

**EQUIPOS DE CONTROL DE PRESION EN UNIDADES DE INTERVENCION DE
POZO SIN TALADRO**

WALTER JOSE MARIN SEPULVEDA

DIEGO FERNANDO OLMOS GÉLVEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**EQUIPOS DE CONTROL DE PRESION EN UNIDADES DE INTERVENCION DE
POZO SIN TALADRO**

WALTER JOSÉ MARÍN SEPÚLVEDA

DIEGO FERNANDO OLMOS GÉLVEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de

Ingenieros de Petróleos

Director:

M.SC. FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ

Codirector:

ING. DIEGO LONDOÑO.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

A mi familia:

Pato, A mi hermoso sobrino e ahijada, a mis padres por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo.

A un eterno amigo:

Oscar Díaz que siempre ha estado ahí para apoyar y aconsejar con sabias palabras que estuvo en esos malos momentos y deseo tener en mis mejores también.

A Terty:

Mi vida hermosa, por vivir conmigo todo lo que es posible vivir en este mundo imperfecto, por todos estos años de alegrías y apoyo, este es el inicio de nuestro paraíso. Te amo demasiado.

A Walter marin:

Por ser sin duda una gran persona, un gran compañero y por supuesto un excelente amigo, que este sea solo el inicio de una gran amistad.

Todo este trabajo ha sido posible gracias a ellos.

DIEGO FERNANDO OLMOS GELVEZ

A mis padres y hermanas:

Por su amor y apoyo incondicional

Les dedico este logro, gracias por estar ahí siempre

Los amo y los amare siempre

Somos Felices!!!!

Pirito (AlixElisa):

Gracias por esos bellos momentos que me permitiste

Vivir a tu lado, siempre estarán en mi corazón y te extrañare cada vez

Que los recuerde. Gracias por todo tu apoyo, amor infinito y compañía

Perdona los malos momentos, mi inmadurez..... te amo

A esos amigos de mil batallas:

Haritol, Vlacho, Ruso, Gordo, Luchito, William Martinez,

Samuel Martinez, Diego Olmos gracias de verdad por su amistad y

Acuérdense que el cielo no es límite.

A la familia WIT, EQUION:

Gracias por esa oportunidad la recordare siempre de manera especial

*Alejandro Rubio, Diego Londoño, Alfredo Chaves, Rafael Ramirez, JimHester, Diego Leal,
Eliás Roys, Ricardo Amorocho, Cesar Gil, Sergio Orozco, Lucho Perez, Hector Parra,
Rodrigo Lozano, Carlos Monsalve, Josue Higuera, Monica Torres, Monica Cerquera,
EfrainGuzman, y a la familia LJ,Luchito, Jaimito yPaolita.*

WALTER JOSE MARIN SEPULVEDA

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	18
1. UNIDADES DE INTERVENCIONES DE POZO SIN TALADRO	19
1.1 COILED TUBING	19
1.1.1 Equipos de Superficie	21
1.1.2 Equipo de Control de Presión	37
1.2 WIRELINE	56
1.2.1 Equipos de Superficie	57
1.2.2 Equipos de control de presión	65
2. PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA	85
2.1 CONTINGENCIAS DURANTE OPERACIONES CON <i>COILED TUBING</i>	85
2.1.1 Cierre de emergencia de la BOP	85
2.1.2 Falla de la tubería en superficie (<i>Pin hole</i>)	86
2.1.3 Colapso de la tubería	91
2.1.4 Fugas en el equipo de control de presión	92
2.1.5 Falla de la tracción en el inyector	95
2.1.6 Falla en el cuello de gancho	97
2.1.7 Tubería atascada	98
2.2 CONTINGENCIAS DURANTE OPERACIONES CON WIRELINE	99
2.2.1 Perdida de sello de grasa (<i>B-Line/ E-Line</i>)	99
2.2.2 Formación de hidratos	101
2.2.3 Armadura externa suelta	102
2.2.4 Nudo en el cable	103
2.2.5 Herramienta pegada	105
3. EJEMPLOS DE CAMPO	108
3.1 FRACTURA DE TUBERIA SOBRE LA CABEZA INYECTORA	108
3.2 NUDO EN ARMADURA EXTERNA DURANTE PLT	110
3.3 ARMADURA EXTERNA SUELTA DURANTE PLT	116
4. CONCLUSIONES	120
5. RECOMENDACIONES	121
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	122
ANEXOS	127

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Equipos de superficie de la unidad de <i>Coiled Tubing</i>	20
Figura 2. Unidad Compacta	21
Figura 3. Interior de la Cabina	22
Figura 4. Distribución del Panel de control	22
Figura 5. Vista lateral izquierda del carrete	23
Figura 6. Vista lateral derecha del carrete	24
Figura 7: Contador mecánico y monitoreo de unida de <i>Coiled tubing</i>	25
Figura 8. Adecuación de tubería para instalar conector	26
Figura 9. Conector tipo cuña, <i>Coiled tubing</i>	27
Figura 10. Conector tipo Tornillo Fijador (Dimple), <i>Coiled tubing</i>	28
Figura 11. Conector tipo Interno, <i>Coiled tubing</i>	29
Figura 12. Conector tipo <i>Roll-on</i> , <i>Coiled tubing</i>	30
Figura 13. Componente del Inyector.....	31
Figura 14. Sistema de motor y freno de la cabeza inyectora	32
Figura 15. Cadenas y tubería.....	33
Figura 16. Gatos de tracción	34
Figura 17. Gatos de tensión.....	34
Figura 18. Esquema de cadena tipo "S"	35
Figura 19. Cadena tipo "S"	35
Figura 20. Esquema de cadena tipo "R"	36
Figura 21. Equipo de control de presion en cabeza de pozo, <i>Coiled tubing</i>	37
Figura 22. Ubicación del sistema <i>Stripper</i> en la cabeza inyectora	38
Figura 23. <i>Stripper</i> convencional.....	39
Figura 24. <i>Stripper</i> tipo <i>Side door</i>	40

Figura 25. <i>Stripper</i> radial	41
Figura 26. Apertura de ventana en el <i>stripper</i>	42
Figura 27. Apertura de pistón.....	42
Figura 28. Cambio de empaque	43
Figura 29: Monitoreo de cierre de pistón	43
Figura 30. Empaques	44
Figura 31. Válvula cheque tipo <i>flapper</i> sencilla y Doble	45
Figura 32. Válvula cheque tipo bola	46
Figura 33. Quad BOP, <i>Coiled tubing</i>	47
Figura 34. Combi BOP, <i>Coiled tubing</i>	48
Figura 35. Triple Combi BOP, <i>Coiled tubing</i>	48
Figura 36. Sistema de ecualización de presión, <i>Coiled tubing</i>	49
Figura 37. Actuator Hidráulico, <i>Coiled tubing</i>	50
Figura 38. Esquema interno ram ciega, <i>Coiled tubing</i>	51
Figura 39. Esquema interno ram de corte, <i>Coiled tubing</i>	52
Figura 40. Esquema interno ram cuña, <i>Coiled tubing</i>	53
Figura 41. Esquema interno ram tubería o anular, <i>Coiled tubing</i>	54
Figura 42. Esquema interno ram ciego/ corte, <i>Coiled tubing</i>	55
Figura 43. Esquema interno ram tubería/cuña, <i>Coiled tubing</i>	55
Figura. 44. Unidad de <i>Wireline</i>	57
Figura 45. Cabina de control unidad <i>slick line/ braided line</i>	58
Figura 46. Cabina de control unidad de <i>E-line</i>	58
Figura 47. Grúa, <i>Wireline</i>	59
Figura 48. Poleas o roldanas	59
Figura 49. Carrete <i>slick line</i>	60
Figura 50. <i>Slick line</i> cable 0.125"	61

Figura 51. <i>Electric line cable 1-32"</i>	62
Figura 52. <i>Electric line cable 1-39"</i>	63
Figura 53. Cabeza de medición para cable de <i>Slick line</i>	64
Figura 54. Cabeza de medición para cable de <i>E-line y B-line</i>	64
Figura 55. Corte transversal de mono-cable de <i>E-line</i>	65
Figura 56. Equipo de control de presión <i>slickline y braided Line</i>	67
Figura 57. <i>Braided- E line Rig-up</i>	68
Figura 58. <i>Line wiper</i>	69
Figura 59. <i>Stuffing box (Braided line; E-line)</i>	70
Figura 60. <i>Stuffing box y Line Wiper</i>	71
Figura 61. <i>Tool Catcher y Válvula de bola</i>	72
Figura 62. Lubricador	73
Figura 63. <i>Tool Trap</i>	74
Figura 64. <i>Quick test sub</i>	75
Figura 65. Equipo hidráulico y de grasa	76
Figura 66. Controles para el equipo de control de presión	76
Figura 67. <i>Flow tubes</i>	77
Figura 68. <i>BOP simple, Wireline</i>	78
Figura 69. Empaque para <i>SlickLine</i>	79
Figura 70. BOP Doble compacta, <i>Wireline</i>	80
Figura 71. BOP Doble, <i>Wireline</i>	80
Figura 72. Empaque para <i>E-Line y Braided line</i>	81
Figura 73. <i>BOP Triple, Wireline</i>	81
Figura 74. Control de presión en BOP pasó 1	82
Figura 75. Control de presión en BOP pasó 2	82
Figura 76. Actuador Hidráulico, <i>Wireline</i>	83

Figura 77. Falla de la tubería en superficie (<i>Pin Hole</i>).....	86
Figura 78. (<i>Pin Hole</i>).....	87
Figura 79. Fractura de la tubería por encima de la cabeza inyectora	88
Figura 80. Rompimiento de la Tubería.....	91
Figura 81. Evidencia del colapso de la tubería	91
Figura 82. Fuga en el stripper.....	93
Figura 83. Falla de la tubería ocasionada por curvatura del cuello de ganso	97
Figura 84. Hidratos formados en las válvulas	101
Figura 85. Armadura externa suelta.....	102
Figura 86 tubería fracturada entre la cabeza inyectora y el carrete.....	108
Figura 87 Grapa para sujetar tubería.....	109
Figura 88. Tubería rota y enrollada en el carrete.....	110
Figura 89. Canasta para izar personal.....	111
Figura 90. Stranded cable por encima del equipo de control de presión.....	112
Figura 91. Plato instalado para sostener cable.....	113
Figura 92. Corte del cable 1-32 114.....	114
Figura 93. Desarme del lubricador	114
Figura 94. <i>Straded cable</i> retirado de los <i>flow tubes</i>	115
Figura 95. Procedimiento para recuperar cable.....	115
Figura 96. Desmontando lubricador.....	117
Figura 97. Armadura externa suelta.....	118
Figura 98. Corte de armadura externa.....	118
Figura 99. Adecuación del corte del cable.....	119
Figura 100. Procedimiento de pega de armadura externa	119

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Característica cable <i>SlickLine</i>	61
Tabla 2. Características cable <i>Braided line</i>	62
Tabla 3. Cantidad de flow tubes a usar	129
Tabla 4. Densidad de fluidos de matada	132

ANEXOS

	Pag.
Anexo 1. Definición de Presiones y Nomenclatura.	127
Anexo 2. Clasificación de barreras contra la presión.	128
Anexo 3. Cantidad de <i>flow tubes</i> y recomendaciones	129
Anexo 4. Prueba de integridad de la válvula cheque, <i>Coiled Tubing</i>	130
Anexo 5. Método <i>Bullheading</i> para matada de pozo y capacidades.	130
Anexo 6. Presión hidrostática, PH.....	132

RESUMEN

TITULO

EQUIPOS DE CONTROL DE PRESION EN UNIDADES DE INTERVENCION DE POZO SIN TALADRO*

DIEGO FERNANDO OLMOS GELVEZ

WALTER JOSE MARIN SEPULVEDA**

Palabras Claves: Equipos control presión intervenciones

Con el objetivo de maximizar la rentabilidad, las operaciones de intervención, estimulación de yacimientos, toma de registros, recuperación de herramientas y re-terminación de pozos a menudo deben ejecutarse sin equipos de perforación rotativos o equipos de reparación de pozo convencionales. La utilización de unidades como Coiled Tubing y Wireline Permiten que se lleven a cabo operaciones de remediación de pozos presurizados o activos.

Posteriormente al completamiento de un pozo, empieza una etapa muy importante que son las intervenciones de pozo las cuales buscan mantener la producción, realizar inspección y/o mantenimiento del estado mecánico, monitorear las condiciones actuales del yacimiento (PLT, ILT, PBU, PFO.....), aumentar el recobro entre otras. Es importante resaltar que cada operación tendrá un impacto de producción asociado el cual se debe minimizar, entonces a partir de este requerimiento juegan un papel importante las unidades de Tubería flexible (*Coiled tubing*), Cable eléctrico (*Electric Line*), alambre y cable (*Slick / Braided line*) que permiten intervenir el pozo mientras este produce, esto se debe a que cada unidad tiene equipos de control de presión cuya función es contener en superficie el fluido del pozo y garantizar un sello absoluto, así la presión del pozo no escapa al medio ambiente.

En este manual se ilustran los equipos de superficie y control de presión necesarios para la realización de una intervención de pozo sin taladro permitiendo entender su funcionamiento, además de una serie de contingencias que regularmente se encuentran en la vida de campo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela DE Ingeniería de Petróleos, Director Fernando Calvete

ABSTRACT

TITLE

PRESSURE CONTROL EQUIPMENT ON WELL INTERVENTION UNITS WITHOUT DRILL RIG.*

DIEGO FERNANDO OLMOS GELVEZ

WALTER JOSE MARIN SEPULVEDA**

Keywords: Equipment control pressure intervention

In order to maximize profitability, intervention operations, reservoir simulation, well logs, recovery of tools and re-completing wells often must run without rotary drilling equipment or equipment of repairing conventional wells. The use of coiled tubing and Wireline units allow to be carried out remediation operations or pressurized wells.

Following the completion of a well, a very important stage starts that are well intervention which seek to maintain production, perform inspection and / or maintenance of mechanical condition, monitor the current conditions of the reservoir (PLT, ILT, PBU, PFO), and increase the recovery among others. It is important to stress that each operation will impact associated production which must be minimized, then from this requirement the coiled tubing, Electric Line, Wireline (Slick / Braided line) units play a role to allow the well intervention while this is on production, this is because each unit has control devices whose function is to contain the well fluid in the surface and ensure a complete seal, so the wellbore pressure does not escape to the environment atmosphere.

This manual illustrates the surface equipment and pressure control equipment needed to perform well intervention without rotator drill allowing understand its operation, plus a number of contingencies that are regularly found at well life.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela DE Ingeniería de Petróleos, Director Fernando Calvete

INTRODUCCION

Entender la presión y sus relaciones es importante si queremos comprender el control del pozo. Por definición, la presión es la fuerza que se ejerce sobre una unidad de área, tal como libras sobre pulgadas cuadradas (psi). Las presiones con las que nosotros tratamos a diario en la industria petrolera incluyen las de los fluidos, formación, fricción y mecánicas. Cuando se exceden ciertos límites de presión, pueden resultar consecuencias desastrosas, incluso descontrol y / o la pérdida de vidas.

Posteriormente al completamiento de un pozo, empieza una etapa muy importante que son las intervenciones de pozo las cuales buscan mantener la producción, realizar inspección y/o mantenimiento del estado mecánico, monitorear las condiciones actuales del yacimiento (PLT, ILT, PBU, PFO.....), aumentar el recobro entre otras. Es importante resaltar que cada operación tendrá un impacto de producción asociado el cual se debe minimizar, entonces a partir de este requerimiento juegan un papel importante las unidades de Tubería flexible (*Coiled tubing*), Cable eléctrico (*Electric Line*), alambre y cable (*Slick / Braided line*) que permiten intervenir el pozo mientras este produce, esto se debe a que cada unidad tiene equipos de control de presión cuya función es contener en superficie el fluido del pozo y garantizar un sello absoluto, así la presión del pozo no escapa al medio ambiente. A diferencia de los equipos de control de presión utilizados en taladros de perforación, el estudiante universitario de Ingeniería de Petróleos no esta tan familiarizado con los utilizados en intervenciones de pozo sin taladro.

Para responder a estas necesidades se ha construido este manual, el cual permitirá conocer e identificar los componentes básicos de las unidades así como el funcionamiento de los equipos de control de presión en cada uno de los servicios disponibles; A demás de evidenciar algunos casos presentados en campo y su respectivo correctivo.

1. UNIDADES DE INTERVENCIONES DE POZO SIN TALADRO

Las unidades como el *Coiled Tubing* y *Wireline* permiten intervenir los pozos sin necesidad de realizar un cierre temporal del mismo, con el fin de maximizar la rentabilidad y disminuir los impactos de producción. Estos equipos tienen menores costos de servicio, tiempos de movilización y los tiempos de arme de las unidades que pueden ser solo cuestión de horas comparado con equipos rotativos (taladros) o de *Workover*.

1.1 COILED TUBING

Alguna vez considerada de alto riesgo y aplicable solamente a servicios especiales, la técnica de tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés) se ha convertido en una herramienta esencial de muchas operaciones de intervención de pozos. A fines de la década de 1980, y durante toda la década de 1990, esta tecnología logro mayor aceptación entre los operadores debido a su capacidad para reducir los costos generales, su confiabilidad significativamente mejorada y su espectro de aplicaciones en expansión, que llevaron a incrementar las operaciones de tubería flexible en forma sustancial.¹

Los inicios de la tecnología de tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés) se remontan al proyecto PLUTO (Líneas de Conducción debajo del Océano), un plan súper secreto concebido para instalar líneas de conducción a lo largo del Canal de la Mancha durante la Segunda Guerra Mundial.²

El equipo de *Coiled Tubing* es una unidad portable, accionada hidráulicamente que permite inyectar y recuperar tubería de manera continua ya que se elimina el problema de armar y desarmar conexiones, estándisponibles para trabajar en tierra o costa afuera, instalado entrailers, camiones, botes o plataformas, alguna de sus aplicaciones son:

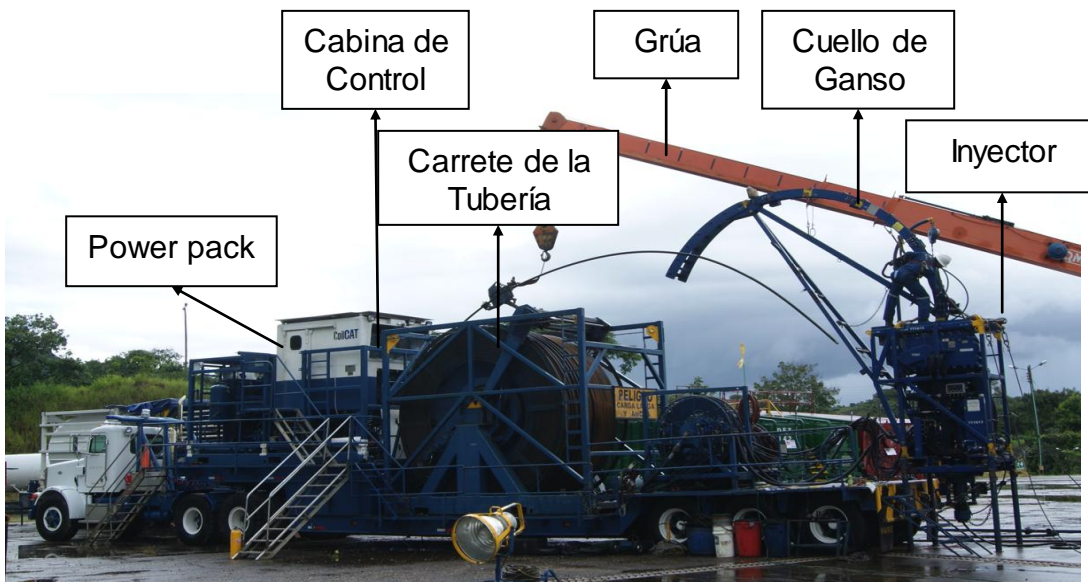
¹Ackert D, Beardsell M, Corrigan M y Newman K: "The Coiled Tubing Revolution," Oilfield Review 1, no. 3 (Octubre de 1989): 4–16. Bigio D, Rike A, Christensen A, Collins J, Hardman D, Doremus D, Tracy P, Glass G, Joergensen NB y Stephens D: "Coiled Tubing Takes Center Stage," Oilfield Review 6, no. 4 (Octubre de 1994): 9–23.

²Wright TR Jr y Sas-JaworskyllA (eds): *World Oil's Coiled Tubing Handbook*. Houston, Texas, EUA: Gulf Publishing Co (1998): 7.

- ✓ Perforación
- ✓ Registros y cañoneo
- ✓ Desplazamiento de fluidos
- ✓ Control de arena
- ✓ Cañoneo con CoiledTubing
- ✓ Limpiezas de pozos
- ✓ Cementaciones remediales
- ✓ Sentada y recuperación de empaques
- ✓ Instalaciones permanentes
- ✓ Corrida de empaque
- ✓ Como línea de flujo
- ✓ Control de flujo en pozo horizontales o desviados
- ✓ Operaciones de pesca

Los pozos de gran inclinación y mayor profundidad son cada vez más comunes y en muchos casos están comenzando a necesitar intervenciones con fines de remediación. La utilización en pozos más profundos aumenta el peso de la tubería flexible, requiriéndose tuberías y cabezales de inyectores más resistentes además de fluidos mejorados.³La tecnología CT constituye una opción viable para estas exigentes operaciones correctivas pero se requiere una planeación detallada para garantizar la eficiencia y la seguridad de los trabajos.

Figura 1. Equipos de superficie de la unidad de *CoiledTubing*



Fuente: Fotografía por los autores

³Hodder M, Michel C, Kelligray D y Bailey L: "Investigation of Polymeric and Mixed Metal Oxide Fluids for Use in Well Intervention Operations," artículo de la SPE 89637 presentado en la Conferencia y Exhibición sobre Tubería Flexible de las SPE/ICoTA, Houston, Texas, EUA, 23 al 24 de marzo de 2004

1.1.1 Equipos de Superficie

Son el conjunto de equipos que conforman la unidad de *coiled tubing* que permiten el desarrollo de las operaciones de manera segura, mientras no se suspende la producción del pozo, la conforman los siguientes equipos de superficie:

- ✓ *Power Pack*. (Equipo de Potencia)
- ✓ Cabina de control.
- ✓ Carrete.
- ✓ *Coiled Tubing Pipe*. (Tubería Flexible)
- ✓ Cabeza Inyectora.
- ✓ Equipos de control de presión.

❖ **Power Pack (Equipo de Potencia):** Consiste en un motor de combustión interna diesel, que puede ser de 8 ó 6 cilindros en “V” ó en línea, el cual tiene acopladas las bombas que suministran la potencia hidráulica requerida, para operar los componentes del equipo de *coiled tubing* (sistema de control de presión, motores hidráulicos del inyector y carrete). Adicionalmente cuenta con un compresor requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Figura 2. Unidad Compacta



Fuente: Fotografía por los autores

❖ **Carrete:** Almacena la tubería durante la intervención, está compuesta por varios elementos y mecanismos que facilitan enrollar y desenrollar tubería, se pueden encontrar diámetros que varían desde 48” hasta 92” de acuerdo a los diámetros de la tubería a emplear.

Es accionado por un motor hidráulico bi-direccional que utiliza una cadena para dar el movimiento al carrete. Dentro de sus funciones principales tenemos: Almacenar y proteger la tubería, mantener una tensión apropiada entre el carrete y la cabeza Inyectora, permitir el bombeo de fluido mientras rota (Manifold).

En la imagen 6 y 7 se ilustran los componentes principales del carrete:

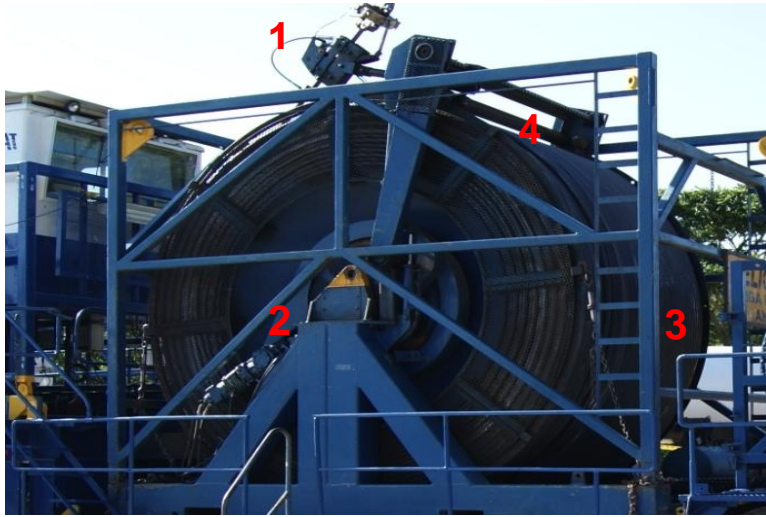
Figura 5. Vista lateral izquierda del carrete



Fuente: Fotografía por los autores.

Componentes: 1. Guía para almacenaje, 2. Unión giratoria y Manifold, 3. Patín de carrete, 4. Carrete.

Figura 6. Vista lateral derecha del carrete



Fuente: Fotografía por los autores.

Componentes: 1. Sensores de monitoreo y Sistema de Lubricación, 2. Motor y Freno, 3. *Coiled tubing* (Tubería flexible), 4. Guía para almacenaje.

Guía para almacenaje: Es el sistema que permite al operador evitar que la tubería se traslape en el carrete durante las operaciones de inyección o extracción de tubería en un pozo. Su movimiento está sincronizado con el giro del carrete y se opera desde la cabina de control.

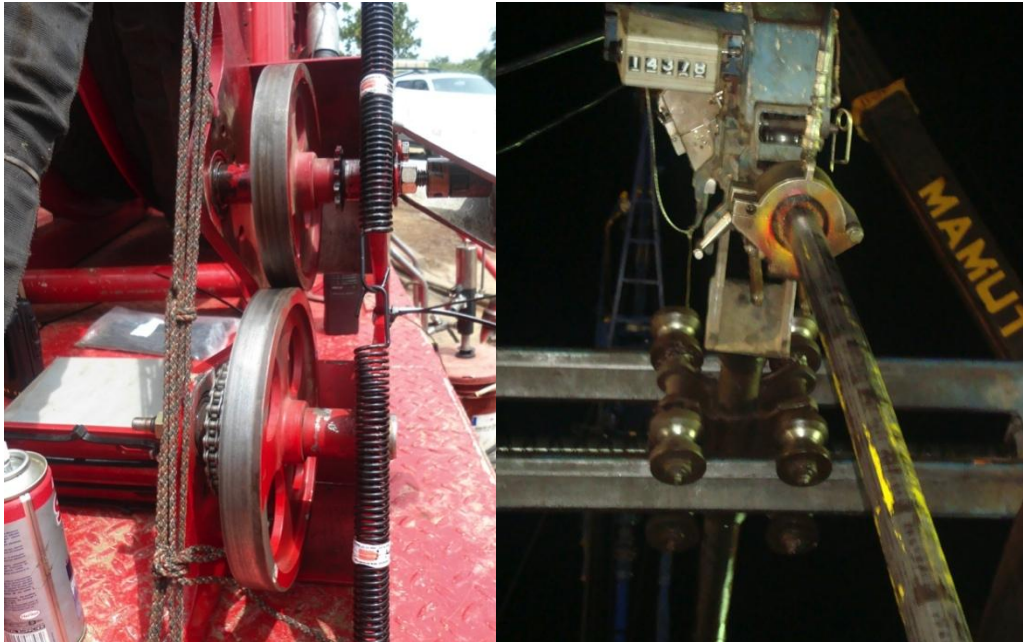
Unión Giratoria y Manifold: Permite la conexión de las bombas para el bombeo de tratamientos a través de la tubería mientras está en operación (Condiciones estáticas o dinámicas del carrete), así mismo es donde se lanzan los balines para activación de herramientas (empaques, desconectores, puertos de circulación, etc....) y tiene el sensor de presión de la tubería.

Patín del carrete: Estructura sólida que permite un movimiento concéntrico del carrete durante la operación, facilita el izaje del carrete y lo protege durante el transporte.

Sistema de monitoreo: Medidor mecánico de profundidades el mecanismo que indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Cuando la tubería

pasa a través de éste contador hay contacto con una polea que transmite el giro a un sistema de engranes, para ir cuantificando la cantidad de tubería introducida o recuperada. Se encuentra instalado frente a la barra guía de almacenamiento del carrete, junto con el lubricador de tubería cuya función es proporcionar una película de aceite a la tubería para la protección de la misma.

Figura 7: Contador mecánico y monitoreo de unida de *Coiledtubing*



Fuente: Fotografía por los autores.

❖ **CoiledTubing o tubería:** El término *Coiledtubing* (Tubería Flexible) describe los tramos continuos de tubería de acero de diámetro que varían entre 1" y 4.5" de diámetro externo. Es la herramienta que permite realizar los trabajos de intervención en el pozo. Bombear fluidos (Estimulaciones químicas, Limpieza de tubería...), aislar zonas (*Watershut off*, *Gas Shut off*, abandonos...), instalar barreras (Tapones, Empaques, Cementaciones remediales) entre muchas otras operaciones.

La longitud de la tubería flexible que se puede manejar está en función del diámetro del carrete en el que se enrollará, la nueva generación de carretes pueden contener capacidades de tubería de diámetro de 1-3/4" hasta 25,000 pies de longitud para equipos terrestres, y para equipos costa afuera en diámetros de tubería de 2-3/8" hasta 17,000 pies de longitud.

El desarrollo de la tecnología de *coiledtubing* permite en la actualidad tener monitoreo en fondo, mediante el uso de líneas de E-line en el interior de la tubería y fibra óptica.

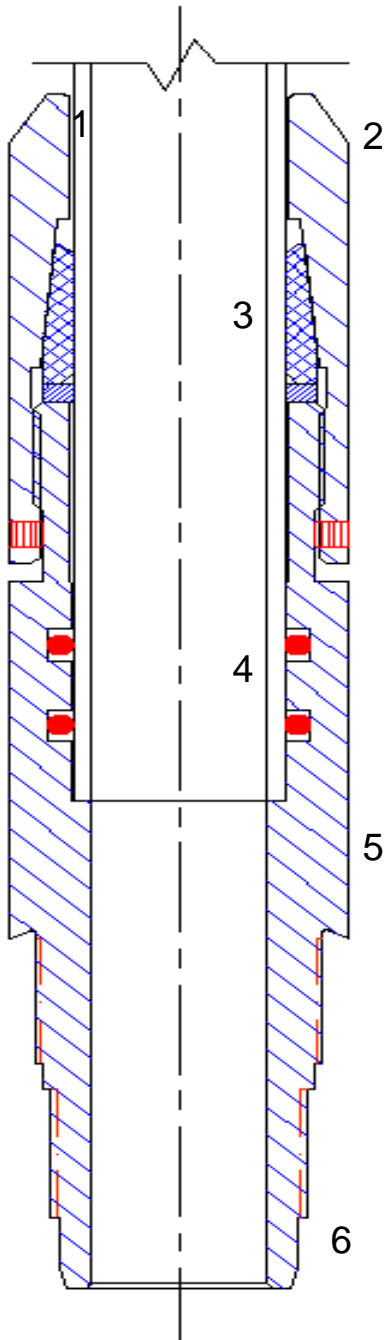
El *coiledtubing* no tiene un dispositivo para fijar las herramientas, debido a que durante las operaciones se pueden cortar tramos de tubería por, es por ello que se usan conexiones cuya selección depende del tipo de trabajo y/o condiciones de pozo, en la imagen a continuación se observa al operador adecuando la tubería para instalar un conector de tipo cuña.

Figura 8. Adecuación de tubería para instalar conector



Fuente: Fotografía por los autores

Figura 9. Conector tipo cuña, *Coiledtubing*



Descripción:

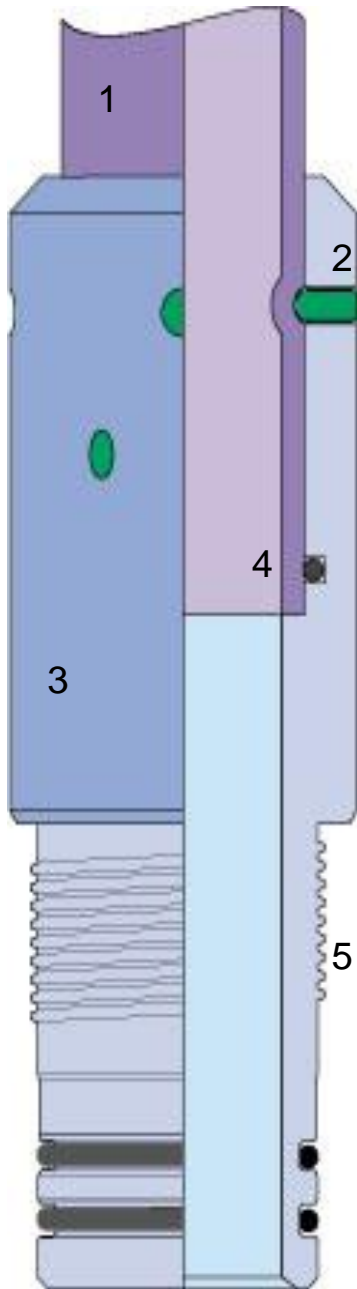
1. *Coiledtubing*
2. Cuerpo externo del conector
3. Cuña/ Grapa
4. O-Ring sobre *coiled tubing*
5. Cuerpo externo del conector
6. Conexión para herramienta

Características:

- Las cuñas agarran el *coiledtubing*
- Rápido y fácil de instalar
- No reduce el ID de *coiledtubing*
- Mejor desempeño general
- Torque medio
- Tensión medio

Fuente: Modificada por los autores, Conectores *coiledtubing training*

Figura 10. Conector tipo Tornillo Fijador(Dimple), *Coiledtubing*



Descripción:

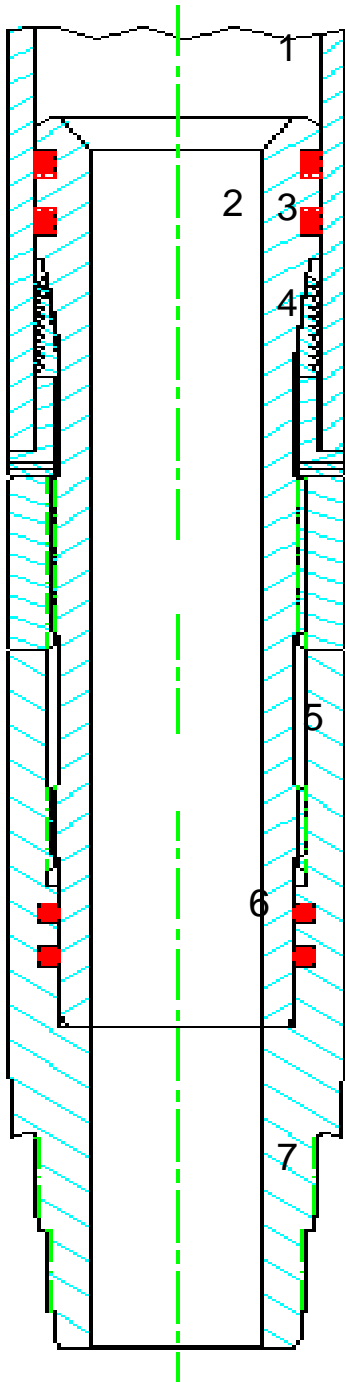
1. *Coiledtubing*
2. Tornillo fijador
3. Cuerpo externo del conector
4. *O-Ring* sellador
5. Conexión para herramienta

Características:

- Conector de tipo externo.
- Rápido y fácil de instalar.
- Los Tornillos fijadores reducen el ID (2).
- El OD del *coiledtubing* se aumenta (3).
- Torque Alto.
- Tensión Media.

Fuente: Modificada por los autores, Conectores *coiledtubing training*

Figura 11. Conector tipo Interno, *Coiledtubing*



Descripción:

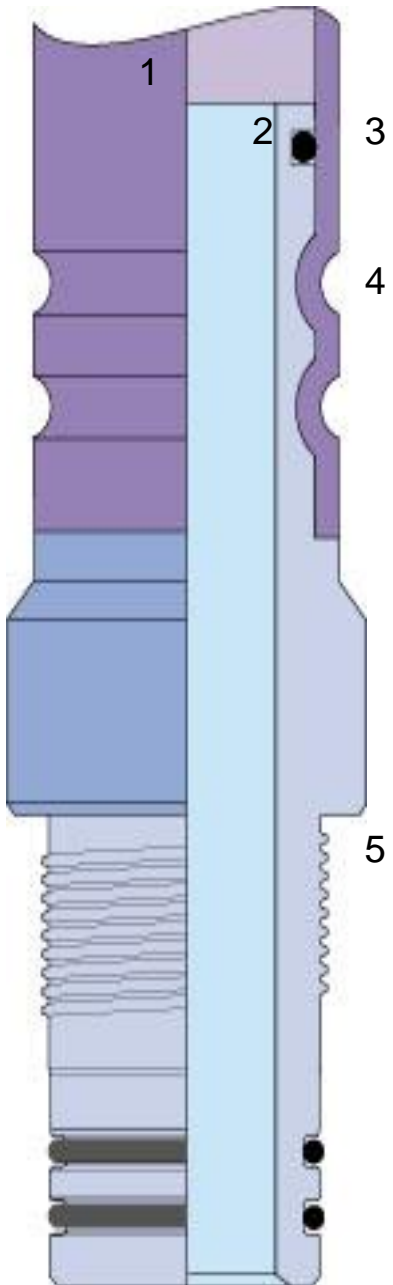
1. *Coiledtubing*
2. Cuerpo interno del conector
3. O-Ring conector/ *coiled tubing*
4. Cuñas
5. Cuerpo externo conector
6. O-Ring Cuerpo Interno/X-Over
7. X-Over para herramienta

Características:

- Conector de tipo interno
- Rápido y fácil de instalar
- ID del *coiledtubing* se ve afectado (2)
- El OD igual al del *coiledtubing*
- El conector depende del *coiledtubing*
- Torque Medio.
- Tensión Media.

Fuente: Modificada por los autores, Conectores *coiledtubing training*

Figura 12. Conector tipo *Roll-on, coiled tubing*



Descripción:

- 1. *Coiled tubing*
- 2. Conector al interior del *coiled tubing*
- 3. O-Ring Conector/*Coiled Tubing*
- 4. Muecas fijadoras
- 5. Conexión para herramienta

Características:

- Conector de tipo interno
- Rápido y fácil de instalar
- ID del *coiled tubing* se ve afectado (4)
- El ID se reduce a causa del conector
- Es el menos usual
- Torque Medio
- Tensión Media

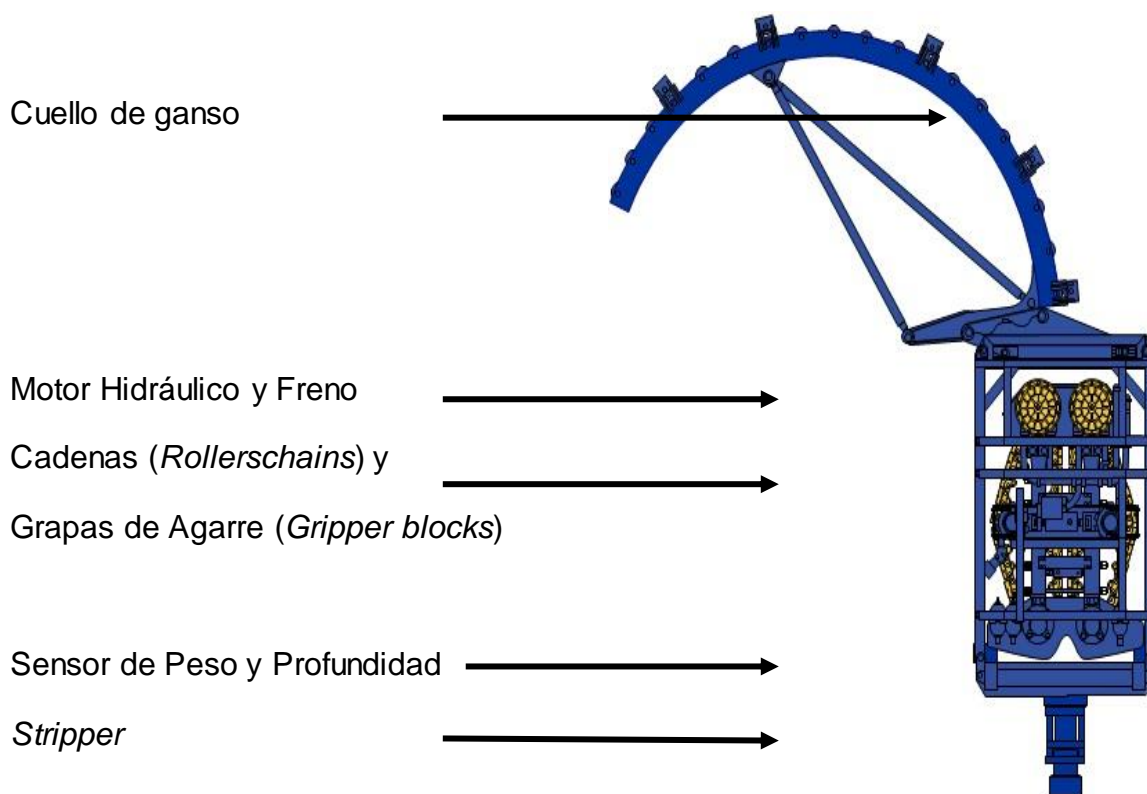
Fuente: Modificada por los autores, Conectores *coiled tubing training*

❖ **Cabeza Inyectora:** El propósito del inyector o cabeza inyectora es la de suministrar la tracción requerida para inyectar y recuperar tubería, mediante el uso de un motor hidráulico y componentes adicionales que permiten al operador tener un alto grado de control durante la operación, el entendimiento de estos controles y sistemas es necesario para asegurar que el equipo trabaje eficientemente sin el riesgo de dañar el equipo o el pozo. Su tamaño se basa en su máxima capacidad de halar, ejemplo: 30K puede halar 30,000 lb, 60K puede halar 60,000 Lbs., etc.

Funciones básicas del inyector:

- ✓ Inyectar y extraer tubería dentro del pozo
- ✓ Sostener la sarta (Sistema de tracción)
- ✓ Guiar la tubería al carrete (Cuello de Ganso)
- ✓ Medir la tensión/compresión (Indicador de Peso)
- ✓ Medir de profundidad/velocidad. (Sistema del sensor de profundidad)
- ✓ Conexión para el montaje de la barrera de presión primaria (*Stripper*)

Figura 13. Componente del inyector



Fuente: SCHLUMBERGER. Basic CT Equipment, CT client school

Cuello de ganso o arco guía: Equipo encargado de soportar y guiar la tubería a través del arco descrito entre el carrete y la cabeza inyectora, buscando que la tubería entre lo más derecho posible a las cadenas. El radio de doblamiento contribuye a la mayoría de la fatiga de la tubería. Es recomendable utilizar el arco guía más grande disponible para el tamaño de tubería a utilizar, buscando menor fatiga en la tubería.

Motor hidráulico y freno: Son motores hidráulicos de tipo bi-direccional, son conectados y sincronizados a través de un sistema de engranes localizados en la parte superior de la cabeza inyectora. El movimiento es directamente a dos ruedas engranadas a las cadenas (uno por cada cadena) en la parte superior de la sección vertical de la cadena. La dirección de la rotación y la velocidad de los motores es controlada y cambiada por una válvula hidráulica normalmente localizada en el equipo de potencia de la Unidad de *coiled tubing* y controlada remotamente desde la cabina de control.

El freno del inyector está montado integralmente en el ensamblaje del motor y es hidráulicamente controlado. La aplicación del freno puede ser manual o automática.

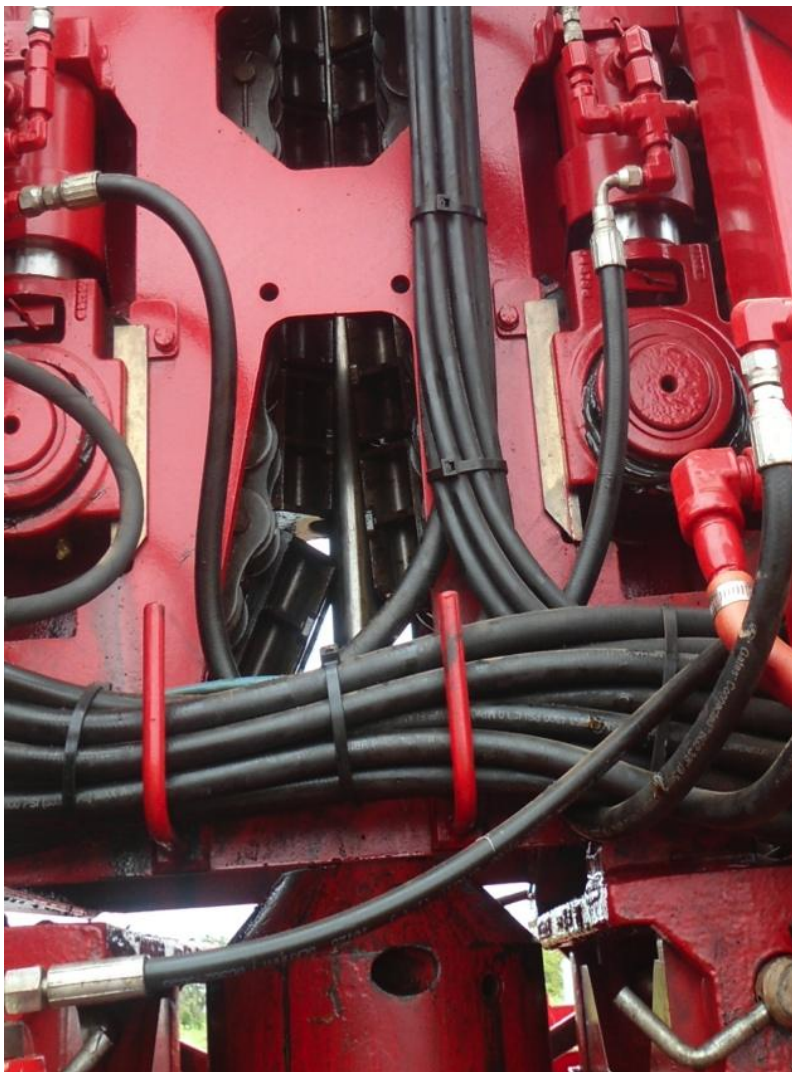
Figura 14. Sistema de motor y freno de la cabeza inyectora



Fuente: Fotografía por los autores

Cadenas y *Gripperblocks*: Las cadenas de la cabeza inyectora transmiten de los motores, el esfuerzo y la tracción requerida para inyectar y recuperar la tubería dentro y fuera del pozo, y consisten en dos cadenas sin fin donde van montados una serie de *Gripperblocks* (Grapas de agarre) que son lo que están en contacto permanente con la tubería. Cada *Gripperblocks* tiene la forma precisa para agarrar la tubería del diámetro definido.

Figura 15. Cadenas y tubería



Fuente: Fotografía por los autores

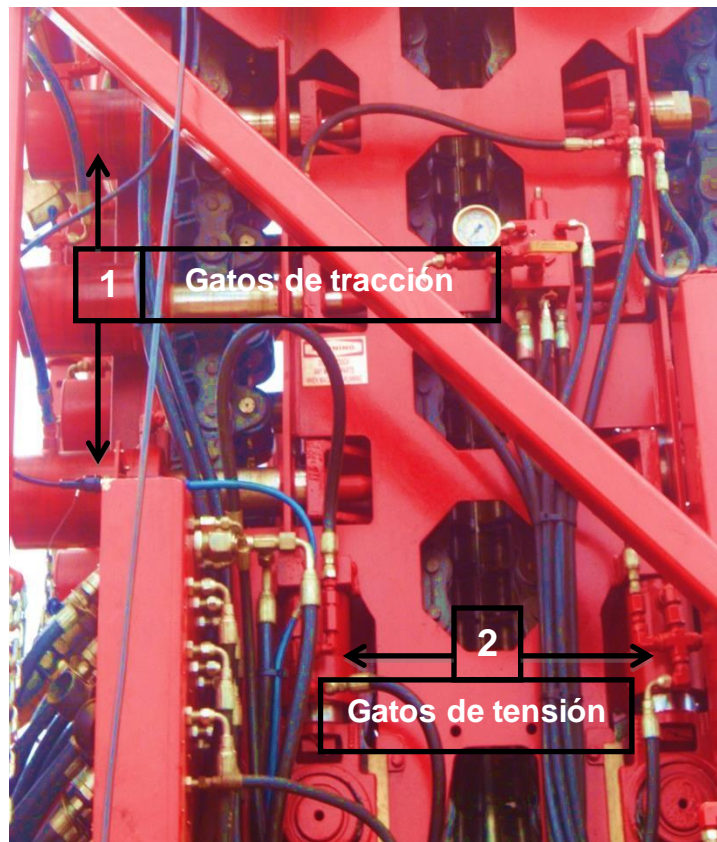
Durante las intervenciones es importante mantener la tensión de las cadenas así como la tracción de los *Gripperblocks* sobre la tubería, esto se logra por gatos hidráulicos instalados en la cabeza inyectora.

Figura 16. Gatos de tracción



Fuente: Fotografía por los autores

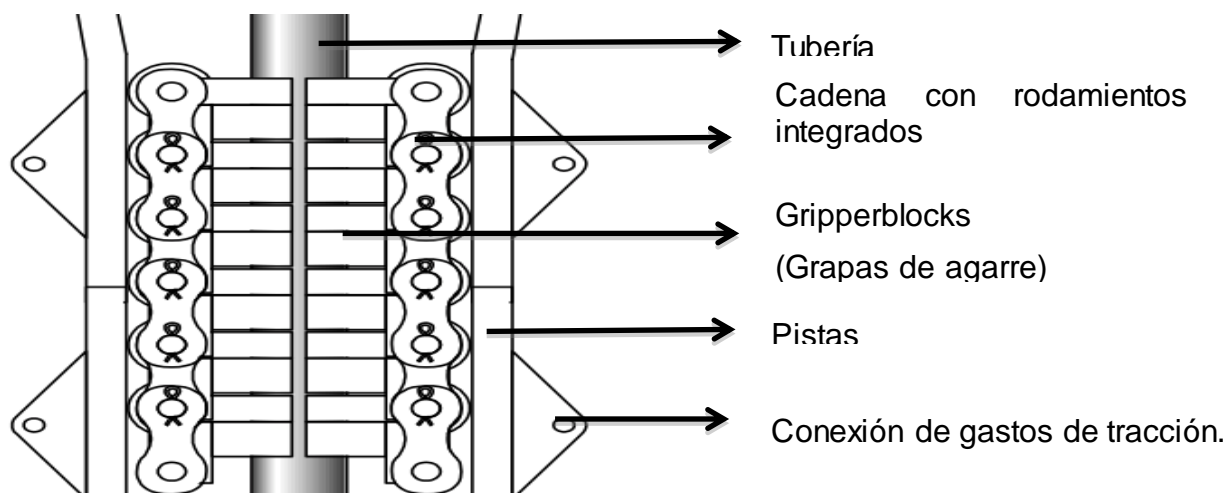
Figura 17. Gatos de tensión



Fuente: Fotografía por los autores

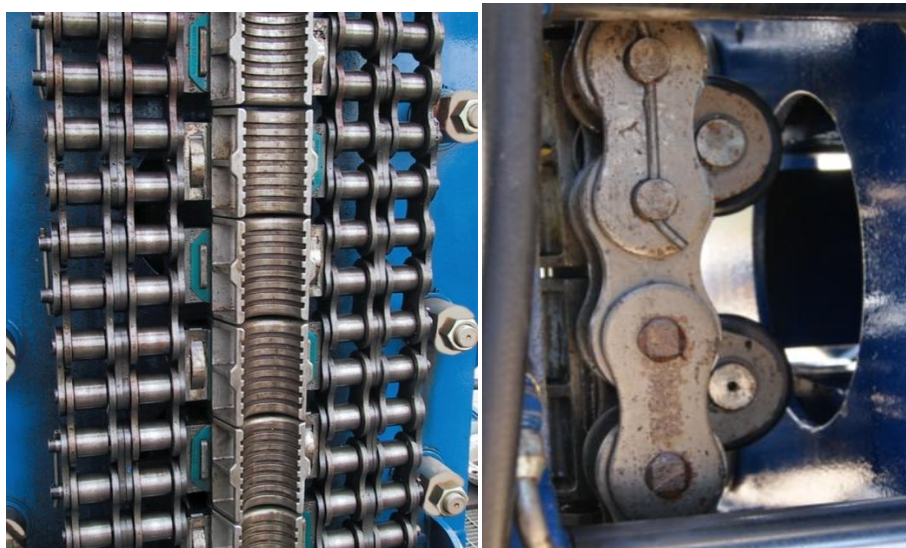
Las cadenas en la cabeza inyectora se pueden encontrar de tipo “S” y tipo “R”⁴. Diferenciándose de la siguiente manera; las cadenas tipo “S” tienen los rodamientos, *Gripperblocks* y cadenas integrados, y suministran la tracción a la tubería cuando las pistas (caras planas sujetas a los gatos de tracción) hacen presión.

Figura 18. Esquema de cadena tipo “S”



Fuente: *Injector head Schlumberger. Basic CT Equipment, CT client school*

Figura 19. Cadena tipo “S”

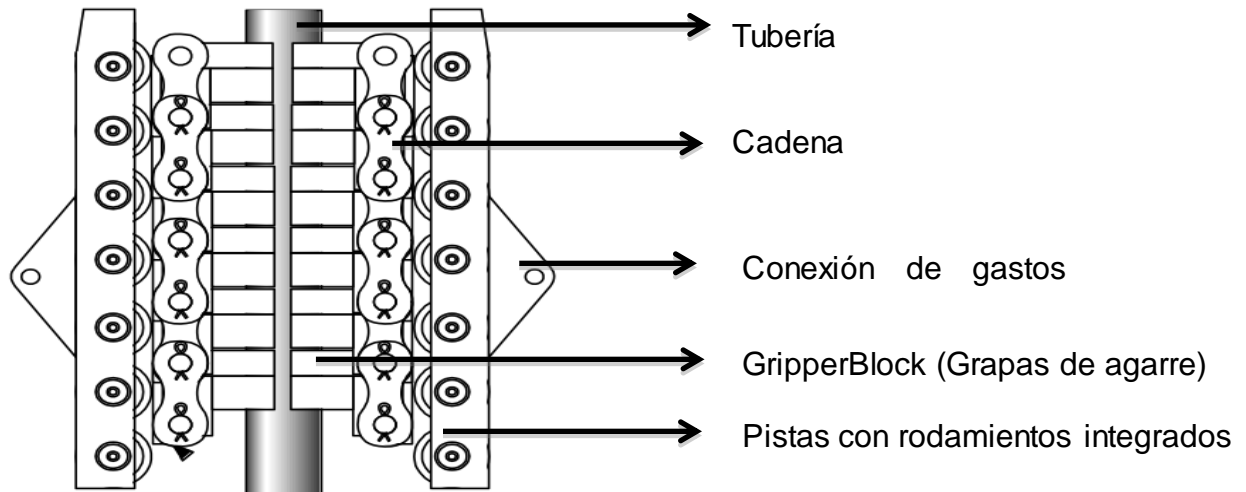


Fuente: Fotografía por los autores

⁴SCHLUMBERGER. Basic CT Equipment, CT client school

Y las cadenas tipo "R" que tienen los rodamientos integrados en las pistas y las cadenas integradas con los *Gripperblocks*.

Figura 20. Esquema de cadena tipo "R"



Fuente: *Injector head Schlumberger. Basic CT Equipment, CT client school*

Sensor de Peso: Esta instalado siempre entre la protección exterior e interior del inyector, su lectura es una combinación del peso de la tubería, Fuerzas de arrastre en el pozo, *Stripper*, Flotación, Tensión del Carrete, Presión en la Cabeza del Pozo, etc. Existen dos tipos de sistema de medición que son los de tipo hidráulico que en ocasiones pueden ser afectados por cambios en la temperatura ambiente y los de celda electrónica (sencillo o doble) que son más exactos en condiciones severas.

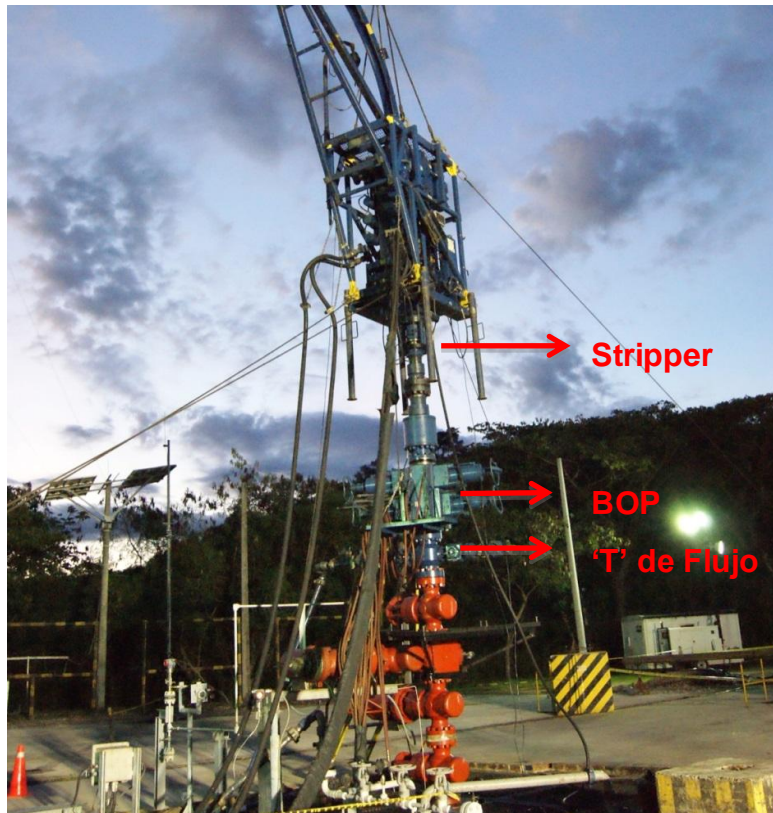
Sensor de Profundidad: Está localizado entre las cadenas del inyector y el *stripper*, utiliza una rueda de fricción la cual contabiliza la tubería inyectada o recuperada, es el sistema oficial que suministra el dato de profundidad durante el desarrollo de la intervención, a pesar que en el carrete se cuenta con un contador adicional.

1.1.2 Equipo de Control de Presión

El equipo de control de presión es otro de los componentes claves durante las labores de intervenciones de pozo con *Coiledtubing*, dado que la mayoría de estas operaciones se realizan en presencia de presión de cabeza y fluidos inflamables, este conjunto permite desarrollar la intervención dentro de los estándares de seguridad exigidos⁵.

Los componentes del equipo de control de presión se clasifican de acuerdo a la barrera que proporciona contra la presión. La barrera primaria es el *Stripper*, la barrera secundaria la conforma los ram de tubería apoyados con el servicio de los ram de cuña, la barrera terciaria son los ram ciegos y cortadores, adicionalmente se cuenta con una barrera mas que es la válvula cheque instalada después del conector seleccionado para la operación. Para claridad del concepto de barreras de presión ver anexo 1 y 2.

Figura 21. Equipo de control de presión en cabeza de pozo, *Coiledtubing*

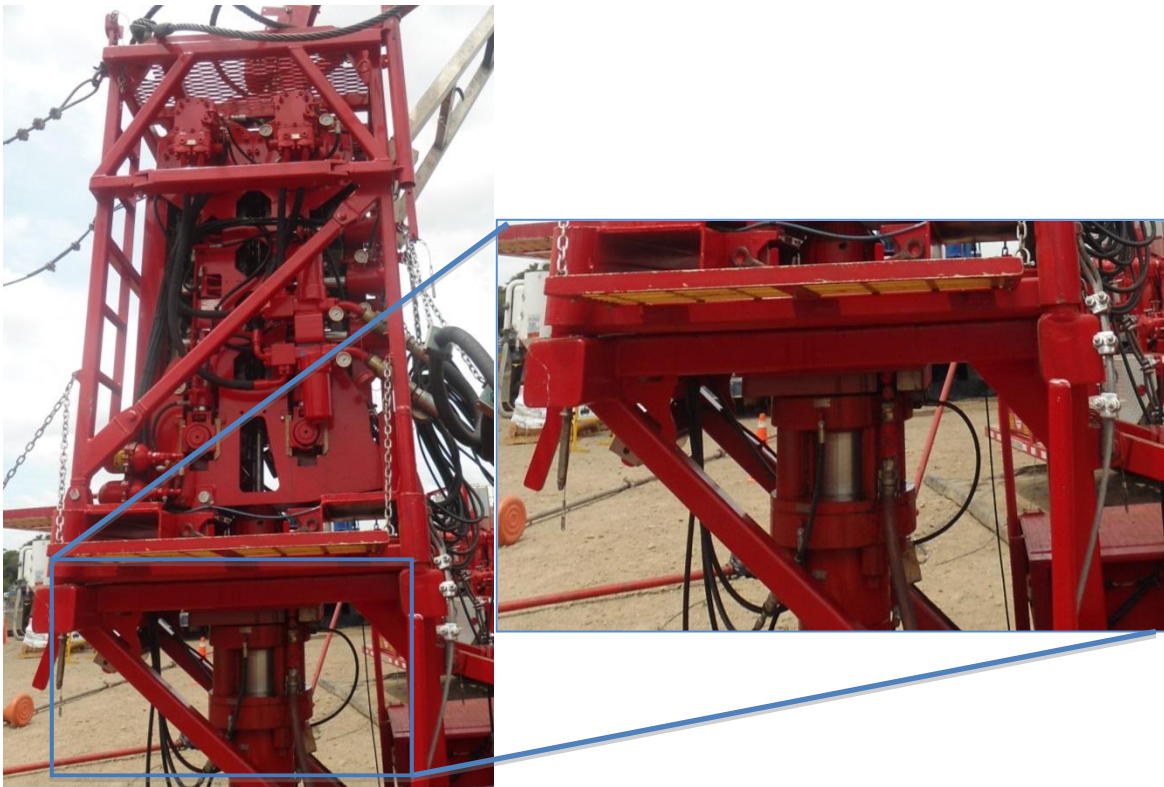


Fuente: Fotografía por los autores

⁵ WCS-WellControl School. Principios de la presión Capítulo 1. Harvey, Louisiana 70058. ©2003

❖ **Stripper (Barrera Primaria):** Suministra el sello principal de los fluidos y presión de cabeza, se instala en la parte inferior de la Cabeza inyectora... véase la imagen a continuación... y está diseñado para dar un sello dinámico alrededor del *coiled tubing* estando en movimiento hacia dentro o fuera del pozo y un sello estático cuando no está en movimiento. El sello es logrado energizando los Insertos o empaques del *stripper* con fuerza hidráulica y es controlada desde la cabina de control, debido a que el *stripper* está en permanente uso, los empaques son los elementos que más se desgastan y puede haber necesidad de cambiarlos durante una operación, es por ello que el diseño permite el remplazo de los empaques de manera segura, aun cuando el equipo está instalado y el *coiled tubing* enhebrado en la Cabeza Inyectora.

Figura 22. Ubicación del sistema *Stripper* en la cabeza inyectora

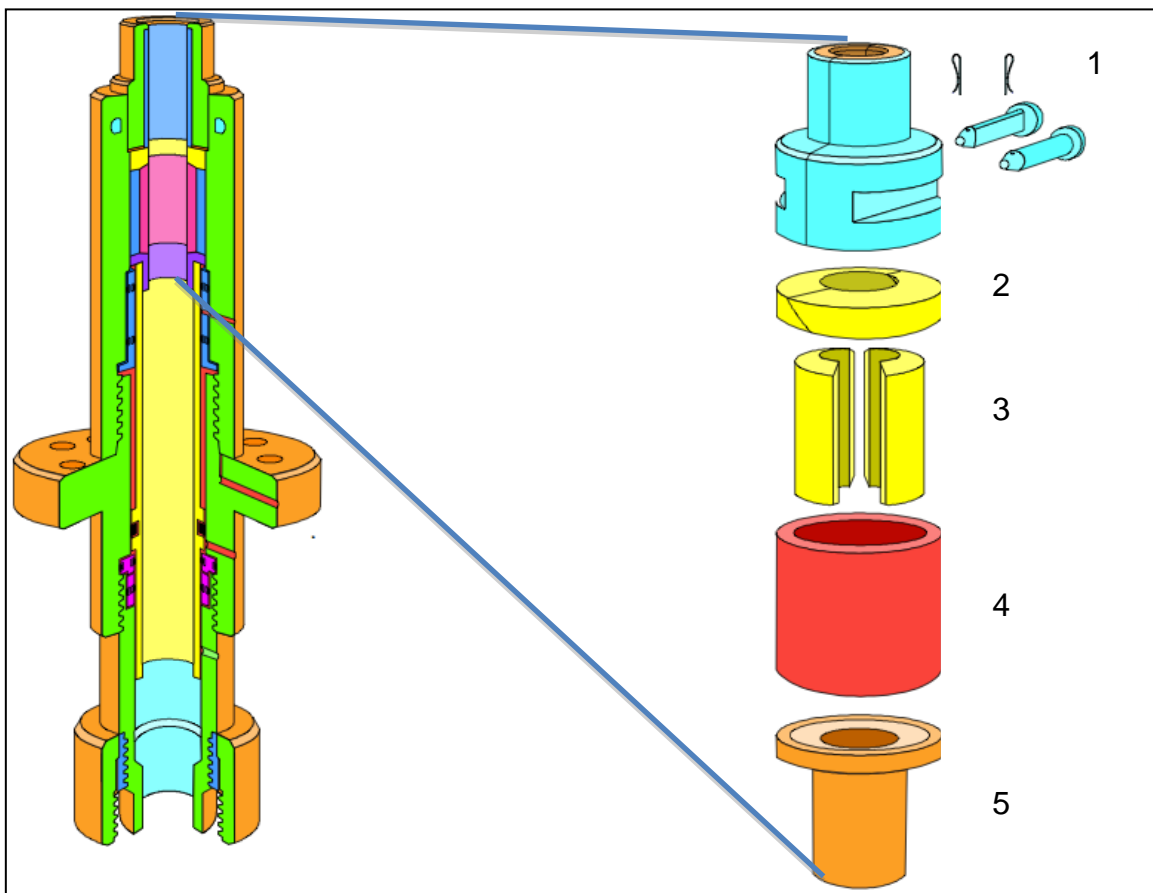


Fuente: Fotografía por los autores

Los tipos de *Stripper* son:

Convencional: En el diseño del *stripper* convencional el bronce inferior está expuesto a la presión de cabeza aprovechándola para desplazarse hacia arriba y así energizar el empaque. Si por un lado esto ayuda a empaquetar el sistema evitando fugas del fluido del pozo, por otro lado causa una alta abrasión en condiciones de presión altas. Para evitar este excesivo empaquetamiento y dependiendo que tan larga es la operación, los operadores colocan algo de presión hidráulica en sentido contrario (Diseño del *Stripper* lo permite), generando un colchón que ofrece una resistencia hidráulica a los efectos de la presión de cabeza que actúan sobre el pistón, esto permite menor abrasión del empaque.

Figura 23. *Stripper* convencional

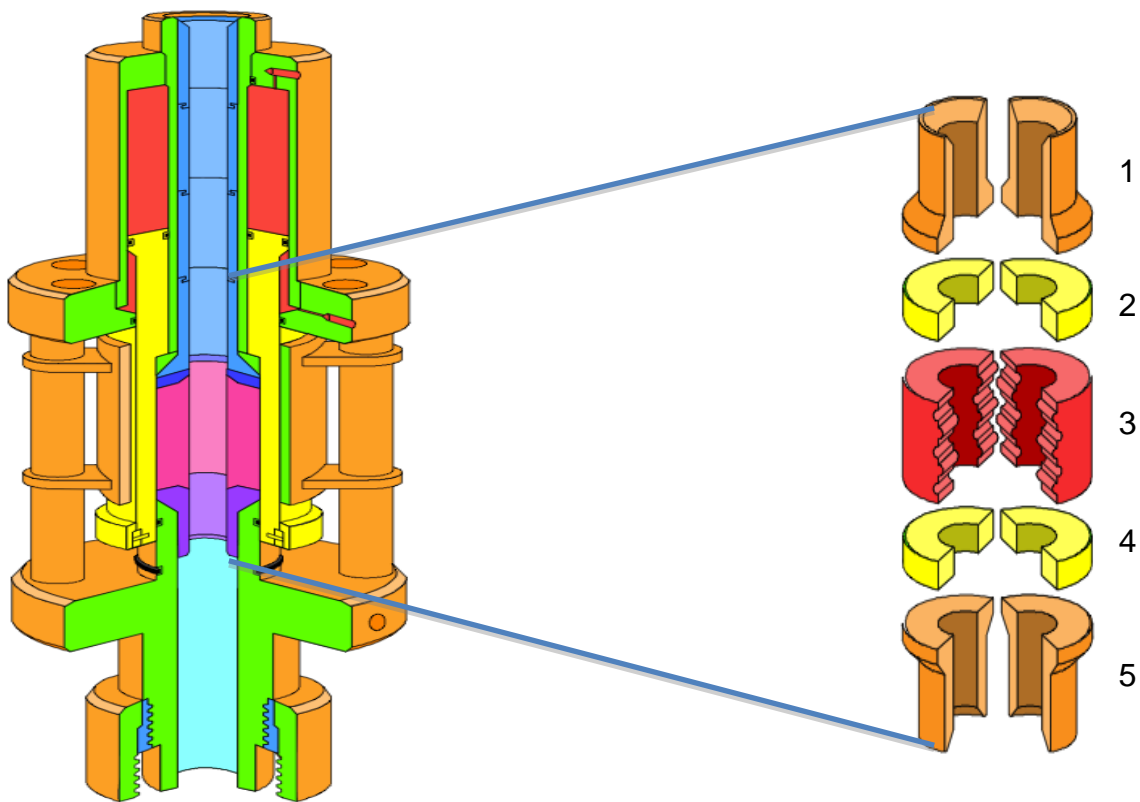


Fuente: *Arco coiled tubing manual*

Descripción: 1. Pernos y Bronce superior, 2. Anillo anti-extrusión, 3. Insertos o Empaques, 4. Energizador, 5. Bronce Inferior.

Sidedoor (Ventana): En este sistema en particular el pistón hidráulico está montado en la parte superior del *stripper*, a diferencia del tipo convencional la presión de cabeza desempaca el sistema de empaques, por lo que es necesario energizar el sistema hidráulicamente, es por ello que la presión hidráulica requerida para empaquetar depende de la presión de cabeza. El pistón es más grande que en el diseño convencional y se debe estar alerta pues se puede provocar el colapso de la Tubería cuando se opera con altas presiones hidráulicas y baja presión de cabeza.

Figura 24. *Stripper* tipo *Sidedoor*

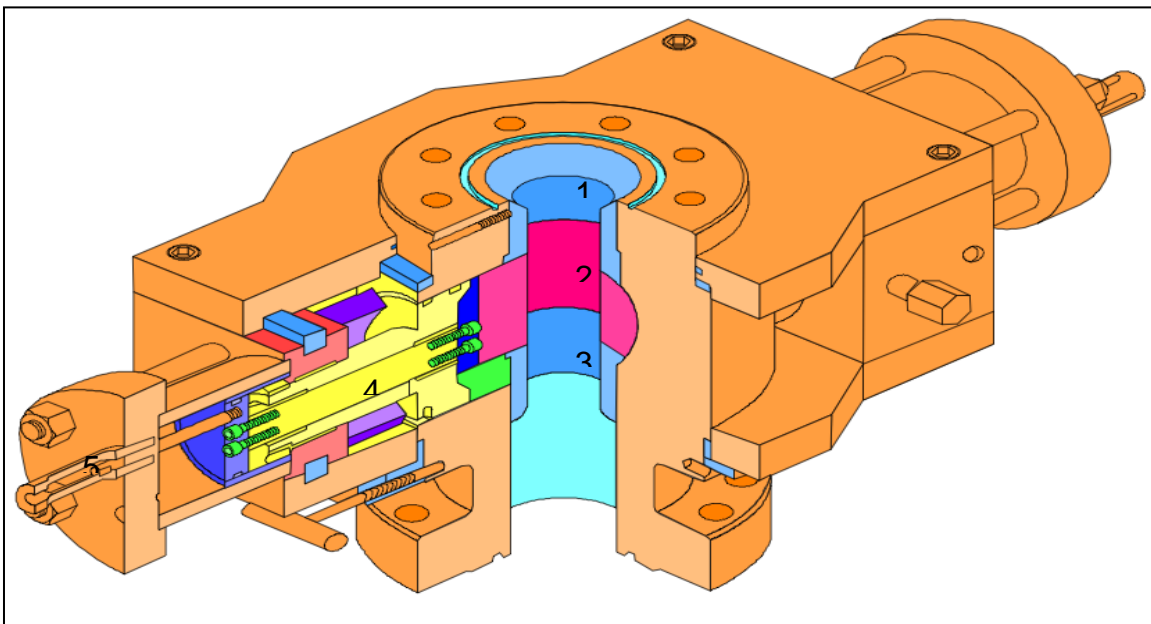


Fuente: *Arco coiled tubing manual*

Descripción: 1. Buje de Bronce superior, 2. Anillo anti-extrusión Superior, 3. Insertos o Empaques, 4. Anillo anti-extrusión Inferior, 5. Buje de Bronce Inferior.

Radial: Es similar en su diseño al RAM de tubería, que con el fluido hidráulico comprime los empaques alrededor de la tubería flexible con el fin de dar sello. Los actuadores hidráulicos, incorporan también un indicador visual para mostrar la posición del pistón y para indicar el grado de desgaste del Empaque. Puesto que los actuadores son horizontales, puede lograrse una reducción en la altura total, comparado con los *Strippers* Convencionales y *sidedoor*. El cambio de los elementos de sellado se efectúa desde el espacio abierto debajo del inyector.

Figura 25. *Stripper* radial



Fuente: *Arco coiled tubing manual*

Descripción: 1. Bronce Superior, 2. Empaques, 3. Buje Inferior, 4. Sistema de Actuador Hidráulico, 5. Indicador Visual (Cierre o Apertura).

Durante trabajos muy largos o cuando se trabaja en pozo de alta presión, puede usarse dos *stripper*, conocido este conjunto como *stripper tándem*. Usándose los dos durante la operación para distribuir la presión diferencial entre los *strippers*, lo cual podría aumentar la vida útil de los elementos ó también uno de uso permanente mientras el otro funciona como contingencia, donde el empaque superior ya sea tipo *sidedoor* o convencional es el de permanente uso y el empaque inferior montado directamente debajo funciona como contingencia.

A continuación se ilustra el cambio de los empaques en un *stripper* tipo *sidedo* durante operaciones de Estimulación química.

Paso 1: En este primer paso se observa al personal encargado abriendo de manera manual la Compuerta o Ventana de *stripper*.

Figura 26. Apertura de ventana en el *stripper*



Fuente: Fotografía por los autores

Paso 2: Esperando la apertura total de la camisa del pistón.

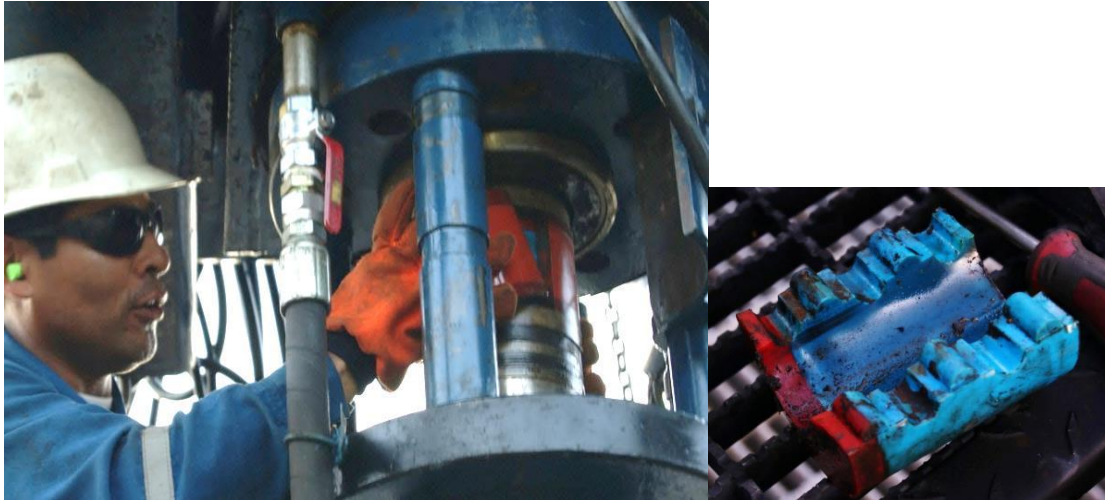
Figura 27. Apertura de pistón



Fuente: Fotografía de los autores

Paso 3: Procedimiento de cambio de empaques.

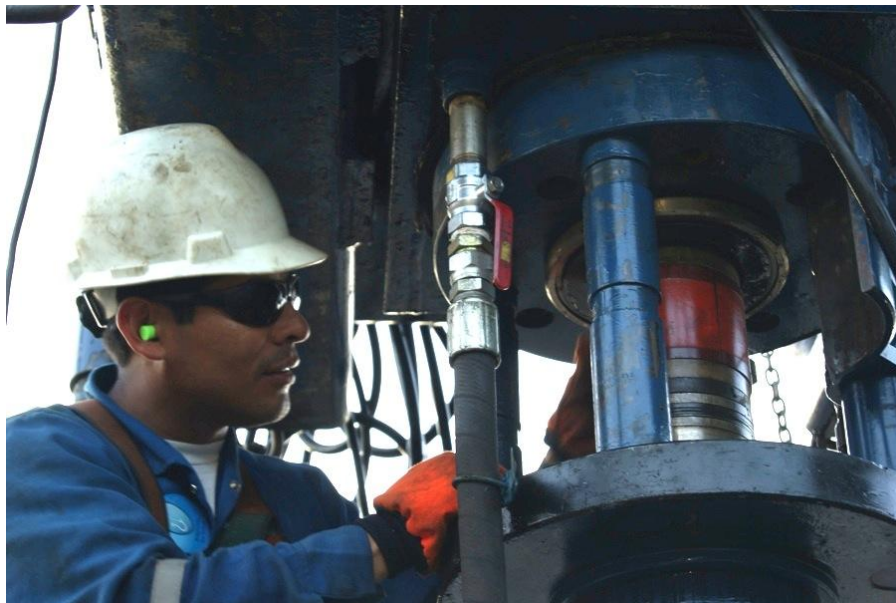
Figura 28. Cambio de empaque



Fuente: Fotografía de los autores

Paso 4: El operador supervisa que durante el cierre de la camisa del pistón el empaque no se vea afectado.

Figura 29: Monitoreo de cierre de pistón



Fuente: Fotografía de los autores

Los materiales utilizados en los empaques son:

Uretano: Para uso pesado y también tolera el abuso. Quizá es el compuesto que dura más tiempo. Tiene un alto rango de temperaturas de operación desde los -40 a los 200 °F (-40 hasta 93.3 °C), aunque comienza a deteriorarse rápidamente a medida que la temperatura se aproxima a su límite superior.

Nitrilo: Es el más común en las operaciones. Tiene buena resistencia al aceite y al agua. Tiene un rango de temperaturas más alto que el de uretano. No es tan resistente como el uretano. Rango de temperaturas de operación -10 hasta 350 °F (-23 hasta 177 °C).

Viton: Resistente a la mayor parte de los productos químicos de petróleo y gas, tiene buena resistencia a la impregnación con gas. No es tan resistente al desgaste como el nitrilo. Rango de temperaturas de operación más alto, desde 0 hasta 400 °F (-18 o a 221 °C).

EDPM: Resistente al vapor, fluidos y aguas geo- termales. No es tolerante con el aceite o petróleo. Propiedades al desgaste similares a las del Viton. Tiene el más alto rango de temperaturas de operación, desde 20 hasta 500 °F (-7 hasta 260°C).

Figura 30. Empaques



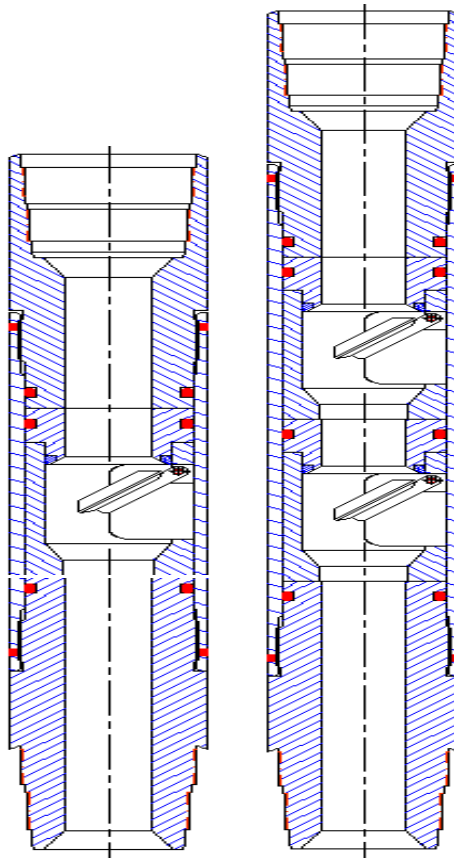
Fuente: Fotografía por los autores

❖ **Válvula Cheque (Barrera adicional):** Esta instalada inmediatamente después del conector, su principio de funcionamiento utiliza el diferencial de presión creado entre el interior de la tubería y la presión de formación, mientras mayor sea la presión en el interior de la tubería la válvula cheque va a estar abierta, dentro de sus funciones principales esta: Brindar una barrera primaria a la presión del fondo del pozo durante operaciones de *well control*, impedir el ingreso de fluidos de fondo, impedir el retorno de fluidos bombeados (Estimulaciones químicas, inhibición, Cementación, etc....), permitir el paso de balines para activar herramientas (Empaques, desconectores, puertos de circulación, etc....).

A continuación se ilustran los tipos de válvula cheques más comunes:

Válvula sencilla y doble tipo *flapper*: Es la válvula cheque más común, permite el paso de balines para activar herramientas, su apertura es casi completa, de fácil mantenimiento e inspección. La apertura de las paletas se da cuando la presión interna de la tubería es mayor a la presión del pozo.

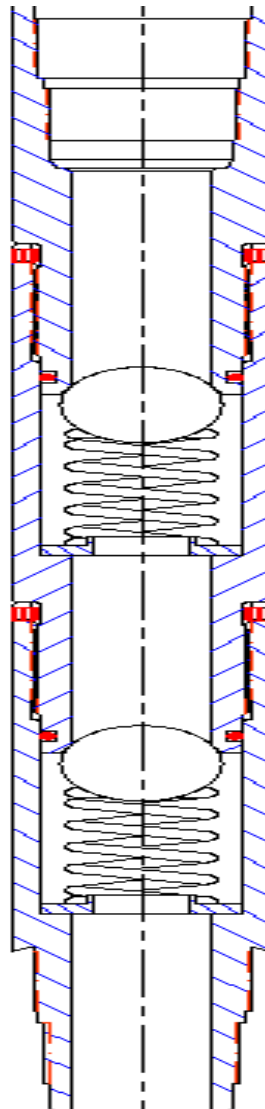
Figura 31. Válvula cheque tipo *flapper* sencilla y Doble



Fuente: *Schlumbergercheckvalvetools*

Válvula tipo bola: Utiliza un resorte que siendo presurizando hacia abajo desplaza la bola del asiento y el flujo pasa alrededor de la bola, mientras que la presión de fondo empuja la bola hacia el asiento. El resorte presiona la bola al asiento cuando no hay flujo. Su uso es limitado debido a que por el interior de la válvula no se pueden bombear balines para activar herramientas, el resorte es afectado en presencia de H₂S y que los sólidos pueden impedir el cierre efectivo de los balines sobre el asiento.

Figura 32. Válvula cheque tipo bola

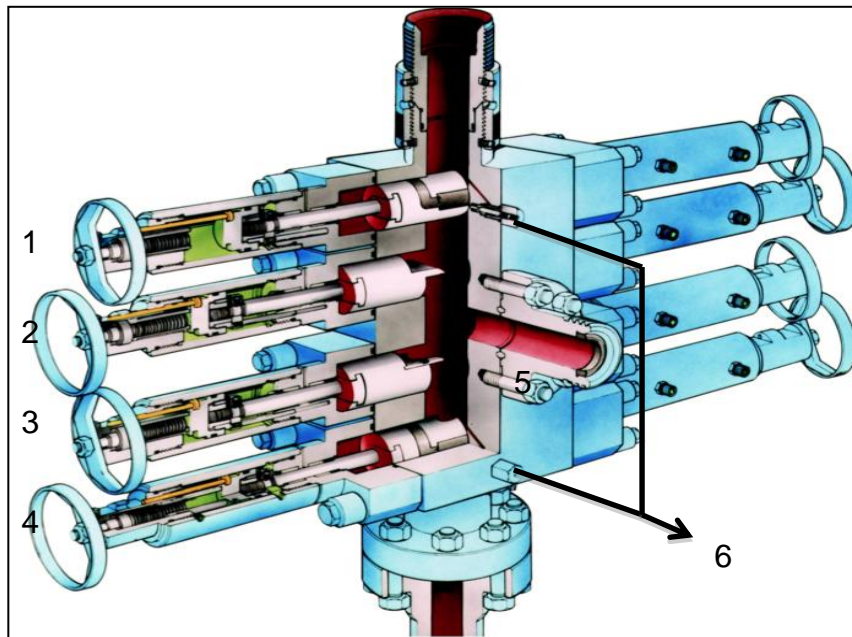


Fuente: *Schlumberger Check valve tools*

❖ **BOP (Barrera secundaria y terciaria)** La BOP (*Blowout preventers*) o preventiva de reventones son un equipo adicional de seguridad, se instalan en el tope de la cabeza del pozo (Árbol de navidad). La conforman parejas de ram de acuerdo a su configuración y cada una diseñada para cumplir una función específica.

El número y tipo de ram en la BOP está determinado por la configuración, por ejemplo BOP (Quad, Combi o Triple Combi). Siendo la configuración quadla más común, las funciones de las ram de arriba hacia abajo se disponen de la siguiente manera: Ram ciegos: Sellan el pozo cuando la tubería está por fuera de la BOP. Ram de corte: Se utilizan para cortar la tubería si el evento lo requiere. RamCuña: sostienen el peso de tubería, colgado por debajo del mismo (algunos son bidireccionales y evitan que la tubería se mueva hacia arriba). Ram anulares o tubería: Sellan alrededor de la tubería que está colgada. Las BOP también están provistas de sistema de equalización de presión para la apertura de las ram durante un cierre. También tienen una salida entre los ram cuña y de corte. Esta salida recibe el nombre de línea de matado. A continuación se ilustran las diferentes configuraciones de BOP.

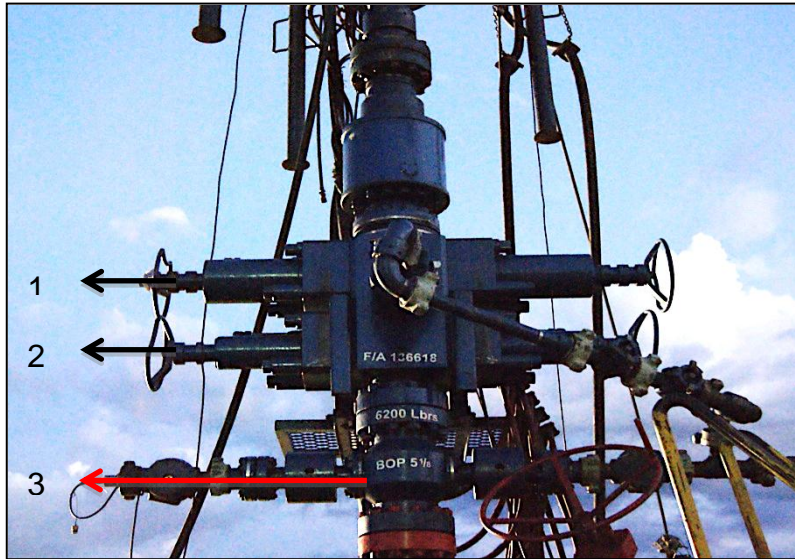
Figura 33. Quad BOP, *Coiled tubing*



Fuente: Manual *WCS-wellcontrol school*. 2003

Descripción: 1. Ram ciega, 2. Ram cortadora, 3. Ram cuña, 4. Ram tubería o anular, 5. Puerto de matado (*Kill Port*), 6. Válvulas equalizadoras.

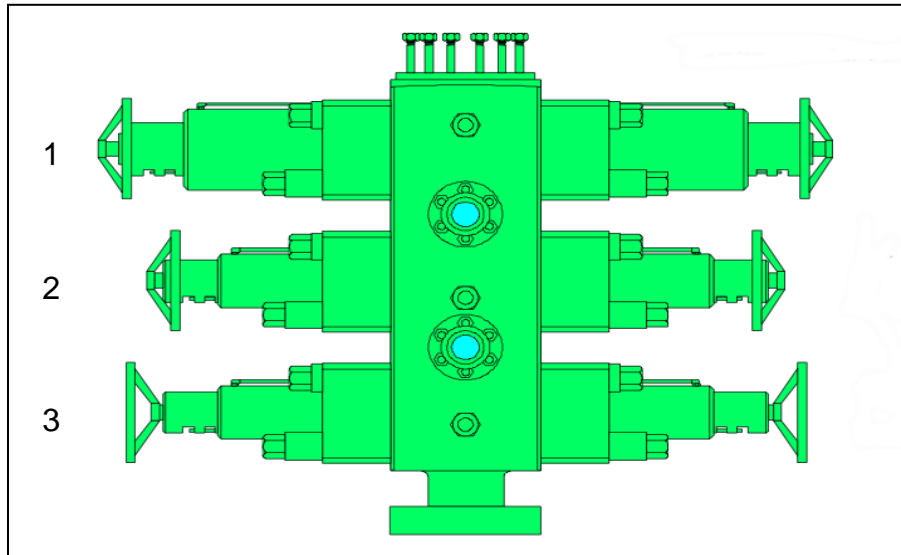
Figura 34. Combi BOP, *Coiled tubing*



Fuente: Fotografía por los autores

Descripción: 1. Ram ciego/corte, 2. Ram cuña/tubería, 3. Te de flujo.

Figura 35. Triple Combi BOP, *Coiled tubing*



Fuente: Manual *WCS-wellcontrol school*. 2003

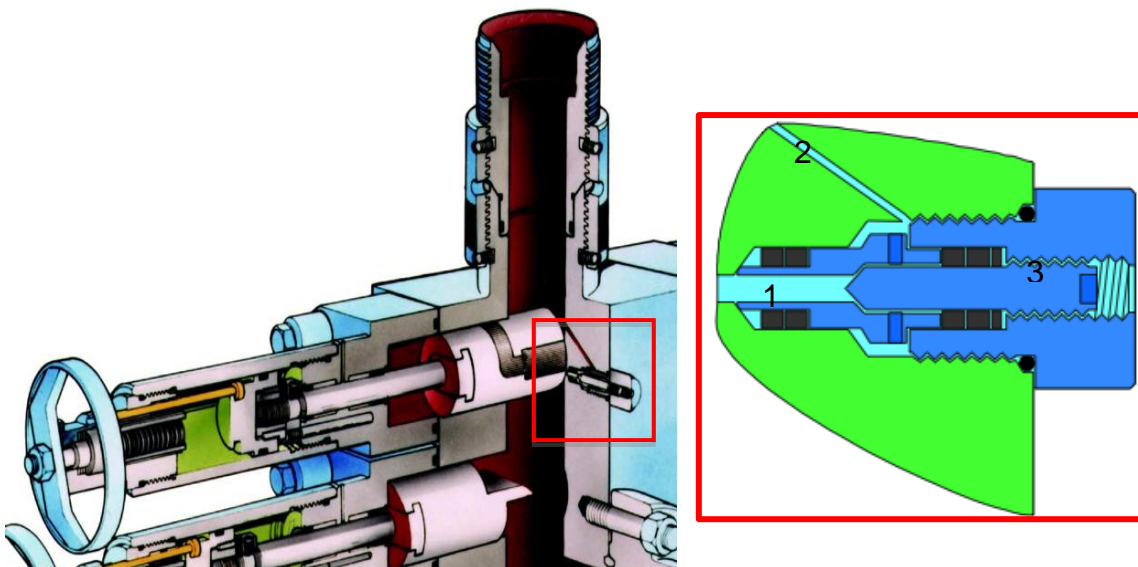
Descripción: 1. Ram corte/sello, 2. Ram cuña, 3. Ram de tubería.

Dentro de las características de los componentes principales de la BOP, están:

Puerto de Matado: Está instalado directamente sobre el cuerpo medio de la BOP...Ver figura 37 ítem 5... Una conexión bridada permite instalar la línea de matado, usada para bombear fluidos dentro del pozo o para retornar durante operaciones de *Well Control*. No obstante, hacer retornos a través de la línea de matado expone los juegos de ram inferiores, a la acción de los sólidos, desperdicios y otros fluidos de retorno, es por eso la importancia de la *Flowtee*...Ver figura 36 ítem 3... que se instala directamente debajo de la BOP (indiferente de su configuración), y que cumple con las especificaciones para el desarrollo de dichas operaciones.

Válvula ecualizadora: Está instalada en cada ram encargada de sellar (ram ciego y ram tubería o anular), está instalada de manera integral al cuerpo de la BOP y no requiere ninguna conexión exterior. Una llave allen se usa para abrir o cerrar la válvula. La válvula siempre debe estar en posición cerrada, pero se debe practicar una prueba de funcionamiento antes de cada operación.

Figura 36. Sistema de ecualización de presión, *Coiled tubing*

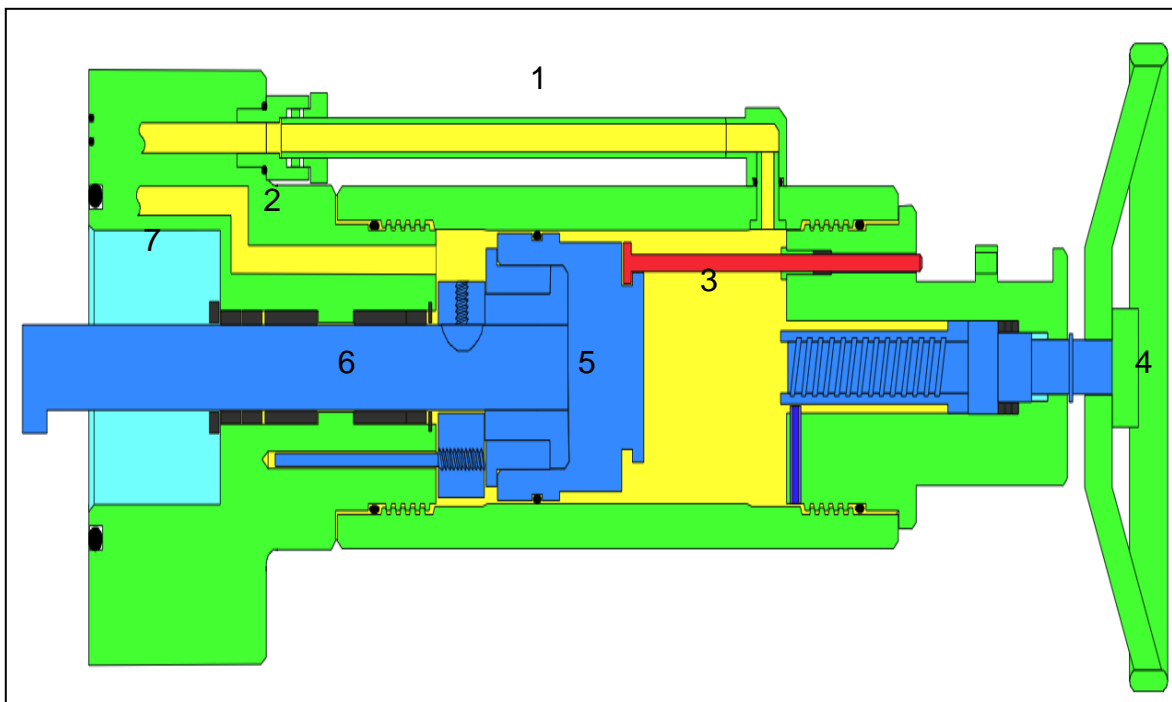


Fuente: Manual *WCS-wellcontrol school*. 2003

Descripción: 1 Conducto de la parte inferior de la ram, 2. Conducto hacia la parte superior de la ram, 3. Tornillo ajustable para la ecualización.

Actuador Hidráulico: Sistema Mecánico/ Hidráulico que permite la apertura y cierre de las ram durante la intervenciones.

Figura 37. Actuador Hidráulico, *Coiledtubing*



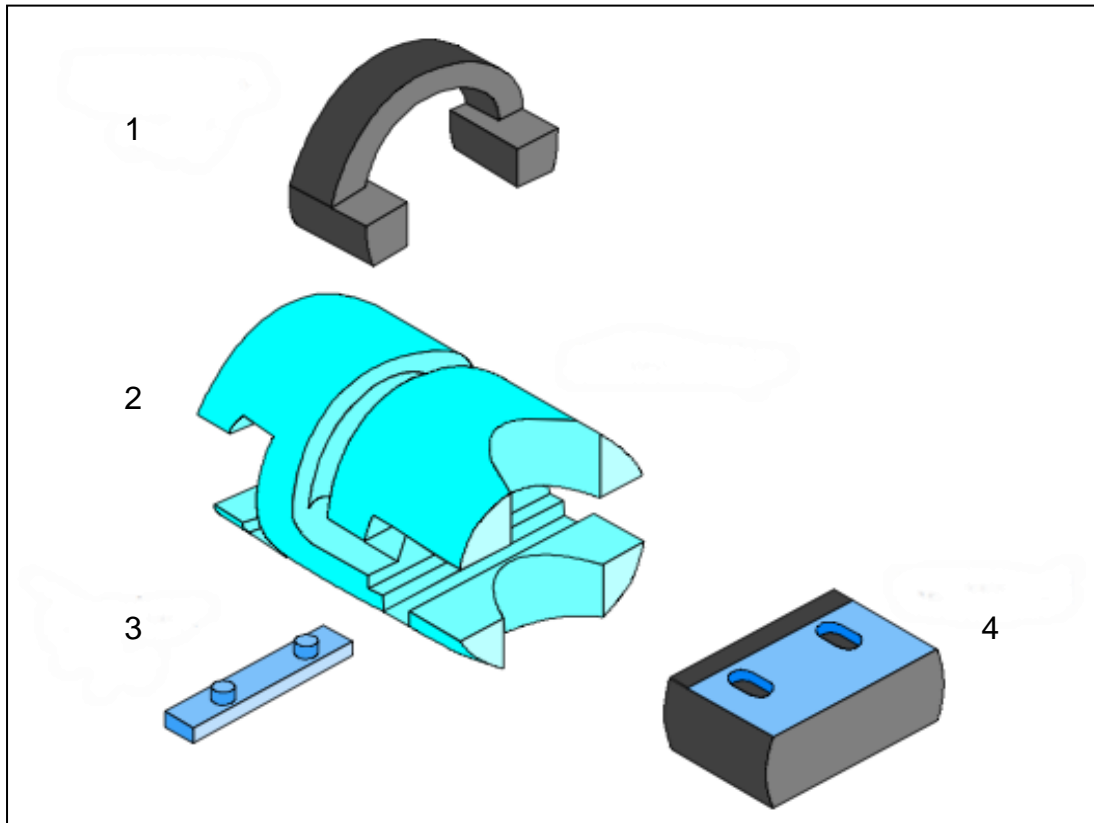
Fuente: Manual Arco *CoiledTubing*

Descripción: 1. Entrada hidráulica para cierre de la ram, 2. Entrada hidráulica para apertura de la ram, 3. Indicador externo de estado de la ram (Cerrada/ Abierta), 4. Seguro manual ajustable para cierre, 5. Pistón transmisor para cierre, 6. Barra transmisora de movimiento para la ram, 7. Recamara de la ram.

Ciega (Blindram): Brinda sello efectivo del pozo cuando no se tiene tubería, ya sea porque se cortó o por pérdida de integridad en los equipos de superficie. Clasificación *Barrera Terciaria*.

Cuando la ram ciega está en funcionamiento, la configuración interna de los sellos está diseñada para utilizar la presión diferencial que se genera por el cierre, para ayudar a mantener las ram cerradas. Es recomendable que antes de abrir los ram sea ecualizada la presión del sistema, para prevenir daños en los sellos frontales del elemento. El sello de esta ram no depende el tamaño de la tubería, así que no es necesario cambiarlo.

Figura 38. Esquema interno ram ciega, *Coiledtubing*



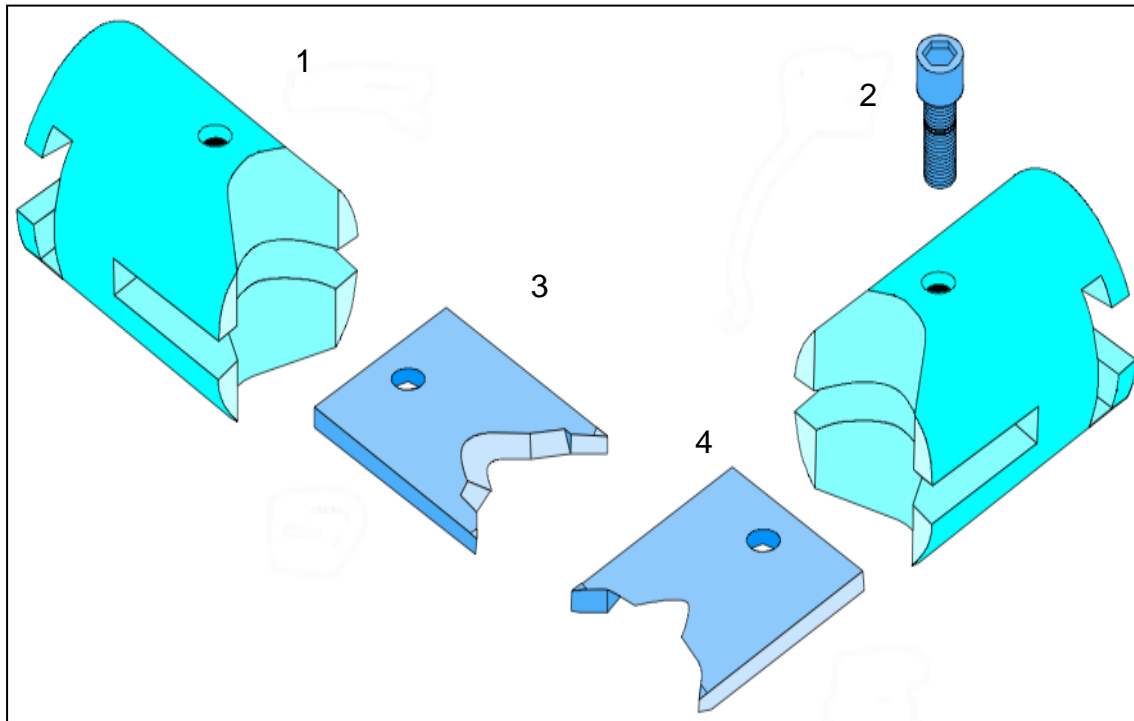
Fuente: Manual Arco *Coiledtubing*

Descripción: 1 Sello del Cuerpo de la ram, 2. Cuerpo de la ram, 3. Barra retenedora, 4. Sello de la ram.

Cortadora (Shearram): Está diseñada para cortar tubería en caso de que se requiera. Clasificación *Barrera Terciaria*.

Es importante considerar el daño efectuado a la tubería durante la operación de corte. En la mayoría de los casos es deseable tener buenas condiciones para poder bombear fluido en el caso que se requiera. Es recomendable que en el momento del corte la tubería se encuentre en tensión, con el fin de garantizar que la sección de fondo me permita el cierre de los ram ciegos. El procedimiento de corte es menos efectivo con altas presiones de cabeza, las cuchillas de mayor dureza dan un mejor corte, pero se debe tener en cuenta que la presencia de H₂S es perjudicial.

Figura 39. Esquema interno ram de corte, *Coiledtubing*



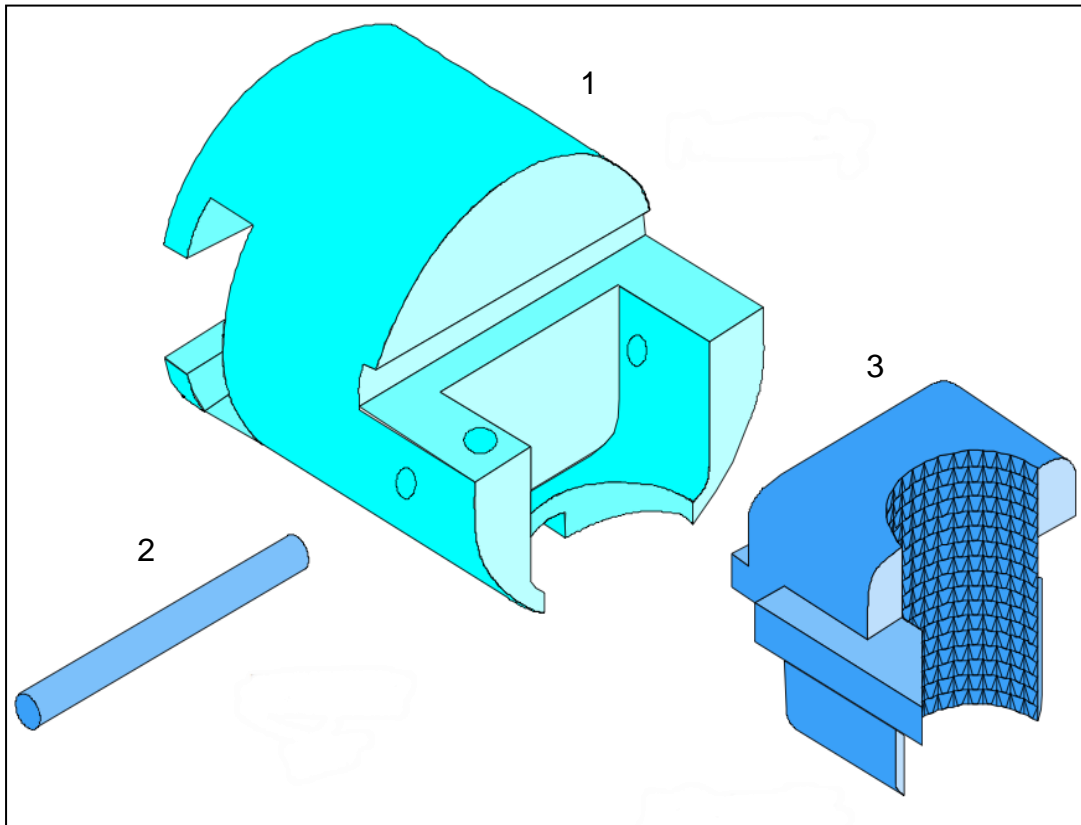
Fuente: Manual Arco *CoiledTubing*

Descripción: 1. Cuerpo de la ram, 2. Tornillo de retención, 3. Cuchilla de corte, 4. Cuchilla de corte invertida.

Cuña (Slipram): Su función es sostener la tubería, contra su propio peso o fuerzas hacia arriba. Al igual que todas las ram se deben activar con la tubería detenida, con el fin de causar el menor daño posible a la superficie de la tubería y así no debilitar la estructura del mismo.

Las marcas en la superficie del tubo causadas por una operación bien ejecutada tienen poco o nulo efecto. Los elementos de los ram de cuñas están hechos para coincidir con el OD de la tubería.

Figura 40. Esquema interno ram cuña, *Coiledtubing*



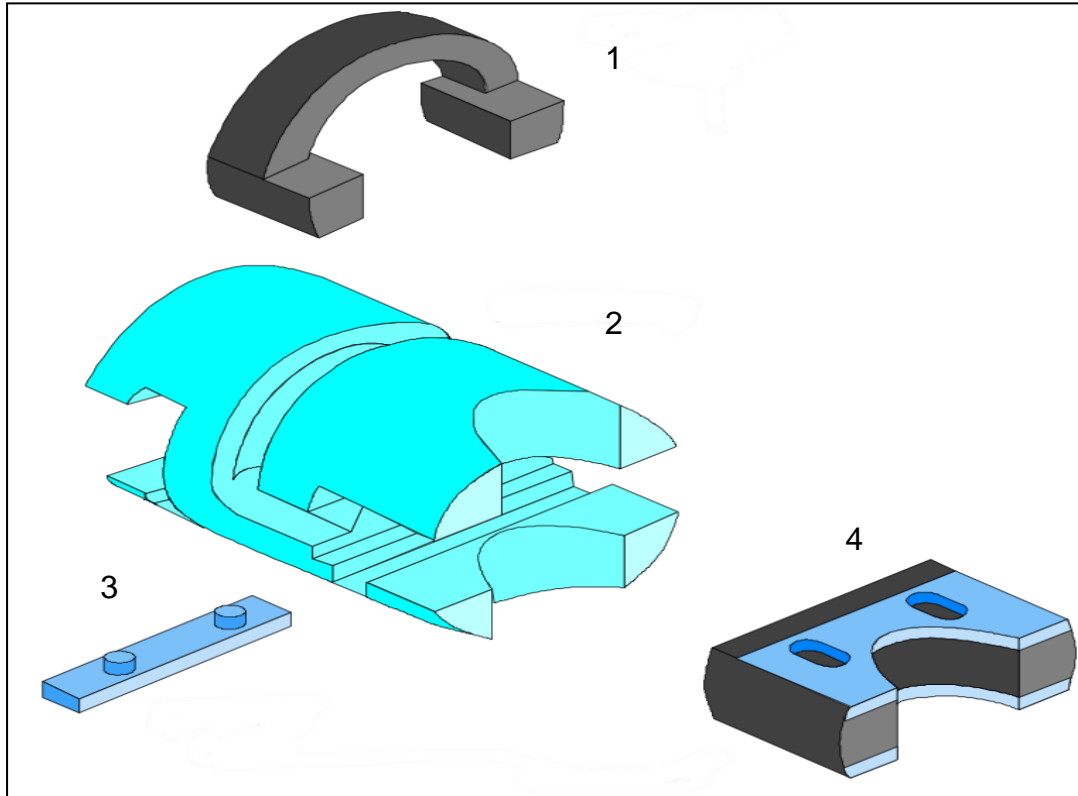
Fuente: Manual Arco *CoiledTubing*

Descripción: 1 Cuerpo de la ram, 2. Pin de retención 3. Cuñas o Insertos.

Tubería o Anular (Pipe ram): Me proporciona un sello a los fluidos del pozo que hay en el espacio anular formado por el OD de la tubería y el ID de la BOP, Clasificación *Barrera Secundaria*.

Es importante seleccionar el elemento adecuado para un sello efectivo teniendo en cuenta que depende del diámetro de tubería a utilizarse. Esta ram es la utilizada en caso que necesitemos realizar un cambio del Empaque en el *stripper* mientras tenemos la herramienta en fondo, al igual que la ram ciega cuenta con un sello posterior que usa la presión diferencial para mejorar eficiencia de sellado, es recomendable el uso del sistema de eculización antes de la apertura.

Figura 41. Esquema interno ram tubería o anular, *Coiledtubing*

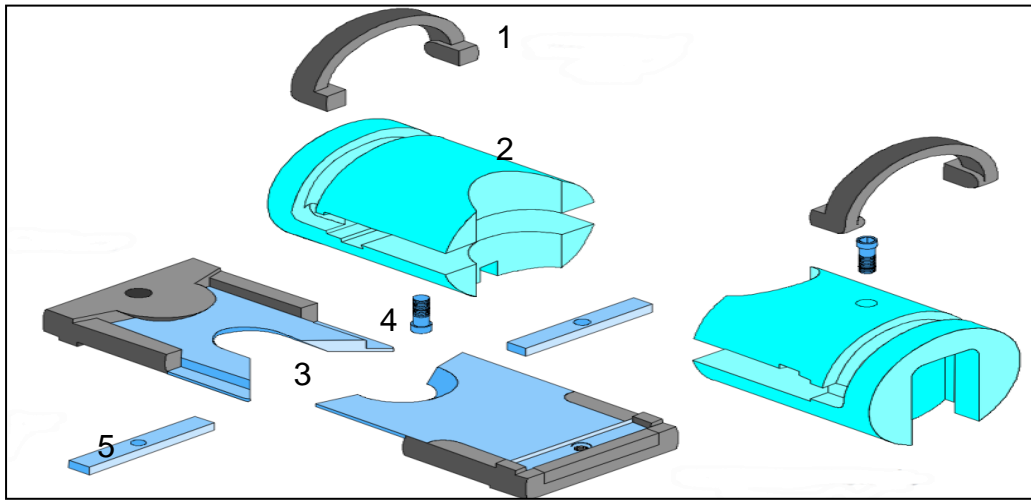


Fuente: Manual Arco *CoiledTubing*

Descripción: 1 Sello del Cuerpo de la ram, 2. Cuerpo de la ram, 3. Barra retenedora, 4. Sello de la ram.

Combinada Ciego/ Corte (Blind/shear): Cumple la función de Cortar la tubería y sellar el pozo.

Figura 42. Esquema interno ram ciego/ corte, *Coiledtubing*

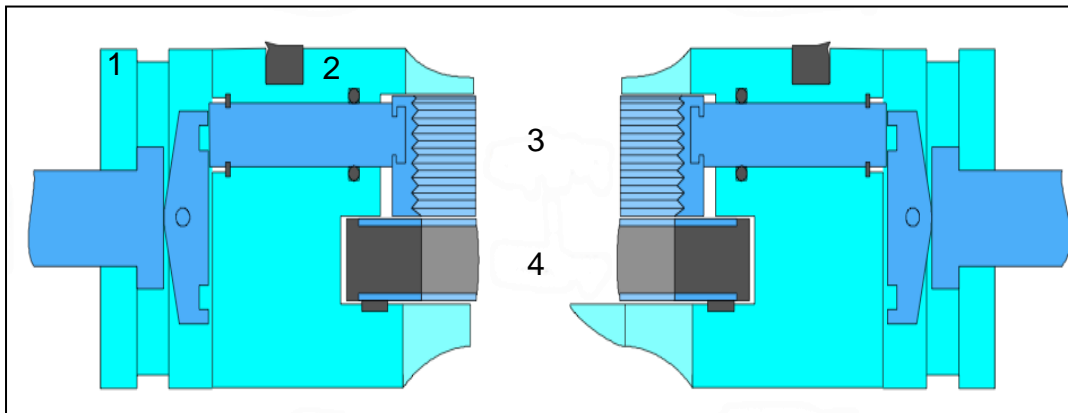


Fuente: Manual Arco *CoiledTubing*

Descripción: 1 Sello del Cuerpo de la ram, 2. Cuerpo de la ram, 3. Cortadora/ sello integrada, 4. Tornillo de retención, 5. Barra retenedora.

Combinada Tubería/ Cuña (Pipe/ Slip): Cumple la función de sellar el espacio anular y sostener la tubería. Cada inserto es seleccionado de acuerdo al tamaño de la tubería a utilizarse.

Figura 43. Esquema interno ram tubería/cuña, *Coiledtubing*



Fuente: Manual Arco *CoiledTubing*

Descripción: 1 Cuerpo de la ram, 2. Sello del Cuerpo de la ram, 3. Cuña, 4. Sello.

1.2 WIRELINE

Se conoce como equipo de *wireline* a todas las unidades portables accionadas hidráulicamente diseñadas para inyectar o recuperar cable corriendo herramientas dentro de los pozos. Las operaciones de *wireline* involucran una gran variedad de operaciones, cada una con su extensa gama de equipos y herramientas. Estas operaciones tienen como finalidad mejorar el estado de un pozo o adquirir información de este. En la mayoría de los casos se trabaja bajo presión, ya sea natural del yacimiento o artificial.

Como cita aclaratoria es necesario resaltar que el término *Wireline* hace referencia a todos los servicios realizados con guaya, en la actualidad existen tres tipos de aplicaciones de *wireline* que son: *Slick line* (línea lisa), *braided line* (línea trenzada), y *electriclogging line* (línea trenzada con señal eléctrica aislada).

Dentro de sus principales aplicaciones encontramos:

- ✓ Pesca
- ✓ Bajado, asentado y recuperación de equipos (*Gas lift*, válvulas de seguridad).
- ✓ Registros de pozos (tiempo real o memorias).
- ✓ Perforación o cañoneo.
- ✓ Limpieza del *liner* de producción.
- ✓ Extracción de arena.
- ✓ Cementaciones remediales.
- ✓ Abrir o cerrar equipos.
- ✓ Corridas de correlación y verificación de acceso.

Las unidades de *wireline* ofrecen ventajas sobre las unidades convencionales ya que pueden armarse, ejecutar su tarea y desarmarse en menos tiempo que otro tipo de unidades.⁶

Dichas unidades tienen algunas desventajas, tales como la resistencia limitada del cable y el hecho de que no puedan rotar o circular. Así mismo el uso de línea de cable se hace bastante limitado en pozos de ángulo pronunciado o pozos horizontales, puesto que cuentan con la fuerza de gravedad para bajar la herramienta.

⁶ WCS-WellControl School. Operaciones con línea de cable capitulo 17. Harvey, Louisiana 70058.©2003

1.2.1 Equipos de Superficie

Son el conjunto de equipos que conforman la unidad de *wireline* que permiten el desarrollo de las operaciones de manera segura, mientras no se suspende la producción del pozo, la conforman los siguientes equipos de superficie:

- ✓ Unidades
- ✓ Equipo de levantamiento
- ✓ Poleas
- ✓ Carrete
- ✓ Cable
- ✓ Equipos de monitoreo

❖ **Unidades:** Son los camiones en los cuales se encuentran instalados de manera conjunta la cabina y la unidad de potencia, el camión utiliza su motor principal para poner en funcionamiento el sistema hidráulico que mueve el carrete. Esta cabina aislada se convierte en el centro de operaciones de la unidad, en su interior se obtiene datos de tensión, presión, profundidad, temperatura y adquisición de datos de registros durante operaciones con *E-Line*.

Figura 44. Unidad de *Wireline*



Fuente: Fotografía por los autores.

Figura 45. Cabina de control unidad *slick line/braided line*



Fuente: Fotografía por los autores

Figura 46. Cabina de control unidad de *E-line*



Fuente: Fotografía por los autores

❖ **Equipo de levantamiento:** Es el equipo utilizado para levantar el equipo de control de presión y lubricador a la parte superior de la cabeza del pozo y sostener el arme durante el desarrollo de la intervención.

Figura 47. Grúa, *Wireline*



Fuente: K-WINCH crane truck

❖ **Poleas:** Durante el desarrollo de la intervención es necesario cambiar la dirección de giro del carrete. Se usan para este propósito, roldanas diseñadas con tamaños que no permitan la sobrecarga de esfuerzos de doblado en la línea, y para re-dirigir la tensión desde la parte superior del conjunto del lubricador a la base del arbolito, para reducir las tensiones de carga sobre el lubricador.

Figura 48. Poleas o roldanas



Fuente: *K-WINCH G2 Rigging Sheave* y *WPCE Lightweight Hay Pulley Assembly*

❖ **Carrete:** Los carretes o tambores hacen posible poder manipular grandes longitudes de línea de cable en una sola pieza, con seguridad y conveniencia. Típicamente, están provistas de un freno y un embrague para controlar la velocidad del cable.

Figura 49. Carrete *slick line*



Fuente: Fotografía por los autores.

❖ **Cable:** Es la herramienta que permite realizar los trabajos de intervención en el pozo, existen tres tipos de cables los cuales se describen a continuación:

Slick line: Cable o guaya de una sola hebra, que por su diseño reduce el área de contacto y la resistencia a la presión que el pozo ejerce sobre el cable⁷, en la tabla a continuación se detalla los tipos de cable en el mercado y los materiales más comunes:

⁷ PTS Colombia, Guía de operaciones con guaya. Departamento de SlickLine. Santa Fe de Bogotá D.C.

Tabla 1. Característica cable *SlickLine*

Característica cable <i>Slick line</i>		
Diámetro	Punto de ruptura	
	IPS	Acero inoxidable
0.066	811	580
0.072	961	690
0.082	1,239	900
0.092	1,547	1,130
0.108	2,113	1,786
0.125	3,450	-

Fuente: Manual de operaciones PTS, *Slick line*.

Figura 50. *Slickline* cable 0.125"



Fuente: Fotografía por los autores.

Braided line: Cable trenzado que por su diseño permite exceder las capacidades de tensión comparado con los servicios de *slick line*. Se debe tener en cuenta los cuidados en el momento de la instalación y operación con el fin de prolongar su vida útil.

Los cables trenzados están compuestos por dos partes principalmente: armadura externa y armadura interna. Estas armaduras o capas están helicoidalmente enrolladas en direcciones opuestas y son formadas por alambres (*strands*), en la tabla a continuación se detalla los tipos de cable en el mercado y los materiales más comunes:

Tabla 2. Características cable *Braided line*

Característica cable <i>Braided line</i>		
Diámetro	Punto de ruptura	
	Estándar	Dycam
3/16"	4,350	6,400
7/32"	6,500	8,600
1/4"	8,000	11,000
5/16"	13,000	-
7/16"	24,000	-

Fuente: Manual de operaciones PTS, *Slick line*.

Electric line: Al igual que *Braided line* el servicio *electric-line* es un arreglo múltiple de cables que además posee uno (mono cable) o varios conductores internos (heptacable).

Este tipo de cable cubre básicamente dos funciones en los trabajos *wireline*, soporte mecánico a las herramientas que se encuentran dentro del pozo y una conexión eléctrica que permite lectura en tiempo real de los datos adquiridos por las herramientas en el pozo.

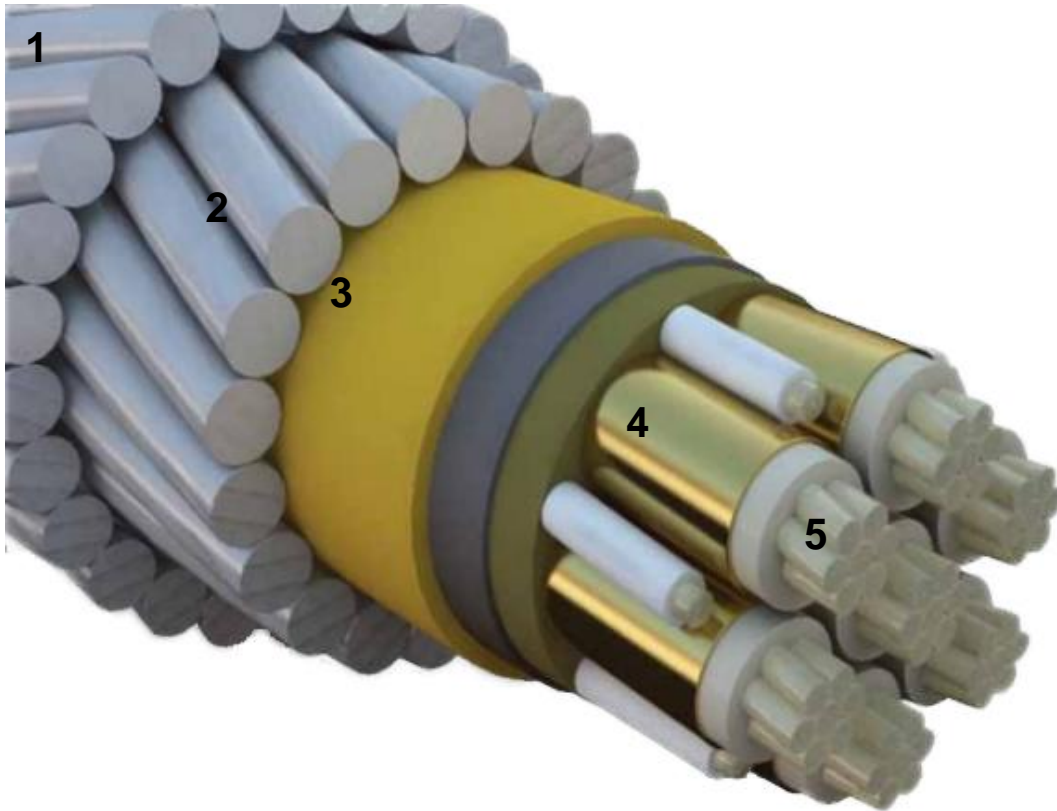
Figura 51. *Electric line cable 1-32"*



Fuente: Fotografía por los autores

Los cables usan nomenclatura para ser clasificados, de acuerdo al número de conductores, diámetros externos, material de fabricación, entre otras. A continuación se realiza un ejercicio para identificar el tipo de cable:

Figura 52. *Electric line cable 1-39"*



Fuente: *Elmarwireline pressure control equipment.*

Descripción: 1 Armadura exterior, 2. Armadura interior, 3. Chaqueta, 4. Aislante, 5. Conductor.

7 - 39 N T XS 1234 MP

Para este caso:

- 7:** Numero de conductores
- 39:** 0.39" de diámetro externo
- N:** Tipo de chaqueta usada (N=Neopreno; Z= tefzel)
- T:** Aislante (P=EPC; V=TPX; Z= Tefzel; T= Teflon)
- XS:** Resistencia de la armadura (XS= *Extra strength*; MP= *multiphaseresistente* al H₂S).
- 1234 MP:** Serial, da información adicional del cable

❖ **Equipos de monitoreo:** Sensores que combinan hidráulica y mecánica para obtener datos de tensión y profundidad del cable mediante un equipo montado inmediatamente después del carrete.

Figura 53. Cabeza de medición para cable de *Slick line*



Fuente: Fotografía por los autores

Figura 54. Cabeza de medición para cable de *E-line* y *B-line*



Fuente: Fotografía por los autores

1.2.2 Equipos de control de presión

El equipo para control de presión proporciona un medio seguro para introducir y sacar herramientas del pozo. La necesidad de utilizar un equipo para control de presión nace de la necesidad de efectuar una intervención en un pozo activo.

Las unidades de *Wireline* la conforman los siguientes equipos de control de presión⁸:

- ✓ *Line Wiper*
- ✓ *Stuffing box*
- ✓ *Flowtubes*
- ✓ Válvula de bola
- ✓ *ToolCatcher*
- ✓ Lubricadores
- ✓ *ToolTrap*
- ✓ Panel de control
- ✓ BOP

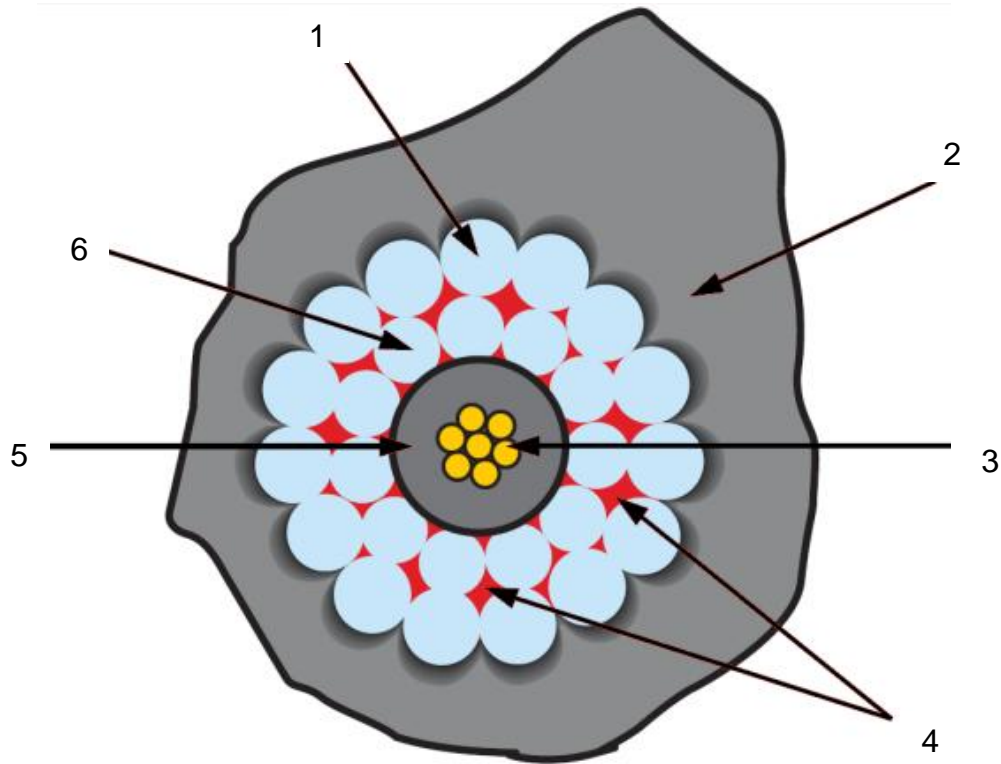
La configuración del equipo de control de presión depende del servicio a utilizarse, ya que por el diseño de los cables de *B-Line* y *E-line* se requiere un mecanismo adicional que es la inyección de grasa que se da en los *flowtubes*. Para claridad del concepto de barreras de presión ver anexo 1, 2 y 3.

En la imagen se ilustra un corte transversal del cable y un empaque a su alrededor. En condiciones de no inyección de grasa, el fluido especialmente gas, puede fugarse a través de las ranuras internas y externas del cable.

Descripción Figura 55: 1. Armadura externa, 2. Empaque, 3. Línea eléctrica, 4. Gas, 5. Neopreno, 6. Armadura interna.

⁸ ELMAR UK. Curso de control de presión de 10k. *Copyright Varco International inc. 2002.*

Figura 55. Corte transversal de mono-cable de *E-line*

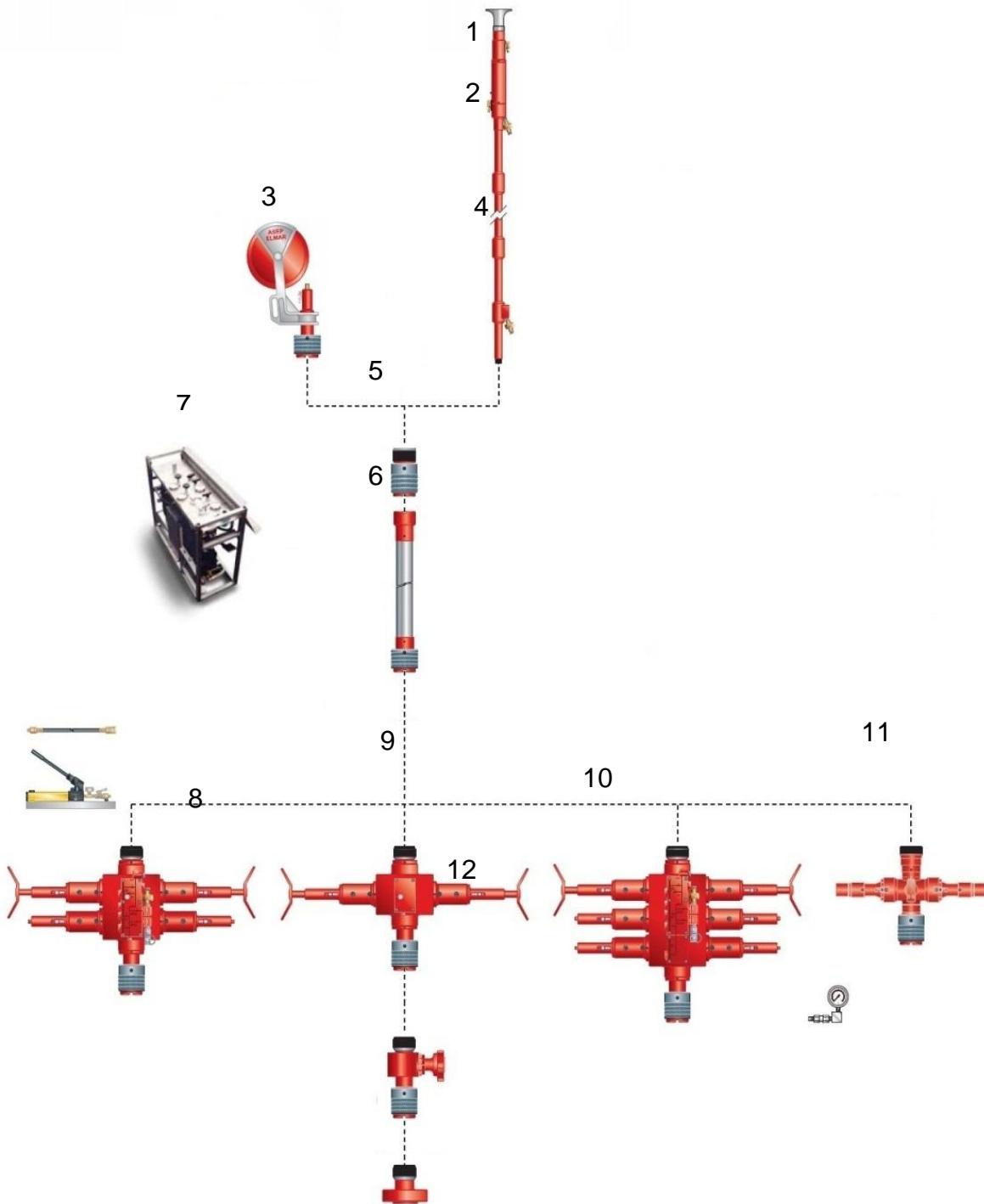


Fuente: *Elmarwireline pressure control equipment.*

Descripción figura 56:

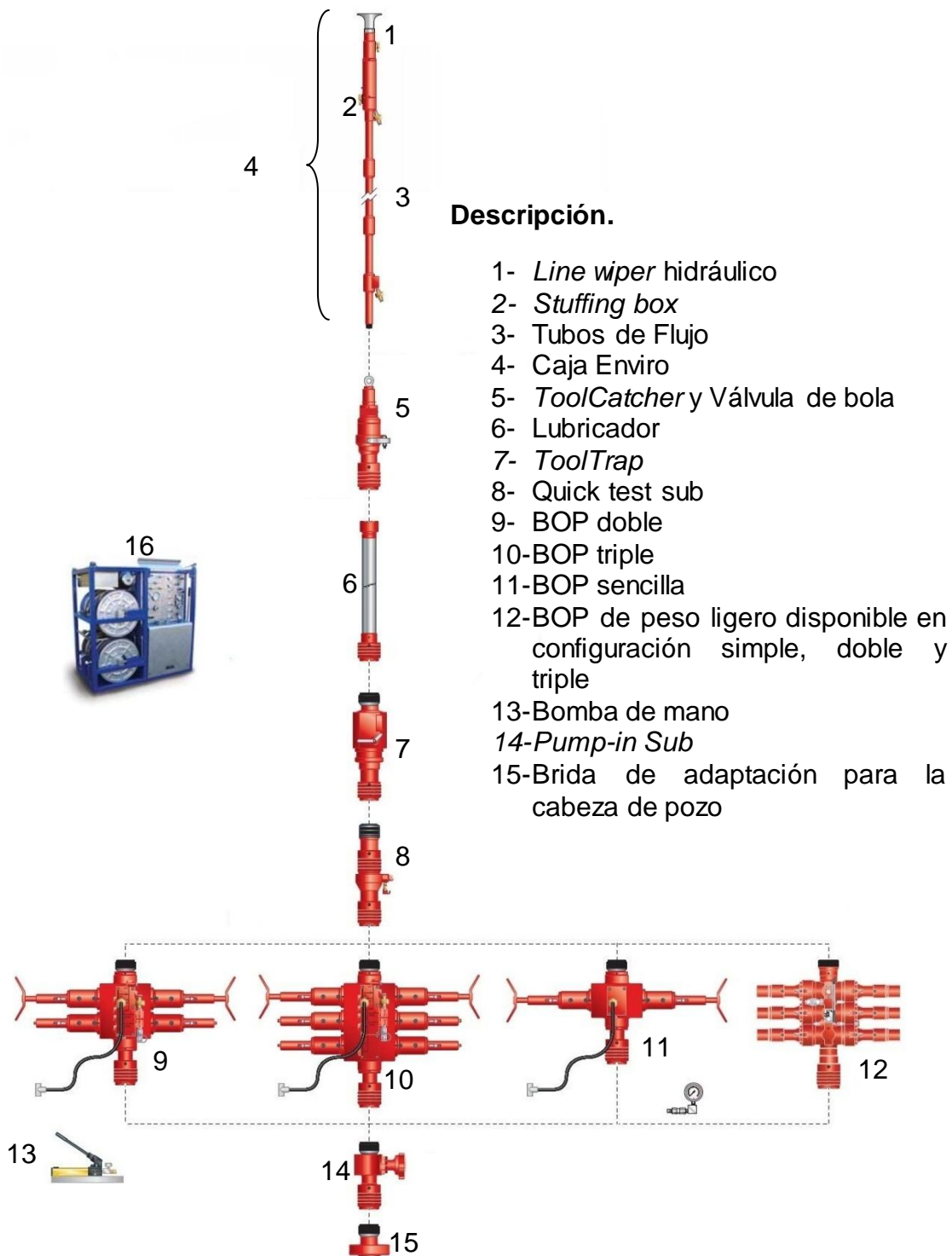
- | | |
|----------------------------------|--|
| 1- Line Wiper | 8- BOP doble |
| 2- Stuffing box (B-Line& E-line) | 9- BOP simple |
| 3- Stuffing box (S-Line) | 10-BOP triple |
| 4- Tubos de flujo | 11-BOP de peso ligero disponible en configuración simple, doble y triple |
| 5- Válvula de Bola | 12-Te de flujo |
| 6- Lubricador | |
| 7- Actuador hidráulico | |

Figura 56. Equipo de control de presión *slickline* y *braided Line*



Fuente: Modificada por los autores. *WPCE Slick line PCE String plus Rig-Up*

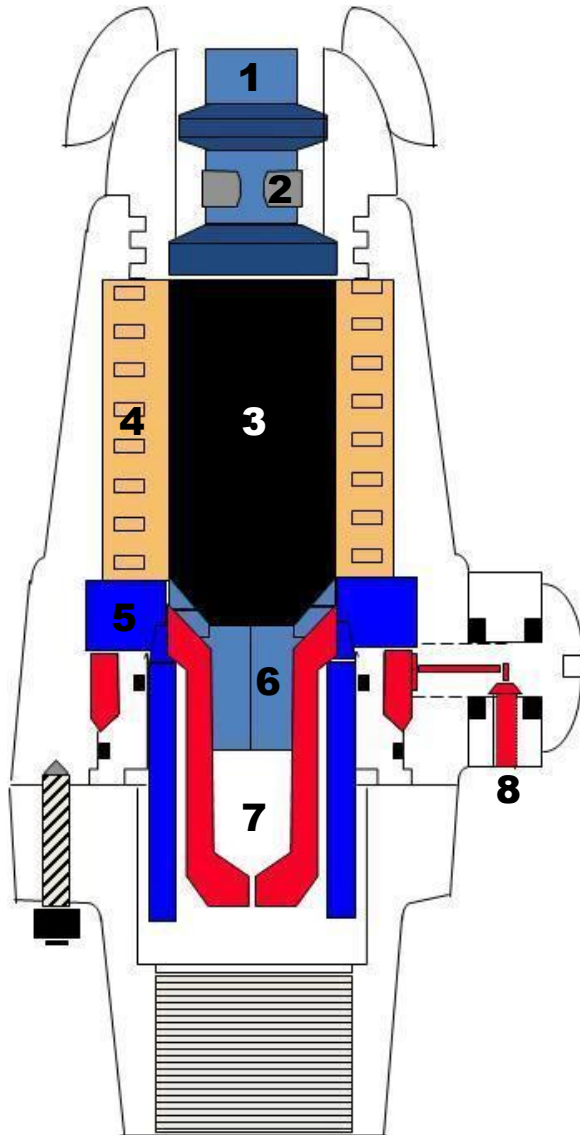
Figura 57. Braided- E line Rig-up



Fuente: Modificado por los autores WPCE Electric Line PCE String Plus Rig-UP

❖ **Line Wiper (B-Line, E-Line):** Es usado para limpiar el exceso de grasa de la línea solamente, se encuentra ubicado en la parte superior del *stuffing box*, no es apto para retener presión.

Figura 58. *Line wiper*



Descripción:

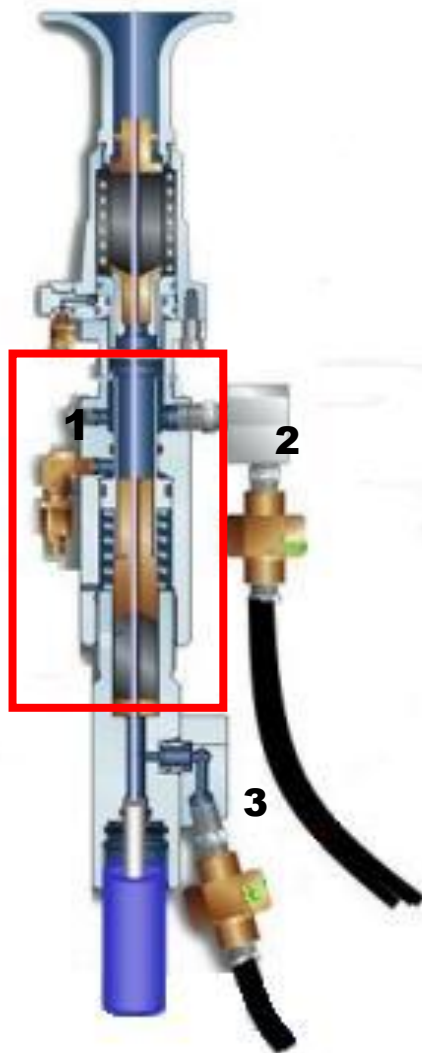
- 1. Buje superior
- 2. Pin
- 3. Empaque
- 4. Camisa del empaque
- 5. Pistón
- 6. Buje inferior
- 7. Retenedor inferior.
- 8. Entrada de hidráulico

Funcionamiento: A través del puerto de entrada del hidráulico (8) se aumenta la potencia hidráulica para accionar el pistón (5) el cual desplaza el buje inferior (6) a través de la cámara del empaque (4) para así comprimir el empaque (3), la presencia de la camisa del empaque y al buje superior el cual es fijo, hacen que la deformación o compresión del empaque solo se da en una dirección, que es hacia el interior, favoreciendo la extracción del exceso de grasa del cable.

Fuente: Modificada por los autores, *SchlumbergerWHCE training*.

❖ **Stuffing box(B- Line, E-line):** Se encarga de crear un sello continuo alrededor del cable si se pierde sello de grasa, nunca se debe operar con el cable en movimiento, al abrir después de un cierre es recomendable bajar unos metros para verificar que el cable esta libre.

Figura 59. *Stuffing box (Braided line; E-line)*



Descripción:

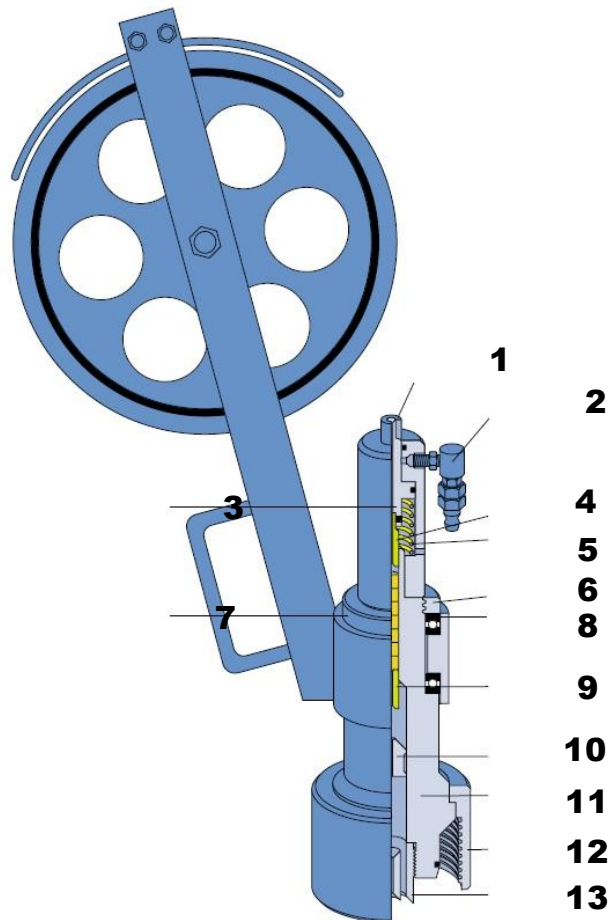
- 1. Hidráulico para cerrar el *stuffing box*
- 2. Grasa escurrida por el *line wiper*
- 3. Retorno de grasa de los *flowtubes*

Funcionamiento: Consiste en un empaque de caucho que encaja ligeramente alrededor del cable y que presenta poca resistencia al movimiento del cable. Para cerrar el empaque un fluido hidráulico es bombeado a una cámara encima del pistón. El pistón es empujado hacia abajo contra la fuerza del resorte y presiona el elemento de caucho. Cuando la presión hidráulica es desahogada, el resorte empuja al pistón hacia arriba y el caucho se expande para liberar al cable.

Fuente: *ElmarWireline Pressure Control Equipment.*

❖ **Stuffing Box (Slick line)**

Figura 60. *Stuffing box y Line Wiper*



Fuente: Modificada por los autores, Schlumberger *SlickLine training manual*.

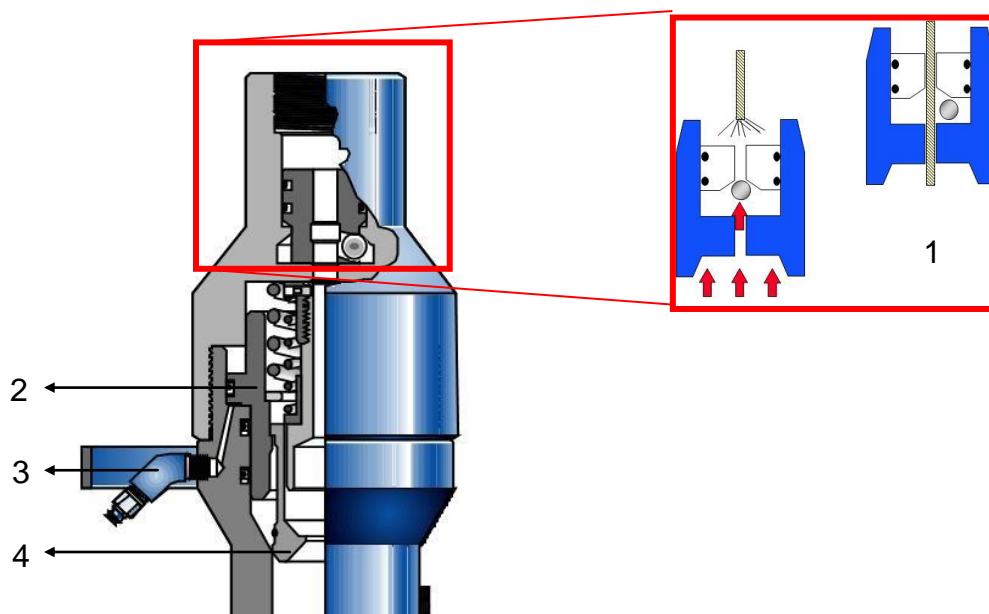
Descripción.

- | | |
|---|--|
| 1. Pistón | 7. Anillo de retención |
| 2. <i>Pack-off</i> hidráulico | 8. Empaque del <i>Stuffing box</i> |
| 3. Empaque hidráulico de la tuerca del cilindro | 9. Empaque inferior |
| 4. Empaque | 10. Conector del preventor |
| 5. Resorte | 11. Cuerpo principal del <i>Stuffing box</i> |
| 6. Tuerca de retención | 12. Collar de la unión rápida |
| | 13. Sub fondo |

❖ **ToolCatcher y Válvula de bola:** El *ToolCatcher* es un dispositivo de seguridad cuya función principal es evitar que por un descuido del operador la herramienta golpee el tope del lubricador, se reviente el punto débil y la herramienta se falla a fondo.

La válvula de bola está instalada por encima del *tool catcher* y su función es que una vez el cable se rompa la bola obstruya el orificio... Véase la imagen a continuación... El *toolcatcher* es opcional en operaciones S-Line y B-Line.

Figura 61. *ToolCatcher* y Válvula de bola



Fuente: Schlumberger WHCE training

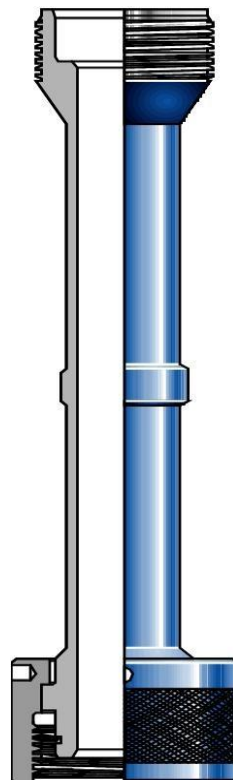
Descripción:

- | | |
|---------------------|-----------------------|
| 1. Válvula de bola, | 3. Entrada hidráulica |
| 2. Pistón, | 4. Cuñas sujetadoras. |

Funcionamiento: Una vez la herramienta llega al tope del lubricador, el diseño de las cuñas (diseño del bisel) del *tool catcher* permiten la entrada del cuello de pesca pero no su liberación, al romperse el punto débil la presión del pozo libera los fluidos a la atmósfera, y es donde la válvula de bola utiliza la presión diferencial para obstruir... véase ítem 1 de la figura 61... Para liberar la herramienta se suministra presión hidráulica, que desplaza el pistón y abre las cuñas.

❖ **Lubricador o Riser (S-Line, B-Line, E-Line)**

Figura 62. Lubricador



Fuente: *Schlumberger Wellhead control equipment training.*

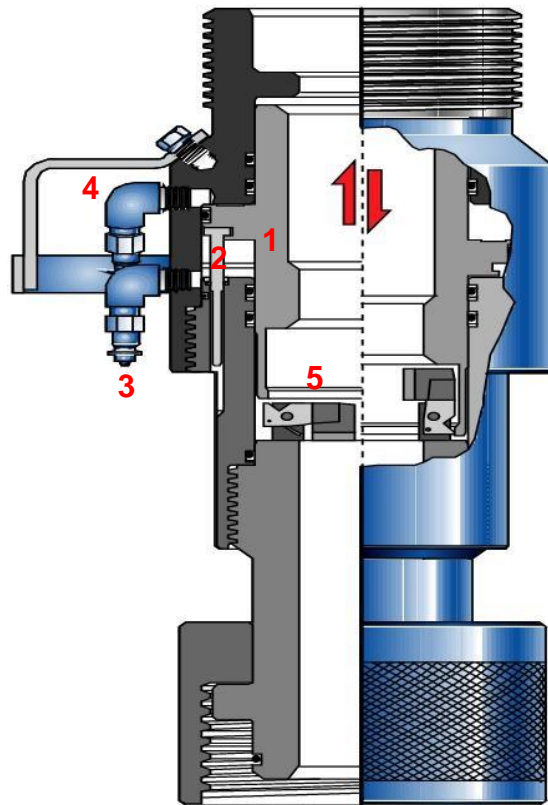
Funcionamiento:

Proporciona un espacio para que la herramienta pueda ser contenida bajo presión. Varias secciones de lubricador pueden ser conectadas juntas, para hacer un compartimiento suficientemente largo como para contener la herramienta más cualquier peso adicional, centralizadores, etc. Necesarios para la intervención.

El diámetro interno del lubricador debe ser de 0,15" a 0,25" mayor que el diámetro externo más grande de la herramienta corrida. Su longitud puede ser de 4, 5, 6, 8, 10 y 12 pies por lubricador.

❖ **ToolTrap:** Si el cable se rompe mientras la herramienta se encuentra por encima del *tooltrap*, este prevendrá que la herramienta caiga al fondo del pozo. Esta situación puede presentarse cuando la herramienta entra al lubricador muy rápido, cuando no se tiene datos exactos de profundidad o por descuido del operador.

Figura 63. *ToolTrap*



Fuente: *Schlumberger Wellhead control equipment training.*

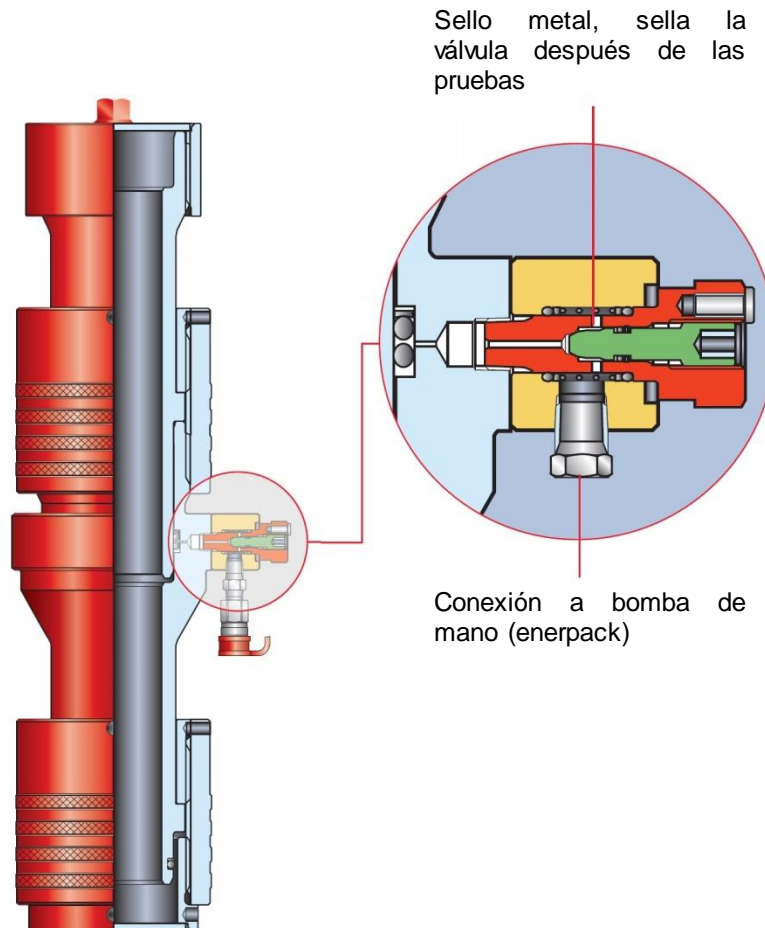
Descripción:

- | | |
|----------------------------------|-----------------------------------|
| 1. Pistón | 4. Presión hidráulica para cerrar |
| 2. Barra indicadora | 5. Trampa |
| 3. Presión hidráulica para abrir | |

Funcionamiento: Al momento de ingresar la herramienta al lubricador debe abrirse, esto se hace suministrando presión hidráulica (3) la cual desplaza la trampa

❖ **Quick test sub:** Esta diseñado para probar la conexión del lubricador cada vez que se desmonte para una nueva corrida, se usa muy frecuentemente durante labores de cañoneo debido a que por seguridad no se deben someter a presión en superficie.

Figura64. *Quick test sub*



Fuente: *Schlumberger Wellhead control equipment training*

Funcionamiento: El sistema prueba directamente los empaques de las conexiones, y monitorea si existe caída de presión durante la prueba. La prueba se desarrolla en dos o tres etapas de (5 minutos la primera y segunda) desde menor a mayor presión, la ultima se prueba por 10 minutos.

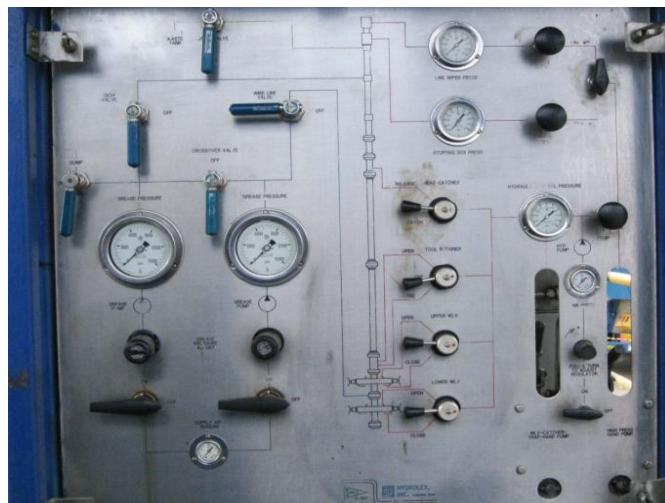
❖ **Equipo hidráulico y de grasa (grasoso):** Es el corazón del equipo de control de presión desde allí se operan las ram de la BOP, *tooltrap*, *toolcatcher*, *flowtubes* y *line wiper*. Consta de una bomba hidráulica impulsada con aire que es utilizada para dar potencia a todos las funciones hidráulicas, adicionalmente se manejan bombas manuales (enerpack) que proporcionan un respaldo en caso de una falla de la bomba principal. La bombaprincipal tiene dos circuitosindependientes de inyección que son el de grasa y de fluido hidráulico. Todos los controles están ubicados de forma ergonómica en paneles de control de acero inoxidable.

Figura 65. Equipo hidráulico y de grasa



Fuente. Control 5d+ Control module ASEP Elmar, NOV, 2010

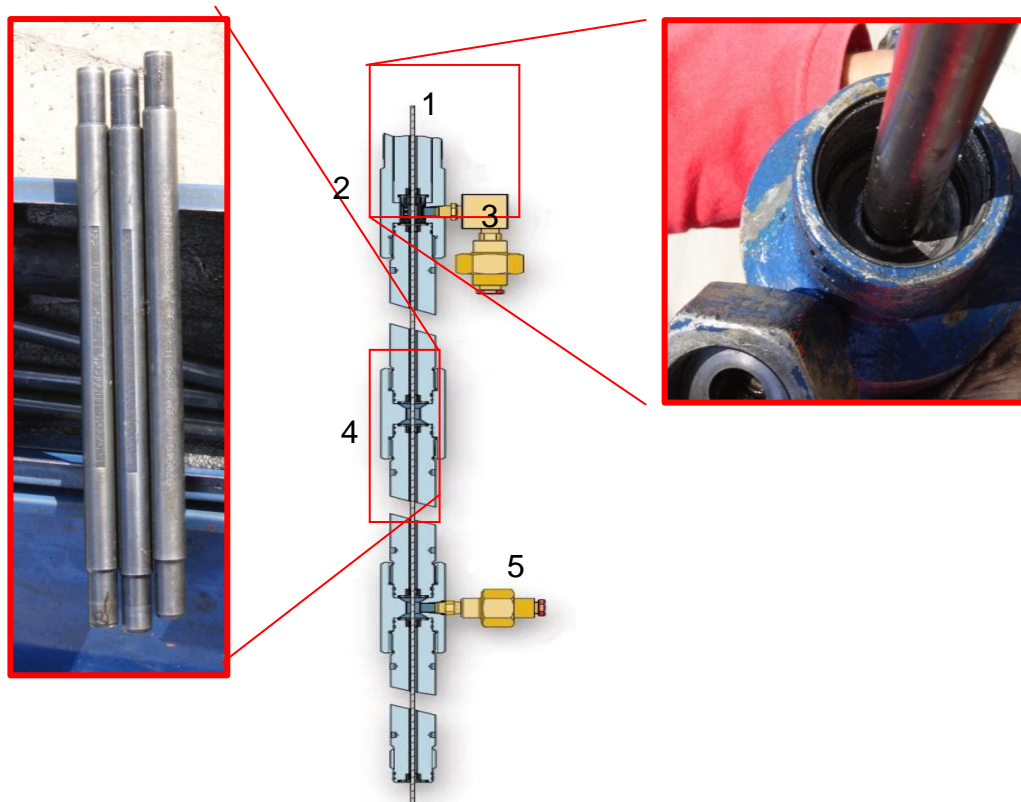
Figura 66. Controles para el equipo de control de presión



Fuente: Fotografía por los autores

❖ **FlowTubes (B-Line, E-Line) (Barrera Primaria):** Pertenecen al equipo de control de presión, permiten controlar la presión del pozo mientras se desarrolla la operación con el cable en movimiento o estático. Ver anexo 2 y 3.

Figura 67. *Flowtubes*



Fuente: Modificada por los autores, *Schlumbergerwireline training manual*

Descripción

- | | |
|---|--|
| 1. Cable | 4. <i>Flowtube</i> |
| 2. Conexión del <i>stuffing box</i> | 5. Inyección de grasa a través de válvula de una vía |
| 3. Retorno de grasa (manguera de retorno) | |

Características: El sello de presión es mantenido por una grasa espesa, viscosa, la cual es bombeada en el pequeño espacio anular entre el cable (tolerancia entre 0.005" - 0.008") y los tubos de flujo, este sello es creado debido a la resistencia que ejerce el flujo de un fluido viscoso a través de una restricción. La

capacidad de sellar incrementa cuando disminuye el espacio entre el cable y el diámetro interno del *Flowtube*, pero es necesario algún espacio para acomodar variaciones del diámetro externo del cable, controlar la fricción y el desgaste.

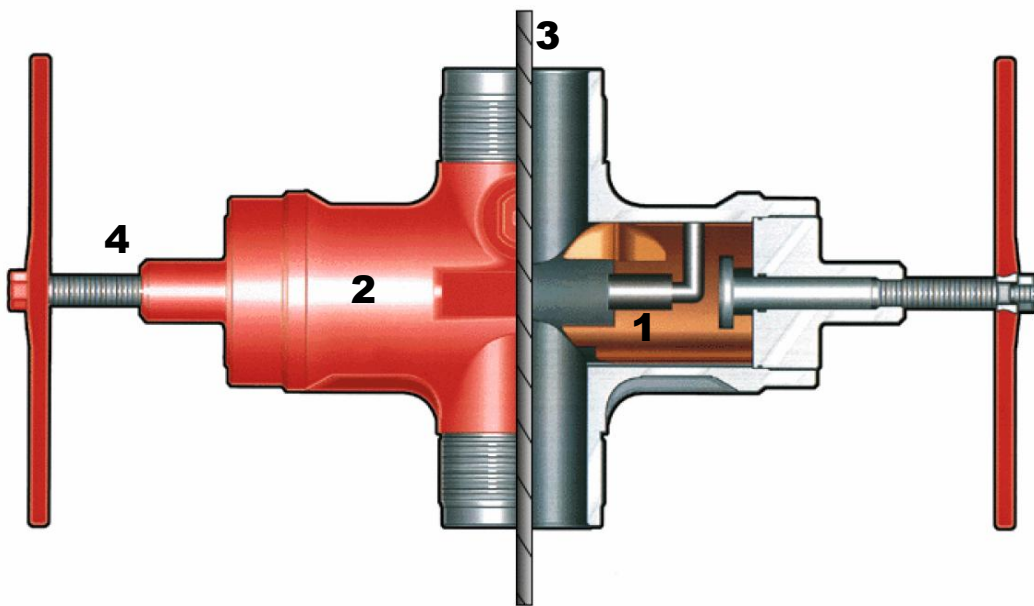
❖ **BOP (Barrera Secundaria):** La BOP (*Blowout preventers*) o Preventora es un sello positivo alrededor del cable que se activa solo en modo estacionario. Se instalan en el tope de la cabeza del pozo en (Árbol de navidad). La conforman parejas de ram de acuerdo a su configuración y cada una diseñada para cumplir una función específica. las razones por las que se puede usar la BOP podrían ser:

- Reparar el daño en cables.
- Reemplazar otros equipos localizados por encima de la BOP.
- Proveer un cierre de emergencia alrededor del cable en caso de que el equipo falle.

A continuación se ilustran las diferentes configuraciones de BOP, los componentes se describen cuando se explique BOP triple. Ver anexo 2.

BOP Sencilla (S-Line): Usualmente utilizadas en operaciones *slick line*, utilizan sellode frente plano el cual sella con o sin cable...Ver figura 68... Se instala en la parte superior del árbol. Esta configuración de BOP es utilizada para pozos donde la presión no es muy alta, menor a 5.000 psi, la producción de gas es baja y no existe presencia de H₂S.

Figura 68. BOP simple, Wireline



Fuente: *Elmar Wireline Pressure Control Equipment*

Descripción figura 68:

1. Ram (interno)
2. Cuerpo principal de la *BOP*
3. Cable
4. Actuador hidráulico

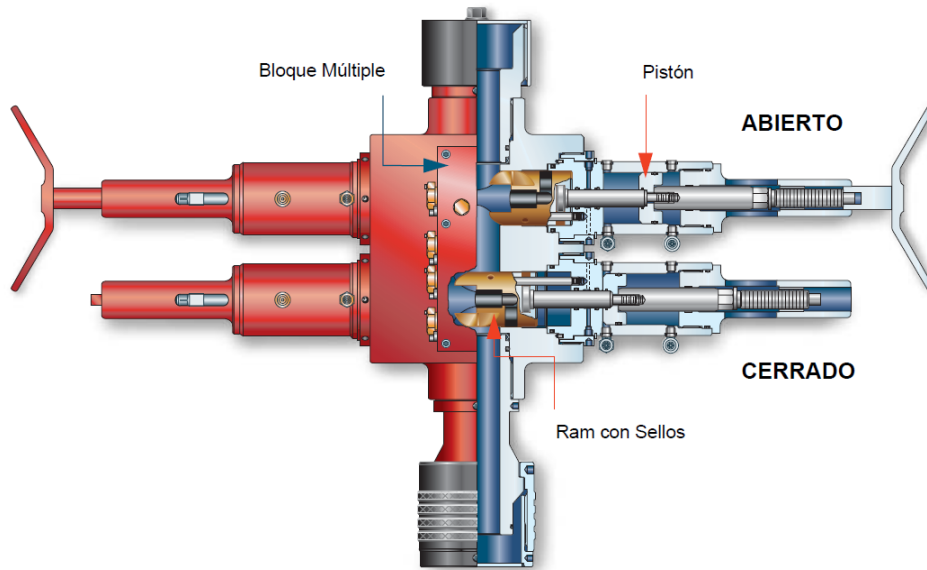
Figura 69. Empaque para *SlickLine*



Fuente: Elmar Wireline pressure control equipment

BOP Doble(S-line/B-line/E-line): Principalmente usadas para servicios *Braided line* y *Electric line*. Son hidráulicamente operadas, generalmente configuradas con un solo bloque múltiple que contiene dos juegos de ram... véase imagen 69.... A diferencia del uso durante operaciones de *slick line* cuando se trabaja con cable trenzado se deben cambiar los empaques... Véase figura 71... y habilitar el punto de inyección de grasa, para obtener un sello efectivo.

Figura 70. BOP Doble compacta, *Wireline*



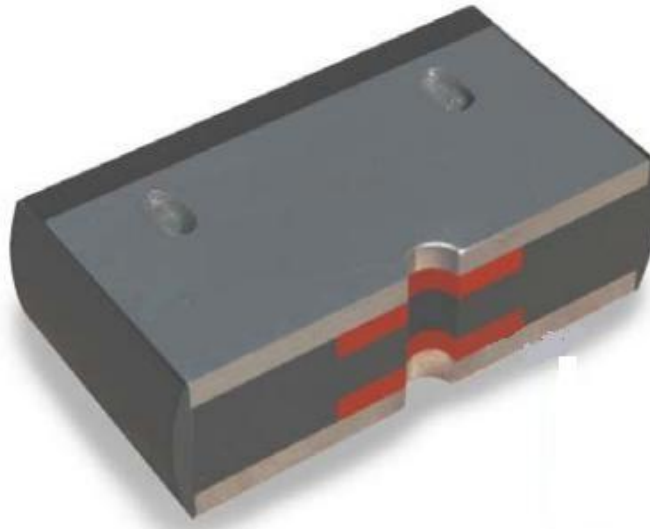
Fuente: Elmar *Wireline pressure control equipment*

Figura 71. BOP Doble, *Wireline*



Fuente: Fotografía por los autores.

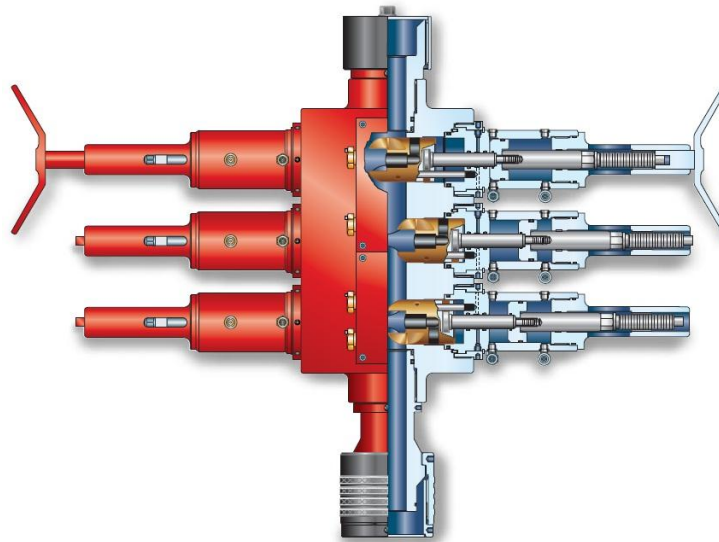
Figura 72. Empaque para *E-Line* y *Braided line*



Fuente: *Schlumberger Wellhead control equipment training.*

BOP Triple (*B-Line/E-line*): De uso exclusivo para servicios de guaya trenzada cuenta con una ram intermedia que es utilizada como contingencia.

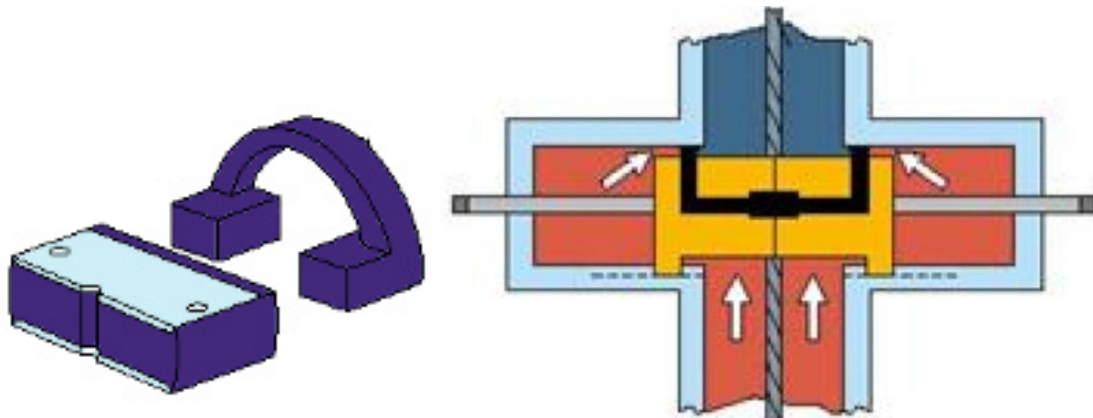
Figura 73. *BOP Triple, Wireline*



Fuente: *Elmar Wireline Pressure Control Equipment*

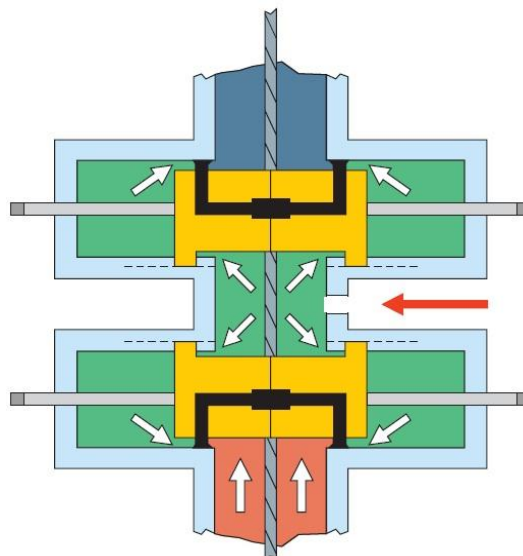
Inyección de grasa: Inicialmente se debe cerrar la ram superior esto aplica para la BOP doble y triple, la idea es aprovechar la presión que ejerce el pozo sobre el cuerpo del empaque...Véase figura a continuación...

Figura 74. Control de presión en BOP pasó 1



Fuente: *ElmarWireline Pressure Control Equipment*

Figura 75. Control de presión en BOP pasó 2



Fuente: *ElmarWireline Pressure Control Equipment*

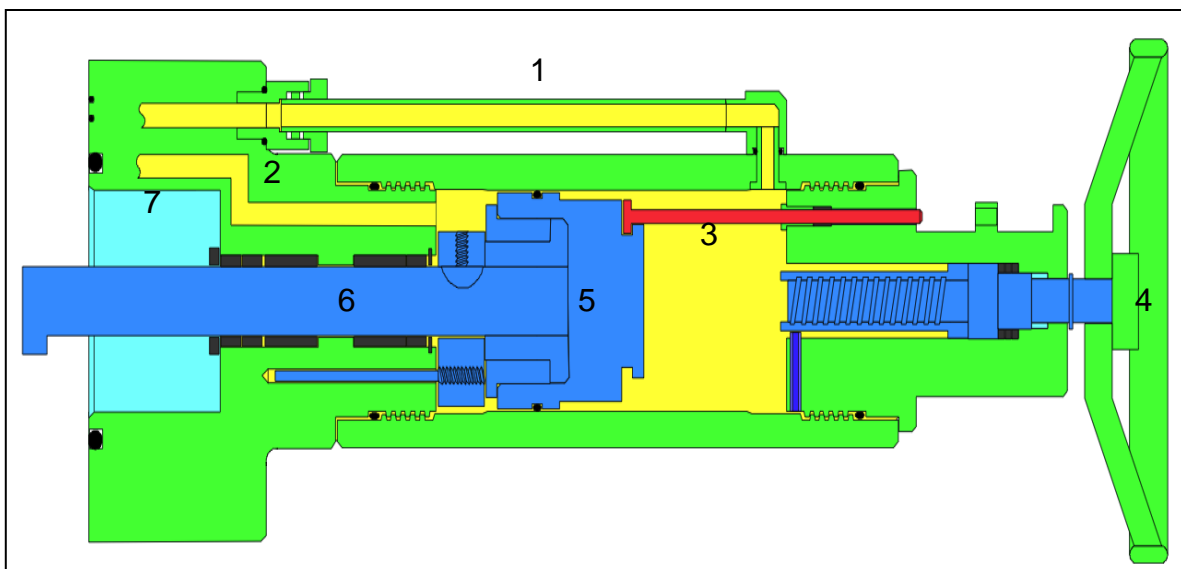
El diferencial creado por la presión del pozo obliga al cuerpo de la ram a hacer sello con el cuerpo de la BOP. En caso de que no se logre es necesario cerrar la ram inferior e inyectar grasa un 20% por encima de la presión de cabeza, véase la figura 75.

La grasa evita que el gas percole entre los espacios generados por la armadura exterior e interna y adicionalmente ayudan a mantener el sello de los cuerpo de la ram sobre el cuerpo de la BOP.

En el caso de la BOP triple, el ram intermedio se usa como contingencia si después del procedimiento inicial no se tiene sello.

Actuador Hidráulico: Sistema Mecánico/ Hidráulico que permite la apertura y cierre de las ram durante la intervenciones.

Figura 76. Actuador Hidráulico, *Wireline*



Fuente: Manual Arco *CoiledTubing*

Descripción: 1. Entrada hidráulica para cierre de la ram, 2. Entrada hidráulica para apertura de la ram, 3. Indicador externo de estado de la ram (Cerrada/ Abierta), 4. Seguro manual ajustable para cierre, 5. Pistón transmisor para cierre, 6. Barra transmisor de movimiento para la ram, 7. Recamara de la ram.

Te de flujo: Esta instalado directamente debajo de la BOP (indiferente de su configuración). Esta té de flujo debe estar equipada con una válvula de aislamiento de alta presión, es usada para bombear fluidos dentro del pozo o para retornar durante operaciones de *well control*.

Válvula ecualizadora: Esta instalada al cuerpo de la BOP y no requiere ninguna conexión exterior. Una llave Allen se usa para abrir o cerrar la válvula. La válvula siempre debe estar en posición cerrada, pero se debe practicar una prueba de funcionamiento antes de cada operación.

2. PROCEDIMIENTOS DE CONTINGENCIA

Son lineamientos que han sido preparados para ciertos eventos y/o condiciones operacionales razonablemente prescindibles, estas dependerán del equipo utilizado en el pozo y las condiciones que afecten la operación. En consecuencia, cuando se preparen planes de contingencia para cualquier operación, estos lineamientos deberán ser ajustados para satisfacer las condiciones de operación esperadas y el equipo usado.

2.1 CONTINGENCIAS DURANTE OPERACIONES CON *COILED TUBING*

Durante operaciones con unidades de *coiled tubing* es indispensable tener los planes de acción claros antes del inicio de la operación, tener el personal calificado y los procedimientos de *well control* claros, dichos procedimientos se describen a continuación.

2.1.1 Cierre de emergencia de la BOP

Los objetivos principales cuando se corta la sarta de tubería son:

- Aislamiento completo del pozo. Incluyendo la sarta de tubería suspendida.
- Asegurar la sarta de tubería dentro del pozo.
- Proveer una opción para bombear o circular fluidos de control a través de la sarta de tubería suspendida en el pozo.
- Proveer medios para una posterior instalación de equipos en la superficie y recuperación de la sarta.

El procedimiento para realizar el corte de la tubería es el siguiente:

- ✓ Detener el movimiento de la tubería.
- ✓ Suspender operaciones de bombeo, posteriormente cerrar los ram cuña y de tubería.
- ✓ Cerrar los ram de corte.
- ✓ Ubicar la sección superior de tubería por encima de la ram ciega (en caso de que sea BOP quad).
- ✓ Cerrar la ram ciega y abrir la ram de corte.
- ✓ Asegurar manualmente todos los ram que estén cerrados (Cuña, tubería y ciego).
- ✓ Preparar el plan para las labores de pesca si así se requiere.

2.1.2 Falla de la tubería en superficie (*Pin hole*)

Existen tres categorías generales de falla de la tubería en superficie, cada una de ellas requiere una respuesta diferente:

Agujero: Resultando en una pérdida menor de fluido de circulación.

Fractura: Resultando potencialmente en una pérdida de integridad estructural y una pérdida grande de fluido de circulación.

Rompimiento: Resultando en dos extremos de tubería sueltos y una pérdida grande de fluido de circulación.

Figura 77. Falla de la tubería en superficie (*Pin Hole*)



Fuente: Imagen tomada del sitio quiminet:
<http://i.mkt.lu/cont/168689/280/240/tuberia-danada.jpg>

Como consecuencia, en cada caso los peligros básicos generan:

- Liberación a alta presión del fluido de circulación (corrosivo, inflamable, etc.)
- Liberación de fluidos provenientes del pozo dependiendo de la integridad de la sarta y la eficiencia de las válvulas de contra-presión (cheques).
- La posibilidad del colapso de la tubería, que puede resultar en pérdidas de fluidos provenientes del pozo, poniendo en peligro la operación del equipo de control de presión e inhabilitando la recuperación de la sarta.
- Latiguo de los extremos de la tubería, especialmente con la liberación de fluidos a alta presión.

❖ **Fuga a través de agujero:** Al detectar un agujero en superficie, la operación debe ser suspendida y se deben seguir los siguientes pasos para asegurar el pozo y recuperar la sarta de tubería de una manera segura.

Figura 78. (Pin Hole)



Fuente: Fotografía por los autores

- ✓ Detener el movimiento de la sarta y evaluar rápidamente la situación.
- ✓ Bajar tubería hasta colocar el agujero entre el *stripper* y los ram de tubería.
- ✓ Realizar cierre de emergencia sin cortar la tubería y cerrar stripper garantizando total aislamiento de la presión en el lubricador.
- ✓ Reducir la rata de bombeo si el fluido bombeado no es inflamable de lo contrario detener las bombas y cambiar a un fluido seguro.

Una vez este ubicado el agujero dentro del lubricador y el fluido dentro de la tubería sea seguro, el pozo se encuentra controlado de manera temporal.

Fuga menor: Si el sitio de trabajo y las condiciones del pozo pueden tolerar una fuga menor de fluido durante la recuperación de la tubería, esta puede ser recuperada de una manera segura si las siguientes precauciones son tomadas:

- ✓ Informar a todo el personal presente en el lugar de los peligros potenciales presentes y despejar el área.
- ✓ Desplazar el interior de la tubería con agua u otro fluido neutro para preparar la recuperación.
- ✓ Reducir la rata de bombeo hasta obtener una circulación lenta que minimice los esfuerzos en la tubería, a la vez que se mantiene un flujo a través de la sarta (para prevenir la entrada de fluidos del pozo en la tubería, en caso de que la válvula cheque no funcione adecuadamente).
- ✓ Si se cuenta con suficiente fluido neutro y no existe riesgo de colapso de la tubería, esta puede recuperarse después de que los fluidos peligrosos sean desplazados y la eficiencia de la válvula cheque se haya comprobado.

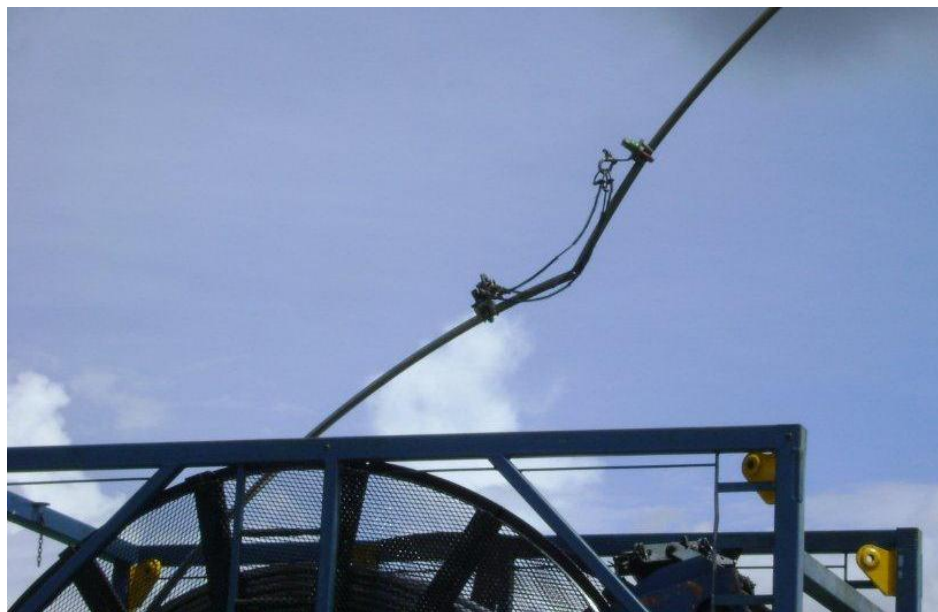
Fuga Mayor: En caso de una fuga mayor a través de un agujero, debe dudarse aún más de la capacidad de la tubería, para soportar sin fallar completamente (rompimiento de la sarta). Los pasos para recuperar deben seguirse solamente después de confirmar la eficiencia de la válvula cheque y haber revisado las opciones para aislar o reducir la presión en la cabeza del pozo.

- ✓ Ubicar el punto de fuga entre el *stripper* y los ram de tubería.
- ✓ Cerrar los ram cuña y tubería.
- ✓ Revisar la presión de cabeza y evaluar el riesgo de colapso de la tubería antes de probar la válvula cheque.
- ✓ Desplazar la tubería con agua u otro fluido neutro.
- ✓ Liberar la presión interna de la tubería y observar si la válvula cheque funciona correctamente.

Nota: Si las válvulas de contrapresión funcionan correctamente, se puede considerar la recuperación de la tubería sin matar el pozo. En caso contrario, se debe matar el pozo para recuperar la tubería.

❖ **Fractura de la tubería:** Puede existir un debilitamiento significativo de la misma que puede resultar en una falla o rotura completa de la tubería, causada por una deformación mayor o incluso, por la aplicación de cargas moderadas. Las acciones recomendadas para contener y recuperar una tubería fracturada depende de las condiciones del pozo y/o localización de la falla.

Figura 79. Fractura de la tubería por encima de la cabeza inyectora



Fuente: Fotografía por los autores

❖ **Fractura dentro de las cadenas del inyector:** Cuando se detecta una fractura en la tubería dentro de las cadenas del inyector, se deben tomar las siguientes medidas para asegurar el pozo:

- ✓ Detener el movimiento de la tubería.
- ✓ Bajar tubería hasta colocar el agujero entre el *stripper* y los ram de tubería.
- ✓ Reducir la rata de bombeo y/o detener las bombas, dependiendo del tipo de fluido y el estado de las operaciones.
- ✓ Confirmar integridad de la válvula cheque drenando la presión dentro de la tubería.

Una vez este ubicado el agujero dentro del lubricador y el fluido dentro de la tubería sea seguro, el pozo se encuentra controlado de manera temporal.

❖ **Fractura por encima de la cabeza inyectora:** Cuando se detecta una fractura entre la cabeza inyectora y el carrete, se corre el riesgo de romper la sarta completamente si se intenta volverla a meter dentro del pozo. Las siguientes acciones deberían ser tomadas para evaluar las condiciones actuales y permitir el aseguramiento del pozo de una manera rápida y eficiente.

- ✓ Detener el movimiento de la tubería.
- ✓ Detener el bombeo y advertir al personal del peligro presente.
- ✓ Observar la tasa de fuga y evaluar el funcionamiento de la válvula cheque.

Si la válvula cheque opera de manera eficiente, la sarta puede ser recuperada de forma segura si las siguientes precauciones son tomadas en cuenta:

- ✓ Todo el personal debe evacuar el área de peligro hasta que el punto de fuga se encuentre asegurado en el carrete.
- ✓ Todas las fuerzas y esfuerzos sobre la tubería deben minimizarse hasta que el punto de fuga se encuentre asegurado en el carrete.
- ✓ Si el daño de la tubería es severo, puede necesitarse un remiendo temporal para conseguir enrollarla en el carrete de forma segura.

Si la válvula cheque no se encuentran operando de manera eficiente y el daño o la deformación de la tubería no es severo:

- ✓ Bajar lentamente la tubería hasta colocar la fuga entre el *stripper* y los ram de tubería.
- ✓ Cerrar los ram de cuña y tubería.
- ✓ Comenzar procedimiento de matada de pozo utilizando la tubería como sarta de circulación.

- ✓ Una vez que el pozo no tenga presión en cabeza, saque la tubería del pozo y realice las reparaciones necesarias para poder enrollarla en el carrete de forma segura.

Si la válvula cheque no se encuentran operando de manera eficiente y el daño o la deformación de la tubería es severo:

- ✓ Detener todas las operaciones de bombeo.
- ✓ Cerrar los ram de cuña y tubería.
- ✓ Cerrar los ram de corte.
- ✓ Colocar la sección superior de la tubería por encima de los ram ciegos.
- ✓ Cerrar los ram ciegos.
- ✓ Abrir los ram de corte.
- ✓ Asegurar manualmente todos los ram cerrados.
- ✓ Asegurar el pozo y observar el comportamiento de las presiones.

❖ **Falla (rompimiento) de la tubería:** En el caso de que la tubería falle en superficie, existen peligros inmediatos creados por la liberación de los fluidos dentro de la misma y el posible latiguo de los extremos sueltos. Las respuestas iniciales deben ser dirigidas a controlar estas situaciones con las siguientes acciones:

- ✓ Detener el inyector.
- ✓ Parar el bombeo de fluidos.
- ✓ Detener el carrete y aplicar freno.
- ✓ Cerrar los ram cuñas.
- ✓ Observar si existe aporte de fluidos del pozo, para determinar la integridad de la válvula cheque.

Si la válvula de contra presión funciona correctamente, prepararse para remendar la tubería y recuperar la sarta del pozo.

Si las válvulas de contra presión no funcionan correctamente, realizar cierre de emergencia de la BOP cortando la tubería y asegurar el pozo.

Figura 80. Rompimiento de la Tubería



Fuente: Fotografía por los autores

2.1.3 Colapso de la tubería

Figura 81. Evidencia del colapso de la tubería



Fuente: Fotografía por los autores

Los peligros y circunstancias principales asociados al colapso de la tubería incluyen:

- Liberación potencial de fluidos del pozo a través del *stripper*.
- Amenaza a la eficiencia de los equipos de control de presión.
- Pérdida de la tracción de las cadenas.
- Imposibilidad de pasar la tubería a través de los bronces del *stripper*.

Las siguientes condiciones pueden indicar que la tubería ha colapsado.

- Incremento de la presión de bomba (causada por una reducción de la sección interna).
- Incremento del peso (causado por la dificultad de pasar la sección colapsada a través del *stripper*)
- Pérdida de tracción en las cadenas (causado por la deformación de la tubería).

Cuando se sospeche que la tubería ha colapsado, deberían tomarse las siguientes acciones para asegurar el pozo:

- ✓ Si la tubería se encuentra tan deformada que compromete la eficiencia de los equipos de control de pozo, baje la sarta hasta que se logre sello con el *stripper* y BOP.
- ✓ Mantener presión de circulación apropiada para evitar la propagación del colapso.
- ✓ Cerrar y asegurar los ram cuña y tubería.
- ✓ Realizar cuidadosamente una prueba de tensión para probar los ram cuña.
- ✓ Matar el pozo y prepárese para recuperar la tubería.

2.1.4 Fugas en el equipo de control de presión

Los peligros principales asociados a fugas en el conjunto de control de presión están relacionados con la liberación de los fluidos del pozo. Dependiendo de la localización del punto de fuga, el equipo secundario de control de presión puede ser capaz de evitar que la fuga continúe. Sin embargo, existen casos en los que no hay manera de reparar la fuga para permitir que las operaciones continúen.

❖ **Fugas en el *Stripper*:** El elemento de sellos del *stripper* es considerado consumible y su uso normal puede resultar en una fuga que puede solucionarse energizándolo aun más. En caso de que se desarrolle una fuga persistente se recomiendan las siguientes acciones:

Figura 82. Fuga en el stripper



Fuente: Fotografía por los autores

Incremente la presión del sistema del *stripper* sin exceder la presión máxima permisible del sistema. Si la fuga persiste aún después de incrementar la presión en el sistema, prepárese para remplazar los empaques. Los insertos del *stripper* pueden ser remplazados de manera segura trabajando en un pozo vivo, si las siguientes precauciones son observadas:

- ✓ Cerrar y asegurar los ram de cuña y tubería.
- ✓ Mantener la circulación lenta, según las condiciones del pozo.
- ✓ Liberarla presión por encima de los ram de tubería, retirando lentamente la presión del *stripper*.
- ✓ Remplazar los empaques del *stripper* siguiendo el procedimiento recomendado por el fabricante.
- ✓ Energizar el sistema del *stripper*.
- ✓ Igualarla presión a ambos lados del ram de tubería.
- ✓ Verificar las presiones de tracción de la cabeza inyectora.
- ✓ Retraer los seguros manuales en los ram de cuña y de tubería.
- ✓ Abrir hidráulicamente los ram de tubería y cuñas.
- ✓ Reanudar las operaciones normales.

❖ **Fugas entre el *stripper* y la BOP:** Las fugas entre el *stripper* y la BOP pueden ser detenidas temporalmente accionando los ram de tubería o ciegos para aislar el pozo.

En caso de que ocurra, se recomiendan las siguientes acciones:

- ✓ Detener el movimiento de la tubería.
- ✓ Cerrar los ram de tubería.
- ✓ Dependiendo de las condiciones del pozo y el estado de las operaciones, reducir la rata de bombeo para obtener circulación lenta.

Esto permitirá determinar el lugar de la fuga y su naturaleza.

Si el punto de fuga se puede reparar con el equipo instalado, las siguientes precauciones deberían ser observadas:

- Típicamente, deben mantenerse dos barreras contra la presión y fluidos del pozo.
- Las conexiones de brida no deben ser golpeadas estando sujetas a presión.
- La reparación debería probarse igualando lentamente la presión a través de los ram del conjunto BOP.

Si la fuga es menor y las condiciones del sitio del pozo lo permiten, la tubería puede ser recuperada observando las siguientes recomendaciones:

- ✓ Despejar del área a todo el personal que no va a participar de la operación.
- ✓ De ser posible, se debe bombear fluido neutro, como agua, en el espacio anular tubería de producción- tubería.
- ✓ Alternativamente, deben considerarse todos los medios seguros para reducir la presión en el cabezal del pozo. Por ejemplo, abrir el pozo a producción o colocar fluido para matar el pozo.
- ✓ La fuga y las condiciones del pozo deben vigilarse cuidadosamente para permitir una respuesta rápida.

Si la fuga es severa y las condiciones del pozo en superficie no toleran la liberación de fluidos del pozo, éste debe matarse para permitir la recuperación de la tubería con presión de cabezal igual a cero.

❖ **Fugas entre la cabeza de pozo y la BOP:** Las fugas por debajo del equipo de control de presión, pueden ser controladas solamente ajustando las condiciones del pozo, por ejemplo: matando el pozo o reduciendo la presión en el cabezal haciéndolo fluir por la línea de producción. En consecuencia, la localización y naturaleza de esta fuga debe evaluarse de inmediato y las acciones correctivas deben ser tomadas sin retraso.

Si la fuga es menor y el pozo y las condiciones de la localidad lo permiten, la tubería debería ser recuperada observando las siguientes precauciones.

- ✓ Recuperar la tubería a superficie a la velocidad máxima que sea segura, sin causar vibraciones o fuerzas excesivas en el punto de la fuga.
- ✓ Mantener la circulación del fluido a una tasa que sea al menos igual al desplazamiento del metal de la tubería retirada.
- ✓ Cuando la tubería alcance el conjunto de BOP, cerrar la válvula maestra.
- ✓ Despejar el área de personal no necesario para la operación.
- ✓ Un fluido neutro, como agua, o fluido para matar, puede ser bombeado en el anular de la tubería/Tubería de producción ó por el puerto de matada de la BOP, para minimizar el riesgo de fluidos peligros saliendo del pozo.
- ✓ Alternativamente, deben considerarse todos los medios seguros para reducir la presión en el cabezal del pozo. Por ejemplo, abrir el pozo a producción o colocar fluido para matar el pozo.
- ✓ La fuga y las condiciones del pozo deben vigilarse cuidadosamente para permitir una respuesta rápida en caso de que cambien para peor.

Si la fuga es severa, las condiciones del pozo o de la localidad no toleran la liberación de fluidos del pozo, la tubería debe ser cortada para permitir cerrar la válvula maestra del pozo.

Se debe garantizar para el corte de la tubería, que existe suficiente espacio por debajo de la herramienta de fondo, para que caiga por debajo de la válvula maestra después de realizar el corte. Una vez este asegurado este paso continuar con las siguientes recomendaciones:

- ✓ Cerrar los ram de corte (se recomienda tener la tubería en tensión durante este procedimiento).
- ✓ Permitir que la tubería caiga y cerrar la válvula maestra del pozo.
- ✓ Retirar la sección tubería por encima de los ram ciegos.
- ✓ Cerrar los ram ciegos.

2.1.5 Falla de la tracción en el inyector

Los principales peligros asociados con las pérdidas de tracción en el inyector incluyen:

- Movimiento descontrolado de la tubería. Hacia adentro o fuera del pozo.
- Amenaza a la eficiencia del equipo de control de presión.
- Daño mecánico al equipo de superficie, facilidades y personal ubicados en el área donde la tubería sea expulsada del pozo.

Nota: El equipo de control de presión no debe ser utilizado para detener una tubería desbocada, es decir, no cierre ningún ram. Esto puede resultar en daños catastróficos al BOP, la barrera de presión esencial que podría ser en última instancia, la única manera de asegurar el pozo.

❖ **Descenso descontrolado:** En caso de que la tubería comience un descenso descontrolado, se recomiendan las siguientes acciones.

- ✓ Alertar a todo el personal del peligro y despejar el área de peligro.
- ✓ Incrementar la presión en el sistema de tracción del inyector mientras se mantiene el giro de las cadenas en dirección al pozo.
- ✓ Si el incremento de presión no es suficiente para restablecer control de la tracción se debe aumentar la velocidad de giro de las cadenas, intentado así igualar la velocidad de la tubería.
- ✓ Cuando recupere control de la tubería se debe disminuir lentamente la velocidad hasta detenerse.
- ✓ Si no se recupera el control, lo más probable es que la tubería se detenga contra el fondo del pozo. La presión en el sistema de tracción y la velocidad del inyector debe ser reducida para evitar comprimir la tubería contra el fondo del pozo.
- ✓ Cuando la tubería se detenga, se debe activar los ram de tubería y cuña, según sea necesario para controlar el pozo.
- ✓ Antes de intentar recuperar la tubería, el sistema de tracción y la cabeza inyectora debe ser minuciosamente inspeccionados.
- ✓ La tubería debe ser recuperada e inspeccionada antes de usarse en operaciones posteriores.

Nota: Todas las acciones dirigidas a recuperar control de una tubería desbocada deben ser realizadas a través del sistema de tracción del inyector. El intento de usar el carrete de tubería o el equipo de control de presión puede resultar en daño severo al equipo, incluyendo el cabezal del pozo, y puede poner en peligro las funciones de control de presión, con las que se cuenta posteriormente para asegurar el pozo.

❖ **Eyección descontrolada:** En caso de que la tubería comience una eyección descontrolada, se recomiendan las siguientes acciones.

- ✓ Alertar a todo el personal del peligro y despejar el área de peligro.
- ✓ Incrementar la presión en el sistema de tracción del inyector mientras se mantiene el giro de las cadenas en dirección a superficie.
- ✓ Si el incremento de presión no es suficiente para restablecer control de la tracción se debe aumentar la velocidad de giro de las cadenas, intentado así igualar la velocidad de la tubería.
- ✓ Cuando recupere control de la tubería disminuya lentamente la velocidad hasta detenerse.

- ✓ Si no se recupera el control, lo más probable es que la tubería se detenga en el sistema de tracción del inyector. La presión en el sistema de tracción y la velocidad del inyector debe ser reducida para evitar daños a la tubería y al inyector cuando la tubería se detenga.
- ✓ Si no se recupera el control, todo el personal incluyendo el operador de la unidad deben evacuar el área.
- ✓ Cuando la tubería se detenga, se debe activar los ram de tubería y cuña, según sea necesario para controlar el pozo.

2.1.6 Falla en el cuello de ganso

Figura 83. Falla de la tubería ocasionada por la curvatura del cuello de ganso



Fuente: Fotografía por los autores

Los peligros principales relacionados a la falla del cuello de ganso están relacionados con la amenaza a la integridad de la tubería, si esto ocurre se recomiendan las siguientes acciones.

- ✓ Detener todo movimiento de la tubería.
- ✓ Reducir la tasa de bombeo hasta el mínimo, según las condiciones del pozo y el estado de las operaciones.
- ✓ Evaluar el estado de la tubería.

Si la tubería ha recibido daños, se debe proceder con los lineamientos recomendados para falla de la tubería. Si la tubería no ha recibido daños significativos, siga los siguientes pasos:

- ✓ Cerrar y asegurar los ram tubería y cuña.
- ✓ Reducir la tensión entre el carrete y el inyector, aplicar el freno del carrete.
- ✓ Asegurar apropiadamente la sarta al *levelwind*.
- ✓ Determinar los daños sufridos por la tubería y el cuello de ganso.
- ✓ Realizar el mantenimiento al cuello de ganso y recuperar la tubería.

2.1.7 Tubería atascada

Los peligros principales asociados a tubería atascada se refieren a eventos que podrían resultar en limitación de funcionamiento y/o potencial pérdida de la habilidad de circular fluidos dentro del pozo.

La tubería puede quedar atascada en el pozo como resultado de varias condiciones operacionales o del pozo. Es posible que en algunos casos se pueda mover la tubería en una sola dirección o que sea posible moverse solamente aplicando fuerzas muy superiores a las anticipadas.

Para prevenir que durante una situación de pega de tuberíase modifiquen las propiedades originales, las precauciones a continuación deben ser tenidas en cuenta:

- La tasa de bombeo debe ser lo suficientemente alta como para evitar la precipitación de sólidos, esto aplica especialmente si se sabe que existen sólidos en suspensión que puedan atascar la tubería.
- La fuerza requerida para mover la tubería es significativamente mayor que la anticipada.
- La liberación mecánica de una herramienta de fondo intencionalmente anclada o activada en el fondo del pozo, no opera como se esperaba.

En caso de que alguna de las condiciones mencionadas arriba ocurra, se recomiendan las siguientes acciones:

- ✓ Confirmar y anotar los parámetros de operación actuales (Peso, presión de cabeza, presión de circulación, etc....) y examine cambios recientes o tendencias.
- ✓ Confirmar y anotar los límites operacionales actuales (máxima tensión en superficie).
- ✓ Identificar el lugar y mecanismo que está afectando la tubería, como lo pueden ser: Colgadura mecánica, funcionamiento inadecuado de herramienta de fondo, cambios en la flotabilidad y/o densidad de los fluidos, fraguado rápido de fluido de tratamiento, precipitación de partículas en el fluido de circulación, formación de hidratos, tubería deformada y/o atascada en el equipo de control de presión.
- ✓ Investigue las posibles acciones para contrarrestar o superar el mecanismo de atascamiento: Cambiar tasa de bombeo, incrementar tasa de producción del pozo, reducir la densidad del fluido para lograr mayor capacidad para tensionar, circular de químicos con el fin de disolver o debilitar consumir los sólidos que generan el atrapamiento.
- ✓ Una vez se libere la tubería se debe continuar sacando a superficie, de lo contrario prepárese para labores de pesca de tubería.

2.2 CONTINGENCIAS DURANTE OPERACIONES CON WIRELINE

Durante operaciones con unidades de guaya es indispensable tener los planes de acción claros antes del inicio de la operación, tener el personal calificado y los procedimientos de *well control* claros, dichos procedimientos se describen a continuación.

2.2.1 Pérdida de sello de grasa (B-Line/ E-Line)

Un sello de grasa perdido es evidenciado por el escape de fluido en la parte superior de la caja de empaque, si el sello es perdido de manera continua, la herramienta debe ser regresada a la superficie tan lentamente como sea necesario para mantener el sello.

Las causas más comunes y sus soluciones son:

- Exceso de velocidad del cable: Reducir la velocidad, incluso detenerlo y cambiar de dirección, aumentar la presión de grasa.
- Tubos de flujo/ cable gastado: Reducir la velocidad, aumentar la presión de grasa. Notificar el problema al terminar el trabajo para descartar falla en los *flowtubes*.
- Bomba de grasa sin funcionar: Utilizar la bomba secundaria del sistema de inyección de grasa, mientras que se repara la bomba principal.
- Viscosidad de la grasa inadecuada: En ocasiones las temperaturas alcanzadas durante la intervención, hace a la grasa o poco o demasiado viscosa.
- Poca presión de inyección de grasa: Revisar el nivel de grasa en el tanque y la presión de aire.
- Mangueras tapadas: Cerrar el *stuffing box*, desconectar la manguera y bombear hasta que fluya libremente.

Como acción inmediata al perder sello:

- ✓ Reducirla velocidad y detener el cable.
- ✓ Aplicar más presión de grasa en los *flowtubes*.
- ✓ Cerrar el *stuffing box*.
- ✓ Cerrar la línea de retorno y mantener el bombeo de grasa.

Una vez que se recupere el sello:

- ✓ Abrir las líneas de retorno.
- ✓ Abrir el *stuffing box*.
- ✓ Esperar un tiempo prudente a que el empaque de la *stuffing box* adquiera su forma original.
- ✓ Una vez se asegurado que el cable esta libre, se continua con la operación.

En caso de que no se recupere el sello en el sistema de control de presión:

- ✓ Cerrar BOP e inyectar grasa para control de presión (la inyección de grasa no aplica para operaciones con unidades de *slick line*).
- ✓ Purgar la presión atrapada en el lubricador y monitorear la efectividad del sello de la BOP.
- ✓ Si el sello es efectivo se procede a realizar el mantenimiento del equipo de control de presión de lo contrario se debe matar el pozo antes de cualquier mantenimiento.

2.2.2 Formación de hidratos

Se forma en pozos con presencia de gas, al perder el sello o expandirse luego de pasar por válvulas o restricciones, necesita tener presencia de gas, agua y una caída de presión. Se puede identificar la presencia de hidratos por aumento en el peso normal de trabajo, sin embargo no es una señal mandatoria para determinar pega por hidratos ya que cuando se tiene una pega por falla en la armadura externa se manifiesta de la misma manera.

Para evitarlo se pueden tener las siguientes consideraciones:

- ✓ Mantener un buen sello de grasa, si en la historia de intervenciones en el pozo el problema se ha presentado se recomienda realizar la prueba de presión con glicol.
- ✓ Se puede inyectarse glicol durante el desarrollo de la intervención. Puede utilizarse el metanol como anticongelante, sin embargo es más peligroso de usar por su carácter inflamable.

Figura 84. Hidratos formados en las válvulas



Fuente: Fotografía por los autores

2.2.3 Armadura externa suelta

Este tipo de falla se puede manifestar con aumento de tensión sin razón aparente, movimientos abruptos de la polea inferior y por qué es evidente la falta de una hebra en la armadura exterior.

Como acción inmediata al determinar que hay falla por armadura suelta se deben seguir los siguientes pasos:

- ✓ Detener la operación, mover el cable hacia abajo para verificar que no está trabado en los *flowtubes*, saber que no está trabado en esta sección es muy importante para poder despegar el lubricador sin tirar del cable.
- ✓ Cerrar la BOP, purgar la presión atrapada y monitorear la integridad del sello de la BOP, si la prueba es exitosa: Libere cable del carrete, desconecte el lubricador y verifique la posición de la armadura suelta (debajo o por encima de las BOP).

Si el problema está por encima de la BOP, siga los siguientes pasos:

- ✓ Ponga una grapa sobre la BOP para asegurar el cable.
- ✓ Exponer el nudo generado por la armadura externa, que se encuentra en el interior del lubricador.
- ✓ Cortar la armadura hasta retirar el nudo formado por la hebra del cable.
- ✓ Afilar la punta de la armadura y pegar sobre la guía del cable.
- ✓ Instalar lubricador nuevamente.
- ✓ Recuperar la herramienta a superficie y cambiar el cable.

Si el problema está por debajo de la BOP prepare equipos para realizar labores de matada de pozo.

Figura 85. Armadura externa suelta



Fuente: Fotografía por los autores

2.2.4 Nudo en el cable

Este tipo de falla al igual que un evento de armadura suelta se manifiesta con el aumento de tensión sin razón aparente y movimientos abruptos de la polea inferior.

Tres casos probables en los cuales podemos encontrar un nudo en el cable podrían ser:

- Nudo dentro del lubricador con la herramienta cerca a la superficie (<50 ft).
- Nudo en los tubos de flujo con la herramienta profunda en el pozo.
- Nudo en el tope de los tubos de flujo por encima del lubricador, mientras se corre en el hueco.

Si el nudo esta dentro del lubricador con la herramienta cerca a la superficie (<50 ft), sigalos siguientes pasos:

- ✓ Cerrar la BOP, purgar completamente la presión acumulada en el lubricador y monitorear integridad del sello, si es efectivodesconectar y levantar el lubricador.
- ✓ Cuando la guaya esta atorada en los tubos de flujo, eleve el lubricador para asegurar la línea con una grapa (aproximadamente 4 a 5 ft), fijando el plato con una cadena al cuerpo de la BOP.
- ✓ Tratar de tirar la línea hacia abajo a través de los tubos de flujo con las manos para exponer la sección que fallo, si es imposible tirar de la línea, eleve el lubricador cuidadosamente, para liberar la línea atorada, retire toda la guaya que se encuentre dañada y un poco más para poder trabajar en ella.
- ✓ Si es posible, arreglarla sección afectada en la guaya para poder enhebrarla a través de los tubos de flujo.
- ✓ Si no se puede reparar, cortar la línea aproximadamente 6 ft por encima de la grapa. Corte todo el cable dañado, anote la cantidad de cable cortado para mantener la precisión del conteo de profundidad.
- ✓ Si los lubricadores no son suficientes para contener la herramienta mas el cable con el nudo, el trabajo tomara un numero de tirones adicionales dependiendo de qué tan lejos se encuentra la herramienta.
- ✓ Primer tirón:enhebrar el final del tambor a través del lubricador, atar la línea con un nudo, lo más cercano a la grapa como sea posible, encintar ambos extremos y realizar prueba de tensión contrala grapa, retirar la grapa y posicionar lubricador sobre la BOP.
- ✓ Ecuilizar la presión y abrir la BOP.
- ✓ Si la herramienta y el nudo pueden ser recuperados, ubíquelos en el interior del lubricador, cerrar la válvula swab o la master.
- ✓ Si es necesario un segundo tirón o mas:Detener la recuperación de cablecerrar la BOP, purgar la presión acumulada en el lubricador, desconectarlo y elevarlo

alrededor de 5 ft para instalar la grapa (con la grapa sujeta al cuerpo de la BOP por medio de una cadena). Tirar de la línea hasta exponer el nudo realizado, cortar la línea en el nudo y a 6 ft por encima de la grapa. Atar los extremos de la línea con un nudo y encintar los extremos cercanos a la grapa

- ✓ Armar el lubricador, abrir la BOP e inspeccionar que la herramienta quede contenida dentro del lubricador.
- ✓ Lentamente cerrar la válvulaswab o la maestra. Purgar la presión acumulada en el lubricador, desconectar y recuperar la herramienta.

Si el nudo esta dentro del lubricador y la herramienta esta en profundidad, seguir los siguientes pasos:

- ✓ Cerrar la BOP, purgar completamente la presión acumulada en el lubricador, desconectar el lubricador e instalar la grapa sujetándola con cadena al cuerpo de la BOP.
- ✓ Cortar la línea lo más lejos posible de la grapa y lo más cerca a la sección dañada.
- ✓ Remover los lubricadores necesarios hasta poder enhebrar el cable a través de los tubos de flujo y atarlos con un nudo (si es posible, dejar lubricadores para poder contener mas secciones dañadas).
- ✓ Remueva la grapa y acople el arme de tubos de flujo a la BOP
- ✓ Abra la parte superior de la BOP totalmente, dejando la parte inferior parcialmente abierta y proceda a retirar el cable cuidadosamente del pozo, Vigile cuidadosamente por otras posibles secciones dañadas
- ✓ Después de que la herramienta golpee la parte baja de la BOP, baje 1ft y cierre la BOP
- ✓ Purgue la presión, rompa el lubricador y asegure el cable
- ✓ Corte la línea y adhiera suficientes lubricadores para contener la herramienta más el cable con el nudo
- ✓ Ate los extremos con un nudo cuadrado y encinte
- ✓ Conecte los lubricadores a la BOP. Abra la BOP, tire la herramienta hacia el lubricador, cierre la válvula swab y desarme

Nudo en el tope de los tubos de flujo por encima del lubricador, mientras se corre en el hueco.

Situación inusual: normalmente es posible tirar la línea con el malacate (*winch*) liberándolo desde los tubos de flujo

Si no es exitoso, el procedimiento recomendado es:

- ✓ Cierre la BOP, purgue completamente, rompa y eleve el lubricador

- ✓ Cuidadosamente eleve el lubricador para permitir la instalación de un pequeño *pack-off* en la línea y para atar un nudo cuadrado (5 ft aprox.)
- ✓ Grape la línea y amarre la grapa al cuerpo de la RAM de la BOP, usando una cadena y acumular para prevenir una tensión excesiva en la BOP
- ✓ Cortar el cable y enhebrarlo a través del pequeño *pack-off*. Luego repose el *pack-off* encima de la grapa
- ✓ Posicione el lubricador y el GIH horizontalmente. Rompa la conexión entre el lubricador y el GIH, y trate de tirar la línea fuera del tope del lubricador y arme GIH
- ✓ Corte la sección dañada. Ate ambos extremos con un nudo cuadrado, encinte y realice pruebas de tensión al nudo contra la grapa
- ✓ Conecte el *pack-off* a la BOP, abra la BOP y empiece cuidadosamente a retirar el cable, eleve lo suficiente hasta cubrir el lubricador
- ✓ Cierre las RAM de la BOP. Rompa la conexión entre el pequeño *pack-off* y la BOP
- ✓ Grape El cable por encima de la BOP. Desenrolle cable del carrete para el nudo cuadrado
- ✓ Corte el nudo, deslice el *Pack-off* fuera del cable y enhebre el cable cortado a través del lubricador, GIH y *pack off*
- ✓ Ate otro nudo cuadrado en el extremos del cable extendido desde el lubricador y el cable cortado del carrete
- ✓ Realice pruebas de tensión y remueva el equipo innecesario y recoja todo el peso
- ✓ Conecte el lubricador a la BOP, ecualice el sistema y abra las RAM, retire la herramienta del pozo cuidadosamente
- ✓ Asegúrese que la herramienta está totalmente contenida en el lubricador
- ✓ Lentamente cierre la válvula master, purgue el lubricador y recobra la herramienta.

2.2.5 Herramienta pegada

Se puede determinar que se tiene una pega o una traba de la herramienta, por los datos de tensión en el indicador. Si la tensión aumenta violentamente en menos de un pie la pega se encuentra en superficie y si aumenta (p.e 100 libras por cada pie) la pega se encuentra en fondo. Se recomienda no jugar con el cable pues debilita el punto débil.

Inicialmente verifique:

- Si está pegado solo hacia arriba (trabada) o si está pegado en ambas direcciones (pegada).
- Verificar el estado del cable en el carrete (si está roto).

- Verificar la provisión de grasa para el equipo de presión, puesto que la operación puede durar varios días.
 - ❖ **Pega en fondo:** en el caso de pega en fondo tenga en cuenta el dato de tiro máximo seguro y tiro de rotura.
 - ✓ Inicialmente realice dos o tres intentos jalando hasta el tiro máximo seguro. No exceda la cantidad de intentos debido a que se puede debilitar el punto débil.
 - ✓ No suelte nunca por debajo del peso del cable para evitar que se haga una jaula de pájaro sobre la pega.
 - ✓ Discuta las opciones para soltar la herramienta, con el personal involucrado durante la operación:
 - Fluir el pozo a distintas posiciones de choke.
 - Presurizar el anular.
 - Inyectar fluido en el pozo.
- Nota: si sospecha de desecho sobre la pega, deje solo el peso del cable durante la circulación del pozo.
- ✓ Si la decisión es romper el punto débil, se debe llegar a la tensión de rotura en incrementos de 100 libras y soltando hasta la tensión normal. Una vez se inicia esta operación no se debe detener.
 - ✓ Inicialmente se repiten los pasos de armadura suelta, hasta abrir el lubricador.
 - ✓ Si el nudo se encuentra contenido en el lubricador y es reparable, se repite el procedimiento de mantenimiento igual que con armadura externa suelta. Si la extensión del daño hace necesario cortar el cable, deberá ponerse el lubricador en posición horizontal.
 - ✓ Corte el cable lo más arriba posible, cuidando que la longitud cortada sea superior al largo de los *Flowtubes*.
 - ✓ Separe el lubricador de los *Flowtubes*.
 - ✓ Enhebre el cable por debajo de los *Flowtubes* y saque el extremo libre. (Deje a un lado el lubricador)
 - ✓ Realice un nudo con el extremo proveniente del carrete y coloque los *Flowtubes* sobre la BOP.
 - ✓ Recoja el exceso de cable en el carrete hasta tensionarlo, abra la BOP de acuerdo al procedimiento y enrolle el cable hasta que el nudo llegue a la polea inferior o la pase por unos pies.
 - ✓ Vuelva a cerrar la BOP de acuerdo a procedimiento.
 - ✓ Desconecte los *Flowtubes* de la BOP, deshaga el nudo e inspeccione la necesidad de repetir la operación.
 - ✓ Enhebre el cable pasando por el lubricador y *Flowtubes*. Vuelva a realizar el nudo.
 - ✓ Evitando dañar el cable vuelva a colocar los lubricadores y *Flowtubes* sobre la BOP. Nuevamente recoja en el carrete el exceso y deje en tensión el cable.

- ✓ Enrolle el cable lentamente hasta llegar al tambor, asegure que el procedimiento de almacenar el nudo en el carrete sea lento y seguro.
- ✓ Termine de sacar la herramienta a superficie.

Nota: Si el nudo se encuentra por debajo de las BOP prepárese para labores de matada de pozo.

3. EJEMPLOS DE CAMPO

3.1 FRACTURA DE TUBERIA SOBRE LA CABEZA INYECTORA

Este evento se presento durante untratamiento de estimulación química en un pozo en el piedemonte llanero, la descripción del evento se hace a continuación:

Después de finalizada la inyección de la estimulación química, se procede a desplazarla con salmuera inhibida, en este punto se detecta una desviación en la tubería con una fuga menor de salmuera entre la cabeza inyectora y el carrete.

Figura 86 tubería fracturada entre la cabeza inyectora y el carrete



Fuente: Fotografía por los autores

Las siguientes acciones fueron tomadas para evaluar las condiciones actuales y permitir el aseguramiento del pozo de una manera rápida y eficiente.

- ✓ Se detuvo el movimiento de la tubería.
- ✓ Se suspendió el bombeo y se advirtió al personal del peligro presente.
- ✓ Se observo la tasa de fuga y verifíco correcto funcionamiento de la válvula chequeen fondo.

Se procedió a la recuperación segura de la tubería, para esto se tomaron en cuenta las siguientes precauciones:

- ✓ Se evacuó del área de peligro al personal que no era necesario, hasta que el punto de fuga fue asegurado al interior de carrete.
- ✓ Se instaló grapa sujetando los extremos de la tubería en la zona afectada para así evitar que la tubería se desprendiera durante la operación.
- ✓ Todas las fuerzas y esfuerzos sobre la tubería se minimizaron hasta que el punto de fuga se llevó asegurado al carrete.

Figura 87 Grapa para sujetar tubería



Fuente: Fotografía por los autores

Finalmente se sitúa la zona afectada en el carrete donde se observa un rompimiento de la tubería y gracias a la grapa se recupera satisfactoriamente toda la tubería.

Figura 88. Tubería rota y enrollada en el carrete



Fuente: Fotografía por los autores

3.2 NUDO EN ARMADURA EXTERNA DURANTE PLT

Este evento se presentó durante la adquisición del perfil de producción (PLT), la descripción del evento se hace a continuación:

Se inició el PLT con la pasada a 40 ft/min desde 14,545 ft hasta 13,790 ft, con tensiones bajando de 1,800 lbs y subiendo de 3,150 lbs. Durante la corrida a 80 ft/min, se pierden súbitamente 300 lbs, la unidad se mueve como si se estuviera realizando labores de cañoneo y se pierde comunicación con la herramienta en fondo.

El procedimiento para determinar el problema que se presentaba fue el siguiente:

❖ Se suspende toda actividad y se chequea en superficie, BOP's, Grasoso, *wiper*, *stufing box*, Poleas, cable por *stranded* visible y todo está bien.

❖ Dado, que no se encuentra ninguna anomalía en superficie, se decide sacar para revisar herramientas en superficie. Se saca de 13,790 hasta 13,740 ft elmd con tensión normal (3,150 lbs) y sin evidente cambio en tensión. Una vez a 13,740 ft elmd se observa un *overpull* (sobretensión) súbito de 600 lbs.

❖ Se para y se repite nuevamente el paso número 2, sin encontrar nada diferente.

❖ Se verifica movimiento hacia arriba/abajo descargando 200 lbs y sobre tensionando 200 lbs y se observa incremento y pérdida de peso rápidamente, el contador de profundidad se mueve de 1-4 ft. Luego se deja el cable con el peso normal bajando y se utiliza el peso de varias personas halando el cable en superficie, verificando que el cable está totalmente rígido. Se baja la presión del grasoso de 3,000 a 2,800 psi (WHP: 2,200 psi), se repite el mismo ejercicio y se obtiene el mismo resultado.

❖ Se abre el pozo a *full open* (WHP: 1,300 psi), se baja la presión del grasoso a 1,600 psi y se verifica movimiento hacia arriba/abajo descargando 200 lbs y sobre tensionando 200 lbs, se observa incremento y pérdida de peso rápidamente. se utiliza el peso de varias personas halando el cable en superficie, verificando que el cable está totalmente rígido.

❖ Se deja el pozo fluyendo a condiciones de full open.

❖ Se levanta persona en canasta y se determina que el problema es *stranded cable*.

Figura 89. Canasta para izar personal



Fuente: Fotografía por los autores.

Figura 90. Stranded cable por encima del equipo de control de presión.



Fuente: Fotografía por los autores.

Una vez se identifica el *straded cable* el procedimiento para recuperar el cable de 1-32 y la herramienta a superficie fue el siguiente:

- ❖ Se despejo del área el personal que no estaría involucrado en la operación de recuperación de cable y herramienta a superficie. y se determinaron los equipos necesarios para desarrollar la operación: 2 bombas para matar el pozo, 1,200bbl de salmuera inhibida, 2 platos y abrazaderas para soportar, 2 Grilletes de 18 Klbs, 1 set adicional de *flowtubes*, una bola nueva para la válvula cheque, todas las herramientas manuales a ser utilizadas para la limpieza del lubricador y armado de las abrazaderas y que todo el personal tuviese el equipo de protección personal adecuado.
- ❖ Se prueba el sello de las BOP dando como resultado un sello deficiente y por lo cual se procede a armar las dos bombas y sus líneas de superficie al *pumping sub*.
- ❖ Se mato el pozo a 6 bpm usando salmuera inhibida, la máxima presión de bombeo durante la operación fue de 5,000 psi. Ver anexo 5.
- ❖ Se presurizaron las líneas a de superficie a 2,000 psi y posteriormente se empezó a bombear atreves del *pumping sub*, después de matar el pozo se monitorearon las condiciones del pozo por un periodo de 30 minutos, bombeando salmuera inhibida a 0.5 bpm.
- ❖ Se determino seguir bombeando salmuera inhibida a 0.5 bpm durante la operación de recuperación del cable. La presión de fondo a 13,253 TVD (tope de

los perforados en la formación Barco) era de 5,500 psi y la presión hidrostática a la misma profundidad era de 5,747 psi. Ver anexo 6.

- ❖ Se verifico si el cable *E-line* tenía movimiento hacia arriba o abajo, sin éxito.
- ❖ Se verifico el sello de la BOP y se determino desconectar el lubricador de las BOP, se levanto el cable y el lubricador con la grúa, aproximadamente 4 ft. Se aseguro el cable instalando plato y abrazadera.

Figura 91. Plato instalado para sostener cable.



Fuente: Fotografía de personal operativo

- ❖ Se realizo prueba de la abrazadera con grúa, determinando la necesidad de cortar el cable.

Figura 92. Corte del cable 1-32



Fuente: Fotografía del personal operativo.

- ❖ Se bajo el lubricador al suelo, se cambio la bola (válvula cheque) y *Flowtubes*, Se aseguro la segunda abrazadera sobre las BOP.

Figura 93. Desarme del lubricador



Fuente: Fotografía del personal operativo.

- ❖ Se retiro el *Straded* del interior del equipo de control de presión

Figura 94. *Straded cable* retirado de los *flowtubes*.



Fuente: Fotografía del personal operativo.

❖ Con la ayuda de la grúa se recupero cable hasta tener 100 ft de cable en buenas condiciones en superficie. se

Figura 95. Procedimiento para recuperar cable.



Fuente: Fotografía del personal operativo.

- ❖ De los 50 ft de lubricador armado se retiraron 20 ft, luego se realizo un nudo por debajo de la polea inferior.
- ❖ Se levanto el lubricador y el cable, se realizo prueba al nudo por 10 minutos para verificar su funcionalidad.
- ❖ Se retiro el plato y la abrazadera. Se conecto nuevamente el lubricador sobre la BOP.
- ❖ Se empezó a recobrar cable en el carrete de la unidad de E-line hasta tener 10 vueltas del nudo en el carrete.
- ❖ Se rearmó contador de profundidad y se continuó sacando lentamente hasta recuperar 40 ft, después se continuó recuperando cable a velocidad normal.

3.3 ARMADURA EXTERNA SUELTA DURANTE PLT

Este evento se presento durante la adquisición del perfil de producción (PLT), la descripción del evento se hace a continuación:

Se verifico acceso a 16,400 ft, se parqueo la herramienta a 15,700 ft y se espero un periodo de estabilización por 4 horas, el resultado a continuación: BHP: 1,745 psi; BHT: 233.8F; Dens: 0.111 and 123.9 rps. Se completaron las pasadas a 40/80/120 fpm, estación dinámica a 16,400 ft, se realizo el toque de TD a 16,508 ft y se realizaron las estaciones saliendo a 12,000/8,000/4,000 ft.

Cuando estaba la herramienta a 2,850 ft se notifico una sobre tensión de 200 lbs y se observo que al cable en superficie le hacia falta una hebra de la armadura externa.

Una vez se identifico el *straded cable* el procedimiento para recuperar el cable y la herramienta a superficie fue el siguiente:

- ✓ Se realizó reunión con el personal para revisar los riesgos, procedimientos y contingencias.
- ✓ Se cerró la BOP y se inyectó grasa a 3,000 psi entre las ram superior e inferior.
- ✓ Se monitoreó el sello de la BOP y se identificó un aumento de 100 psi en el lubricador.
- ✓ Se procedió a matar el pozo con salmuera inhibida a 5.7 bpm y una presión máxima de 1,300 psi.
- ✓ Se monitoreó el pozo por 20 minutos y se determinó bombear salmuera a 0.5 bpm todo el tiempo.
- ✓ Se desmontó el lubricador y se identificó fácilmente la armadura suelta.

Figura 96. Desmontando lubricador



Fuente: Fotografía del personal operativo

Figura 97. Armadura externa suelta



Fuente: Fotografía del personal operativo.

Para reparar el cable se realizó el siguiente procedimiento:

- ✓ Se corto la armadura externa del cable que presentaba falla.

Figura 98. Corte de armadura externa.



Fuente: Fotografía por personal operativo.

- ✓ Se adecuó el corte de la hebra externa para pegar armadura externa y seguir recuperando el cable a superficie.

Figura 99. Adecuación del corte del cable.



Fuente: Fotografía por personal operativo.

Figura 100. Procedimiento de pega de armadura externa



Fuente: Fotografía por personal operativo.

- ✓ Se armó nuevamente el equipo de superficie y se continuó sacando a superficie.

4. CONCLUSIONES

- Esta comprobada la eficiencia y el éxito de las tecnologías CoiledTubing y Wireline alrededor del mundo en operaciones de well control, convirtiendo a este manual en un recurso muy útil para la iniciación en la formación de expertos en operaciones de intervención de pozos.
- Al entender el funcionamiento de cada uno de los equipos que conforman las unidades CT y Wireline es posible entender con más facilidad el comportamiento de los equipos y las causas de las posibles fallas dando una ventaja al momento de reaccionar a una posible contingencia de manera rápida y segura.
- Los procedimientos que se exponen hacen referencia a la dirección que se debe tomar en los casos más frecuentes presentados en labores de intervenciones de pozo, brindándole al usuario el conocimiento básico para poder actuar, recordando que dichos procedimientos son liderados por personal especializado.
- Los ejemplos de campo permiten realizar una asociación real de la teoría del documento con la práctica brindando una visión clara de cómo interactuar con los equipos de control de presión y dimensionando los valores de tensión, presión y profundidad. Es importante tener en cuenta que los procedimientos no son camisa de fuerza ante una contingencia.
- El desarrollo de este manual tiene como fin el apoyo para el proceso de enseñanza – aprendizaje, sin embargo, no busca certificar a quien lo posea ya que va dirigido a estudiantes y profesionales recién graduados con conocimientos básicos en el área de estudio.

5. RECOMENDACIONES

- ✓ Es recomendable el desarrollo de un manual que contenga las herramientas usadas en operaciones de well control.
- ✓ Se recomienda al usuario, el acompañamiento de parte de un profesional, que facilite una correcta transmisión de la información y solucione las inquietudes del estudiante.
- ✓ Es necesario el desarrollo de herramientas similares, aplicadas a las diferentes asignaturas del plan de estudios de Ingeniería de petróleos, para así ampliar el conocimiento del estudiante hacia tópicos encontrados en la industria y que no son tratados en las asignaturas.
- ✓ Se recomienda crear un espacio en la asignatura de perforación de pozos donde se hable de este tipo de operaciones, dejando claro que existen otro tipo de tecnologías que pueden ser aplicadas en caso de omisión del taladro.
- ✓ Desarrollar una herramienta multimedia que contenga toda la información y que además permita la actualización de la base de datos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ackert D, Beardsell M, Corrigan M y Newman K: “*The Coiled Tubing Revolution,*” *Oilfield Review* 1, no. 3 (Octubre de 1989): 4–16.
- AFGHOUL, AliChareuf. Tubería flexible: La próxima generación. *Zakum Development Company (ZADCO)*. Abu Dhabi, Emiratos Árabes. 2004.
- AGUDELO, Juan Carlos *Senior Engineer*. *EQUION Energy Limited. Well operations manual, well interventions*. 3 Ed. Marzo 2012.
- API (*American Petroleum Institute*). *Wireline Operations and Procedures. Book 5 of the vocational training series*. 3 Ed. 2007.
- API RP 14B, *Recommended Practice for Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems*.
- *API Recommended practice 5C7 (1996) Recommended practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services First Edition*.
- Bigio D, Rike A, Christensen A, Collins J, Hardman D, Doremus D, Tracy P, Glass G, Joergensen NB y Stephens D: “*Coiled Tubing Takes Center Stage,*” *Oilfield Review* 6, no. 4 (Octubre de 1994): 9–23.
- BOUMALI, Abderrahmane. Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos. *Sonatrack, Argel, Argelia*. 2006.
- *Bowen Surface Equipment Guide for Wireline Operation. Bowen tools, inc.* Houston (Texas), 1984.
- Brown, P. T. and Wimberly, R. D.: “*Coiled Tubing, Operations and Services, Part 10,*” *World Oil*, October 1992, pp. 75-79.

- Camco, *Wireline and Coiled Tubing operations*. Libya. 2009.
- DEFLIN, Olivier Francois. *Ps Pressure Equipment, WTH training*.
- Elmar. Curso de Presiones de 10K. PTS Colombia. Julio 2007.
- Elmar UK. Curso de control de presión de 10k, parte 1. *Copyright Varco International inc. 2002*.
- ElmarUK. Curso de control de presión de 10k, parte 2. *Copyright Varco International inc. 2002*.
- Fetex, *SlickLine operations, Basic SlickLine components*. 1a, 2a, 3a.
- GARCIA, Pastor *Maxpro Engineer. Schlumberger*. Selección de punto débil. Operaciones con cable de registro.
- Halliburton. Curso Básico CoiledTubing. Ecopetrol, gerencia llanos. Agosto 27, 2003.
- Hodder M, Michel C, Kelligray D y Bailey L: "*Investigation of Polymeric and Mixed Metal Oxide Fluids for Use in Well Intervention Operations*," artículo de la SPE 89637 presentado en la Conferencia y Exhibición sobre Tubería Flexible de las SPE/ICoTA, Houston, Texas, EUA, 23 al 24 de marzo de 2004
- Well control school [sede web].Resources. 2012. Disponible en: <http://www.wellcontrol.com/index.html>
- King, G. E.: "*Comments on Coiled Tubing Problems*," Cron. 92076ART0044, March 16, 1992.

- National Oilwell Varco [sede web]. Solutions, well services and completion. Houston; 2012. Disponible en: <http://www.nov.com/>
- Newman, K.R., CTES; Sathuvali, U.B., Arco; Wolhart, S., Elongation of Coiled Tubing during its Life. Gas Research Institute.1-3 April 1997, Montgomery, Texas
- Newman, K. R.: "Coiled Tubing Pressure and Tension Limits, SPE 231 31.
- Newman, K. R. and Allcorn, M. G.: "Coiled Tubing in High-pressure Wells," SPE 24793.
- NOV, AsepElmar. WPCE, 5D + Control Module. NationalOilwellvarco. 2010.Disponible en: http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Wireline/CONTROL_Wellhead_Control_Equipment/Grease_Control_Units/30_Series_Diesel_Driven_Control_Module.aspx
- NOV, AsepElmar. WPCE, Cranetruck. NationalOilwellvarco. 2010.Disponible en:http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Wireline/K-WINCH_Winches_and_Masts/K-WINCH_CraneTruck.aspx
- NOV, AsepElmar. WPCE, Electric Line PCE String. NationalOilwellvarco. 2010.Disponible en:
http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Wireline/WPCE_Wireline_Pressure_Control/WPCE_Electric_Line_Pressure_Control_Equipment_String.aspx
- NOV, AsepElmar. WPCE, G2 Rigging Sheave. NationalOilwellvarco. 2010.Disponible en: http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Wireline/K-WINCH_Winches_and_Masts/K-WINCH_G2_Rigging_Sheave.aspx
- NOV, AsepElmar. WPCE, Lightweight Pulley Assembly. NationalOilwellvarco. 2010.Disponible en: http://www.nov.com/Well_Service_and_

Completion/Wireline/WPCE_Wireline_Pressure_Control/WPCE_Lightweight_Hay_Pulley_Assembly.aspx?terms=pulley%20assembly

- NOV, AsepElmar. WPCE, Quick Test Sub “QTS”. NationalOilwellvarco. 2010. Disponible en: http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Wireline/WPCE_Wireline_Pressure_Control/WPCE_Quick_Test_Sub_-_QTS.aspx?terms=quick%20test%20sub
- NOV, AsepElmar. WPCE, SlickLine PCE String Rig- up. NationalOilwellvarco. 2010. Disponible en : http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Wireline/WPCE_Wireline_Pressure_Control/WPCE_Slickline_Pressure_Control_Equipment_String.aspx
- PTS Colombia, Guía de operaciones con guaya. Departamento de SlickLine. Santa Fe de Bogotá D.C. 2007.
- Schlumberger, Electrical logging Cables. wlh – jfe - pre-school. 2006.
- Schlumberger, SlickLine Training manual wcp. Copyright 2002.
- Schlumberger, Teoría de control de pozos y equipos.
- Schlumberger, WirelineDeployment. Copyright 2009.
- Schlumberger. Basic CT Equipment, CT client school [Diapositivas].
- Schlumberger. Estándar #22 de seguridad y Prevención de Pérdidas Para CT Procedimientos de Emergencia.
- Welch, J. L. and Stephens, R. K.: “Coiled Tubing, Operations and Services, Part 9,” World Oil, September 1992, pp. 81-85.

- Wright TR Jr y Sas-JaworskyllA (eds): *World Oil's Coiled Tubing Handbook*. Houston, Texas, EUA: Gulf Publishing Co (1998).

ANEXOS

Anexo 1. Definición de Presiones y Nomenclatura.

Presiones de trabajo y ensayo:

- ✓ Presión de trabajo (WP – *Working pressure*): Es la presión máxima y que nunca debe ser excedida en las operaciones de campo para el equipo.
- ✓ Presión de ensayo (TP – *Test pressure*): Es una presión mayor que la de trabajo, que se debe establecer en el área de pruebas del fabricante para certificar el funcionamiento de equipo.

Presiones durante la operación:

- ✓ Presión de cabeza (WHP – *Well head pressure*): Es la presión presente en superficie, un manómetro instalado en el árbol nos da el valor.
- ✓ Máxima presión esperada en cabeza (MEWHP – *Maximum expected WHP*): Es la máxima presión esperada en cabeza durante la intervención, aunque no este presente al iniciar el trabajo.
- ✓ Máxima presión admisible de operación (MAWP – *Maximum allowable operating pressure*): Es la presión que no debe excederse durante la operación. Es la presión máxima a la que se probó el sistema antes de iniciar labores.

$$WHP < MEWHP < MAWP < WP$$

- ✓ Presión de fondo (BHP – *Bottom hole pressure*): Es la presión de fondo o presión de formación. Durante operaciones con *coiled tubing*, se puede determinar al suspender el bombeo pues una vez la presión interna de la tubería se normalice (se cierra la válvula cheque) va a ser igual a la presión de fondo, mientras que durante operaciones de *electric line* la lectura de los sensores de fondo me dan lectura permanente del valor.

Anexo 2. Clasificación de barreras contra la presión.

Son los medios físicos que permiten controlar que los fluidos no se liberen a la atmosfera.

Barrera primaria:

✓ Operaciones de *Wireline*:
Stuffing box (Slick line)

Flow tubes (Braided line & Electric line)

✓ Operaciones con *Coiledtubing*:
Stripper y válvulas cheque (su se usan durante la operación)

Barrera secundaria:

✓ Operaciones de *Wireline*:
BOP (Slick line, braided line & Electric line)

✓ Operaciones con *Coiledtubing*:
Ram de tubería con soporte de la ram de cuña.

Barrera terciaria:

✓ Operaciones de *Wireline*:
Árbol de producción y activación de ram con servicio de cortador (*Slick line, Braided line & Electric line*)

✓ Operaciones con *Coiledtubing*:
Ram de corte con soporte de la ram de ciega, para tener sello.

Anexo 3. Cantidad de *flowtubes* y recomendaciones

Es muy importante utilizar la cantidad adecuada de tubos de flujo al igual que el tamaño adecuado. Abajo se encuentra el número total recomendado de tubos de flujo, incluyendo el tubo por debajo del cuello de inyección de grasa. Recuerde que es mas seguro tener demasiados tubos de flujo que muy pocos.

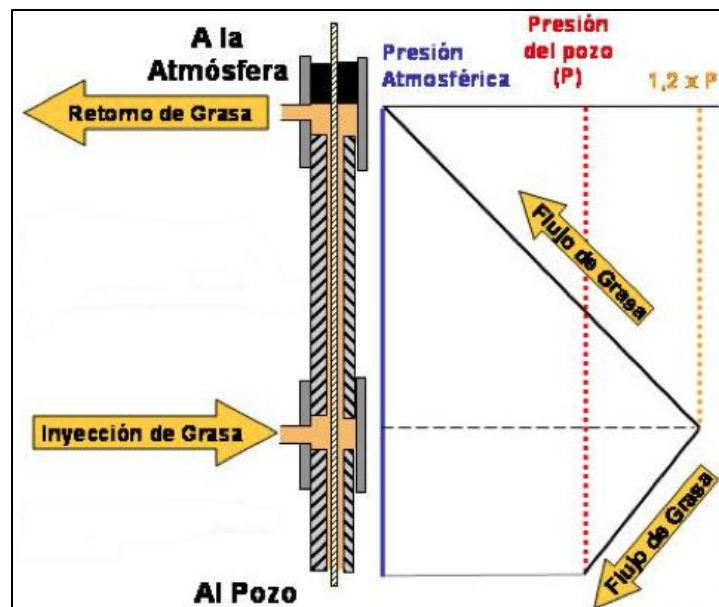
Tabla 3. Cantidad de flow tubes a usar

Tubos de flujo		
Presión de pozo	Tipo	Numero de tubos de flujo
0 – 5K	Líquido	3
0 – 5K	Gas	4
5K – 10K	Líquido	5
5K – 10K	Gas	5 – 6
10K – 15K	Líquido	6
10K – 15K	Líquido	6+

Fuente: Intertek WIPC IWCF Certification

Para trabajo de alta presión con gas puede ser necesario utilizar mas de un punto de inyección de grasa para incrementar la longitud de la barrera, mantener el sello y lubricar el cable de registros. Abajo se ilustra el circuito de la grasa inyectada.

Figura 88. Circuito de grasa en los *flowtubes*



Fuente: ELMAR curso de equipos de control de presión

Anexo 4. Prueba de integridad de la válvula cheque, *CoiledTubing*

La prueba de integridad no es más que suspender el bombeo e identificar si se tiene aumento de presión al interior de la tubería, sin embargo por daño en la tubería también se puede presentar aumento en la presión interna.

Anexo 5. Método *Bullheading* para matada de pozo y capacidades.

Durante operaciones de intervención de pozo es muy importante saber cuanto es la capacidad del pozo, para ello se explicaran los distintos casos, a continuación.

Ejemplo 1. Calcular la capacidad *tubing* de 4-1/2 de 12.60 [lb/ft]

Se lee de tablas el ID que tiene un valor de 3.958" (Dato de Weatherfordtechresource)

$$\text{Capacidad en tubería} = \frac{ID^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad en tubería} = \frac{3.958^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad en tubería} = 0.015218 \text{ [bbl/ft]}$$

Ejemplo 2. Calcular la capacidad anular entre el *Coiledtubing* de 2" y el *tubing* de 4-1/2 de 12.60 [lb/ft]

$$\text{Capacidad en espacio anular} = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad en espacio anular} = \frac{3.985^2 - 2^2}{1029.4}$$

$$\text{Capacidad en espacio anular} = 0.01154 \text{ [bbl/ft]}$$

Nota: Al multiplicar la capacidad de la tubería por la longitud medida de tubería, se obtiene el volumen total.

Método de matada *Bullheading*:

1. Estando el pozo cerrado, determine la presión de cierre de la tubería (si está por hacer *bullheading* por la tubería de revestimiento, determine la presión de la tubería de revestimiento). Esta se lee de los manómetros instalados en cabeza de pozo.
2. Prepare para bombear a una rata equivalente al diámetro interno de la tubería. Empiece con 0 stk la bomba. A medida que se acelera la bomba lo suficiente como para superar la presión del pozo, el fluido empezará a comprimir los gases o fluidos en el pozo hasta que la formación empieza a aceptarlo. Esta presión puede ser de varios cientos de psi por encima de la presión de cierre sin embargo se debe tener cuidado de no sobrepasar a presión de fractura de la formación. Bombee a las velocidades programadas. Normalmente se conecta la bomba lentamente, luego, una vez que se haya establecido la inyección, se lleva a la tasa de control deseada y luego se la va deteniendo a medida que se cree que el fluido de control está llegando al la formación (se determina con el numero de barriles bombeados vs la capacidad del pozo). Cuando inyecta los fluidos producidos en la formación, la hidrostática adicional del fluido de control bombeado hará disminuir la presión en la tubería.
3. Una vez que el fluido de control empieza a entrar en la formación, dado que generalmente no es el mismo tipo de fluido, se verá un incremento en la presión de la bomba, entonces se debe detener la bomba, a no ser que se haya aprobado un sobre desplazamiento. cerrar el pozo y monitorearlo por 30 minutos.

Anexo 6. Presión hidrostática, PH

Es la presión total que ejerce la columna de fluido en un punto dado del pozo, y se expresa como:

$$PH = 0.052 \times \text{Den. del fluido [ppg]} \times \text{Profundidad vertical [ft]}$$

Tabla 4. Densidad de fluidos de matada

Fluido	Densidad [ppg]
Diesel	7
Agua fresca	8.33
Salmuera	8.34 - 9

Fuente: Intertek *WIPC IWCF Certification*

Para la contingencia en campo, se tenía la siguiente información:

Presión de fondo: 5,500 psi @13,253 ft TVD (tope de los perforados en la formación Barco). Esta presión fue tomada durante la operación.

El fluido de matada usado durante la contingencia fue salmuera inhibida de 8.34 ppg, con esta densidad la presión hidrostática sobre tope de perforados de la formación Barco es igual a:

$$PH = 0.052 \times 8.34 \text{ [ppg]} \times 13,253 \text{ [ft]}$$

$$PH = 5,747 \text{ [psi]}$$

Teniendo así un sobre balance de 247 [psi].