resorte y el nudo junto con el disco haciendo tensión para que queden bien ajustadas las piezas.

b. Conexión tipo lagrima (wedge type): se emplea cuando se ejecutan trabajos con cables de 0,105 y 0,108 in, debido a que por su baja ductilidad no es posible enrollarlos como los cables de menor diámetro. Entonces se inicia pasando el cable por el resorte (algunos no poseen resorte), luego por la copa, se rodea el wedge de bronce en la copa de hierro apretándolo bien.

Inicialmente se hacía sin la copa de hierro, pero presentaba dificultad para extraer el wedge y cambiar el nudo, por lo que se optó por la copa de hierro que lo hace más manejable.

En las operaciones de Wireline se emplean 3 tipos de rope socket, el tipo disco, el tipo lagrima y el de cable trenzado el cual es de poco uso, estos se describen a continuación:

**Tabla 18.** Especificaciones de Ingeniería del Rope Socket Tipo Disco (según CAMCO)

DIÁMETRO OD (In)	PIEZA No.	LONGITUD (in)	FISHING NECK (OD)	CONEXIÓN DE CAJA
1	15.300	6	0,875	5/8 – 11
1 ¼	15.302	6	1,188	15/16 – 10
1 ½	15.304	6,188	1,375	5/16 -10
1 1/8	15.306	6,188	1,750	1 1/16 - 10

**Tabla 19.** Especificaciones de Ingeniería del Rope Socket Tipo LAGRIMA (según CAMCO)

DIÁMETRO OD (In)	No. SERIE	LONGITUD (in)	FISHING NECK (OD)	CONEXIÓN DE CAJA # DE HILOS
1 7/8	15.314	5	1,750	1 1/16 – 10
2 ½	15.316	6,875	2,313	1 9/16 – 10
1 7/8	15.337	7,062	1,750	1 5/16 - 10

**Tabla 20.** Especificaciones de Ingeniería del Rope Socket Tipo Standard Line o línea trenzada (según Schlumberger SMP-4780)

TIPO	DIÁMETRO OD (In)	LONGITUD (in)	FISHING NECK (OD)	CONEXIÓN DE CAJA
G-822500	1 ¼	1 3/16	9	15/16 – 10
G-822501	1 ½	1 3/8	9	15/16 - 10

El Rope Socket Tipo Standard Line (línea trenzada) es empleado para conectar un cable especial denominado cable trenzado, el cual puede ser mono o policonductor (electricline) o puede ser empleado como una línea de cable muy resistente en operaciones de Wireline (por ejemplo para pescas donde se requiera de tensiones altas).

#### **2.4.2. Stem o Sinker Bar (Barras de Peso).**

Proporcionan el peso necesario en la sarta de herramientas no solo para bajar las herramientas, sino también para efectuar operaciones con los martillos, en especial con el mecánico. Sin este peso no sería posible bajar las herramientas, sobre todo en pozos con alta presión o con fluido pesado.

El martillo podría operar sin la barra de peso, pero no tendría la contundencia y eficacia necesaria para un buen efecto; por ejemplo para instalar una válvula de gas lift o un dummy se tiene que martillar hacia abajo y si no se tienen las barras de peso, sería necesario martillar sendas veces para poder penetrar al bolsillo del mandril y tal vez no se podría hacerlo completamente hasta el no-go y por ende no quedaría bien instalada la válvula.

Por otro lado, en una prueba de presión con pozo fluyendo, se debe prestar atención al número de barras y el diámetro de ellas, ya que el flujo ejerce un empuje hacia arriba, el cual impide con facilidad que la sarta baje si no se cuenta con el adecuado peso.

Existen factores que se deben poner en práctica para escoger o determinar las barras de peso, estos son:

- Tipo de fluido
- Presión del pozo
- API del crudo
- Flujo
- Inclinación del pozo
- Estado real del drift en la tubería

Todo esto tiene una relación directamente proporcional, es así que a mayor flujo, presión, inclinación del pozo, estrechamiento del drift (por parafinas, carbón, colapsos, etc.) el peso debe ser también mayor, a excepción del API del crudo

donde la relación es inversamente proporcional; o lo que es igual, si el API es mayor, entonces, menor peso y si el API es menor, entonces, mayor peso. Además se debe tener en cuenta el tipo de trabajo, ya que es diferente sentar una válvula de gas lift de ½ “ @ una de 1”.

Como regla general se debe emplear 30 Lb. de peso por las primeras 1000 Psi y por cada 1000 Psi adicional 6 Lb. mas de peso.

Para determinar el peso de las barras en el aire se emplea la siguiente formula:

$$\frac{Peso}{Ft} = (OD_{\text{de la barra en in}})^2 \times \frac{8}{3} \text{ [Lbs]}$$

Los diámetros mas comunes son: 1 ½” y 1 ¾ “ y la longitud de 2, 3 y 5 Ft. Por ultimo se puede decir que, su importancia es grande ya que en su ausencia, el cable no se desplazaría en el pozo de forma vertical, por tal motivo tendería a enroscarse, provocando posibles pegas y/o puntos críticos en la línea provocando que posiblemente se rompa y la sarta caiga al pozo.

Por el efecto de boyanza, cuando la barra de peso es inmersa en un fluido, sufre una perdida aparente de peso, la cual es determinada por la densidad del fluido de inmersión, es así que, el peso aparente de las barras se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Peso aparente} = \text{Peso de la Barra en el aire} - (\pi * r^2 * L * d)$$

Donde: r = diámetro externo de la barra de peso (in)

L = Longitud total de la stem (in)

D = Densidad del fluido de inmersión en lb. / gal

Las barras de peso son de diferente diámetro (OD), longitud (ft) y material (Acero al carbón o Tungsteno) propiedades que se ven reflejadas en el peso de la herramienta.

**Tabla 21.** Especificaciones de Ingeniería para las barras de peso de acero al carbón (según CAMCO)

No. Serie			O.D (in)	Peso/Ft	Conexión/ # hilos	Diámetro-Fishing Neck (in)	Longitud- Fishing Neck Reach Over (in)
2 Ft	3 Ft	5 Ft					
15350	15351	15354	1.00	2.5	5/8 - 11	0.875	1.250
15352	15353	15355	1.250	4.2	15/16-10	1.188	1.500
15358	15359	15356	1.500	6.0	5/16-10	1.375	1.500
15363	15364	15360	1.875	9.4	1 1/16-10	1.750	1.500
13042	13043	13044	2.125	12.0	1 3/16-10	1.750	1.500
15365	-----	-----	2.500	16.7	1 9/16-10	2.312	1.500

**Tabla 22.** Especificaciones de Ingeniería para las barras de peso de tungsteno – extra heavy stems (según Schlumberger SMP4781)

No. Serie	O.D (in)	Peso/Ft	Conexión # hilos	Fishing Neck (in)	Longitud (in)
M-814380	1 ½	16.7	15/16- 10	1 3/8	2
M-814381	1 ½	27.1	15/16-10	1 3/8	3
M-814382	1 ½	47.2	5/16-10	1 3/8	5
M-814384	7/8	43.4	2 2/8-10	1 3/8	3
M-814385	1 7/8	76.5	2 2/8-10	1 3/8	5

Donde: -Conexión - # de hilos, es el tipo de rosca de la herramienta y el numero de hilos en pin y caja.

-Peso/Ft, es el peso por cada pie de la herramienta en lb. / ft.

Las barras de tungsteno son mucho más pesadas que las de acero al carbón y por consiguiente mucho más costosas.

### 2.4.3. Jars (Martillos).

Los martillos operan golpeando ya sea hacia arriba o hacia abajo y son el punto vital en toda operación.

Los hay de dos tipos, el stroke Jar o martillos mecánicos y el Oil Jar o martillo hidráulico.

En todo trabajo, a excepción de tomas de presión y temperatura de fondo, se coloca en la sarta el martillo mecánico, aunque éste no se emplee como en el caso del Dummy Run; y por seguridad o cuando se requiera del martillado pesado se corre con martillo hidráulico, éste solo golpea hacia arriba.

2.4.3.1. Martillo Tipo Stroke o Mecánico: se coloca inmediatamente debajo del martillo hidráulico y es muy importante en operaciones de Wireline.

Se cuenta con dos clases de martillos mecánicos a saber:

a. El Spang Jar o de expansión tipo tijera, que puede accionarse hacia arriba por la tensión en la línea del cable o hacia abajo debido al peso y a la aceleración del carrito (velocidad de la corrida).

Se debe tener especial cuidado de mantener deslizables las tijeras ya que podrían trabarse.

b. Tubular Jar o Martillo de Tubo: cumple las mismas condiciones que el spang jar pero difiere, en que es mas usado en casos especiales como pesca de alambres y se debe tener especial cuidado ya que el embolo se dobla; se emplea por lo general en pozos desviados debido a su corta longitud.

Cuando se realizan trabajos de pesca de alambre se elimina el riesgo de que al emplear el martillo tipo tijera, dicho cable se quede enredado entre las tijeras del mismo.

Por encima y enseguida del martillo se deben colocar los stems para que los golpes sean mas efectivos, sin embargo para la total eficacia se debe considerar el tipo y tamaño del martillo, la profundidad a la que se operará, la presión del pozo, la medida del alambre, la densidad y viscosidad del fluido, la inclinación del pozo, etc.

2.5.3.2. Martillo Tipo Hidráulico: este martillo trabaja por tensión, la cual es aplicada desde superficie a través del alambre. Consta de una cámara de aceite y una serie de o-rings, los cuales se deben mantener en buen estado.

Se coloca entre los stems y el martillo mecánico, su acción solo produce un golpe hacia arriba, permitiendo de esta forma halar, liberando la línea de cable y la sarta que se halle atrapada entre las paredes de la tubería.

Se emplea comúnmente en pozos donde es muy difícil obtener un buen golpe por parte del martillo mecánico; como por ejemplo, en pozos donde se presentan altas tasas de precipitación de parafinas y asfaltenos, lo cual provoca una disminución en el ID de la tubería y a su vez genera pegas que disminuyen la eficiencia del martillo mecánico.

En pozos de gas, este gas penetra en el martillo hidráulico, ocasionándole deficiencia hasta que lo traba.

Esta clase de martillo necesita de un cuidado especial, debido a que el fluido pierde sus propiedades hidráulicas por fallas en el cuerpo o porque se ha gasificado.

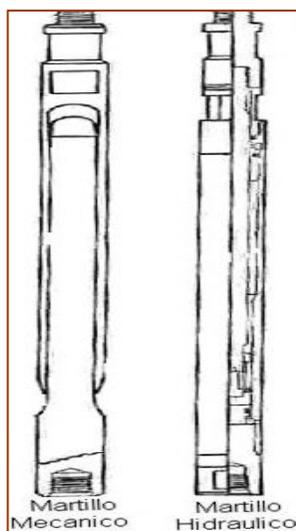


Figura 27. Martillos

#### **2.4.4. Knuckle Joint (Unión Articulada).**

Tiene un diseño de esfera y cubo que permite movimientos angulares entre el martillo y la running tool o la pulling tool para ayudar a alinearlos con la tubería de producción.

Estas uniones son muy importantes si la tubería de producción está en forma de espiral y cuando se tiene un pozo horizontal. En estas condiciones las uniones articuladas se emplean para todas las conexiones de la sarta.

Esta unión minimiza el torque del cable, haciendo girar la sarta, más no el cable, evitando de esta forma que éste se retuerza.

Sus principales características son:

- \* Permitir a la sarta cambiar de dirección un máximo de 15°
- \* Posee una capacidad de rotación de 360°
- \* posee outside Fishing Neck (Cuello de pesca externo)

Siempre se debe colocar una unión articulada inmediatamente debajo del Rope Socket cuando se estén realizando operaciones con cables lisos de 0.105 y 0.108 in o cable trenzado (stranded line) de 3/16 o 7/32 in de diámetro.

## **2.5. HERRAMIENTAS DE CORRIDA Y HALADO**

### **2.5.1. Running Tool:**

Sirve para correr una herramienta o equipo dentro del pozo e instalarlo en el punto indicado. Esta herramienta está provista de orificios, los cuales se alinean con el cuello del aparato a correr y por medio de unos pines se evita que se caiga. Luego que se ha llegado al lugar propuesto, se acciona el martillo y se rompen los pines, liberando de esta forma al objeto en cuestión. Algunos rompen los pines golpeando hacia abajo, aunque la mayoría de operadores lo hacen golpeando hacia arriba.

Los instrumentos que usualmente se corren con la Running Tool son:

- \* Lock mandrels
- \* Shifting tools
- \* Blanking Plug
- \* Plugs y Prongs
- \* Test Tool,
- \* Memory Gauges, entre otros.

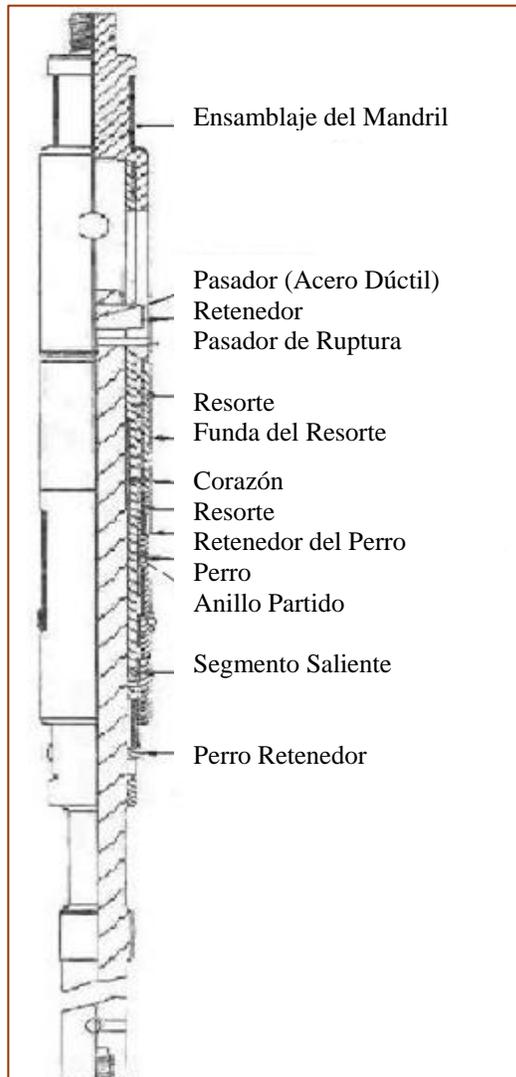


Figura 28. Running Tool

Los modelos utilizados son:

- C-1: sirve para correr los tapones y standing valve con cuello externo. Se emplea en operaciones con sillas tipo "D" y collars stop. El procedimiento a seguir en una operación con C-1 es:  
 La Running tool se inserta en el collar stop y se pina en la sección mas baja del mandril.  
 Luego de llegar a la profundidad deseada, el collar que se encuentra localizado en la sarta se ubica y se sienta aplicando una tensión hacia arriba sobre el cable.

Cuando el collar stop esté sentado, se martilla hacia arriba, rompiendo los pines, quedando libre la herramienta para ser subida.

- JC-3: se emplea para correr válvulas de gas lift y dummies de diámetro externo de 1 ½ in, con latches “R” y “RA” en mandriles tipo “MM”.
- RK-1: se emplea para correr válvulas de gas lift y dummies de diámetro externo de 1 ½ in, con latches “RK” y se emplean en pozos dirigidos.

### **2.5.2. Pulling Tool:**

Es empleada para agarrar o pescar directamente las herramientas del fishing neck, por ésto también es conocida como herramienta pescante.

La pulling tool es seleccionada para cada operación de acuerdo a dos parámetros:

- \* Reach (Alcance): es la distancia que hay entre los perros y el core. Esto depende del core length o la longitud del core o núcleo de la pulling tool.
- \* Release (tipo de liberación): el sistema se emplea para liberar o soltar lo que tiene agarrado o pegado. Existen dos tipos de release, los que liberan golpeando hacia abajo (Jar Down) y los que liberan golpeando hacia arriba (Jar Up). En los dos casos hay que romper un pin que mantiene en estado operativo la pulling tool. Este sistema de pin es de uso complementario en la mayoría de las herramientas.

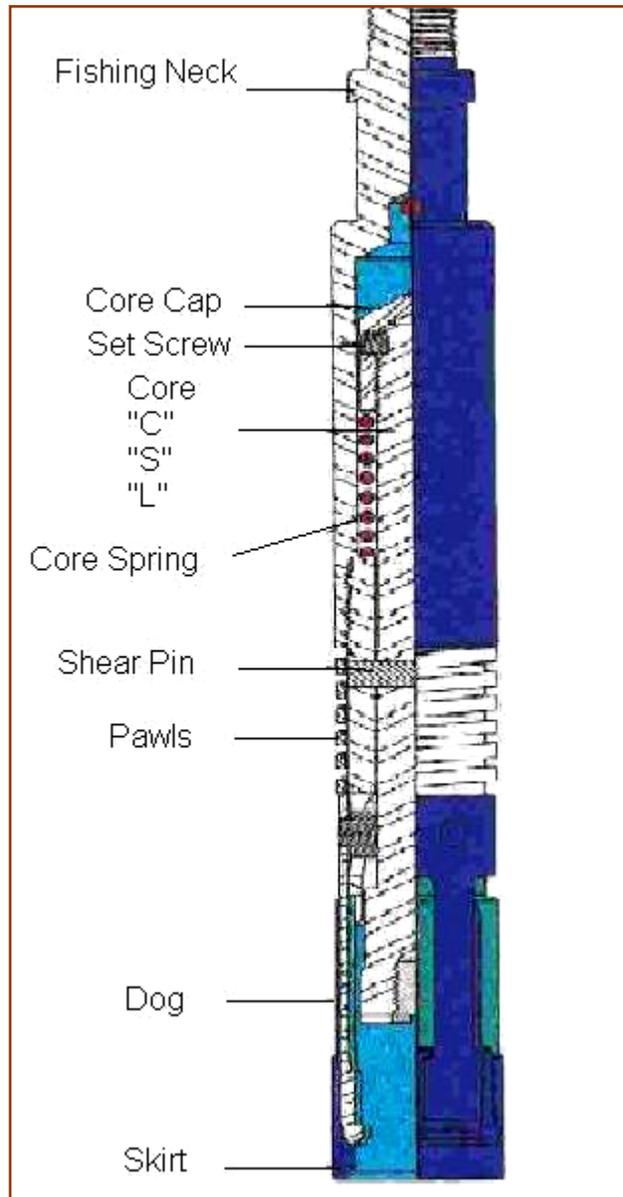


Figura 29. Pulling Tool

Existen tres clasificaciones primarias combinadas como consecuencia del mayor uso común, aunque en forma esporádica se empleen otras. Estas clasificaciones se denominan de acuerdo a su origen y marca inventora; existen dos marcas principales conocidas y de uso general en la industria petrolera mundial, con algunas excepciones estas son: CAMCO y OTIS, cada una con su propio código de letras.

**Tabla 23.** Especificaciones de Ingeniería para el Release (según API - 9A)

RELEASE		
Movimiento	CAMCO	OTIS
1. Jar Down to Shear off	JD	S
2. Jar Up to Shear off	JU	R
REACH		
Core	CAMCO	OTIS
1. Long core = Short Reach	C	B
2. Medium core = Medium Reach	S	M
3. Short core = Long Reach	L	S

Core Largo: es de corto alcance, este es el de uso generalizado o standard y los demás son variantes.

Core Medio: es de alcance medio. El CAMCO es casi similar al “S” de OTIS.

Core Corto: es el de largo alcance.

Aunque estos cores son los mas conocidos, también existen otras medidas de acuerdo al tipo de completamiento que pueda tener un pozo.

Ensamblando las letras del release con las del core se puede tener un total de 12 combinaciones así:

JDC	JUC	SB	RB
JDS	JUS	SM	RM → en reemplazo está el RJ.
JDL	JUL	SS	RS

Si se toman en cuenta los tamaños más frecuentes de pulling tools empleados en trabajos de Wireline los cuales son: 1 ¼, 1 ¾, 1 ½, 1 ⅝, 2, 2 ½, 3 y 4 in; se tiene 96 combinaciones comunes que se pueden conseguir en el mercado para seleccionar de acuerdo a sus necesidades. Cabe notar que todas estas herramientas poseen fishing neck externo.

Además, OTIS fabrica la herramienta tipo “G” que puede ser a la vez Runing o Pulling tool y no existe otra igual en las demás fabricas, el inconveniente es que es solo para operar con herramientas que posean fishing neck interno. De acuerdo al release existen dos clases:

GS: Jar Down  
GR: Jar Up

Y si se consideran los ocho tamaños más comunes, entonces se pueden encontrar 16 combinaciones en el mercado.

Siempre que se vaya a utilizar esta herramienta se deben realizar como mínimo las siguientes tareas:

- a. Examinar la pulling tool antes de correrla.
- b. Revisar los pasadores ya que generalmente se rompen
- c. Medir el alcance de la herramienta el cual se mide desde antes del extremo del corazón hasta el tope del bisel del perro.

## **2.6. HERRAMIENTAS DE SERVICIO**

### **2.6.1. Blind Box (Caja Blindada).**

Sirve como punto de impacto cuando se requiere golpear fuertemente hacia abajo con el martillo. También es empleada para empujar o conducir hacia el fondo del pozo residuos localizados en la tubería o para golpear tapones de válvulas que dificultan las operaciones.

Además, es comúnmente utilizada como herramienta de prueba para verificar la continuidad en el diámetro interno de la tubería.

Su principal característica es que: Posee fishing neck, además, es de acero, por lo que resiste fuertes impactos.

Esta caja va ubicada en la parte inferior de la sarta, debajo del martillo mecánico.

### **2.6.2. Bloque de Impresión.**

Es un cilindro pesado con pasador en la sección principal para asegurarlo al cuerpo de la herramienta, además posee en la parte de contacto una sección de plomo, cuando esta sección se sienta sobre una superficie dura y se le ejecuta un golpe, queda marcado sobre el plomo un relieve que es empleado entonces, para revelar o dar a conocer qué clase de obstrucción se encuentra en el pozo. Por ejemplo si la obstrucción corresponde a puntos característicos de arena, se bajara un sand bailer, si es un círculo es característico de un prong de tapón, se bajara una pulling tool, si es una raya típica de alambre, entonces se bajara un wirefinder o un wiregrab, y así sucesivamente para cada pescado.

Una de sus características es que es fácilmente reparado en el pozo y posee un fishing neck externo.

Este bloque se instala al final de la sarta, pero antes, debe ser revisado, reparado o rectificado cada vez que se emplee, ya que al estar usado, presentará

numerosas alteraciones en la superficie de contacto dejadas por las obstrucciones presentes en el pozo y esto puede causar confusiones al observarlo. Al sacarse el bloque del pozo se debe hacer con extremo cuidado y lentamente ya que se puede golpear con las paredes del pozo.

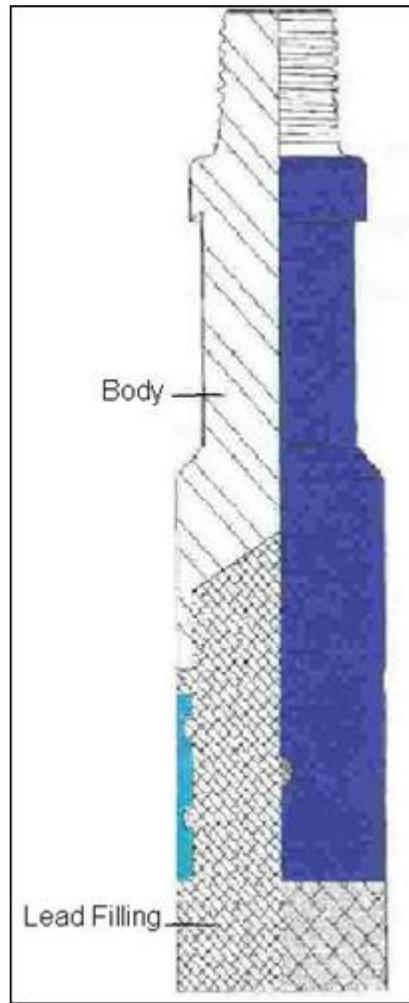


Figura 30. Bloque de impresión

### 2.6.3. Go-Devil (Diablillo).

Es un vástago rasurado que tiene un cuello de pesca. Es empleado para cortar la línea de cable dentro del pozo, sobre el tope de las herramientas, cuando estas están pegadas o aprisionadas contra las paredes de la sarta de tubería y no pueden moverse. Hacia arriba o hacia abajo, de esta forma se evita hacer pesca o recuperación de cable antes de realizar la pesca de la herramienta.

El Go-Devil opera de la siguiente forma: dentro de su ranura se coloca una pequeña tira de metal para impedir que la línea de cable se salga. El empleo de esta línea usualmente se limita a operaciones de pesca donde el receptáculo de Wireline es inaccesible y la línea debe ser cortada.

Luego de preparar el Go-Devil, se abre la válvula maestra, lo que permite que la herramienta se deslice libremente hacia el fondo del pozo, cuando ésta golpea el fondo del Rope socket se desvía hacia el centro y corta la línea, liberando así el cable. Luego este cable es retirado libre de la sarta y es enrollado en el carreto.

Para remover el Diablillo, debe armarse una nueva sarta con una pulling tool específica para conectarla al fishing neck del diablillo.

#### **2.6.4. Gauge Cutter and Swaging Tools (Cortador, calibrador y herramientas de rectificación).**

Es importante correr un cortador antes de sentar los calibradores de fondo para:

- \* Determinar si el controlador pasará libremente a través de la tubería de producción.
- \* Localizar el tope del landing nipple, si existe alguno.

La cuchilla del cortador, la cual tiene un OD mayor que el del cortador, está diseñada para raspar parafina, costra y otros despojos que puedan estar presentes en la tubería de producción.

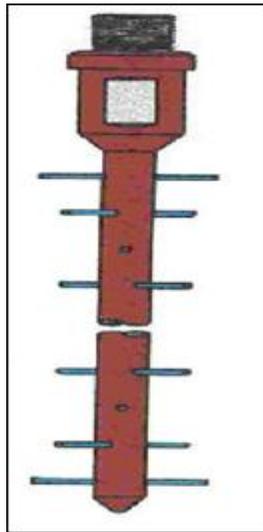


Figura 31. Limpiador de parafina

Las grandes acumulaciones de material estorboso y las obstrucciones pueden ser removidas con la herramienta de rectificación.

### **2.6.5. Aceleradores.**

Es empleado en conjunto e inmediatamente por encima del martillo hidráulico para producir golpes fuertes a profundidades someras. Esta herramienta impide que al halar la línea de cable, ésta se salga del Rope Socket, además ayudan a mantener una tensión constante cuando los martillos se empiezan a abrir.

### **2.6.6. Fishing Magnet Tool (Herramienta de pesca magnética).**

Están diseñadas para remover partes pequeñas de metal en el extremo superior de las herramientas introducidas en el pozo.

En su parte inferior posee un inserto magnético al que se adhieren piezas metálicas pequeñas que impiden el normal desarrollo de las operaciones en el pozo.

### **2.6.7. Tubing Broach (limpiador-raspador de cepillo)**

Esta formado por 3 partes principales:

\* Mandril

\* Tuerca

\* Conjunto de 3 carretes

Los carretes son afilados y cónicos, se emplean para cortar las rebabas producidas por los cañoneos, por el moho, por la curvatura o colapsos de la tubería de producción, etc.

Al correr esta pieza se debe conectar a la parte inferior de la sarta básica de herramientas y luego sí se baja al pozo.

El orden de corrida de los carretes es importante, y se debe hacer así: primero se corre el carrete de diámetro pequeño, a continuación el siguiente tamaño mayor y finalmente al correspondiente al diámetro interno de la tubería de producción.

### **2.6.8. Receptáculo de Pesca.**

Se emplea para extraer puntas con cuellos de pesca del equipo de fondo, tales como, tapones estranguladores y plug chokes.

### **2.6.9. Arpón o Agarrador de Wireline.**

Es una herramienta de pesca diseñada para extraer la línea de cable o cables rotos dentro de la tubería de producción o de revestimiento.

### **2.6.10. Test Tool (Herramienta de Prueba).**

Son herramientas de pruebas de tubería y se encuentran en 2 presentaciones:

2.6.10.1. Test Tool selectiva: se emplea para localizar huecos, escapes o filtraciones en la tubería. Esta herramienta también se coloca como empaque

hidráulico ya que, resiste presiones de trabajo relativamente altas debido a su característico diseño.

Esta herramienta es compatible con Landing nipple tipo XN, R o RN en la sarta de tubería.

También posee orificios igualadores que permiten hacer sello contra las paredes de la tubería y al mismo tiempo puede ser liberada de la tubería aplicando tensión en la línea de cable.

Se localiza en la parte baja del landing nipple y posee un movimiento ascendente por el cuerpo de la tubería, lo que minimiza el riesgo de que la test tool tropiece o se enrede con la línea de cable.

2.6.10.2. Test Tool no selectiva: También es diseñada para probar la sarta de tubería o hacer sello hidráulico y para revelar zonas de fuga o filtración por encima de las perforaciones normales o a través de las camisas de circulación.

Además, posee orificios igualadores, los cuales permiten sentarla o halarla en el momento deseado.

Esta herramienta es compatible con el landing nipple tipo No-Go en la parte inferior, lo cual permite una correcta ubicación.

Sirve además, en operaciones con altos rangos de presión.

### **2.6.11. Centralizadores.**

Estos pueden ser colocados en cualquier parte de las herramientas, pero por lo general se ubican por encima y/o por debajo de las herramientas de toma de presión y temperatura (memory Gauges o S.R.O).

Son empleados para centralizar la sarta en el pozo, ya sea en la corrida o halado de la misma.

Su funcionamiento consiste en extender o contraer los brazos dependiendo del diámetro interno de la sarta de tubería y permanecer en contacto con las paredes de la tubería durante toda la operación, manteniendo así la sarta de Wireline alejada de las mismas y evitando de esta forma ocasionar daños a la herramienta o errores de lectura en los datos:

Existen dos tipos de centralizadores:

- \* Centralizadores de rodillo
- \* Centralizadores de arco – resorte.

**Tabla 24.** Datos de Ingeniería para los centralizadores (según Lee Tool. Schlumberger)

TIPO RODILLO					TIPO RESORTE - ARCO	
Propiedad	1 3/8"	1 11/16"	2 1/18"	2 7/8"	1 3/8"	1 11/16"
Área (in) <sup>2</sup>	9 - 54.4	9 - 54.4	22.7 - 136	22.7 - 136	13.6	13.6
Fuerza	+ Kg.	+ Kg.	+ Kg.	+ Kg.	Máx.	Máx.
OD cerrado	35 mm	43	65	73	33	43
OD abierto	178mm	178	203	203	178	178
Longitud	1.16 mt	1.37	1.23	1.33	1.02	1.14
Peso	5.7 Kg.	7.4	15.8	20.1	5.4	8

**2.6.12. Tubing End Locator (Localizador del final de la tubería).**

Como su nombre lo indica, se emplea para localizar la parte final de la tubería (zapato del Tubing) en el fondo del pozo.

Posee outside fishing neck. Gracias a su diseño puede ser bajado por la tubería y al llegar al final se dispara un perro que a la vez recibe la potencia de un juego de poleas, las cuales son activadas por un resorte.

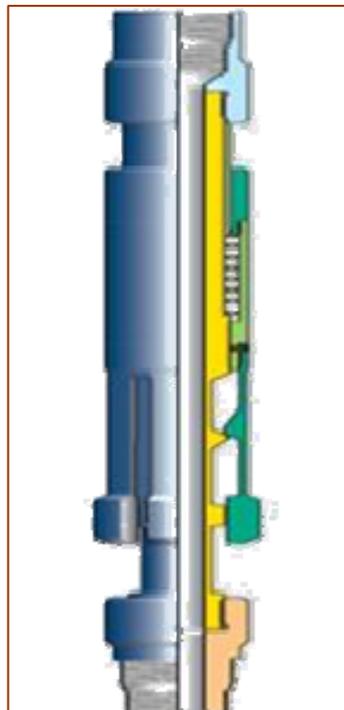


Figura 32. Tubing end Locator

Al momento de realizar cualquier operación es recomendable bajar un tubing con esta herramienta y un simple bailer, instalados en la parte final de la sarta de Wireline, esto con el fin de localizar la parte inferior de la tubería y a su vez tomar muestras de los fluidos que se encuentran allí.

Esta herramienta posee un dispositivo llamado perro, el cual se adiciona al llegar a la ultima sección de la tubería, paso que es reconocido por un ligero incremento en la aguja del indicador de peso / tensión (Martin Decker), con el dato registrado por el odómetro, se conoce la profundidad a la que está sentada la sarta de tubería.

Para liberar la herramienta simplemente se deja descolgar unos pocos pies la sarta y luego se aplica tensión fuerte hacia arriba, esto rompe el pin del perro y finalmente se retira la sarta completa del fondo del pozo.

**Tabla 25.** Especificaciones de Ingeniería para el tubing end locator (según Schlumberger SMP4785)

No. Serie	Tamaño (in)	Fishing neck (in)	Longitud (in)	Conexión # hilos	Para usar tubing (in)
M-809042	1 ½	1 3/16	10.125	15/16- 10	1 ½
M-803415	2 ½	1 3/8	10.125	5/16-10	2 7/8
M-803416	3 ½	1 ¾	10.375	1 1/16-10	3 ½
M-803417	4	2 5/6	10.375	1 1/16-10	4
M-803418	4 ½	2 5/16	10.375	1 1/16-10	4 ½

### 2.6.13. Wireline Grab.

Es empleado para pescar cable que se encuentre enrollado en el interior de la sarta de tubería o del casing.

Puede variar su diseño interno, dependiendo de la operación que se vaya a realizar, así pues, se le puede instalar insertos (prolongaciones o dientes), los normales son de 2, 4 y 6 insertos.

Esta herramienta posee cuello pescante externo y esta diseñada para acoplarse en el interior del tubing o del casing donde se esté realizando la operación; para dicha operación el Wireline Grab se instala en la parte inferior de la sarta de herramientas, luego ésta se baja hasta determinada profundidad (la requerida) y con los insertos se agarra el cable que se haya enredado o enrollado en el pozo, finalmente, se aplica tensión para sacar el pescado.

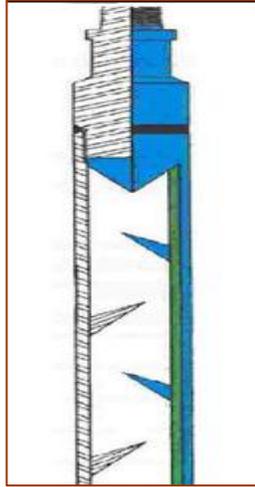


Figura 33. Wireline Grab de cuatro insertos

#### **2.6.14. Wireline Finder**

Se emplea para localizar la punta del cable roto, luego se martilla suavemente hacia abajo y se le va enrollando cable y empujando mas hacia el fondo del pozo, así se asegura que el pescado toma la fuerza y posición adecuada para que pueda ser recuperado por medio de la herramienta de pesca (Wireline Grab).

Debe tenerse precaución a la hora de escoger la herramienta con el diámetro apropiado, ya que si queda muy ligada a las paredes del tubing puede perder eficiencia en su funcionamiento.

La característica más notable del Wireline finder es que posee unas prolongaciones individuales y sucesivas en su parte inferior, las cuales permiten que el cable roto sea golpeado y empujado sin que se produzcan más puntos de ruptura sobre la línea.

#### **2.6.15. Cross over (adaptadores o Uniones)**

Se emplean para conectar dos piezas independientes del equipo de Wireline, las cuales tienen diferentes diámetros nominales y/o tipos de conexión. Algunas conexiones poseen cuello pescante.

Para su empleo, primero se deben sujetar estas uniones a la herramienta que este fija en la sarta o arbolito y luego a la pieza libre.

Los tipos más empleados son:

16/16 pin\* 11/16 Box

13/16 pin\* 11/16 Box

11/16 pin\* 13/16 Box

#### **2.6.16. Overshot (llave de posicionamiento de pesca)**

Esta diseñada para localizar y pescar herramientas que se encuentran libres de cable en el pozo.

Es importante notar que esta herramienta permite halar piezas que no poseen fishing neck y obviamente también las que si lo poseen.

Esta herramienta también posee una serie de insertos dentados que se adhieren al diámetro externo de la herramienta a recuperar.

#### **2.6.17. Running plug (Tapones de Corrida)**

Son herramientas que se corren para hacer sellos o aislar zonas, se emplean al realizar pruebas PLT (Production Logging Test).

Esta herramienta es instalada en el tope del Rope Socket y su diseño permite que la línea de cable pase a través del hueco. Luego se baja la sarta completa y se sienta el running plug en el No-Go en una pieza conocida como "Y-Tool", esta tiene forma de "Y" invertida y permite ubicar en una de sus bifurcaciones el sistema de bombeo electro-sumergible y la otra conduce directamente al fondo del pozo. Después de sentar el tapón, este hace sello en esta sección y permite que el resto de la sarta sea bajada hasta la profundidad deseada.

Al finalizar la operación se hace tensión a la línea y el Rope Socket se inserta en la parte inferior de la running plug y se hala la sarta completa.

Estos tapones no posee fishing neck por tanto si se requiere pescarlos se debe emplear para tal fin un overshot.

#### **2.6.18. Standing Valve**

Cumple la misma función que una válvula cheque y es instalada en el landing nipple o en las camisas de circulación, estas impiden que los fluidos dentro del tubing se vayan al fondo del pozo, por tanto sostienen la presión de arriba hacia abajo y no al contrario.

Por lo general se emplean para probar la tubería cuando se está completando el pozo y así verificar posibles fugas, ya sea, de la tubería, el lock mandrel o las camisas. Además, sirve de complemento cuando se están cambiando válvulas de gas lift (dummys) o sentándolas para evitar la perdida de una de estas en caso de que se desprenda.

Estas válvulas también poseen orificios igualadores que facilitan su sentado en el landing nipple e igualmente su recuperación; algunas poseen cuello de pesca dependiendo de la casa fabricante.

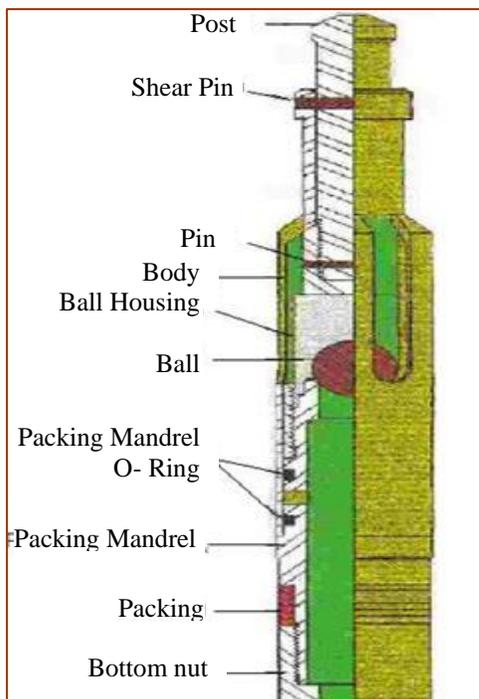


Figura 34. Standing Valve.

Los tipos más comunes son:

- a. Standing Valve tipo FB-2: son sentadas únicamente en landing nipple tipo F y sus diámetros son: 1.87, 2.25, 2.31, 2.75, 2.81, 2.92, 3.02 in, entre otros de mayor diámetro.
- b. Standing Valve tipo RB-2: son sentadas únicamente en landing nipple tipo R y sus diámetros son: 1.87, 2.25, 2.31, 2.56 in.

### 2.6.19. Tubing Stop

Este instrumento se instala en la ultima herramienta de la sarta (parte inferior). Su diseño es ideal para eliminar dificultades en los procesos de pesca a hueco abierto en el casing o en el liner.

Se divide en:

- \* Tubing Stop tipo landing nipple: tiene agarre en el Landing nipple
- \* Tubing Stop tipo llave: posee agarre en las paredes del tubing.

Esta herramienta no afecta los sellos en la sarta de tubería y tiene una excelente área de flujo a través y alrededor de ellos. Además se emplean en las siguientes operaciones:

- \* Swabbing

- \* Inspección por caliper
- \* Instalación de tapones
- \* Corrida de perforación de tubería
- \* Instalación y/o cambio de tapones de circulación
- \* Operación de colgada de medidores de presión en el fondo del pozo.
- \* Operaciones de inhibición de corrosión.
- \* Pruebas de Inspección de fondo de pozo
- \* Recuperación de válvulas de gas lift
- \* Instalación de empaques-sello en la tubería.

#### **2.6.20. Shock Absorber**

Es empleada para minimizar los efectos negativos producidos por el impacto entre los sensores S.R.O. y las paredes del tubing, donde se esté ejecutando la operación. Posee un resorte que absorbe los impactos tanto por impacto como por presión.

### **2.7. HERRAMIENTAS DE POSICIONAMIENTO**

#### **2.7.1. Shifting Tool.**

Estas herramientas llamadas también de posicionamiento, se emplean para abrir y cerrar las camisas de circulación instaladas durante el completamiento de los pozos.

Constan de una sección movable donde se encuentra el collar y otra sección fija donde van los perros. Los tamaños de diámetro nominal más comunes de las camisas son: 2 <sup>3</sup>/<sub>8</sub>, 2 <sup>7</sup>/<sub>8</sub>, 3 <sup>1</sup>/<sub>2</sub> y 4 <sup>1</sup>/<sub>2</sub> in.

Para abrir la camisa se baja la shifting tool teniendo el collar en la parte superior, al llegar a la camisa, este collar se detiene en la parte superior del seal bore, luego, con el peso de las herramientas, la parte interna del shifting tool se desliza hacia abajo accionando así los perros que a su vez enganchan la camisa. Es entonces, cuando remartilla hacia arriba hasta que la shifting tool se suelta. Luego se repite esta operación 4 o 5 veces por seguridad.

La shifting tool se suelta por 2 razones: Porque la camisa se abre o porque los pines de seguridad se rompen.

Si se nota un cambio de condiciones como presión o nivel del fluido, se sabe que la camisa se abrió. De lo contrario, una vez la herramienta llegue a superficie hay que inspeccionarla y si ésta se encuentra operativa significa que la camisa está abierta, si los perros están colgados quiere decir que se rompieron los pines, entonces se debe reparar la herramienta y bajarla nuevamente para abrir la camisa.

Para cerrar la camisa, se voltea la shifting tool, o sea se baja con el collar en la parte inferior. Al llegar a la camisa se martilla hasta pasarla, luego se sube hasta

encontrar el collar, se tensiona mas o menos 150 Lb. por encima del peso dinámico (subiendo), abriendo así los perros que a su vez engancharán la camisa; ya enganchada, ésta se martilla hacia abajo hasta que la herramienta se descuelgue, lo cual se notará en el indicador de peso. Por ultimo, se repite la operación 4 o 5 veces por seguridad.

**CARACTERÍSTICAS:**

- \* La llave de posicionamiento determina cual camisa debe ser abierta o cerrada.
- \* Estas herramientas deben ser pinadas, para ser liberadas después que cumplan su función en las camisas de circulación.
- \* Las shifting tool tienen un pin en cada uno de sus extremos, lo que permite que sea bajada al pozo y corrida por ambos lados de la pieza (dependiendo de si se van a abrir o cerrar las camisas).
  - ✓ Poseen fishing neck en ambos extremos de la herramienta.

Existen dos medidas que son vitales, las cuales se pueden revisar antes de bajar, ya que en condiciones normales ellas son definitorias en la consecución de una operación, y son: La medida del collar y la distancia del collar a los perros.

Las dos medidas son específicas para cada shifting tool; si el collar es de menor diámetro que la medida de la camisa, entonces no se puede hacer funcionar la herramienta, ya que no se detendría en la camisa. Si el collar es mucho mayor que el específico, no habría problema para abrir la camisa pero si para cerrarla, ya que es necesario atravesar la camisa para efectuar el cierre.

Con los perros es similar, entonces, si la distancia especifica de los perros al collar es menor, no se alcanza a enganchar la camisa ya que esta queda mas distante, y por el contrario si la distancia es mucho mayor, los perros se pasan de la camisa, y como al martillar estos se recogen, no llegarían a engancharla.

**Tabla 26.** Procedimientos de ajuste.

SIZE	Adjust to	Dim "A"	Collar OD	Dim "B"	1.18" 14	-
17/32	1.213	1.25	1.281	1.43	14	-
15/16	1.468	1.50	1.531	1.56	1.593	1.62
11/16	1.807	1.81	1.843	1.87	1.906	2.25
5/8	2.281	2.31	2.343	2.75	17	-
1/8	2.781	2.81	2.843	3.68	22	-
11/16	3.743	3.81	3.867	4.31	19	-
5/8	4.656	5.50	23	5.575	19	-

## HERRAMIENTAS DE MUESTREO

### **Sand Bailer (tipo A-1).**

Se emplea para remover pequeños escombros tales como, arenas, ripios, lodo, entre otros no deseados, que se encuentren en la tubería o el casing y que pueden perjudicar el normal desarrollo de las operaciones. También se emplea para limpiar los desechos de los cuellos pescantes. Esta herramienta también puede tomar muestras, aunque es muy restringido su empleo en estos casos ya que es muy inseguro.

### CARACTERÍSTICAS:

Posee fishing neck externo.

La sección superior del Sand Bailer o bomba, es igual para los dos tamaños de la herramienta (1 ¼ y 1 5/8 in). la variación que se presenta fuera del diámetro interior de la tubería donde se va a correr la prueba, es el cambio en la estructura del zapato, ubicado en la parte inferior del bailer. Las capacidades del receptáculo son de 48 in<sup>3</sup> y 94.3 in<sup>3</sup>, para los bailers de 1 ¼ y 1 5/8, respectivamente.

En cuanto a su operación, se instala el sand bailer al final de la sarta, se corre hasta llegar a la profundidad donde reencuentra la obstrucción en la tubería o hasta el fondo del pozo. Luego se sienta la herramienta y se mueve la varilla del pistón de la bomba varias veces hasta encontrar el tubo del bailer, finalmente se retira la sarta con el sand bailer, lentamente, evitando que los escombros se salgan del receptáculo hacia el fondo del pozo.

**Tabla 27.** Especificaciones de Ingeniería para el Sand Bailer (según CAMCO)

### **Pieza OD**

**(in) Longitud**

**Operando Fishing neck**

**(in) Conexión** 15630 □ 1 3/8 □ 80500 □ 1.188 □ 15/16 -  
10 □ 15632 □ 1 3/4 □ 80500 □ 1.375 □ 15/16 – 10 □ □

### **Hydrostatic Bailer**

Se emplea para remover restos de alambre, cañones o arenas que se

encuentran alrededor del cuello pescante de la herramienta que va a ser halada.

Posee una cámara o receptáculo que se encuentra a presión atmosférica, la cual es abierta y permite el ingreso de los residuos y de los fluidos del pozo, debido a que la presión del yacimiento es mayor que la presión a la que se encuentra la cámara del hydrostatic bailer.

Posee fishing neck externo.

La operación es similar a la de la herramienta anterior, se ubica la herramienta al final de la sarta, se corre hasta la profundidad del servicio, luego se martilla hacia abajo para romper el disco del bailer, así se abre la cámara y permite el flujo de escombros y fluidos hacia su interior; después que estos han ingresado se aseguran por medio de una bola de acero inoxidable. Luego se hala lentamente evitando que la cámara se abra.

**Tabla28.** Especificaciones de Ingeniería para el Hydrostatic Bailer (según CAMCO)

**Pieza OD**

**(in) Stroke Fishing neck**

<b>(in) Conexión</b>	<b>longitud</b>	<b>Abierto</b>	<b>Cerrado</b>	<b>15626□1</b>
¼□24□1.188□15/16	- 10□139□115□□15629□1	5/8□24□1.375□15/16	-	
10□140□116.31□□				

**Sample Bailer.**

Se emplea para remover restos de alambre, cañones o arenas que se encuentran alrededor del cuello pescante de la herramienta que emplea junto con el tubing end locator, para tomar muestras de arena y/o fluidos del pozo.

Posee una bola de acero inoxidable colocada sobre un soporte o asiento la cual sirve como sello al retener las muestras de fluidos en la cámara del sample Bailer.

No posee fishing neck externo.

**OPERACIONES CON EQUIPO DE WIRELINE**

a. Aspectos de seguridad en operaciones con wireline: La seguridad debe ser el primer aspecto en importancia en toda operación y es responsabilidad directa tanto de ingenieros, operadores y auxiliares como de todo el personal que de uno u otro modo tenga relación con este tipo de procedimientos.

Al llegar al pozo, se debe determinar la dirección del viento y situar la

unidad de wireline en sentido contrario, siempre y cuando sea posible. Para la seguridad en carretera es importante tener en cuenta las restricciones de velocidad en las diferentes vías.

Todas las personas involucradas en la operación, deben conocer la ubicación exacta de las alarmas en el pozo y su funcionamiento, además deben estar al tanto de las vías de evacuación en caso de presentarse una eventual emergencia en el pozo.

Tanto la sarta de herramientas, como la línea de cable deben ser protegidas, dependiendo de las condiciones del pozo, tales como: alto grado de corrosión, presencia de arenas, precipitación de parafinas tramos de tubería colapsados o rotos y presencia de gases tóxicos, especialmente H<sub>2</sub>S.

Las alarmas y equipos de detección de H<sub>2</sub>S deben ser adecuadamente seleccionadas y localizadas en sitios estratégicos alrededor del pozo. Su punto de instalación debe ser conocido por todo el personal.

La unidad de Wireline debe ubicarse en terreno plano y firme aproximadamente a 30 – 40 ft. de la cabeza de pozo (dependiendo de la disponibilidad del espacio). Verificar que no exista la posibilidad de que la unidad se entierre, deslice o se mueva al ser operada.

Aislar la unidad donde se realiza la operación, empleando cintas de protección (amarilla y negra) al igual que señales de advertencia por lo menos 10 a 15 ft de la línea de cable. Es importante prevenir a todo el personal que no se puede caminar debajo de la línea, ya sea que el cable se encuentre estático o en movimiento.

Cuando se realice cualquier operación, por sencilla que parezca, se deben instalar extintores de fuego, por lo menos dos, uno a cada lado de la línea de cable y como máximo a 15 ft. de la misma.

Revisar antes de salir de la base el estado mecánico del equipo, el estado del cable y todas las herramientas. Tener especial cuidado con las conexiones (pin y caja) de las herramientas, sus roscas deben estar limpias para que puedan estar unidas correctamente unas con otras y así brindar seguridad a la operación.

Cuando se vaya a iniciar una operación y se encuentre la sarta de herramientas dentro del lubricador, en posición de ser ingresada al pozo, debe instalarse las BOP's con su respectivo cross over, de forma correcta y fuerte al arbolito y sus ranas deben estar totalmente abiertos.

Cuando se abra la válvula maestra, hacerlo suave, asegurándose que la presión por encima y por debajo de la válvula esté compensada. Luego permitir el paso de presión lentamente hacia el interior del lubricador, previniendo inconvenientes en la operación.

Llevar al pozo repuestos de todas las herramientas y equipos, en especial un manómetro, un indicador de peso/ tensión (Martin Decker) y mangueras para el hidráulico.

Al ajustar las piezas de la sarta, se deben colocar las llaves aproximadamente a 5 cm. a ambos lados de la conexión, ajustándolas en sentido contrario (forma de tijera), asegurando de esta forma que los dedos del auxiliar no sean atrapados y puedan ser lesionados cuando las llaves se deslicen.

En todas las operaciones, pero especialmente en pozos que presenten altas presiones de trabajo, se debe observar continuamente la caja de empaques (Stuffing Box) y darse cuenta si hay escape, de ser así, ajustar los packins de esta caja por medio de la bomba hidráulica manual, situada cerca de la cabeza del pozo.

Se recomienda antes de realizar cualquier operación de wireline, verificar el estado interno de la sarta de tubería, ya sea con la dummy run o bajando un cortador al pozo.

Se debe llevar un registro real de las horas de trabajo y los tipos de operación que se han realizado con cada carrito de cable, ya que este se va debilitando en su estructura, y así poder prever fallas en la operación, si se reemplaza a tiempo.

Cuando se esté realizando una operación de halado o de pesca, debe disminuirse la tensión y la velocidad de enrollamiento del cable, cuando la parte superior de la sarta (Rope Socket) este por llegar al tope del lubricador, esto debe hacerse como mínimo a 50 ft. del punto estimado de contacto; así se evita una posible ruptura en la línea con los respectivos daños en la herramienta.

Cuando se dejen herramientas suspendidas en el pozo (por ejemplo memory gauges), se debe enrollar cinta preventiva a lo largo de la línea, desde la unidad hasta el arbolito, así como instalar las respectivas señales informativas.

Cuando se haya terminado la operación, se debe cortar el cable aproximadamente a 2 ft. del Rope Socket utilizado, teniendo la precaución de agarrar ambos extremos de la línea, ya que esta tiende a adquirir su forma inicial y puede provocar lesiones al personal que ejecuta el corte.

**b. Información requerida en las operaciones con equipos de wireline:**

Esta información es requerida para facilitar las operaciones con wireline y debe ser suministrada en su totalidad por la compañía a la que se le presta el servicio.

Nombre de la compañía y dirección.

Persona o sección autorizada que solicita el servicio.

Numero telefónico.

- ✓ Tipo de operación a realizar y las posibles alternativas.
- ✓ Nombre y/o número de pozo.
- ✓ Nombre del campo.
- ✓ Presión de la tubería en superficie.
- ✓ Presión del casing en superficie.
- ✓ Tamaño, peso y tipo de conexión de la tubería.
- ✓ Tamaño, peso y tipo de conexión del casing.
- ✓ Tipo de conexión en el tope del arbolito
- ✓ Nomenclatura exacta del Completamiento del pozo y equipos; profundidad de los landing nipple, empaques, válvulas, etc.
- ✓ Hora de llegada requerida
- ✓ Número y tipo personal, y sitio donde se debe reportar la unidad.
- ✓ Localización del pozo
- ✓ Profundidad a la que se encuentran las perforaciones del pozo.
- ✓ Condiciones especiales del pozo como: parafinas, arenas, junks (desechos metálicos), obstrucciones, desviaciones excesivas, colapsos en la tubería, entre otras.

### **2.9.1. Sentada y Pesca de Valvulas de Gas Lift:**

La sentada y recuperación de válvulas de gas lift es una de las funciones más importantes de los equipos de wireline.

(En esta sección no se mencionará la sarta básica de herramientas, ya que se entiende que se debe colocar en toda operación.)

El equipo de wireline empleado para pescar y sentar válvulas de gas lift es:

- **Kickover tool:** son empleados, bien sea para alinear la válvula (sentada) o la pulling tool (recuperación) con el latch específico. En todos los mandriles los kickover brindan la posibilidad de orientar las herramientas en la posición correcta, en relación con el bolsillo lateral del mandril. Los modelos antiguos de kickover, no tienen orientación hacia el bolsillo del mandril, al contrario usan resortes centralizadores (kickover tool tipos CAMCO desviados o con ángulos muy pronunciados).
- **Runing Tool:** encajan perfectamente en el latch de la válvula de gas lift. La herramienta va adecuadamente pinada y se conecta por debajo del kickover en la sarta de herramientas.

- **Pulling Tool:** se selecciona para conectarse con el tipo de latch que se utilice, la pulling tool se conecta con el kickover tool para poder recuperar la válvula de gas lift.
- **Latch:** es diseñado para atornillarse a la parte superior de la válvula de gas lift y facilitar el agarre para su instalación o para su agarre.
- **Spacer Bars:** se requiere en pozos que presentan algún tipo de desviación, se coloca entre la pulling tool y el kickover para que pueda existir conexión con el tope del latch.

Datos acertados acerca de la configuración y distribución de los mandriles en el pozo pueden reducir potencialmente los problemas con las válvulas de gas lift, si se logra predecir la correcta barra de espaciamento que debe utilizarse en función de las características del pozo.

Los mandriles mas comúnmente utilizados por la industria del petróleo son de marcas: CAMCO (tipos G, K y M) y los OTIS (tipos TG, HSTG).

**Tabla 29.** Especificaciones de Ingeniería para los Kickover Tool (según CAMCO)

Kickover	SPM	Latch	Running Tool	Pulling Tool	P.S.*
OK -1	KBMG	BK - 2	JK-A	1 ¼ JDC	XX
OK-6	KBUG	BK - 2	RK-1	1,66 SM	XX
OM-1	MMG	RK	RK-1	1 5/8 JDC + ■	11 – 1 ¼
R	MMA	RA	JC-3	2" JDC 2" SB	20 9/16
L	KBUG MMA	BK – 2 RA	JK-2 JC-3	1 ¼" JDC 2" JDC-SB	XX 4 ¾
L-2D	MMG	RK	RK-1	Δ	4 ¾

Δ → 1 5/8 JDC + Core extension 1 ½" SB

■ → Core extension 1 ½" SB

Donde:

SPM: Side Pocket Mandrel

Latch: tipo de latch a emplear

PS\*: Space Bars, posible uso en pozos desviados.

#### 2.9.1.1. Sentada de Válvulas de Gas Lift:

Inicialmente se debe inspeccionar que el tamaño del kickover y el latch sean apropiados conforme al tamaño del bolsillo lateral del mandril y luego pinar el latch a la running tool escogida.

Luego se deben seguir los pasos que se listan a continuación:

- Bajar la sarta básica, además del kickover, la running tool y el latch, y dirigir la válvula de gas lift hacia el bolsillo lateral del mandril.
- Empleando la grúa del kickover, se hace rotar la válvula hasta que quede frente al bolsillo del mandril, colocándolo sobre el no-go en la ranura.
- Proceder a tensionar (hacia arriba) aproximadamente 80 Kg. Hasta localizar la válvula de forma apropiada dentro del bolsillo.
- Descargar la válvula en el bolsillo lateral.
- Martillar suavemente hacia abajo hasta que la válvula quede firme y sentada en el bolsillo. La potencia en el martillo depende del criterio del operador.
- Luego de sentar la válvula, por medio de un martillo se dá un golpe ascendente, se rompen los dos pines superiores de la running tool al igual que el pin interno ubicado en el martillo al golpear contra la ranura del no-go, luego se procede a sacar la sarta.

#### 2.9.1.2. Halado de la Válvula de Gas Lift:

Se debe conectar la pulling tool apropiada al kickover requerido para soltar la válvula de gas lift. En pozos altamente desviados, donde la barriga del mandril del bolsillo lateral se une hacia el costado de mayor inclinación, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Revisar los datos de la historia del pozo para saber las dificultades que pueda presentar la operación.
- Emplear una barra espaciadora, según las dificultades previamente establecidas para empatar o conectar apropiadamente la pulling tool con el latch ubicado en la parte superior de la válvula de gas lift, previniendo complicaciones en la operación.

La secuencia en la operación es la misma que para una running tool, la diferencia es que al halar la herramienta, el golpe o patada del martillo se da hacia abajo, con lo que se rompen los pines de la pulling tool, agarrando la válvula de gas lift por el latch y luego se procede a retirarla del fondo del pozo.

\* Válvulas Dummy: Estas válvulas son empleadas para cerrar o interrumpir la comunicación de la tubería con el anular a través de los mandriles, además para cerrar los orificios en los bolsillos laterales del mandril durante el completamiento, y también permiten pruebas de presión en la tubería.

Los mandriles de bolsillo lateral a los que se les instalan válvulas dummy pueden ser probados en superficie antes de bajarlos al pozo. Esta prueba consiste en instalar la válvula dummy en el mandril, hacer sello e ir incrementando la presión del fluido de prueba.

Las válvulas dummy sentadas en el bolsillo lateral del mandril, permanecen en su posición hasta que se requiera la instalación de una válvula de gas lift, las cuales optimizan la rata de producción del pozo.

Las válvulas Dummy más comunes son:

- Tipo E (1"): se corre con latch BK-2 en un mandril tipo KB
- Tipo DKO\_1 (1"): se corre con un latch integral.
- Tipo RD (1 ½"): se corre con un latch R o RA en mandril tipo MM.

Estas válvulas poseen un dispositivo ecualizable que permite el balanceo de la presión diferencial antes de ser halada o sacada del bolsillo lateral del mandril, lo que facilita su receptáculo.

### **2.9.2. Apertura y Cierre de Camisas de Circulación (sliding sleeve):**

Las camisas de circulación, son corridas y sentadas en el pozo con la sarta de tubería, y son dispositivos bien sea de comunicación o aislantes de zonas productoras.

Dichas camisas de circulación pueden ser abiertas o cerradas mediante las operaciones de Wireline.

El diseño de estas camisas es tubular y son acopladas a la sarta por medio de crossover. Son construidas con un material resistente no corrosivo y equipadas con hombros de posicionamiento, los cuales hacen que el shifting tool sea dispuesto correctamente durante una operación de cerrada o abierta de camisas de circulación. Además, estas camisas son hechas con ranuras, las cuales se abren o cierran dependiendo el requerimiento de la operación.

Es posible instalar tantas camisas como lo requiera el diseño del completamiento del pozo, y los procedimientos de Wireline permiten que estas herramientas sean operadas selectivamente.

#### **2.9.2.1. Apertura Generalizada de Camisas de Circulación:**

- Se arma la sarta básica de herramientas, luego se localiza en su parte inferior el shifting tool apropiado para abrir la camisa de circulación, y se procede a bajar tomando el dato de tensión debido al peso de la sarta, aproximadamente 20 Ft por encima del sitio donde esta ubicada la camisa.
- Al momento en que la aguja del Martin Decker registre una considerable caída, será indicio de que se ha llegado al tope de la camisa. Se debe golpear con el martillo mecánico hacia abajo hasta que la herramienta de posicionamiento sobrepase la camisa y se vuelva a obtener aproximadamente el mismo peso estático que se tenía antes de llegar a la camisa de circulación.
- Se tensiona la nueva línea y se coloca la shifting tool en posición para abrir la camisa cuando se rompa el pin, se debe volver a subir y bajar, libremente para confirmar que la camisa se encuentre totalmente abierta.

#### 2.9.2.2. Apertura de Todas las Camisas de Circulación:

- Inicialmente se debe verificar los tipos de camisas de circulación que se encuentran instaladas en el completamiento del pozo y así poder escoger la shifting tool apropiada.
- Luego se debe bajar la shifting tool, acompañada de un juego de llaves estándar.
- Se baja hasta la primera camisa (observando el indicador de peso, por diferencia en la tensión). Si hay presión diferencial, permitir a la camisa permanecer en la posición compensada antes de abrirla y seguir con la próxima. Las camisas de circulación son abiertas, dependiendo del tipo que sean, algunas abren bajando (desenrollando la línea) y otras lo hacen subiendo (tensionando el cable).

#### 2.9.2.3. Cierre Generalizado de Camisas de Circulación:

- Localizar en la sarta básica de herramientas la shifting tool apropiada para cerrar la camisa, y colocarla en posición correcta (hombros hacia abajo).
- Se revisa el peso estático de la sarta completa antes de llegar a la camisa (observar el indicador de peso)

- Se sobrepasa la camisa suavemente (disminución en el marcador de peso), luego se devuelve y se tensiona, para verificar que los perros de la shifting tool estén bien agarrados (enganchados).
- Luego se acciona el sistema de cerrado de la camisa con los perros, se tensiona a un peso mayor del que se había observado para que el martillo hidráulico se accione o en un caso dado se puede golpear con el martillo mecánico, hasta cuando la herramienta pase totalmente a través de la camisa de circulación.
- Se baja de nuevo para verificar que la camisa quede bien cerrada, se comprueba con los datos de presión y nivel de fluido si es posible.

#### 2.9.2.4. Cierre de Todas las Camisas de Circulación:

- Inicialmente se verifican los tipos de camisas que se instalaron en el completamiento del pozo y según esto, se escoge la shifting tool apropiada para el cierre.
- Se baja la shifting tool con un juego de cuñas estándar, las cuales van con su cuerpo sustituto enroscado dentro del acople giratorio de la sarta de Wireline.
- Al llegar a cada camisa, esta es cerrada y la shifting tool se libera para continuar hasta la próxima camisa

#### 2.9.2.5. Cierre de una Camisa o un Grupo de Ellas (SELECTIVO):

- Se sigue el primer paso del procedimiento anterior.
- Luego se arma la sarta básica y se conectan las shifting tool con un grupo de cuñas selectivas, escogidas para la operación.
- Se baja la shifting tool unos pocos pies por debajo de la camisa mas profunda que va a ser cerrada (observar el estado mecánico de los pozos)
- Se golpea hacia arriba, hasta que la aguja indicadora del Martin Decker registre suficiente tensión (criterio del operador). Esto indica que la camisa ha sido cerrada; no se debe martillar excesivamente, ya que se puede romper el pasador imposibilitando a la shifting tool cerrar las demás camisas y por tanto seria necesario otra corrida.

#### 2.9.3. Sentada y Desasentada de Tapones:

Los tapones de Wireline se utilizan para sellar o aislar zonas de interés o para asegurar un pozo (en caso de no existir válvula de seguridad instalada en el pozo, la cual se coloca generalmente entre los 100 y 400 Ft de profundidad). Estos tapones soportan la tensión e impiden que haya contacto entre fluidos de zonas distintas; son sentados e instalados en los landing nipple (tapones tipo OTIS) o en los setting nipple (tapones tipo Baker), estas herramientas permiten que los tapones se localicen en la posición adecuada para ejercer su función en el pozo.

Los tapones mas empleados en las operaciones de Wireline son los tipos X, XN de OTIS y los R y F de Baker.

Los tapones se escogen, dependiendo del diámetro de la tubería de producción, además del estado mecánico del pozo, es decir de la distribución y los tipos de camisas de circulación y landing nipple o setting nipple y del ambiente del yacimiento, la presión y grado de corrosión, entre otras.

Estos tapones son denominados por medio de letras y algunos llevan un numero adicional (época de fabricación).

La primera letra indica en que landing nipple puede ser instalado, y la segunda letra muestra el tipo de seguro de dicho tapón.

Ejemplo:

Instalación de un tapón tipo FSR:

La letra F indica que es para instalarlo en un landing nipple tipo F

La letra S indica que el seguro es de cuatro patas.

La letra R indica que el tapón es abierto y que para recuperarlo hay que romper un equalizing plug por medio de un prong.

Todos los tapones poseen un orificio que sirven de igualador y dos sets de chevron packing, uno con la "V" orientada hacia arriba para sostener la presión hidrostática y el otro con la "V" hacia abajo para sostener la presión procedente de la formación, así se aísla cualquier comunicación con la zona taponada.

2.9.3.1. Tapones Tipo X (OTIS):

Su principal característica morfológica es que el bisel de los perros presenta una inclinación de 90° y posee cuello de pesca interno.

SENTADA: se conecta el tapón a la sarta empleando una running tool apropiada.

Luego se baja todo el conjunto hasta el sitio donde se localiza el landing nipple, disminuyendo la velocidad de corrida, aproximadamente a 200 Ft por encima del punto de contacto estimado con la herramienta de asentamiento.

Se continúa con el descenso lentamente hasta que la aguja del indicador de peso/tensión, registre una caída fuerte (disminución de tensión), punto en el cual se ha alcanzado la parte superior del landing nipple.

Si el tapón no pasa libremente a través del landing nipple, debe martillarse suavemente, hasta que el Martin Decker registre una elevación en la tensión (el tapón sobrepasado el cuerpo del landing nipple).

Luego se deja que la sarta se dirija hacia el fondo del pozo, de 5 a 10 Ft por debajo del landing nipple; seguidamente se aplica tensión a la línea del cable, halando la sarta completa hacia la superficie, donde los perros de la runing tool chocan con el bisel del landing nipple, accionando así el sistema selectivo que permite que los perros del tapón se expandan. Luego se tensiona hasta la parte inferior del tapón, se localiza aproximadamente a 5 Ft del landing nipple, se baja de nuevo el tapón, se martilla hacia abajo y se rompe el pin inferior de la runing tool; seguidamente, se tensiona de nuevo y se observa el martin decker, si se registra una tensión por encima de las medidas anteriores, es indicio de que el tapón a quedado sentado.

Por medio de una nueva tensión un poco más fuerte (criterio del operador), se rompe el pin superior y se libera la runing tool del tapón. Es importante que los orificios igualizadores del tapón, estén totalmente libres de fragmentos o suciedades, para permitir el paso de fluidos y de presión hacia la zona superior.

Luego, se retira la sarta del pozo, se baja la x-prong la cual posee cuello de pesca externo, además de 12 empaques que hacen sello en los orificios igualizadores del tapón. Por medio de un leve martilleo, se sienta firmemente el X-Prong y se rompe el pin de seguridad de la pulling tool, de esta forma, ya se han aislado las zonas de interés y se retira la sarta de herramientas del fondo del pozo.

DESASENTADA: luego que el tapón ha cumplido su función en el pozo, debe ser retirado del mismo para continuar con el normal desarrollo, seguidamente, se arma la sarta básica, se conecta en su parte inferior una pulling tool tipo SB o JC-3; luego se corre la sarta con la pulling tool y se conecta el cuello de pesca externo de la X-Prong, se hala aplicando tensión fuerte en la línea. Finalmente se saca el conjunto hacia superficie.

Después, se retira la pulling tool tipo SB o JC-3 y se conecta una nueva tipo GS, la cual es una herramienta que se instala en el cuello de pesca interno del tapón; se baja nuevamente la sarta al pozo, se conecta el tapón a la pulling tool, se asegura y se hala hacia superficie, quedando así comunicadas las zonas adyacentes.

NOTA: los tapones tipo XN (OTIS) tienen el mismo principio de funcionamiento del tapón tipo X, pero difieren en su diseño, ya que el tipo XN tiene como principal característica que el bisel de los perros, presenta una inclinación de 45° y posee un ensanchamiento en el cuerpo, que hace las veces de no-go, el cual impide que la herramienta pase libremente por el landing nipple.

#### 2.9.3.2. Tapones Tipo F (BAKER):

Su principal característica es que posee un ensanchamiento o no-go en la parte superior del cuerpo y que, tanto el prong como el cuerpo del tapón poseen fishing neck externo.

SENTADA: se conecta el tapón a la sarta, usando una runing tool tipo C-1. Para pinar el tapón a la runing tool, se emplean 3 pines, dos de hierro (parte inferior) y uno de Aluminio (parte superior).

Se baja todo el conjunto al sitio donde se localiza el landing nipple tipo F, cuando se esté bajando, tanto los orificios ecualizadores de presión, como los perros deben ir abiertos.; se corre con la precaución de bajar la velocidad de corrida aproximadamente 200 Ft por encima del punto de contacto estimado con la herramienta de asentamiento.

Se registra la tensión unos pies antes del contacto estimado con el setting nipple y se apunta este dato tanto bajando como subiendo, se continua bajando lentamente, hasta que la aguja del Martin Decker registre una caída fuerte, punto en el cual se ha alcanzado la parte superior del landing nipple.

El no.go del cuerpo del tapón impide que éste pase libremente a través del nipple, además, activa el sistema de agarre, cerrando los perros y asegurando el tapón.

Luego se aplica tensión, hasta romper los pines de la runing tool, liberando la sarta y taponando los orificios ecualizadores. Así queda sentado el tapón, finalmente se hala el conjunto hasta superficie.

DESASENTADA: se arma la sarta básica de herramientas, conectando en su parte inferior una pulling tool tipo SB o JDC.

Se corre la sarta con la pulling tool y se conecta con el cuello de pesca externo del Prong (el cual va pinado al cuerpo del tapón). Se hala aplicando tensión sobre la línea, con lo cual se rompen los pines del prong, liberándolo y permitiendo que sea halado hasta superficie.

A la sarta anteriormente halada, se le retira el prong y a la misma pulling tool se le enrosca un B-Probe el cual se baja hasta el tapón; este B-Probe entra en el tapón y cierra los perros al mismo tiempo que la pulling tool se agarra del cuello de pesca externo del tapón, luego se tensiona hasta superficie, en este momento se ha liberado el tapón del pozo, quedando así, comunicadas las zonas adyacentes.

NOTA: los tapones tipo R (BAKER) cumplen la misma función que los tipo F, aunque su principal característica es no poseer ensanchamiento en el cuerpo y que, tanto el prong como el cuerpo del tapón poseen fishing neck externo.

#### 2.9.4. Procedimientos de Pesca:

Una operación de pesca consiste en recuperar ya sea una herramienta o un pedazo de ella que se ha quedado en el fondo del pozo al romperse la línea de cable de la herramienta al quedarse adherida (pegada a las paredes del pozo) o enredada en el alambre, o en general cualquier objeto extraño que se encuentre en el pozo y que perjudique el normal desarrollo de las operaciones.

Cuando se arma una sarta, todas las herramientas deben tener cuello de pesca "fishing Neck". Ninguna herramienta debe bajar al pozo sin estar provista de este cuello.

Toda operación de Wireline es riesgosa y por tanto existe la probabilidad que se presenten rupturas en el cable o en las herramientas, produciendo un pescado; existen condiciones especiales en el pozo que facilitan estas rupturas, entre las que se encuentran:

- Altas presiones de trabajo.
- Altas ratas de precipitación de parafinas
- Alto contenido de arena
- Obstrucciones, como colapsos en la tubería y junks
- Desviaciones altas.

A continuación se listan algunos ejemplos comunes de pesca:

- Cuando el alambre se rompe justo encima del rope socket: entonces se retira totalmente el alambre del pozo y se arma una nueva sarta que tenga una pulling tool que se ajuste al fishing neck del rope socket. Se baja la sarta y se baja el pescado.
- Cuando el alambre se rompe aproximadamente a un pie arriba del rope socket: se procede a cortar en el borde de la pulling tool una ventana, para que se acomode en ella el pedazo de alambre; se trabaja sobre el pescado la nueva sarta hasta que se agarre y se hale fuera del hueco. La pulling tool con ventana solo sirve en este tipo de pesca.
- Cuando la herramienta se pega en el pozo (sin poder accionar los martillos): Esto se produce por lo general por precipitación de parafinas, por acumulación de arenas en las paredes de la tubería o por cauchos, entre otras. Para pescarla se procede a armar una barra de corte (cutter bar) con: rope socket, sinker bar (stem) y blind box (caja blindada). El sinker bar se selecciona de acuerdo a la clase de fluido que se encuentre en el pozo, si es gas, la barra no debe ser mayor de 3 Ft de longitud; si es lodo de perforación, la barra tener una longitud aproximada de 50 Ft.

El blind box se selecciona de tal forma que el diámetro exterior del tubing sea menos de la mitad del diámetro externo del rope socket.

Por ultimo se deja caer libremente el cutter bar a través del lubricador, el cual caerá con fuerza hasta el rope socket del pescado, doblando el alambre a 90°, seguidamente se halará y el alambre se romperá, luego se saca el alambre, se pesca el cutter bar y finalmente el pescado.

El cable debe estar distensionado para que el cutter bar pueda doblar o cortar el cable.

- Cuando el alambre se rompe en superficie: se une el alambre con un buen nudo y se enrolla en el tambor.
- Cuando el alambre se rompe dentro del pozo: se presenta por excesiva tensión o por desgaste en el cable: Se procede a enrollar el cable restante, luego se arma una sarta nueva y se baja cuidadosamente con un *Wirefinder* el cual cogerá como máximo el primer pie de alambre, y si se cuenta con suerte se podrá sacar el pescado. NO SE DEBE BAJAR EL *Wirefinder* por debajo de este nivel, pues el objetivo de este es determinar la profundidad exacta del alambre. Luego de que esta profundidad es determinada, se retira esta sarta y se baja una nueva con un *Wiregrab* hasta la profundidad determinada anteriormente y se trabaja hasta coger el cable, finalmente se hala el pescado.
- Cuando cae arena sobre la sarta y esta se pega (los martillos se bloquean): se presenta por lo general en pozos con formaciones no consolidadas. Para pescarla se arma el go-devil y se deja caer sobre la arena, teniendo en su interior el cable, este debe estar tensionado para permitir que el go-devil baje fácilmente por él, luego se suelta el cutter bar con cable distensionado para poder doblarlo y cortarlo, se hala el alambre, se pesca el cutter bar y luego el go-devil, se desarena con los sand bailers, se baja el bloque de impresión, finalmente con los datos del bloque de impresión, se procede a pescar la sarta atrapada.
- Cuando se saca un tapón sin igualar presión: la sarta se enreda en la línea de alambre que ha formado una bola muy fuerte. Para solucionar esto, se deja caer el go-devil hasta la bola que ha formado el alambre, se deja caer el cutter bar, se corta el alambre y se saca, se pesca el cutter bar/go-devil, se baja el *Wirefinder* para localizar la punta del cable en el pozo, se baja el *Grab* o *Wirespear*, se baja el bloque de impresión; si se encuentra la cabeza del rope socket, se golpea la sarta para que baje, se continúa sacando alambre con el *WireGrab*, por ultimo se pesca la sarta problema.

- Cuando el alambre se rompe 1000 Ft por debajo del arbolito de navidad y se forma una bola de alambre, pero queda un poco de este por encima de la bola: Se emplea la herramienta Side Wall Cutter, la cual se selecciona del tamaño justo al diámetro interno de la tubería, teniendo en cuenta el diámetro del cable. Como es demasiado estrecho, lo máximo que se cortara de alambre es aproximadamente 1000 Ft. Luego se recupera el alambre liberado y se continúa cortando hasta encontrar la bola de alambre la cual se recupera siguiendo los pasos del procedimiento descrito anteriormente.
- Si se pega la sarta en el fondo de un pozo bastante ancho: se emplea una herramienta llamada Kinrey sniper, la cual se enhebra como el go-devil, se deja caer libremente hasta la cabeza del rope socket y se corta la línea del cable, luego se hala el cable y se pesca el kinley sneeper; esta herramienta se emplea en casos extremos, cuando no existe la posibilidad de emplear otro método de pesca y se pueden perder las herramientas. El Kinley sneeper, al cortar el alambre le hace un doblez, el cual permite que las piezas puedan ser recuperadas.
- Cuando el pescado está muy agarrado en el pozo: se debe entonces aplicar una tensión por encima del límite de ruptura del cable. Debe armarse una nueva sarta de pesca, esta vez empleando guaya de pesca (la cual es gruesa y resistente), para poder aplicar la tensión necesaria para recuperar el pescado.

### **2.9.5. Pruebas de Presión y Temperatura:**

Uno de los campos más importantes dentro de las operaciones de Wireline, son las pruebas S.R.O (Surface Read Out) o pruebas de presión y temperatura con lectura en superficie a través de un cable monoconductor (electric line).

Una prueba de S.R.O consiste en la toma de registros de presión y temperatura con lectura en superficie y en tiempo real y se realiza para obtener datos del pozo. Este procedimiento es efectuado mediante la transmisión de corriente eléctrica a través de un cable monoconductor, que puede ser de 7/32, 5/16, 15/32 o 3/16 in de diámetro, hasta un punto determinado en el pozo donde se encuentran los sensores de presión y temperatura; estos sensores, independientes del tipo, perciben las variaciones de presión y temperatura del yacimiento y los transmiten como pulsos eléctricos a una interface conocida, la cual los transfiere a un sistema binario, luego pasan a un computador que a su vez los procesa y los convierte en datos reales.

Estos datos sirven para realizar, por medio de procedimientos de análisis conocidos como el método de Horner, otras predicciones acerca del

comportamiento del pozo, a partir de pruebas tales como build up, drawn down, fall of, interferencia, slug, entre otras.

Para estas pruebas se emplea una sarta de herramientas parecida a la empleada en los demás procedimientos con Wireline, además de:

- Cabeza Eléctrica. Es la conexión entre la línea de cable (electric line) y la sarta. Hace las veces de rope socket en una sarta de Wireline. En la parte inferior está la cámara receptora del cable de poder, que conduce la corriente eléctrica desde el generador a través de un cable de poder hacia todas las demás piezas de la sarta.
- Barras Electricas (electric stem): son diseñadas para dar peso al a sarta, al igual que las barras de peso de Wireline, y así poder desplazarse fácilmente hacia el fondo del pozo, venciendo el empuje ascendente del fluido. En la parte interior de la barra va un pin que hace las veces de polo positivo, mientras que el housing lo hace de polo negativo.
- Sensores: existen diversas tecnologías, entre las que se encuentran:
  - Los G.R.C con tecnología capacitiva (EPG - 520) y de cuarzo (QPG – 820).
  - Los DPTT (Downhole Pressure Temperatura Transmitter)
  - Los RPTT (Retrievable Pressure and Temperature Transmitter)
  - Los FRCG (Memory Permanet Instalation)

El instalar los sensores permite monitorear continuamente datos del pozo sin afectar la producción del mismo.

Los tipos DPTT y RPTT basan su funcionamiento en una placa transductora de Tensión y son los más empleados en estas operaciones por presentar alta confiabilidad y durabilidad. Estos sensores están limitados a operaciones donde la temperatura del fondo del pozo, sea igual o superior a 100 °C (212 °F), por encima de este rango de temperatura, los sensores presentan errores progresivos; es entonces cuando deben emplearse los sensores tipo HTTP-DC (High Reliability Pressure and Temperature Tool M-836493), los cuales resisten temperaturas de operación de hasta 200 °C.

- Nariz: sirve de guía para la sonda, es la primera que llega a las paredes del pozo o al fluido contenido en él, evita que las sondas se golpeen directamente y puedan llegar a provocar datos erróneos en las lecturas de presión y temperatura.

#### 2.9.5.1. Operaciones Convencionales de S.R.O:

- Se establece la profundidad exacta a la que se van a dejar colgadas las sondas, luego se corre un Dummy para inspeccionar, esto se puede realizar empleando un blind box o un paraffin cutter para verificar el estado de la tubería.
- Se baja la sarta solo con barras de peso del mismo diámetro de las sondas.
- Se arma la sarta de S.R.O compuesta por el cable monoconductor, la cabeza eléctrica, las barras de peso, la sonda y la nariz o guía, en su orden.
- En superficie se conecta el equipo electrónico, compuesto por: el computador, la interfase, cables periféricos, etc.
- Se introduce la sarta en el pozo a través del lubricador hasta el punto predeterminado y se realiza la prueba.  
Al bajar la sonda se debe hacer lentamente (aproximadamente a 150 Ft /min.), ya que las herramientas son delicadas y se pueden dañar por golpes o fricción.
- Luego de efectuar la prueba, se retira lentamente del pozo la sarta de wireline completa y se da por terminada dicha prueba.

### 3. CONCLUSIONES

1. Las unidades de Coiled Tubing y Wireline sustituyen completamente a una unidad de reacondicionamiento de pozos (Workover) en operaciones básicas como limpieza de sólidos, cambio de fluidos, inducciones a producción, estimulaciones matriciales, perforación de puentes sólidos poco consolidados, control de presión, pescas, corrida de pruebas de presión y temperatura, apertura y cierre de zonas productivas, toma de muestras, reparación de tuberías colapsadas, medida de fondo y wellbore, entre otras.
2. Las técnicas de Coiled Tubing y Wireline evitan la necesidad de matar el pozo para efectuar un trabajo de reacondicionamiento, por otra parte, trabajar con presión en cabeza evita la necesidad de fluidos de control costosos y que pueden causar un daño adicional a la formación, además de un ahorro esencial de tiempo.
3. Las unidades de Coiled Tubing y Wireline se arman y desarman en una cuarta parte del tiempo requerido comparadas con una unidad de workover, además se reduce sustancialmente el tiempo fuera de producción del pozo y su transporte es más sencillo y demanda menos requerimientos y costos.
4. la operación de una unidad de Coiled Tubing y su equipo de apoyo requiere máximo de seis personas incluyendo personal especializado, esto contrasta con una unidad de reacondicionamiento que requiere mínimo de ocho personas. Lo anterior repercute en una mayor eficiencia en la conducción de la operación y en la disminución de costos por personal.
5. Los tratamientos a la formación con unidades de Coiled Tubing son mas efectivos dado que los fluidos empleados no llegan gastados ni contaminados, el control que se tiene en todo momento de la limpieza de la tubería de trabajo es mayor y mas efectivo que en una unidad convencional.
6. El resultado de las operaciones usando Coiled Tubing depende en mayor medida del tipo de tratamiento, que del uso mismo del equipo Coiled Tubing; el beneficio real, cuya cuantificación resulta un tanto subjetiva, se dá fundamentalmente en la protección de la tubería de producción, en la mejor ubicación del fluido de tratamiento y en la facilidad de circulación del fluido residual.

#### 4. RECOMENDACIONES

1. Es frecuente la presencia de roturas puntuales de la tubería, las cuales han sido detectadas antes de bombear un fluido de tratamiento. La solución mas frecuente es la de cortar la sección afectada y soldar una sección nueva, desafortunadamente, las soldaduras fallan dos o tres trabajos mas adelante; es por esto que se recomienda el cambio total del carrete de trabajo o aplicar soldadura similar a la del proceso de fabricación, lo cual contribuiría a evitar dejar un pescado en el pozo.
2. El bombeo de fluidos a través del Coiled Tubing se vé limitada por las altas perdidas por fricción que se presentan para caudales mayores de 0,5 b.p.m. en las tuberías de trabajo más usuales de 1 ¼" y 1 ½" O.D, se recomienda realizar un estudio más a fondo sobre este problema y tratar de encontrar una solución viable.
3. En caso de presentarse una operación de pesca durante el trabajo con Coiled Tubing, se recomienda el uso de una unidad de workover o de cable (Wireline) para recuperar el pescado, ya que la imposibilidad de rotar la tubería de trabajo en una unidad Coiled Tubing, exige de herramientas complicadas que pueden concluir en una operación de pesca mayor.

## BIBLIOGRAFIA

- Thru-Tubing Fishing Services. Coiled Tubing Standard Tools. Mayo de 2002.
- VALENCIA, Ch. Camilo Ernesto. Manual de Herramientas y Procedimientos de Slickline y Electric Line Hydrocarbon Services LTDA. Trabajo de grado. Universidad Surcolombiana. Neiva, 1998.
- Recommended Practice for Coiled Tubing operations in oil and gas well services. API. 1<sup>ra</sup> edición, diciembre de 1996.
- Wireline Operations And Procedures. Tercera edición. Libro 5 de la serie de formación vocacional, Departamento de exploración y producción del American Petroleum Institute. 1994.
- CORRALES, Delio M.; GIL, Cesar A. Manual de Procedimientos GEOSERVICIOS Colombia. Trabajo de grado. Universidad Surcolombiana. Neiva, 1993.
- R.L. Hilts, S.H.FowlerJr. SPE 25499. Fishing With Coiled Tubing. 1993.
- RAMIREZ, Rueda A. Estudio de la Aplicación del Equipo de Coiled Tubing en Trabajos de Reacondicionamiento de Pozos. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ciencias Físico-Químicas, Dpto. de Ing. De Petroleos. Bucaramanga, 1993.
- SAS-JAWORSKY II, Coiled Tubing operations and services, World Oil Reprint, 1992.
- MOLINA, Floren F. Atlas Wireline Services Colombia. Bogota, 1990
- FIELD OPERATING HANDBOOK. Vol. 5. 1989.
- OTIS PRODUCTS AND SERVICES CATALOG. Dallas 1989
- WELL SERVICES MANUAL. By production operations. SIPM EPO 1953. Shell international petroleum. 1987.
- WIRELINE SERVICES EQUIPMENT CAMCO INC. 1984.
- COILED TUBING SERVICES CATALOG. Dowell Schlumberger.

- SPE REPRINT SERIES No. 38. Coiled tubing Technology. Publisher by the Society of Petroleum Engineer.