

*Universidad Nacional  
Autónoma de México*



*Facultad de Ingeniería*

**El Uso de la Tubería Flexible en el Área de Perforación y  
Terminación de Pozos.**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A N:**

**Sahel Antonio García Tovar  
Marco Antonio Silva Galicia**



**DIRECTOR DE TESIS**

**M. C. JAIME ORTIZ  
RAMÍREZ**

**CD. UNIVERSITARIA**

**SEPTIEMBRE 2007**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Objetivo. ....	i
Introducción. ....	i
<b>I. FUNDAMENTOS. ....</b>	<b>I-1</b>
<b>I.1 Conceptos Básicos. ....</b>	<b>I-1</b>
<b>I.2 Propiedades de los Fluidos. ....</b>	<b>I-5</b>
<b>I.3 Reología de los Fluidos. ....</b>	<b>I-9</b>
I.3.1 Clasificación y Descripción de los Fluidos. ....	I-11
I.3.2 Fluidos Newtonianos. ....	I-13
I.3.3 Fluidos No-Newtonianos. ....	I-13
I.3.4 Fluidos de Perforación. ....	I-17
I.3.5 Modelos Reológicos. ....	I-17
I.3.6 Determinación de las Constantes Reológicas. ....	I-19
<b>I.4 La Presión. ....</b>	<b>I-24</b>
I.4.1 Presión de un Fluido. ....	I-24
I.4.2 Presión de Formación. ....	I-25
I.4.3 Presión de Formación Normal. ....	I-27
I.4.4 Presión de Formación Anormal. ....	I-29
I.4.5 Gradiente de Presión de Formación. ....	I-30
<b>I.5 Pérdidas de Presión por Fricción. ....</b>	<b>I-33</b>
I.5.1 Ecuación de General de Energía. ....	I-33
I.5.2 Pérdidas de Presión por Fricción. ....	I-36
I.5.3 Pérdidas de Presión en la Tuberías Flexibles. ....	I-39
<b>II. COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE. ....</b>	<b>II-41</b>
<b>II.1 Propiedades y Características de la T.F. ....</b>	<b>II-41</b>
II.1.1 Proceso de Creación de la Tubería Flexible. ....	II-41
II.1.2 Elongación. ....	II-42
II.1.3 Esfuerzos en la Tubería Flexible. ....	II-44
<b>II.2 Vida Útil de la Tubería Flexible. ....</b>	<b>II-52</b>
II.2.1 Límites de la Tubería Flexible. ....	II-53
II.2.2 Medición de la Vida Útil de la Tubería Flexible. ....	II-58
II.2.3 Corrosión en la Tubería Flexible. ....	II-59
II.2.4 Efectos del Sulfuro de Hidrógeno. ....	II-61
II.2.5 Fatiga de la Tubería Flexible. ....	II-63
<b>II.3 Componentes Principales de la Tubería Flexible. ....</b>	<b>II-71</b>
II.3.1 Unidad de Potencia. ....	II-72
II.3.2 Carrete de Tubería. ....	II-73
II.3.3 Cabina de Control. ....	II-76
II.3.4 Cabezal Inyectora. ....	II-79
II.3.5 Equipo para el Control del Pozo. ....	II-84
II.3.6 Equipo Auxiliar. ....	II-89
II.3.7 Equipos para Trabajar Costa Fuera. ....	II-91
II.3.8 Equipos para Trabajos Terrestres. ....	II-91
<b>III. OPERACIONES DE BOMBEO CON TUBERÍA FLEXIBLE. ....</b>	<b>III-92</b>
<b>III.1 Limpieza del Fondo del Pozo. ....</b>	<b>III-92</b>
III.1.1 Aplicación. ....	III-92
III.1.2 Lo que No se Debe Hacer. ....	III-93
<b>III.2 Inducciones con Nitrógeno. ....</b>	<b>III-93</b>

III.2.1	Aplicación. ....	III-94
<b>III.3</b>	<b>Estimulación a la Formación. ....</b>	<b>III-94</b>
III.3.1	Tratamientos en un Pozo. ....	III-94
III.3.2	Acidificación. ....	III-95
<b>III.4</b>	<b>Cementaciones. ....</b>	<b>III-95</b>
III.4.1	Áreas de Oportunidad. ....	III-95
III.4.2	Ventajas. ....	III-96
<b>III.5</b>	<b>Cementación e Inyección Forzada. ....</b>	<b>III-96</b>
<b>III.6</b>	<b>Pescas. ....</b>	<b>III-96</b>
<b>III.7</b>	<b>Toma de Registros y Disparos. ....</b>	<b>III-96</b>
III.7.1	Ventajas. ....	III-97
III.7.2	Tipos de Servicio con CTL. ....	III-97
III.7.3	Registros en Agujero Abierto. ....	III-97
III.7.4	Registros en Agujeros Revestidos. ....	III-98
III.7.5	Cable de Registro. ....	III-98
III.7.6	Beneficios del CTL. ....	III-98
III.7.7	Disparos con Tubería Flexible. ....	III-99
<b>III.8</b>	<b>Terminaciones. ....</b>	<b>III-99</b>
III.8.1	Ventajas. ....	III-99
III.8.2	Desventajas. ....	III-100
III.8.3	Diseño. ....	III-100
<b>III.9</b>	<b>Levantamiento de Gas. ....</b>	<b>III-100</b>
III.9.1	Descargando el Pozo. ....	III-100
III.9.2	Proceso de Descarga. ....	III-102
<b>III.10</b>	<b>La Tubería Flexible y el (Jetting). ....</b>	<b>III-102</b>
III.10.1	Alejamiento del Motor de Rotación. ....	III-103
<b>III.11</b>	<b>Control de Arena. ....</b>	<b>III-103</b>
III.11.1	Beneficios del Control de Arena. ....	III-103
III.11.2	Aplicaciones Mecánicas. ....	III-104
III.11.3	Aplicaciones Químicas. ....	III-105
<b>III.12</b>	<b>Ventajas de la Tubería Flexible. ....</b>	<b>III-106</b>
<b>III.13</b>	<b>Desventajas de la Tubería Flexible. ....</b>	<b>III-106</b>
<b>IV.</b>	<b>USOS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA DE PERFORACIÓN. ---</b>	<b>IV-108</b>
<b>IV.1</b>	<b>Introducción. ....</b>	<b>IV-108</b>
VI.1.1	Pozos No Direccionales. ....	IV-110
IV.1.2	Pozos Direccionales. ....	IV-111
<b>IV.2</b>	<b>Conexión de Fondo. ....</b>	<b>IV-113</b>
IV.2.1	Lastra Barrenas. ....	IV-113
IV.2.2	Lastra Barrenas no Magnéticos. ....	IV-114
IV.2.3	Herramientas Direccionales. ....	IV-114
IV.2.4	Herramientas de Orientación. ....	IV-114
IV.2.5	Sensores de otras Conexiones de Fondo. ....	IV-117
IV.2.6	Combinación de Herramientas de Orientación y Dirección. ....	IV-118
<b>IV.3</b>	<b>Motores de Fondo para la Perforación con Tubería Flexible. ....</b>	<b>IV-120</b>
IV.3.1	Cavidad Progresiva del Motor de Desplazamiento Progresivo. ....	IV-120
IV.3.2	Motores de Caja Curveada. ....	IV-124
IV.3.3	Motor de Desplazamiento Progresivo con Rotor -Alabe. ....	IV-125
IV.3.4	Motores de Turbina. ....	IV-126

IV.3.5	Herramientas de Impacto. ....	IV-126
IV.3.6	Motor Eléctrico de Fondo. ....	IV-127
<b>IV.4</b>	<b>Barrenas para la Perforación con tubería Flexible. ....</b>	<b>IV-127</b>
IV.4.1	Barrenas de Conos. ....	IV-128
IV.4.2	Barrenas de Cortadores Fijos. ....	IV-130
IV.4.3	Selección de la Barrena de Perforación. ....	IV-131
<b>IV.5</b>	<b>Sistemas de Aparejos para la Perforación con Tubería Flexible. ....</b>	<b>IV-132</b>
IV.5.1	Unidades Híbridas de Perforación con Tubería Flexible. ....	IV-132
IV.5.2	Evolución de los Equipos de Perforación con Tubería Flexible. ....	IV-147
<b>IV.6</b>	<b>Fluidos de Perforación y la Hidráulica del Pozo. ....</b>	<b>IV-155</b>
IV.6.1	Perforación Sobre Balance. ....	IV-156
IV.6.2	Perforación Bajo Balance. ....	IV-158
<b>IV.7</b>	<b>Desviar un Pozo Existente. ....</b>	<b>IV-166</b>
IV.7.1	Tubería de Producción Removida (Desviador Convencional). ....	IV-167
IV.7.2	Desviar a través de la Tubería de Producción. ....	IV-176
IV.7.3	Tiempo de Perforar con un Tapón de Cemento. ....	IV-180
IV.7.4	Desviador de un Tapón de Cemento. ....	IV-182
<b>IV.8</b>	<b>Planear una Operación con Tubería Flexible. ....</b>	<b>IV-183</b>
IV.8.1	Las Responsabilidades de la Planeación. ....	IV-183
IV.8.2	Planear las Consideraciones por la Ubicación. ....	IV-186
IV.8.3	Planear las Consideraciones por el Tipo de Pozo. ....	IV-186
IV.8.4	Introducir y Sacar la Tubería del Pozo. ....	IV-188
IV.8.5	Despliegue de la Conexión de Fondo para Perforación Bajo Balance. ....	IV-190
IV.8.6	"Buenas Practicas" de Perforación con Tubería Flexible. ....	IV-191
IV.8.7	Selección del Equipo de Perforación con Tubería Flexible. ....	IV-192
IV.8.8	Control del Pozo y Salidas de Seguridad. ....	IV-197
<b>V.</b>	<b>USOS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA DE TERMINACIÓN. ....</b>	<b>V-200</b>
<b>V.1.</b>	<b>Ventajas de la Terminación con Tubería Flexible. ....</b>	<b>V-200</b>
V.1.1	Tiempo. ....	V-200
V.1.2	Factores Económicos. ....	V-200
V.1.3	Consideración de Yacimiento. ....	V-200
V.1.4	Tecnología. ....	V-201
V.1.5	Tipos de Terminaciones con T.F. ....	V-201
V.1.6	Selección de Herramienta y Material. ....	V-202
<b>V.2.</b>	<b>Terminaciones Primarias. ....</b>	<b>V-203</b>
<b>V.3.</b>	<b>Terminación con métodos artificiales de producción. ....</b>	<b>V-203</b>
V.3.1	Terminación con Bombeo Neumático. ....	V-203
V.3.2	Terminación con Bomba Eléctrica sumergible. ....	V-204
V.3.3	Terminación con bomba jet. ....	V-204
V.3.4	Sarta con un Mandril de Bombeo Neumático. ....	V-204
V.3.5	Extensión de la Sarta de Bombeo Neumático del tipo XT. ....	V-207
V.3.6	Instalación de la Bomba. ....	V-209
<b>V.4.</b>	<b>Sartas de velocidad. ....</b>	<b>V-211</b>
V.4.1	Sarta de velocidad. ....	V-211
V.4.2	Sarta de velocidad DH. ....	V-214
V.4.3	Extensión TP. ....	V-216
V.4.4	Colgador de Bajo de la Válvula de Seguridad. ....	V-218
<b>V.5.</b>	<b>Operaciones de Aislamiento Benéfico. ....</b>	<b>V-220</b>
V.5.1	Tapón Retenedor Permanente. ....	V-220
V.5.2	Tapón Retenedor Recuperable. ....	V-223
V.5.3	Doble Parche Hidráulico en la Tubería de Producción. ....	V-225

V.5.4	Sistema de Montaje SS. ....	V-227
V.5.5	Parche en la Tubería de Producción con Válvula de Seguridad. ....	V-229
<b>V.6.</b>	<b>Servicios Especiales. ....</b>	<b>V-231</b>
V.6.1	Sarta con Empaque de Grava a través de la Tubería de Producción. ....	V-231
<b>VI.</b>	<b>ÚLTIMOS AVANCES TECNOLOGICOS Y OPERACIONALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE. ....</b>	<b>VI-233</b>
<b>VI.1</b>	<b>Introducción. ....</b>	<b>VI-233</b>
<b>VI.2</b>	<b>Nuevas Unidades y Sistemas de Tubería Flexible. ....</b>	<b>VI-236</b>
VI.2.1	Nueva Unidad Marina "CT SEAS". ....	VI-236
VI.2.2	Nueva Unidad "CT EXPRESS". ....	VI-240
VI.2.3	Sistema de Control Inteligente del Inyector "IIC". ....	VI-241
VI.2.4	Unidad de Intervención Submarina. ....	VI-242
<b>VI.3</b>	<b>Confiabilidad de la Tubería. ....</b>	<b>VI-244</b>
VI.3.1	Análisis de Fallas de la Tubería Flexible. ....	VI-245
VI.3.2	Sistemas para el Manejo de la Tubería Flexible. ....	VI-246
<b>VI.4</b>	<b>Reparación de Pozos. ....</b>	<b>VI-248</b>
VI.4.1	Aspectos de seguridad. ....	VI-250
VI.4.2	Ejemplos de Aplicación de Reparación de Pozos con TF. ....	VI-250
VI.4.3	Ayuda de la TF en Problemas de Incrustaciones en la Tubería de Producción. ....	VI-251
<b>VI.5</b>	<b>Reparación de Yacimientos. ....</b>	<b>VI-256</b>
VI.5.1	Fracturamiento con Tubería Flexible. ....	VI-256
VI.5.2	Programa para Optimizar los Tratamientos y Reducir Cargas en Empacadores. ....	VI-260
<b>VI.6</b>	<b>Herramientas de Pozo Avanzadas. ....</b>	<b>VI-263</b>
VI.6.1	Empacadores Inflables. ....	VI-263
VI.6.2	Registro de Correlación DepthLOG de TF. ....	VI-265
<b>VI.7</b>	<b>Operaciones de Re-entrada y Perforación en Condiciones de Bajo Balance. ---</b>	<b>VI-268</b>
VI.7.1	Ejemplos de Re-entrada con Tubería Flexible. ....	VI-268
VI.7.2	Ejemplo de Aplicación al Perforar Bajo Balance. ....	VI-270
VI.7.3	Alcances Actuales de la Perforación con TF. ....	VI-272
<b>VI.8</b>	<b>Acceso a los Ramales de Pozos Laterales. ....</b>	<b>VI-273</b>
VI.8.1	Herramienta Discovery MLT. ....	VI-273
VI.8.2	Ventajas de la Herramienta MLT. ....	VI-275
<b>VI.9</b>	<b>Bombeo Artificial. ....</b>	<b>VI-275</b>
VI.9.1	La Bomba Eléctrica Sumergible. ....	VI-275
VI.9.2	Ejemplos de Aplicación del Sistema REDACoil. ....	VI-277
VI.9.3	Válvula de Aislamiento de la Formación. ....	VI-278
VI.9.4	Bombas ESP en Áreas Marinas. ....	VI-278
<b>VI.10</b>	<b>Desarrollo y Operaciones en Curso. ....</b>	<b>VI-279</b>
VI.10.1	Programas de Entrenamiento con Simuladores. ....	VI-281
VI.10.2	Operaciones en Desarrollo. ....	VI-281
<b>VII.</b>	<b>CONCLUSIONES. ....</b>	<b>VII-283</b>
	<b>REFERENCIA Y BIBLIOGRAFIA. ....</b>	<b>285</b>
	<b>LISTA DE FIGURAS Y TABLAS. ....</b>	
	<b>NOMENCLATURA. ....</b>	

---

---

## Objetivo.

Describir y determinar el alcance y aplicaciones de la tubería flexible en las áreas de perforación y terminación en la actualidad.

## Introducción.

Los inicios de la tubería flexible (CT, por sus siglas en ingles) 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<sup>1</sup>. En junio de 1944, los ingenieros de las fuerzas Aliadas desplegaron varias líneas de conducción para suministrar combustible a las fuerzas invasoras del Día D. La mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 m (40 pies) y 3 pulgadas de diámetro interior, tubos de acero con un espesor de 0.212 pulgadas soldados entre si para formar secciones de 1,220 metros (4,000 pies).

Estas secciones de tubos más grandes se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores flotantes de 40 pies de diámetro y se remolcaban con embarcaciones para tendido de cables. El despliegue exitoso de 23 líneas de conducción cuya longitud oscilaba entre 48 y 113 km (30 y 70 millas) estableció las bases para el futuro desarrollo y utilización de la tubería flexible en pozos de petróleo y gas.

Los elementos de los cabezales de inyector tubería flexible modernos pueden encontrarse en un dispositivo desarrollado por Bowen Tools a comienzos de la década de 1960 para el despliegue de antenas de radio en la superficie del océano, desde submarinos sumergidos hasta 183 metros (600 pies) de profundidad. Las antenas eran guardadas en un carrete, por debajo del inyector, para facilitar su extensión y recuperación. Estos conceptos básicos ayudaron a diseñar las unidades tubería flexible y los sistemas de inyectores.

La primera de esas unidades, construida por Bowen Tools y la California Oil Company en 1962, incluía un inyector regulado para cargas superficiales de hasta 13,608 kg (30,000 lbm) que corría una sarta continua de tubería de 1.315 pulgadas de diámetro exterior. El carrete de almacenamiento de la unidad de 2.7 m (9 pies) de diámetro, incluía una campana con una unión giratoria, apta para permitir el bombeo continuo de fluido a través de la tubería flexible.

No obstante, los aceros con bajo límite elástico y las numerosas soldaduras de extremo a extremo, requeridas para fabricar tuberías continuas no podían tolerar los repetidos ciclos de flexión y las grandes cargas de tracción. Las fallas de las soldaduras, los desperfectos de los equipos y las operaciones de pesca necesarias para recuperar la

---

---

tubería flexible perdida, hicieron que los operadores perdieran confianza en esta técnica.

Entre las décadas de 1960 y la de 1970, las compañías de fabricación, incluyendo Bowen Tools, Brown Oil Tools, Uni-Flex, Inc., Hydra Rig Inc. Y Otis Engineering, continuaron logrando mejoras en los equipos de tubería flexible y los cabezales de inyector. Estos cambios permitieron la utilización de tuberías flexibles de mayor diámetro a mayores profundidades de trabajo, mejoraron el desempeño y la confiabilidad de la tubería flexible y redujeron la cantidad de fallas del equipo de superficie. Desafortunadamente, el pobre índice de éxito general registrado y su reputación como técnica de confiabilidad limitada siguieron importunando las operaciones tubería flexible.

Los últimos años de la década de 1970 y el comienzo de la década de 1980 constituyeron un punto de inflexión para la tubería flexible que hasta ese momento se fresaba o se formaba en secciones de 457 m (1,500 pies). En 1978, el mejoramiento de la calidad de fabricación y el fresado continuo permitieron la fabricación de tubos de 1<sup>1/4</sup> de pulgada de diámetro exterior. En 1980, Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 70,000 lpc (70 klpc) (483 MPa) para la tubería flexible. Los primeros años de la década de 1980 fueron testigos de la introducción de la tubería flexible de 1<sup>1/2</sup> y 1<sup>3/4</sup> pulgadas de diámetro exterior.

En 1983, Quality Tubing Inc. Comenzó a utilizar laminas de acero japonés de 914 m (3,000 pies) para reducir la cantidad de soldaduras requeridas en un 50%. Mas adelante, durante el transcurso de la década de 1980, Quality tubing introdujo la soldadura inclinada para eliminar las soldaduras a tope. Este proceso consistía en cortar fajas de acero planas, en sentido diagonal, para aumentar la resistencia y la vida útil de la tubería flexible, expandiendo la zona de soldadura afectada por el calor en forma de espiral alrededor del tubo. Además, el mejor conocimiento de la fatiga de la tubería flexible posibilitó la introducción de mejoras en la confiabilidad y el desempeño de las tuberías.

En 1990, se freso la primera sarta de tubería flexible de 2 pulgadas para la terminación permanente de un pozo. Inmediatamente después de este evento, los proveedores comenzaron a fabricar tuberías con diámetros exteriores de 2<sup>3/8</sup> de pulgada, 2<sup>5/8</sup> de pulgada, 2<sup>7/8</sup> de pulgada, 3<sup>1/2</sup> de pulgada, y 4<sup>1/2</sup> de pulgada, para aplicaciones de servicios de pozos. En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de alto límite elástico de 90 klcp, 100 klcp, 110 klcp y 120 klcp (620, 689, 758 y 827 MPa), y aleaciones resistentes a la corrosión. La disponibilidad de aceros de mayor resistencia y de diámetros más grandes y la necesidad de reducir los costos fueron factores clave que subyacieron la revolución tubería flexible de la década de 1990 y que posteriormente dieron cuenta del aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos concéntricas o bajadas a través de la tubería de producción.

En la actualidad los avances tecnológicos y operacionales que se han desarrollado con tubería flexible, han llegado a ser exitosos en la industria petrolera ya que el ahorro en costos, tiempo y eficiencia son amplios en muchas de las operaciones terrestres o

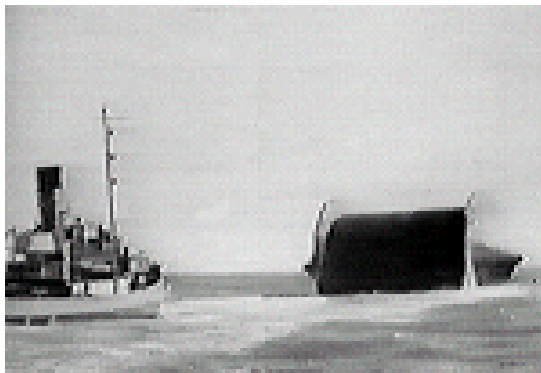
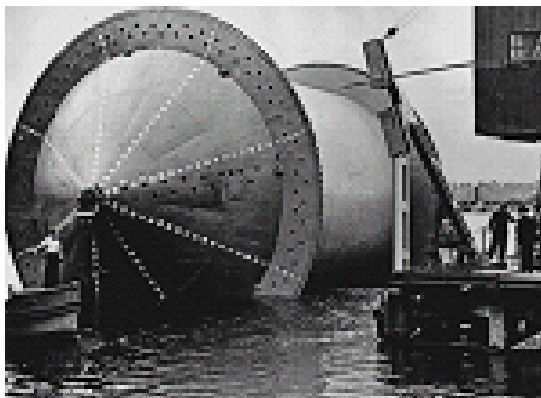
---

---



---

marinas. Aun hoy en día muchas empresas no conocen los beneficios y alcances que la tubería flexible les puede proporcionar. Por ello se desarrollo esta tesis con todas las aplicaciones que actualmente tiene la tubería flexible, enfocándonos principalmente a las operaciones de perforación y terminación de pozos.



Operación Pluto.<sup>2</sup>

**CAPITULO I**

**FUNDAMENTOS**







## I. FUNDAMENTOS.

### I.1 Conceptos Básicos.

#### Masa

La masa es la cantidad de materia que ocupa un lugar en el espacio. Sin embargo también se puede definir la masa de un cuerpo como la cantidad escalar definida por la relación:

$$m[\text{Kg}_{\text{masa}}] = \frac{F}{a} \text{-----}(1.1)$$

Donde: F [ $\text{kg}_{\text{masa}} \text{ m/seg}^2$ ]: es la magnitud de la fuerza que actúa en el cuerpo.  
a [ $\text{m/seg}^2$ ]: es la aceleración que la fuerza produce en él.

La masa cuenta con dos propiedades características, la primera es que se considera directamente proporcional con la inercia, y la segunda es que es una constante característica del mismo, es decir, que no cambia con el movimiento, la temperatura o cambio de estado físico.

#### Peso.

El peso es la cantidad de fuerza que se ejerce por efecto de gravedad sobre una cantidad de masa. Si un cuerpo de masa "m" se dejara caer desde cierta altura sobre la superficie de la tierra, se moverá debido a la acción de su peso. Así, por la segunda ley de Newton el peso se puede determinar de la siguiente manera:

$$W = m g \text{-----}(1.2)$$

Donde: W [Newton] : Peso.  
m [ $\text{kg}_{\text{masa}}$ ] : Masa.  
g [ $\text{m/seg}^2$ ]: Aceleración gravitacional.

#### Densidad o masa específica.

Es la relación que existe entre la cantidad de masa que contiene la unidad de volumen de un material.

$$\rho = \frac{m}{V} \text{-----}(1.3)$$

Donde:  $\rho$  [ $\text{Kg}_{\text{masa}}/\text{cm}^3$ ]: Densidad



$m$  [ $\text{kg}_{\text{masa}}$ ] : Masa  
 $V$  [ $\text{cm}^3$ ] : Volumen

### Cálculo de Áreas y Volúmenes en el Espacio Anular:

$$A = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \text{ ----- (1.4)}$$

$$V = \frac{\pi}{4} h (D^2 - d^2) \text{ ----- (1.5)}$$

Donde:  $A$  [ $\text{in}^2$ ] : Área del espacio anular.  
 $V$  [ $\text{ft}^3$ ] : Volumen en el espacio anular.  
 $D$  [in] : Diámetro del agujero.  
 $d$  [in] : Diámetro externo de la tubería.  
 $h$  [ft] : Altura considerada.

### Capacidad de un Pozo.

Para conocer la capacidad de un pozo, necesitamos conocer cuales son los diferentes tipos de tubería que están dentro de este, así como las profundidades a las que se encuentran, el tipo y grado de tuberías para poder utilizar las tablas de capacidades de tubería de producción.

Grade	API RP 5C7 Equivalent	Minimum		Minimum		Maximum	Usage
		Yield Strength		Tensile Strength		Hardness	
		kPa	lb/in. <sup>2</sup>	kPa	lb/in. <sup>2</sup>	(HRC)	
QTP-52	X-52	360,000	52,000	-	Not rated	22	Pipe and flow lines
CT-55	CT-55	380,000	55,000	460,000	65,000	22	Downhole coiled tubing, umbilicals
HO-60	-	410,000	60,000	480,000	70,000	22	Downhole hang-off
QT-700	CT-70	480,000	70,000	550,000	80,000	22	Downhole coiled tubing, umbilicals
QT-800	CT-80	550,000	80,000	620,000	90,000	22	Downhole coiled tubing, umbilicals
QT-1000	-	690,000	100,000	760,000	110,000	Not rated	Downhole hang-off

Tabla I.1. Diferentes Grados de Tubería



Después de saber cual es el tipo y grado de la tubería conocida con la tabla anterior, con la formula siguiente podemos conocer su capacidad:

$$VT = \text{Capacidad}(L) \text{-----}(1.6)$$

Donde: VT [ft<sup>3</sup>]: Volumen interior de la tubería.  
L [ft] : Longitud de la tubería.

### Gasto.

Es la cantidad de líquido o de gas que, en determinadas circunstancias, pasa por un orificio o por una tubería cada unidad de tiempo.

$$Q = \frac{V}{t} \text{-----}(1.7)$$

Donde: Q [m<sup>3</sup>/seg] : Gasto  
V [m<sup>3</sup>] : Volumen  
t [seg] : Tiempo

El gasto que se suministra a través de la tubería flexible esta en relación directa con la presión de trabajo máxima permisible de la misma.

### Tiempo de Atraso.

Es el tiempo que tardan los fluidos desalojados en llegar a la superficie.

$$TA = \frac{\text{capacidad del pozo}}{\text{gasto de bombeo}} \text{-----}(1.8)$$

Donde: TA [min]: Tiempo de atraso

### Efecto de Flotación.

Este se considera cuando el pozo esta lleno de algún fluido y que produce una fuerza ascendente que resulta en una "flotación" de la tubería, reduciendo el peso de la sarta de T.F.

$$EF = \left(1 - \frac{Df}{Da}\right) \text{-----}(1.9)$$

Donde: Df [gr<sub>masa</sub>/cm<sup>3</sup>] : Densidad del fluido.  
Da [gr<sub>masa</sub>/cm<sup>3</sup>] : Densidad del acero = 7.82

**Trabajo.**

Se hace un trabajo cuando una fuerza mueve un cuerpo venciendo una resistencia que se le pone. En todos los casos se valúa el trabajo multiplicando la fuerza que, mueve al cuerpo por la distancia recorrida en un ángulo determinado. Por lo que se determina de la siguiente manera:

$$T = F d \cos \theta \text{ ----- (1.10)}$$

Donde: T [Joule] : Trabajo, 1 joule = 1 N(1 m)  
 F [Newton] : Fuerza ejercida en el cuerpo.  
 $\theta$  : Ángulo en la dirección del desplazamiento.

Esta forma de calcular el trabajo siempre estará influenciada por el ángulo ya que si la fuerza actúa en el mismo sentido del desplazamiento ( $\theta = 0^\circ$ ), entonces el trabajo será positivo; si la fuerza actúa perpendicularmente al desplazamiento ( $\theta = 90^\circ$ ), entonces el trabajo será nulo ya que el  $\cos 90 = 0$ ; y si la fuerza actúa en sentido contrario ( $\theta = 180^\circ$ ), entonces se realizará un trabajo negativo, ya que el  $\cos 180 = -1$ .

**Potencia (rapidez de trabajo).**

Si una fuerza realiza un trabajo "W" durante un intervalo de tiempo "t", la potencia "P" de esa fuerza se define como:  $P = \frac{w}{t}$

$$P = \frac{\text{Trabajo realizado por la fuerza}}{\text{tiempo gastado en su realización}} \text{ ----- (1.11)}$$

Donde: P [watt] : Potencia, [1watt = 1 J/seg].  
 w [joule] : Trabajo realizado.  
 t [seg] : Tiempo.

**Energía.**

La energía es uno de los conceptos más importantes de la física, y uno de los más utilizados actualmente. En física suele definirse como "*la capacidad o facultad de realizar un trabajo*". Así, la energía puede clasificarse como mecánica, calorífica, química, eléctrica, etc. según sea el estado o la condición del cuerpo en virtud de la cual es capaz de producir trabajo. La energía en condiciones adecuadas puede transformarse en otras formas de energía, por lo que se llega a la conclusión de que aunque la energía puede transformarse no se puede crear ni destruir.

Como la energía puede presentarse de varias formas, la podemos relacionar con el trabajo, por lo que se puede medir con las mismas unidades. También podemos asociar



la energía con el movimiento que se conoce como energía cinética, mientras que la relacionada con la posición es la energía potencial.

### Fuerza.

Cuando realizamos un esfuerzo muscular para empujar o tirar de un objeto le estamos comunicando una fuerza. Otro ejemplo de fuerza con la cual tratamos con frecuencia, es la acción atractiva de la Tierra sobre los cuerpos situados cerca o en la superficie. Esta fuerza se conoce como peso de un cuerpo, o fuerza de atracción gravitacional.

Una fuerza es siempre una acción mutua que se ejerce entre dos objetos (fuerzas exteriores) o entre dos partes de un mismo objeto (fuerzas interiores). Así, un objeto experimenta una fuerza cuando otro objeto lo empuja o tira de él.

La fuerza que actúa sobre un objeto de masa  $m$  es igual a la variación del momento lineal (o cantidad de movimiento) de dicho objeto respecto del tiempo. Si se considera la masa constante, para una fuerza también constante aplicada a un objeto, su masa y la aceleración producida por la fuerza son directamente proporcionales. Por tanto, si una fuerza igual actúa sobre dos objetos de diferente masa, el objeto con mayor masa resultará menos acelerado.

Del análisis anterior se obtiene la segunda Ley de Newton, que dice que la aceleración que adquiere dicho cuerpo es directamente proporcional a la resultante de las fuerzas que actúan en él, teniendo el mismo sentido y la misma dirección.

$$F = m a \text{ ----- (I.12)}$$

Donde:  $F$  [N] : Fuerza,  $1\text{N} = 1(\text{kg}_{\text{masa}} \text{ m/seg}^2)$   
 $m$  [ $\text{kg}_{\text{masa}}$ ] : Masa del cuerpo.  
 $a$  [ $\text{m/seg}^2$ ] : Aceleración.

## I.2 Propiedades de los Fluidos.

### Viscosidad.

Es la resistencia de un fluido a la deformación y se denota con la letra griega  $\mu$ : se le llama viscosidad absoluta o simplemente viscosidad. En la industria petrolera la unidad de medida más empleada es el centipoise [cp], que resulte del análisis dimensional quedando de la siguiente manera.

$$\mu : \left[ \frac{\text{gr}_{\text{masa}}}{\text{cm seg}} \right] = 1 \text{ poise}$$





$$1 \text{ cp} = 0.01 \text{ poise}$$

Viscosidad cinemática:

En muchos problemas en los que intervienen la viscosidad frecuentemente aparece dividida por la densidad; este cociente se conoce como viscosidad cinemática:

$$v = \frac{\mu}{\rho} \left[ \frac{\text{cm}^2}{\text{seg}^2} \right] = 1 \text{ stoke} \text{ ----- (1.13)}$$

La medición rutinaria de la viscosidad cae en dos categorías: una cualitativa para detectar una variación apreciable en las propiedades del fluido, para ello utiliza el viscosímetro de embudo Marsh. La mediada de la viscosidad cuantitativa se hace con el viscosímetro Fann obteniendo lecturas de 600 y 300 [rpm], que se pueden relacionar de la siguiente manera:

$$\mu = \theta 600 - 300(cp)$$

Las figuras I.1 y I.2 muestran esquemas de los viscosímetros arriba mencionados, respectivamente.



Figura I.1. Embudo Marsh.<sup>3</sup>



Figura I.2. Viscosímetro Fann.<sup>3</sup>

## Densidad.

La densidad de una sustancia es la mediada de su masa por unidad de volumen.

$$\rho = \frac{m}{v} \left[ \frac{\text{gr}_{\text{masa}}}{\text{cm}^3} \right] \quad \text{o} \quad \left[ \frac{\text{lb}_{\text{masa}}}{\text{gal}} \right] \text{ ----- (1.14)}$$

La **densidad relativa** de un cuerpo (sólido o líquido), es un numero adimensional que esta dado por la relación del peso del cuerpo al peso de un volumen igual de una sustancia que se toma como referencia; en este caso se hace con el agua pura a 4° C y a 1 atm de presión. Se puede definir como el valor de la densidad a cierta temperatura, con respecto al agua.



$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_w} \text{----- (1.15)}$$

En el campo la densidad del fluido se determina por medio de una balanza convencional, la mayoría de las balanzas tienen una regla graduada de tal manera que se puede leer la densidad directamente, en diferentes unidades, [ $lb_{masa}/gal$ ,  $gr_{masa}/cm^3$ ] o sea la densidad específica del fluido así como el gradiente de presión correspondiente la Figura I.3



Figura I.3. Balanza Convencional. <sup>3</sup>

### Volumen Específico.

Es el volumen ocupado por unidad de peso del fluido.

$$V_s = \frac{v}{w} \left[ \frac{gal}{lb_{fuerza}} \right] \quad o \quad \left[ \frac{cm^3}{gr_{fuerza}} \right] \text{----- (1.16)}$$

Entonces, el volumen específico de una sustancia es el inverso de su peso específico y generalmente se aplica a los gases:

$$V_s = \frac{1}{\gamma} \text{----- (1.17)}$$

Donde:  $\gamma$  : peso específico

### Peso Específico.

El peso específico de una sustancia se define como la relación entre su peso por unidad de volumen y representa la fuerza que ejerce la aceleración de la gravedad por unidad de volumen del fluido:



$$\gamma = \frac{w}{v} \left[ \frac{gr_{fuerza}}{cm^3} \right] \quad o \quad \left[ \frac{lb_{fuerza}}{gal} \right] \text{-----} (1.18)$$

### Tensión.

Se puede definir como la capacidad de carga de la tubería

$$T = W * L * Ff \text{-----} (1.19)$$

Donde:      T : Tensión  
               W: Peso  
               L : Longitud  
               Ff: Factor de flotación

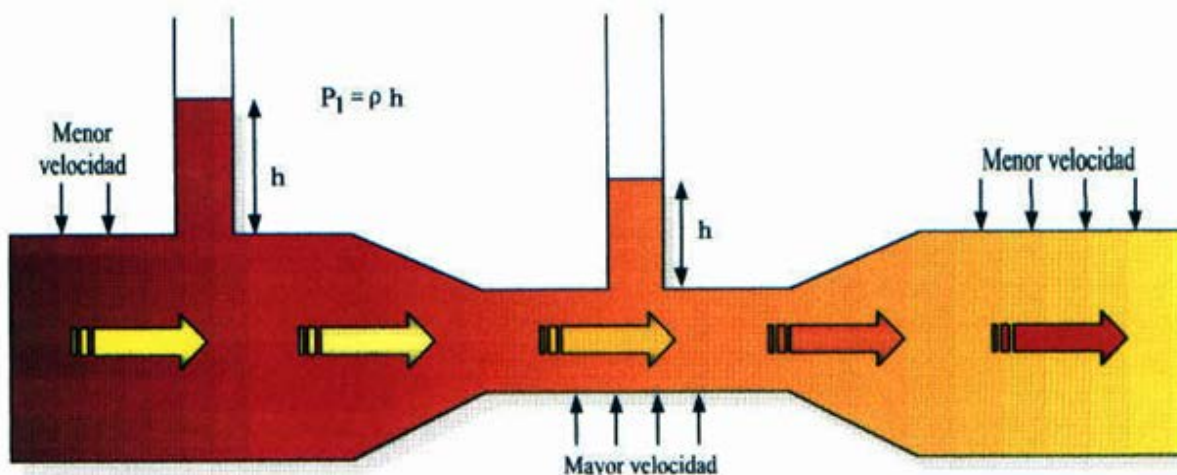
### Esfuerzo de Cedencia.

Se define como la tensión axial de carga en ausencia de presión y torque.

### Teorema de Bernoulli.

Un fluido contiene dos formas de energía cinética en virtud del peso y velocidad del fluido y energía potencial en forma de presión. Bernoulli demostró que para un gasto constante la energía se transforma de una forma a otra cuando existen variaciones en el recipiente que los contiene. Para entender mejor este concepto observen la Figura I.4 que nos muestra un tubo de Ventury y en el cual podemos apreciar lo siguiente:

- a) A mayor área menor velocidad (esto esta dado por que las partículas del fluido que estaba en contacto con la superficie del recipiente que los contiene son muchas y en consecuencia la fuerza de fricción es mucha por lo que hace que el fluido es frenado y disminuye su velocidad).
- b) A menor área mayor velocidad ( es el caso opuesto al anterior, también podemos decir que las partículas se mueven a mayor velocidad mientras mas alejadas están de las paredes del recipiente que los contiene )
- c) A mayor volumen de fluido mayor presión (para este caso recordemos los tanques de almacenamiento sujetos a presión como los bulks(cubiertas o las tolvas).
- d) A menor volumen del fluido menor presión (para este caso recordemos las llantas de las bicicletas).

Figura I.4. Tubo de Ventury.<sup>3</sup>

### I.3 Reología de los Fluidos.

El flujo de fluidos o sistemas de fluidos, a través de conductos circulares y espacios anulares, es uno de los aspectos comúnmente encontrados en el campo de la ingeniería; especialmente en la perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Por lo tanto, las características reológicas o de flujo de los fluidos deberán de ser bien definidas, a fin de diseñar adecuadamente los requerimientos de potencia necesaria para circularlos.

#### Reología

Es la ciencia de la deformación y flujo de los materiales. Es la rama de la física que trata sobre la mecánica de los cuerpos deformables.

#### Deformación

La deformación que sufren los materiales puede ser arbitrariamente dividida en dos grupos:

- Deformación espontáneamente reversible llamada ELASTICIDAD.
- Deformación irreversible denominada FLUJO.

#### Elasticidad.

Esta deformación corresponde a una energía mecánicamente recuperable. Es decir, el trabajo empleado en deformar un cuerpo perfectamente elástico, es recuperado cuando el cuerpo es retornado a su forma original indeformada. Por lo que esta deformación elástica es considerada como una función del esfuerzo.



**Flujo.**

La deformación llamada flujo corresponde a la conversión de la energía mecánica en calor. El trabajo empleado en mantener el flujo es disipado en una forma de calor y no es mecánicamente recuperable. En el flujo, la deformación es una función del corte.

Debido a la similitud que existe entre la resistencia viscosa al flujo y la fricción entre dos superficies sólidas, la resistencia al flujo de un fluido es, algunas veces, denominada "fricción interna".

En términos generales, las ecuaciones que describen los efectos viscosos y elásticos, en una forma combinada, son establecidos en base a tres términos principales, desde el punto de vista de la reología, las propiedades mecánicas de todos los materiales pueden ser totalmente descritas en términos de las contribuciones *elásticas*, *viscosas* y *de inercia*.

**Corte.**

El corte es un tipo de deformación muy importante. En donde el corte simple es un caso especial de una deformación laminar y puede ser considerado como un proceso, en el cual planos paralelos infinitamente delgados, se deslizan uno sobre otro; como en un paquete de naipes.

En el corte simple las láminas de fluido son planas, pero el corte o deformación laminar puede ser encontrada en otras geometrías, como se muestra en la Figura I.5. También se observa que los tipos de corte mostrados en b y c son muy importantes en reología; pues éstos representan el tipo de flujo encontrado en viscosímetros rotacionales y capilares respectivamente.

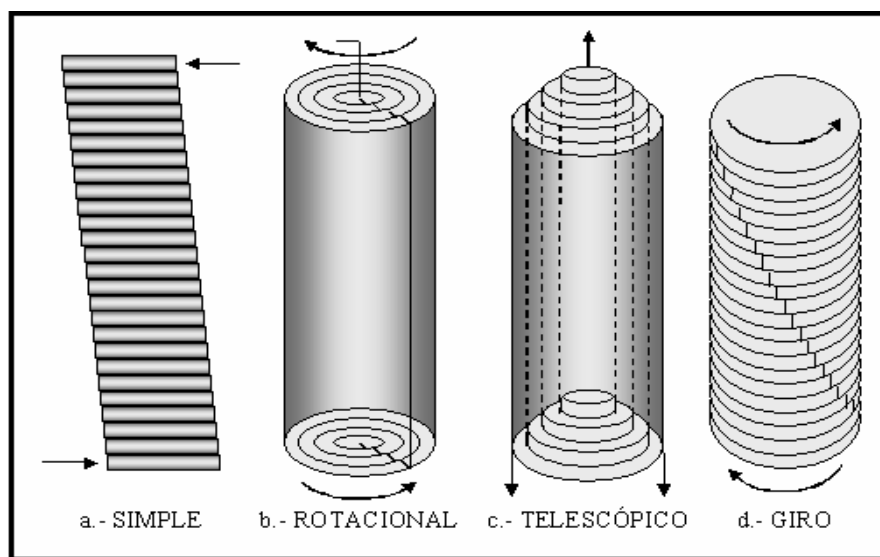


Figura I.5. Deformación Laminar.<sup>4</sup>



## Fluido.

Un fluido puede ser definido simplemente como una sustancia la cual tiende a fluir bajo la acción de un esfuerzo, no importando la consistencia de éste. En un fluido, los esfuerzos entre las partículas adyacentes son proporcionales al ritmo de deformación y tienden a desaparecer cuando cesa el movimiento.

Un material determinado puede ser considerado como un cuerpo elástico ideal cuando puede soportar deformaciones por períodos de tiempo relativamente cortos y como un fluido viscoso ideal cuando puede soportar deformaciones por períodos de tiempo relativamente largos.

### I.3.1 Clasificación y Descripción de los Fluidos.

Los fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y a la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo resultante en un flujo laminar y unidireccional, a temperatura constante.

Considere un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido, como el mostrado en la Figura I.6. Las placas son infinitamente grandes con respecto a la separación entre ellas.

Suponga que la placa superior se está moviendo con una velocidad  $u_x + du_x$ , en tanto que la placa inferior lo hace a una velocidad  $u_x$ . Así, la velocidad de flujo adyacente a las placas es la misma que la velocidad de éstas. Por lo tanto, el fluido está sujeto a una deformación  $du/dy$  la cual es un gradiente de velocidad de corte  $\gamma$ .

En tanto que la fuerza cortante  $F$  por área unitaria  $A$ , impuesta sobre el fluido y tendiente a causar el movimiento del mismo, es denominada esfuerzo cortante  $\tau$ .

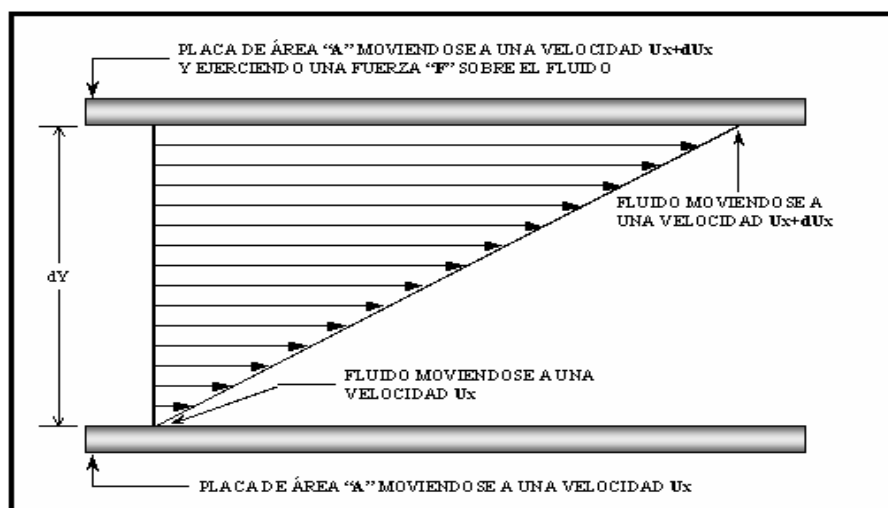


Figura I.6. Respuesta de un Fluido a la Acción de un Esfuerzo.<sup>4</sup>



Así, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo cortante impuesto y la velocidad de corte resultante. Por consiguiente, esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo condiciones diferentes de presión y temperatura. Por lo tanto, la relación:

$$\tau = f(\dot{\gamma}) \text{----- (1.20)}$$

Es única para cada tipo de fluido; siendo característica para un fluido bajo condiciones dadas de presión y temperatura. Esta relación funcional entre el esfuerzo y la velocidad de corte es conocida como la *ecuación reológica o constitutiva del fluido*.

De esta manera, basados en la forma de las ecuaciones reológicas o en sus reogramas (representación gráfica de la ecuación reológica), los fluidos se clasifican en varios tipos.

Así, los fluidos se clasifican principalmente en dos grandes grupos:

- Fluidos puramente viscosos.
- Fluidos viscoelásticos.

Sin embargo, de acuerdo con su comportamiento bajo la acción de un esfuerzo cortante y la velocidad de corte inducida por dicho esfuerzo, los fluidos se clasifican como se muestra en la Tabla I.2

- Fluidos Newtonianos.
- Fluidos No Newtonianos.

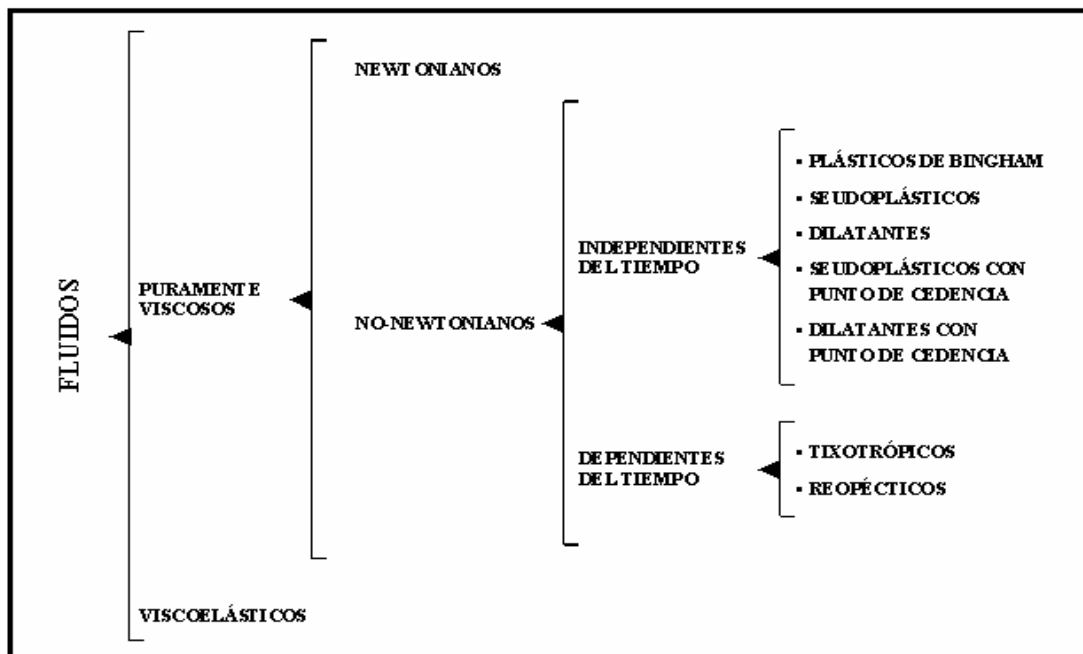


Tabla I.2. Clasificación Reológica de los Fluidos.<sup>4</sup>



### I.3.2 Fluidos Newtonianos.

Los fluidos newtonianos o ideales son aquellos cuyo comportamiento reológico puede ser descrito de acuerdo con la ley de la viscosidad de Newton. Es decir, son aquellos fluidos que exhiben una proporcionalidad directa entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de corte inducida, como se muestra en la Figura I.7.

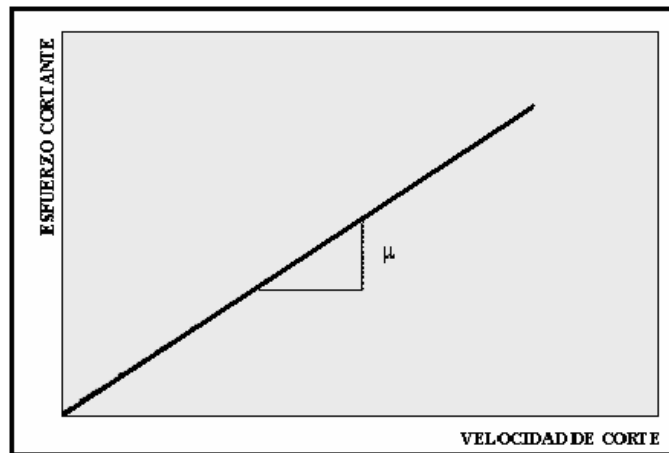


Figura I.7. Fluido Newtoniano.<sup>4</sup>

### I.3.3 Fluidos No-Newtonianos.

Los fluidos no-Newtonianos son aquellos fluidos que no se comportan de acuerdo con la Ley de la Viscosidad de Newton. Por exclusión, en este grupo se incluye a todos los fluidos que no exhiben una relación directa entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. A su vez, éstos pueden ser subdivididos en dos grupos: Fluidos Independientes del Tiempo y Fluidos Dependientes del Tiempo.

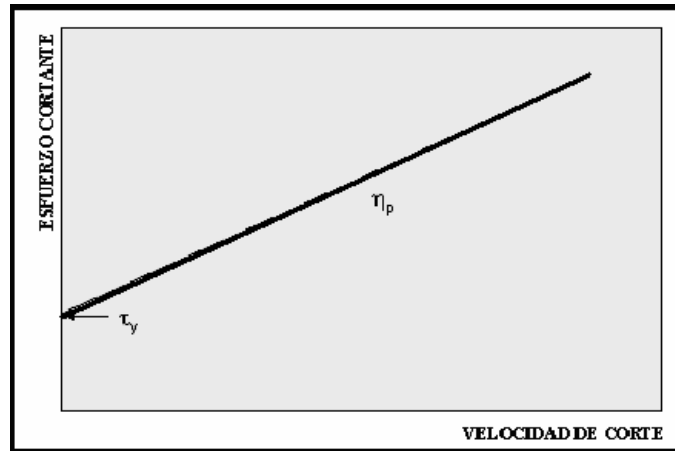
#### Fluidos Independientes de Tiempo

Son así denominados debido a que sus propiedades reológicas no cambian con la duración del corte o con su historia de corte. Entre éstos se encuentran los Fluidos Plásticos de Bingham, Seudoplásticos, Dilatantes, y Seudoplásticos y Dilatantes con Punto de Cedencia.

#### Fluidos Plásticos de Bingham.

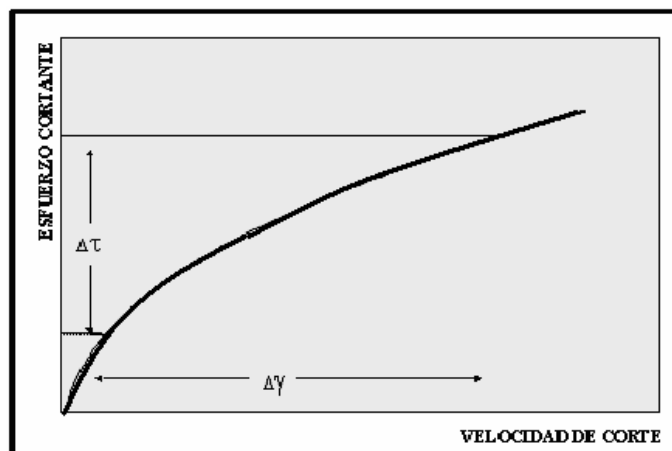
Son un caso idealizado de los fluidos no-Newtonianos; pues a fin de iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado esfuerzo o punto de cedencia. Una vez que dicho esfuerzo inicial ha sido excedido, estos fluidos exhiben una relación lineal entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, como se muestra en la Figura I.8.



Figura I.8. Fluido Plástico de Bingham.<sup>4</sup>

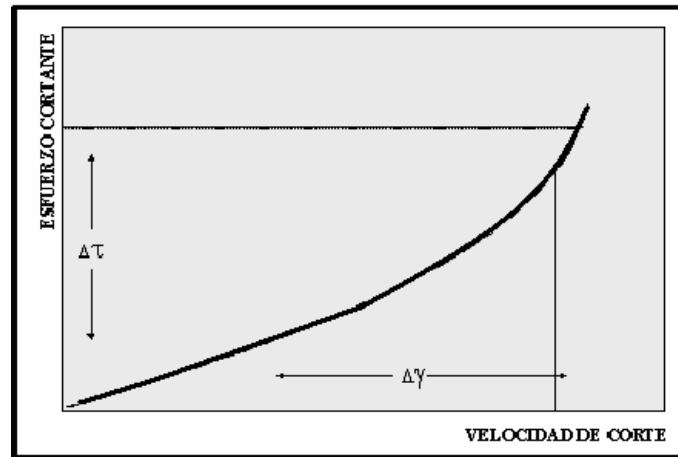
### Fluidos Seudoplásticos

Son aquellos fluidos para los cuales un esfuerzo cortante infinitesimal iniciará su movimiento y para el cual el ritmo de incremento en el esfuerzo cortante decrece conforme se incrementa la velocidad de corte, según se observa en la Figura I.9.

Figura I.9. Fluido Seudoplástico.<sup>4</sup>

### Fluidos Dilatantes

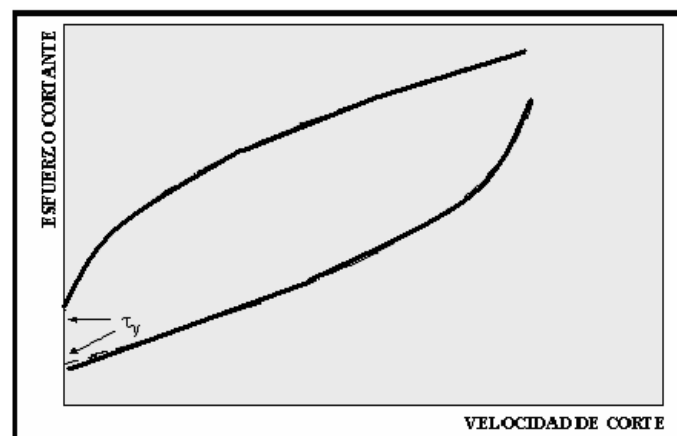
Estos fluidos presentan un comportamiento similar a los Fluidos Seudoplásticos, con la diferencia de que en los Fluidos Dilatantes el ritmo del incremento del esfuerzo cortante con la velocidad de corte se incrementa, como se observa en la Figura I.10.

Figura I.10 Fluido Dilatante.<sup>4</sup>

Matemáticamente éstos fluidos son similares a los Fluidos Seudoplásticos y por lo tanto, para ambos tipos de fluidos se aplican las mismas ecuaciones empíricas, con valores apropiadamente diferentes de ciertas constantes reológicas.

#### Fluidos Seudoplásticos y Dilatantes con Punto de Cedencia

Son aquellos fluidos que exhiben un esfuerzo inicial finito o punto de cedencia, como en el caso de los Fluidos Plásticos de Bingham; pero una vez que el esfuerzo de cedencia ha sido excedido, su comportamiento esfuerzo-deformación se asemeja al comportamiento de los Fluidos Seudoplásticos o Dilatantes, como se muestra en la Figura I.11.

Figura I.11. Fluido Seudoplástico y Dilatante con Punto de Cedencia.<sup>4</sup>

#### Fluidos Dependientes de Tiempo.

Estos fluidos se caracterizan porque sus propiedades reológicas varían con la duración del corte (esfuerzo cortante y velocidad de corte), dentro de ciertos límites. Los Fluidos Dependientes del Tiempo se subdividen en: Fluidos Tixotrópicos y Fluidos Reopécticos.

Fluidos Tixotrópicos.



Son aquellos fluidos en los cuales el esfuerzo cortante decrece con la duración del corte como se aprecia en la Figura I.12.

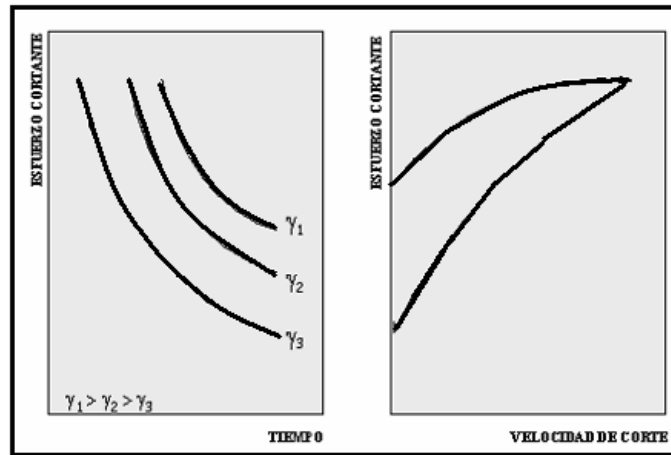


Figura I.12. Fluido Tixotrópico.<sup>4</sup>

### Fluidos Reopécticos

A diferencia de los Fluidos Tixotrópicos, en los Fluidos Reopécticos el esfuerzo cortante se incrementa conforme se incrementa la duración del corte, como se aprecia en la Figura I.13.

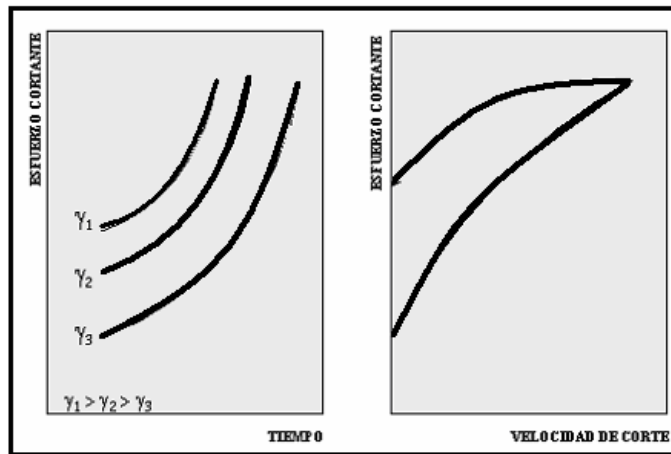


Figura I.13. Fluido Reopéctico.<sup>4</sup>

### Fluidos Viscoelásticos.

Los Fluidos Viscoelásticos son así denominados debido a que presentan características intermedias entre los fluidos puramente viscosos y los sólidos puramente elásticos, especialmente la característica de deformación bajo la acción de un esfuerzo y de recobra su forma original después de la deformación a la que han estado sujetos, cuando cesa la acción del esfuerzo.

#### I.3.4 Fluidos de Perforación.



Los fluidos de perforación son generalmente suspensiones de sólidos en líquidos, los cuales presentan características de flujo bastante complejas, pues no siguen, al menos en una forma rigurosa, ninguno de los comportamientos reológicos descritos anteriormente.

Además, las condiciones de flujo tales como la presión y la temperatura, así como las diferentes velocidades de corte encontradas en los pozos petroleros, tienden a agravar el entendimiento de las propiedades de flujo de estos fluidos.

De acuerdo con las funciones que tienen que cumplir estos fluidos, las características tixotrópicas son deseables; pero esta dependencia del tiempo deberá de ser eliminada antes de estudiarlos desde el punto de vista reológico. Sin embargo, los fluidos de perforación (lodos de perforación), pueden ser estudiados como Fluidos no-Newtonianos e Independientes de Tiempo.

### **I.3.5 Modelos Reológicos.**

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas. Afortunadamente en el campo de la ingeniería los fluidos no-Newtonianos más abundantes, estudiados y mejor entendidos son los fluidos pseudoplásticos.

Algunas de las relaciones empleadas para describir a estos fluidos han sido aplicadas al comportamiento reológico de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros. Por lo que pueden ser representados por varios modelos reológicos o ecuaciones constitutivas.

#### **Modelo de Newton.**

Este modelo propuesto por Newton, representa a los fluidos ideales. Es decir, caracteriza a aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. La constante de proporcionalidad, conocida como coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, es suficiente para describir su comportamiento de flujo. Matemáticamente, esta relación se expresa como:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \gamma \text{ ----- (I.21)}$$

Donde:  $\mu$  : es la viscosidad absoluta, viscosidad Newtoniana o simplemente viscosidad.

Esta viscosidad permanece constante a cualquier velocidad de corte; siempre y cuando el flujo sea laminar y las propiedades del fluido permanezcan inalterables.



Ejemplos de fluidos newtonianos lo son todos los gases, líquidos de moléculas simples no elongadas y suspensiones pseudohomogéneas de partículas esféricas en gases o líquidos.

### Modelo de Bingham.

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.

A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia,  $\tau_y$ ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica,  $\eta_p$ . Así, el modelo de Bingham esta representado como:

$$\tau = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma + \tau_y \text{ ----- (1.22)}$$

Donde:  $\gamma = 0$  si  $\tau \leq \tau_y$   
 $\gamma \neq 0$  si  $\tau > \tau_y$

Aunque este modelo es un caso idealizado, las suspensiones de arcillas y el flujo de fluidos de perforación en espacios anulares, asemejan su comportamiento de flujo a este modelo.

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la ingeniería petrolera; aun cuando el comportamiento real del lodo de perforación no presenta una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

### Modelo de Ley de Potencias.

Es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación está caracterizada por dos constantes reológicas y expresada como:

$$\tau = K \gamma^n \text{ ----- (1.23)}$$

Donde: K (índice de consistencia) : es un término semejante a la viscosidad e indicativo de la consistencia del fluido.

n (índice de comportamiento de flujo) : indica que tan No-Newtoniano es el fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, más no-Newtoniano es el comportamiento del fluido.





$$\eta = g_c \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \text{----- (I.25)}$$

De tal manera que para fluidos no-Newtonianos, el término "viscosidad" significa exactamente la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte,  $\tau_y$  y  $\dot{\gamma}$ , cualquiera que sea la relación existente entre ambas,  $\tau = f(\dot{\gamma})$ . Por este motivo, la viscosidad deberá ser especificada a una velocidad de corte determinada.

En el campo, es necesario determinar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos, en una forma rápida y sencilla de tal manera que los cálculos a realizar sean fáciles y los resultados prácticos y confiables.

Para la determinación de las constantes reológicas en el campo, se supone que la velocidad de corte depende únicamente de la geometría del viscosímetro y de la velocidad de rotación; es decir, no depende de las propiedades reológicas (esto es solamente cierto para fluidos newtonianos). Además, en algunos casos se supone que la lectura del aparato,  $\theta$ , es igual al esfuerzo cortante.

Se considerará el viscosímetro Fann 35-VG la Figura I.14, comúnmente empleado en la industria petrolera. Para combinaciones o aparatos diferentes, referirse a los catálogos y manuales del proveedor; no obstante, el procedimiento a seguir es similar, variando entonces los valores de las constantes y otros factores.

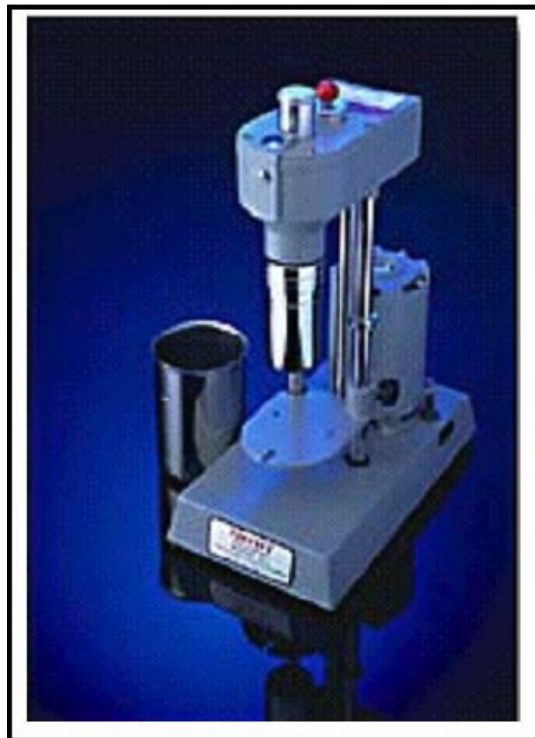


Figura I.14. Viscosímetro Rotacional Fann 35-VG  
(Marca registrada de NL/Baroid/NL industries, Inc.)



Para el viscosímetro rotacional de campo, se tiene:

$$\begin{aligned} R_c &= 1.8420 && \text{cm} \\ R_b &= 1.7250 && \text{cm} \\ h_e &= 4.0500 && \text{cm} \\ \beta &= 1.0678 \\ K_R &= 387.0000 && \text{dinas-cm/grado} \end{aligned}$$

Por lo que el esfuerzo de corte estará definido por la ecuación:

$$\tau_b = \frac{K_R \theta}{2 \pi R_e^2 h_e} = \frac{387 \theta}{2 \pi (1.725)^2 (4.050)}$$

$$\tau_b = 5.1109 \theta \left\{ \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right\} \text{----- (1.26)}$$

y en unidades prácticas de campo:

$$\tau_b = 1.067 \theta \left\{ \frac{\text{lb}_f}{100 \text{pies}^2} \right\} \text{----- (1.27)}$$

Por otro lado, la velocidad de corte está definida por la ecuación:

$$\gamma_w = \frac{\pi N}{15} \left( \frac{\beta^2}{\beta^2 - 1} \right) = \frac{\pi N}{15} \left( \frac{1.06782^2}{1.06782^2 - 1} \right)$$

$$\gamma_w = 1.703 N \left\{ \text{seg}^{-1} \right\} \text{----- (1.28)}$$

En tanto que la viscosidad del fluido, a cualquier velocidad de corte está definida por:

$$\eta = g_c \frac{\tau_b}{\gamma_w} = 32.17 \frac{1.067 \theta}{(100)(1.703) N}$$

$$\eta = 0.2016 \frac{\theta}{N} \left\{ \frac{\text{lb}_m}{\text{pie} \cdot \text{seg}} \right\} \text{----- (1.29)}$$

y en unidades de campo:

$$\eta = 300 \frac{\theta}{N} \left\{ \text{cp} \right\} \text{----- (1.30)}$$

### Modelo de Bingham.

La determinación de la viscosidad plástica y el punto de cedencia se basan en las lecturas a 600 y 300 rpm. Evaluando el modelo de Bingham en estas lecturas:

$$\tau_{600} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{600} + \tau_y$$

$$\tau_{300} = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma_{300} + \tau_y$$





y resolviendo las dos ecuaciones anteriores para la viscosidad plástica, se tiene:

$$\eta_p = g_c \left( \frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right) \text{----- (I.31)}$$

Sustituyendo en la ecuación I.31 las expresiones I.27 y I.28

:

$$\eta_p = 0.000672 (\theta_{600} - \theta_{300}) \left\{ \frac{\text{lb}_m}{\text{pie} \cdot \text{seg}} \right\} \text{----- (I.32)}$$

y en unidades prácticas:

$$\eta_p = (\theta_{600} - \theta_{300}) \{ \text{cp} \} \text{----- (I.33)}$$

El punto de cedencia se obtiene del modelo de Bingham evaluado a 300 rpm, sustituyendo  $\eta_p$  de la expresión I.31 y resolviendo para  $\tau_y$ , así:

$$\tau_y = \tau_{300} - \left( \frac{\tau_{600} - \tau_{300}}{\gamma_{600} - \gamma_{300}} \right) \gamma_{300}$$

$$\tau_y = \tau_{300} - (\tau_{600} - \tau_{300})$$

Suponiendo que  $\tau = \theta$ :

$$\tau_y = \theta_{300} - (\theta_{600} - \theta_{300})$$

pero por la ecuación I.14, finalmente resulta:

$$\tau_y = \theta_{300} - \eta_p \left\{ \frac{\text{lb}_f}{100 \text{ pies}^2} \right\} \text{----- (I.34)}$$

Nótese que el valor del punto de cedencia es una aproximación, pues de acuerdo con la expresión I.27,  $\tau \neq \theta$ .

### Modelo de Ley de Potencias.

A partir de la ecuación constitutiva del modelo evaluado a 600 y 300 rpm, resultan:

$$\tau_{600} = K \gamma_{600}^n$$

$$\tau_{300} = K \gamma_{300}^n$$

Las cuales pueden ser resueltas simultáneamente. Así, para el índice de comportamiento de flujo, se tiene:



$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600}}{\tau_{300}}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}}\right)}$$

y en base a las lecturas Fann y revoluciones por minuto (ecuaciones I.27 y I.28):

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right)}{\log(2)}$$

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}}\right) \quad \{\text{adim}\} \text{-----} \quad (1.34)$$

Ahora, despejando K del modelo:

$$K = \frac{\tau}{\gamma^n}$$

de acuerdo con la ecuación I.28 y suponiendo que  $\tau = \theta$ :

$$K = \frac{\theta_{600}}{1022^n} = \frac{\theta_{300}}{511^n} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{lb}_f \cdot \text{seg}^n \\ 100 \text{ pies}^2 \end{array} \right\} \text{-----} \quad (1.35)$$

### Modelo de Ley de Potencias Modificado.

Este modelo presenta tres parámetros reológicos, lo cual hace difícil la evaluación de éstos. Por lo que, para su solución es necesario suponer:

$$\tau = \theta \quad \text{y} \quad \tau_y = \theta_0$$

donde  $\theta_0$  es el valor de gelatinosidad (gel) inicial; considerado en este caso como una aproximación al verdadero valor de  $\tau_y$ .

Mediante la evaluación del modelo a 600 y 300 rpm se tiene:

$$\tau_{600} = K \gamma_{600}^n + \tau_y$$

$$\tau_{300} = K \gamma_{300}^n + \tau_y$$

Resolviendo simultáneamente ambas ecuaciones, resulta:



$$n = \frac{\log\left(\frac{\tau_{600} - \tau_y}{\tau_{300} - \tau_y}\right)}{\log\left(\frac{\gamma_{600}}{\gamma_{300}}\right)}$$

y en función de las lecturas del viscosímetro y las revoluciones por minuto:

$$n = \frac{\log\left(\frac{\theta_{600} - \theta_o}{\theta_{300} - \theta_o}\right)}{\log(2)}$$

$$n = 3.32 \log\left(\frac{\theta_{600} - \theta_o}{\theta_{300} - \theta_o}\right) \quad \{\text{adim}\} \text{----- (1.36)}$$

Así mismo, despejando K del modelo:

$$K = \frac{\tau - \tau_y}{\gamma^n}$$

y en función de las lecturas, suponiendo que  $\tau = \theta$  y  $\tau_y = \theta_o$ :

$$K = \frac{\theta_{600} - \theta_o}{1022^n} = \frac{\theta_{300} - \theta_o}{511^n} \quad \left\{ \begin{array}{l} \text{lb}_f \cdot \text{seg}^n \\ 100 \text{ pies}^2 \end{array} \right\}$$

## I.4 La Presión.

La presión es de gran importancia para la industria petrolera ya que a diario se trabaja con presiones de fluido, formación, fricción y mecánicas. Por ende es necesario comprenderlas para evitar que se excedan ciertos límites de presión y mantener el control del pozo eliminando así consecuencias desastrosas.

### I.4.1 Presión de un Fluido.

Bajo Temperatura extrema y/o presión casi todo se torna un fluido. En la industria petrolera los fluidos más comunes son el petróleo, el gas, el agua, los fluidos de perforación, los fluidos de empaque, las salmueras, los fluidos de terminación, etc.

Los fluidos ejercen presión que es resultado de la densidad del fluido (libras por galón) y de la altura (pie) de la columna del mismo. Un fluido pesado ejerce más presión porque su densidad es mayor.

La fuerza o presión que un fluido ejerce en cualquier punto es normalmente medida en libras por pulgada cuadrada [psi]. Para averiguar cuanta presión ejerce un fluido de una densidad dada por cada unidad de pie de longitud, usamos el gradiente de presión, que



se expresa como la fuerza que el fluido ejerce por unidad de profundidad debido a la densidad; es medido en libras por pulgada cuadrada por pie [psi/ft] o bar por metro [bar/m]. Para obtener el gradiente de presión debemos convertir la densidad del fluido de libras por galón [lbg], a libras por pulgada cuadrada por pie [psi/ft] ó kilogramos por metro cúbico [kg/m<sup>3</sup>].

El factor usado para convertir la densidad en gradiente en el sistema ingles es 0.052 y en el sistema métrico es 0.0000981. La manera como 0.052 se deriva es usando un pie cúbico. Se necesitan aproximadamente 7.48 galones para llenar ese cubo con fluido. Si el fluido pesa una libra por galón, y se tienen 7.48 galones, entonces el peso total del cubo es 7.48 libras, o 7.48 libras por pies cúbico. Entonces el peso de cada una de las pulgadas cuadradas es:

$$\left(7.48 \frac{lb}{ft^3}\right) \left(\frac{1ft^2}{144in^2}\right) = 0.051944$$

Por lo tanto:

$$\text{Gradiente de presión} \left(\frac{\text{presión}}{\text{profundidad}}\right) = \text{Densidad del Fluido} \times \text{Factor de conversión}$$

$$\Delta P = \rho f \times \text{Factor de conversión}$$

### Presión Hidrostática.

La presión hidrostática es la presión total creada por el peso de una columna de fluido actuando en cualquier punto dado en un pozo. Entonces, la presión hidrostática es la presión originada por la densidad y la altura de una columna estacionaria (sin movimiento) del fluido.

Ya conocemos cómo calcular un gradiente de presión del pozo de un fluido. Entonces para determinar la presión hidrostática a una determinada profundidad, solo se tiene que multiplicar el gradiente de presión por el número de pies a dicha profundidad vertical.

$$P_h = \Delta P * h \text{-----} (1.37)$$

o

$$P_h = \rho f * \text{factor de conversión} * h$$

La porosidad de la roca se expresa en porcentaje. Esta es la relación de los huecos y el volumen sólido de la roca. Otra característica de la roca almacén es que los poros de la roca deben estar conectados de tal manera que los hidrocarburos se mueva entre si. De otra manera se quedarían presos en la misma roca sin poder fluir a través de ella.



### I.4.2 Presión de Formación.

Es una presión originada por los procesos geológicos de depositación y compactación (Cuando los fluidos tienen libertad para moverse pueden escapar, los granos pierden parte de su soporte y se aproximan entre si), a esta presión se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación. Éste concepto también es conocido como presión de poro ( $P_p$ ), y cuando se trata de un yacimiento de hidrocarburos se le conoce como presión de yacimiento ( $P_y$ ).

Las presiones de formación que se pueden encontrar durante la perforación de los pozos pueden ser:

- Normales. Presión normal es igual a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos de la formación, esta en función de la densidad del fluido que ocupa el espacio poroso. En las presiones con presión normal la mayor parte de la sobrecarga es soportada por los granos que conforma la roca. Cuando la sobrecarga aumenta con la profundidad, los fluidos contenidos en el poro se mueven libremente reduciéndose el espacio del poro debido a la compactación.
- Anormales. Ejercen una presión mayor que la presión hidrostática (o gradiente de presión) que la de los fluidos contenidos en la formación. Cuando se desarrollan presiones anormales, durante la fase de compactación, el movimiento de los fluidos de los poros es restringido o paralizado. El resultado causado por incremento de sobrecarga, hace que esta sea soportada parcialmente por los fluidos contenidos en el poro más que por los granos de la roca. Para controlar estas formaciones puede necesitarse trabajar con altas densidades de fluidos.

Puede haber otras causas para la existencia de presiones anormales, tales como la presencia de fallas, domos de sal, levantamientos, diferencias de elevación de las formaciones subterráneas. Cuando una formación normalmente presurizada es levantada hacia la superficie previniendo que no pierda su presión de poro durante el proceso, cambiará de presión normal a presión anormal. Este proceso es la causa de que muchas presiones anormales en el mundo.

Se pueden clasificar en:

1. Anormalmente bajas (subnormales). Esta es menor que la presión normal, es decir, menor a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación ( $P_f < P_b$ ). Tienen gradientes menores que los del agua dulce. Formaciones con presiones subnormales pueden ser desarrolladas cuando la sobrecarga ha sido erosionada, dejando la formación expuesta a la superficie.
2. Anormalmente altas (sobrepresionadas). Presión cuyo valor numérico esta sobre el valor de la presión normal, y usualmente limitada por la presión de sobrecarga ( $P_f > P_b$ ).



En la Figura I.15 se muestra el comportamiento de las tres categorías de presión de formación.

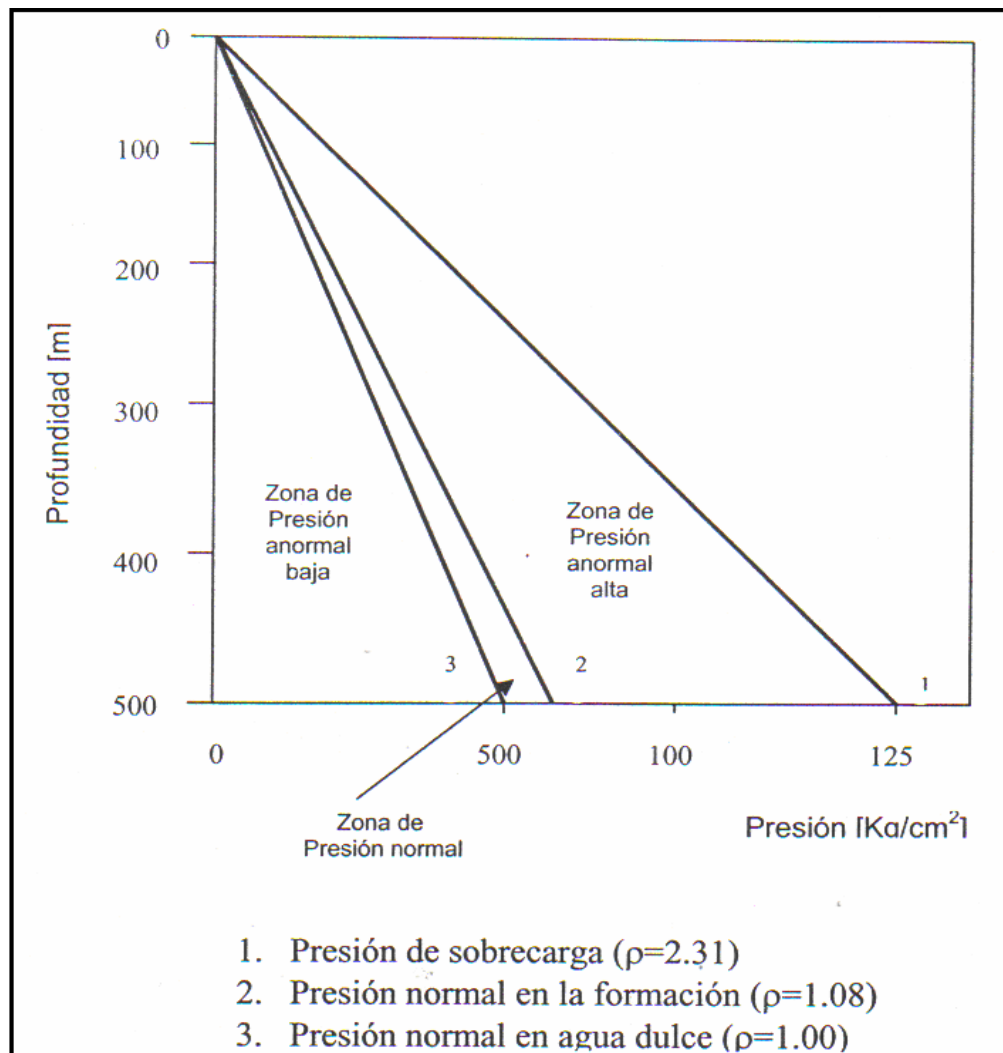
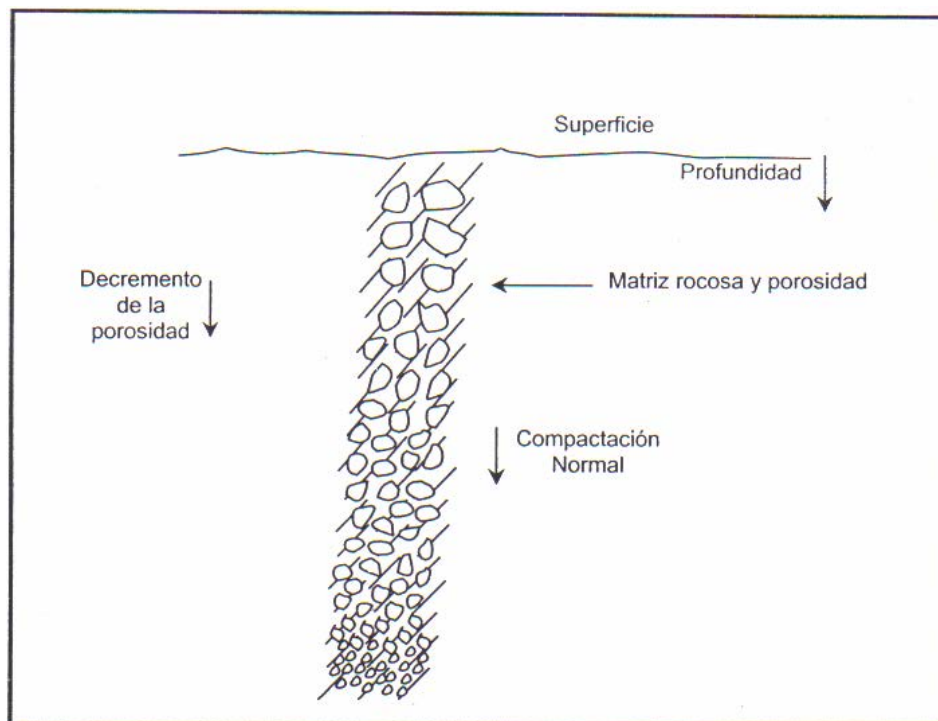


Figura I.15. Clasificación de los Tipos de Presión de Formación.<sup>5</sup>

### I.4.3 Presión de Formación Normal.

En áreas donde la permeabilidad de la formación ha sido suficiente para permitir la migración de los fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal ver la Figura I.16 y se considera igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de agua de formación a la profundidad de interés.

$$P_f = P_h = \frac{\sigma_{fl} * D}{10} \text{----- (I.38)}$$

Figura I.16. Compactación Normal.<sup>5</sup>

Por lo tanto en condiciones hidrostáticas, la presión del fluido de formación depende del peso de la columna de agua que esta saturando los poros de los sedimentos entre el punto de medición y la superficie. Esto implica una conexión entre los poros y la superficie, sin importar la morfología y el camino del fluido.

Sin embargo, como la densidad del agua de formación es una función de la concentración de los sólidos disueltos, usualmente expresado como salinidad. Así como las aguas de formación varían de una forma significativa en salinidad, estas varían en densidad ver Tabla I.3

Tipo de agua	Salinidad Cl <sup>-</sup> [mg/l]	Salinidad NaCl [mg/l]	Densidad del agua [g/cm <sup>3</sup> ]
Agua dulce	0 a 1 500	0 a 2 500	1.00
Agua salada (ejemplo)	18 000	30 000	1.02
Agua de formación (ejemplos)	10 000	16 500	1.01
	36 000	60 000	1.04
	48 000	80 000	1.05
	60 000	100 000	1.07
Agua salada saturada de NaCl	192 667	317 900	1.20

Tabla I.3. Densidad del Agua en Relación con la Cantidad de Sales Disueltas.<sup>5</sup>

Generalmente las densidades del agua superficial son del orden de 1.0 a 1.04, pero para el agua de formación son mucho mas variables y pueden llegar hasta un valor de



1.20 [gr/cm<sup>3</sup>] y posiblemente hasta mas en el caso en particular de estar el agua en contacto con evaporizas, es decir la densidad del agua de formación está en función del porcentaje de salinidad ver Figura I.17.

La densidad usada en esta ecuación  $P_f = P_h = \frac{\sigma_{fl} * \rho}{10}$  para evaluar la presión hidrostática debería, donde sea posible, ser la densidad promedio para el intervalo entre el punto que esta siendo estudiado y la superficie.

El rango de las densidades promedio usados generalmente para cuencas sedimentarias varia de 1.00 a 1.08 [gr/cm<sup>3</sup>]. La densidad promedio se determina por medio de mediciones directas de presión y/o del análisis del agua de formación producida.

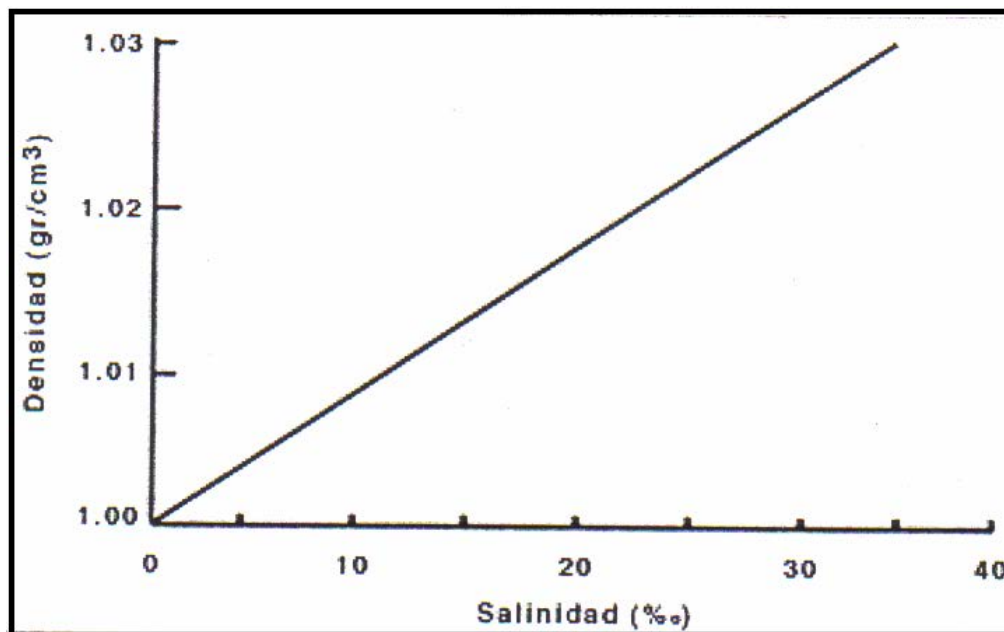
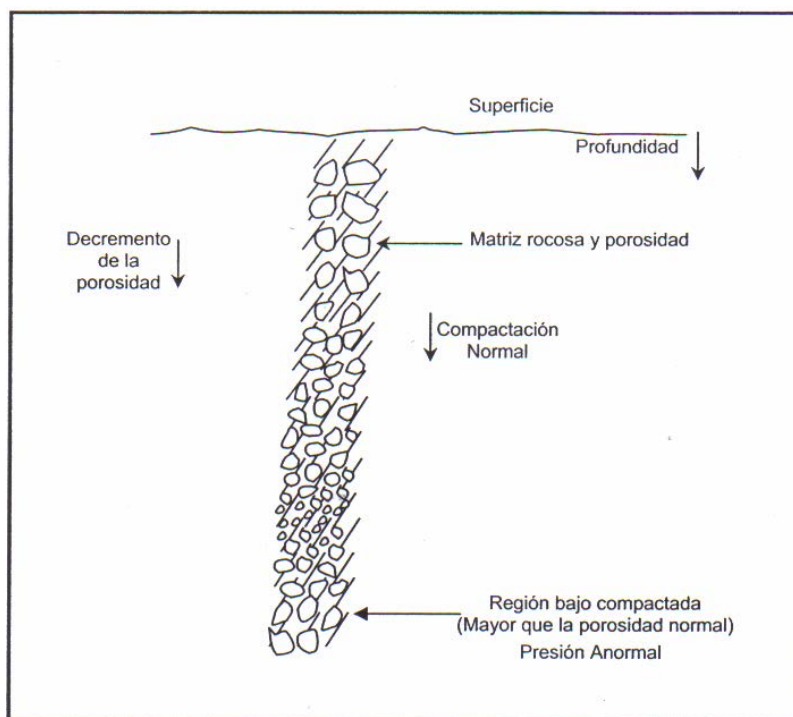


Figura I.17. Relación entre el Porcentaje de Salinidad del Agua de Formación y su Densidad.<sup>5</sup>

#### I.4.4 Presión de Formación Anormal.

En las zonas de presión de poro anormales el proceso de compactación normal de la porosidad se interrumpe no permitiendo que los fluidos en los espacios porosos se escapen, por lo tanto la matriz rocosa no podrá aumentar el contacto grano a grano. Es decir su capacidad para soportar presión de sobrecarga ver Figura I.18.



Figura I.18. Compactación Anormal.<sup>5</sup>

Esto se debe a que durante el proceso de depositación y compactación se formó una barrera impermeable que impidió la liberación del agua de formación por debajo de esta barrera. Esta barrera generalmente se forma, debido a que el proceso de sedimentación y compactación ocurre a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, la porosidad de la formación debajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal.

#### I.4.5 Gradiente de Presión de Formación.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión. Estrictamente no lo es ya que el gradiente de presión de formación se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Sus unidades serán por lo tanto  $[\text{Kg}/\text{cm}^2/\text{m}]$  ó  $[\text{lb}/\text{in}^2/\text{ft}]$ .

Por ejemplo si los fluidos en la formación es agua dulce (densidad es de  $1 [\text{g}/\text{cm}^3]$ ), el gradiente normal  $G_n = [\text{Kg}/\text{cm}^2/\text{m}]$  ó  $0.433 [\text{lb}/\text{in}^2/\text{ft}]$ .

Sin embargo el gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, los cuales están sujetos a diferentes temperaturas.

En regiones costeras, el fluido de formación es agua que contiene aproximadamente 80,000 ppm de cloruros (agua salada), con una densidad de  $1.07 [\text{gr}/\text{cm}^3]$  ó  $8.91 [\text{lb}/\text{gal}]$ , que es el gradiente normal de presión aceptado para las regiones costeras. En



las zonas terrestres, se ha observado que los gradientes de presión normal varían de 0.98 a 1.06 [gr/cm<sup>3</sup>] ó (8.18 a 8.83 [lb/gal]).

### **Presión de Fractura.**

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores sólo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga a las formaciones.

Debido a esto, se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales, es decir la presión de fractura es mayor que el esfuerzo de sobrecarga y en el caso de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

### **Gradiente de Presión de Fractura.**

Los gradientes de fractura aumentan normalmente con la profundidad debido al incremento de la presión por sobrecarga. Formaciones profundas altamente compactadas requerirán presiones de fractura muy altas para superar la presión de formación existente y la resistencia estructural de la roca.

### **Densidad Equivalente.**

Es fácil deducir que si se aplica una presión extra a la columna de fluido, entonces aumenta la presión total en cualquier punto determinado. Si la presión aplicada es conocida, entonces puede ser calculada su densidad equivalente en dicho punto.

Alternativamente, si una zona debe ser presurizada a una densidad equivalente, entonces pueden realizarse cálculos para determinar la presión de prueba.

La densidad equivalente del lodo (EMW) es también la sumatoria de todas las presiones (hidrostática, contrapresión del estrangulador, presiones aplicadas, presión del influjo, pérdida de presión por circulación, etc) a una profundidad o zona dadas, y puede ser expresada como una densidad del fluido. Si las presiones son conocidas o pueden ser estimadas, la EMW puede calcularse como sigue:

$$EMW = (Presión \div \text{Factor de conversión} + \text{Profundidad de interés}) + \text{Densidad actual} \quad (1.39)$$



### Presión Diferencial.

La diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática en el fondo del pozo es la presión diferencial. Esta se clasifica como balanceada, Sub balanceada y Balanceada.

- **Sobre Balanceada.**- Significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es mayor que la de formación.
- **Sub Balanceada.**- Significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es menor que la de formación.
- **Balanceada.**- Significa que la presión hidrostática ejercida sobre el fondo del pozo es igual a la de formación.

### Presión Máxima de Trabajo.

Es para dar un margen de seguridad y prevenir alguna distorsión permanente en la tubería. Dando un valor de 80% de la presión de ruptura.

$$P_{tm} = \frac{0.8 * 2Sg f}{OD} \text{----- (1.40)}$$

Donde: P<sub>tm</sub> : Presión de trabajo máxima  
S<sub>g</sub> : Esfuerzo de cedencia =  $4927 \left[ \frac{Kg}{cm^2} \right]$   
f : Espesor de tubería [cm]  
OD : Diámetro exterior

### Presión Interna.

Es debida al peso de la columna de fluido dentro de la tubería y/o presión de bombeo a la que este sometida.

$$P_i = \frac{2Sg f}{OD} \text{----- (1.41)}$$

Donde: S<sub>g</sub> : esfuerzo de cedencia =  $4927 \left[ \frac{Kg}{cm^2} \right]$   
f : Espesor de pared [cm]  
OD: Diámetro exterior [cm]  
P<sub>i</sub> : Presión interna

### Presión de Colapso.

Esta presión es originada por el fluido que se encuentra en el espacio anular entre la tubería flexible y el pozo; es decir por el fluido que se encuentra fuera de la T.F.



$$P_c = 2Sg \left( \frac{OD}{f-1} \right) \left( \frac{OD}{f} \right)^2 \text{----- (1.42)}$$

Donde:       $P_c$  : Presión de colapso  
               $Sg$  : Esfuerzo de cedencia=4927  $\left[ \frac{Kg}{cm^2} \right]$   
               $OD$  : Diámetro exterior [cm]  
               $F$  : Espesor de pared [cm]

## I.5 Pérdidas de Presión por Fricción.

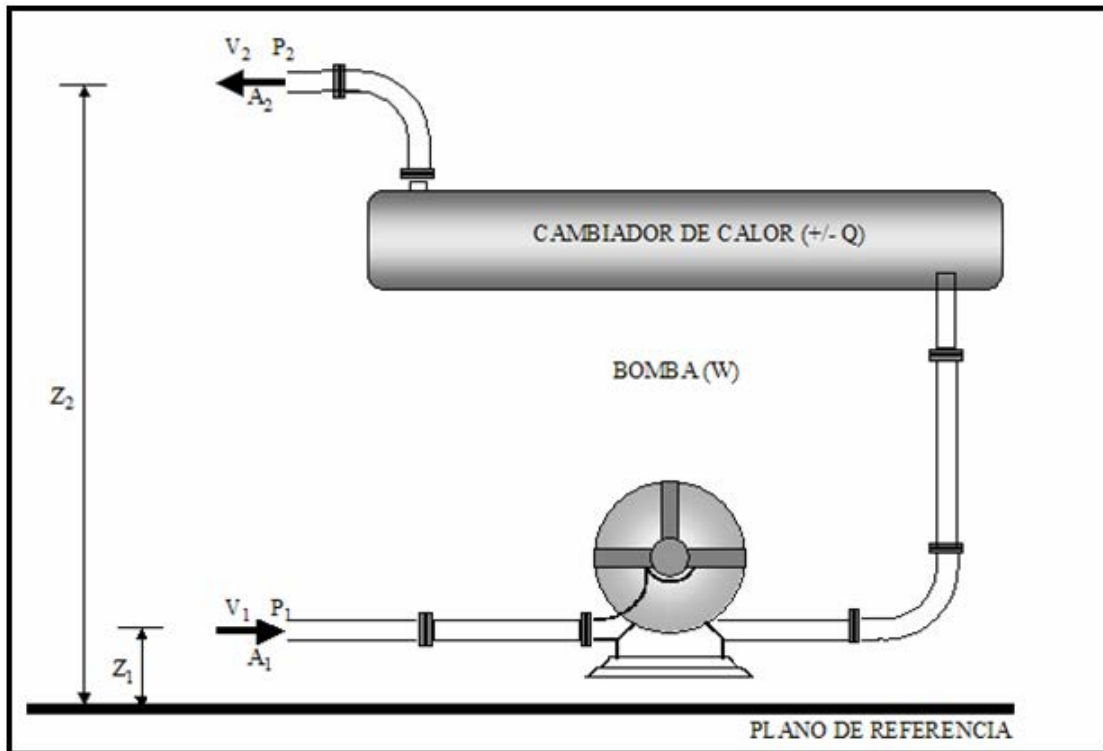
Con la finalidad de emplear la energía hidráulica disponible del equipo, en una forma más eficiente, se requiere del entendimiento de los componentes del sistema circulatorio del pozo, los cuales consumen potencia; así como de la determinación analítica de la presión existente en varios puntos del sistema hidráulico del pozo.

La determinación de las fuerzas de fricción en el sistema circulatorio del pozo es una tarea bastante complicada de describir matemáticamente. No obstante, a pesar de la complejidad del sistema, el efecto de esas fuerzas de fricción deberán ser calculadas, a fin de poder determinar adecuadamente los siguientes parámetros:

- La presión de fondo estática y dinámica durante las operaciones de perforación y cementación.
- La densidad equivalente de circulación durante las operaciones de perforación y cementación.
- El programa hidráulico del pozo (gasto de flujo, presión de bombeo y tamaño óptimo de las toberas de barrena.
- Capacidad de acarreo de los recortes generados por la barrena.
- Presiones de empuje y succión durante los viajes.
- Las presiones superficiales y de fondo del pozo, a diferentes gastos de circulación, generadas durante las operaciones de control del pozo.

### I.5.1 Ecuación de General de Energía.

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema la Figura I.19.

Figura I.19. Diagrama de Flujo en un Conducto Aislado.<sup>5</sup>

De acuerdo con la ley de conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \text{----- (1.43)}$$

Donde:  $\Delta W_f$ : Pérdidas de energía por fricción a causa de la viscosidad y la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.  
 $\Delta W_s$ : Pérdidas de energía por trabajo externo.  
 $E_1$ : Energía por unidad de masa en la posición uno.  
 $E_2$ : Energía por unidad de masa en la posición dos.

### Energía de expansión ( $E_e$ ).

La energía de expansión está dada por:

$$E_e = PV \text{----- (1.44)}$$

Donde:  $V$  [ $\text{ft}^3 / \text{lb}_m$ ]: Volumen específico  
 $P$  [ $\text{lb}_f / \text{ft}^2$ ]: Presión  
 $E_e$  [ $\text{lb}_f - \text{ft} / \text{lb}_m$ ]: Energía de expansión

### Energía potencial ( $E_p$ ).

La energía potencial esta dada por:



$$E_p = \frac{gh}{g_c} \text{-----} (1.45)$$

Donde:  $g$  [ft / seg<sup>2</sup>] : Aceleración de la gravedad.  
 $g_c$  [lb<sub>f</sub> - seg<sup>2</sup> / lb<sub>m</sub> - ft] : Factor de conversión en la segunda ley de Newton.  
 $h$  [ft] : altura  
 $E_p$  [lb<sub>f</sub> - ft / lb<sub>m</sub>] : Energía potencial.

### Energía cinética ( $E_c$ ).

La energía cinética esta dada por:

$$E_c = \frac{v^2}{2g_c} \text{-----} (1.46)$$

Donde:  $v$  [ft / seg] : Velocidad.  
 $g_c$  [lb<sub>f</sub> - seg<sup>2</sup> / lb<sub>m</sub> - ft] : Factor de conversión en la segunda ley de Newton.  
 $E_c$  [lb<sub>f</sub> - ft / lb<sub>m</sub>] : Energía cinética.

Al sustituir las energías correspondientes a las posiciones 1 y 2 en la ecuación 1.43 se obtiene:

$$P_1V_1 + \frac{gh_1}{g_c} + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = P_2V_2 + \frac{gh_2}{g_c} + \frac{v_2^2}{2g_c} \text{-----} (1.47)$$

$$V\Delta P + \frac{g\Delta h}{g_c} + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \text{-----} (1.48)$$

Donde:  $V$  [ft<sup>3</sup>] : volumen específico medido del fluido ( $V = 1/\rho$ ).

Multiplicando la ecuación 1.48 por  $\rho/\Delta L$ , considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo y positivo la caída de presión en la dirección del flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W}{\Delta L} \text{-----} (1.49)$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir en la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f \text{-----} (1.50)$$

Donde:  $(\Delta P/\Delta L)_T$  : Gradiente de presión total.  
 $(\Delta P/\Delta L)_e$  : Gradiente de presión debido a la elevación.



$(\Delta P / \Delta L)_{ac}$  : Gradiente de presión debido a la aceleración.

$(\Delta P / \Delta L)_f$  : Gradiente de presión debido a la fricción.

### Tipos de flujo.

Flujo laminar.- Es el flujo más estable, el flujo se realiza en líneas paralelas al medio, Darcy lo determinó así

$$V_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \text{----- (1.51)}$$

Flujo turbulento,  $V_x + BV_x^2 = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}$

Flujo monofásico.- se encuentra dentro de la clasificación de fases fluyendo y como su nombre lo explica es el movimiento de una sola fase a través de un medio de transporte.

Flujo multifásico.- este tipo de flujo tiene o puede clasificarse en 3 tipos, bifásico, trifásico, n-fases. El movimiento de varias fases en un medio.

Flujo estacionario.- es un fluido que depende del tiempo. Y es también llamado permanente ya que  $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$

Flujo pseudo estacionario.-  $\frac{\partial p}{\partial t} = cte$  el comportamiento de la parcial de la presión con respecto del tiempo se realiza de manera constante.

Flujo transitorio.-  $\frac{\partial p}{\partial t} = variable$ .

### 1.5.2 Pérdidas de Presión por Fricción

Cuando un fluido fluye a través de un conducto, éste puede fluir ya sea en régimen laminar, transicional o turbulento.

La distinción entre estos regímenes de flujo fue primeramente observada por Osborne Reynolds. Los experimentos realizados por Reynolds mostraron que a una velocidad suficientemente baja de un fluido, éste fluye uniformemente en forma de láminas, mientras que a velocidades mayores el movimiento del fluido se torna caótico.



Además, Reynolds mostró que el criterio para romper el movimiento laminar del fluido y la transición al flujo turbulento depende de una cantidad adimensional denominada como Número de Reynolds.

El concepto del número de Reynolds, originalmente determinado empíricamente, es de gran importancia en la solución de los problemas de flujo y relaciona las fuerzas de inercia a las fuerzas viscosas que son desarrolladas por el fluido en movimiento.

Para el flujo de fluidos en tuberías, el Número de Reynolds está definido mediante:

$$N Re = \frac{\text{Fuerzas de Inercia}}{\text{Fuerzas Viscosas}}$$

$$N Re = \frac{\frac{\rho v^2}{ID}}{\frac{\mu v}{ID^2}}$$

$$N Re = \frac{ID v \rho}{\mu} \text{----- (1.52)}$$

Las pérdidas de presión por fricción, en conductos circulares de diámetro constante, han sido determinadas experimentalmente. Los resultados constituyen la base de las fórmulas que actualmente se usan.

### Flujo Laminar.

Cuando un fluido fluye en régimen laminar a través de un conducto, las partículas de fluido se mueven en línea recta, paralelas al eje longitudinal del conducto y las capas adyacentes del fluido se deslizan unas sobre otras sin mezclarse.

En éste régimen de flujo, las caídas de presión por fricción son debidas únicamente al esfuerzo cortante originado por el deslizamiento entre las capas adyacentes del fluido.

En este caso, las expresiones que relacionan el gasto de flujo a las pérdidas de presión por fricción se pueden desarrollar basadas en las ecuaciones constitutivas del fluido (modelos reológicos).

### Relación de Hagen-Poiseville.

La relación de Hagen-Poiseville es aplicable al flujo laminar estacionario de un fluido incompresible, Newtoniano, fluyendo a través de un conducto circular de sección transversal uniforme.

Mediante la aplicación de las ecuaciones de estado, continuidad, y momento; así como la ecuación constitutiva del fluido se obtiene:





$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_f = \frac{32 \nu \mu}{g_c ID^2} \text{-----} (1.53)$$

La relación teórica expresada por la ecuación 1.53 ha sido ampliamente verificada mediante determinaciones experimentales y es completamente válida para las condiciones supuestas; es decir, flujo isotérmico, estacionario e incompresible de un fluido Newtoniano.

Para fluidos no-Newtonianos es posible derivar expresiones análogas, mediante la aplicación de la ecuación constitutiva del fluido correspondiente.

### Flujo Turbulento.

El flujo turbulento se caracteriza por la fluctuación en los componentes de la velocidad en todas direcciones; es decir, el flujo se vuelve caótico y las partículas de fluido se mueven en todas direcciones.

Fuera de la región laminar, el análisis teórico de las pérdidas de presión por fricción llega a ser extremadamente complejo. Sin embargo, se ha realizado una gran cantidad de trabajo experimental, los cuales han definido la relación entre los factores que afectan las pérdidas de presión por fricción en régimen turbulento.

Mediante la aplicación del análisis dimensional, las pérdidas de presión por fricción al gasto volumétrico de flujo se relacionan en función del llamado factor de fricción.

### Factor de Fricción.

El factor de fricción es un parámetro adimensional que indica el nivel de esfuerzo cortante en la pared del conducto. Por lo que el factor de fricción es la relación entre el esfuerzo cortante en la pared  $\tau_w$  y la energía cinética por unidad de volumen del fluido; es decir:

$$f = \frac{2 \tau_w g_c}{\rho v^2} \text{-----} (1.54)$$

Pero de un balance de fuerzas se puede obtener:

$$\tau_w = -\frac{d}{4} \frac{dP}{dx}$$

Por lo que f está definida por:

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{2 f \rho V^2}{g_c} \text{-----} (1.55)$$

La expresión 1.55 es conocida como la *Ecuación de Fanning*, la cual es válida para el flujo turbulento de cualquier fluido, siempre y cuando el valor del factor de fricción f sea apropiadamente determinado.



En régimen laminar el valor de  $f$  deberá de ser tal que las ecuaciones 1.54 y 1.55 proporcionen el mismo valor para el gradiente de presión por fricción. Así, igualando estas expresiones y resolviendo para  $f$  se tiene, que para flujo laminar en una sola fase:

$$f = \frac{64}{NRe} \text{----- (1.56)}$$

### 1.5.3 Pérdidas de Presión en la Tuberías Flexibles.

El principal propósito de la tubería flexible es llevar los fluidos de tratamiento al fondo del pozo, esto es posible con el bombeo del fluido a través del carrete. La fricción generada por el paso del fluido en las paredes interiores del tubo genera una resistencia al movimiento del fluido, a esta resistencia se le conoce como pérdida de presión por fricción. La caída de presión por fricción depende del gasto, características del fluido como densidad, viscosidad y rugosidad de la tubería.

Primeramente para calcular la caída de presión por fricción en una tubería flexible necesitamos calcular el número de Reynolds para definir en que régimen de flujo se encuentra y lo hacemos con la siguiente ecuación:

$$NRe = 2125.7 \frac{Q\rho}{\mu ID} \text{----- (1.57)}$$

Donde: NRe = Numero de Reynolds.  
 $\rho$  [lb/pie<sup>3</sup>] = Densidad.  
 ID [in] = Diámetro interior del tubo.  
 Q [bls/min] = Gasto.  
 $\mu$  [cp] = Viscosidad.

Cuando el numero de Reynolds es menor de 4000 el flujo esta en régimen laminar y cuando es mayor de 4000 esta en régimen turbulento.

Posteriormente tiene que calcular el factor de fricción  $f$  y lo hacemos de la siguiente manera:

Para el flujo laminar:

$$f = \frac{0.316}{0.25N_R} \text{----- (1.58)}$$

Para flujo turbulento:



$$f = 8 \left( \frac{8}{N_R} \right)^{12} + \left( \frac{1}{(A+B)^{15}} \right)^{0.83} \text{----- (1.59)}$$

Donde:

$$A = \left[ 2.457 \ln \left( \frac{1}{\left( \frac{7}{N_R} \right)^{0.9} + \left( \frac{0.000486}{d} \right)} \right) \right]^{16} \text{----- (1.60)}$$

$$B = \left( \frac{37530}{N_R} \right)^{16} \text{----- (1.61)}$$

Y la caída de presión por fricción se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta P_{1000} = 380.9 \rho f \left( \frac{Q^2}{d^5} \right)^{16} \text{----- (1.62)}$$

---

# **CAPITULO II**

## **COMPONENTES Y CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE**

---





## II. COMPONENTES Y CARÁCTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE.

### II.1 Propiedades y Características de la T.F.

#### II.1.1 Proceso de Creación de la Tubería Flexible.

La tubería flexible es una tubería electro-soldada, fabricada con una costura longitudinal única, formada por soldadura de inducción de alta frecuencia, sin adición de metal de relleno. Pasos para la fabricación de la tubería flexible.

- El primer paso en el proceso de fabricación típica de tubería flexible, involucra la adquisición de materia prima de acero abastecido en planchas de 48[in] (1919 mm) de ancho, las cuales vienen envueltas en rollos de aproximadamente 3500 [ft] (1066.7 m).
- Cuando el diámetro de la tubería flexible a fabricarse se selecciona, la plancha de acero se corta en una tira continua de ancho dado, para formar la circunferencia del tubo especificado.
- La faja plana de acero es luego soldada en sesgo a otro segmento de tira para formar un rollo continuo de lamina de acero. El área soldada se desbasta hasta que quede suave, se le limpie y luego se inspecciona con rayos X, para asegurarse que la soldadura esté libre de defectos.
- Una vez que se ha enrollado una suficiente longitud de tira continua de acero en la bobina maestra, el proceso de fresado del tubo puede comenzar.

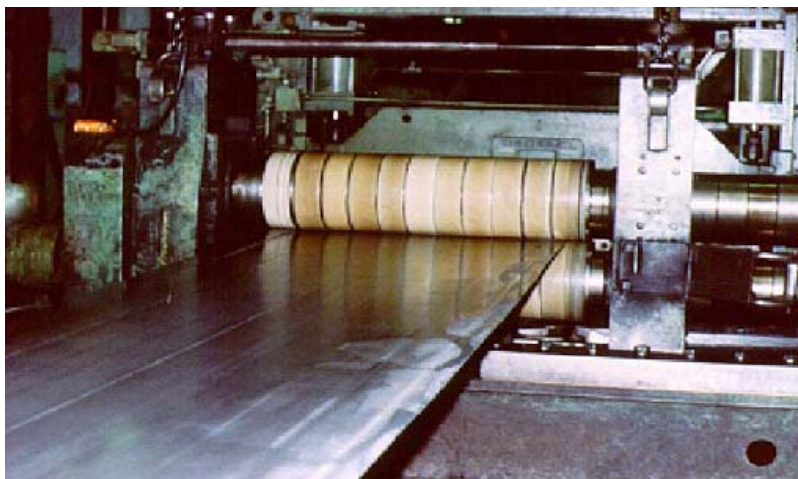


Figura II.1. Lamina de Acero.<sup>2</sup>



- El acero en tiras es luego corrido a través de una serie de cuños de rodillo, que trabajan mecánicamente la faja plana, dándole la forma de tubo, puesto que los bordes de la tira de acero se presan juntas mecánicamente, el proceso de soldadura longitudinal se provee con una bobina de inducción de alta frecuencia que se coloca unas cuantas pulgadas al frente del ultimo juego de rodillos formadores.



Figura II.2. Rodillos Formadores.<sup>2</sup>

### II.1.2 Elongación.

Es el estiramiento de la tubería flexible cuando es aplicada una fuerza axial y sucede cuando se excede el límite elástico, los factores que afectan la elongación son:

- La longitud.
- La cantidad del jalón.
- La fuerza del jalón.
- El área de la sección transversal.

A continuación presentaremos una tabla comparativa del esfuerzo de cedencia y elongación de diferentes tipos de T.F.

PROPIEDAD	QT 800	QT 1000
Mínimo esfuerzo de cedencia	80,000[psi]	100,000[psi]
Limite del esfuerzo de cedencia	90,000[psi]	110,000[psi]
Elongación	26 %	27 %

Tabla II.1. Propiedades Físicas de la Tubería Flexible.<sup>1</sup>

Para la manufactura de la tubería flexible las diferentes compañías utilizan lámina que esta compuesta por diferentes porcentajes en la aleación de los metales por ejemplo:



TUBERÍA QT 800											
C	Mn	P	S	Si	Cr	Cu	Ni	Mo			
0.15	1.70-	0.025	0.006	0.30-	0.50-	0.25	0.20	0.21			
Max.	0.90	Max.	Max.	0.50	0.70	Max.	Max.	Max.			
Tubería QT 10,000											
C	Mn	P	S	Si	Cr	Cu	C4	Ni	V	Nb	N
0.15	1.65	0.025	0.005	0.40	0.50-	0.25	0.25	0.20	0.010	0.005	0.020
Max.	Max.	Max.	Max.	Max.	0.70	Max.	Max.	Max.	Min.	Min.	Max.

Tabla II.2. Propiedades Químicas de la Tubería Flexible.

Dependiendo de la aleación de la tubería flexible, es fabricada con una lámina que es sometida a un análisis químico para verificar su composición, además de efectuar una inspección visual con la medición del ancho y espesor de pared. Las laminas son soldadas transversalmente mediante el corte de las dos uniones a 45° con soldadura de arco por lo que dicha soldadura al formar el tubo quedara de forma helicoidal, obteniendo con esto un aumento en la resistencia a la tensión en la unión soldada como se muestra en la Figura II.3.



Figura II.3. Soldadura de Lamina.

La longitud y el diámetro de la tubería flexible que se puede manejar esta en función del diámetro del carrete y van desde 1[in] hasta 6<sup>5/8</sup>[in].

El acero que se utiliza para la fabricación de la tubería flexible esta tratado térmicamente para obtener una dureza de 22 Rockwell “C”.





### II.1.3 Esfuerzos en la Tubería Flexible.

Un método aceptado ampliamente para predecir las fallas de la tubería debido a los límites de presión y tensión esta basado en el esfuerzo von Mises. Si el esfuerzo von Mises excede el esfuerzo de cedencia del material, la tubería flexible fallará.

El esfuerzo von Mises es una combinación de los tres esfuerzos principales en la tubería flexible y el esfuerzo cortante causado por el torque. (Ver Figura II.4).

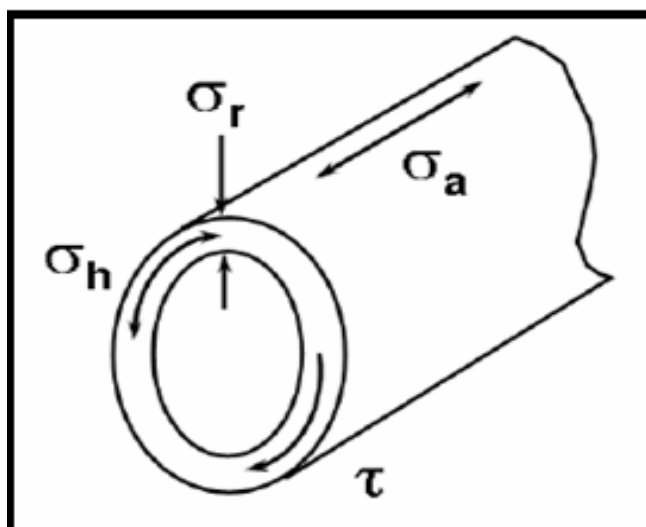


Figura II.4. Esfuerzos Principales en la Tubería Flexible.

Donde:

- $\sigma_a$  : Esfuerzo axial
- $\sigma_r$  : Esfuerzo radial
- $\sigma_h$  : Esfuerzo tangencial o de aro
- $\tau$  : Esfuerzo cortante

Estos esfuerzos están determinados por la geometría de la tubería flexible y las cuatro cargas aplicadas que son:

- $P_i$  : Presión interna.
- $P_o$  : Presión externa.
- $F_a$  : Fuerza axial (positiva por tensión, negativa por compresión).
- $\tau$  : Torque aplicado.

Cuando se mete o se saca la tubería flexible en un pozo vertical (teóricamente) la fuerza aplicada a la sarta es fácilmente calculada conociendo el peso unitario de la tubería flexible. En pozos desviados la fuerza aplicada para meter o sacar la tubería flexible deberá ser calculada considerando las diferentes fuerzas que actúen sobre ella. (ver Figura II.5)

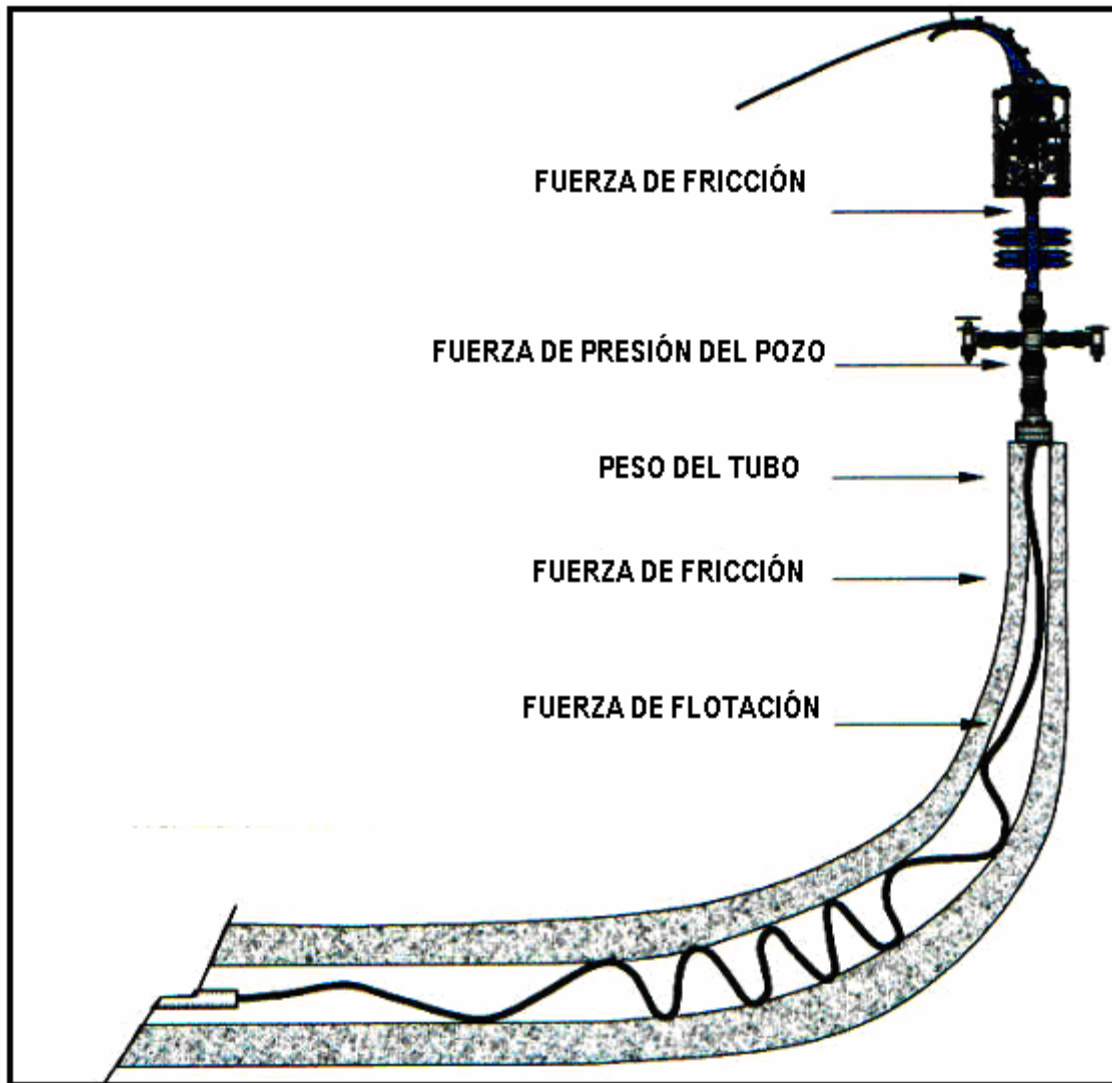


Figura II.5. Fuerzas en la Tubería Flexible.<sup>3</sup>

Las fuerzas que actúan sobre la tubería flexible son:

Fuerza de fricción. Es provocada por el stripper cuando esta empacado para mantener segura la presión del pozo.

La fuerza ejercida por la presión del pozo. Es una fuerza de empuje ascendente a la que esta sometida la tubería.

Fuerza de arrastre. Es la fuerza por la fricción que sufre la tubería con las paredes del pozo.

Fuerza de flotación. Es la fuerza que actúa sobre el tubo y es causado por los fluidos dentro del pozo.

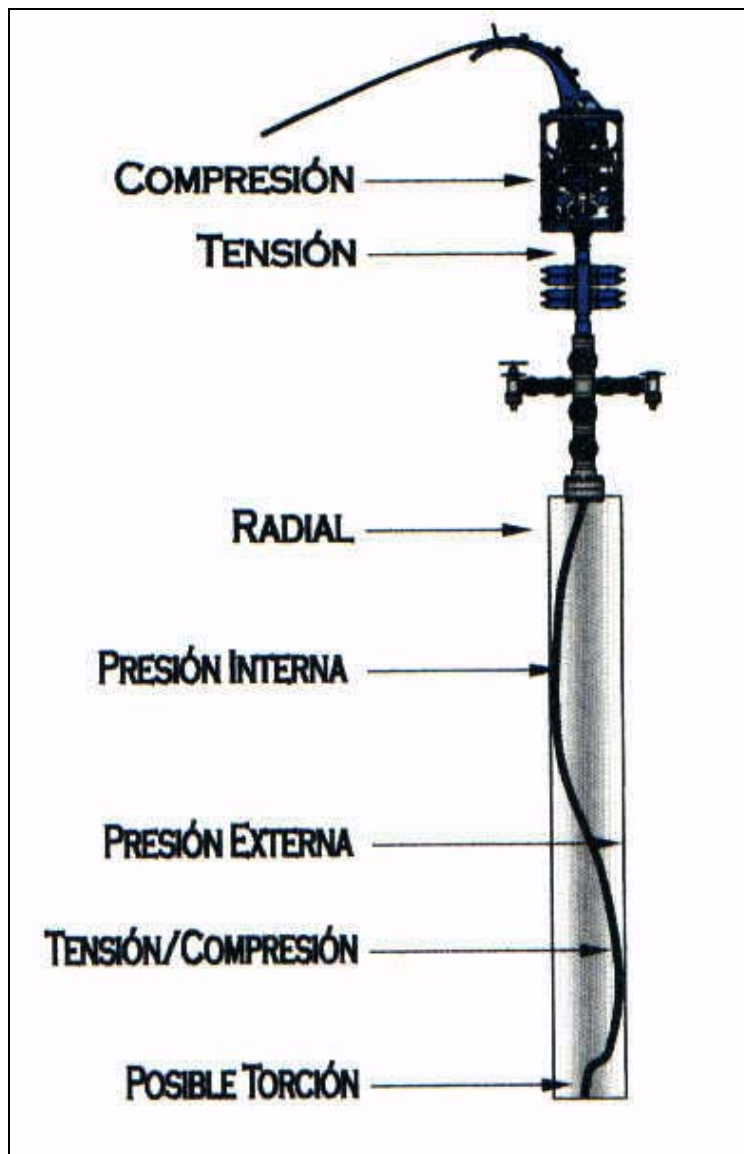


Figura II.6. Esfuerzos sobre la Tubería Flexible.<sup>3</sup>

La curva biaxial de esfuerzos la Figura II.7 nos muestra los límites operacionales de la tubería flexible. La gráfica se elabora dependiendo de los siguientes parámetros:

- Diámetro interior del pozo.
- Longitud dentro del pozo.
- Tipo de tubería.
- Espesor de pared.

El eje de las abscisas esta representado por la carga en lb y el eje de las ordenadas por la presión de rotura y la presión de colapso en [psi]. De esta gráfica se trabaja con la parte derecha (cuadrante I y II). La línea roja es la curva limite de trabajo, la cual no se puede rebasar pues se estaría trabajando con alto riesgo de colapso o rotura de la tubería flexible.



La curva azul es el punto crítico, es decir si trabajamos fuera de la curva azul lo mas probable es que la tubería flexible se rompa o colapse. (Observar figura anexa CURVA BIAXIAL DE ESFUERZOS).

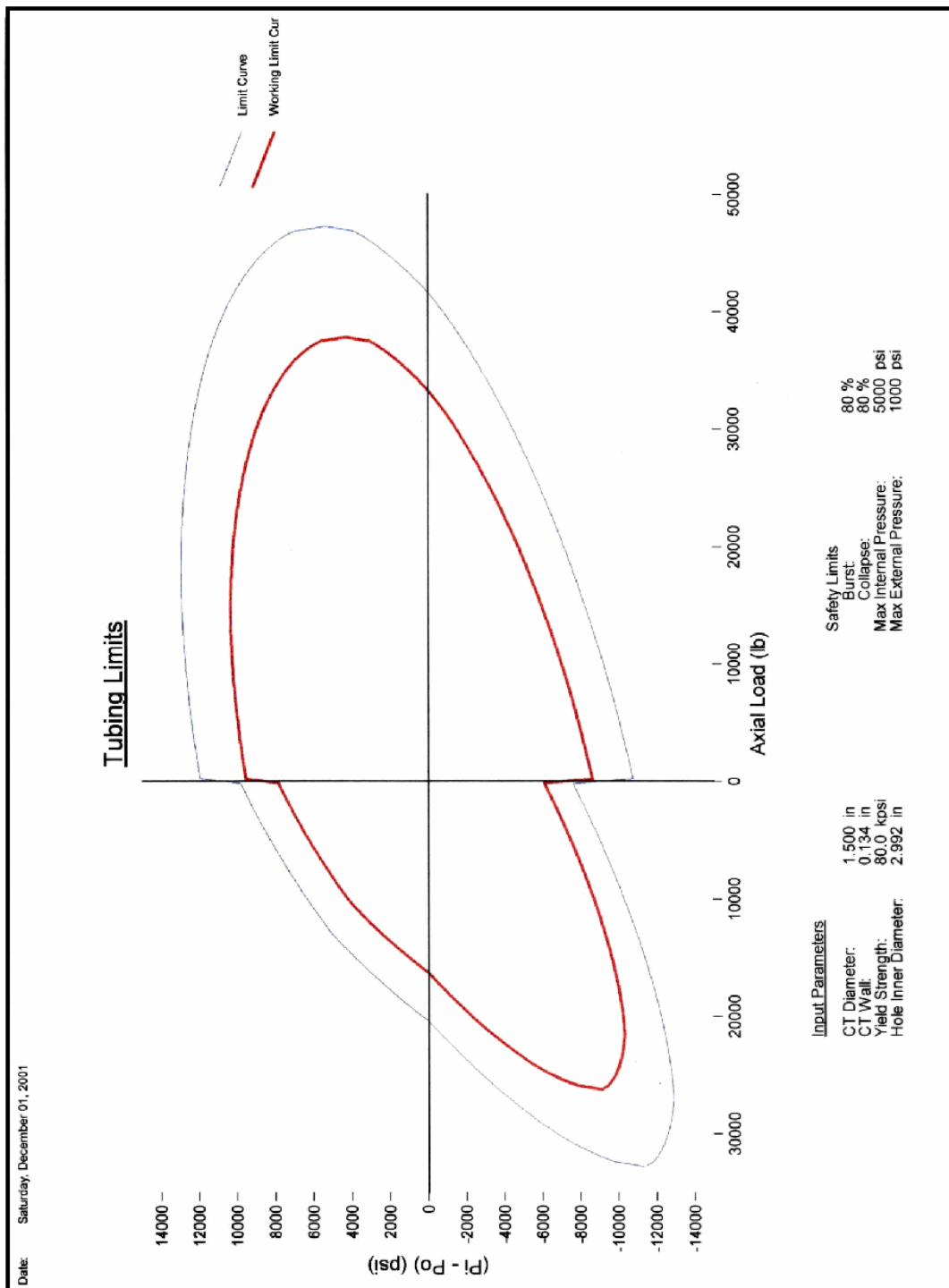


Figura II.7. Limites de la Tubería Flexible.<sup>3</sup>

En toda operación la tubería flexible esta sometida a varios esfuerzos; tales como:



## Esfuerzo axial.

Es ocasionado por el doblamiento y estiramiento que sufre la tubería flexible en diferentes puntos cuando se mete o se saca del pozo, dando como resultado fatiga.

Fuerza axial.

Dos tipos de fuerza axial se deben entender. Estos son conocidos como “Fuerza real ( $F_a$ )”, y la “Fuerza efectiva ( $F_e$ )” conocida como peso. La fuerza real es la fuerza axial actual en la pared de la tubería, que debería ser medida por un calibrador de esfuerzo. La fuerza efectiva es la fuerza axial si los efectos de presión son ignorados.

Para entender mejor estas fuerzas, considera el siguiente ejemplo que muestra la Figura II.8.

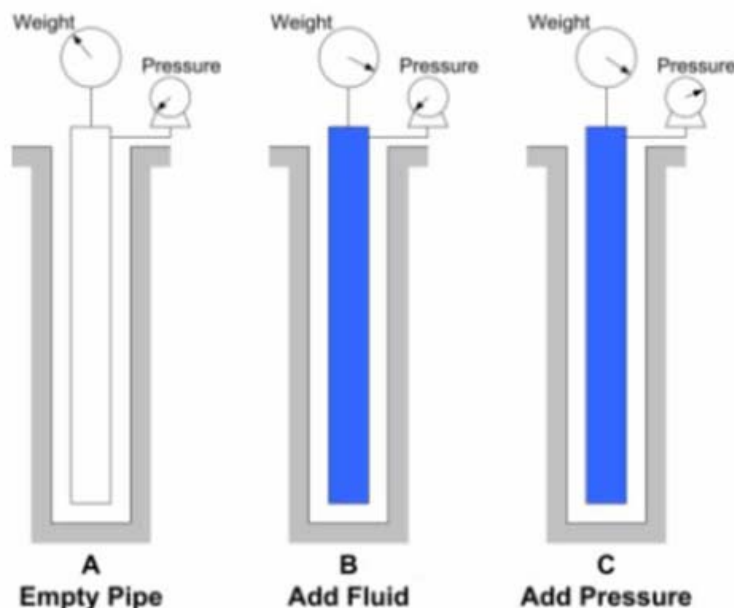


Figura II.8. Fuerzas Reales y Efectivas.<sup>2</sup>

En el caso A aparece una tubería cerrada y vacía, donde solo se mide el peso de la tubería. La fuerza axial en la cima de la tubería es la misma que el peso medido por la escala de los medidores.

En el caso B, la pieza de tubería está llena de fluido. El peso aumenta por el fluido. La fuerza real axial en la cima de la tubería continúa siendo la misma que la medida por la escala.

En el caso C, la presión se aplica por el fluido dentro de la tubería. El peso es el mismo que en el caso B. Sin embargo, la fuerza real axial en la pared de la tubería se incrementa por la presión interna multiplicada por el área de la sección transversal. De esta manera, el peso (también conocido como fuerza efectiva) y la fuerza real no son iguales.



$$F_a = F_e + A_i F_i - A_o P_o \text{-----} \text{ (II.1)}$$

La fuerza efectiva o peso es importante por dos razones:

1. El indicador de peso en una unidad de tubería flexible mide el peso, no la fuerza real.
2. Cuando el bucleo aparece depende de la fuerza efectiva. De esta manera la caga por bucleo helicoidal es una fuerza efectiva.

La fuerza real es importante porque es la fuerza requerida para calcular el esfuerzo axial, y con ello determinar los límites de la tubería flexible.

El esfuerzo axial, es causado por la fuerza axial (tensión o compresión) aplicada en la tubería flexible. Cuando la tubería flexible esta en tensión el esfuerzo axial, es la fuerza axial dividida por el área de la sección transversal:

$$\sigma_a = \frac{Fr}{A_{CT}} \text{-----} \text{ (II.2)}$$

Donde:

$$A_{CT} = \frac{\pi(OD^2 - (OD - 2t)^2)}{4} \text{-----} \text{ (II.3)}$$

El esfuerzo axial tiene el mismo signo que axiales, positivo para tensión y negativo para compresión.

Si las fuerzas compresivas exceden la caga de bucleo helicoidal, la tubería flexible forma una espiral en el agujero. Esta espiral causa un esfuerzo de flexión axial adicional en la tubería flexible, el cual debe ser adherido al esfuerzo axial. En un pozo vertical, la carga de bucleo helicoidal esta cerca de cero. La tubería flexible buclea dentro de la espiral tan pronto como la fuerza efectiva llega a ser compresiva. Asumiendo que la tubería flexible esta bucleada cuando la fuerza efectiva es menor que cero, entonces se puede usar la siguiente ecuación:

$$\sigma_{bend} = \pm \frac{r_o (F_e) OD}{4I} \text{-----} \text{ (II.4)}$$

Desde que el esfuerzo de flexión es también axial en naturaleza, el esfuerzo axial total en cualquier ubicación del segmento es la suma de los esfuerzos debido a ala fuerza axial ( $F_a$ ) y la flexión:

$$\sigma_r = \frac{(P_o - P_i)r_i^2 r_o^2}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} + \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} \text{-----} \text{ (II.5)}$$



Donde: "i" y "o" : son los diámetros internos y externos de la tubería.

$$\sigma_r = P_i \text{ en } r_i$$

$$\sigma_r = -P_o \text{ en } r_o$$

$$r_i = (OD-2t) / 2$$

$$r_o = OD / 2$$

### Esfuerzo radial.

Es ocasionado por la presión interna o externa a la que es sometida la tubería flexible.

Una presión diferencial a través de la pared del segmento crea un esfuerzo radial, Figura II.4., que varía con la posición radial. De acuerdo con la ecuación de Lamé, el esfuerzo radial en una ubicación dada en la pared de la tubería flexible es el esfuerzo a través de la pared de la tubería flexible debido a la presión interna y externa. El esfuerzo máximo siempre ocurre en el interior o exterior de la superficie. La ecuación II.6 da el esfuerzo radial en cualquier ubicación radial  $r$  en la pared del segmento.

$$\sigma_a = \frac{F_e}{A_{CT}} + \sigma_{bend} \text{ ----- (II.6)}$$

### Esfuerzo tangencial.

Es el esfuerzo ocasionado por el posible torque aplicado sobre la tubería flexible; en la Figura II.4 se muestran los diferentes esfuerzos a los que esta sometida la tubería flexible.

De acuerdo a la ecuación de Lamé, el esfuerzo tangencial en una ubicación dada en la pared de la tubería flexible es el esfuerzo alrededor de la circunferencia de la tubería flexible debido a la presión interna y externa. Como con el esfuerzo radial, el máximo esfuerzo ocurre en la superficie interna y externa. Porque la cedencia ocurre primero en la superficie interna, los esfuerzos tangencial y radial en la superficie interna se usan en los cálculos.

La siguiente ecuación da el esfuerzo tangencial en cualquier radio  $r$  en la pared del segmento. El valor máximo de esfuerzo tangencial ocurre en  $r_i$ .

$$\sigma_r = \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{(r_o^2 - r_i^2)} + \frac{(P_o - P_i) r_i^2 r_o^2}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)} \text{ ----- (II.7)}$$

Las ecuaciones II.6 y II.7 son conocidas como la ecuación de Lamé.<sup>6</sup>

**Esfuerzo Cortante.**

En algunas situaciones la tubería flexible puede estar sujeta a un torque, T. Si el torque es significativo, entonces la torsión de la tubería flexible ocurre y causa el esfuerzo cortante asociado, t, el cual está dado por:

$$\tau = \frac{Tr_o}{J} = \frac{(T)OD}{2J} \text{----- (II.8)}$$

Donde: J : es el momento polar de inercia.  $J = 2I$

El  $r_o$  oscila actualmente desde  $r_i$  a  $r_o$  con el esfuerzo cortante más grande ocurre en  $r_o$ . Aunque los esfuerzos radial y tangencial son calculados por la superficie interna de la tubería flexible, el esfuerzo cortante se calcula con la superficie externa, una aproximación más conservadora.

**La Condición de Cedencia Von Mises.**

Para evaluar la conveniencia de la sarta de la tubería flexible para una operación dada, debemos determinar los efectos de los esfuerzos dentro de la pared de cada segmento de la sarta. El objetivo es garantizar que estos esfuerzos nunca excedan un porcentaje dado (80%) del esfuerzo de cedencia en el material de la tubería flexible. Una aproximación común a este problema al usar el criterio de esfuerzos con von Mises para calcular el esfuerzo equivalente total en cada segmento de la sarta de la tubería flexible debido a la combinación de fuerzas actuando sobre ella. El límite de cedencia inicial está basado en la combinación de los tres esfuerzos ya mencionados anteriormente y el esfuerzo cortante. Este límite se puede calcular:

$$\sigma_{VME} = \sqrt{\frac{1}{2}[(\sigma_h - \sigma_r)^2 + (\sigma_h - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2] + 3\tau^2} \text{----- (II.9)}$$

La aproximación VME ignora las siguientes condiciones comunes con la tubería flexible:

- Esfuerzo residual.
- Trabajo de reblandecimiento.
- Comportamiento no elástico, preferentemente plástico.
- Los esfuerzos de tensión y compresión de cedencia son diferentes.
- El esfuerzo de cedencia cambia con ciclaje de fatiga.
- Ovalidad.

A pesar de estas limitaciones, el criterio de esfuerzo VME es un buen método para calcular los límites mecánicos para el acero de la tubería flexible, debido a sus resultados conservadores.





Se ha demostrado que el verdadero daño sobre la tubería ocurre en la superficie donde la combinación de los esfuerzos basta para causar una deformación plástica. ver Figura II.9.

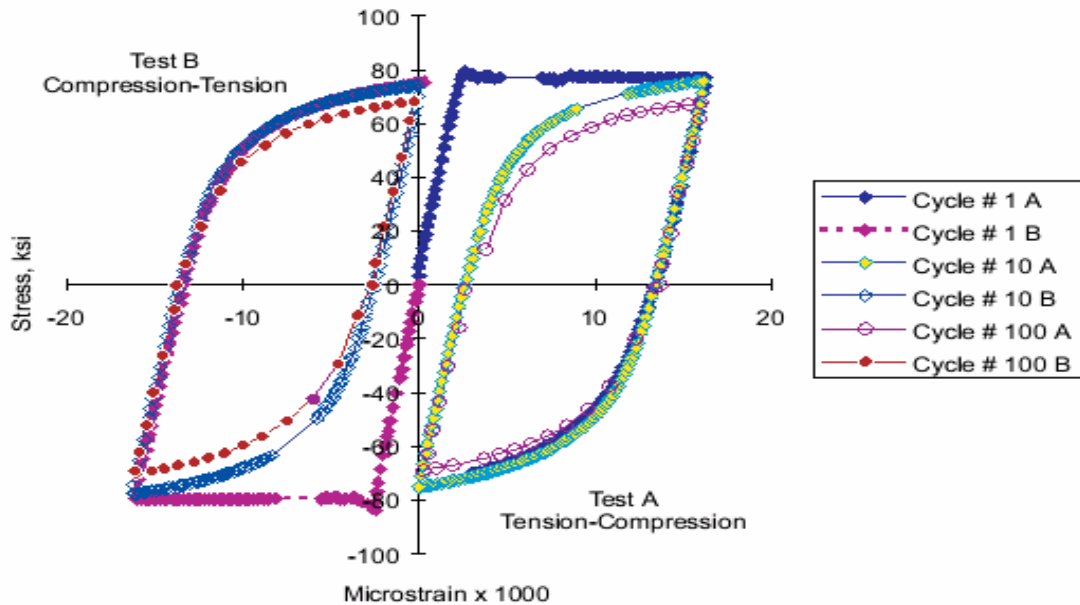


Figura II.9. Deformación Plástica de la T.F. <sup>2</sup>

Se ha demostrado por pruebas de laboratorio que existen dos fenómenos físicos y medibles que pueden usarse en campo para determinar el estado de la tubería flexible:

- 1) Existe relación entre el número de viajes hasta la falla y la presión interna; la T.F. falla más rápido a mayor presión interna.
- 2) El ciclaje es otro factor que afecta la vida útil de la tubería flexible. El efecto combinado del ciclaje y la presión interna son aun más dañinos para la tubería flexible.

Este tipo de fenómenos físicos nos ayudarían a visualizar el tiempo de vida de la tubería flexible la cual se describe a continuación.

## II.2 Vida Útil de la Tubería Flexible.

La industria petrolera ha aceptado generalmente la medida de “metros recorridos” para determinar la vida útil de la tubería flexible. Esta medida solo refleja el daño cuando las cargas son elásticas y realmente no dañan la tubería flexible. Existen otros parámetros que dañan algunas secciones de la sarta y que no son contemplados con este método de análisis.



## **Conceptos para Entender los límites de la Tubería Flexible.**

Un Ciclo.

En la tubería flexible es un desdoblamiento; esto quiere decir que son dos flexiones uno cuando es doblado y uno cuando es enderezado. Es decir, es el efecto combinado de estar doblando y enderezando con la presencia de presión interna.

Un Trip.

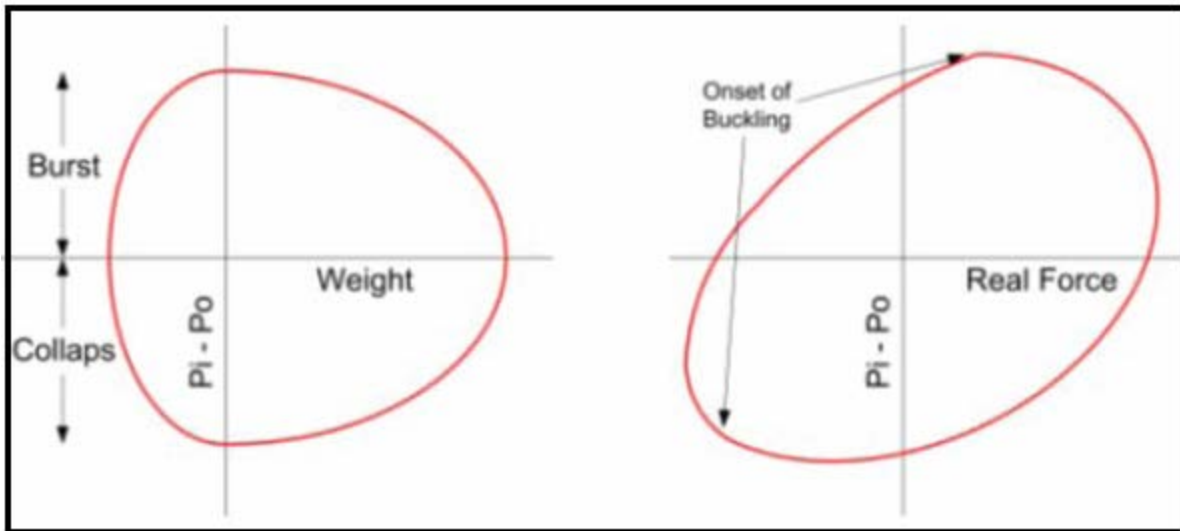
Es el numero de doblamientos que sufre un tubo (durante una operación completa es de 6) uno cuando es enderezado cuando sale del carrete, uno cuando es doblado al entrar al cuello de ganso y uno cuando sale del cuello de ganso y entra en las cadenas del inyector. Este proceso se repite cuando se esta sacando la tubería del pozo.

### **II.2.1 Límites de la Tubería Flexible.**

Existen cuatro fuerzas que determinan los límites del esfuerzo combinado en la tubería flexible. Estos son la presión interna, la presión externa, la fuerza axial y de torque. Para simplificar la presentación de los límites, se calcula la presión diferencial ( $P_i - P_o$ ). Una presión diferencial positiva representa una condición de "Burst". Una presión diferencial negativa representa una condición de "colapso".

Un método para dibujar los límites de curva es mantener la presión externa constante a cero por la cima o la mitad de "burst" y mantener la presión interna constante a cero para el fondo o la porción de colapso de la gráfica. La ecuación von Mises tiene ahora dos variables, la fuerza real axial y la presión interna para la porción "Burst", y la presión externa para la presión de colapso. El peso también puede ser calculado con la ecuación II.1. De esta manera, esta curva puede ser dibujada contra la fuerza real axial o contra la fuerza efectiva axial, la cual puede llamarse "Peso".

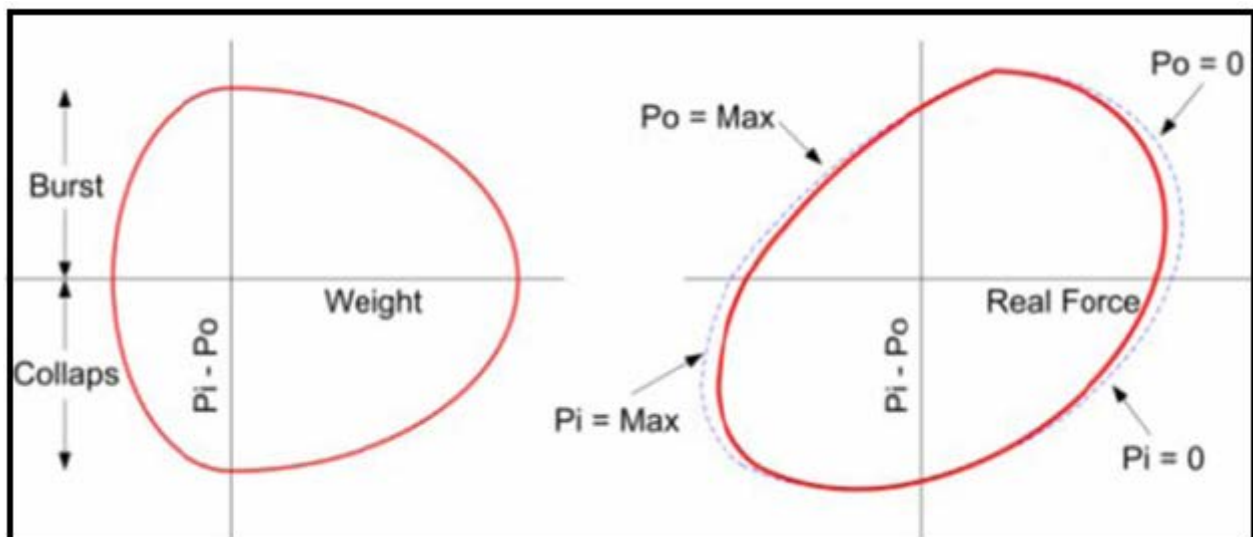
Las gráficas resultantes de presión diferencial contra fuerza axial son elípticas, las cuales se muestran en la siguiente Figura II.10. En el caso del Peso, la elipse es horizontal. Para el caso de la fuerza real, la elipse se inclina un poco. El lado izquierdo de la elipse esta truncada, debido al esfuerzo de bucleo helicoidal. Para el caso del Peso, el bucleo helicoidal comienza en el eje Y, cuando el Peso llega a ser negativo. Para el caso de la fuerza real, el ataque del bucleo ocurre en los puntos de presión diferencial máxima y mínima.

Figura II.10. Curvas Límite con Presión Externa Constante a cero.<sup>2</sup>

### Consideraciones de la Presión Máxima.

Dibujar las curvas límites para una presión constante externa (caso de Burst) o interna (caso de Colapso) solo muestra los límites para esa presión. Sin embargo, la presión no permanece constante durante el trabajo de la tubería flexible. Para formar curvas límites que dirijan un rango de presión, uno puede crear un compuesto de múltiples curvas límites.

Primero, una curva límite se dibuja en la Figura II.10, manteniendo la presión externa en cero para el caso Burst y la presión interna cero para el caso del colapso. Una segunda curva límite se dibuja para mantener estas mismas dos presiones en sus valores máximos esperados. La colocación de resultados de las curvas límites se muestra en la Figura II.11.

Figura II.11. Curva Límite para Cero y el Máximo.<sup>2</sup>



La porción más interna (el más cercano al origen) de estas dos curvas en la gráfica de Fuerza Real, mostrando como una línea negra gruesa en la Figura II.11. Es la curva límite producida por Hercules.

### **Consideraciones del Diámetro y la Ovalidad.**

Dependiendo de la aplicación, la tubería flexible puede tener tendencia a incrementar el diámetro durante su vida. Este cambio en geometría cambia los esfuerzos, y de esta manera los límites. Si hay un aumento significativo del diámetro y un espesor de pared asociada, el uso del diámetro correcto y el espesor mejoraran la exactitud de los cálculos de los límites.

Durante el curso de su vida, la tubería flexible puede sufrir efecto de baloneo (balloon), estrangularse (neck down), y/o llegar a ser ovalados. También, el daño mecánico puede ocurrir en la tubería flexible. Ninguna computadora puede predecir que alguien sostendrá (back) una carretilla (forklift) dentro del carrete o que una roca pondrá un abolladura en el carrete durante el transporte o cualquier otra cosa que pase cada día.

Para encontrar este tipo de problemas, se requiere un monitoreo en tiempo real de la tubería flexible. El monitoreo del "Tubing Integrity Monitor" hace 400 mediciones del diámetro por segundo con 0.001 in de exactitud, en cinco ejes diferentes de la tubería. Los diámetros son transmitidos a la pantalla de la cabina de control, donde tienen los límites máximos y mínimos en una gráfica. La distancia entre estos límites de diámetro indica la ovalidad. Con este monitor los casos donde la tubería sufre el efecto de baloneo, estrangulada u ovalada en los pozos.<sup>8</sup>

### **Aplicar Factores de Seguridad.**

Las curvas límites calculadas por la condición de cedencia von Mises representa donde la tubería flexible comenzaría la deformación. Multiplicando estas curvas von Mises por los factores de seguridad apropiada producirán las curvas del "límite de trabajo" (Figura II.12). Existen diferentes factores de seguridad para burst y para colapso. El factor de seguridad para el colapso debería ser más conservativo para considerar la ovalidad. Sobre de la vida, la tubería flexible llega a un poco oval debido al torcimiento a través del carrete y sobre el cuello de ganso. El aumento de la ovalidad incrementa la posibilidad de colapso. Sin embargo, el esfuerzo von Mises no toma la ovalidad dentro del cálculo.

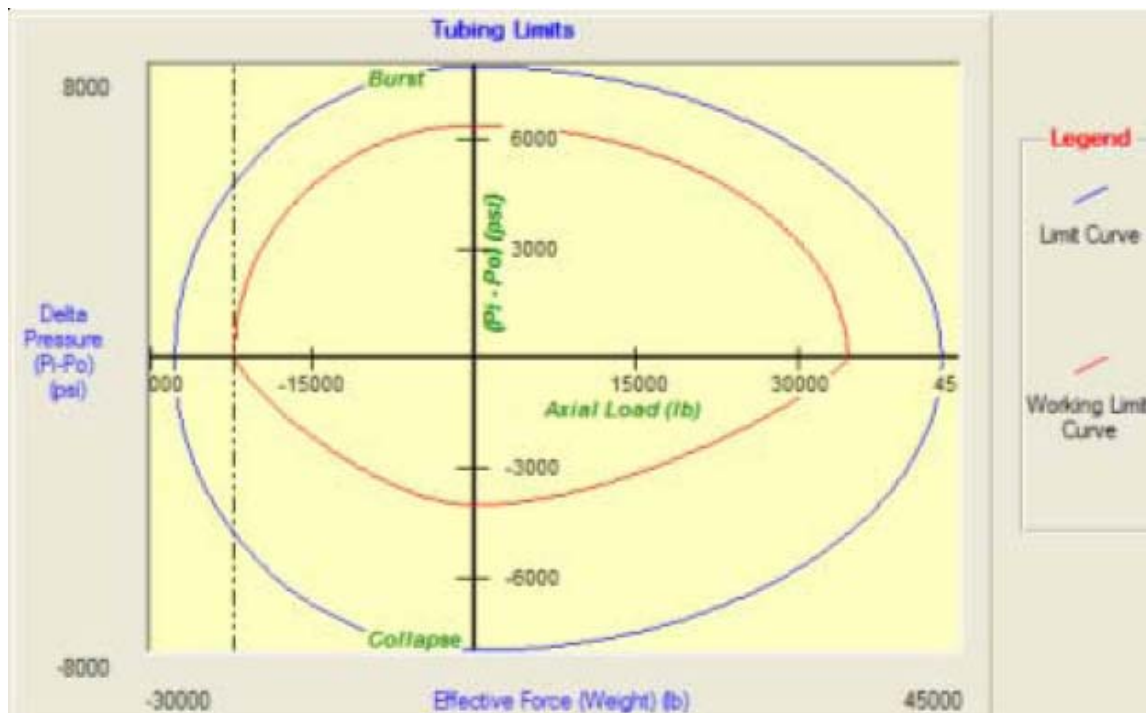


Figura II.12. VME y Curvas Límites de Trabajo para la Fuerza Efectiva (peso).<sup>2</sup>

### Colapso en la Tubería Flexible.

El colapso es un modo difícil de falla para predecir con precisión porque depende de los factores que son raramente conocidas debidamente. Estos factores incluyen la ovalidad de la tubería, el esfuerzo de cedencia, y el espesor de la pared. La tensión máxima en una sarta de tubería flexible ocurre justo debajo de la cabeza inyectora al comienzo del POOH, pero el máximo esfuerzo VME puede ocurrir en otra parte debido al flujo o a la presión hidrostática de los fluidos en el espacio anular. De esta manera, la tubería flexible puede colapsarse por debajo del stripper.

### Predicción del Colapso – Teoría Plástica Hinge.

El uso de la teoría plástica hinge ha demostrado una exactitud al modelar el colapso de la tubería flexible. Newman<sup>9</sup> primero usó esta teoría para desarrollar una circulación en el colapso de la tubería flexible. Esta teoría fue usada por Luft<sup>10</sup> en el 2002. Newman y Luft usaron ligeramente diferentes definiciones para la ovalidad. Cuando sus teorías fueron corregidas por esta diferencia, crearon exactamente los resultados del cálculo de la presión de colapso. En 1998, Zheng<sup>11</sup> usó la teoría plástica hinge para desarrollar el cálculo de la presión de colapso.

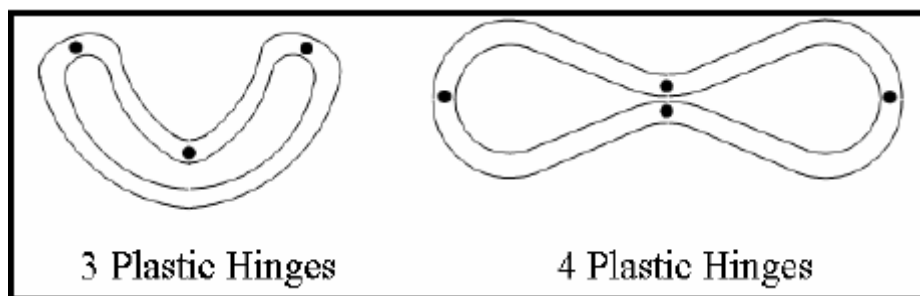


Figura II.13. Distribución del Esfuerzo Plástico Hinge Square Waveform. <sup>2</sup>

La Figura II.12 muestra una sección oval a través de la tubería flexible con un eje mayor A y un eje menor B. Las presiones interna y externa causan doblamiento en la pared de la tubería flexible. Las distribuciones del esfuerzo tangencial a través del espesor de pared causada por estos doblamientos alcanzan el esfuerzo de cedencia en la tensión y la compresión como se mostró. Cuando esto pasa, un hinge se forma y el colapso de la tubería flexible. Una sección colapsada puede tener tres o cuatro hinges plásticos como se muestra en la Figura II.13

### Cálculo del Colapso de la Tubería Flexible –API RP 5C7.

La ecuación II.11 del API RP 5C7<sup>5</sup> predice la presión diferencial de colapso para la tubería oval en la ausencia de la carga de tensión.

$$P_{co} = g - \sqrt{g^2 - f} \text{ -----(II.10)}$$

Donde:  $P_{co}$  : presión de colapso para la tubería oval.

$$g = \frac{\sigma_y}{\left(\frac{OD}{t} - 1\right)} + \frac{P_c}{4} \left[ 2 + 3 \left( \frac{OD_{max} - OD_{min}}{OD} \right) \frac{OD}{t} \right] \text{ -----(II.11)}$$

### 5. API Recommended Practice for Coiled tubing Operations in Oil and Gas Well Services.

$$f = \frac{2\sigma_y P_c}{\left(\frac{OD}{t} - 1\right)} \text{ -----(II.12)}$$

Excepto por  $P_c$ , todos otros términos en la Ecuación II.11 y la Ecuación II.12 son el mismo que el previamente definido.  $P_c$  esta calculado desde la formula apropiada del boletín API 5C3<sup>6</sup> por el esfuerzo de cedencia, plástico, o la presión de colapso de transición en ausencia de l carga de tensión. Para la tubería flexible sujeta a la carga de tensión, la ecuación II.13 define la presión externa máxima permisible,  $P_o$ , asumiendo  $P_i = 0$ .

$$P_o = KP_{co} \text{ -----(II.13)}$$



La ecuación II.14 muestra los cálculos para K, el factor de corrección de la presión de colapso para la carga de tensión, asumiendo un factor de seguridad,  $FS \geq 1$ . L es la carga de tensión operacional y  $L_y$  es la carga de tensión requerida para producir la tubería flexible. Para el “factor de seguridad” de 0.80 definido antes,  $FS = 1.25$ .

$$K = \left[ \left( \frac{1}{SF} \right)^{4/3} - \left( \frac{L}{L_y} \right)^{4/3} \right]^{3/4} \text{-----(II.14)}$$

### II.2.2 Medición de la Vida Útil de la Tubería Flexible.

Uno de los análisis de la vida útil de la tubería flexible es siguiendo el comportamiento de la grafica de ciclos – presión contra longitud. Esta grafica. Se obtiene cargando valores de presión de circulación. Presión de pozo, profundidad y sus variaciones. Por lo que es necesario que el operador de la tubería flexible anote lo más real posible y frecuente los valores de profundidad.

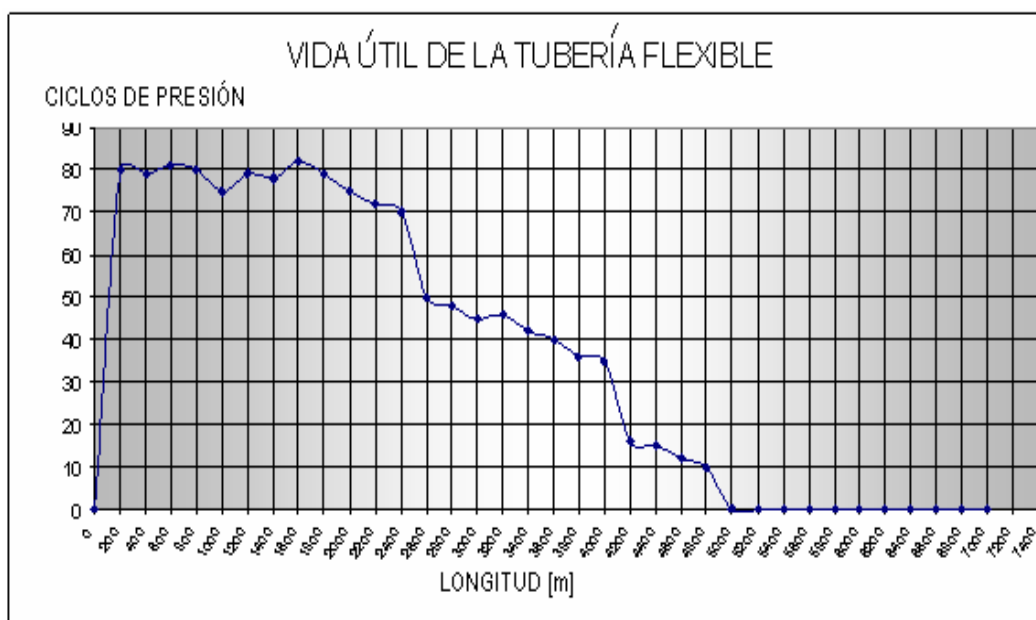


Figura II.14. Vida Útil de la Tubería Flexible.

Estas graficas se pueden obtener con los siguientes paquetes de cómputo.

- 1) Paquete ORION va instalado en la unidad de tubería flexible y es el que adquiere los datos de los parámetros que se están midiendo (profundidad, velocidad, presión del pozo, presión de circulación, tiempo y presión en el stripper).
- 2) Paquete CERBERUS. Este paquete esta instalado en la oficina de operaciones y es el encargado del análisis de los datos que se obtuvieron en el paquete ORION.



### II.2.3 Corrosión en la Tubería Flexible.

Las compañías fabricantes de tubería flexible están trabajando en aleaciones resistentes a la corrosión en materiales con tubería flexible. La compañía Precision Tube Technology esta haciendo materiales con aleaciones resistentes a la corrosión para conductitos umbilicales usados entre plataformas. La calidad de la tubería esta haciendo un grado de material con aleación en la tubería flexible fuera de un acero inoxidable con cromo 16. La figura II.15 muestra la resistencia ala corrosión en dióxido de carbono húmedo de esta aleación con cromo 16 comparada al 13% con cromo y en acero convencional (QT900). El grado de corrosión del material con cromo 16 es muy pequeño comparado con estos otros dos materiales.

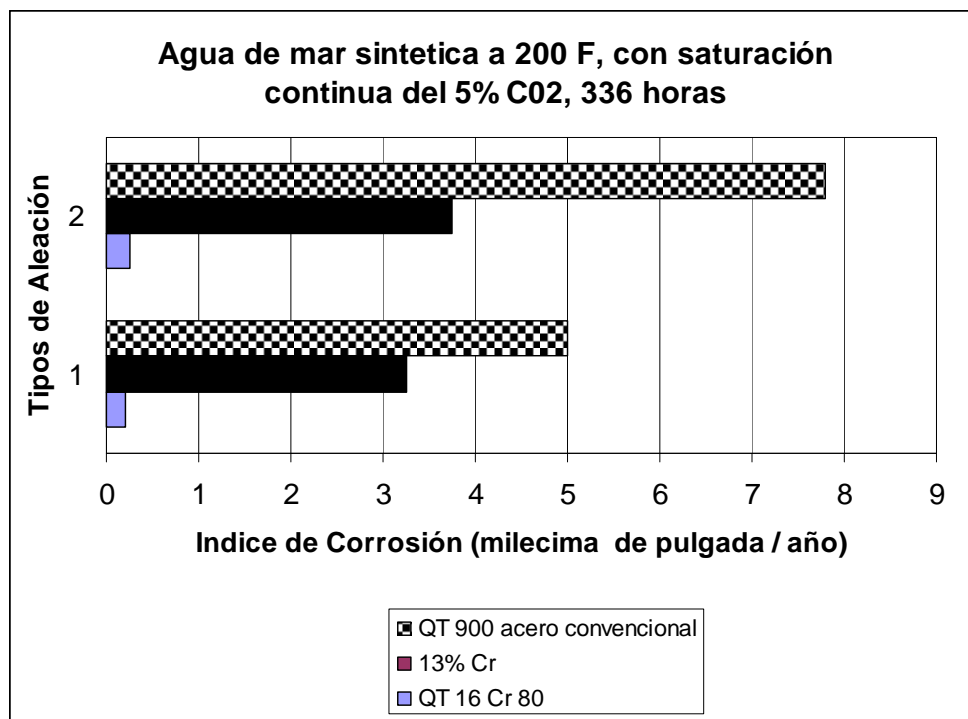


Figura II.15. Pruebas de Corrosión Susceptibles a CO<sub>2</sub>.<sup>2</sup>

La fatiga de un material con aleación resistente a la corrosión ha sido de mayor interés este proceso de desarrollo. La figura II.16. muestra la fatiga de la tubería flexible creada con aleación con cromo 16 comparada con una tubería flexible creada con acero convencional. La fatiga del material con aleación resistente a la corrosión tiene aproximadamente el triple de vida que el del acero convencional.



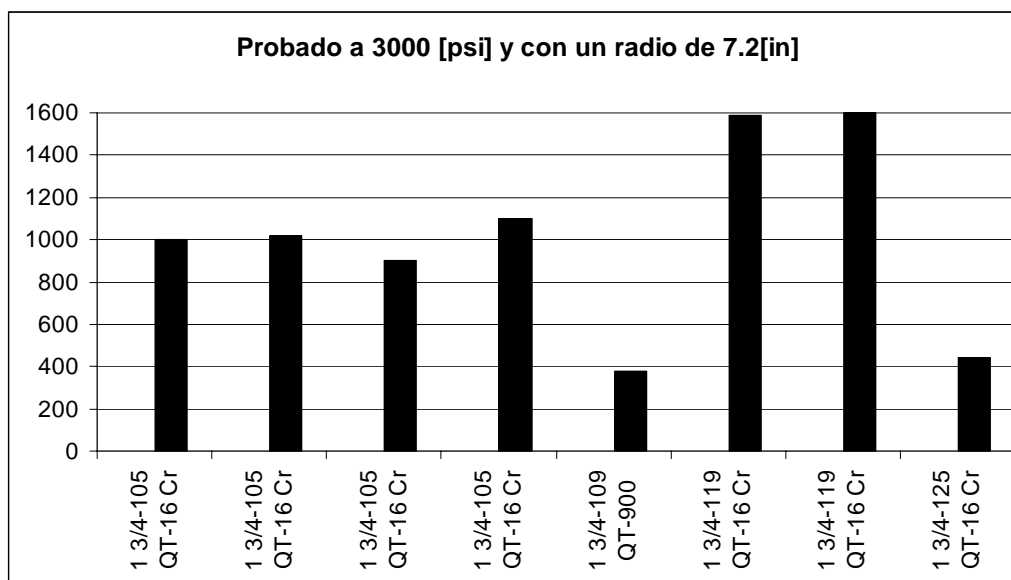


Figura II.16. Fatiga de un material con aleación resistente a la corrosión. <sup>2</sup>

Probar el material con cromo 16 en  $H_2S$  indica que el material será requerido en una inhibición especial cuando se usa en un ambiente amargo.

### Titanium.

Los fabricantes de tubería flexible han producido pequeñas cantidades de tubería flexible hecha con titanium o acero inoxidable para ambientes altamente corrosivos, pero los altos costos de estos materiales han limitado severamente su uso. El titanium es el material preferido para tal aplicación, pero es difícil de soldar y los costos son aproximadamente 10 veces más que el acero convencional. Cerca del año 2000, los fabricantes produjeron tres sartas de titanium, y todas fueron para instalaciones permanentes.

- 1.0 [in] de OD x 0.083 [in] de espesor x 5000 [ft] de longitud para una compañía de energía en California.
- 1.0 [in] de OD x 1000 [ft] de longitud para inyección con  $O_2$  para el calentamiento en el fondo.
- 1.75[in] de OD x 500 [ft] de longitud para Unocal en Tailandia para parche en la tubería en pozos amargos.

### Composiciones.

Otra alternativa para fabricar la tubería flexible de acero es una composición hecha de fibras entrelazadas en una matriz de resinas. Las fibras, usualmente vidrio y carbón son envueltas rodeando un tubo termoplástico estirado (barrera de presión) y saturado con una resina la cual es epoxia, en un proceso continuo. El calor o la radiación UV cura la resina cuando la tubería se mueve a lo largo de una línea de



ensamble. La figura II.17 muestra ejemplos de tres diferentes composiciones en tubería flexible de Fiberspar, la única compañía que produce esa composición desde finales del 2000. La primera aplicación comercial de la composición de esta tubería flexible fue para las tres sartas de velocidad desarrolladas para Halliburton a mediados de 1998. En 1999 Halliburton desarrollo una sarta para limpiar e inyectar CO<sub>2</sub> en los pozos de Texas.



Figura II.17. Composiciones de la Tubería Flexible (Fiberspar). <sup>2</sup>

#### II.2.4 Efectos del Sulfuro de Hidrógeno.

Los efectos del H<sub>2</sub>S en el servicio de la tubería flexible son particularmente importantes desde que el H<sub>2</sub>S puede reducir el esfuerzo del acero a través de la desintegración por la intensidad del sulfuro (Sulfide Stress Cracking “SSC”). Las aplicaciones del acero en el intervalo de esfuerzos considerados por grados mayores de tubería flexible podrían ser limitadas por las complicaciones de la SSC. Adicionalmente, la fuerza más baja del acero comúnmente usada en la tubería flexible también puede ser susceptible al candente hidrógeno interno y a la desintegración inducida del hidrógeno (hydrogen- induced cracking “HIC”).

La desintegración por la Intensidad del Sulfuro y la desintegración candente pueden ocurrir en varios aceros de tubería flexible comercialmente disponibles y más información se necesita antes que los grados de tubería flexible con fuerzas más grandes puedan ser utilizados en servicios en ambientes sulfurosos.

Una de las preguntas sin contestar con tubería flexible es el posible efecto (sinérgico synergistic) de (los ciclos de trabajo en frío, cyclic cold working) y la desintegración por la Intensidad del Sulfuro. El trabajo en frío reduce la resistencia del acero a la desintegración por la Fuerza del Sulfuro en ambientes con H<sub>2</sub>S, aunque en estudios previos, el trabajo en frío fue impuesto para aumentar la fuerza del material y dureza durante su manufactura (Figura II.18). En la tubería flexible, el efecto del trabajo en frío es cíclico y en algunos casos pueden producir debilitamiento del esfuerzo o un efecto Baushinger, lo cual puede reducir el esfuerzo de cedencia del material en servicio.

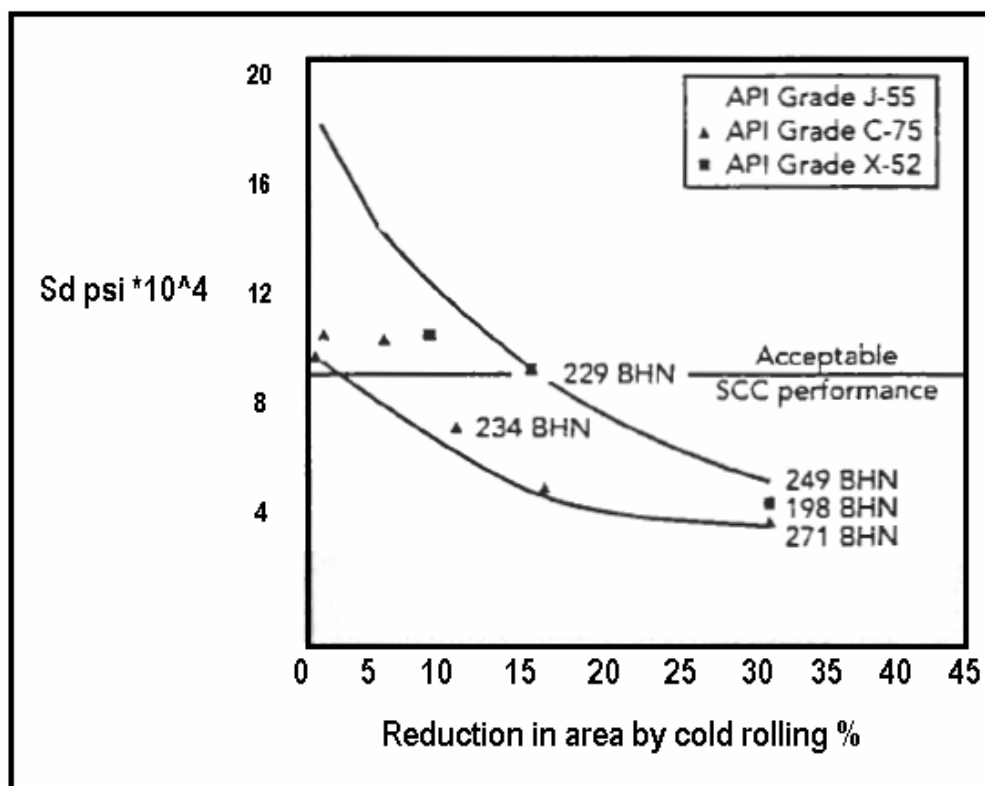


Figura II.18. El efecto del trabajo en frío sobre la resistencia del acero. El trabajo en frío fue impuesto para aumentar el esfuerzo del material y la dureza durante su manufactura.

El  $H_2S$  también puede reducir la resistencia de la fatiga de acero con alto esfuerzo. Sin embargo, los efectos de los ciclos de trabajo en frío (cyclic cold working) en las aplicaciones con tubería flexible pueden ser más complicadas, incorporando aspectos del trabajo en frío y la resistencia a la fatiga. Una pregunta permanece: ¿Tales efectos serán mayores o menores contribuyentes para el desarrollo de la tubería flexible?

La mayor experiencia con tubería flexible en el servicio para ambientes con  $H_2S$ , ha estado ganando con materiales de bajo esfuerzo. En general, muestra que la desintegración en estos materiales no han sido un problema mayor. Sin embargo, muchas fallas de la tubería flexible no son examinadas desde su origen. Por consiguiente, la resistencia a la desintegración con la fuerza del sulfuro de tuberías de mayor grado debe ser cuantificada y controlados apropiadamente para optimizar la resistencia a la desintegración.



## II.2.5 Fatiga de la Tubería Flexible.

### Fatiga del Metal.

Un objeto metálico sujetado para alternar, el esfuerzo dinámico sobre un nivel inicial puede soportar cambios progresivos en su estructura atómica con cada ciclo de carga. Este fenómeno conocido como fatiga, esta asociado con la plasticidad cíclica que causa cambios sistemáticos en la estructura cristalina del metal, y termina desarrollando grietas microscópicas. Estas grietas pequeñas se propagan incrementándose con cada ciclo, creciendo en tamaño y uniéndose para formar una más grande que se propaga para fracturar. El número de ciclos requeridos para que la grieta nucleada y propagada tienda a fallar, se refiere a la “vida de fatiga” del objeto.

Existe algún debate sobre si las grietas microscópicas al formarse entonces se propagan, o simplemente se propagan desde una medida microscópica asociada con anomalías superficiales. Sin embargo, desde un análisis con un punto de vista de ingeniería, cada ciclo de carga se considera para consumir alguna porción de la vida de la fatiga disponible y en un resumen de “daño de fatiga acumulada”. Cuando esta cantidad llega a acumular el 100%, se espera que ocurran fallas. Estimar la vida de trabajo (ciclo de dobles o viajes) en la sarta de tubería flexible es una parte importante del desempeño de la operación de la tubería flexible.

Para la gran mayoría de los problemas de diseño mecánico, la magnitud del esfuerzo de ciclaje en componentes sujetos a fatiga se mide con el límite elástico. Esto es una porción del esquema con curva de esfuerzo- esfuerzo aplicado etiquetada como “Región Elástica”. (Figura II.19.).

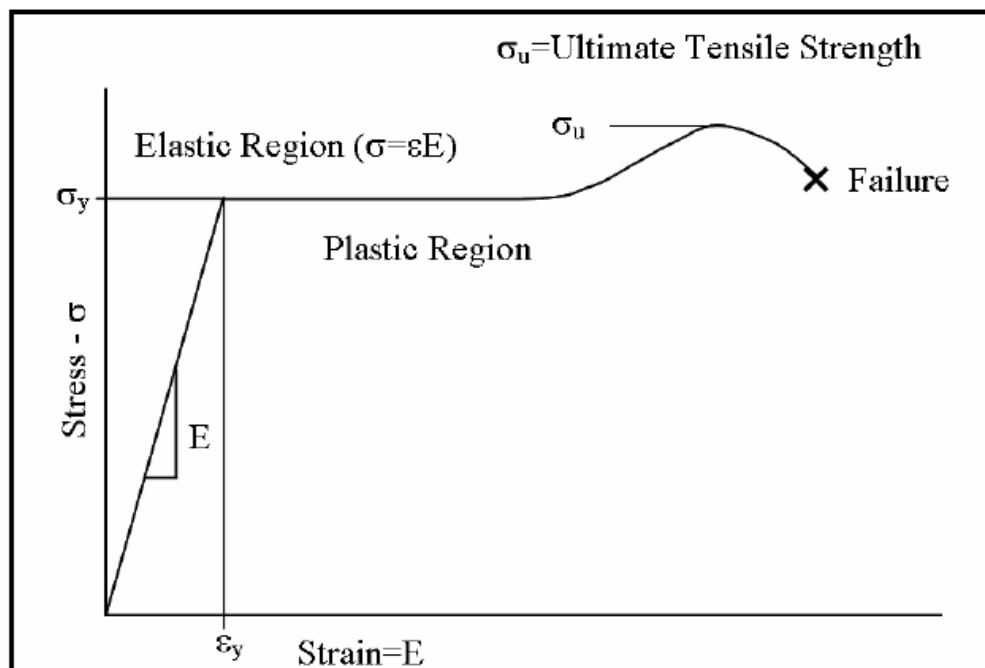


Figura II.19 Esfuerzo Plástico Vs. Elástico. <sup>2</sup>



En tales casos, aunque el estado del esfuerzo es macroscópicamente elástico, la plasticidad microscópica ocurre con granos metálicos individuales que llevan a una falla por fatiga. La vida por fatiga se estima por tales situaciones basadas en datos de pruebas de fatiga destructiva generadas con muestras de material. Las pruebas de fatiga no destructiva no existen. Las pruebas miden el número de ciclos en que falla con un esfuerzo dado para el material el cual es sometido. Desde que los ciclos en una deformación elástica son extremadamente altos, la vida asociada se refiere al “alto ciclo de fatiga”. La vida por fatiga de componentes de la maquina y en estructuras aéreas quedan en este régimen.

Si las fuerzas actúan en un objeto, provoca esfuerzos localizados y esfuerzos aplicados sobre el límite elástico ( $\sigma_y$  y  $\epsilon_y$ ), la vida por fatiga más corta puede resultar que sean mencionados en el “régimen de ciclo bajo”. Los componentes de suspensión automotriz están diseñados bajo este régimen, basados en eventos extremos anticipados en la historia de su carga.

Si la deformación reversible llega a ser severa, un objeto experimenta abultamiento en la plasticidad cíclica dentro de la porción de la curva de esfuerzo- esfuerzo aplicado en la Figura II.18 denominada “Región Plástica”. La Vida por fatiga en este régimen de “ciclo ultra bajo” puede ser tan corto como unos pocos cientos de ciclos. La falla mecánica en este régimen son menos comprendidas ya que pocos componentes mecánicos están diseñados para soportar cargas severas. Sin embargo, el material de la tubería flexible soporta este régimen de cargas con una rutina, puesto que las secciones de tubería son dobladas y enderezadas dentro y fuera del carrete y el arco guía de la tubería.

Además, el ciclo de cargas por doblamiento impuestas en la tubería flexible frecuentemente ocurre simultáneamente con presión interna alta debido al fluido, comenzando el bombeo a través de la tubería. Este estado de esfuerzo multiaxial conduce a una plasticidad compleja e interacciones de fatiga.

### **Fatiga de la Tubería Flexible.**

La tubería flexible comienza su vida plásticamente deformada, porque esta enrollado en un carrete. También, con cada viaje dentro del pozo y al regresa plásticamente deforma (dobla) la tubería seis veces. Estos eventos de doblamiento son:

- Correr dentro del agujero – no enrollar y enderezar desde el carrete.
- Correr dentro del agujero – doblar a través del arco guía.
- Correr dentro del agujero – enderezar en el inyector.
- Jalar fuera del agujero – doblar en el arco guía.
- Jalar fuera del agujero – enderezar desde el arco guía.
- Jalar fuera del agujero – enrollar de regreso al carrete.

Como la Figura II.20. muestra, que dos tercios de los ciclos de doblamiento en un segmento de la tubería flexible que experimenta durante un viaje son debido al arco guía. Esto no significa que dos tercios del daño por fatiga ocurre en el arco guía, pero



no apunta a una característica del equipo de superficie que puede ser modificado para prolongar la vida útil de la sarta de la tubería flexible. Opta por que todo daño por fatiga ocurre en el equipo de superficie; ninguno ocurre en el pozo.

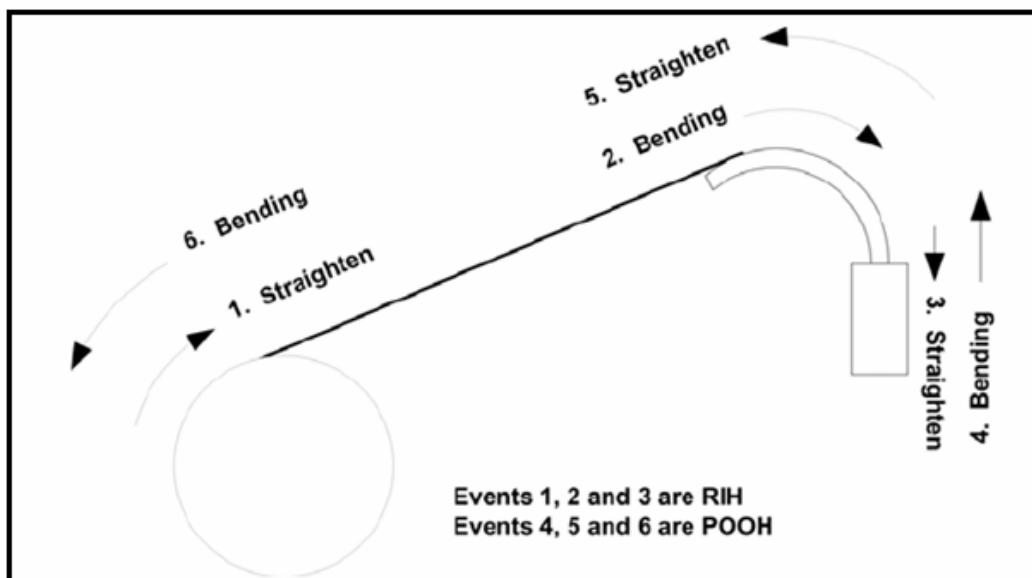


Figura II.20 Ubicación de las Deformaciones Plásticas de la T.F.

La magnitud de la Deformación plástica con cada ciclo de doblado depende del radio de doblado, dimensiones de la tubería flexible, y la fuerza de cedencia del material. De esta manera, El radio del arco guía y la dimensión del carrete tiene un profundo efecto en la vida por fatiga de la tubería flexible. La presión interna durante la deformación plástica amplifica el daño por fatiga. Para estimar el daño por fatiga acumulado por el segmento de la tubería flexible, debemos de conocer el número de ciclos de doblado y la magnitud de la deformación plástica y la presión en cada ciclo. La Figura II.21. describe la vida útil del segmento de la tubería flexible, su habilidad para resistir la falla. Toda la gráfica es la vida útil para un grupo dado de condiciones.

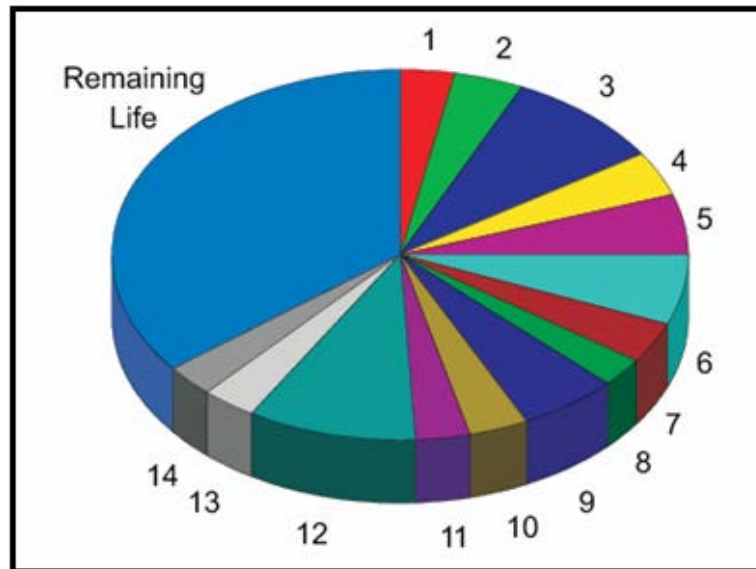


Figura II.21. Acumulación de Fatiga con Operaciones de T.F. <sup>2</sup>

Las cuñas de diferentes tamaños indican la variabilidad de daño por fatiga acumulada en un segmento de la tubería flexible durante sucesivas operaciones con tubería flexible. La parte más grande que muestra la gráfica corresponde a más ciclos de doblado, una presión más alta, un esfuerzo plástico más alto, o alguna combinación de estos factores. El daño acumulado total por fatiga en el segmento de la tubería flexible es la suma de los daños por operaciones del 1-14. la balanza de la gráfica es la vida útil restante o resistencia a la falla. Además, el tiempo de vida restante para un segmento de tubería flexible es imposible sin una historia completa y exacta del daño por fatiga acumulada. El número de viajes correspondiente a la vida restante depende no solamente de las condiciones anticipadas de operación, sino también de la condiciones de operación por cada viaje que le antecedió.

El daño por fatiga en la tubería flexible usualmente comienza como una grieta microscópica por dentro de la superficie de la pared. Esta grieta se propaga a través de la pared de la tubería flexible hasta que aparece como una pequeña grieta por fuera de la superficie de la tubería flexible. Generalmente, una falla por fatiga en la tubería flexible no termina en catástrofe porque el personal de operación detecta el flujo de fluido brotando como gotera. Sin embargo, una grieta por fatiga a través de la pared de la tubería flexible que escapa a la detección temprana puede crecer rápidamente a un tamaño desastroso. La Figura II.22 muestra algunos ejemplos de las fallas por fatiga en la tubería flexible con pruebas de laboratorio. Nota la ondulación de la pared en cada lado de la grieta.



Figura II.22. Fallas por Fatiga en la Tubería Flexible. <sup>2</sup>

### **Minimizando la Fatiga de la Tubería Flexible.**

Las pruebas y los modelos por computadora para determinar la fatiga muestran que la vida útil de la tubería flexible incrementan con:

- Aumentar el espesor de la tubería.
- Disminuir el OD de la tubería.
- Aumentar el radio del arco guía.
- Aumentar el diámetro del carrete.
- Disminuir la presión interna.
- Aumentar el esfuerzo de cedencia del material (una baja presión, esfuerzos más altos son generados al enderezar la tubería que puede causar una vida por fatiga más corta).

Un operador con tubería flexible puede tomar varios pasos prácticos para minimizar el riesgo de falla por fatiga en la tubería flexible, incluyendo:

- Reducir la presión interna de la tubería flexible durante los viajes.
- Minimizar el ciclaje en el mismo segmento dentro y fuera del carrete.
- Usar el diámetro de carrete más grande disponible.
- Designar la sarta de la tubería flexible con la pared más gruesa posible.
- Usar el radio del arco guía más grande posible.
- Usar el material con esfuerzo de cedencia más grande posible cuando operan con presiones altas.

Cualquier operación que tenga un ciclaje repetido en un segmento dado de tubería dentro y fuera del carrete (un ciclaje corto) aumenta significativamente el riesgo de falla





por fatiga en ese segmento. Tal como una operación concentra el daño por fatiga sobre una longitud relativamente corta de tubería. Bombear a través de la tubería flexible durante el ciclaje corto compone este daño por fatiga. Regularmente cortar una longitud de tubería desde el extremo libre puede prolongar el servicio de una sarta al mover la más pesada tubería flexible fatigada fuera del origen del daño, el equipo superficial.

Los modelos actuales de fatiga ignoran el hecho de que la tubería flexible rota durante su vida. Asumen que la tubería flexible no rota, lo cual es un escenario incorrecto. Se ha demostrado que la tubería verdaderamente rota, y han dado un estimado de la vida incrementada por fatiga debido a esta rotación. La Figura II.23 del artículo de SPE 60737 muestra el aumento estimado en la vida por fatiga asumiendo que la tubería flexible rota una cantidad fija en cada viaje. Por ejemplo, si una sección dada de la tubería rotó 30°, la vida por fatiga de esa sección de la tubería aumentara desde el 100% sin rotación a un 195% con rotación.

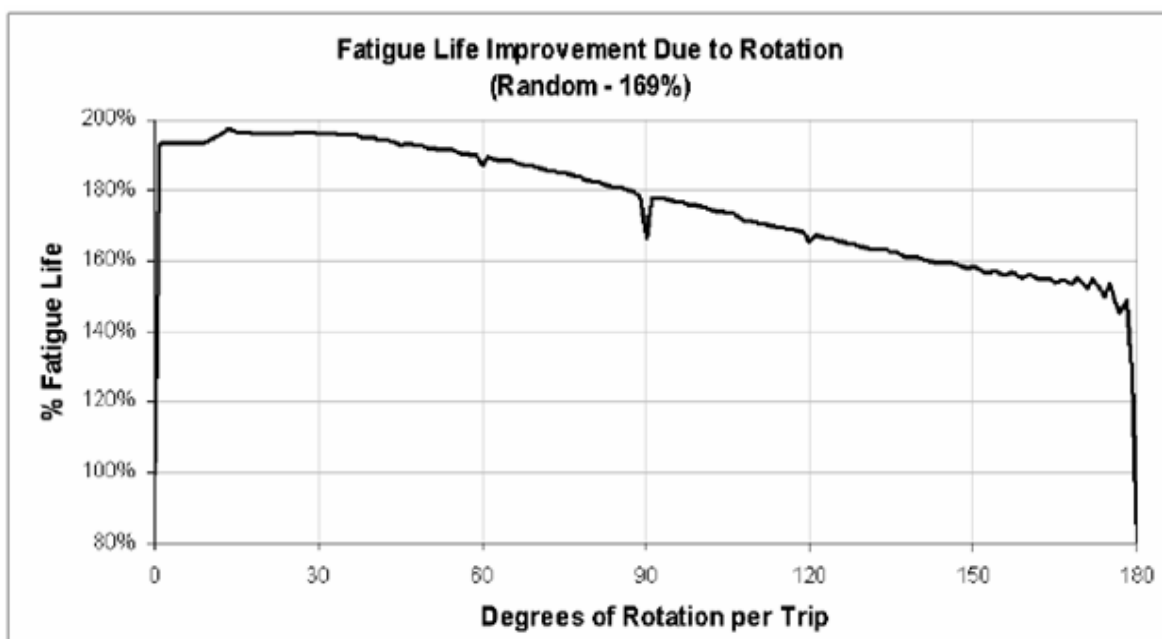


Figura II.23. Vida de la Tubería Flexible debido a la Fatiga.<sup>12</sup>

De esta manera los modelos para la fatiga son conservativos para una cantidad conocida debido a la rotación desconocida. Si la tubería flexible esta para rotar exactamente 180° en cada viaje, la vida por fatiga actualmente estará disminuida, pero esto es altamente improbable.

### Monitorear la Vida de la Tubería con los pies Recorridos.

La vida de la tubería esta dictada por varios factores que incluyeron la presión interna, el radio del cuello de ganso, las dimensiones del carrete, la erosión y la corrosión entre otros. Existen varios métodos usados en determinar la vida de la tubería, esto incluye rastrear los ciclos de presión o monitorear los pies corridos. Monitorear los ciclos de presión es un método más exacto, pero tedioso cuando haces



el corte con la mano. El otro método de monitoreo con los pies corridos es una práctica aceptada cuando el potencial del trabajo, equipo y ambiente son similares. La clave al usar este método (pies corridos) es la consistencia entre los trabajos. Si los trabajos son muy diferentes, la factibilidad de monitorear los pies corridos se reduce y un margen de seguridad debe ser utilizado.

Las opciones para cambiar la geometría del equipo superficial con tubería flexible usado para operaciones de reparación de pozos son bastante limitadas porque la mayoría de la manufactura del equipo ofrece solamente modelos estándar. El equipo de tubería flexible diseñado para aplicaciones especiales como perforar es un material diferente. La figura II.24 muestra una solución para aumentar el radio del arco guía.



Figura II.24. Radio de Arco Guía Extremo para Reducir el Daño por Fatiga en la T.F. <sup>2</sup>

La figura II.25 muestra una única combinación de características que dramáticamente aumentan la vida de trabajo de la sarta de la T.F. Se elimina el arco guía, el carrete se inclina hacia o fuera del eje vertical del inyector par conservar la tubería flexible alineada con las cadenas y mover atrás y delante de su eje de rotación para ejecutar la función de un nivel de viento.

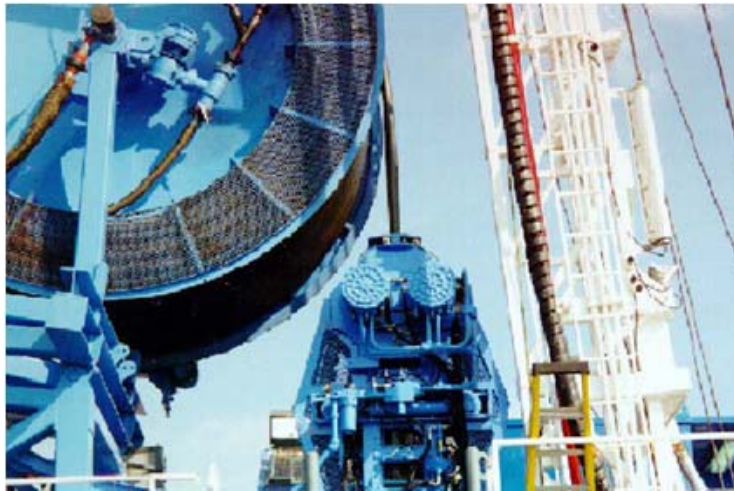


Figura II.25. Carrete de Diámetro mayor y Eliminación de Guía para reducir la Fatiga en la T.F. <sup>2</sup>

La figura II.26 muestra el llamado “arco parabólico”. Es un carrete gigante (aproximadamente 24 ft de diámetro) con un inyector pequeño en el nivel de viento y el principal inyector operando mutuamente para mantener un arco estable en la tubería flexible. Este sistema elimina la necesidad de un arco guía convencional, y un arco guía pequeño en el cuadro no causa ninguna deformación plástica en la tubería flexible. La tubería flexible no padece deformación plástica excepto en el carrete. El radio de doblamiento mayor en el arco parabólico causa esfuerzos pequeños o no plásticos.



Figura II.26. Un Arco Parabólico en la T.F. Minimiza el Daño por Fatiga. <sup>2</sup>



Otro sistema fue desarrollado para reducir la fatiga inducida por movimientos repetitivos en pequeños intervalos, evitando inducir cualquier deformación plástica. Dependiendo de la presión de circulación y la escala del movimiento de la tubería, la fatiga se puede reducir de un 10-15%.

El sistema trabaja al activar un sistema de freno en el ensamble para que el carrete detenga el enrollamiento, (figura II.27). Como la tubería se jala fuera del agujero, se eleva la tubería desde el cuello de ganso y se forma un arco continuo entre la cabeza inyectora y el carrete. Cuando se alcanza el límite superior, la velocidad del carrete arriba se empareja con la velocidad de la cabeza inyectora.

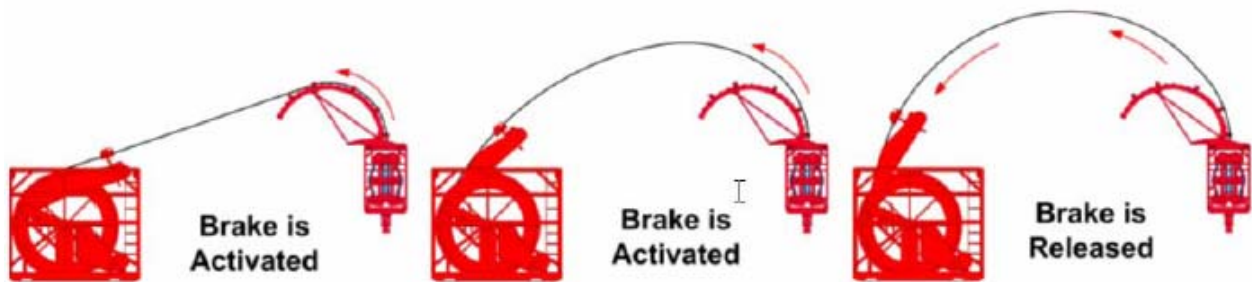


Figura II.27. Pasos cuando se Jala Fuera del Agujero. <sup>2</sup>

Cuando el sistema es corrido al agujero después de formar un arco continuo entre el carrete y la cabeza inyectora, el arco se reduce hasta el cuello de ganso y el sistema se corre de una manera convencional. (Figura II.28).

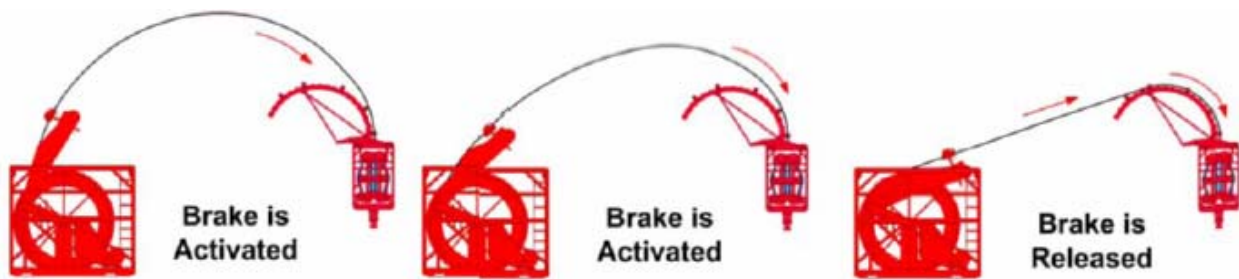


Figura II.28. Pasos cuando se Introduce al Agujero. <sup>2</sup>

### II.3 Componentes Principales de la Tubería Flexible.

La intervención de pozos petroleros con equipos convencionales estos incrementan continuamente su costo. Esto ha hecho pensar en buscar alternativas para lograr ahorros substanciales con equipos más versátiles. Con lo cual se originó la necesidad de desarrollar tecnologías que permitan transportar, instalar e intervenir los pozos con mayor eficiencia y seguridad; como es el equipo de tubería flexible.



No obstante que ya se conocen los equipos de tubería flexible en la Industria Petrolera se considera conveniente describir sus componentes principales:

- Unidad de Potencia.
- Carrete de Tubería.
- Cabina de control.
- Cabeza Inyectora.
- Equipo de Control del pozo.
- Equipo Auxiliar.
- Equipos para trabajar costa fuera.
- Equipos para trabajos terrestres.

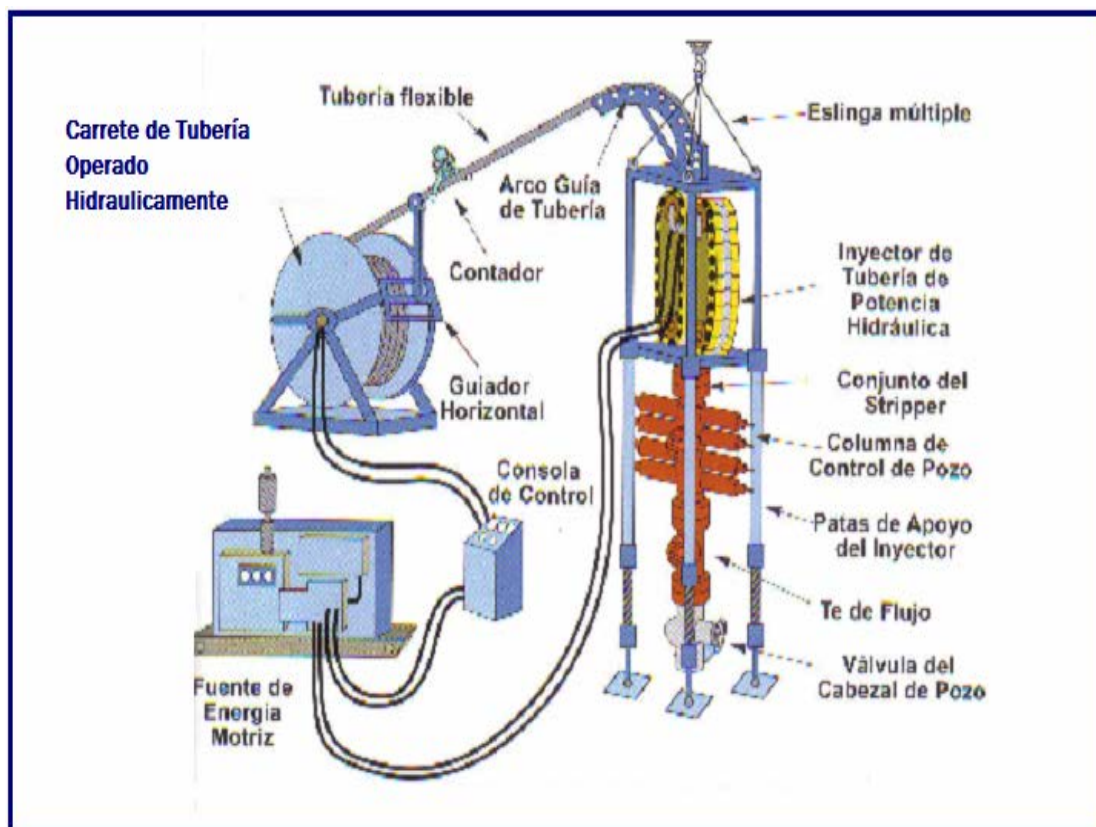


Figura II.29. Componentes Principales. <sup>13</sup>

### II.3.1 Unidad de Potencia.

Consiste de un motor de combustión interna diesel, que puede ser en un arreglo de 6 o 8 cilindros en "V" o en línea, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible (sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y carrete): Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todos los sistemas en caso de que fallara el motor.



Figura II.30. Unidad de Potencia. <sup>14</sup>

El sistema está diseñado de tal forma que permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. La unidad de potencia cuenta con un compresor requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona al stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Existen varios tipos de configuraciones de la unidad de tubería flexible, los cuales están en función de las necesidades de operación, por esta razón el montaje de la unidad de potencia varía de la siguiente manera:

Unidad de potencia utilizada del mismo tracto camión del remolque, sobre una plataforma de potencia independiente, integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.

La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico una presión de 2500 [psi] para operar en cada uno de los componentes del sistema y es regulada mediante válvulas de control, de presión.

### **II.3.2 Carrete de Tubería.**

El carrete de tubería.- sirve como un mecanismo de almacenamiento de la tubería flexible durante el transporte y como dispositivo de bobinado durante las operaciones de tubería flexible. Consiste de varios elementos y mecanismos los cuales facilitan el embobinado y operación de la tubería, estos elementos combinados proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando es enrollada en



el carrete. La fotografía siguiente muestra una vista lateral de un carrete de servicio típico. El extremo interno de la unidad, esta conectado a través del segmento hueco del núcleo del carrete, a una articulación giratoria de alta presión montada directamente en el núcleo o eje del carrete. Esta articulación giratoria esta asegurada a una sección estacionaria de la tubería que esta luego conectada al sistema de bombeo de fluido o gas, por lo que permite el bombeo de fluidos a la sarta de la tubería flexible mientras gira el carrete. La articulación cuenta con un juego de empaques que evitan la fuga de líquidos durante las operaciones. En consecuencia puede mantenerse el bombeo y la circulación continuos de trabajo. Típicamente, se provee una válvula de cierre de alta presión entre la tubería y el núcleo del carrete para usarla en caso de emergencia que sirve para aislar la tubería de las líneas de bombas de superficie. El carrete debe tener un mecanismo para evitar el movimiento accidental del tambor, cuando se requiere esta condición. En todo caso, la estructura de soporte del carrete deberá estar asegurada para prevenir su movimiento durante las opciones de trabajo. Además del servicio de bombeo de fluidos del carrete existen sargas de tubería flexible que se usan para servicios de líneas eléctricas de cable. La línea de cable se corre por dentro de la tubería flexible y termina en el núcleo del carrete, saliendo por un compartimiento de entrada a presión. El cable multi-conductor, se corre de la entrada a presión a una conexión rotatoria (anillo colector) similar a aquellos que se encuentran en las líneas de cables eléctricos. En los carretes equipados para servicios de líneas eléctricas, estas condiciones eléctricas están ubicadas en el núcleo del carrete, opuestas a la articulación giratoria.

La rotación del carrete de tubería se controla mediante un control hidráulico que pueda estar limitado en el bloque del carrete para dar tracción directa, o puede ser operado por el conjunto motor de cadena y rueda dentada. Este motor se usa para mantener una tracción constante en la tubería, manteniendo en consecuencia la tubería envuelta ajustadamente sobre el carrete. Durante la inyección de la tubería, se mantiene una ligera contra-presión en el motor del carrete para permitir que el inyector tire, desenvolviendo la tubería del carrete, al mismo tiempo que mantienen la tubería en tensión entre el inyector y el carrete. La tensión provista por el carrete sobre la tubería flexible entre el carrete y el inyector, se llama comúnmente la *contra-tensión* del carrete.

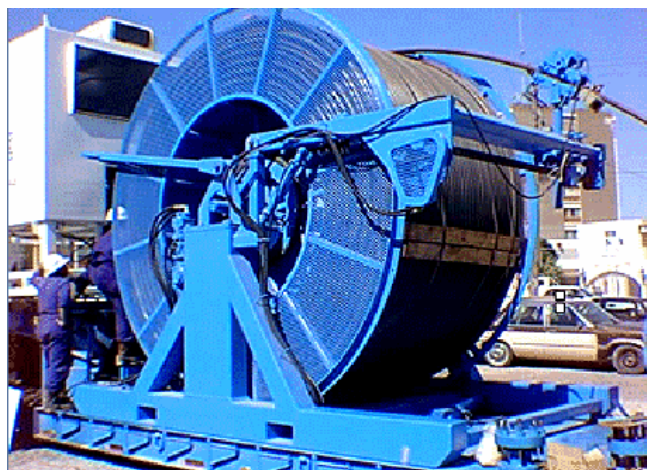


Figura II.31. Carrete de Tubería. <sup>14</sup>



Cuando se recupera tubería del pozo, la presión del motor del carrete se incrementa para permitir la rotación del carrete de manera que se mantenga a la par con la velocidad de extracción del inyector de tubería. El sistema motor del carrete debe producir suficiente tracción para proveer a la tubería flexible la tensión requerida para doblar la tubería sobre el arco guía y llevarlo sobre el carrete. Además de esto el sistema motor del carrete debe tener suficiente tracción para acelerar el tambor del carrete desde la posición de detenido, hasta la máxima velocidad del inyector, a un ritmo aceptable. La tracción debe ser capaz de mover un tambor completamente cargado con la tubería llena de fluido.

La tubería flexible almacenada en un carrete de servicio tiene tensiones residuales internas que crean una condición para el potencial de desentortura y salto hacia fuera como un resorte de la tubería desde el carrete, si es que se afloja la contra-presión en la tubería. Para evitar que la tubería flexible se suelte con una acción de resorte o látigo, el extremo libre de la tubería flexible debe de ser siempre mantenido en tensión. Durante las operaciones la contra tensión del carrete evita que el mismo salte como resorte.

Cuando no se está en operación el extremo de la tubería flexible debe sujetarse para evitar que salte con un golpe de látigo.

Deberán también incluirse elementos adicionales de seguridad en el conjunto del carrete para proveer un sistema de frenos activados hidráulicamente. La función principal del freno del carrete, es la de detener la rotación del tambor si es que la tubería se parte accidentalmente entre la tubería y el inyector, o si ocurre una condición de escape descontrolado. Este sistema de frenos no tiene la intención de detener la provisión de tubería descontrolada en el modo de que escape, si no solamente ofrecer resistencia para disminuir la velocidad de la rotación del carrete. El freno puede también minimizar la velocidad de la tubería en el carrete, de saltar como resorte en el caso de pérdida de presión hidráulica y por lo tanto pérdida de contra tensión del carrete. Cuando se transporta el carrete el freno evita la rotación del carrete. Muchas unidades incorporan un dispositivo en sus sistemas de potencia hidráulica, para proveer contra presión en el motor que disminuya la velocidad del carrete. Otras unidades emplean un sistema de frenado mediante zapatas de fricción, que se aplican hidráulicamente o mecánicamente sobre el diámetro externo de la brida del carrete para ayudar a disminuir la velocidad de rotación del carrete.

La tubería es guiada al carrete de servicio utilizando un mecanismo de servicio llamado el conjunto de tubería niveladora (devanador), que alinea apropiadamente la cañería a medida que se envuelve o se desenrolla en el carrete. El conjunto de guía niveladora, cruza a todo lo ancho del tambor del carrete de servicio y puede elevarse a cualquier altura, lo cual alineará la cañería entre el arco guía de tubería y el carrete. Generalmente un contador de profundidad mecánico está montado en el conjunto de la guía niveladora de envoltura, que incorpora una serie de ruedas con rodillos colocados en contacto con la tubería flexible y con una transmisión para medir mecánicamente la longitud de la tubería que se está dispensando a través del mismo. La guía niveladora debe ser suficientemente fuerte como para manejar las cargas de doblada y laterales de





la tubería flexible. Durante el transporte el extremo libre de la tubería flexible esta usualmente sujeto con una abrazadera o grampa a la guía niveladora para evitar el latigazo. La guía niveladora puede también estar equipada con una *grampa* operada hidráulicamente o neumáticamente, que puede ser manipulada para operara la tubería flexible en la barra longitudinal del marco de la guía niveladora de envoltura.

También es indispensable colocar un *medidor de profundidad*, para indicar la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Se encuentra instalado frente a la barra guía del carrete junto con el lubricador de tubería para observarlo con facilidad desde la cabina. Cuando la tubería pasa a través de este 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. También se cuenta con otro contador de profundidad en la cabeza inyectora, por debajo de las cadenas, el cual proporciona una medida más real, al eliminar las diferencias de profundidad por desfasamiento. Cuenta con un sistema digital de medición.

En mucho casos el carrete de tubería esta equipado con un sistema para lubricar el exterior de la tubería flexible evitando así la corrosión atmosférica y reduciendo las cargas de fricción que se generan al desplegar la tubería a través del dispositivo energizado del stripper. El sistema de lubricación debe conformarse a todas las regulaciones locales y gubernamentales. Por otra parte, no se recomiendan rociadores que atomizan lubricantes sobre el carrete debido a que estos usan materiales altamente inflamables.

### **II.3.3 Cabina de Control.**

Contiene todos los controles e instrumentos de cada componente del equipo que interviene para una operación segura y eficiente de la sarta de tubería flexible cuando es introducida al pozo. La ubicación de la cabina depende la configuración y tipo de unidad de tubería flexible.

La cabina de control se eleva durante las operaciones con un sistema de gatos neumáticos, para facilitar al operador la visibilidad requerida para realizar la intervención de los pozos con la máxima confiabilidad, efectividad y seguridad; al verificar las condiciones de los componentes externos de la tubería flexible: carrete de tubería, cabeza inyectora y de la operación en general.

Los mandos principales para operar los componentes de la unidad de tubería flexible son los siguientes:

Manómetros para indicar las condiciones de todos los sistemas del equipo y pozo: presión de circulación, presión del pozo, válvulas de control e indicadores de la tensión de las cadenas de la cabeza inyectora, indicadores del peso de la sarta de la tubería dentro del pozo, válvula de control de la velocidad de introducción o extracción, freno del carrete, sistemas para el control de enrollamiento en el carrete de la tubería, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería,



control para cerrar y abrir los arietes del conjunto de preventores (BOP), paro automático de emergencia, control de la unidad de potencia y equipo electrónico.

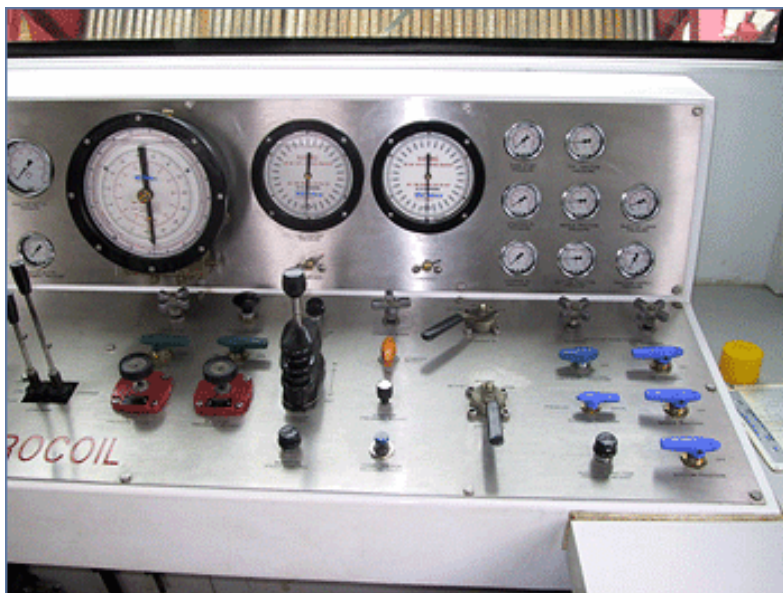


Figura II.32. Cabina de Control.<sup>14</sup>

**Medida de la carga.-** La carga puede ser definida como la fuerza de tensión o compresión que se ejerce sobre la tubería flexible, justamente por encima del stripper y es una de las medidas más importantes para la operación apropiada de la unidad de tubería flexible. La carga puede ser afectada por varios parámetros fuera del peso colgante de la tubería flexible, e incluye la presión del cabezal del pozo, la fricción del stripper, la contra tensión del carrete y la densidad del fluido que se allá dentro y fuera de la tubería flexible. La carga debe ser medida directamente usando una celda de carga que mide la fuerza que la tubería flexible esta aplicando al inyector. Puede obtenerse indirectamente una medida secundaria de la carga, midiendo la presión hidráulica aplicada a los motores inyectores. También se hallan disponibles y en uso medidores electrónicos de tensión o esfuerzo.

**Profundidad medida.-** Es la longitud de tubería flexible que debe desplegarse a través del inyector. La profundidad medida puede ser significativamente diferente de la profundidad real de la tubería flexible que este dentro del pozo, debido al estiramiento, la dilatación térmica, la elongación mecánica, etc., la profundidad medida puede ser observada directamente en varios lugares de la unidad de tubería flexible, usando una rueda de fricción que toma contacto con la tubería flexible. La profundidad medida puede ser también obtenida indirectamente, midiendo la rotación de los ejes del inyector. Una unidad de tubería flexible, no debe ser operada sin haber desplegado y colocado el medidor de profundidad de manera que lo vea el operador de tubería flexible. La profundidad medida debe ser registrada como una función de tiempo y con relación a la presión aplicada a la sarta de tubería flexible, para usarla en los cálculos del ciclo de fatiga por doblado.



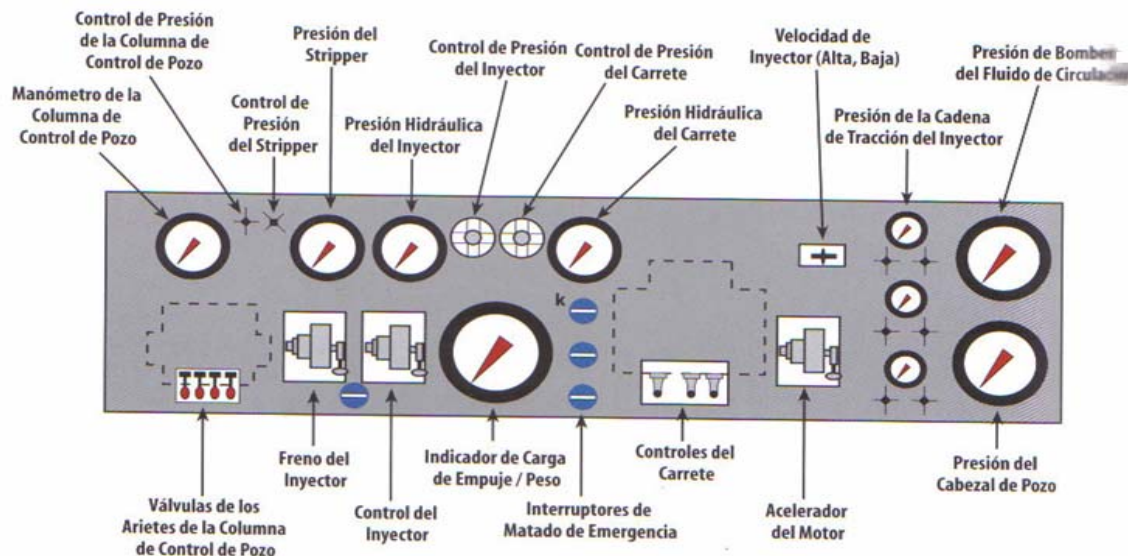
**Medida de la velocidad.-** La velocidad puede calcularse a partir del cambio en la profundidad medida durante un periodo de tiempo específico.

**Presión de entrada a la tubería flexible.-** La presión de bombeo en la entrada de la tubería flexible, debe ser controlada y mostrada al operador, así como registrarla para usarla en los cálculos de fatiga del ciclo de doblado. Este sistema de medición de presión, debe incorporar un método de aislar el fluido bombeado, para que no se vacíen en la cabina de control si llegará a ocurrir una falla del manómetro.

**Presión del cabezal del pozo.-** La presión del pozo alrededor del exterior de la tubería flexible en el cabezal del pozo debe ser controlada y mostrada al operador. Este sistema de medición de presiones debe de incorporar un método de aislar los fluidos del pozo para que no se vacíen dentro de la cabina de control, en el caso de que ocurriera una falla de manómetro.

**Controles del equipo y parámetros.-** Los siguientes controles y parámetros relativos deben ser controlados para asegurarse que el equipo este funcionando correctamente.

- Fuerza de tracción: La fuerza de agarre o sujeción que el inyector aplica a la tubería.
- Tensión de cadena: La tensión de la cadena necesaria para la inserción y eliminar la parte floja de la misma.
- Presiones hidráulicas del sistema de control de Pozo.
- Presiones hidráulicas de la contra tensión del carrete.
- Presiones hidráulicas del sistema motriz del inyector.
- Presiones hidráulicas del stripper.
- Presiones y tensión de operación del carrete de tubería.
- Dirección del nivelador de envoltura y dirección del carrete de tubería flexible.
- Presión de Operación del inyector de tubería y dirección.
- Enganche de emergencia del acumulador de preventores de reventones.
- Arranque y parada del grupo motriz o fuente de poder.
- Velocidad de aceleración del motor del grupo motriz.
- Presión del circuito auxiliar.

Figura II.33. Controles Básicos de una Unidad de Control. <sup>14</sup>

### II.3.4 Cabeza Inyectora.

Es el componente usado para agarrar la tubería de longitud continua y proveer las fuerzas necesarias para desplegar y recuperar el tubo dentro y fuera del orificio del pozo. Esta constituida por diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia requerida para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño al equipo en general.

El conjunto del inyector esta diseñado para efectuar tres funciones básicas.

- Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión y para vencer la fricción del pozo. La tubería puede ser insertada mientras se la corre a extremo abierto, o usada para llevar hacia el interior del pozo herramientas y dispositivos sujetos en el extremo de la tubería flexible.
- Controlar la velocidad de la tubería dentro del pozo bajo varias condiciones de pozo.
- Soportar todo el peso de la tubería y acelerarlo a la velocidad de operación, cuando se extraiga fuera del pozo.

La figura II.34 y II.35 ilustra el armado simplificado de un inyector de tubería flexible y la columna de preventores de reventones sobre un cabezal del pozo. Existen varios tipos de inyectores con tracción de cadena contra-rotatoria en uso en la industria de tubería flexible y la forma en la cual los bloques de agarre se cargan, varia de diseño a diseño. Una demostración simplificada de los componentes principales comunes a estos tipos de inyectores.

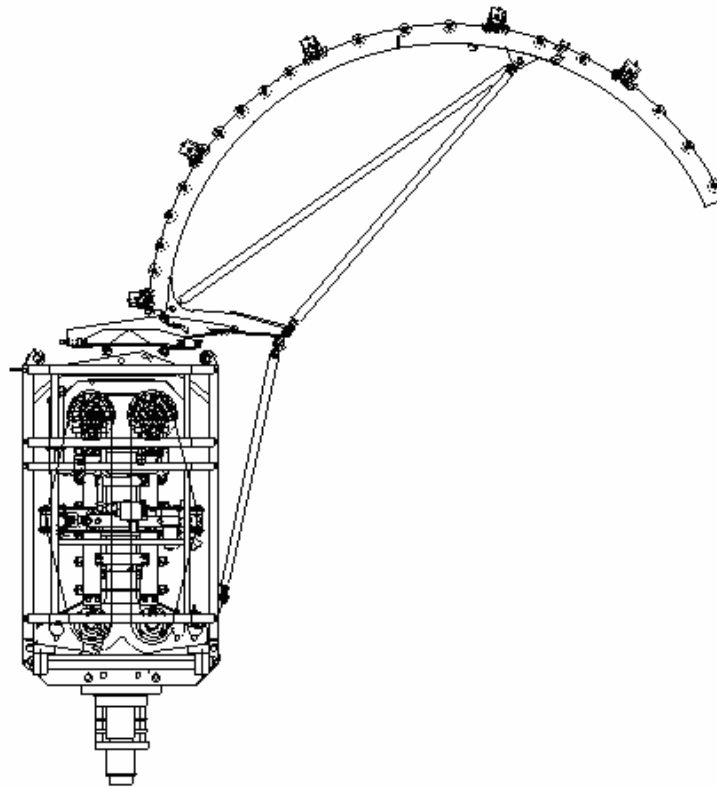


Figura II.34. Cabeza Inyectora Hydra RIG 480 con arco guía de radio largo.<sup>2</sup>



Figura II.35. Componentes Principales de Cabeza Inyectora.<sup>13</sup>



Montado sobre la cabeza inyectora aparece un arco de acero con roles, llamado cuello de ganso, que actúa como guía a la sarta de la tubería flexible. El cuello de ganso cuenta con varias dimensiones, como son:

<b>RADIO (PULGADAS)</b>	<b>DIÁMETRO DE TUBERÍA (PULGADAS)</b>
50	1
72	1 ¼ a 2
90	2 a 2 3/8
120	3 ½

Tabla II.3. Dimensiones de cuello de ganso.

Todos estos tipos de inyectoros manipulan la sarta continua de tubería utilizando dos cadenas de tracción opuestas con mando o piñón o rueda dentada, los que están movidos por motores hidráulicos contra-rotatorios. Las cadenas son una serie de eslabones, roles y bloques de acero con caras semicirculares que corresponden al diámetro de la tubería que se esta usando, y transmiten la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería al pozo.

El concepto operativo fundamental del inyector de cadenas opuestas, contar-rotatorias, es uno que usa cadenas de tracción fabricadas con bloques de agarre inter-trabantes montados entre los eslabones de la cadena. Estos bloques de agarre están diseñados para minimizar el daño a la tubería flexible y deben ser fabricados para ajustar la circunstancia de la sarta de tubería flexible, o acabados con una forma en "V" para acomodar tamaños variables de diámetros de tubería flexible. El conjunto de tracción de cadenas, opera bajo el principio de la fabricación moderada. La tubería flexible esta cargada por bloques de agarre opuestos con suficiente fuerza normal aplicada de manera que las fuerzas de fricción resultantes en los bloques de agarre, sean mayores que las cargas axiales de la tubería (tensión o compresión) y menores que la fuerza requerida para colapsar el tubo. Esta fuerza normal aplicada puede ser provista de tres maneras hacia los inyectoros verticales de tracción de cadenas contra-rotatorias.

Existen varios tipos de cadenas, las más comunes son:

Los diseños de la *grapa block tipo "S"* que tienen roles o apoyos incorporados en el ensamble de los eslabones de la cadena, y el *tipo "R"* en la cual la *grapa block* se mueve con apoyos incorporados en el diseño de la cabeza inyectora.

En dos de los tres casos, los bloques de agarre son forzados sobre el tubo por una serie de rodillos hidráulicamente cargados, ya sea instalados como juegos de patines de tras de las cadenas, o integralmente con las cadenas. En el caso, en el que la cadena del bloque contenga rodillos excéntricos (levas), estos rodillos excéntricos están cargados por unas barras de apoyo planas, activadas hidráulicamente e instaladas directamente detrás de las cadenas. Un tercer tipo de cargado de cadena, utiliza un sistema doble de cadenas, donde una cadena interna se utiliza para resistir la carga de fuerza normal de la cadena exterior.



Figura II.36. Bloques de Agarre.<sup>13</sup>

En todos estos sistemas de tracción de cargas, se usan cilindros hidráulicos para eliminar la presión de tracción y la consiguiente fuerza normal aplicada a la tubería flexible. Adicionalmente estos diseños de cargado por cadena requieren de un sistema de emergencia para mantener la tracción, para el caso de una pérdida de presión hidráulica de la fuente. Típicamente esto consiste de un acumulador y una bomba hidráulica manual ubicada en la cabina de control.

Con el transcurso del tiempo, las inversiones de carga, provocaran que el sistema motor de cadena se desgaste y se estire. Además de cargar hidráulicamente los bloques de agarre que actúan sobre la tubería flexible, el sistema motor de las cadenas deben estar equipadas para aplicar tensión que minimice el aflojamiento de las cadenas. Típicamente la tensión de la cadena debe ser aumentada cuando se esta insertando, para evitar el pandeo de la cadena.

Se usan cilindros hidráulicos para suministrar la presión de tensión y debería tenerse disponible un mecanismo de emergencia para mantener la tensión de la cadena en el caso de que haya pérdidas de presión hidráulica de la fuente usualmente este sistema consiste de un acumulador y una bomba hidráulica manual, ubicada en la cabina de control.

Se usan motores hidráulicos como fuerza motriz sobre los bloques de tracción y con ello mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas. Un sistema de contra peso hidráulico provee el frenado dinámico. Muchos motores tienen frenos que funcionan mecánicamente, que se sueltan hidráulicamente y vienen como componentes internos que trabajan automáticamente cuando la presión hidráulica cesa en el motor. En otros casos se usan frenos mecánicos externos separados. Es de importancia crítica que el inyector tenga un *indicador de peso* que mida la carga de tensión de la tubería flexible justamente por encima del stripper, con una pantalla de peso medido que pueda ver el operador de la unidad durante el servicio. Deberá también tenerse un *indicador que mida la fuerza* de compresión en la tubería flexible, debajo del inyector cuando se esta insertando la tubería flexible a presión dentro del pozo (peso negativo).



El indicador de peso proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual está en función de las características y dimensiones de la sarta, así como las condiciones del pozo.

En la base del inyector se halla un mecanismo de stripper hidráulicamente operado que se posiciona a lo largo del eje central de la tubería flexible cuando se asegura en el conjunto motor de la cadena.

El inyector deberá de estabilizarse cuando se le arma, para minimizar la posibilidad de aplicar cargas de doblado dañinas a la columna de preventores y al cabezal del pozo. El inyector podrá estabilizarse encima del cabezal del pozo usando patas telescópicas, un marco de elevación de carga hidráulica (soporte de gato), o usando un mástil o estructura de tipo torre. Las patas telescópicas generalmente se usan en sistemas donde la altura del inyector o el diseño del cabezal del pozo no permiten el uso de un soporte de gatos. Cuando se usan las patas telescópicas, las secciones superiores están dentro de cuatro ranuras ubicadas en el perímetro del marco del inyector y luego aseguradas con pasadores a la altura requerida.

Se utilizan zapatas debajo de cada pata, para distribuir el peso del inyector sobre la superficie del suelo. Se logra mayor rigidez de las patas ajustando tensores montados debajo de las secciones de las patas. Cabe hacer notar que el peso y las fuerzas de operación del inyector del conjunto de la columna de preventores de reventones se transfieren directamente al cabezal cuando se utilizan las patas telescópicas

En los escenarios donde se tiene una superficie sin obstrucciones para armar el equipo (plataformas marinas), se recomienda que se soporte o se apoye el inyector sobre un marco de elevación controlado hidráulicamente o mecánicamente. Una vez que se alcanza la altura deseada se ponen los pasadores a las cuatro patas y se fijan en el sitio. La base del soporte del gato, distribuye uniformemente el peso del inyector alrededor del perímetro del soporte. Entre los beneficios que da un aporte de gatos comparado con las patas telescópicas, se incluye la mayor estabilidad, latitud al soltar el soporte de la grúa montante durante el servicio que no sea de importancia crítica y la seguridad.

En los escenarios de armado de equipo en que se requiera un mástil deben tomarse precauciones para minimizarse la carga axial ejercida sobre el cabezal del pozo por el inyector y la columna de preventores. Adicionalmente, el inyector deberá ser asegurado de alguna manera dentro del mástil para minimizar el movimiento de cabeceo y rotación del inyector durante el servicio. En todos los casos, el inyector debe de ser asegurado al suelo o a la estructura, con por lo menos una cadena sujeta en el frente del marco (frente al carrete) y dos cadenas desde la parte posterior del marco. Para poder minimizar el efecto de los *momentos flectores*, creados en el cabezal del pozo, las cadenas usadas para estabilizar el inyector, nunca deben asegurarse al cabezal del pozo ni al árbol de producción.



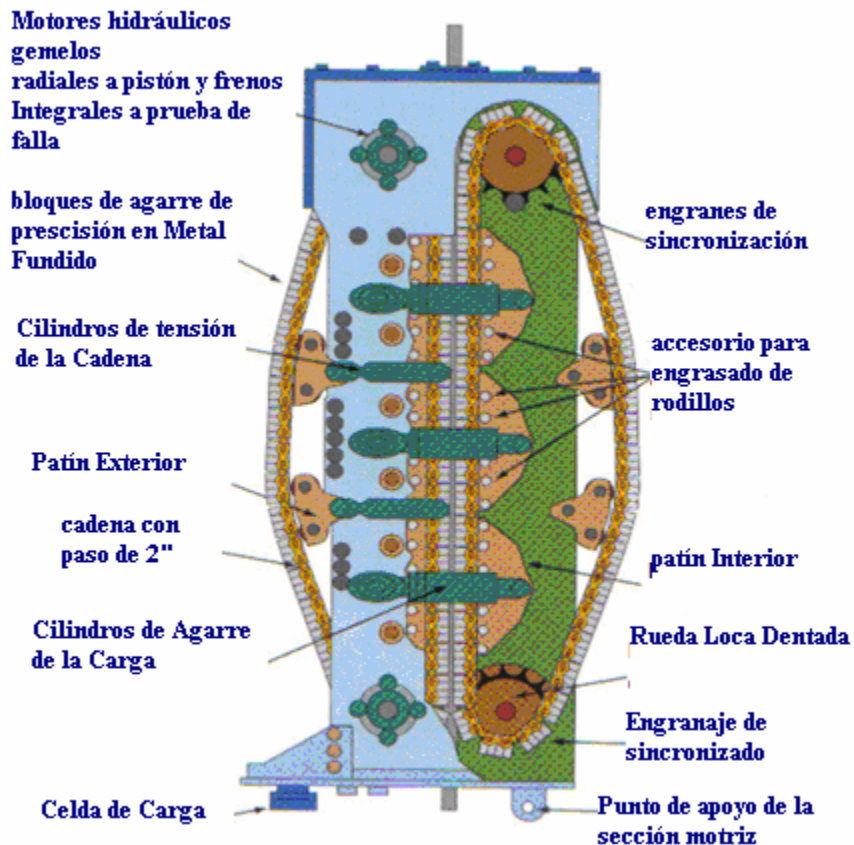


Figura II.37. Vista en Corte de un Inyector Montado en un Patín. <sup>13</sup>

### II.3.5 Equipo para el Control del Pozo.

**Preventores.**- Su función es la de proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. La configuración de los rams del preventor y el puerto de matar, facilitan las operaciones de control en diferentes situaciones, el más común es de 3[in] de diámetro interior, para presiones de trabajo de 10,000 [psi] y resistente al H<sub>2</sub>S. El conjunto de preventores está equipado con 4 juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno). Para cierres de emergencia, los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams que permiten el control del pozo. O bien para ser cerrados manualmente.



Figura II.38. Preventores. <sup>2</sup>

El preventor cuádruple tiene la siguiente configuración:

- Rams de tubería.- Cierre herméticamente el pozo alrededor de la tubería
- Rams de cuñas.- Utilizados para sujetar la tubería sin dañarla.
- Rams de corte.- Cierra y corta la tubería.
- Rams ciegos.- Dan un sello total al pozo cuando no hay tubería entre el preventor.
- Válvula igualadora.- Permite igualar la presión en el interior del preventor para abrir los rams.
- Puerto de matar.- Se ubica en la parte media del cuerpo del preventor, y permite bombear fluidos para el control del sistema

Preventores COMBI.

Los preventores tipos combi están equipados con dos conjuntos de rams los cuales cumplen con dos funciones al momento de ser operados, su distribución es la siguiente:

- Rams ciego y corte.- Cierra para cortar la tubería y efectuar sello en el diámetro interno del preventor.



- Rams de tubería y cuñas.- Al cerrar sujeta la tubería y efectúa un sello alrededor de la misma sin dañar la superficie.

Las ventajas de combinar los rams es reducir altura y peso, en el sistema de preventores.

El más común es de 4<sup>1/6</sup> [in] para presión de trabajo de 10,000 [psi] y resistente al ácido sulfhídrico.

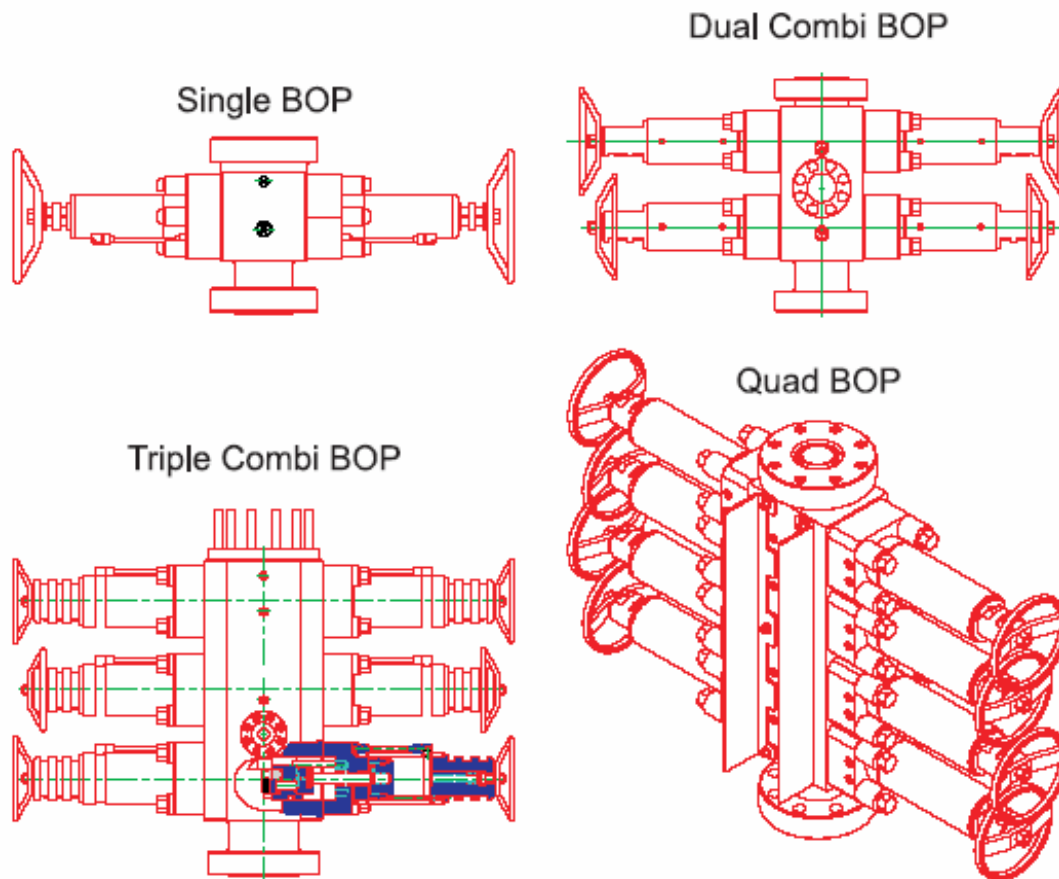


Figura II.39. Configuraciones Típicas de los Preventores en Tubería Flexible. <sup>2</sup>

El **stripper** es el dispositivo de control de presión primario en el arreglo de los preventores de reventones de la unidad de tubería flexible. La presión de trabajo máxima estándar especificada para el conjunto del stripper es de 10,000 [psi] (689.5 bar), pero alguno de los nuevos conjuntos de stripper están diseñados para presiones de trabajo hasta de 15,000 [psi] (1034.25 bar).



Figura II.40. Stripper. <sup>2</sup>

El stripper esta diseñado para proveer un sello de presión firme o empaque alrededor de la tubería flexible, cuando se le corre dentro del pozo o cuando se le extrae del pozo con presión en la superficie. El sello se logra energizando los insertos empaquetadores del stripper forzándolos contra la tubería. La fuerza energizadora se aplica y se controla hidráulicamente desde la cabina del operador.

Puesto que las inserciones se desgastan y se puede necesitar cambiarlas durante la operación, muchos diseños permiten el reemplazo cuando el equipo esta armado y colocada la tubería en su sitio. En el mercado se hallan disponibles, insertos de varios compuestos diferentes, dependiendo de la aplicación (calor, presión, fluido, gas etc.) Los compuestos más comunes son los siguientes:

- Uretano: Para uso rudo y también tolera el abuso. Quizás es el compuesto que dura más tiempo. Tiene un alto grado de temperaturas de operación desde los -40° a los 200° F , aunque comienza a deteriorarse rápidamente a medida que la temperatura se aproxima a su limite superior.
- Nitrilo: Es el más común. Tiene buena resistencia al aceite y al agua. Tiene un rango de temperaturas más alto que el del uretano, rango de temperaturas de operación de -10° hasta 350° F.
- 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 ntrilo. Rango de temperaturas de operación más alto, desde 0° hasta 400° F.
- EDPM: Resistente al vapor y a los 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.

Existen varios tipos de conjuntos de stripper para tubería, que pueden amarrarse en la parte inferior de la estructura del conjunto de inyector/extractor. A estas unidades se le



llama a menudo caja prensaestopas. Se los posiciona debajo de la zona interior de agarre de las cadenas, con las guías de tubería o con una extensión de guía auxiliar del stripper. Las guías o extensiones cumplen una importante función, para evitar que la sarta de trabajo se desvíe de su ruta o camino adecuado, cuando la presión del pozo ejerce una fuerza hacia arriba sobre la tubería. Los tipos más comunes de conjuntos de stripper se describen mas adelante.

**Stripper convencional.**- Se coloca un energizador o pistón hidráulico debajo de los elementos de sello, forzándolo hidráulicamente hacia arriba hasta que se haga contacto con los elementos de sello. Los elementos de sello del stripper pueden ser un elemento único circular, o dos elementos semicirculares de elastómero que se unen en el espacio cilíndrico interior del cuerpo del stripper y rodean la sarta de trabajo. Un bisel en el extremo del sello se corresponde con un biselado en el energizador. Cuando se ejerce fuerza sobre los biseles los elementos de sello son forzados a unirse, cuando un sello de presión ajustado alrededor de la sarta de trabajo. Para evitar la extrusión a presiones mayores, esta equipado con un anillo duro de *no-extrusión de refflon*, más un retén que es un buje de bronce que se superponen la costura de la tapa dividida. Son retenidos con una tapa que se ajusta en la parte superior del cuerpo del stripper, asegurada por dos pasadores. La mayor parte de los conjuntos de stripper convencionales, se energizan con la presión del pozo, que les asiste para lograr un sello efectivo. El acceso para el reemplazo de los insertos se logra por encima, dentro del marco de la cabeza del inyector, requiriéndose una mayor distancia entre su parte superior y las cadenas de agarre, que las que tienen otros tipos de stripper. Esta es una característica importante para evitar el pandeo a altas presiones.

**Stripper de puerta lateral.** El stripper de puerta lateral, se desarrollo para permitir un acceso más fácil al arreglo de empaques del stripper. Los elementos de sello pueden retirarse a través de la ventana que se abre debajo del inyector, simplificando la extracción mientras la tubería se halla en su sitio. Puesto que no se requiere el acceso al stripper por encima, el conjunto puede montarse más cerca de las cadenas de la cabeza del inyector, minimizando la posibilidad de pandeo. Entre las cadenas y el stripper. Se aplicará la presión hidráulica desde arriba a los elementos de sello, dando por resultado efectos mínimos de energización del pozo.

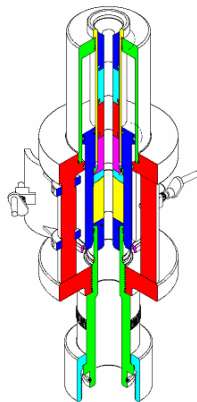


Figura II.41. Stripper Puerta lateral. <sup>2</sup>



**Stripper radial.**- El Stripper radial es similar en su diseño al ariete de tubería con el fluido hidráulico. Forzando los arietes opuestos. Alrededor de la tubería flexible para darle el efecto de sello. Los pistones hidráulicos actuadores, incorporan también un indicador visual para mostrar la posición del pistón y para indicar el grado de desgaste de los elastómeros de sello. Puesto que los actuadores son horizontales puede lograrse una reducción en la altura total, comparado con los strippers convencionales. El cambio de los elementos de sellado se efectúa desde el espacio abierto debajo del inyector.

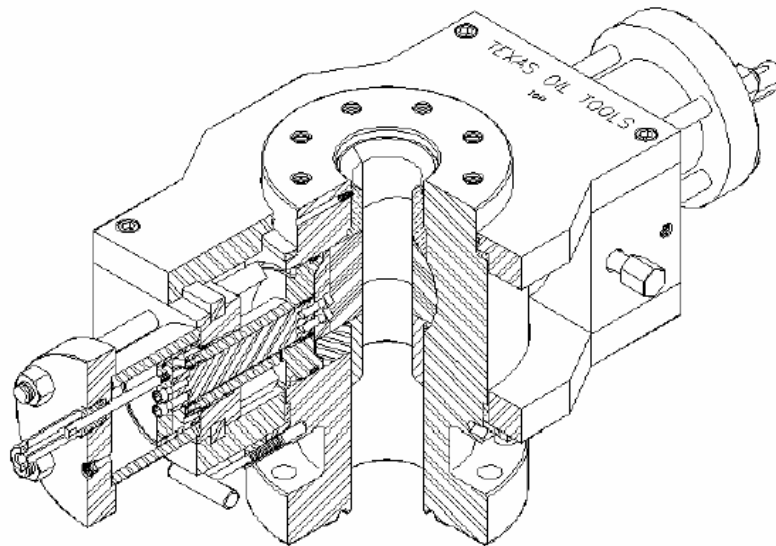


Figura II.42. Stripper Radial. <sup>2</sup>

En aplicaciones para mayor presión, puede usarse un conjunto de strippers en tándem. Una forma de usar estos conjuntos es la de usar ambos simultáneamente para distribuir la presión diferencial entre los strippers, lo cual podría aumentar la vida útil de los elementos. El stripper /empaque superior ya sea la puerta lateral o de diseño convencional, es típicamente una unidad estándar, montada como de costumbre. El stripper/ empaque inferior se monta directamente debajo.

El empaque del stripper superior es un conjunto en tándem, se usa típicamente como empaque primario. El empaque inferior no se energiza y se mantiene como reserva. En caso de que el empaque superior se desgastara, puede energizarse el inferior para lograr el efecto de sello. La operación puede continuar o puede reemplazarse el empaque superior.

### II.3.6 Equipo Auxiliar.

**Grúa de maniobras.**- Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de tubería flexible. El principio de funcionamiento está basado en la activación de pistones hidráulicos (gatos), con brazos de palanca telescopiados, que permite girar y ajustar la longitud requerida para realizar las maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento. Esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo.



**Subestructura.-** Durante las operaciones de perforación y terminación utilizando la unidad de tubería flexible, en pozos donde no se cuenta con equipo convencional, se requiere de un sistema auxiliar (subestructura) como soporte de carga, seguro, confiable y práctico para realizar las maniobras requeridas.

**Presas de fluidos.-** Son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental son similares a los utilizados en equipos convencionales.

**Bombas de lodos.-** Las bombas de fluidos que se utilizan para operaciones con tubería flexible, comúnmente utilizadas son las triplex y pueden estar integradas a la unidad de tubería flexible en forma modular.

**Tipos de Bombas.**

Existen varios tipos de bombas, uno de ellos es la bomba de desplazamiento negativo. Este diseño es usado principalmente para transferir fluidos en un sistema donde la única resistencia encontrada es creada por el peso del fluido mismo y la fricción. La mayoría de las bombas de desplazamiento negativo operan por fuerza centrífuga. Los fluidos entran al centro de la armadura de la bomba los cuales son desviados hacia la salida por medio de impulsores dirigidos. No hay un sentido positivo entre los puertos de entrada y salida y la capacidad de presión esta en función de la velocidad.



Figura II.43. Tipos de Bombas Hidráulicas.



### **Bombas hidráulicas.**

Son dispositivos hidráulicos rotativos de desplazamiento positivo que desarrollan un flujo presurizado, impulsados por un motor de combustión interna y convierten la energía mecánica en hidráulica.

### **Bombas de desplazamiento positivo.**

Es la más comúnmente usada en los sistemas hidráulicos industriales. Una bomba de desplazamiento positivo descarga al sistema una cantidad específica de fluido por viaje del pistón, revolución o ciclo del motor. Las más comúnmente usadas son las bombas triplex. Las tres bombas más conocidas son las bombas de engranes, de aspas y de pistones.

### **Motores hidráulicos.**

Son dispositivos hidráulicos de desplazamiento positivo (es decir a medida que recibe un flujo constante de fluido, la velocidad del fluido permanecerá relativamente constante sin considerar la presión) que convierten la energía operativa de un sistema hidráulico en energía mecánica rotativa.

El motor hidráulico es usado industrialmente donde se requiere un alto esfuerzo de torsión, bajo el momento de inercia de rotación permite la alta aceleración resultando en una rápida respuesta al sistema de control. Una buena viscosidad del aceite hidráulico permite la operación bajo extremas condiciones de temperatura y asegura una larga vida al motor.

### **II.3.7 Equipos para Trabajar Costa Fuera.**

En operaciones costa fuera los equipos de tubería son modulares, montados en patines para facilitar su manejo, armado y operación. El manejo de los componentes modulares de la unidad de tubería flexible, nos permite dar flexibilidad y versatilidad en la operación de los mismos.

### **II.3.8 Equipos para Trabajos Terrestres.**

Las unidades terrestres, se montan en remolques o en plataformas con tractor-camión y permiten efectuar menos movimientos logísticos y requiere menor área en la localización. Sus dimensiones y peso están restringidos por las leyes de tránsito.



---

# **CAPITULO III**

## **OPERACIONES DE BOMBEO**

### **CON TUBERÍA FLEXIBLE**

---





---

## III. OPERACIONES DE BOMBEO CON TUBERÍA FLEXIBLE.

### III.1 Limpieza del Fondo del Pozo.

Muchos pozos presentan problemas por herrumbre, corrosión, arena y parafina. Las unidades de tubería flexible se usan comúnmente debido a su capacidad de bombeo continuo, por el hecho de que no se tengan que hacer conexiones y la rapidez para introducir o extraer las sargas de manera que se puedan lavar puentes de arena, lodo, herrumbre y depósitos de parafina del interior de la tubería de producción. Una sarga de herramientas se puede correr con tubería flexible para suministrar la acción necesaria de limpieza, tales como rascado, lavado, rotado, fresado o **perforación liviana** dentro de la tubería. Debe tenerse mucho cuidado en no exceder los límites de la tubería flexible y también darse cuenta que la presión pudiera quedar atrapada debajo de cualquier bloqueo de tubería.

La remoción de los asentamientos ya sea orgánicos e inorgánicos que se generan en la vida productiva de un pozo, son eliminados mediante el uso de la tubería flexible. La razón principal de ello es restablecer la capacidad de producción de los pozos.

Los asentamientos de partículas, se dividen en tres categorías:

- Partículas muy finas.
- Partículas no consolidadas.
- Partículas consolidadas.

Métodos de remoción:

- Mecánicos.
- Químicos.
- A chorro (jet).

#### III.1.1 Aplicación.

Para pozos en explotación con problemas de obstrucción parcial o total debido a la depositación de material orgánico e inorgánico.

Las siguientes son algunas recomendaciones que se deben tomar en cuenta en las operaciones de limpieza:

- Se requiere una "T" de retorno directo a fuera del pozo instalada por abajo de los Bop's.
- Instalar un estrangulador en la línea de retorno y tener un sistema de reemplazo en la localización.
- Un plan para la pérdida de fluidos y tener fluido adicional en la localización.



- Contar con un tanque adecuado en la localización para capturar todo el fluido y sólidos que retornan del pozo, un plan para los líquidos que están saliendo para tratarlos y así faciliten su producción o si es el caso enviarlos a otro sitio para su disposición.
- La velocidad de la tubería flexible hacia abajo del pozo será de 20 metros por minuto para que en un momento dado se sepa cuando encuentras una resistencia y el contacto con ella no sea brusco y dañe la tubería flexible o se cree una pesca.
- Mantener flujo de fluidos en superficie siempre en el programa de lavado, si observa decremento en el retorno detenga la tubería y levante hasta que el flujo sea restablecido normalmente.
- El lavado de los sólidos deberá ser lento, cuando se logre vencer la resistencia y se pase a través del puente, se debe circular el tiempo necesario hasta que los sólidos salgan a superficie antes de continuar bajando.
- Cheque el peso y tensión a una profundidad que usted crea conveniente (500,1000, 1500 metros, etc.) siempre cambiando estas profundidades si fuera necesario en un momento dado.
- Tenga bien localizado las secciones de la tubería flexible donde tenga exceso en los ciclos y evite los jalones o tensiones para las pruebas de peso tensión en estos intervalos de sección.
- Monitoreo en superficie de la presión de bombeo y las presiones en el estrangulador mientras circulan grandes baches de fluidos con altas concentraciones del material que se este limpiando.

### **III.1.2 Lo que No se Debe Hacer.**

- No permita tener la tubería flexible estacionada por un tiempo mayor que el tiempo de atraso.
- No corte la circulación abajo por ninguna razón hasta que la tubería flexible no salga del pozo.
- Si suspende el bombeo, o se tapa el estrangulador levante inmediatamente la tubería hasta restablecer la circulación.

### **III.2 Inducciones con Nitrógeno.**

En este servicio lo que se trata de hacer es aligerar la carga generada por los fluidos contenidos en el pozo, mediante el desplazamiento con nitrógeno para crear una presión diferencial en el intervalo productor del mismo y que permita a los fluidos del yacimiento descargarlos a superficie.



### **III.2.1 Aplicación.**

En todos los pozos petroleros que tienen una carga hidrostática mayor que la del yacimiento; esta puede ser por razones de control, durante alguna intervención o cuando se tienen formaciones depresionadas, que requieren ser inducidas para mantener la producción. Por medio de:

1. Inducciones con nitrógeno.
2. Estimulaciones de limpieza ó matriciales en pozos depresionados, con la finalidad de mejorar la eficiencia de flujo.

### **III.3 Estimulación a la Formación.**

#### **Estimulación:**

Es el método para restituir la permeabilidad del yacimiento o bien para formar canales de flujo en la cercanía de la zona productora.

El propósito principal de la tubería flexible es para colocar frente al intervalo productor el fluido de tratamiento sin remover las incrustaciones del aparejo de producción y además evitar inyectar los fluidos contenidos dentro del aparejo de producción. Con esta técnica se evita el daño al yacimiento. Las aplicaciones de la tubería flexible para este tipo de servicio se enlistan a continuación.

Tipos de estimulación realizadas con equipos de tubería flexible:

- Estimulación de Limpieza.
- Estimulación Matricial.
- Estimulación Selectiva.

#### **III.3.1 Tratamientos en un Pozo.**

Pueden efectuarse tratamientos químicos de la tubería o de la formación mediante la tubería flexible, a menudo sin matar la zona de producción, o minimizando el tiempo de cierre. Esto provee el beneficio de no perder o tener menos producción y algo que es más importante, menores posibilidades de ocasionar daños a la formación con los métodos de tratamientos de bullheading (inyección de fluido sin purga).

Los productos químicos de tratamiento, a menudo son inhibidores de corrosión para la tubería, y ácidos para tratamiento en la formación. Frecuentemente se utiliza nitrógeno como portador para efectuar el tratamiento. Su ventaja es que penetra una formación mucho más fácilmente que otros fluidos.



### **III.3.2 Acidificación.**

Las unidades de tubería flexible se usan para acidificar o para efectuar tratamientos con productos químicos en zonas selectivas. Cabe hacer notar que debido a su naturaleza, los ácidos y algunos productos químicos, acortan la vida de una sarta de tubería flexible y pueden producir agujeros en la tubería y ocasionar la falla prematura de la sarta. Los ácidos y productos químicos que fluyen fuera de la tubería por fugas muy pequeñas o por fallas de la tubería en la superficie, estas representan un peligro para el personal.

Existen muchos tipos diferentes de trabajos con ácidos. Entre éstos, se incluyen tratamientos aireados, nitrificados, atomizados y tratamientos ácidos en forma de espuma. La selección de cual será el más adecuado para un trabajo en particular, se basa en muchos factores; desde el tipo de características de la formación, hasta las recomendaciones de la compañía de servicio, e incluyendo la preferencia del operador.

### **III.4 Cementaciones.**

Otra de las aplicaciones en la amplia gama de servicios que ofrece la versatilidad del equipo de tubería flexible, es la capacidad de bombear cemento a través de ella para efectuar diferentes operaciones de reparación de pozos tales como:

- Aislamiento de zonas productoras de agua.
- Aislamiento de zonas depresionadas.
- Corrección de adherencia en cementaciones primarias.
- Aislado temporal de zonas productoras.
- Tapón de cemento para desvió.
- Abandono de pozos.

Esta técnica de cementación no es estrictamente nueva. La Compañía Arco en Alaska fue pionera en el uso de la Tubería Flexible para operaciones de cementación forzada durante la reparación de un pozo en un campo de Prudhoe Bay en 1983. El objetivo de la operación fue la economía en la reducción de costos de reparación en ambientes donde la movilización de equipos convencionales y costos de operación son altos.

#### **III.4.1 Áreas de Oportunidad.**

Los resultados mas impactantes para este tipo de servicios es la aplicación a pozos sin equipos, donde la reparación del pozo seleccionado, es en su totalidad con la unidad de Tubería Flexible por su capacidad de precisión en la colocación de tapones de cemento en el pozo utilizando pequeños volúmenes de lechada.



### **III.4.2 Ventajas.**

Una de las principales ventajas que se obtiene con el uso de la tubería flexible para la colocación de tapones de cemento son las siguientes:

- Se utilizan pequeños volúmenes de fluidos para el control del pozo.
- No se requiere la movilización de equipo convencional.
- Precisión en la colocación de pequeños volúmenes de cemento.
- Menores posibilidades de contaminación de la lechada durante la colocación.
- Tubería continua (la tubería flexible se mantiene en movimiento reduciendo los riesgos de pegaduras). En las cementaciones forzadas se puede desplazar el exceso de cemento contaminándolo con boratos.

### **III.5 Cementación e Inyección Forzada.**

Debido a su economía, velocidad y las mediciones relativamente precisas de las longitudes corridas que se obtienen y las precisas capacidades de tubería, la tubería flexible ha ido ganando popularidad para efectuar muchas operaciones rutinarias de cementación. La cementación localizada, inyección forzada de cemento y muchas otras operaciones, se efectúan hoy en forma rutinaria utilizando operaciones de tubería flexible. Evalué en toda ocasión las limitaciones de la sarta, antes de efectuar operaciones que requieren alta presión de las bombas.

### **III.6 Pescas.**

La ventaja más grande de la pesca con tubería flexible, comparada con las líneas de cables convencionales, es la capacidad de circular continuamente mientras se efectúa la operación de pesca. La capacidad de circulación puede aplicarse para lavar o eliminar los depósitos de arena y desperdicios del cuello de pesca. En algunas instancias, las herramientas se pueden correr más rápido que con la línea de cable.

### **III.7 Toma de Registros y Disparos.**

Obtener información mediante la tubería flexible en la que en su interior se ha introducido un cable eléctrico, siendo su objetivo principal el de utilizar la rigidez de la tubería flexible para empujar las sondas de registros eléctricos hasta el fondo de los disparos.

El sistema de registros eléctricos con T.F. ha sido específicamente diseñado para transportar las herramientas necesarias para registrar información en pozos, cuyas condiciones no permiten el uso de servicios convencionales de registros eléctricos.



Existen por lo general cuatro modalidades o categorías de servicios de registros eléctricos con tubería flexible, que son:

- Registros en agujero descubierto.
- Registros en agujero revestido.
- Operaciones de disparos.
- Aplicaciones especiales.

### **III.7.1 Ventajas.**

Las principales ventajas o beneficios que se tienen al utilizar la tubería flexible para la realización de operaciones con cable eléctrico varían según su aplicación, sin embargo, se pueden resumir en las siguientes:

- Se aprovecha la fuerza hidráulica para operar herramientas especializadas.
- Permite la utilización de herramientas de molienda.
- Reducción del tiempo de intervención.

Los registros que usan tubería flexible (CTL) para convey herramientas de registros y retornar datos a la superficie. Un cable de registro en sartas de trabajo con tubería flexible transmite energía y datos entre la superficie y las herramientas de registro. En la superficie, la tubería flexible y el cable se conectan a una unidad de servicio estándar de registro a través de un colector (slip ring) en el carrete de la tubería flexible. En el fondo del agujero, la tubería flexible y el cable están conectados a la sarta de la herramienta de registro con una cabeza de registros de la Tubería Flexible (CTLH) o adaptador (CTHA).

### **III.7.2 Tipos de Servicio con CTL.**

Los principales tipos de servicios con CTL son los siguientes:

- Registro en agujero abierto: Usa este servicio para evaluar una formación antes de colocar una tubería de revestimiento o liner.
- Registro en agujero revestido: Usa este servicio para confirmar o identificar características de un yacimiento o terminación.
- Aplicaciones especiales: Estos servicios incluyen cámara de video en el fondo del agujero, monitoreo de subsidencia, y pesca electromagnética.

### **III.7.3 Registros en Agujero Abierto.**

En muchos casos, un conjunto de registros en agujero abierto consiste de varias herramientas con distintas funciones. Las herramientas más comunes y sus medidas correspondientes son:

- Rayos Gama: para identificación litológica y correlaciones.





- Inducción Dual: medición de la resistividad de la formación.
- Densidad litológica: para medir la porosidad e identificar la litología.
- Neutrón Compensado: para medir la porosidad e identificar la litología, localizar contactos gas y fluidos.
- Sónico: mide la velocidad acústica para la porosidad e identificar litología.
- Estratigráfico: identifica la orientación de la capa, ubicación de la fractura, dirección del agujero y geometría.
- Muestras de Roca: proporciona núcleos de pared del pozo.
- Muestras de Fluidos: recupera muestras de fluidos bajo condiciones del yacimiento y estima la permeabilidad.
- Sísmica del pozo: recupera datos sísmicos.

#### **III.7.4 Registros en Agujeros Revestidos.**

Las herramientas más comunes para tomar registros en agujero revestidos y sus funciones son:

- Registros de Producción: miden la temperatura, presión, densidad y velocidad de flujo; puede incluir muestras de fluidos, herramienta de ruido y herramienta de empaque de grava.
- Monitoreo del yacimiento: espectroscopía de rayos gama y registros del tiempo de desintegración por temperatura.
- Monitoreo de Corrosión: calibrador multi-dedo o telemetría del agujero.
- Indicador del punto libre: determinación del punto de pegadura.
- Evaluación del Cemento: registro de afinidad del cemento, herramienta de evaluación del cemento, herramienta ultrasónica de imagen.
- Compás giroscópico: inspección del pozo.
- Sistema sísmico del fondo del agujero.

#### **III.7.5 Cable de Registro.**

Los tipos de cable eléctrico comúnmente usados para CTL son heptacables, monocable y cable coaxial. El heptacable es usualmente la elección para herramientas en agujero descubierto. Las herramientas con registros de producción y la mayoría de las herramientas de registros en pozos revestidos normalmente usan monocable o cable coaxial. Este último tiene la velocidad más alta de transmisión de datos. Los requerimientos eléctricos de la herramienta de registro determinan la elección del cable. Los cables de fibra óptica han sido usados para transmitir con video.

#### **III.7.6 Beneficios del CTL.**

El CTL tiene un número de características incluyendo:

- Rigidez para transportar las herramientas de registros sobre largas distancias en pozos altamente desviados y horizontales.



- Los registros continuos en cada dirección (arriba o abajo) con un alto grado de control de velocidad y profundidad.
- Protección de cable de registro dentro de la sarta de trabajo de la TF.
- Ninguna sub entrada lateral o de conectores mojados.
- Rigidez para empujar las sargas largas a través de las patas de perro u obstrucciones que bloquearían el pasaje de las herramientas que necesitan cable.
- Circulación de fluidos en cualquier momento durante la operación (cuando lo permite la aplicación del registro).
- El control constante de la presión del pozo para operaciones durante la vida del pozo.
- La habilidad para mantener una herramienta de registro en posición contra el flujo de fluidos durante los registros de producción de pozos prolíficos.
- Medición en tiempo real de las condiciones del fondo del agujero mientras se ejecutan los tratamientos.
- Alta velocidad de corrimiento.

### **III.7.7 Disparos con Tubería Flexible.**

El objetivo principal de las operaciones de disparos es la de establecer conductos de flujo entre el pozo y la formación, mediante cargas que perforen la tubería de revestimiento, el cemento y penetren hasta la formación productora.

La aplicación principal de la tubería flexible es el de empujar las sargas de disparos para operaciones en pozos altamente desviados y horizontales, así como en casos donde la sarga es demasiado pesada para soportarla con el cable de registros, o disparos en pozos con alta presión.

## **III.8 Terminaciones.**

Frecuentemente la tubería flexible es utilizada para efectuar trabajos de terminación de pozos. Estas aplicaciones pueden ser diseñadas para pozos nuevos o para pozos existentes, donde el yacimiento o las condiciones de producción han sido dañadas. Es decir, que las características de producción pueden ser optimizadas a un costo considerablemente bajo, tanto como una terminación convencional.

### **III.8.1 Ventajas.**

Las principales ventajas de las terminaciones con tubería flexible son las siguientes:

- El daño potencial del yacimiento durante el control del pozo, es mínimo.
- La instalación y recuperación del aparejo de producción terminado con T.F., generalmente se realiza en forma rápida.



- Se reduce el numero de conexiones, o bien son eliminadas, disminuyendo las posibles fugas y los requerimientos de pruebas de las juntas.
- En la mayoría de los casos, el costo de la T.F. está incluido en el equipo y servicios y es comparado con los métodos convencionales.
- Las terminaciones con T.F. son diseñadas generalmente para aparejos con métodos artificiales de producción.

Como la mayoría de las aplicaciones de la tubería flexible, generalmente las terminaciones pueden instalarse y recuperarse sin la necesidad de un equipo de reparación de pozos.

### **III.8.2 Desventajas.**

- La profundidad de la sarta de producción con T.F. esta limitada principalmente por el diámetro y peso del carrete, sobre todo para su transporte a la localización.
- Las terminaciones con diámetros pequeños, restringen el área de flujo.
- No puede ser definida la vida útil de la terminación con T.F.
- Algunos accesorios de terminación convencional no están disponibles para ser usados con tubería flexible.

### **III.8.3 Diseño.**

Las categorías básicas de las terminaciones con T.F. son las siguientes:

- Sartas de velocidad.
- Bombeo neumático.
- Bombeo electro centrifugó.
- Bombeo hidráulico.

## **III.9 Levantamiento de Gas.**

### **III.9.1 Descargando el Pozo.**

El levantamiento de gas se refiere al proceso de levantar o alzar fluido de un pozo inyectándole el gas debajo del pozo a través de una tubería o en el anillo de la tubería de revestimiento. Inyectar gas airea el fluido para ejercer menos presión de la que hace la formación. La formación superior resultante presiona y obliga al líquido a salir fuera del agujero.



Al descargar un pozo se comienza por circular el gas nitrógeno arriba del fluido. Tal como el tubo valla más profundamente dentro del hueco, el gas alumbrará la presión en el pozo aireando el fluido en el pozo, permitiendo al aceite de la formación entrar en el pozo perforado.

Cuando es necesario descargar líquido del pozo, la tubería flexible es un sistema ideal para usarse en este propósito. Pues al no interferir con un pozo en circulación, puede inyectarse gas de nitrógeno a través de la tubería mientras se esta corriendo en el fondo. Puede rápidamente ocuparse en la superficie de las presiones ingresadas y resultantes con el equipo de control de presión de la tubería flexible.

Usar la tubería flexible en una operación de alzamiento de gas asegura que cuando el pozo es descargado, la tubería flexible puede despojarse atrás de la superficie y puede armarse afuera sin peligro y fácilmente.

Cuando un equipo de servicio se esta completando o esta trabajando arriba de un pozo, una cantidad de fluido “muerto” se bombea en el pozo para proporcionar una presión de muerte hidrostática en el depósito. La cantidad de fluido usado para matar un pozo varía en cada caso. Cuando el pozo se mata, puede hallarse un nivel de fluido en, a, o debajo del cabezal. Este volumen puede calcularse fácilmente dentro de la terminación debido al esfuerzo de balanceo de la cabeza de presión.

Antes de que un nivel de fluido estable pueda establecerse durante una operación de terminación, es inevitable que una cantidad de fluido goteará fuera del depósito. Midiendo este volumen dependerá de la presión diferencial presentada y de otras propiedades del depósito como la permeabilidad, porosidad, fracturas, etc., nosotros podemos obtener un estimado de la cantidad involucrada una vez que tenemos la información sobre el volumen usado durante la operación de terminación.

Dependiendo de estos volúmenes y otras condiciones, sólo el líquido puede quitarse en el pozo, o se descarga hasta que el pozo este fluyendo con la proporción suficiente para empujar el resto del fluido fuera. El primero es conocido como descarga del pozo. El segundo a menudo se llama inducir el pozo.

Otro ejemplo que requiere la ejecución de una simple operación de descarga y cuando un pozo recientemente perforado, cubierto necesita ser perforado bajo-balance. La tubería flexible se correría entonces, descargando solamente el fluido dentro de la terminación.

Después de un extenso trabajo de estimulación ácido, operaciones para inducir el pozo se pueden requerir cuando se han apretado cantidades de ácido en una formación. En estos casos, puede ser necesario volver rápidamente más ácido gastado. Esto puede hacerse por el continuo levantamiento de gas con al tubería flexible.



### III.9.2 Proceso de Descarga.

Descargar es el mejor logro circulando el gas de nitrógeno en el pozo. Usando el nitrógeno es beneficioso en ese remanente de formación de burbuja para ayudar a liberar los fluidos y no afecta otras formaciones de fluidos (es decir, no reacciona químicamente con los fluidos por que es un gas inerte). Se inserta el nitrógeno a través de la tubería flexible así como entra en el pozo arriba. Esto tiene numerosos beneficios sobre correr una TD insertando el nitrógeno desde allí. Estos beneficios incluyen:

- Asegurar el flujo positivo a través del ensamble de fondo (BHA) / boquilla y previene el tapado de cualquier llenado o sólidos que surjan.
- La cabeza líquida se alza gradualmente, manteniendo una presión de inclinación más baja de descarga.
- Hay menos pozos cargados el cual resulta en una operación más eficaz de alzamiento.

Si nosotros fuésemos a descargar desde el fondo, la presión en la cadena tendría que ser suficientemente alta para que salga tanto la presión hidrostática en el agujero y el nitrógeno fluya la fricción en la cadena de la tubería flexible. Como el nitrógeno sale de la tubería flexible este es muy comprimido al empujar el líquido al agujero. Aunque un volumen significativo de líquido puede estar subiendo al pozo, la velocidad será todavía relativamente baja dada la compresión del nitrógeno.

Durante esta temprana fase de descarga, un volumen significativo de líquido caerá al nitrógeno y atrás del fondo del agujero. Cuando el líquido golpee la superficie y comience a entrar el equipo de retorno a la superficie, la presión del pozo empezará a caer y las velocidades aumentarán. Sin embargo, como esto continua, el flujo a la superficie recogerá dramáticamente, cuando quieran el pozo regresará a la presión, hasta que finalmente una alta presión de gas golpeará. Con una cantidad grande de la cabeza hidrostática descargada, y ahora que la presión de nitrógeno slug esta bajando, el nitrógeno que surge todavía del pozo comenzará ahora a acelerar y tendrá suficiente velocidad para llevar el líquido eficazmente. Esto resultara en un líquido secundario que será menor que el primero y más gasificado.

Otro problema que podría resultar si el pozo es alzado desde el fondo es que la alta presión inicial resultante de empujar la columna líquida arriba del hueco pudiera forzar el nitrógeno ha alimentar dentro de la formación. Esta pérdida de proporción impactará obviamente en la realización del alzamiento de gas, resultando en una operación de más tiempo así como superiores costos de suministro de nitrógeno.

### III.10 La Tubería Flexible y el (Jetting).

Jetting se refiere al proceso de la tubería flexible de remover una porción o toda el agua, barro, y/u otros sólidos de un pozo. A través del arreglo de una boquilla Jet, un



chorro de alta velocidad es dirigida a los sólidos para separarlos. Entonces a su vez, los desechos son alejados del pozo.

Remover el pozo con la tubería flexible se encuentra en las siguientes áreas:

- Balanza y el retiro del filtro endurecido.
- Lavado de la perforación.
- Limpieza-fuera del relleno compactado o no compactado.
- Retiro de la obstrucción.

Jetting también es bien establecido por cortar, limpieza y preparación de la superficie.

La presión es un factor importante concerniente a la fuerza Jetting. Desgraciadamente, la vida del servicio de la tubería flexible se corta por la constante expansión y reducción de presiones a las que opera alrededor de 5,000 psi.

### **III.10.1 Alejamiento del Motor de Rotación.**

El mejor sistema Jetting incorpora un balance entre la proporción de flujo y la presión. La distancia del alejamiento entre la boquilla y su blanco es igualmente importante. El perfil de una boquilla aumenta eficazmente al máximo la distancia del alejamiento y permite que fluyan altas proporciones de volúmenes individuales para la misma presión de la gota y del diámetro interior.

Una herramienta Jetting con una alta proporción de flujo y un número bajo de boquillas es más eficaz que una con baja proporción de flujo y un gran número de boquillas. En todo caso, la superficie entera designada debe cubrirse para eficazmente derribar y remover el sólido.

## **III.11 Control de Arena.**

Debido a su velocidad, eficiencia y economía, muchos empaques de grava y consolidación de arena, se efectúan con unidades de tubería flexible. Recuerde que las altas presiones de las bombas, asociadas con productos químicos peligrosos son potencialmente letales. Mantenga al personal no esencial fuera del área de trabajo.

### **III.11.1 Beneficios del Control de Arena.**

La producción de formación de arena ha sido un problema que plaga la industria petrolera desde el principio mismo. Las pérdidas de la producción han costado a los operadores billones de dólares durante los años.

A través de las operaciones de la tubería de producción, llevando en la tubería flexible, puede dar el costo eficaz de control de arena para una multitud de situaciones



existentes en los pozos. Estas técnicas pueden realizarse a cualquier tiempo durante la vida del pozo, maximizando la producción.

A través de las aplicaciones de la tubería de control de arena generalmente caen bajo dos categorías:

**Mecánico y Químico.** Las técnicas mecánicas incorporan la instalación en una pantalla o mecanismos de filtro al frente de los intervalos de producción de los huecos perforados o abiertos. Aunque las pantallas de arena pueden correrse solas, ellos proporcionan una mejor productividad, junto con el control de arena, cuando subsecuente un enarenado se ha realizado.

Las técnicas de control de arena químicas incluyen el uso de resina o sistemas de arena con capa de resina para consolidar la formación de la matriz, o tamaño apropiado de grava, condensada dentro de los túneles de perforación.

La habilidad de desplegar las aplicaciones mecánicas o químicas, a través de la tubería de producción, elimina los grandes gastos y los problemas lógicos asociados con un equipo convencional de reparación.

Aunque los beneficios asociados a través de la tubería de producción y las técnicas de control son muchas, hay algunas posibles desventajas. Primero, cualquier conexión de fondo que quede en la terminación reducirá el radio efectivo del agujero del pozo, y alguna magnitud, la productividad del pozo. Segundo, la restricción del pozo perforado creada a través de la terminación de la tubería de producción tendrá un impacto en futuras intervenciones al pozo. Y finalmente, cualquier intento previo de tratamientos fallidos podría resaltar en extensas operaciones de pesca.

Por consiguiente, es esencialmente designar ingenieros que evalúen estos riesgos al diseñar a través de las aplicaciones de control de arena en la tubería de producción.

### **III.11.2 Aplicaciones Mecánicas.**

Los métodos mecánicos a través del control de arena en la tubería de producción requieren de la instalación de pantallas de grava de arena gruesa especialmente diseñadas o de líneas de ranuras entre cualquier tubería de producción pre-existente, tubería de revestimiento, hueco abierto o terminación de grava de arena gruesa.

El empaque de la grava gruesa se usa a menudo en el control de arena, haciendo uso de tamaños específicos de grava gruesa clasificada que es, colocado alrededor de una pantalla mecánica, ranura o línea perforada. Esta línea actúa con un filtro para la grava de arena gruesa. Cuando la grava de arena gruesa rodea esta línea, reemplaza la arena en el agujero. La grava de arena gruesa tiene una masa mayor que la arena, con un espacio más extenso entre cada pedazo de grava y de grava de arena gruesa que, cuando en el lugar, permite al aceite fluir en el agujero. Diseñando una grava de arena gruesa, parámetros como el tipo de pozo, tamaño y localización de tubulares, los nipples,



las desviaciones, longitud de intervalos perforados, tipos de formaciones y depósito junto con otras restricciones necesitan ser tenidos en cuenta.

Básicamente, hay cuatro métodos de aplicaciones mecánicas:

1. A través de tubería el método de lavado abajo.
2. El método de empaque-fuera apretado.
3. Método circulante a través de la tubería de producción.
4. El método de pantalla dual.

Seleccionando el método correcto de grava de arena gruesa para usar en una situación particular es simplemente una parte de la fase diseñada de grava gruesa. La conexión de fondo apropiada, junta de pantalla, hendedura y tamaño de la grava de arena gruesa, sistema fluido, fluido y volúmenes de la grava de arena gruesa, presión y limitaciones de la proporción todas necesitan ser consideradas.

La grava de arena gruesa es por ningún medio la única sustancia usada para cambiar de sitio la arena. Sustentantes, usados en una variedad de aplicaciones de estímulo de pozo, también puede “sostener” una fractura abierta en la formación del pozo y es colocada en mucho de la misma manera.

### **III.11.3 Aplicaciones Químicas.**

Pueden ser divididas en dos categorías:

1. Consolidación de la formación.
2. Consolidación del Slurry.

Una variedad de métodos químicos de cementación está disponible para controlar la formación de producción de arena. Las técnicas utilizadas en cada método ofrecen un amplio rango de diseño del producto de resina curable. Las dos metas principales son para consolidar directamente el tamaño de la grava dentro de los túneles de perforación.

El uso de la tubería flexible proporciona un mejor método para colocar éstos sistemas de la resina apropiadamente bombeándolos directamente debajo de la tubería de producción. Las cadenas de la tubería flexible son más fáciles de preparar para el tratamiento que el de la tubería de producción, reduciendo la oportunidad de contaminar el tratamiento de la resina dentro del tubular.





### **III.12 Ventajas de la Tubería Flexible.**

- La tubería flexible puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- Habilidad para trabajar con presión de superficie presente. No se necesita matar el pozo.
- El cuerpo de la tubería flexible no necesita que se hagan o deshagan conexiones.
- Se aumenta la seguridad del personal debido a las necesidades reducidas de manipulación de la cañería.
- Tiempo de servicio reducido comparado con los equipos de la tubería por tramos.
- Las unidades son altamente móviles y compactas. Se necesitan cuadrillas menos numerosas.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.
- La ausencia de conexiones de tubería o uniones, provee mayor holgura en el espacio anular y permite correr tamaños mayores de tubería flexible.
- Los tubulares existentes para terminación se mantienen en el lugar, minimizando los gastos de reemplazo de los tubos y sus componentes.
- Habilidad para efectuar operaciones de control continuo de pozo, especialmente con la cañería en movimiento.

### **III.13 Desventajas de la Tubería Flexible.**

- La tubería flexible es susceptible a torcerse enroscándose, lo cual causa la fatiga de la tubería, (debilitamiento) y requiere frecuente reemplazo de la cañería.
- La tubería flexible típicamente tendrá un espesor de pared más delgado comparado con la tubería por tramos (con la excepción de la tubería “macaroní” o tubería pequeña). Esto limita la resistencia a la carga de tensión de la tubería.
- Debido a los efectos de la fatiga cíclica por doblado, la resistencia específica a la afluencia del material de la tubería flexible se reducirá; esto afecta adversamente a la resistencia de la tubería contra los reventones y el colapso.



- Debido a las características del transporte en carretes (altura y peso) se tiene una longitud limitada de tubería flexible que puede envolverse en un carrete.
- Los tamaños de tubería flexible disponibles para servicios son limitados, sin embargo son comunes los de  $2^{3/8}$  [in] (60.33 mm) y los de  $2^{7/8}$  [in] (73.03 mm).
- Debido a los pequeños diámetros y longitudes considerables de sarta, las pérdidas de presión son típicamente muy altas cuando se están bombeando fluidos a través de la tubería flexible. Las cuales son de circulación a través de la tubería flexible son típicamente bajos, comparados con tamaños similares de tubería por tramos.
- La mayor desventaja de no poder rotar la tubería ha sido parcialmente superada por el desarrollo de herramientas rotatorias en el fondo del pozo, que pueden utilizarse para perforación liviana o para fresado. Sin embargo, la tubería flexible no puede rotarse en la superficie.

---

# **CAPITULO IV**

## **USOS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA DE PERFORACIÓN**

---





## **IV. USOS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA DE PERFORACIÓN.**

### **IV.1 Introducción.**

La perforación con tubería flexible ha sido un servicio comercial por muchos años. Aunque la perforación con tubería flexible proporciona muchas ventajas, no debería de ser considerada como un reemplazo directo de la perforación rotatoria convencional. Existen límites específicos y manejo de costos, los cuales deben de entenderse antes de aplicar esta tecnología. Esta aplicación combina el uso de la tubería articulada y una tubería flexible para cumplir con todos los objetivos del pozo. La perforación con tubería flexible comprende múltiples servicios y personal, los cuales están incluidos en el paquete completo del pozo. La experiencia anterior ha mostrado que muchos proyectos han fallado cuando el alcance de trabajo no fue considerado.

Existen muchas ventajas de la perforación con tubería flexible, pero aprender el criterio de una selección apropiada es el factor más influyente para garantizar un proyecto de perforación exitoso. Para trabajar a través de un proyecto, prácticamente se requiere un entendimiento de las capacidades y limitaciones de la tubería flexible y el equipo de perforación. Debe ser recalcado que la tubería flexible es solo una pequeña parte de las consideraciones de todo el proyecto.

Los siguientes puntos son factores para considerar cuando preparar un proyecto:

- Construcción de la ubicación.
- Mantenimiento del equipo.
- Preparación del pozo.
- Planes de contingencia.
- Alojamiento para las cuadrillas.
- Herramientas de perforación y servicios direccionales.
- Control en agujero descubierto.
- Terminaciones.
- Cementación.
- Movilización y transportación

El diseño y la construcción del pozo van de la mano con la perforación con tubería flexible. Ambos procesos requieren un esfuerzo combinado y la interacción con muchos grupos. En proyectos nuevos, la mayoría de la gente involucrada no comprende completamente las limitaciones y requerimientos de la tubería flexible, por lo que aplican equipo convencional. Usualmente esto resulta al diseñar el proyecto, el cual maneja el costo y el alcance de trabajo más allá del nivel deseado del proyecto. Cuando se prepara para un nuevo proyecto, se empieza por el alcance más simple y se incrementa la dificultad conforme la maduración del proyecto. Por ello se deben ajustar los requerimientos para tomar una ventaja total de los beneficios que ofrece la tubería



flexible y evadir una comparación directa del alcance de trabajo usado por una perforación convencional.

La perforación con tubería flexible puede dividirse en dos principales categorías que consisten de pozos direccionales y no direccionales. Cada categoría puede subdividirse en perforación sobre balance y bajo balance. Cada categoría juega un rol importante en las herramientas y equipo seleccionado para estas operaciones.

Las herramientas de fondo del agujero requeridas para cada categoría son completamente diferentes. La perforación direccional requiere el uso de un mecanismo de orientación para conducir la trayectoria del pozo en una dirección particular. Los pozos no direccionales usan un conjunto de perforación más convencional con el uso de un motor de fondo. Ambos tipos de pozos están limitados por la profundidad y la dimensión del pozo, las cuales están afectadas por:

- Capacidad del carrete.
- Logística de transportación.
- Profundidades de la tubería de revestimiento.
- Requerimientos de torque.
- Presiones de circulación.
- Velocidad de flujo para la limpieza del agujero.
- Peso en la barrena.

Cuando comparas la capacidad de la perforación convencional con la realizada con tubería flexible, la profundidad potencial del agujero y las dimensiones son reducidas significativamente. Estas limitaciones están basadas en la velocidad de flujo lograda a través de la tubería flexible y el peso disponible en la barrena (WOB). Para pozos con ángulos bajos los límites del peso en la barrena pueden ser superados con el uso de tubos lastra-barrena y cambiando la configuración del motor/barrena. Para pozos con ángulos mayores, el peso en la barrena (WOB) esta limitado al peso de la mayor y la capacidad de la cabeza inyectora en la superficie para empujar la tubería. Las dimensiones del agujero afectan tanto la capacidad de acarrear recortes como el peso en la barrena. Puesto que la dimensión del agujero aumenta, la capacidad de acarreo de los recortes y el peso disminuyen.

Las reglas generales, la velocidad anular en la sección vertical es de 40 [ft/m] y un máximo de presión de bombeo de 4,000 [psi]. Excediendo la presión de bombeo anterior, se reduce la vida de fatiga de la tubería flexible y excedería los límites de una bomba de lodo (pistón/liners). Cuando las velocidades de penetración (ROP) son altas, la mínima velocidad de flujo anular puede necesitar ser incrementada para prevenir cargas arriba del agujero con sólidos e incrementar la densidad equivalente de circulación (ECD).



### VI.1.1 Pozos No Direccionales.

Los pozos no direccionales están definidos como cualquier pozo en el cual la dirección, inclinación y/o acimut no es controlada por medio de herramientas de fondo del agujero. Esta definición no implica que la trayectoria del pozo carezca de cualquier inclinación y/o acimut, pero las herramientas requeridas para controlar estos parámetros no están en uso.

Muchos pozos no direccionales han sido perforados con tubería flexible, lo cual representa la mayor aplicación de perforación para la tubería flexible. La mayoría de este trabajo fue completado en Canadá en el mercado de gas superficial. Estos pozos fueron perforados desde la superficie, o justo bajo la tubería superficial de revestimiento, en una técnica de perforación relativamente convencional con el uso de un motor de fondo. Al determinar la viabilidad, deberían de usarse una consideración cuidadosa para definir el alcance de trabajo. La gran mayoría de la profundidad perforada con tubería flexible ha sido con dimensiones de agujero menores a 7 [in], pero las dimensiones de agujero arriba de 13-¼ [in] han sido exitosamente perforadas. Las principales ventajas de la perforación con tubería flexible trajo a los pozos no direccionales son la velocidad en el armado y desarmado del equipo y una velocidad constante de perforación.

Usar lastra barrenas en pozos con ángulos bajos para controlar la estructura arriba de la inclinación y aplicar el peso en la barrena (WOB). El número de lastra barrenas dependerá de la facilidad de perforar la formación y de la combinación motor/barrena, pero el número oscila entre 2 y 10 lastra barrenas. La típica conexión de fondo (BHA) usada en la perforación de pozos no direccionales consiste en lo siguiente:

Conector de tubería flexible, válvula check, junta desprendible, lastra barrenas, herramienta de levantamiento, motor, barrena.

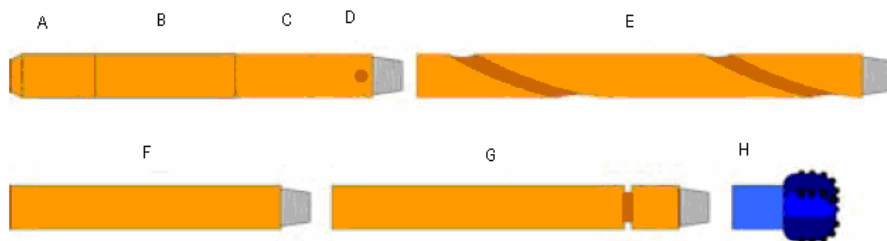


Figura IV.1. Componentes BHA (No Direccional).<sup>2</sup>

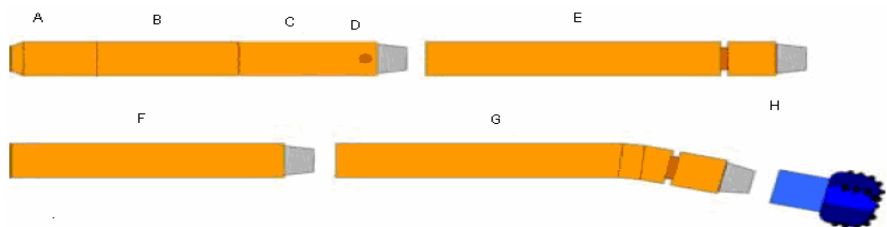


Figura IV.2. Componentes BHA (direccional).<sup>2</sup>



### **IV.1.2 Pozos Direccionales.**

La perforación direccional esta definida como cualquier pozo en el cual el acimut y/o inclinación es controlada por el uso de herramientas de fondo para obtener una ruta programada del pozo. Este tipo de pozo emplea un mecanismo de orientación en la conexión de fondo del agujero (BHA) para controlar la trayectoria de pozo. La complejidad de estos pozos es mayor debido a la conexión de fondo del agujero (BHA) y a los requerimientos de perforación. Usualmente la velocidad de penetración esta comprometida por el requerimiento para mantener el control direccional y las dificultades para transferir el peso a la barrena.

Muchas de estas aplicaciones de perforación son ejecutadas en pozos existentes para obtener nuevos objetivos en los yacimientos. Estos pozos pueden ser nuevos, extensiones, desviaciones del agujero a través de terminaciones existentes o desviaciones donde las terminaciones son reparadas. La perforación direccional es muy sensible al diámetro interno del agujero existente y la dimensión del agujero. Mientras que la dimensión aumenta, el peso transferido disminuye y las condiciones de la velocidad de flujo aumentan. Estos pozos también son limitados por las herramientas de fondo, las cuales tienen más probabilidad de ser herramientas de orientación.

Cuando se requieren fluidos multifásicos, son asignados unos requisitos adicionales en la conexión de fondo del agujero (BHA). Los fluidos multifásicos niegan el uso del pulso telemétrico en el lodo para la transmisión de datos por las herramientas de fondo del agujero y el uso de fluido impulsado por las herramientas de orientación. Estos fluidos de control, energía y transmisión de datos de la conexión de fondo del agujero (BHA) es conducida por líneas eléctricas y/o hidráulicas. Como el porcentaje de fluido líquido disminuye, los efectos de la humedad de los fluidos también disminuyen hasta un punto donde resultarán las fallas en la conexión de fondo del agujero (BHA).

El típico ensamble de fondo del agujero esta organizado de la siguiente manera:

Conector de tubería flexible, CV, Desconector, Paquete de dirección e inclinación, herramienta de orientación, Motor de fondo y Barrena de perforación.

Las operaciones económicas de perforación dependen en muchos factores para generalizar una comparación entre perforar con tubería flexible y los métodos convencionales. Sin embargo, una vez que un pozo específico o proyecto esta definido, el proyectista puede desarrollar un costo estimado por cada tecnología de perforación y realizar una comparación significativa.

Las evaluaciones técnicas son más fáciles de generalizar, porque un simulador de tubería flexible puede evaluar los efectos de diferentes condiciones en una operación propuesta de perforación con tubería flexible .La figura IV.3 muestra un esquema de seguimiento para evaluar la factibilidad de un proyecto de perforación con tubería flexible.



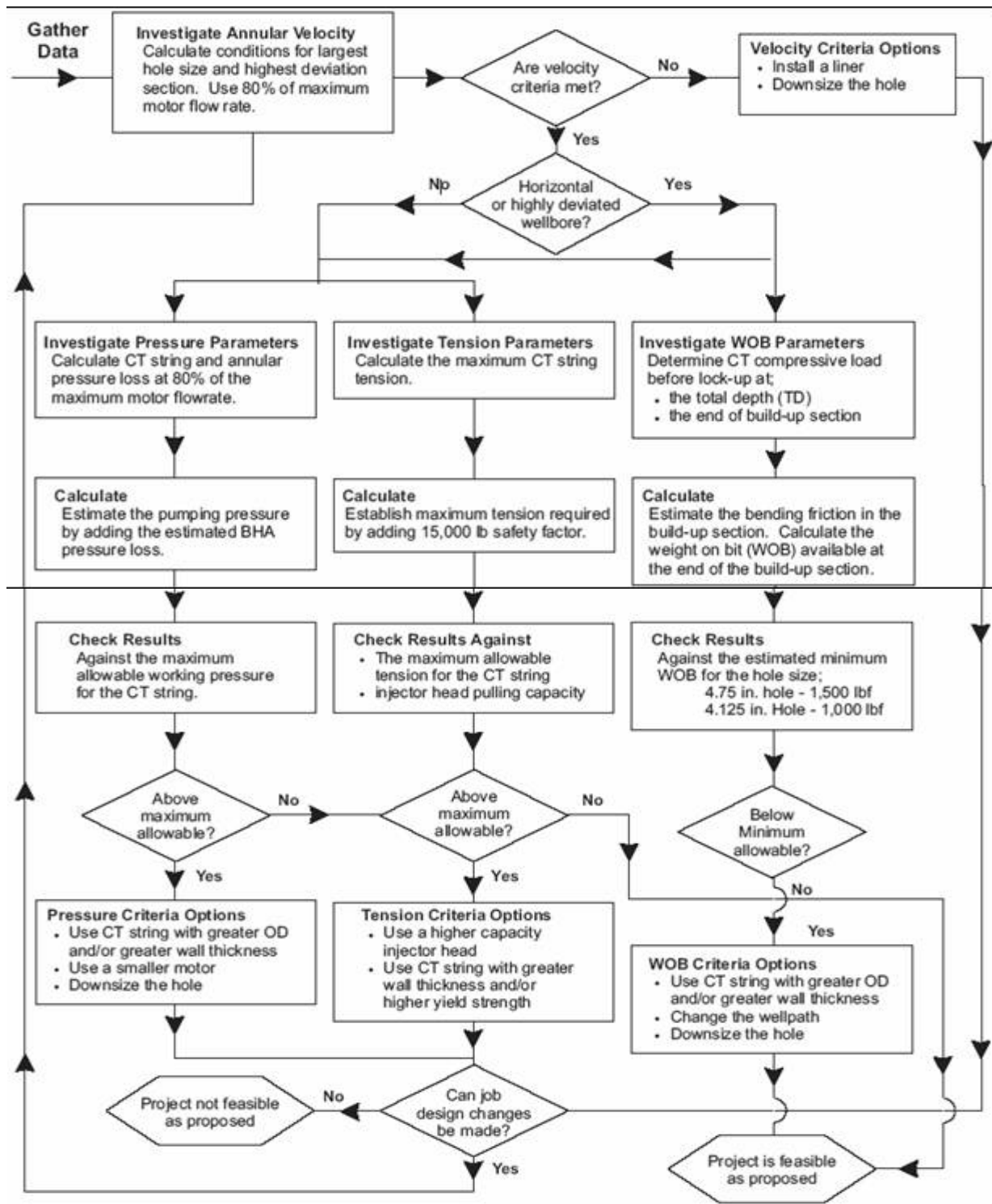


Figura IV.3 Esquema de Factibilidad.<sup>2</sup>



## IV.2 Conexión de Fondo.

Puesto que cada perfil del pozo tiene su propio objetivo, planear un proyecto direccional con tubería flexible, antes del comienzo de una operación actual, es probablemente el factor más importante del proyecto. Esta etapa ayudará a asegurar que todos los objetivos son reunidos con las herramientas apropiadas. En conjunto, la perforación direccional es básicamente perforar un agujero de un punto a otro en espacio, de tal manera que el agujero puede ser terminado y usado para su propósito destinado. Durante esta fase la limitación de la conexión de fondo y la facilidad de perforar la formación deben de considerarse objetivos viables que pueden ser obtenidos.

Una conexión de fondo en la perforación direccional para perforar con tubería flexible, incluye los siguientes:

1. Conector de la tubería flexible – tipo de cuña o el tipo de hoyuelo.
2. Desconexiones de emergencia – eléctrica, hidráulica, o mecánica.
3. Herramienta de orientación para rotar la inclinación subalterna en la dirección deseada.
4. Herramienta de dirección.
5. Motor con una inclinación subalterna.
6. Barrena.

La herramienta de dirección mide la inclinación, acimut. La inclinación y el acimut determinan la posición actual de la conexión de fondo (BHA) y la herramienta que encara la orientación indica la dirección a la que apunta la inclinación subalterna. En la configuración anterior, la herramienta de dirección esta debajo de la herramienta de orientación para que la herramienta de dirección pueda medir la orientación de la inclinación subalterna. En algunos casos (con herramientas de dirección eléctricas), la herramienta de dirección se localiza sobre la herramienta de orientación para evitar introducir conductores eléctricos a través de una herramienta rotatoria. En este caso, la clavija mecánica rotatoria transmite la orientación de componentes debajo de la herramienta de orientación a la herramienta de dirección.

Algunas de las primeras conexiones de fondo para la perforación con tubería flexible incluyeron un “propulsor” para incrementar el peso de la barrena y con ello perforar o aplicar una fuerza axial más estable para moler. Sin embargo, Estas herramientas no son comúnmente usadas hoy en día para la perforación con tubería flexible.

### IV.2.1 Lastra Barrenas.

Los lastra barrenas son tubos duros que proporcionan peso y rigidez a la conexión de fondo (BHA). Los lastra barrenas vienen en superficies lisas o en espiral. Para reducir el área de contacto de la pared y minimizar el riesgo de pegadura por presión diferencial, los lastra-barrenas espirales se prefieren en la perforación con



tubería flexible. Esto es debido a la falta de rotación en la tubería flexible. También vienen en un amplio rango de diámetros externos (OD) y diámetros internos (ID), pero generalmente el OD debería de ser consistente con el resto de la conexión de fondo (BHA).

#### **IV.2.2 Lastra Barrenas no Magnéticos.**

Los lastra barrenas no magnéticos normalmente tienen superficies lisas y están creadas de material no magnético. El objetivo de estas lastra barrenas es reducir la interferencia magnética para cualquier herramienta de inspección del fondo del agujero que mida el flujo magnético de la tierra. Las herramientas actuales están localizadas dentro de éste lastra barrenas y transmite los datos a la superficie por los conductores en la tubería flexible, con tecnología electromagnética o pulsos de presión.

#### **IV.2.3 Herramientas Direccionales.**

La perforación con tubería flexible usa dos tipos básicos de herramientas direccionales. Las herramientas direccionales eléctricas transmiten datos de medición a la superficie a través de un cable dentro de la tubería flexible. La industria de la tubería flexible ha adaptado algunas de las herramientas direccionales eléctricas desarrolladas por la industria de perforación direccional convencional. Las herramientas direccionales de pulso en el lodo transmiten los datos medidos a la superficie por los pulsos de presión generados en el lodo. Estas son versiones más pequeñas de sistemas de pulso de presión usados en la perforación direccional convencional. Dowell Schlumberger y Sperry Sun son dos de las compañías con herramientas direccionales de pulso en lodo. Dowell Schlumberger puede empacar esta herramienta en un diámetro de 2.375 [in], dejando a la tubería flexible con una barrena de 2.75 [in].

#### **IV.2.4 Herramientas de Orientación.**

Con la incapacidad de la tubería flexible de rotar la conexión de perforación, fue requerido el desarrollo de un orientador. El orientador provee el control de dirección de la conexión de fondo (BHA). Existen varios tipos de orientadores disponibles que son impulsados por flujo de fluidos, hidráulicamente, eléctricamente, juntas articuladas. Todos estos orientadores tienen puntos buenos y malos. Con el aumento de complejidad de estas herramientas se reduce la confianza de las mismas.

La perforación direccional con tubería flexible tiene algunas diferencias fundamentales comparadas con la perforación rotatoria convencional. Una de estas diferencias básicas es la necesidad de un dispositivo de orientación para controlar la trayectoria del pozo. Estos dispositivos controlan la dirección para rotar un cuerpo inclinado en una orientación particular (portaherramientas) o controlar la carga lateral en la barrena para empujar la conexión en una dirección particular. Los estabilizadores en la conexión de



fondo no son usados debido a la falta de rotación, lo cual aumenta las oportunidades de colgamiento en el fondo del pozo. Existen varios tipos de orientadores en el mercado:

### **Orientador Eléctrico e Hidráulico con Rotación.**

Las herramientas de orientación eléctricas e hidráulicas rotan la parte más baja de la conexión de fondo (BHA) usando una bomba hidráulica impulsada eléctricamente y un mecanismo de engranes. Estas herramientas requieren de un cable eléctrico en la tubería flexible. Estas herramientas proporcionan orientación bi-direccional en incrementos de  $\pm 1^\circ$  que es independiente del flujo del lodo. La herramienta consiste de tres principales componentes:

- Unidad de corriente alterna — opera la unidad eléctrica.
- Unidad hidráulica — alberga la bomba hidráulica que suministra presión a la unidad espiral.
- Unidad espiral — convierte la presión hidráulica en rotación.

Otro diseño de herramienta usa una serie de motores eléctricos de corriente directa albergados en la sección superior de la herramienta para manejar bombas hidráulicas de alta presión, los cuales accionan un pistón ranurado. Anticipan a que este pistón actúe en el eje ranurado de salida, causa que este pistón rote la unión de fondo de la herramienta. Invertiendo la dirección de la presión de los motores al otro lado del pistón, causa que la unión de fondo rote en otra dirección. La unión de fondo puede rotar  $\pm 400^\circ$  con 1500 ft-lb de torque. La herramienta de orientación tiene aproximadamente 29 ft de largo.

### **Orientador Totalmente Eléctrico con Rotación.**

Existen varios diseños para un orientador totalmente eléctrico que rota. Generalmente estos sistemas usan un motor de alta velocidad y bajo torque, el cual es engranado hacia abajo para incrementar el torque de salida. Estas herramientas proporcionan un medio para rotar continuamente la inclinación que permite controlar la tortuosidad del agujero. El torque de salida esta en el rango de 800 a 1000 ft-lb de una herramienta con 3 [in] de diámetro externo.

### **Orientador Totalmente Hidráulico con Rotación.**

Han sido desarrollados dos tipos de herramientas de orientación totalmente hidráulicas. Un tipo requiere dos líneas de control hidráulico con pequeños diámetros (capilares) dentro de la tubería flexible. Aplicando la presión hidráulica a una línea hace que rote la herramienta en el sentido de las manecillas del reloj, y la presión hidráulica en la otra línea hace que rote la herramienta en sentido contrario a las manecillas del reloj. Varias compañías operan sus herramientas con este principio. Las dos líneas de control en la tubería flexible agregan peso significativo y reducen el área de flujo disponible, pero este tipo de herramientas es simple de operar, confiable, y capaz de generar un alto torque. También estas compañías usan herramientas eléctricas de dirección que requieren un cable eléctrico en la sarta de la tubería flexible además de



las líneas de control. Esto adhiere más peso a la sarta y puede limitar el uso de tales sistemas en aplicaciones costa fuera donde la capacidad de levantamiento es un problema.

Otro tipo de herramienta de orientación hidráulica tiene solamente una línea de control hidráulica dentro de la tubería flexible. Este tipo también requiere un cable eléctrico. La presión hidráulica suministra la energía para rotar la herramienta mientras las señales eléctricas operan las válvulas solenoides que determinan la dirección de rotación. La desventaja de esta herramienta es la necesidad de parar la perforación para orientar, pero podría orientar cualquier ángulo. Esta herramienta no fue muy exitosa y se observó un uso limitado.

### **Orientador de Energía Líquida con Rotación.**

Están disponibles dos tipos de herramientas mecánicas de orientación. Un tipo usa un mecanismo de ranura tipo "J" que contiene un orificio accionado por resorte. A causa de la alta velocidad de flujo de lodo (alta pérdida de presión por el orificio), el orificio se mueve hacia abajo contra el resorte. A causa de la baja velocidad de flujo de lodo, el resorte regresa al orificio hacia arriba de su posición de reposo. Este subir y bajar del mecanismo de orificio causa que la herramienta rote con un valor específico. Inyectar repetidamente la velocidad de flujo del lodo causa que la herramienta rote incrementándose hacia la posición deseada. Dowell Schlumberger y Sperry Sun usa éste tipo de orientadores con sus herramientas direccionales de pulsos en el lodo. Estos tipos de sistemas pueden orientar mientras se perfora, pero tiene la desventaja de orientar ciertos ángulos.

Otro tipo de orientador mecánico tiene un mecanismo de rosca guía los cuales causan que la sección más baja de la conexión de fondo (BHA) rote cuando el peso se aplica a la misma durante los periodos de falta de flujo de lodo. Comenzar con el flujo de lodo fija la herramienta en posición. Cambiar la orientación de la herramienta es necesario parar el flujo de lodo, recoger la tubería flexible para remover el peso sobre la barrena, y entonces aflojar lentamente para alcanzar la rotación deseada del mecanismo de rosca. Cuando los datos de la herramienta de dirección indican que ha sido alcanzada la orientación deseada, el flujo de lodo comienza a bloquear la herramienta de orientación. Este tipo de orientadores trabaja solamente con una herramienta direccional eléctrica porque no hay flujo de lodo para comunicar pulsos de presión durante la orientación. Este tipo de herramientas fueron desarrolladas por ENSCO y después adquirido por Halliburton. La principal desventaja de esta herramienta es la necesidad de detener la perforación para orientar. Sin embargo, puede rotar en cualquier ángulo.

El desempeño de ambos tipos de orientadores mecánicos experimenta como la compresibilidad del fluido de circulación aumenta. De esta manera, los orientadores mecánicos no están bien preparados para la operación con espuma o nitrógeno.



### **Orientador de Torsión Reactiva.**

El orientador de rotación de torsión reactiva es un aparato que usa la torsión reactiva generada desde el motor de fondo. Este orientador comprende un suplemento hidráulico, el cual es controlado por una válvula interna. Esta válvula se controla desde la superficie por pulsos de fluidos o un conductor eléctrico. Cuando la válvula esta abierta, el fluido puede moverse a través del suplemento por el torque generado por el motor. Esta velocidad de orientación es controlada por el uso de un orificio en el suplemento que restringe el flujo del fluido. Cuando la válvula esta cerrada, la herramienta es cerrada hidráulicamente en el lugar.

Este orientador tiene un diseño muy simple, pero existen varias limitaciones que deben ser consideradas durante la fase de planeación. Un requerimiento para generar una torsión reactiva es que la herramienta debe estar en el fondo. Debido al hecho de que esta herramienta no genera ninguna torsión de salida, forzar a la herramienta a una dirección particular será difícil. Por consiguiente, esta herramienta solamente debería ser usada en pozos con baja dificultad en las patas de perro.

### **Conexión de Potencia Articulada.**

En lugar de tener un motor con una inclinación y un orientador para rotar la herramienta en una dirección particular, la conexión de potencia articulada combina estos dos componentes dentro de un aparato. El sistema agregara varias cuñas a la fuerza de la barrena en una dirección particular. El sistema es controlado desde la superficie y puede ser ajustado rápidamente. El sistema es ubicado bajo la sección de potencia del motor y es impulsado eléctricamente desde el sistema. Se requiere el uso de motores creados especialmente que tienen conductores incrustados en las capas exteriores. Halliburton desarrollo este sistema por una conexión Anaconda.

#### **IV.2.5 Sensores de otras Conexiones de Fondo.**

Además de los sensores y funciones descritas anteriormente, algunas conexiones de fondo para perforación con tubería flexible también pueden ser equipadas por las siguientes sensores:

- Rayos gamma — La herramienta de rayos gamma es útil para geodirección, para la evolución de la formación, y la correlación de profundidad con registros previos o una etiqueta radiactiva en el desviador.
- Detector de Coples de la Tubería de Revestimiento — Es para la correlación de profundidad.
- Aceleraciones — Acelerómetros en la conexión de fondo que proporcionan buenos indicadores de desempeño de perforación, especialmente pérdida de motor.
- Presión (interna y anular) — Las medidas de la presión anular son invaluable para controlar ECD en la perforación bajo balance.



- WOB — Los sensores de peso en la barrena dan retroalimentación directa al perforador en la eficacia de subir y bajar la tubería flexible.

#### **IV.2.6 Combinación de Herramientas de Orientación y Dirección.**

Las herramientas de orientación y dirección discutidas anteriormente son combinadas de la siguiente manera para producir diferentes tipos de conexiones de fondo direccionales:

- Totalmente eléctrico — Las herramientas de orientación y dirección son operadas eléctricamente. Esto tiene la ventaja de telemetría de alta velocidad.
- Pulsos de lodo/mecánicos — Una herramienta direccional con pulso en el lodo es combinado con una herramienta de orientación mecánica. Esto no requiere un cable dentro de la tubería flexible. Sin embargo, la herramienta con pulsos en el lodo no funciona para perforación bajo balance. Este es el tipo de sistema BP y Arco que han usado para perforar con tubería flexible en la Bahía Prudhoe, Alaska.
- Eléctrico/Hidráulico desde la superficie — Una herramienta direccional eléctrica es combinada con una herramienta de orientación hidráulica impulsada desde una bomba hidráulica en la superficie. Estos sistemas requieren cable eléctrico y línea de control hidráulica en la tubería flexible, pero la conexión de fondo es simple y fiable. Fracmaster (ahora BJ) y Transocean usaron este tipo de sistemas.
- Eléctrico/Hidráulico desde la conexión de fondo — Una herramienta direccional eléctrica es combinada con una herramienta de orientación hidráulica impulsada desde una bomba hidráulica en la conexión de fondo. Nowasco (BJ) y BHI usan este tipo de sistema.
- Eléctrico/Mecánico — Una herramienta direccional eléctrica es combinada con una herramienta de orientación mecánica. Estos sistemas no necesitan líneas de control hidráulica en la tubería flexible y tienen altas velocidades telemétricas. Sin embargo, las herramientas de orientación mecánica tienen las desventajas previamente mencionadas.

La siguiente tabla da algunas especificaciones generales de las conexiones de fondo en la perforación con tubería flexible:

Tabla IV.1. De Especificaciones Generales de las Conexiones de Fondo. 2

<b>Fabri- cante</b>	<u>Weather- ford</u>	<u>Weather- ford</u>	<u>Sperry- Sun</u>	<u>Wenzel</u>	HES	BHI	BHI	<u>Antech</u>	SLB	<u>Weather- ford</u>
<b>Nombre de la BHA</b>					Anaconda	<u>OrientXpress</u>	<u>CoilTrak</u>	COLT	<u>Viper</u>	
<b>Tamaño</b>	3" & 4 3/4"	3"	3"	3" & 4 3/4"	3"	3 1/8"	2 3/8"		3"	3"
<b>Tipo de OT</b>	Rotación mecánica	Rotación mecánica	Rotación mecánica	Herramienta reactiva	Unión articulada de energía	Eléctrica/ Hidráulica	Eléctrica/ Hidráulica	Totalmente eléctrica	Totalmente eléctrica	Rotación mecánica
<b>Funcio- nalidad</b>	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción Resistividad Temperatura Presión Int. Presión Ext. WOB CCL	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción Resistividad Temperatura Presión Int. Presión Ext. WOB CCL	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción Temperatura Presión Int. Presión Ext. WOB CCL	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción Temperatura Presión Int. Presión Ext. WOB	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción Temperatura Presión Int. Presión Ext.	R. Gama <u>Toolface</u> Acimut Inclina- ción
<b>Fuente de energía para OT</b>	Energía del fluido	Hidráulica en superficie	Hidráulica en superficie	Torque Reactivo (pulso en línea de acero)	Eléctrica	Eléctrica	Eléctrica	Eléctrica	Eléctrica	Energía del fluido
<b>Comuni- cación</b>	Pulso en lodo	Hidráulica en superficie	Pulso en lodo	Pulso en lodo	Eléctrica	Eléctrica	Eléctrica	Eléctrica	Eléctrica	Pulso en lodo
<b>Agujero</b>	3 1/2" – 7 7/8"	3 1/2" – 6 1/4"	3 1/2" – 6 1/4"	3 1/2" – 7 7/8"	3 1/2" – 5 7/8"	3 1/2" – 4 3/4"	2 3/4" – 3 1/2"		3 1/2" – 5 7/8"	3 1/2" – 6 1/4"
<b>Ambiente</b>	OBD	OBD/ UBD	OBD	OBD	OBD/ UBD	OBD/ UBD	OBD /UBD	OBD/ UBD	OBD/ UBD	OBD







### IV.3 Motores de Fondo para la Perforación con Tubería Flexible.

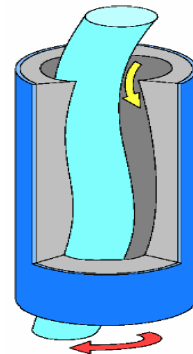
Perforar con tubería flexible es muy similar a deslizar o perforar con tubería articulada, ambas requieren alguna forma de motor de fondo. También, en ambos casos, el costo del motor es una parte significativa del costo total de perforación. Los motores de fondo son esencialmente hidráulicos impulsados por fluidos de perforación.

El motor de desplazamiento positivo (PDM) es la configuración más común del motor encontrada en la perforación con tubería flexible. Los motores de turbina han sido usados en ocasiones para perforar con tubería flexible. Martillos de aire o taladros de percusión se usan para ciertas aplicaciones de perforación con tubería flexible. Un motor eléctrico de fondo para la perforación con tubería flexible es una alternativa para futuras consideraciones.

#### IV.3.1 Cavidad Progresiva del Motor de Desplazamiento Progresivo.

La cavidad progresiva del motor de desplazamiento progresivo usa un rotor de forma helicoidal que rota dentro un estator elastómero teniendo lóbulos de forma helicoidal.

La figura disímil del rotor y el estator forman cavidades entre dos componentes. Como la energía del fluido (perforación) obliga a su camino a través de las cavidades, el rotor debe rotar. Como el rotor gira, una cavidad dada “viaja” a través de la interface rotor/estator en la ruta helicoidal. El fluido que viaja a lo largo de esta cavidad progresiva continúa para forzar el rotor a girar.



#### Componentes de la Cavidad Progresiva del Motor de Desplazamiento Progresivo.

Los tres principales componentes de una cavidad progresiva del motor de desplazamiento progresivo son la sección de energía, ensamble de varillas de conexión, y ensamble de cojinete.

#### Sección de Energía.

El rotor helicoidal es usualmente una aleación de acero cromo y níquel. El estator elastómero es depositado en un hueco de acero. El perfil del rotor se iguala a la del estator, pero tiene pocos lóbulos. Incrementando el número de lóbulos en un motor aumenta la torsión de salida mientras desciende la velocidad de rotación (RPM). La figura IV.4 muestra las diferentes configuraciones de los lóbulos de un motor de desplazamiento positivo.

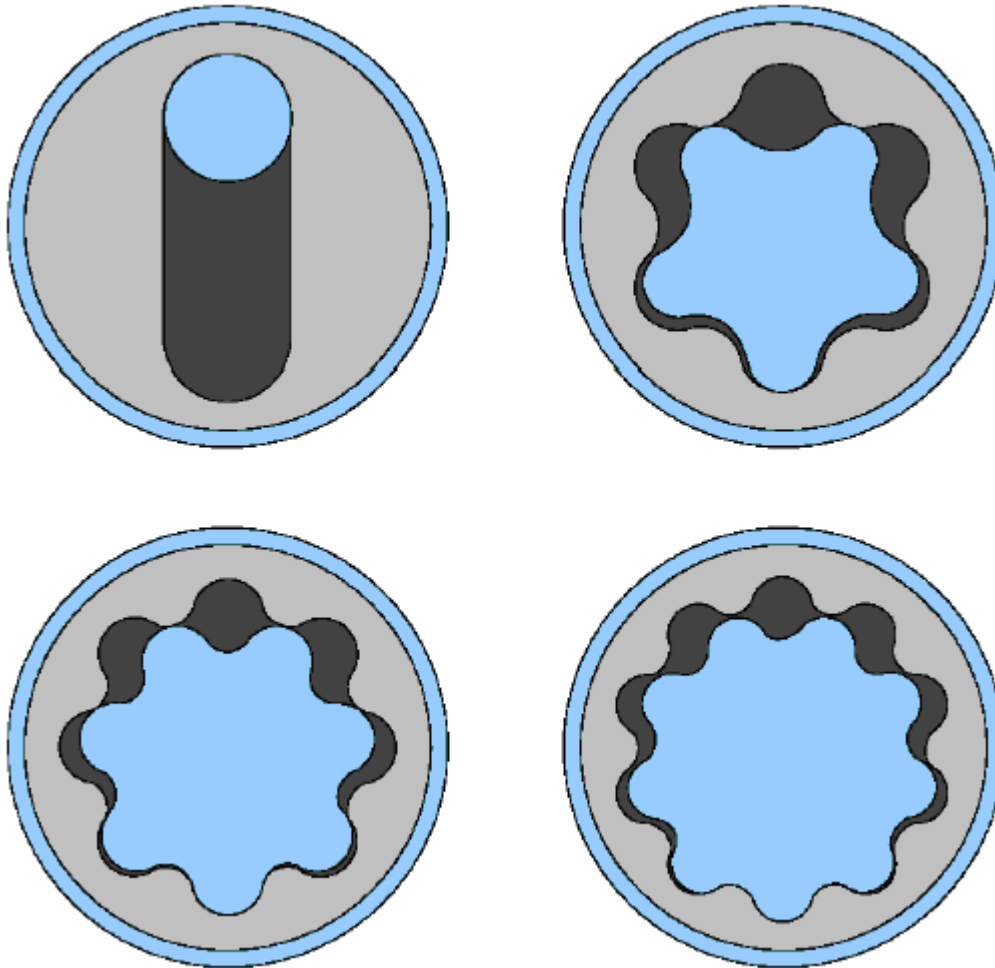


Figura IV.4 Configuraciones de los Lobulos de un Motor. <sup>2</sup>

La interface entre el estator y el rotor se pensó para formar un sello continuo alrededor de la línea helicoidal de contacto entre los dos. La eficiencia del motor disminuye rápidamente con el desgaste del rotor y el estator (despejado entre sus ampliaciones). Sin embargo, los fabricantes del motor algunas veces liberan el ajuste entre el rotor y el estator para acondicionar temperaturas más altas o aumentan el del estator debido a ciertos fluidos.

Cada espiral completa del estator es conocida como un periodo. El diseño, configuración y materiales usados en la sección de energía determinan más de las especificaciones de operación para el motor. Por ejemplo, la configuración del lóbulo determina la velocidad de flujo de operación y presión, mientras las características del estator elastómero determinan la temperatura de operación y los límites de exposición del fluido. Algunos elastómeros son muy susceptibles a la absorción de gas a alta presión (en el fondo del agujero), y explosivamente se descomprimen cuando regresan a las condiciones de superficie.



### Conexión de la Biela.

El eje de salida de la sección de energía rota con un movimiento excéntrico que se debe de trasladar dentro de una rotación axial (concéntrica) para la barrena. La biela, conexión unida al extremo más bajo del rotor logra esto. Ver figura IV.5

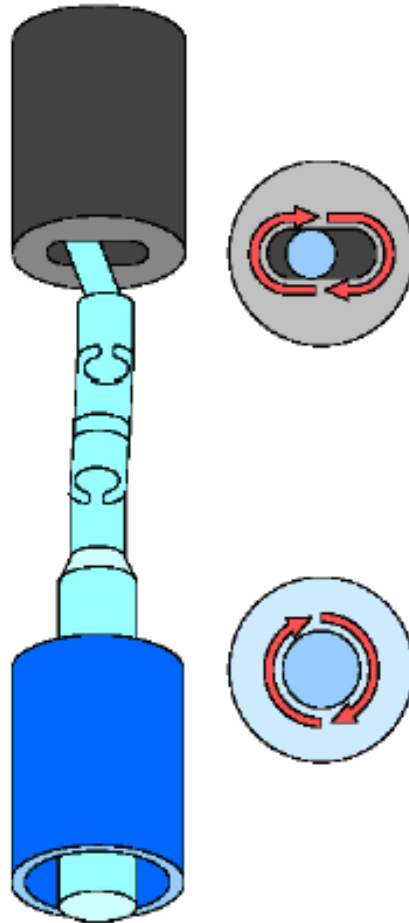


Figura IV.5 Ensamble de la Conexión de la Biela.<sup>2</sup>

La biela es diseñada con la flexibilidad necesaria, usando juntas universales o componentes flexibles, para convertir la rotación excéntrica en una rotación concéntrica.

### Conexión del Cojinete y el Eje de Transmisión.

Los cojinetes de empuje radial y axial (ver figura IV.6) soportan el eje hueco de transmisión dentro de la caja del cojinete. La conexión del cojinete transmite fuerza desde la caja del motor al eje de transmisión. Dependiendo de la dimensión y el diseño del motor, la mayoría de los flujos de lodo a través del centro del eje de transmisión a la barrena. Algunos diseños de motor utilizan pequeños desvíos (bypass) de flujo para que el fluido de perforación lubrique y enfríe la conexión del cojinete.



## Axial Bearing Assembly

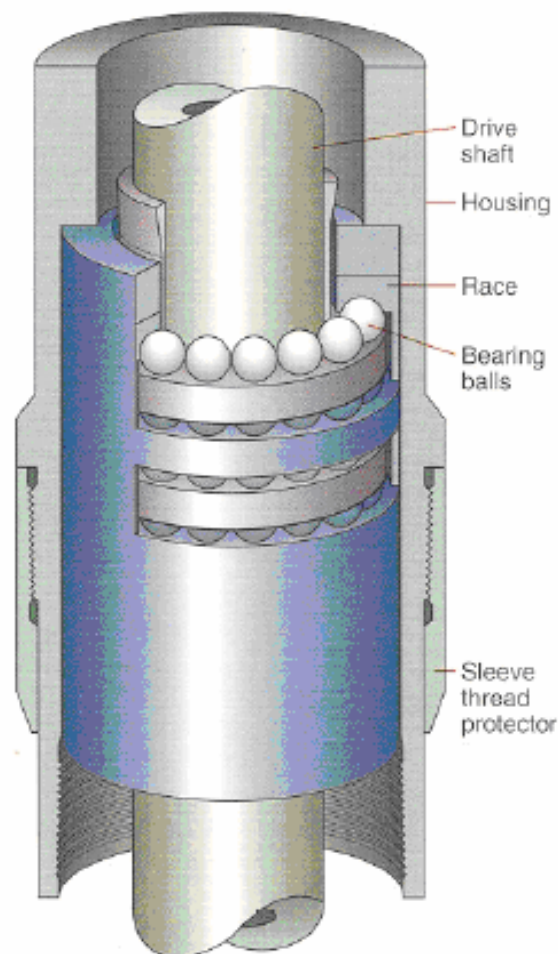


Figura IV.6. Ensamble del Cojinete con el Motor de Desplazamiento Positivo.<sup>2</sup>

Una típica conexión del cojinete del motor de desplazamiento progresivo incorpora los siguientes componentes principales:

- Cojinetes de empuje alejados del fondo — Estos proporcionan soporte para las fuerzas hidráulicas que actúan en el rotor y en el peso de los componentes bajo el rotor, (i.e., rotor, barra de conexión, eje de transmisión y barrena) cuando la conexión de fondo está colgando en el fondo.
- Cojinetes de empuje en el fondo — Estos transmiten la carga de perforación (peso en la barrena) desde la caja de motor sin rotación a la caja de la barrena rotada. Los cojinetes de empuje en el fondo son cojinetes de bola o cojinetes de fricción de diamante.
- Cojinetes de soporte radial — Estos proporcionan soporte radial para el eje de transmisión y están configurados como cojinetes de tipo casquillo en ambos ensambles de cojinete radial (superior e inferior). Algunos motores usan casquillos cubiertos de carburo de tungsteno.



### IV.3.2 Motores de Caja Curveada.

La conexión de fondo de la perforación direccional usa motores de caja curva en “ángulo de construcción” o dirigen una ruta del pozo en una dirección específica. Un motor de caja curva tienen usualmente una alta-torsión, modelo multi-lóbulo con la caja (adyacente a la conexión de la biela) teniendo un ángulo de desplazamiento de  $0.25^\circ$  a  $1.5^\circ$ . Esto inclina los ejes de la barrena relativa al de la sarta de la tubería flexible de manera que el peso de la sarta de la tubería flexible (peso en la barrena) tenga un componente lateral. Esto fuerza la barrena a perforar en un ángulo relativo al del eje de la sarta de la tubería flexible. Las cajas curveadas ajustables de superficie (Figura IV.7) permiten ajustar el ángulo desde  $0^\circ$  (i.e., equivalente a un motor de caja recta) a  $3^\circ$ , en pequeños incrementos.



Figura IV.7. Motor con Caja Curveada Ajustable. <sup>2</sup>

Baker Hughes INTEQ (BHI) Navei-Drill Mach 1/AD es una cavidad progresiva de caja de torsión del motor de desplazamiento progresivo con un estator elastómero designado para la perforación direccional con aire, niebla, o espuma. Ese es un buen ejemplo de los motores útiles para la perforación con tubería flexible. El mach 1/AD esta disponible con varios elastómeros diferentes dependiendo de la temperatura y requerimientos de fluido. Este motor ha participado en numerosas operaciones exitosas de perforación con tubería flexible.

#### Requerimientos de los fluidos de perforación.

La mayoría de las conexiones de las cavidades progresivas del motor de desplazamiento progresivo pueden operar confiablemente con una variedad de fluidos de potencia (fluidos de perforación). Sin embargo, permiten un desempeño óptimo y evitan fallas prematuras teniendo en cuenta lo siguiente:

- La densidad máxima recomendada de fluidos de perforación es de 17 lb/gal.
- El contenido de arena debería ser menor al 1%. El contenido de arena cerca del 5% reducirá la vida del motor hasta un 50%.
- Algunos elastómeros son sensibles al diesel y otros hidrocarburos aromáticos. Verifica que el elastómero sea compatible con el fluido de perforación.
- Usa LCM con cautela para evitar daños al cojinete del motor o taponar el motor.

#### Fuentes para el Motor de Desplazamiento Progresivo con Cavidad Progresiva.

Los motores de desplazamiento progresivo con cavidad progresiva apropiados para la perforación con tubería flexible están disponibles con numerosas procedencias, incluyendo:



- Sperry Sun
- Baker Hughes INTEQ
- Drilex
- Weatherford
- Black Max
- Vector Oil Tool (Trudril)
- ANADRILL (por VIPER)
- Smith Internacional

### IV.3.3 Motor de Desplazamiento Progresivo con Rotor -Alabe.

El motor MacDrill de Weatherford es un diseño de alabe con un estator de acero inoxidable, usando elastómeros solamente para sellos de anillo tipo “O” alrededor del eje del rotor. Esto permite al motor operar en temperaturas mucho más altas que los motores de desplazamiento progresivo convencionales. Esta entrada relativamente nueva en el mercado es diseñada para operación con líquido limpio o gas, vienen en cuatro dimensiones desde 1.688 a 4.75 [in], y tienen una temperatura máxima de operación de 600 °F. El motor MacDrill está diseñado para perforar agujeros rectos pero es suficientemente corto para adherir una sub-inclinación encima por trabajo direccional. Debido a su rotación concéntrica, este motor no usa una junta universal. El fabricante afirma que reduce vibraciones en la conexión de fondo y mejora tanto la eficiencia de perforación como la señal del MWD con la proporción del ruido.

La siguiente tabla muestra las especificaciones para este tipo de motor de desplazamiento progresivo.

DIMENSIÓN DE LA HERRAMIENTA [IN]	3.125	4.75
Longitud de la herramienta [in]	74.4	127.5
Peso [lb]	112	280
Velocidad de flujo [scfm]	1,150	2,500
Velocidad de flujo [gpm]	110	250
Presión de operación [lb/in <sup>2</sup> ]	1,200	1,200
Velocidad de la barrena [rpm]	800	450
Torsión máxima [ft-lb]	280	1,050
Asentamiento máxima [lb]	20,000	46,500
Direccionable	No	No

Tabla IV.2 Especificaciones generales De MacDrill.<sup>2</sup>



#### IV.3.4 Motores de Turbina.

El principio de operación de un motor de turbina es la acción inversa de una bomba axial o centrífuga. Para operar eficientemente, las turbinas requieren alta velocidad de flujo y/o muchas secciones de cuchilla. Esto los hace inconveniente para muchas aplicaciones de perforación con tubería flexible. Sin embargo, la falta de elastómeros en los motores de turbina los hace ideales para altas temperaturas y ambientes de gas.

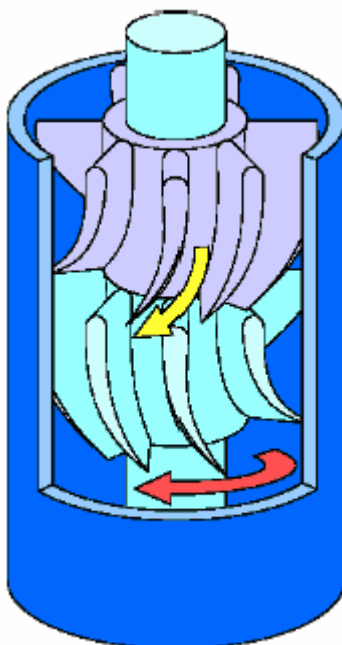


Figura IV.8. Principios de Operación de un Motor de Turbina.<sup>2</sup>

#### IV.3.5 Herramientas de Impacto.

Las aplicaciones más comunes para estas herramientas han sido perforar y moler cemento o pesca de tubería de producción. Sin embargo, están ganando aceptación para aplicaciones especiales de perforación donde el fluido de trabajo debe ser un gas o el ambiente de operación es demasiado extremo para los motores convencionales de desplazamiento progresivo. Los Laboratorios Nacionales de Sandia y el Laboratorio Nacional de Alamos ocasionalmente han trabajado en perforación de percusión para aplicaciones geotérmicas, pero no tienen comercialmente ningún equipo disponible. El artículo JPT de diciembre de 1984, "Investigación de Perforación de Percusión para Aplicaciones Geotérmicas", por J. T. Finger es una buena fuente de material antecedente para estos motores especiales de alta temperatura.



### **IV.3.6 Motor Eléctrico de Fondo.**

En 1995, (CTES) dirigió un estudio para el Instituto de Investigación de Gas (GRI) en motores eléctricos de fondo. En el artículo SPE 36343, “La posibilidad de Usar un Motor Eléctrico de Fondo para perforar con tubería flexible”, por Newan, Stone, y Wolhart, discuten el proyecto. Una junta del proyecto industrial conducido por la tecnología XL, Ltd. también ha demostrado la posibilidad de perforar con tubería flexible eléctrica. Aunque un motor eléctrico de fondo es factible, desarrollar un sistema de perforación confiable basado en esta tecnología sería un proyecto mayor.

## **IV.4 Barrenas para la Perforación con tubería Flexible.**

El diseño de construcción de una barrena es ampliamente dependiente de tipo de acción de perforación que proporciona, i.e., triturar (barrena de conos), desgarrar, acanalar, cortar (barrena de cola de pescado), o algunas combinaciones de éstas. Mientras proporcionan un eficiente efecto de perforación, las barrenas también deben tener:

- Capacidad de cortar para ser removido del área debajo de la barrena.
- Crear un ID del agujero al menos de la dimensión de la barrena, a lo largo de la vida de la barrena, i.e., resistente al uso del medidor.
- Conectar firmemente al motor.

Para proporcionar estas funciones, la mayoría de las barrenas (sin tener en cuenta los diseños especificados) tienen los siguientes elementos:

- Un ensamble de corte que proporciona una perforación uniforme dentro de la circunferencia nominal de la barrena.
- Aberturas y toberas dirigiendo el fluido de perforación a través de la barrena y alrededor de la cara de la misma para remover los recortes y enfriar los cortadores y cojinetes (si esta equipado con conos).
- “Protección del uso del medidor”, es decir, el recubrir o templar insertos para reforzar el uso de la cara.
- Una herramienta apropiada tiene la capacidad de resistir las fuerzas axiales y de torsión generadas por la perforación.

Además de las barrenas para perforar, las barrenas son capaces de moler metales, materiales duros y fragmentar. La figura IV.9 muestra una variedad de barrenas para perforar, moler y fragmentar.



Figura IV.9. Barrenas.<sup>2</sup>

#### IV.4.1 Barrenas de Conos.

Las barrenas de conos pueden tener dos o tres conos, pero generalmente existe la más reciente (barrena ticónica). Cada cono es montado con cortadores (dientes integrales o insertos templados) que contactan una porción de la superficie debajo de la barrena. Las barrenas de conos dentados generalmente realizan pozos en formaciones de suaves a medio duras mientras las barrenas de inserto están mejor preparadas para formaciones de medio duras a duras. El diseño de la barrena garantiza que la combinación de cortadores en todos los conos proporciona una completa acción de corte dentro de la circunferencia de la barrena. La rotación de la barrena gira los conos causando que los cortadores individuales presionen contra la cara de la roca y la acción rodante del cono desaloja la roca triturada dentro del flujo a alta velocidad del fluido de perforación desde la tobera de la barrena. Las toberas reemplazables de materiales extremadamente duros y resistentes al desgaste como el carburo, protegen el cuerpo de la barrena de la erosión por los fluidos de perforación. Las toberas están disponibles en una variedad de tamaños para optimizar la fuerza hidráulica disponible en las pistolas. Las chumaceras o cojinetes de rodillos adhieren los conos al cuerpo de la barrena y son lubricados por un lubricante sellado dentro del cuerpo de la barrena o por los fluidos de perforación. Las barrenas de cojinetes de rodillos están diseñadas para velocidades más altas y vienen en medidas mayores de 6 [in] de OD.



### Barrena de Conos Dentados.

Las barrenas de conos dentados (ver figura IV.10) están aglomerados como una parte integral del cono. La longitud de los dientes depende de la dureza de la formación, para formaciones más suaves los dientes son más largos. Las barrenas de conos dentados perforan para cortar, triturar y acanalar el material de la formación. El uso más común para este tipo de barrena esta en las secciones relativamente suaves y poco profundas de un pozo.

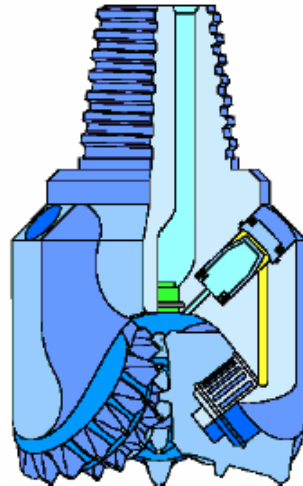


Figura IV.10. Barrena de Conos Dentados. <sup>2</sup>

### Barrena de Inserto.

Los conos en barrenas de insertos (ver figura IV.11) son adaptadas con insertos de botón despuntado, i.e., nariz de bala o forma de cuña, hechos de materiales muy duros que actúan para quebrantar la formación. El material y configuración del inserto de botón dependen de las características de la formación.

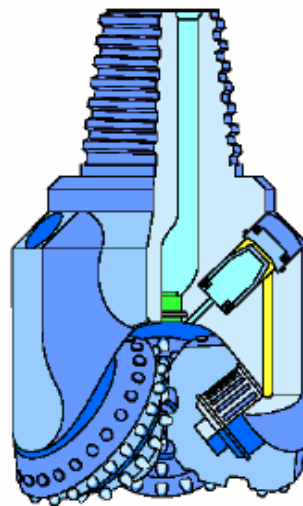


Figura IV.11.Opciones del Cortador de Barrena de Inserto. <sup>2</sup>



#### IV.4.2 Barrenas de Cortadores Fijos.

Las barrenas de cortadores fijos tienen una construcción más simple que las barrenas de conos dentados. Los componentes de corte de las barrenas de cortadores fijos están incrustados en la cara de la barrena, lo cual significa que no contienen ninguna parte móvil. La acción de corte de este diseño de barrena es un esfuerzo cortante o raspadura en cara de la roca mientras el cortador arrastra sobre ella. Estas barrenas son más susceptibles para materiales y formaciones duras. Tres tipos básicos de barrena de corte fijo están disponibles:

- Barrenas de roca de Diamante — Diamantes industriales son integradas en la cara de la barrena en una matriz especial incorporando canales de fluido para los fluidos de perforación. La acción de corte de las barrenas de diamante son preparadas para perforar formaciones de medio a duras porque los cortadores pequeños remueven cantidades relativamente pequeñas de material con cada paso.
- PDC — Barrenas Compactas de Diamantes Policristalinos (ver figura IV.12a) son similares a las barrenas de diamante. Los cortadores PDC son más largos que los de las barrenas de diamantes, haciendo apropiadas a las barrenas PDC para formaciones suaves y medio-duras.
- TSP — Barrenas Policristalinas Térmicamente Estables (ver figura IV. 12b) tienen cortadores similares a los de las barrenas PDC, pero son más pequeños y más resistentes al calor. Esto hace a la barrena TSP apropiada para formaciones duras.

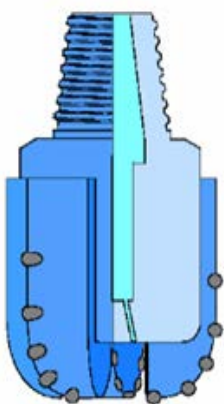


Figura IV.12 a. Barrena PDC

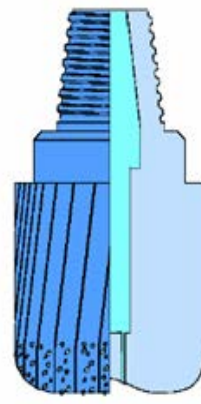


Figura IV.12 b. Barrena TSP. <sup>2</sup>



Las barrenas de cortadores fijos generalmente no son más robustas que las barrenas de conos y son fácilmente deterioradas por metal en la cara de perforación. Esto las hace más sensibles a basuras en el agujero. Desde que las barrenas de corte fijo perforan con esfuerzo cortante la cara de la roca, controlar el peso en la barrena es esencial para evadir el deterioro de la cara de la barrena y desalojar los elementos cortantes incluidos. Las barrenas de corte fijo operan más eficientemente con menos peso en la barrena que las barrenas de conos pero son más sensibles a la velocidad de rotación. Al no tener partes móviles, las barrenas de corte fijo pueden operar generalmente con velocidades de rotación más altas que las barrenas de conos para extender los periodos de tiempo.

#### **IV.4.3 Selección de la Barrena de Perforación.**

El mejor indicador de cómo una barrena actuará bajo condiciones dadas es por registros de barrena de pozos contra restantes o condiciones similares. Esta es otra buena razón para conservar registros detallados y exactos durante una operación de perforación con tubería flexible. Los asuntos importantes relacionados con la selección de la barrena generalmente incluyen lo siguiente:

- **Tamaño** — La etapa de ingeniería un proyecto de perforación con tubería flexible generalmente identifica los tamaños de barrena requeridos en los procesos basados en los tamaños de terminación propuestos y la presencia de las restricciones del agujero. Las barrenas bi-céntricas especiales permiten perforar un agujero con un diámetro mayor que el de la sección del agujero arriba de eso. La selección de barrenas de conos se reduce con la disminución del tamaño del agujero.
- **La configuración de los cortadores** — El tipo de cortador, tamaño, y configuración determina la compatibilidad de la barrena con la formación y su tolerancia a basuras o escombros que pueden estar presentes en el agujero.
- **Velocidad de operación [rpm]** — Las barrenas y motores usualmente operan más eficientemente con rangos relativamente reducidos de la velocidad rotacional. En términos generales, las barrenas de conos operan con velocidades más bajas que las barrenas de corte fijo.
- **Protección del medidor** — Las barrenas usan dos áreas principales, la superficies del cortador (resultando en una velocidad de penetración más lenta), y la circunferencia de la barrena (resultando en un agujero bajo-medida).
- **Tipo de formación, dureza y abrasividad.**
- **Torque del motor** — En general las barrenas de conos tienen requerimientos de torque más bajos mientras que las barrenas PDC tienen los más altos.
- **Pesos disponibles en la barrena** — En general las barrenas de conos requieren alto peso en la barrena, mientras las barrenas PDC perforan eficientemente con bajo peso en la barrena.
- **Tipo de fluido de perforación y velocidad de flujo.**



Los fundamentos del diseño y selección de la barrena se aplican igualmente a la perforación con tubería flexible y a la perforación rotatoria convencional. Sin embargo, la perforación con tubería flexible generalmente usa velocidades más lentas en la barrena con un peso más bajo en la misma. Siempre busca recomendaciones de los proveedores por usar las barrenas apropiadas para las condiciones específicas esperadas durante un proyecto de perforación con tubería flexible.

## **IV.5 Sistemas de Aparejos para la Perforación con Tubería Flexible.**

La tecnología de perforación con tubería flexible ha evolucionado rápidamente en los últimos 5 años, especialmente en el área de equipos. Durante los primeros años, el equipo de perforación con tubería flexible consistió en unidades convencionales de tubería flexible combinadas con algunos equipos adicionales para soportar los procesos de perforación. Las compañías de servicios de tubería flexible trataron de minimizar el riesgo asociado al probar una nueva tecnología. Como la demanda de los servicios para perforar con tubería flexible creció y la tecnología evolucionó, las compañías de servicio con tubería flexible han investigado más con equipos de perforación especializado. Estos aditamentos incluyen sistemas de lodo especializados, subestructuras, sistema de amortiguadores/sistema de gato para tubería de revestimiento, y mástiles para manejo de tubería articulada.

### **IV.5.1 Unidades Híbridas de Perforación con Tubería Flexible.**

Las unidades híbridas de perforación con tubería flexible combinan una unidad de tubería con un mástil, camisa de la tubería de revestimiento, o un sistema de amortiguamiento para el manejo de tuberías articuladas. Generalmente, estas unidades son un compromiso entre los requerimientos para mitigar la movilización, la funcionalidad de perforación, y los bajos costos. En muchos casos, son capaces de funcionar independientemente de una perforación convencional o equipo de reparación de pozos. Esto los hace más eficientes que una unidad de tubería flexible convencional para el manejo de tubería articulada, pero continúan usando el motor de fondo para todo lo de perforación. De esta manera, un equipo híbrido de perforación con tubería flexible no tiene ninguna ventaja sobre una unidad de tubería flexible convencional cuando el ensamble de fondo está en el pozo. La elección de la unidad híbrida de perforación con tubería flexible para un trabajo de perforación específico no es muy diferente de elegir de un grupo de equipos convencionales de perforación. La elección depende de muchos factores incluyendo la disponibilidad del equipo en el área, la selección de la compañía de servicio, logística, y el tamaño de la ubicación.



### Unidades con Sistemas de Grúa.

La primera modificación a las unidades convencionales de tubería flexible para hacerlas más convenientes y perforar, fue una estructura pesada que podría soportar el inyector y un conjunto de combinaciones para tubería articulada. Esta estructura es usualmente una grúa o un amortiguador modificado. Algunas veces la estructura incluye una grúa ligera para los componentes manuales de la conexión de fondo y llaves para conectar y desconectar tubería. La figura IV.13 muestra un ejemplo típico de tal unidad. Estos sistemas han sido y continúan siendo usados exitosamente para todo tipo de proyectos de perforación con tubería flexible.



Figura IV.13. Unidad Híbrida para Perforar con T.F. en Oman (Dowell). <sup>2</sup>

El propósito del sistema de levantamiento y cuñas es para introducir y sacar tuberías articuladas. Estos permiten que la unidad híbrida de tubería flexible opere independientemente del equipo de reparación de pozos o de perforación con tamaños de tubería de revestimiento arriba de las 7 [in]. Sin embargo, las operaciones con tubería articulada son mucho más lentas con un híbrido porque no tienen un mástil integral con bloque viajero. La longitud de la carrera y velocidad de la estructura limita el viaje vertical de la tubería. El límite de operación para una unidad de grúa es simplemente el peso de la tubería de revestimiento que soportará sin peligro.

### Unidades de Mástil Fijo.

Considerando las limitaciones de las unidades híbridas de perforación con tubería flexible con estructuras de levantamiento, añadidas al mástil en una unidad convencional de tubería flexible, fue una manera natural de progresar más en las operaciones de la superficie capaces de una perforación rotatoria o equipo de reparación de pozos. Una aproximación de este objetivo es un inyector montado en una plataforma bajo un mástil fijo. La figura IV.14 muestra una unidad híbrida de perforación con tubería flexible con un mástil fijo sostenido en un subestructura de módulos individuales apilados. Esta estructura masiva levantó mucho como un equipo de



perforación rotatorio convencional. La compañía NOWSCO uso esta unidad para operaciones de perforación con tubería flexible en Europa y unidades similares para perforar con tubería flexible en Canadá. El mástil pesado y el malacate fueron evaluadas para 200,000 [lb].



Figura IV.14. Equipo Aleman Nowsco para Perforar con T.F. <sup>2</sup>

La figura IV.15 muestra un inyector soportado bajo el mástil en una estructura ajustable. La estructura se podría mover verticalmente en los gatos para ajustar los diferentes preventores arreglados en columna y horizontalmente en carriles para limpiar el cabezal para las operaciones con tubería articulada con malacate. Una plataforma de trabajo debajo del nivel inyector dio a la tripulación el acceso al lubricador entre el preventor y el preventor de la tubería flexible. Esta unidad híbrida de tubería flexible tuvo las mismas capacidades de operación como las unidades de mástil del mismo levantamiento descritas abajo, pero requirieron una grúa que separe al equipo arriba y abajo. Esto aumentó el tiempo y el costo para estas funciones. Sin embargo, el equipo de mástil fijo podría encajar en la ubicación más pequeña, entonces comparable con equipos de mástil del mismo levantamiento porque los módulos de la estructura ocuparon menos área de superficie que un remolque.



Figura IV.15. Inyector del Equipo Aleman Nowsco. <sup>2</sup>



### Unidades de Mástil Auto Edificable.

Fracmaster (ahora BJ) mejoró en las unidades de mástil fijo descritas anteriormente con un diseño de mástiles auto edificable que combinaron características de unidades de tubería flexible y equipos de reparación de pozos dentro de un equipo híbrido de perforación con tubería flexible. Sus diseños tienen un mástil mucho mayor (80 ft de altura) con un malacate pesado montado en un remolque que se vincula con otro remolque conteniendo el carrete de la tubería flexible. Los dos remolques se combinaron para formar un equipo completo de perforación con una "footprint" de aproximadamente 10 [ft] X 95 [ft]. Un tercer tráiler contenía el paquete de energía y la cabina de control del operador. La figura IV.16 muestran diferentes vistas de este largo equipo híbrido de perforación con tubería flexible con su mástil auto edificable. Este equipo paró operaciones en 1999.



Figura IV.16. Vistas de un Equipo Híbrido de un Equipo de Perforación de T.F. <sup>2</sup>





La compañía Fracmaster montó el inyector en una plataforma pesada que sustituyó con un piso de trabajo con cuñas y llaves de potencia. El inyector podría moverse horizontalmente en la estructura de apoyo en una posición sobre el cabezal para las operaciones con tubería flexible o en una posición de “empacamiento” fuera de la base del mástil de manera que el personal podría usar los malacates para manejar la conexión de fondo o la tubería articulada. El piso de trabajo y la estructura de soporte se derrumbo por transporte. El inyector especial en este equipo podría jalar arriba de 120,000 [lb], y la capacidad de los malacates fue de 150,000 [lb]. El carrete tiene la capacidad de 10,200 [ft] de una de 2.875 [in]. La tubería flexible de Fracmaster se uso para más operaciones de perforación con tubería flexible.

El equipo de perforación con tubería flexible de Fracmaster fue conveniente por el tipo de reentrada de perforación requerida sobre muchos de los campos Canadienses de aceite y gas donde el tamaño de la ubicación y logísticas usualmente no son un problema. Sin embargo, no podría operar en ubicaciones estrechas o donde el espacio superior estaba limitado. Esto ilustra uno de los dilemas que enfrentan las compañías de servicio de perforación con tubería flexible, como combinar eficientemente la tecnología de tubería flexible y perforar material en un paquete que guarda los mejores atributos de cada uno. Por una parte, las unidades estándar de tubería flexible ofrecen tamaños compactos, portabilidad, y la posibilidad de operar eficientemente y con seguridad en pozos existentes. Por otro lado, las operaciones de perforación y terminación requieren equipos superficiales para manipular sartas de tubería pesada y procesar grandes volúmenes de fluido. El reto para la compañía de servicios de perforación con tubería flexible es descubrir un balance entre los objetivos de competencia para conocer las necesidades del cliente.

Nowasco (BJ) en Canadá introdujo su propio equipo de perforación con tubería flexible y mástil auto edificable en 1998 que se parece estrechamente al equipo Fracmaster en forma y función. El objetivo primario de este mástil corto es manejar la conexión de fondo de perforación. Las figuras IV.17 y IV.18 siguientes junto con las figuras IV.19 y IV.20 muestran el equipo # 2 de Nowasco para perforar con tubería flexible.



Figura IV.17. Equipo No. 2 Nowasco (BJ) en Modo de Transportación . <sup>2</sup>

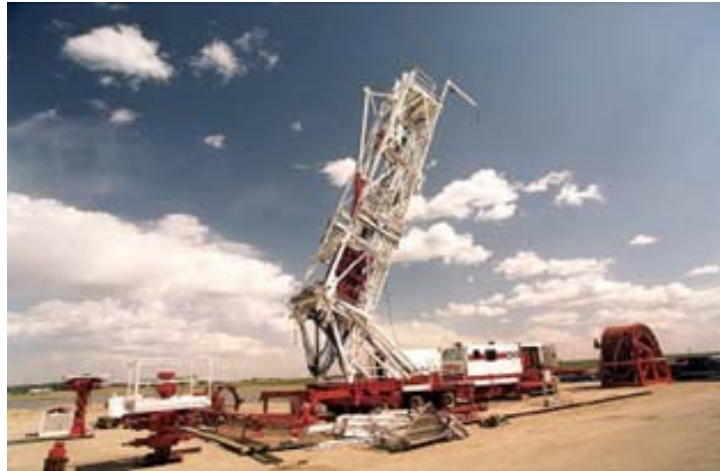


Figura IV.18. Colocación del Mástil en el Equipo No.2 Nowsco (BJ). <sup>2</sup>



Figura IV.19. Cuarto de Control Nowsco (BJ). <sup>2</sup>



Figura IV.20. Vista completa del equipo No. 2 Nowsco (BJ). <sup>2</sup>



## Unidad de Perforación con Tubería Flexible CISCO Heartland Rig International (HRI)

HRI designó a CISCO para optimizar operaciones mob/demob y manejo de tubería flexible y tubería articulada para operaciones de perforación con tubería flexible relativamente poco profundas (menos de 915 [m]). El objetivo fue optimizar el tiempo improductivo para tales proyectos donde el tiempo de perforación actual es relativamente corto. El producto de su proyecto desarrollado con Fleet Coil Tecnología (ahora Plains Energy) en Canadá es un paquete de seis módulos montados con remolques que proporcionan las siguientes funciones:

- La unidad de tubería flexible se baso en el diseño de rueda de fricción/inyector.
- Sistema automatizado de manejo de tubería articulada.
- Cabina de control, tanque de agua, cuarto de herramienta, y paquete de energía hidráulica.
- Tanque de lodo, mezcladora y múltiple de estrangulamiento.
- Bomba de lodo y compresor de aire.
- Almacenamiento en seco, acumuladores de preventores, generador, acomodo de la cuadrilla.

Las figuras IV.21, IV.22 y IV.23 muestran el esquema y características de este equipo único de perforación con tubería flexible. Durante 1997 y 1998, Planís Energy perforó más de 320 pozos con este equipo en profundidades promedio de 2460 [ft] (732 [m]) y han estado disponibles para moverse de ubicación, instalar el equipo, perforar a 1476 [ft] (450 [m]), instalar y cementar la tubería de revestimiento, desinstalar el equipo, y moverse al siguiente trabajo en solamente 6 horas. La velocidad de penetración (ROP) promedio para estos pozos es aproximadamente de 870 [ft/hr].

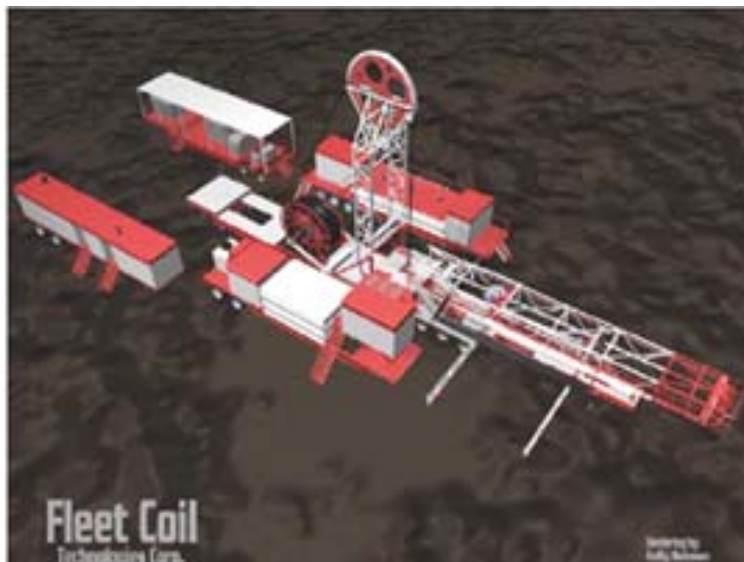


Figura IV.21. Equipo CISCO para Perforación con TF. <sup>2</sup>

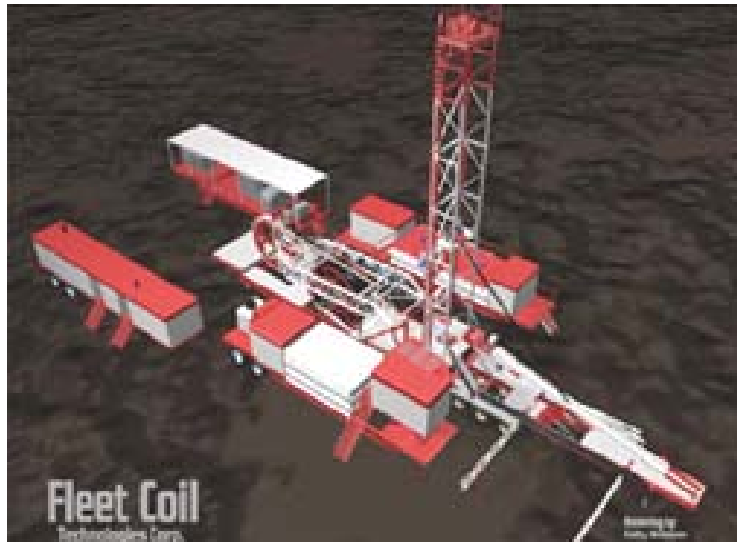


Figura IV.22. Equipo CISCO con Mástil para Tubería de Revestimiento. <sup>2</sup>



Figura IV.23. Equipo CISCO en Calgary (HRI). <sup>2</sup>

Las siguientes tablas dan las especificaciones del equipo de perforación con tubería flexible CISCO.

DIMENSIONES DEL REMOLQUE – 16 RUEDAS	54 FT – 8 IN X 12FT
Capacidad del Carrete de Trabajo – 2.875 in T.F.	4920 ft
Capacidad del Carrete de Trabajo – 2.375 in T.F.	7875 ft
Diámetro del Carrete de Trabajo	12 ft
Fuerza de Enrolle	15,000 lbf
Diámetro del Carrete Inyector	12 ft
Capacidad para Sacar el Inyector	60,000 lbf
Velocidad del Inyector	100 ft/min
Potencia del Cabrestante	8,000 lbf
Potencia del Cabrestante Lubricador	8,000 lbf
Espacio libre en Tierra para Mover el Camino	12 in
Espacio libre en Tierra mientras Perforas	24 in

Tabla IV.3. Unidad de T.F. <sup>2</sup>



DIMENSIONES DEL REMOLQUE – TRES EJES	48 FT X 10 FT
Capacidad de Alzamiento	100,000 lbf
Capacidad de Longitud de la Junta	46 ft
Velocidad de Viaje	400 ft/min
Torsión de Reanudación para el Máximo Impulso Superior	5,000 ft – lbf
Velocidad de Rotación	0 – 120 rpm
Rango del Swivel desde la Vertical	85°
Conexión del Piñón	3.5 in I.F.
Potencia del subestructura	100,000 lbf
Dimensiones del Piso de Trabajo	10 ft X 10 ft
Preventores y Herramientas manuales: <ul style="list-style-type: none"><li>• 7.063 in en el Preventor Anular</li><li>• 2 X 7.063 in en Preventores de Ariete de Compuerta Sencilla.</li><li>• Llaves de Potencia.</li><li>• Cuñas de aire</li><li>• Elevadores y Achicadores si necesita</li><li>• Armazón de Tubería Telescopiada</li></ul>	

Tabla IV.4. Controlador de TR / Rampa / Subestructura. <sup>2</sup>

DIMENSIONES DEL REMOLQUE – TÁNDEM	50 FT X 8 FT - 6 IN
Capacidad del Combustible Diesel	250 gal
Capacidad del Tanque de Agua	200 bbls
Capacidad del Tanque de Agua mientras se mueve	100 bbls
Potencia del Empaque de Energía Hidráulica	300 hp
Características de la Herramienta de Cuarto: <ul style="list-style-type: none"><li>• Se repara fácilmente con tanque de almacenamiento de aceite y gabinete.</li><li>• Trabajando banco con defecto, tablero de herramienta</li></ul>	
Características de la Cabina de Control: <ul style="list-style-type: none"><li>• Telescopiar verticalmente</li><li>• Panel de control para perforar y mecanismo de introducción de la TR</li><li>• Sistema principal de cerrado para funciones hidráulicas para todas las operaciones</li><li>• Mecanismo de operación remoto del preventor</li><li>• Adquisición de datos</li></ul>	

Tabla IV.5. Cabina de Control / Tanque de agua / Cuarto de herramienta / Paquete de Energía Hidráulica.



DIMENSIONES DEL REMOLQUE – TRES EJES	50 FT - 4 IN X 10 FT
Capacidad del Tanque de la Temblorina	104 bbls
Capacidad del Tanque de Asentamiento	96 bbls
Capacidad del Tanque de Succión	96 bbls
Capacidad del Tanque de Rellenar	20 bbls
Características del Tanque de lodo: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Agitadores eléctricos de 7.5 hp (3)</li> <li>• Indicadores del nivel de volumen</li> <li>• Desgasificador montado en la temblorina</li> <li>• Cuarto de mezcla y manifold</li> <li>• Motor eléctrico combinado de 50 hp c/w 4 in x 5 in que combina la bomba y la tolva</li> <li>• Supercargador eléctrico de 50 hp de 5 in x 6 in</li> </ul>	
DFTS 3-Pantalla 8G Temblorina de Movimiento Lineal	
Múltiple de estrangulamiento embridado de 3 in x 2 in	3000 psi

Tabla IV.6. Tanque de lodo / Cuarto de Mezclado / Múltiple de Estrangulamiento. <sup>2</sup>

DIMENSIONES DEL REMOLQUE – 16 RUEDAS	46 FT X 12 FT
Capacidad del Combustible Diesel	1500 gal
Bomba de lodo Triples Wh-1000-B Ellis Williams con una carrera de 10 [in]	1000 hp
Medidas del Liner	4 in, 5 in
Motor Caterpillar 3512 con Transmisión de Cadena a Bomba	
Presión del Compresor de Aires	2500 psi
Volumen del Compresor de Aires	6000 scf

Tabla IV.7. Bomba de Lodo / Compresor de Aire. <sup>2</sup>

DIMENSIONES DEL REMOLQUE – TANDEM	48 FT X 8 FT – 6 IN
Capacidad del Combustible Diesel	1200 gal
Capacidad del generador Diesel	300 kW
Tipo 80, Acumulador de 8 Botellas c/w 2 botellas de Nitrógeno	80 gal
Potencia del Boiler	80 hp
Cuarto de Cambio con 10 Lockers para el personal	

Tabal IV.8. Van Seco / Cuarto del acumulador / Generador / Cuarto de Cambio / Boiler (Cap. CT Drilling Pág. 15-46)<sup>2</sup>



### **Unidad Ártica de Tubería Flexible + Equipo de Reparación de Pozos.**

La Compañía Arco ha conducido la mayoría de sus trabajos de perforación con tubería flexible en Alaska con un equipo similar al que se muestra en la figura IV.24 La unidad de tubería flexible es esencialmente una unidad ártica estándar de reparación de pozos con mástil y contrapeso para soportar la cabeza del inyector sobre el almacén. El equipo de reparación del pozo puede usarse para perforación rotatoria ligera, pero normalmente se usa para terminaciones y otras operaciones de reparación de pozos. Para perforar con tubería flexible, el inyector es colocado junto a la torre de perforación del equipo sobre la mesa rotaria. La función de la torre de perforación es manipular el equipo de fondo (BHA) y sacar o introducir cualquier tubería articulada. Esta combinación de equipo y funciones podría fácilmente adaptarse a otras operaciones de perforación con tubería flexible en el campo.



Figura IV.24. Equipo Arco para Perforación con T.F. <sup>2</sup>

### **Equipo Nórdico de BP y Schlumberger.**

El equipo Nórdico comenzó su carrera de operación con su propio empuje, el equipo ártico de reparación de pozos para trabajo pesado trabajaba para Arco en la bahía Prudhoe. El equipo contenido completamente por si mismo puede moverse de una ubicación a otra con su propia energía. BP adquirió el equipo y con asistencia de Schlumberger, agregó una unidad de tubería flexible para que el Nórdico pudiera ser un sistema de perforación con tubería flexible contenido así mismo. La figura IV.25 muestra una vista de este equipo, con la unidad de tubería flexible naranja voladiza fuera del lado derecho. La figura IV.26 muestra el Nórdico en posición de operación sobre el almacén. Los controles de la cabina del cuarto de control para operaciones con tubería flexible o para operaciones con equipo estándar (bombear, malacates, mesa rotaria, etc.), están en las figuras IV.27 y IV.28 respectivamente. La figura IV.29 muestra el carrete de la tubería flexible desde el punto de ventaja de la consola de control de operaciones de la tubería flexible. El concepto de este equipo es adaptable a otras



operaciones de perforación donde un gran número de pozos están agrupados en un área relativamente pequeña. Sin embargo, el costo de tales equipos podría no ser justificables en menos ambientes hostiles de operaciones rigurosas.



Figura IV.25. Equipo Nórdico (BP).<sup>2</sup>



Figura IV.26. Equipo Nórdico colocado en el Pozo (BP).<sup>2</sup>





Figura IV.27. Cuarto de Control para Operaciones con T.F.<sup>2</sup>



Figura IV.28. Cuarto de Control para Operaciones de Equipo.<sup>2</sup>



Figura IV.29. Carrete del Equipo Nórdico.<sup>2</sup>



## CDR # 1 Transoceánico, “Camaleón”

El primer equipo híbrido de perforación con tubería flexible transoceánico, CDR # 1 o Camaleón, fue un remolque montado, construido con una unidad de mástil pareciéndose al equipo Fracmaster. Sin embargo, el único arreglo de carrete sobredimensionado y el inyector en Camaleón es una desviación radical del otro híbrido descrito arriba. La figura IV.30 con la figura IV.31 muestra el carrete con 15 [ft] de diámetro colocado directamente sobre el equipo Hydra HR480 inyector. Este arreglo de alimentación directa elimina el arco guía para reducir la fatiga con tubería flexible e incrementar la vida de trabajo de la sarta de la tubería flexible.



Figura IV.30. Equipo Transocean No. 1 en Canada. <sup>2</sup>

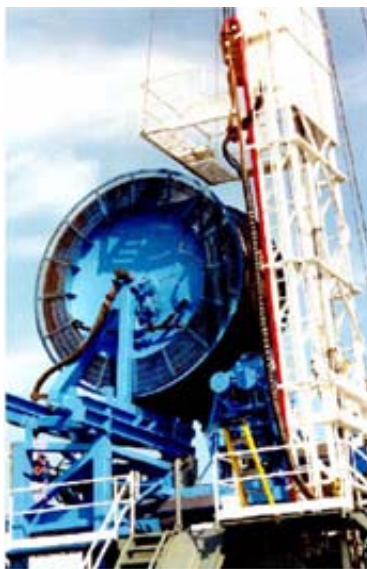


Figura IV.31. Inyector y Carrete del Equipo Transocean No.1. <sup>2</sup>

El inyector está montado en una plataforma móvil entre dos piernas del armazón de la caja del mástil. La plataforma puede mover horizontalmente la posición del inyector sobre el agujero o retraerlo fuera de curso. El carrete se traslada de lado a lado en su eje de rotación para mantener la tubería flexible uniformemente y se inclina hacia o



fuera del inyector para mantener la tubería flexible en el eje de las cadenas del inyector. El carrito tiene un diámetro de núcleo de 122 [in] y el ancho entre bridas es de 84 [in] dándole una capacidad máxima de 11,000 [ft] para una tubería flexible de 2.875 [in]. Sin embargo, Transocean probó al Camaleón con una sarta especial de 3.25 [in] de tubería flexible en Canadá en 1997.

Transocean se unió con Nabors para perforar y modificar el CDR # 1 para operaciones árticas y mover el equipo a la Bahía Prudhoe para perforar por Arco. La figura IV.32 muestra el equipo en operación en la Bahía Prudhoe en el verano de 1998. La Figura IV.33 muestra la única consola de control para este equipo, designada y construida por Hitec. La silla del operador contiene todos los controles para operar el equipo.



Figura IV.32. Equipo Transocean/Nabors en Alaska. <sup>2</sup>



Figura IV.33. Consola del Equipo Transocean /Nabors. <sup>2</sup>



### IV.5.2 Evolución de los Equipos de Perforación con Tubería Flexible.

Los primeros dos equipos de perforación con tubería flexible construidos con un propósito que usan un simple dispositivo para mover tuberías articuladas y continuas llegaron a ser operacionales en 1996. Estos equipos modulares, totalmente integrados no parecen más que una unidad de tubería flexible convencional para el servicio a pozos, y son bastante diferentes entre si. Sin embargo, BHI diseño los dos para ejecutar operaciones de perforación y terminación independientemente de otros equipos o apoyar maquinarias con unidades de tubería flexible convencionales o equipos híbridos de perforación con tubería flexible.

BHI diseño el equipo Copérnico para el mercado costa fuera de alto costo, primeramente en el mar del Norte, donde las cargas de perforación podrían ser soportadas tanto por la camisa de pozo como por la plataforma circundante. Para su prueba de campo inicial, este equipo ejecutó el primer proyecto de perforación con tubería flexible en el Golfo de México. Desafortunadamente, este proyecto no fue muy exitoso y Baker Hughes INTEQ retiró a Copérnico del servicio.

BHI diseñó el equipo Galileo 1 para el mercado de bajo costo y Galileo 2 para perforar desde una barcaza en el lago Maracaibo. Su subestructura y mástil son fundamentalmente diferentes a los de Copérnico y distribuir cargas de perforación sobre un área bastante larga. Consecuentemente, los equipos Galileo no son bien sustituidos para instalación en la mayoría de las plataformas costa afuera.

Los tres equipos modulares podrían ejecutar las siguientes tareas:

1. Jalar tubería de producción existente.
2. Perforar pozos verticales y direccionales usando tubería flexible y tubería articulada.
3. Correr y cementar liners y tubería de revestimiento.
4. Correr tubería articulada y terminaciones con tubería flexible.
5. Perforar bajo balance con fluidos gasificados, espuma o aire.
6. Desplegar la conexión de fondo en pozos vivos.
7. Sacar e introducir la conexión de fondo o tubería articulada con el inyector sobre el cabezal del pozo.

Debido a un sistema sofisticado de control del proceso en cada equipo y especialmente adiestrando personal de operación, BHI puede reducir la mano de obra requerida para un proyecto típico de perforación. La cuadrilla de operación diseñada para cada equipo consiste de cuatro especialistas y un gerente, la persona responsable para la ejecución del programa de perforación. Cada especialista es responsable de una de las siguientes áreas:

1. Operaciones en el fondo del agujero incluyendo perforar, moler, corte de ventana, pesca y topografía.
2. Operaciones superficiales con tubería flexible.



3. Tratar fluidos y sólidos, cementar y el control del módulo los fluidos bajo balance.
4. Mantener y reparar todos los módulos de equipos.

#### IV.5.2.1 Características del 1<sup>er</sup> Equipo de Perforación con TF.

La Figura IV.34 muestra el sistema modular del equipo de perforación con tubería flexible, *Copérnico*, construido por Hydra Rig, Texas Oil Tools (TOT), y Drecto. Las siguientes secciones describen algunas de las características innovadoras de este sistema.



Figura IV.34. Equipo Copérnico.<sup>2</sup>

#### Manejo de la TF y Tubería de Producción.

El motor primario para la tubería flexible y la tubería articulada arriba de 7.625 [in] de diámetro fue un Hydra Rig modificando el inyector HR480 montado bajo el piso del equipo. El inyector tuvo una capacidad de jalar 100,000 [lbs] y una capacidad de amortiguación de 40,000 [lbs]. Las cadenas del inyector podrían separar en un diámetro interior de 12 [in]. Esto permitió el despliegue de la conexión de fondo u otros objetos largos a través del inyector.

Para el levantamiento más grande y la capacidad de amortiguar, *Copérnico* incluyó un sistema de levantamiento con doble cilindro con una carrera de 10 [ft], una capacidad de jalar de 300,000 [lbs], y un capacidad de amortiguamiento de 130,000 [lbs]. Este sistema incluyó dos Tazones de cuñas estacionarios y dos viajeros. Ambos juegos de tazones fueron divididos para proveer una abertura mínima de diámetro interno de 12 [in]. El trabajar de la plataforma incluyó una mesa rotaria pasiva (no motorizada) para asistir con sartas de tubería de producción orientada.



## Subestructura

Módulos apilables permitieron a la subestructura adaptarse a cualquier arreglo de preventores en columna y elevar la altura de las operaciones convencionales sobre balance a perforación bajo balance en tierra y costa fuera.

## Sistema de Dirección de la Tubería Flexible

La compañía CTES ayudó diseñando el sistema especial de arco guía con radio de 15 [ft] que se muestra en la figura IV.35. Este sistema podría mejorar la vida de trabajo de la tubería flexible en un 30% por encima de lo debido en más radios del arco guía.



Figura IV.35. Arco guía de Copérnico.<sup>2</sup>

## Carrete de la Tubería Flexible.

El único carrete tuvo un diámetro de centro de 96 [in], 98 [in] de ancho entre bridas, y la capacidad para 13,120 [ft] de 2.375 [in], en la tubería flexible. El sistema de manejo, frenado, y tensión del carrete fue controlado eléctricamente. Toda la plomería en el carrete fue estimada para 10,000 [psi] y el servicio de H<sub>2</sub>S.

## Control del Pozo y Despliegue de la Conexión de Fondo.

El preventor de la tubería flexible TOT “Sidewinder”, el preventor combi de 7.06 [in], y la cabeza de seguridad de corte y ciego con 7.06 [in] fueron estimados para 10,000 [psi] y servicio de H<sub>2</sub>S. Estos formaron el preventor de perforación y lo combinaron con el preventor anular de 5,000 [psi] y el sistema de manejo de la tubería para formar el sistema de despliegue de la conexión de fondo para operaciones bajo balance.



### **Manejo Convencional de Fluidos.**

El tanque modular y el sistema de tubería fueron adaptados a una variedad de aplicaciones e incluyó equipo de control de sólidos, bombeo, cemento y tanque de mezcla de fluidos, y almacenamiento de volumen. Una temblorina de lutita con movimiento lineal de alta capacidad, la centrífuga de velocidad variable, y el módulo desgasificador fueron el primer equipo de control de sólidos. Los módulos con tanque de procesos de fluidos tuvieron la capacidad de 200 [ft<sup>3</sup>] y podrían ser colocados juntos para alcanzar el volumen total necesario. Las bombas triples de doble combustible diesel fueron estimadas en 300 [BHP] (270 [HHP]) de rendimiento continuo.

### **Manejo de Fluidos Bajo Balance.**

Este módulo, estimado para 50 [psi] de presión, que consiste de un separador de cuatro fases, el tanque de sobrecarga de agua, y tanque de sobrecarga de aceite. El separador tuvo la capacidad de 3,000 [scfm] de gas inyectado, 250 [gpm] de fluido de perforación, y 9 [ft<sup>3</sup>/hr] de sólidos de perforación.

### **Módulo de Energía.**

Dos conjuntos de bombas con motor diesel de 550 de presión de fondo (BHP) y un paquete de energía hidráulica con motor diesel de 500 de presión de fondo (BHP) fueron los primeros movimientos de *Copérnico*. Otras unidades de energía podrían ser agregadas si es necesario.

### **Herramientas de Fondo.**

El módulo de herramientas de fondo incluyó la perforación direccional, MWD, orientador, corte de ventana, y herramientas de pesca más las tuberías de perforación articuladas y coples.

### **Cabina de Control de Proceso.**

La figura IV.36 muestra una vista de la consola con el sistema sofisticado de control del proceso para *Copérnico*. El único sistema de control computarizado fue una adaptación del control lógico del proceso (PCL) comúnmente usado por plantas de generación eléctrica, refinerías, y muchas líneas de ensamble en fábricas automatizadas. Virtualmente la comunicación con otros módulos, movimientos primarios, y controladores a lo largo del sistema fue por medio de las consolas de pantalla táctil. Estas pantallas también desplegaron todos los parámetros de operación y condiciones de alarma para los módulos de *Copérnico*.



Figura IV.36. Consola de control de Copérnico .<sup>2</sup>

Además de las funciones de control estándar normalmente se encontró en una unidad de tubería flexible o equipo de perforación, el sistema proporcionó un número de funciones de control automatizados. Esto incluyó:

1. Velocidad y dirección con límites de fuerza — Permitiendo al inyector correr con una velocidad específica y dirección sin tener en cuenta las variaciones en la carga arriba del límite de fuerza seleccionado.
2. Coordinación del Inyector y el carrete — Manteniendo automáticamente la propia tensión entre el carrete y el inyector para enrollar correctamente la tubería flexible.
3. Sustituir al operador — Impidió al operador exceder manualmente los límites de presión pre-seleccionados para la tubería flexible.
4. Profundidad pre-seleccionada — Se usó en conjunto con (1), lo que permitió al sistema en un RIH automáticamente o POOH en una velocidad de seguridad máxima a una profundidad determinada.
5. Lubricación del Inyector — Lubricando automáticamente el inyector basado en la profundidad en pies de la introducción de la tubería flexible.
6. Posición preseleccionada del preventor de ariete — Permitted al operador programar la posición de cada juego de preventores que se moverían por si fuera activado.
7. Presión de tracción del inyector — Ajustando automáticamente la presión de tracción para la dimensión de la tubería flexible, la dirección de movimiento, y fuerza requerida.
8. Tensión de la Cadena — Se ajusto automáticamente de acuerdo a la dimensión de la tubería flexible, dirección de movimiento y fuerza requerida.
9. Control de peso en la barrena (WOB) — Basados en la regeneración de sensores en la conexión de fondo, esto permitió al sistema mantener un juego de WOB para el operador.





#### IV.5.2.2. Características del 2º Equipo de Perforación con TF.

*Galileo 1* es diferente de *Copérnico* en cuanto a que BHI diseño la cabeza del inyector y el mástil para manejar la tubería flexible y la tubería articulada sin la ayuda de un sistema de levantamiento. La configuración mostrada en la figura IV.37 que incluye un mástil telescópico de dos piezas de una subestructura. El inyector modificado Hydra Rig HR 5200 puede asir una tubería de 2 a 7.625 [in] de OD y jalar/empujar con 200,000/100,000 [lbs]. Las cadenas del inyector pueden retractarse para expandir el ID del inyector a 12 [in]. Para manejar los componentes de la conexión de fondo y la tubería articulada, el inyector puede bloquearse en el lugar en cualquiera de las dos elevaciones en el mástil. El inyector toma una longitud de una tubería firme con un swivel y un gancho montado en un extremo más bajo. Para mover la tubería hacia arriba y hacia abajo, el inyector ejecuta la función de un bloque viajero. Un tazón de cuñas sin rotación en el piso del equipo se usa para agarrar la tubería o los componentes de la conexión de fondo insertados en el pozo. La figura IV.38 muestra la consola de control para *Galileo 1*. El sistema de control del proceso es similar al de *Copérnico*.



Figura IV.37. Galileo 1 (BHI).<sup>2</sup>



Figura IV.38. Consola de Galileo 1 (BHI).<sup>2</sup>



### IV.5.2.3. Características del 3<sup>er</sup> Equipo de Perforación con TF.

El mástil telescopiado de dos piezas y la cabeza inyectora HR 5200 para *Galileo 2* son los mismos que el de su predecesor, pero la semejanza termina ahí. La figura IV.39 muestra el equipo montado en su barcaza especial para operaciones en el lago Maracaibo, en Venezuela. Además, *Galileo 2* usa un único sistema de arco independiente para minimizar el daño de la fatiga en la tubería flexible. El arco de la tubería flexible es un poco visible en la figura IV.40 como una parábola oscura extendiéndose desde el inyector en el lado izquierdo de la figura. La figura IV.40 muestra el carrete y el inyector durante la prueba del sistema de arco independiente de un aparejo Hydra. El nivel de viento en el carrete gigante tiene una pequeña cabeza inyectora para controlar la tensión en el carrete y la cantidad de tubería en el arco. El sistema de control del *Galileo 2* coordina la velocidad de los dos inyectores para mantener la configuración del arco deseado. La figura IV.41 muestra el carrete gigante con el pequeño inyector removido por el nivel de viento.



Figura IV.39. Galileo 2 Montado en una Barcaza en el Lago Maracaibo(BHI).<sup>2</sup>



Figura IV.40. Carrete del Galileo 2 (BHI).<sup>2</sup>



Figura IV.41. Carrete del Galileo 2 (BHI).<sup>2</sup>

#### IV.5.2.4 Cuarto Equipo de Perforación con TF.

El propósito de construcción de “Galileo 3” es el equivalente terrestre del “Galileo 2” descrito anteriormente. La figura IV.42 muestra este equipo operando en Oman.



Figura IV.42. Galileo 3 en Oman (BHI).<sup>2</sup>



## IV.6 Fluidos de Perforación y la Hidráulica del Pozo.

El fluido de perforación o lodo, es un componente crucial en el éxito de una operación de perforación. Como en el manejo para las continuas técnicas de perforación eficiente, la optimización de un fluido de perforación y una hidráulica asociada llegan a ser incluso más importantes. En operaciones de perforación con tubería flexible, la geometría de la sarta de la tubería flexible y la configuración de los pozos perforados típicamente presentan muchos cambios para el rendimiento del fluido de perforación. Sin embargo, la única característica asociada con el equipo de tubería flexible y el equipo de control de presión relacionado, simplifica muchos de los requerimientos del fluido de perforación y el sistema de circulación.

Las funciones básicas de un fluido de perforación convencional son:

- Transporte de recortes — Remisión de recortes y escombros de la perforación del pozo.
- Enfriamiento y lubricación de la barrena y el motor.
- Control del pozo — Para perforar con sobre balance, prevenir la entrada de los fluidos del yacimiento.
- Estabilidad del pozo — Prevenir el abocardamiento y el derrumbamiento del agujero.
- Flotación para la sarta de tubería flexible.
- Transmitir de la potencia hidráulica al motor y herramientas de fondo.
- Optimizar la velocidad de penetración.

En la perforación rotatoria, el fluido debe ser capaz de soportar los recortes durante los periodos de falta de circulación para las conexiones de la tubería de perforación. Las interrupciones para circular son mucho menos frecuentes en la perforación con tubería flexible y usualmente mucho más cortas, por ejemplo, para recuperar desde la caja del motor.

Para la perforación direccional con tubería articulada, la rotación de la tubería ayuda agitando los recortes de fondo y guarda los cortes suspendidos en el fluido de perforación. La ausencia de la rotación de tubería en la perforación con tubería flexible hace la limpieza del agujero mucho más difíciles en pozos horizontales y muy desviaciones. Ambos con peso sobre la barrena relativamente baja y altas velocidades de rotación de la barrena asociadas con las aplicaciones de perforación con tubería flexible, los recortes son relativamente pequeños. Estas tendencias son para compensar la falta de rotación. Sin embargo, los fluidos visco elásticos desarrollados para la perforación con tubería flexible cambian su reología según el índice de esfuerzo cortante del lugar, es decir, llegan a ser mas viscosos en el espacio anular (índice de bajo esfuerzo cortante) para mejorar la suspensión de los recortes.

Para todas las operaciones con tubería flexible, el fluido viaja a través de la entrada de la sarta de tubería sin tener en cuenta la profundidad. Además, las pérdidas de presión por fricción por la tubería flexible en el carrete son considerablemente más grandes que para la tubería rígida. Para el óptimo desempeño hidráulico, el fluido de perforación



debe comportarse como un fluido de baja viscosidad dentro de la tubería flexible y como un fluido de alta viscosidad en el espacio anular, (para una remoción eficiente de los recortes). Los fluidos especiales se desarrollaron para la perforación con tubería flexible, por ejemplo, el sistema de Flo Pro de MI, que expone esta compleja reología.

#### **IV.6.1 Perforación Sobre Balance.**

En operaciones de perforación sobre balance, el fluido de perforación es la herramienta principal para controlar la presión del pozo. En la perforación convencional se aplican los principios del control del pozo excepto que la sarta de tubería flexible limita la velocidad de flujo del fluido y varía la pérdida de presión por fricción con la razón de la tubería dentro y fuera del carrete. Los factores clave a considerar por cualquier operación óptima sobre balance son:

- La máxima velocidad de flujo de fluido contra la profundidad — La sarta de la tubería flexible (ID, longitud, carrete dentro y fuera), geometría de los componentes de la herramienta de la sarta, reología de los fluidos de perforación.
- La presión del sistema de fluidos — La presión de bombeo, la presión en el arco guía (consideraciones de la fatiga), separador o equipos de procesos de presión de retorno, la densidad equivalente de circulación (ECD) ambos para la pérdida de presión por fricción en el espacio anular y la carga de los recortes.
- Potencia hidráulica de la bomba — Las pérdidas del sistema, el desempeño de la barrena.
- Capacidad y manejo del fluido — El método y equipo seguro para la preparación y los tipos de almacenamiento de los fluidos de perforación.
- Sistema de control de sólidos — capacidad adecuada de procesamiento para la máxima circulación y la carga de los recortes.

Los sistemas de fluido de perforación sobre balanceados son típicamente versiones más pequeñas de los sistemas usados por la perforación convencional. Debido al tamaño del agujero relativamente pequeño perforado con tubería flexible, una sola temblorina de alta capacidad y una centrifuga son usualmente adecuadas. Estas están normalmente combinadas con un tanque de procesamiento del fluido y un desgasificador para suministrar un compacto, sistema unificado. Adicionalmente los tanques proporcionan mezclas y capacidades de almacenamiento tan requeridas. La figura IV.43 muestra el manejo de un fluido compacto y un sistema de control de sólidos que Unocal Alaska uso para el proyecto de perforación con tubería flexible en el Cook Inlet. La figura IV.44 muestra el sistema de eliminación de sólidos para este pozo.

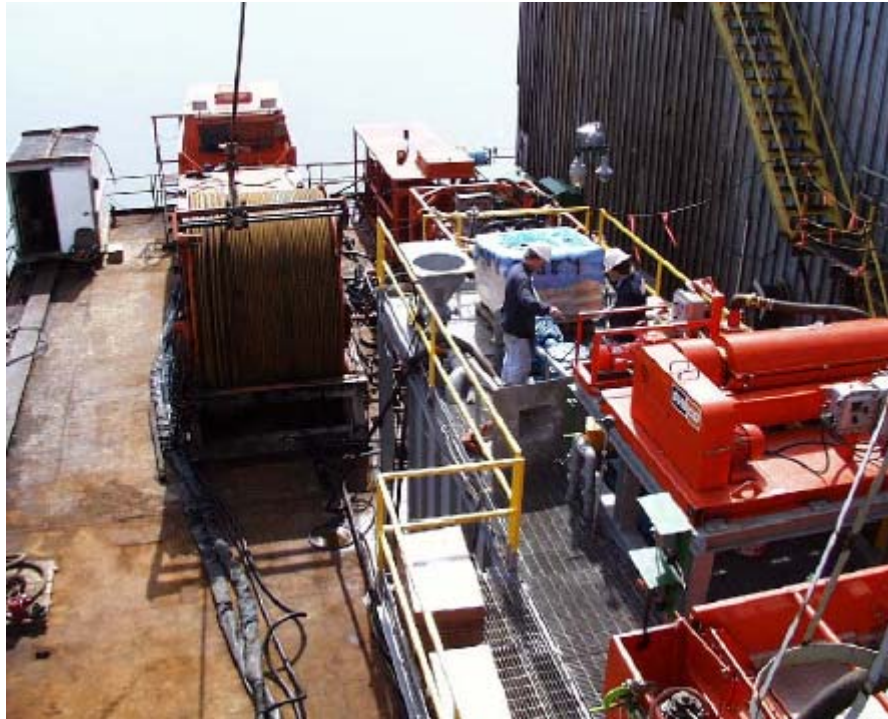


Figura IV.43. Sistema de Lodo Compacto para Perforar con T.F. (Unocal Alaska).<sup>2</sup>



Figura IV.44. Sistema de Eliminación de Sólidos para un Pozo Perforado con Tubería Flexible (Unocal, Alaska).<sup>2</sup>



### IV.6.2 Perforación Bajo Balance.

La perforación bajo balance es conveniente para situaciones donde la estabilidad del agujero o la prevención de la entrada de los fluidos de la formación no es un problema. Hasta aquí, toda actividad de perforación con tubería flexible bajo balance ha sido por reentradas, pero los pozos nuevos podrían también beneficiarse de la tecnología. La perforación bajo balance puede ser el mercado más importante para la perforación con tubería flexible. De hecho, ésta técnica de perforación ha llegado a ser una práctica común en Canadá y esta ganando extenderse popularmente por reentradas de perforación. La perforación con una presión hidrostática más baja que la de la presión del yacimiento ofrece los siguientes beneficios:

- Reduce el riesgo de daño a la formación.
- Incrementa la velocidad de penetración (ROP).
- Una indicación directa de cualquier hidrocarburo en la formación.
- La capacidad de pruebas de flujo en el pozo mientras se perfora, por ejemplo, pruebas de decremento para evaluar las propiedades de la formación y la capacidad de producción.

La perforación con tubería flexible es ideal para esta aplicación a causa del mejoramiento de control del pozo comparado con la perforación convencional. Incrementando la velocidad de penetración, reduce directamente el tiempo de perforación el cual debería reducir el costo de una operación de perforación con tubería flexible. Sin embargo, los costos ahorrados debidos al incremento de la velocidad de penetración pueden ser compensado por los altos costos de:

- Fluidos adicionales o un volumen grande de gas (usualmente nitrógeno).
- Componentes del manejo de fluidos adicionales, por ejemplo, sistemas de separación.
- Precauciones de seguridad extra, especialmente en ambientes con gas amargo ( $H_2S$ ).

La terminación bajo balance es una variación de la perforación bajo balance usada extensamente en Canadá y alcanza ser aceptable en otras áreas. En esta aplicación, un equipo convencional se usa para perforar hacia la cima de un yacimiento y correr una sarta de tubería de revestimiento. Entonces, la perforación con tubería flexible se usa para entrar al yacimiento con técnicas de perforación bajo balance. Esta aproximación intenta una ganancia de las fuerzas de cada técnica de perforación. La perforación convencional es más rápida (menos costosa) en el diámetros mayores, intervalos no productivos comparado con la perforación con tubería flexible. Por otro lado, la perforación bajo balance con tubería flexible es más rápida en el intervalo productor y más seguro que el uso de la tubería de perforación articulada. Un método para crear condiciones bajo balance es inyectar gas o nitrógeno dentro del pozo a través del sistema de bombeo neumático de la sarta de la tubería de revestimiento, si esta equipado. Otro método es para usar un fluido de perforación de peso ligero.



Diseñar y dirigir una operación de perforación bajo balance puede ser un proceso complejo, esto requiere un minucioso conocimiento de los riesgos y peligros. Existen tres métodos generales de llevar a cabo el bajo balance, y el método usado depende de la relación entre la presión de formación y el gradiente de presión normal. Si la presión de formación esta abajo del gradiente de presión normal, alcanzar las condiciones de bajo balance requiere el uso de bombeo neumático o espuma. Si la presión de formación es normal, un fluido de perforación con baja densidad como el lodo base aceite o crudo nativo deberían ser adecuados. Si la presión de formación excede el gradiente de presión normal, el pozo fluiría simplemente para disminuir la densidad del fluido de perforación bajo el cual normalmente es usado en la perforación bajo balance.

El diseño del fluido de perforación para operaciones bajo balance difiere del convencional, los métodos de sobre balance en varias maneras. Primero, los aditivos para el control de filtración son innecesarios por que la presión de formación es más alta que la presión en el espacio anular. Los materiales ligeros no son requeridos por el propósito del control primario del pozo. Ambientalmente los fluidos base agua no son necesarios para yacimientos productores de hidrocarburos líquidos. Como un resultado, económico, los fluidos tales como el agua de formación, diesel, crudos nativos son sustituibles por fluidos base.

### **Líquidos para Perforación Bajo Balance.**

En casos donde la presión del yacimiento es suficientemente alta, la inyección de gas puede ser necesariamente altogether. Agua (fresca o salmuera de formación), diesel, o aceites de crudos nativos pueden ser de un fluido de perforación apropiado. La ausencia de un sistema de inyección de gas simplifica la operación y reduce significativamente los costos. Sin embargo, el método de controlar la presión del espacio anular (cantidad de bajo balance) en una velocidad dada de flujo es para ajustar el estrangulador de la lineal de flujo. Esto puede ser bastante laborioso para realizarlo manualmente. También, un bache separado del fluido muerto debe estar disponible en el sitio para controlar el pozo bajo condiciones estáticas.

### **Fluidos en dos Fases para Perforación Bajo Balance.**

Crear condiciones bajo balance en yacimientos de baja presión requiere mezclas de gas con el fluido base a través de la sarta de tubería flexible o usar espuma directamente o gas a través de la sarta de la tubería flexible. El aire ha sido usado para esto, pero plantea un serio riesgo de combustión cuando se pone en contacto con los hidrocarburos producidos. El gas de escape de los motores de diesel es también una posibilidad, pero esto es corrosivo debido al alto contenido de CO<sub>2</sub>. Nitrógeno o hidrocarburo gaseoso es una mejor opción que el aire o el gas de escape. El nitrógeno es disponible para perforar bajo balance de dos fuentes:

- El nitrógeno líquido se transportó en el sitio, entonces se bombeo y convirtió a la fase gaseosa en la presión requerida.





- Los aparatos de filtración de nitrógeno en el sitio para generar nitrógeno directamente desde el aire.

La selección del abastecimiento de nitrógeno depende en gran parte de la economía y depende la anticipada composición de nitrógeno, el precio local del nitrógeno líquido, y el costo de movilización de la unidad de filtración.

La concentración segura de oxígeno en el gas de inyección depende de la presión de fondo, temperatura y la composición del hidrocarburo. Como una regla general, una concentración de oxígeno menor al 5% impedirá la combustión en el fondo. El gas de nitrógeno de las unidades de filtración contiene una baja concentración de oxígeno, usualmente menor al 5%. Sin embargo, incluso una pequeña cantidad de oxígeno en el fluido de perforación aumenta el riesgo de corrosión significativamente. Por esta razón, muchas personas prefieren el nitrógeno líquido para perforación bajo balance. Sin tener en cuenta la fuente de oxígeno en el fluido de perforación, un programa de monitoreo de corrosión es prudente.

### **Sistemas de Espuma.**

Si el gas inyectado dentro de un líquido no disminuye la presión de fondo lo suficiente para alcanzar la cantidad apropiada de bajo balance, un sistema de espuma puede ser una buena solución. La espuma está compuesta por burbujas de gas uniformemente dispersadas en una fase continua de líquido. Mezclando agua, agentes espumosos y gas en una cámara cerrada que crea la espuma. Debido a su viscosidad, la espuma es excelente para suspender y cargar los recortes. La desventaja más significativa de usar espuma es el gran volumen de retorno de espuma del pozo. Usualmente, un agente anti-espuma (rompedor) es necesario para separar la espuma dentro de sus dos fases anteriores para procesar las ganancias. Esto complica significativamente la operación de un sistema de circuito cerrado.

### **Sistemas de Gas y Niebla.**

El gas y la niebla son también útiles para la perforación bajo balance. La niebla está dispersa en las gotas del líquido en una fase continua de gas, usualmente aire comprimido o gas natural. El nitrógeno es también costoso debido a los requerimientos por las altas velocidades de flujo y grandes volúmenes. La perforación con gas es principalmente para rocas duras o formaciones productoras estrechas. Una desventaja de la perforación con gas es la sensibilidad de algunas formaciones para la introducción de incluso una cantidad pequeña de agua. Bajo estas condiciones, los recortes forman anillos de lodo en el espacio anular que alteran la limpieza del agujero y generan problemas de pegado de tubería.

### **Métodos de Inyección de Gas.**

Dos opciones, la inyección por la sarta y la inyección por el espacio anular, están disponibles para la inyección de gas dentro del fluido de perforación para mantener una condición de bajo balance. En el método de inyección por la sarta, el gas entra a la



corriente del líquido a través de un manifold corriente arriba del carrete de la tubería flexible. Las dos fases completamente mezcladas con un transitorio a través de la sarta de tubería flexible. La espuma no ocurrirá sin la inyección de agentes espumantes apropiados o surfactantes. La inyección por espacio anular hace uso de los recursos existentes de una bomba neumática en la terminación para inyectar gas en ubicaciones estratégicas en el espacio anular.

### **Inyección de la Sarta.**

La inyección por la sarta tiene las siguientes ventajas sobre el método de inyección por espacio anular:

- Simplicidad.
- Bajos costos.
- Realizar presiones más bajas del fondo del pozo es más fácil porque la entrada al espacio anular contiene fluidos de baja densidad.
- La velocidad de inyección de gas para mantener la presión de fondo deseada es más baja resultando un consumo de gas menor (y posiblemente costos).

Sin embargo, la inyección por sarta tiene numerosas desventajas, incluyendo:

- Pulsos telemétricos en el lodo convencional no funcionarán en altos índices de gas y líquido.
- El gas contraído es inyectado durante los viajes para conservar el pozo bajo balance.
- La mayoría de los motores de fondo son menos eficientes con el flujo en dos fases.
- Ajustes en el índice de inyección de gas, toma un largo tiempo para tener algún efecto en la presión de fondo.
- La pérdida por fricción en la sarta de tubería flexible es generalmente más grande para flujos en dos fases.

### **Inyección por el Espacio Anular.**

Los puntos de inyección puede ser localizados en cualquier profundidad del agujero, pero el potencial mínimo de la presión de fondo disminuye conforme aumenta la profundidad de inyección. La inyección por espacio anular cae dentro de tres grupos.

### **Inyección en la Sarta de Tubería Flexible Parasita.**

Una sarta de tubería externa es corrida y cementada junto con la tubería de producción (figura IV.45). La sarta de tubería de producción y la tubería de revestimiento comunicada por medio de una sub entrada lateral. El gas entra al espacio anular a través de la sarta parásita. Este método tiene dos inconvenientes significativos. Primero la sarta parásita puede ser incómoda y costosa para correrla. Segundo, la sub entrada lateral puede ser una señal débil en la tubería de revestimiento.

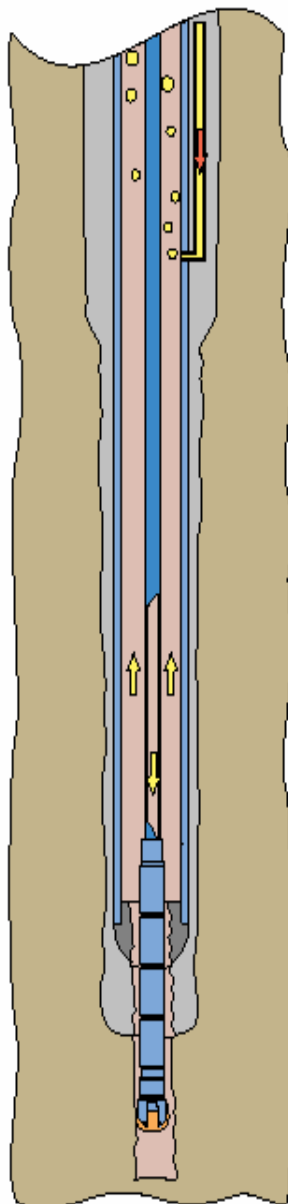


Figura IV.45. Inyección en la Sarta de tubería Parasita. <sup>2</sup>

### **Inyección en la Tubería de Revestimiento Parasita.**

Una sarta de tubería de revestimiento temporalmente colgada dentro de la tubería de producción suministra un punto de inyección en una sola profundidad. El gas inyectado en el espacio anular entre esta tubería de revestimiento parasita y la tubería de producción (Figura IV.46) entra al fluido de perforación en el fondo de la tubería de revestimiento parasita. Este método de inyección por espacio anular es más versátil y más fácil para correr que una sarta parasita, pero limita el tamaño del agujero perforado en el diámetro interno de la tubería de revestimiento parasita. Asimismo, el gran volumen del espacio anular entre las dos sarta de tuberías resultan en periodo de tiempo pre-cargadas y un control más difícil de la presión de fondo.

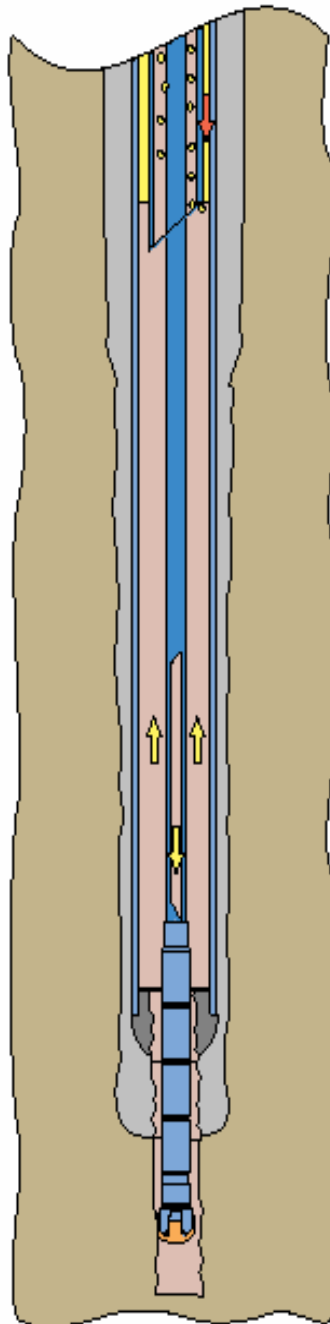


Figura IV.46. Inyección en la Tubería de Revestimiento Parasita. <sup>2</sup>

### **Sistema Artificial de Inyección de Gas.**

Si la terminación existente puede permanecer en el lugar durante la operación de perforación (a través de reentradas de tubería) el sistema de bombeo neumático (en ese caso equipado) puede ser usado por la inyección de gas durante la perforación. Esta es una opción atractiva, porque no requiere tubería adicional o preparación. La figura IV.47 ilustra este método

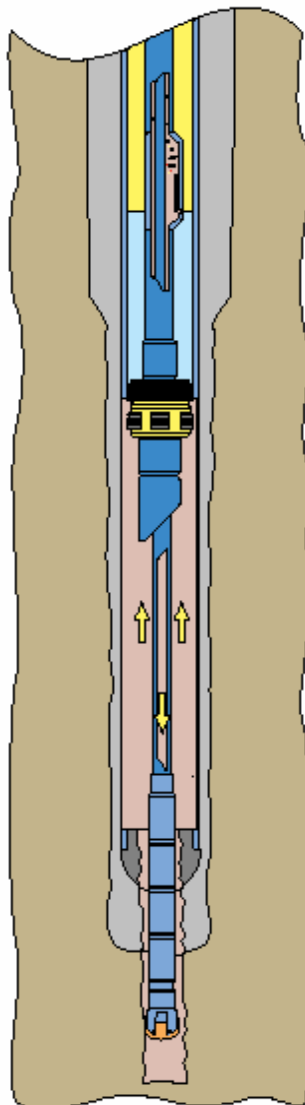


Figura IV.47. Inyección a través de un Sistema de Inyección de Bombeo Neumático.<sup>2</sup>

### Equipo Superficial en la Perforación Bajo Balance.

Primero las operaciones de perforación bajo balance utilizaron un separador de fluido y sistemas de manejo que consisten de:

- Un estrangulador de superficie para controlar el flujo.
- Un sistema de separación multi-etapa.
- Recursos de almacenamiento/desecho para los gases separados, líquidos y sólidos.

Mientras estos simples sistemas están todavía en uso, los sistemas diseñados específicamente para perforaciones bajo balance están ahora disponibles. Los sistemas superficiales pueden estar abiertos o cerrados (presurizado). La intención de un sistema cerrado es manejar gases potencialmente peligrosos.



## Sistemas Abiertos.

Un sistema abierto es esencialmente el equipo estándar utilizado en muchos equipos para pruebas de pozos (Figura IV.48). El fluido del pozo regresa a través de estrangulador ajustable que ayuda a regular la velocidad de flujo y la presión de fondo (BHP). Sin embargo, ajustar las velocidades de inyección gas/líquido es normalmente el método principal para controlar la presión de fondo (BHP).

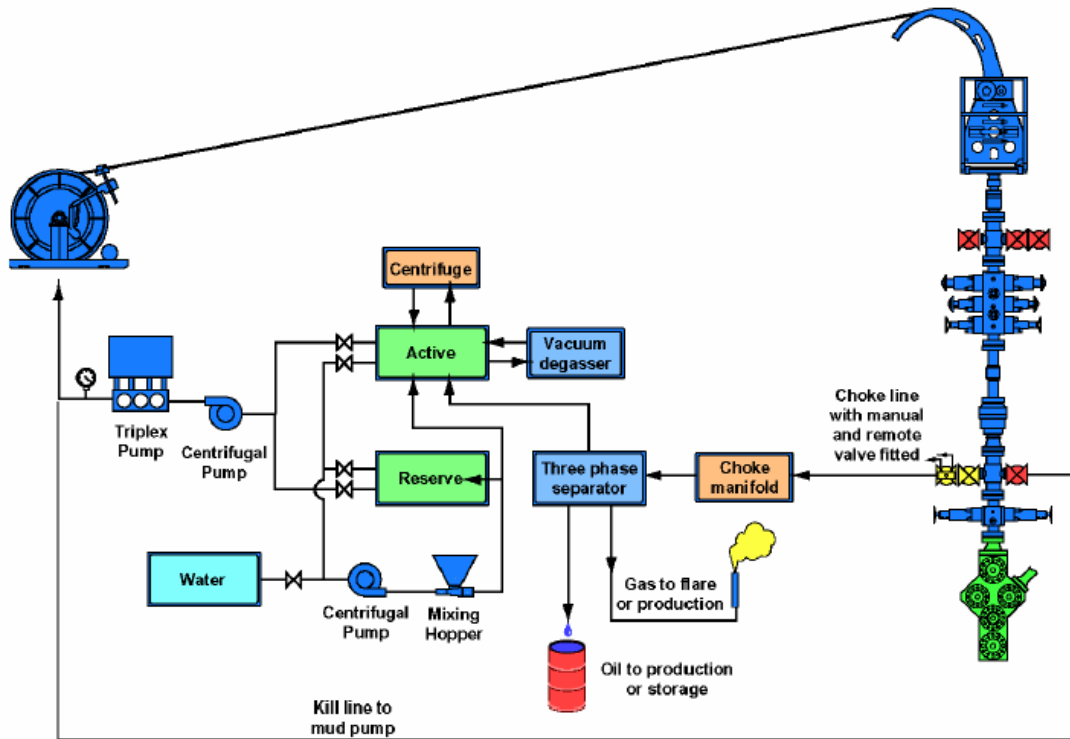


Figura IV.48. Sistema Abierto.<sup>2</sup>

En el sistema más simple, un desgasificador atmosférico elimina cualquier gas en el fluido de retorno. Algunas veces un desgasificador vacío es necesario para un óptimo desarrollo. El fluido aún contiene aceite, agua y recortes. Una serie de asentamientos y/o tanques de destilado es el método más simple para eliminar el aceite y los recortes. Una temblorina de arcillas y/o una centrifuga puede mejorar la remoción de los recortes, si es necesario. El proceso del flujo de fluido de perforación en un tanque para re-uso.

## Sistemas Cerrados.

La mayoría de las operaciones de perforación bajo balance usan un separador de cuatro fases (agua, aceite, gas y sólidos) para procesar los retornos a la superficie. En casos donde los retornos abiertos plantean un riesgo de fuego o de seguridad ( $H_2S$ ), tratar los retornos del pozo en un sistema de bucle cerrado es necesario para prevenir su contacto con el aire. El tipo de producción en tanques de separación puede separar agua, aceite y gas. Un sistema cerrado impide el uso tradicional de temblorina de arcilla



tradicional, pero una mayor separación en el recipiente permite un adecuado tiempo de asentamiento para remover los sólidos (figura IV.49).

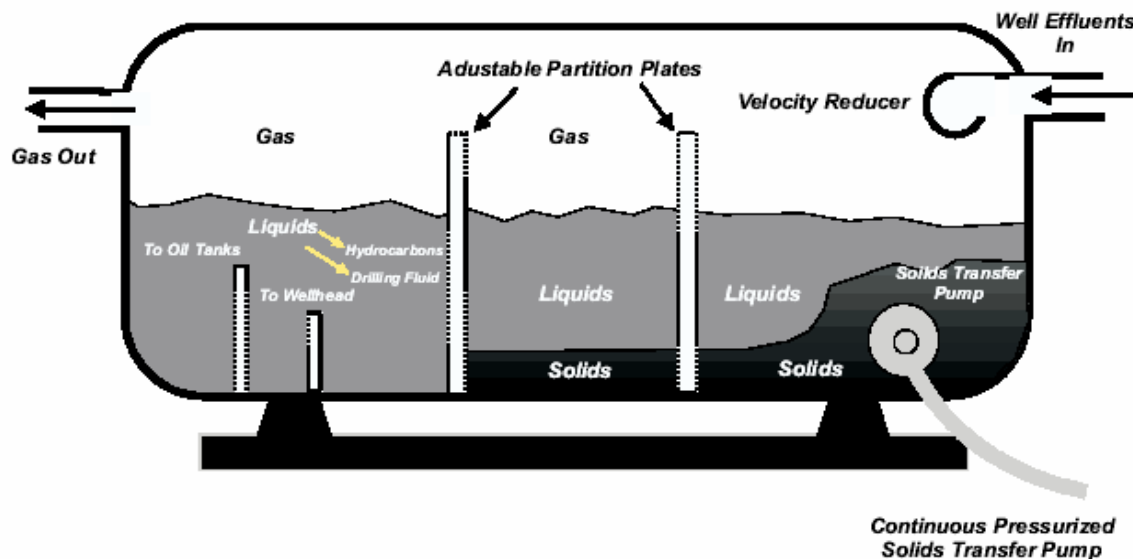


Figura IV.49. Separador de Cuatro Fases.<sup>2</sup>

Otra aproximación está en el uso de filtros o ciclones para extraer sólidos antes que entren al separador. Esto reduce considerablemente el tamaño del separador requerido.

## IV.7 Desviar un Pozo Existente.

El desarrollo de los sistemas de molienda de la ventana con la perforación con tubería flexible para desviar un pozo existente ha progresado rápidamente en los últimos años. El cambio había tenido aplicaciones donde la ventana de salida esta en la tubería de revestimiento con un diámetro mayor debajo de la tubería de producción. Sin embargo, muchas operaciones de re-entrada en la perforación con tubería flexible han ocurrido desde adentro de la tubería de producción o en pozos con la tubería de producción anulada. Cuatro métodos están disponibles para desviar un pozo existente:

- Remover la tubería de producción e inducir por un desviador colocado en la tubería.
- Inducir por un desviador a través de la tubería de producción (TTW) colocada debajo de la tubería de producción.
- Tiempo de perforación de un tapón de cemento.
- Inducir por un desviador en un agujero piloto en el tapón de cemento.

El método más común de desviación del hoyo en un pozo existente es la colocación de un desviador en la tubería de revestimiento para guiar la molienda hacia la dirección del nuevo pozo. Una etiqueta radioactiva (origen) en el desviador puede suministrar la



futura correlación de profundidad en la sección del agujero descubierto. La tecnología esta disponible para ejecutar la desviación con la terminación removida (convencional) o en el lugar (a través de la tubería). Las dimensiones del agujero para el primero habían sido hasta de 6 [pg] de largo. Mientras las dimensiones del segundo fueron típicamente más pequeñas a 4 [pg].

#### **IV.7.1 Tubería de Producción Removida (Desviador Convencional).**

Si la tubería de producción ha sido removida, un desviador convencional puede ser colocado en la tubería de revestimiento para proporcionar el punto de desviación para la desviación del agujero. La decisión de remover la tubería de producción depende de la economía de la operación, por ejemplo, la disponibilidad de un equipo apropiado y el tiempo requerido, y/o la dimensión planeada del agujero para la desviación del mismo. Además, la ausencia de restricciones con diámetros pequeños proporciona más opciones para herramientas. Sin embargo, manejar las operaciones de perforación con tubería flexible dentro de un pozo largo hace la limpieza del agujero más difícil, por ejemplo, requieren altos velocidades de flujo de fluidos, reducir al máximo posible el peso sobre la barrena (WOB), debido a los límites más bajos de pandeo helicoidal crítico.

Las cuatro fases de una operación de desviación convencional del agujero son:

- Preparación del pozo.
- Preparación / colocación del desviador.
- Molienda de la ventana.
- Perforar la desviación del agujero.

Las siguientes secciones describen los pasos primarios y las consideraciones importantes para cada fase de una operación convencional de la desviación del agujero.

#### **Preparación del Pozo.**

1. Matar el pozo.
2. Desinstalar preventores del árbol de producción e instalar el equipo de control de presión.
3. Probar el equipo de control de presión.
4. Jalar la tubería de producción y empacador.
5. Si es requerido, se aísla la corriente en el intervalo productor detrás de un cemento apretado, un tapón de lechada, o un tapón retenedor.
6. Correr un registro de ubicación del cuello de la tuberías de producción (CCL) y una herramienta rayos gama desde la superficie hacia un mínimo de 100 [ft] por debajo de la perforación direccional (KOP) propuesta para suministrar tanto una correlación precisa de profundidad, como una selección de localización para colocar el desviador. La molienda a través de un cople de la tubería de revestimiento puede ser difícil (tiempo consumido), por lo tanto, caro.





7. Correr un registro de afinidad de cemento (CBL) u otra herramienta de cubierta de cemento para determinar la calidad de la funda del cemento en la perforación direccional deseada. Si los resultados muestran una pobre calidad de cemento, tratar un remedio con cemento forzado o mover la perforación direccional hacia una localización con una cubierta sólida de cemento.
8. Correr un calibrador de tubería de revestimiento en un mínimo de 100 [ft] arriba y debajo de la perforación direccional propuesta. La ubicación para colocar el desviador debe ser tan redondo como sea posible. Si la tubería de revestimiento es demasiada ovalada o distorsionada, las cuñas del ancla no se sujetarían propiamente. Ampliar el desviador en el intervalo es tan necesario como la preparación de la tubería de revestimiento para el ancla.
9. Cuando corremos el desviador sin un ancla, instalar un tapón retenedor o un tapón de cemento en la perforación direccional para soportar al desviador hasta su cuña colocada contra la tubería de revestimiento. Si usa un tapón de cemento, prepara la cima del tapón a la profundidad del punto de desviación.

### **Preparación y Colocación el Desviador sin un Ancla.**

Si el control del acimut para el punto de desviación no es importante, el desviador puede ser colocado sin un ancla sobre la cima del tapón del pozo. Si la inclinación del pozo no es demasiado alta, el cable de acero puede ser apropiado para colocar el desviador. Sin embargo, lo siguiente implica utilizar la tubería flexible para correr y colocar el desviador.

1. Prepara (adaptar) las cuñas del desviador para encajar en el diámetro interno de la tubería de revestimiento.
2. Reunir la conexión de fondo (BHA) para correr el desviador. Dos opciones están disponibles. Primero, una simple conexión de fondo que consiste de un conector de tubería flexible, una válvula check y una herramienta corredora. El segundo, una molienda en la conexión de fondo que consiste de un conector de alto torque de la tubería flexible, una válvula check, sub circulación (flujo en bypass), un separador de corriente, un motor, una unión flexible, y un iniciador de molino con una oreja para correr el desviador. El segundo elimina un viaje.
3. Correr dentro del agujero con el desviador y gentilmente sustraer el tapón del pozo.
4. Lentamente aflojar la tubería flexible para proporcionar el peso especificado por el desviador abastecedor para colocar las cuñas.
5. La liberación de la herramienta de corrimiento para forzar al prisionero conectando el desviador a la herramienta. Algunas herramientas liberan con menos peso, mientras otros requieren un jalón adicional.

### **Preparación y Colocación del Desviador con un Ancla.**

Si el control del acimut para el punto de desviación es esencial, colocar un ancla del desviador en la tubería de revestimiento.



1. Adaptar las cuñas del ancla para encajar el diámetro interno de la tubería de revestimiento medido en el paso 8 de la sección “Preparación del pozo”.
2. Correr en el agujero hacia la perforación direccional con el ancla y colocar las cuñas del ancla. Después activar las cuñas en el ancla pero antes de liberar el mecanismo de anclaje, colocada debajo de 2000 [lbs] de peso o una válvula recomendada por el suministrador, cualquiera que sea menor, para asegurar que el ancla sostendrá.
3. Realizar una inspección giroscópica para determinar la orientación del (acimut) del ancla.
4. Colocar el acimut de la llave del desviador para orientar la cara del desviador en la dirección propuesta para el desvío del pozo.
5. Reunir la conexión de fondo (BHA) para correr el desviador. Dos opciones están disponibles. Primero, una simple conexión de fondo que consiste de un conector de tubería flexible, una válvula check y una herramienta corredora. El segundo, una molienda en la conexión de fondo que consiste de un conector de alto torque de la tubería flexible, una válvula check, sub circulación (flujo en bypass), un separador de corriente, un motor, una unión flexible, y un iniciador de molino con una oreja para correr el desviador. El segundo elimina un viaje.
6. Correr en el agujero con el desviador y sustraer gentilmente el ancla, y comprometer la guía del desviador dentro del ancla. La guía enderezará para alinear correctamente la llave del desviador con el recipiente del ancla.
7. Después el desviador encaja totalmente dentro del ancla, prever suficiente peso para colocar las cuñas en el ancla. Aplicar un sobre jalón en el desviador para confirmar que esta anclado.
8. Forzar la oreja conectando la herramienta de corrimiento o iniciar el molino y el desviador. Jalando hacia afuera del agujero con la herramienta de corrimiento y remplazando en la conexión de fondo con una conexión de molienda de la ventana o permanece en la profundidad con el inicio del molino y con ello se realiza la preparación para abrir la ventana.

### **Moler la Ventana.**

Generalmente, una baja velocidad, un motor de alto torque es una buena elección para la molienda de la ventana. Una gran selección de molinos están disponibles, ampliando los molinos de velocidad de diamantes con pequeños cortadores a molinos agresivos “mascador de metal” con grandes cortadores de carburo. La selección apropiada de un molino para una aplicación dada depende de un número de factores incluyendo la velocidad del motor y la capacidad de torque, tamaño de la tubería flexible, y el desempeño de limpieza potencial del agujero. La acción de corte más agresiva de un molino esta, en el motor que debe ser más poderoso, y el más grande en la tubería flexible debe de ser resistente a la torsión y adecuado para los índices de flujo para limpiar el agujero. Una típica molienda en la conexión de fondo podría consistir de un conector de alto torque en la tubería flexible, válvula check, sub circulación (flujo por bypass), un separador de corriente, un motor, un tramo de tubería flexible, y una inicialización de molino.



La figura IV.50 muestra una ventana de molienda de Baker Oil Tools (BOT) con cortes superficiales agresivos “mascador de metal”.



Figura IV.50. Molino de Ventana con Mascador de Metal (BOT).<sup>2</sup>

La Figura IV.51 Muestra un molino de ventana tipo turbina (en el fondo) combinado con un molino de sarta.



Figura IV.51. Combinación de un Molino de Ventana y uno de Sarta (BOT).<sup>2</sup>



La figura IV.52 muestra una selección de molinos (en el primer plano) y desviadores (en el fondo) usados en proyectos de perforación con tubería flexible en la Bahía Prudhoe, en Alaska.



Figura IV.52. Molinos de Perforación con T.F. y Desviadores (BOT).<sup>2</sup>



Figura IV.53. Molinos de Perforación con Tubería Flexible (Weatherford).<sup>2</sup>



El siguiente procedimiento genérico comienza después de correr dentro del agujero con la molienda en la conexión de fondo y colocando suavemente el desviador.

1. Recoger aproximadamente 5 [ft] y empezar a bombear en un nivel requerido para operar el motor. Después la presión de bombeo se estabiliza, disminuir lentamente la tubería flexible hasta que la inicialización de los molinos comienza a cortar dentro de la tubería de revestimiento, como se indica por el incremento en la presión de bombeo. Dependiendo de los sensores de la conexión de fondo, indicaciones alternas de molinos de ejecución podrían estar incrementando las vibraciones en la conexión de fondo o en el peso sobre la barrena.
2. La paciencia es una virtud cuando molemos una ventana con tubería flexible. Agregando demasiado peso sobre la barrena, por ejemplo, cuando se afloja demasiado rápido, entonces el motor puede perder velocidad, causando que el molino corte dentro del desviador. También si forzamos a que salga el molino de la tubería de producción con demasiada facilidad, puede crear una boquilla en el fondo de la ventana que puede enganchar la conexión de fondo del agujero descubierto. Observa la presión de la bomba y/o sensores de la conexión de fondo como un indicador de la ejecución del motor.
3. El molino no perforará eficientemente la formación al inicio. Cuando la velocidad de penetración llega a ser insensible en el peso sobre la barrena, activa el bypass de flujo en la conexión de fondo y circula en una velocidad más alta posible mientras se jala hacia fuera de agujero. Dependiendo de la configuración del desviador y el molino, el comienzo del agujero en la tubería de revestimiento debería ser de 3-5 [ft] de longitud.
4. Cambia el molino inicial con un molino de formación o un molino de ventana y agregar una sarta o molino de peso sobre la unión giratoria arriba de eso. La propuesta del segundo molino es para ampliar la ventana y aplanar sus bordes.
5. Correr dentro el agujero hacia la ventana y colocar en el fondo. Recoger aproximadamente 5 [ft] y comenzar el bombeo con la velocidad requerida para operar el motor. Después de estabilizar la presión de bombeo, aflojar lentamente la tubería flexible hasta que el molino comience a cortar dentro de la tubería de revestimiento.
6. Continuar moliendo hasta la sarta o que el molino del peso haya salido de la ventana y haya perforado cerca de 5 [ft] de formación. Se paciente y evita aflojar la tubería flexible demasiado rápido. Observa la presión de la bomba y/o los sensores la conexión de fondo como un indicador de la ejecución del motor.
7. Hacer varios pasos a través de la ventana para asegurar que los bordes están parejos y no existan boquillas para enganchar la conexión de fondo del agujero descubierto. La ventana debería ser de aproximadamente de 9 [ft] de longitud en este punto.
8. Activar el bypass de flujo en la conexión de fondo y circular a las velocidades más altas posibles mientras se jala hacia afuera del agujero.

La figura IV.54 a la figura IV.57 ilustran el concepto de moler una ventana por un desviador convencional.

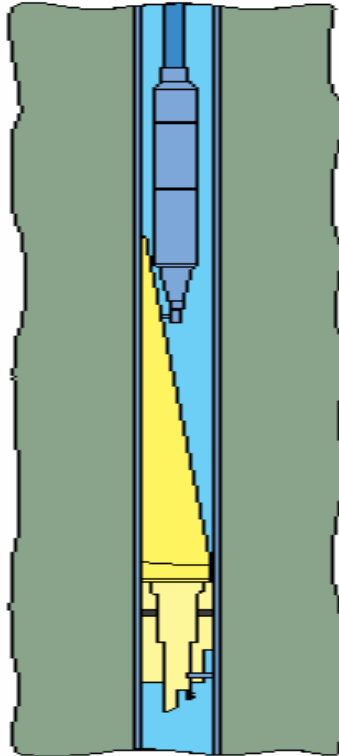


Figura IV.54. Corriendo y Colocando el Desviador con una Herramienta de Corrimiento.<sup>2</sup>

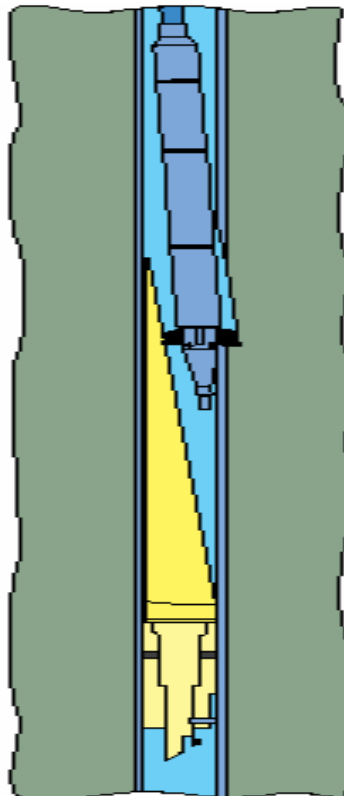


Figura IV.55. Comenzando la Ventana.<sup>2</sup>

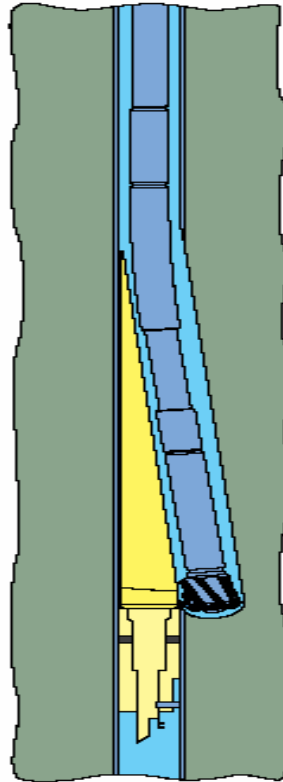


Figura IV.56. Abriendo la Ventana con un Molino de Formación.<sup>2</sup>

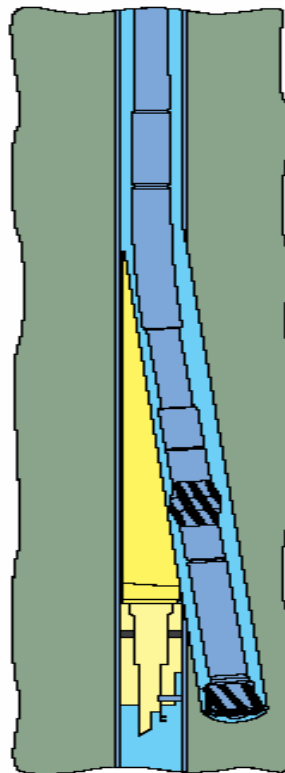


Figura IV.57. Ampliar y Aplanar la Ventana con un Molino de Peso.<sup>2</sup>



### **Perforar la Desviación del Agujero.**

La sección de “Motores de Fondo para la perforación con tubería flexible”(ver tema IV.3) describe diferentes opciones para las conexiones de fondo con perforación direccional. Una típica conexión de fondo para perforación de la sección de construcción consistiría de un conector de alto torque de tubería flexible, una válvula check, un separador de corriente, una herramienta de orientación, una herramienta de dirección, un motor con caja curva, y una barrena. La conexión de fondo para perforar una sección recta no requeriría de una herramienta de orientación, y un motor de caja recta reemplazaría a un motor de caja curva.

1. Correr en el agujero con la conexión de perforación direccional en la cima de la ventana. Si se bombea mientras se corre en el agujero, mantener la velocidad de flujo debajo de la necesaria para operar el motor.
2. Aflojar lentamente la tubería flexible y colocarla gentilmente en el fondo. Recoger aproximadamente 5 [ft] y orientar la cara de la herramienta hacia la posición correcta. Iniciar el bombeo a una velocidad requerida para operar el motor. Después de estabilizar la presión, aflojar lentamente la tubería flexible (adicionando peso sobre la barrena) hasta que la barrena comience a cortar la formación. Mantener el ángulo correcto de la cara de la herramienta.
3. Seguir el programa de perforación o instrucciones desde la perforación direccional hasta la perforación de la sección construida.
4. Monitorear la remoción de cortes con el equipo de control de sólidos para determinar la eficiencia en la limpieza del agujero. Hacer viajes periódicos de limpiezas en la ventana y/o hacer regularmente barridos viscosos con bomba para mejorar la limpieza del agujero.
5. Después de alcanzar el final de la sección construida, jalar la conexión de fondo hacia la ventana mientras se bombea un alto índice de flujo posible.
6. Si es posible, alternar el fluido de perforación con un barrido viscoso hasta arriba del fondo.
7. Si la conexión de fondo incluye una sub circulación (bypass de flujo), activar el bypass y jalar hacia fuera del agujero mientras se bombea con un alto índice de flujo posible. De otra forma bombear con una velocidad baja necesaria para operar el motor.
8. Cambiar la conexión de fondo tan requerida para la próxima sección del agujero.
9. Correr en el agujero con la nueva conexión de perforación en la cima de la ventana. Si se bombea mientras se corre en el agujero, se mantiene una baja velocidad de flujo necesaria para operar el motor.
10. Aflojar lentamente la tubería flexible y colocar gentilmente en el fondo. Recoger aproximadamente 5 [ft] y orientar la conexión de fondo. Iniciando el bombeo en el índice requerido para operar el motor. Después de estabilizar la presión de bombeo, aflojar lentamente la tubería flexible (agregando peso en la barrena) hasta que la barrena comienza a cortar la formación.
11. Seguir el programa de perforación o instrucciones del perforador direccional.
12. Monitorear los recortes removidos en el equipo de control de sólidos para determinar la eficiencia de limpieza del agujero. Hacer periódicamente viajes de





- limpiezas hacia el fondo de la sección construida y ocasionalmente viajes de limpieza atrás de la ventana.
13. Continuar con la perforación hasta el final de la sección actual del agujero o hasta que la barrena termine de perforar, o lo que suceda primero. Jalar la conexión de fondo hasta la ventana mientras bombeamos a un alto índice de flujo posible.
  14. Repetir los pasos del 6-13.

#### **IV.7.2 Desviar a través de la Tubería de Producción.**

Sacar la tubería de producción en el lugar durante la operación de perforación con tubería flexible es significativamente menos costoso que jalar la tubería. La bahía Prudhoe, en Alaska, donde la movilización de un equipo es extremadamente costosa, es un buen ejemplo.

A través de la perforación con tubería flexible puede ser la única alternativa para desviar un pozo cuando el equipo esta indispuerto. Además, perforar a través de tubería de producción mejora la limpieza del agujero y permite mayor peso sobre la barrena.

El proyecto de perforación con tubería flexible de BP en la Bahía Prudhoe, en Alaska, ha sido exitoso del desviador a través de la tubería de producción desarrollada por BOT.

Estas herramientas permiten retener a través de las terminaciones y desviar debajo de las mismas, menores de 3.50 [pg]. BP ha colocado la mayoría de los desviadores a través de la tubería en 7 [pg], 26 [lb/ft] y 29 [lb/pg] de tubería de revestimiento.

La figura IV.58 es un esquema del desviador a través de la tubería de producción instalada en un pozo típico de la bahía Prudhoe.

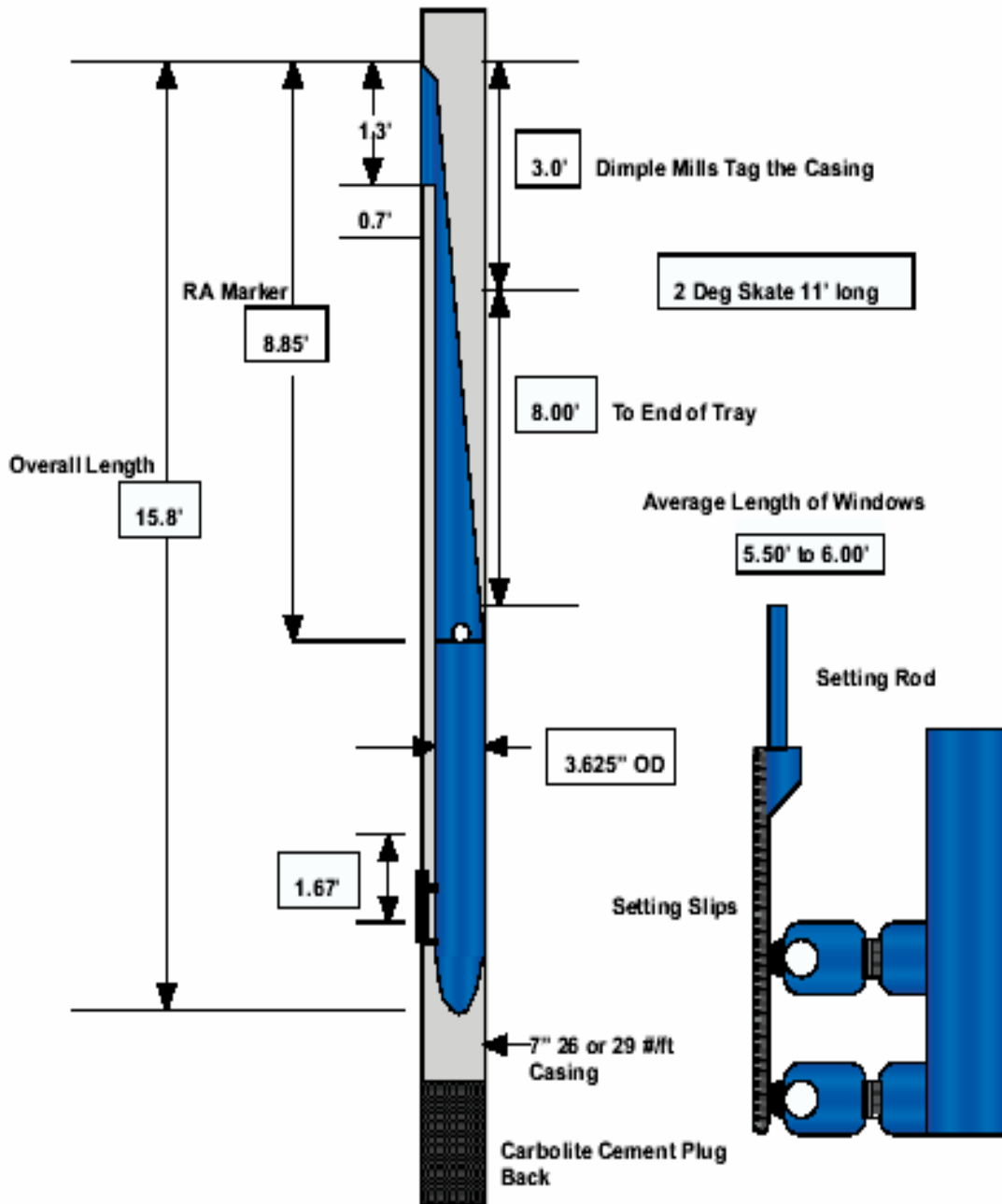


Figura IV.58. Desviador a través de la Tubería de Producción Instalado en un Pozo.<sup>2</sup>

La figura IV.59 y la IV.60 muestran las porciones superiores e inferiores, respectivamente, de un desviador a través de la tubería de producción (TTW) de BOT. Los conectores de la herramienta de corrimiento hasta la cima del bloque de cizallamiento. Cuando el desviador esta en la posición correcta, activando los jalones de la herramienta colocada en el bloque de cizallamiento, el cual jala la varilla colocada, la cual las cuñas aprietan contra la tubería de producción.



Figura IV.59. Cima de un Desviador a través de la Tubería de Producción mostrando el Bloque de Cizalla (bot).<sup>2</sup>



Figura IV.60. La Sección más Baja de un Desviador a través de la Tubería de Producción mostrando las Cuñas y la Varilla colocada (BOT).<sup>2</sup>



Las cuatro fases para desviar a través de la tubería de producción son:

- Preparación del pozo.
- Preparación y colocación el desviador.
- Moliendo la ventana.
- Perforando con el desviador.

En las siguientes secciones se describen los primeros pasos y consideraciones importantes para cada fase de una operación para desviar el agujero a través de la tubería de producción.

### **Preparación del Pozo.**

1. Calibrar la longitud total de la tubería de producción con una herramienta teniendo el diámetro externo (OD) y la longitud tal como la del desviador a través de la tubería de producción (TTW). Remover (moler) cualquier restricción en el pozo.
2. A no ser que el sistema de bombeo neumático sea usado durante las operaciones de perforación, es necesario reemplazar las válvulas de bombeo neumático con válvulas ficticias antes del comienzo de las operaciones de perforación.
3. Corren un localizador de cople en la tubería de revestimiento y una herramienta de rayos gamma desde la superficie hasta los últimos 100 [ft] debajo del punto de desviación, es una propuesta para suministrar una correlación exacta de profundidad y una selección de la localización para colocar el desviador. Moler a través de un cople de tubería de revestimiento puede ser difícil (tiempo-consumo), por lo tanto, caro.
4. Correr un registro de afinidad del cemento (CBL) u otra herramienta de evaluación del cemento, para determinar la calidad de la capa del cemento en el punto de desviación deseado. Si los resultados muestran una pobre calidad del cemento, tratar una cementación forzada o mover el punto de desviación hacia una ubicación con una sólida capa de cemento.
5. Correr un calibrador de tubería por lo menos 100 [ft] arriba y abajo del punto de desviación propuesto. La ubicación para colocar el desviador debe ser tan redondo como sea posible. Si la tubería es demasiado ovalada o distorsionada, las cuñas del ancla no agarrarían apropiadamente. Ampliar el desviador colocando intervalos necesarios para preparar la tubería de revestimiento para el ancla.

### **Preparación y Colocación el Desviador.**

El desviador a través de la tubería de producción (TTW) no usa un empacador/ancla y puede ser corrido en un único viaje.

1. Ajustar las cuñas del ancla para ajustar el ID medido de la tubería de revestimiento en el paso 5 de la sección “preparación del pozo”.



2. Reunir la conexión de fondo para correr el desviador. La conexión de fondo más simple consistiría de un conector de tubería flexible, válvula(s) check, y la herramienta para correr y colocar. Una alternativa de la conexión de fondo consistiría de un conector de alto torque de la tubería flexible, válvula(s) check, un interruptor de corriente, una herramienta de orientación, una herramienta de dirección, y una herramienta para correr y colocar. Esta segunda conexión de fondo permitiría colocar la orientación (acimut) de cara del desviador.
3. Correr dentro del agujero con el desviador hasta la profundidad de colocación. Orientar el desviador cuando sea requerido y activa la herramienta de colocación.
4. Forzar la oreja conectando la herramienta de corrimiento y el desviador. Jalar fuera del agujero con la herramienta de corrimiento y reemplazar la conexión de fondo con una conexión para moler la ventana.

### **Moler la Ventana.**

El procedimiento para moler la ventana es la misma como es descrito en la sección anterior (pag IV-169).

### **Perforar la Desviación del Agujero.**

El procedimiento para perforar el punto de desviación del agujero es el mismo que el descrito en la sección anterior (pag IV-175).

#### **IV.7.3 Tiempo de Perforar con un Tapón de Cemento.**

Arco exploró esta técnica de moler la ventana para reingresar la perforación en la Bahía Prudhoe, en Alaska. Aunque primeramente desarrollado por medio de reingresos de tubería, este método también funcionaba cuando la tubería de producción ha sido removida. El objetivo de esta técnica es perforar direccionalmente a través del cemento y la salida de la tubería de revestimiento en el punto de desviación deseado del agujero y señalar en la dirección correcta. Las tres fases del tiempo de perforación con un tapón de cemento son:

- Preparación del pozo.
- Moler la ventana.
- Perforar la desviación del agujero.

Las siguientes secciones resumen los pasos primarios y las consideraciones importantes para la desviación del agujero con un tapón de cemento.

### **Preparación del Pozo.**

1. Matar el pozo.
2. Niple bajo el árbol de producción y la instalación del equipo de control de presión.
3. Probar el equipo de control de presión.



4. Si es necesario, jalar la tubería de producción y empacar.
5. Correr un detector de coples en la tubería de revestimiento (CCL) y una herramienta de rayos gamma desde la superficie hasta por lo menos 100 [ft] debajo del punto de desviación propuesto para suministrar una exacta correlación de profundidad y una selección de la ubicación para colocar el desviador. Moler a través del cople de la tubería de revestimiento puede ser difícil, por lo tanto, costoso.
6. Correr un registro de afinidad del cemento (CBL) u otra herramienta de evaluación del cemento para determinar la calidad de la capa del cemento en el punto de desviación deseado. Si los resultados muestran una pobre calidad del cemento, tratar un remedio de cementación forzada o mover el punto de desviación hacia una ubicación con una capa sólida de cemento.
7. Colocar un tapón de cemento con un alto esfuerzo de compresión fijando la localización de la ventana. Usualmente el cemento contiene nylon u otras fibras para darle el esfuerzo mecánico necesario para resistir un abuso en la operación de molienda.

### **Moler la Ventana.**

Un bajo peso en la barrena y una velocidad de penetración altamente controlada son marcas del tiempo de perforación con un tapón de cemento, con menos acción de corte agresiva, por ejemplo, un molino de velocidad con diamante, es la mejor aproximación.

1. Reunir una conexión de fondo con perforación direccional que consiste de un conector de alto torque en la tubería flexible, válvula(s) check, sub circulación (flujo en bypass), un interruptor de corriente, una herramienta de orientación, una herramienta de dirección, un motor con caja ligeramente curvado (alrededor de  $0.25^\circ$ ) del motor alojado, y un molino de velocidad con diamante o una barrena de perforación apropiada para bajos pesos en la barrena.
2. Después que el cemento ha sido fraguado adecuadamente, perforar un agujero piloto en el cemento mientras se mantiene un bajo peso en la barrena y la orientación en la dirección del pozo planeado.
3. Cuando el molino (barrena) alcanza el punto de desviación por el desviador, activa el flujo del bypass en la conexión de fondo y circula en la más alta velocidad posible mientras se jala fuera del pozo.
4. Ajustar la curvatura en el motor para uno mayor, sobre  $2.5^\circ$ , y reemplazar la barrena de perforación, si es usada para el agujero piloto, con un molino de velocidad con diamante.
5. Correr dentro del agujero, y tocar suavemente el fondo.
6. Levantar aproximadamente 5 [ft] y orientar la conexión de fondo. Comenzar bombeando a una velocidad requerida para operar el motor. Después de estabilizar la presión de bombeo, aflojar lentamente la tubería flexible hasta que el molino comienza a cortar dentro del tapón de cemento o la tubería de revestimiento, cuando es indicado por un incremento en la presión de bombeo. Dependiendo de los sensores en la conexión de fondo, indicaciones alternas del



- desempeño del molino podrían ser incrementadas por las vibraciones de la conexión de fondo o el peso en la barrena.
7. Avanzar la tubería flexible con pasos cortos de menos de una pulgada con un dominio pre programado entre cada paso. La longitud de cada paso y el siguiente periodo sostiene que debería variar con el progreso del molino. Estos son mejor determinados de pruebas de yarda.
  8. Después de moler a través de la tubería de revestimiento y perforar cerca de 5 [ft] de la formación, o cuando la velocidad de penetración desciende a un nivel inaceptable, activa el flujo del bypass en la conexión de fondo y circula con la velocidad más alta posible mientras jalas fuera del agujero.
  9. Si el molino de velocidad con diamante no perfora eficientemente la formación, reemplazar el molino con un molino de formación, introducir dentro del agujero, y perforar cerca de 5 [ft] de la formación, activar el flujo del bypass en la conexión de fondo y circular con la velocidad más alta mientras jalas fuera del agujero.
  10. Reemplazar el molino con una sarta o un molino de peso teniendo una línea de nariz (no barrena) por debajo de eso.
  11. Introducir dentro del agujero hasta la cima de la ventana y comenzar a bombear con la velocidad requerida para operar el motor. Después de estabilizar la presión de bombeo, hacer varios pasos a través de la ventana para asegurar que los bordes estén aplanados y no existan bordes para enganchar la conexión de fondo del agujero descubierto.
  12. Activar el flujo del bypass en la conexión de fondo circular con la velocidad más alta posible mientras se jala fuera del agujero.

### **Perforar la Desviación del Agujero.**

El procedimiento para perforar la desviación del agujero es el mismo que el descrito en al sección “Perforar la desviación del agujero”(pag IV-175).

#### **IV.7.4 Desviador de un Tapón de Cemento.**

Aunque mejorado primeramente por medio de reentradas de la tubería de producción, este método también funciona cuando la tubería de producción ha sido removida. El objetivo de esta técnica es para perforar un agujero piloto en el tapón de cemento e instalar un desviador en el agujero con el punto de desviación deseado. Los cuatro pasos para inducir desde un desviador en un tapón de cemento son:

- Preparación del pozo.
- Instalación el desviador.
- Moler la ventana.
- Perforar la desviación.

### **Preparación del Pozo.**

La fase de preparación del pozo es la misma que la descrita en la sección “Preparación del pozo”(pag IV-180), excepto para el paso adicional de perforar un



agujero piloto recto a una profundidad de aproximadamente 10 [ft] debajo del punto de desviación planeado.

### **Instalar el Desviador.**

1. Preparar (ajustar) las cuñas del desviador para ajustar el ID del agujero piloto.
2. Reunir la conexión de fondo para correr el desviador. La conexión de fondo consistiría de un conector de tubería flexible de alto torque, válvula(s) check, interruptor de corriente, una herramienta de orientación, una herramienta de dirección, y una herramienta para correr/colocar. Esta conexión de fondo permitiría colocar la orientación (acimut) de la cara del desviador.
3. Correr dentro del agujero con el desviador y tocar suavemente el fondo del agujero piloto. Orientar la cara del desviador cuando sea requerida.
4. Aflojar lentamente la tubería flexible para suministrar el peso especificado por el abastecedor del desviador para colocar las cuñas.
5. Liberar la herramienta corrida por forzar el cuadro conectando el desviador a la herramienta. Algunas herramientas son liberadas con bajo peso, mientras otros requieren sobre jalón.

### **Moler la Ventana.**

El procedimiento de moler la ventana es el mismo que el descrito en la (pag IV.181).

### **Perforar la Desviación del Agujero.**

El procedimiento para perforar con el desviador es semejante al descrito en la sección anterior (pag IV-175).

## **IV.8 Planear una Operación con Tubería Flexible.**

La preparación para un proyecto de perforación con tubería flexible implica coordinar los esfuerzos de varias disciplinas especialistas para compilar un plan de trabajo conjunto o procedimiento. Sin tener en cuenta quien es responsable por esta tarea, el proyectista debe tener acceso a la información relevante que sujetó todas las partes envueltas con el proyecto. El proyectista debería servir como el enlace entre el cliente y el contratista y estar disponible para soporte operacional durante la ejecución del proyecto de perforación con tubería flexible.

### **IV.8.1 Las Responsabilidades de la Planeación.**

Las tareas requeridas para preparar un proyecto de perforación con tubería flexible son técnicas o administrativas. Las siguientes secciones resumen algunas de estas tareas y las listas de control que pueden facilitar su terminación.





### **Preparación Técnica.**

La preparación técnica cubre las siguientes áreas principales:

- Equipo básico y servicios.
- Procedimientos y planeación.
- Dibujos y diagramas esquemáticos.
- Personal.

Para habilitar la dirección eficiente y la coordinación de estas áreas individuales, el proyectista debería preparar una lista de tareas requeridas para completar la técnica de preparación. Esta lista debería describir cada tarea, designando a una persona o grupo responsable para la tarea, e identificar horarios para presentar los resultados, provee una muestra de lista de control para auxiliar al proceso de planeación.

### **Equipo Básico y Servicios.**

Amplias listas de control por los encabezados, ayudaran a identificar las procedencias del equipo, de los servicios, y la habilidad necesaria para completar el proyecto. Cada lista de control debería incluir una descripción precisa del artículo o servicio, el origen para cada uno, y un horario pertinente o disponibilidad de conflictos.

- Equipo superficial
- Consumibles.
- Partes de repuesto y suministros.
- Herramientas de fondo.
- Servicios asociados.

### **Procedimientos y Planeación.**

Debido a la compleja naturaleza de la operación completa de perforación con tubería flexible, el proyectista debería desarrollar procedimientos detallados y planes para los elementos principales del proyecto. Estos procedimientos deberían considerar un buen sitio específico, el pozo y condiciones del yacimiento anticipados durante la ejecución del proyecto. El proyectista debería analizar todos los procedimientos y planes con el cliente, contratista, y el personal regulador involucrado con el proyecto de perforación con tubería flexible. En la mayoría de los casos, un análisis formal y un proceso aprobado es un método excelente de garantizar que todas las partes reconozcan los procedimientos y planes.

La siguiente lista incluye elementos típicos de un proyecto genérico de perforación con tubería flexible. Un proyecto específico puede tener menos u otras funciones adicionales y requerimientos.

- Movilizar/desmovilizar la organización.
- Aparejo arriba/abajo.
- Colocar el desviador y moler la ventana (si se requiere).



- Control del pozo.
- Equipo de pruebas del control del pozo.
- Despliegue de la conexión de fondo (sin tener en cuenta el control de presión del pozo).
- Correr y colocar el liner o la tubería de revestimiento (si se requiere).
- Correr la sarta de terminación.
- Cementar el trabajo diseñado.
- Programa de fluido de perforación.
- Planes de contingencia.
- Respuestas de emergencia.

### **Dibujos y Diagramas Esquemáticos.**

El proyectista puede simplificar la explicación requerida para los procedimientos y planes para proveer dibujos concisos y adecuadamente detallados y diagramas esquemáticos. La siguiente lista incluye ejemplos típicos de dibujos y diagramas esquemáticos para proyectos de perforación con tubería flexible.

- Esquema del pozo (en cada estación de la operación)
- Partes del pozo (estudio).
- La estructura del equipo de superficie con dimensiones (o escala), la indicación de zonas restrictivas donde se aplican, por ejemplo, zona II, e indicación de cargas de superficie restringida (principalmente para operaciones costa fuera).
- Esquema de la columna de preventores con alturas y dimensiones.
- Esquemas de la conexión de fondo (diagrama de pesca por cada conexión).
- Esquemas de líneas de alta y baja presión
- Equipo superficial de la Instalación eléctrica.

### **Personal.**

Además de la disponibilidad y asignación del personal, el proyectista puede necesitar dirigir varios otros asuntos personales. El siguiente ejemplo puede aplicarse a la organización del personal de perforación con tubería flexible para varias aplicaciones y localizaciones.

- Entrenamiento y certificación del personal.
- Descripciones del trabajo personal.
- Operaciones y trazar una organización de soporte.

### **Preparación Administrativa.**

El proyectista debe planear, aclarar y finalizar arreglos entre los clientes y el contratista. El arreglo final debería incluir la siguiente sección:

- Lista de equipo suministrada por el contratista (s) y el cliente.
- Lista del personal suministrado por el contratista (s).
- Lista de servicios suministrados por el contratista(s) y el cliente.



- Cláusulas de responsabilidades.
- Pagos, incentivos, y multas.

#### **IV.8.2 Planear las Consideraciones por la Ubicación.**

La ubicación para el proyecto de perforación con tubería flexible impacta los procesos de planeación al mismo nivel como el mismo pozo. Por que la ubicación define el ambiente de operación, la logística para el proyecto, y la regulación aplicable. El proyectista debe contestar las siguientes preguntas para dar una ubicación.

- ¿La localización tiene algún contraste físico, por ejemplo, dimensiones, carga superficial, colocación de equipo?
- ¿Que límites logísticos existen, por ejemplo, límites para acceder, ventanas operacionales, distancia de los servicios requeridos?
- ¿Que provisiones pueden ser necesarias para la protección adecuada del medio ambiente, por ejemplo, ruido, protección por derrame, y almacenamiento químico temporal?
- ¿Es una grúa o mástil y malacates de capacidad adecuada, y serán capaces de abastecer las necesidades de las operaciones propuestas?
- ¿Dónde es alojado el personal?
- ¿Qué clima local, ambiente, o condiciones estacionales pueden restringir las operaciones?

#### **IV.8.3 Planear las Consideraciones por el Tipo de Pozo.**

Los requerimientos u objetivos para un pozo de perforación con tubería flexible ayudan a definir el equipo, procedimientos y personal requerido para terminar el proyecto. Esto será diferente para nuevos pozos comparados con desviar pozos existentes.

#### **Nuevos Pozos y Profundización Vertical.**

Para nuevos pozos y profundizaciones verticales, la planeación debe contestar las siguientes preguntas:

- ¿Cuales son los objetivos de exploración y producción para el pozo, por ejemplo, aceite o gas, índices de producción de cada fluido?
- ¿Cuáles son los requerimientos para los datos colectados, por ejemplo, por los registros eléctricos, lodos de perforación, y por los instrumentos de perforación?
- ¿Cual es el diseño del agujero, por ejemplo, dimensiones del agujero descubierto y TD para cada sección, el programa de tubería de revestimiento y profundidad de cada zapata?
- ¿Cual es el perfil del pozo proyectado, si el agujero es desviado?
- ¿Cual es la máxima desviación aceptable, si el pozo es vertical?



- ¿Cuáles son las condiciones esperadas en el fondo del pozo, por ejemplo, presiones y temperaturas, litología, el riesgo del gas somero, desprendimiento de lutitas, la probable cubierta de H<sub>2</sub>S?
- ¿Qué tan perforables son las formaciones, por ejemplo, son registros de la barrena del pozo?
- ¿Qué fluido de perforación es apropiado, por ejemplo, condiciones de sobre y bajo balance, cambios por pérdidas de circulación, sensibilidad de formación?

Al tiempo de esta escritura, la capacidad tecnológica para perforar nuevos pozos o pozos con profundidades verticales existentes de tubería flexible son aproximadamente:

- Tamaño del agujero arriba de 12.25 [in] sujeto al torque y a las limitación hidráulica por la sarta de tubería flexible. Para tamaños del agujero mayores a 6.75 [in], las formaciones deben ser no consolidadas.
- Motores arriba de 6.5 [in] de diámetro externo (OD) sujetos al torque y las limitaciones hidráulicas para la sarta de tubería flexible.
- Profundidad de 10,000 [ft] dependiendo del tamaño del agujero, la penetración de la formación, y las limitaciones mecánicas e hidráulicas de la sarta de tubería flexible.

Las limitaciones hidráulicas para perforar nuevos pozos con tubería flexible son debidas principalmente a los problemas de la limpieza del agujero. Esto proporciona una discusión detallada de la hidráulica con tubería flexible y explica los factores que afectan el máximo flujo posible y el desempeño de la limpieza del agujero para una sarta de tubería flexible dada. La solución más directa es usar el diámetro más grande posible de tubería flexible para el trabajo. Los lastra barrenas arriba del motor generalmente sustituye el peso en la barrena en pozos verticales, así que la sarta completa de tubería flexible esta siempre en tensión. Consecuentemente, la rigidez axial de la tubería flexible no es un problema, es decir, no hay problemas de buceo. No obstante, la pesada conexión de fondo y la potencia requerida por el motor para perforar agujeros con diámetros grandes pueden empujar la tubería flexible hacia sus límites mecánicos. La capacidad de torque y los límites de tensión por la tubería flexible incrementan con diámetros externos grandes, permitiendo pozos más largos y profundos. El mejor método para determinar las posibilidades para aplicar la perforación con tubería flexible a nuevos pozos o profundidades verticales es simular el trabajo con software como el Cerberus<sup>TM</sup>.

### **Desviar Pozos Existentes (Reentrada de Pozos).**

Para la desviación de un pozo existente, el proyectista debe contestar las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son los objetivos de la exploración y producción para los pozos, por ejemplo, aceite y gas, índices de producción de cada fluido?
- ¿Cuáles son los requerimientos de terminación, por ejemplo, configuración, tamaño del liner, empacadores, cementación?



- ¿Cuál es el diseño del agujero, por ejemplo, tamaño del agujero descubierto y TD para cada sección, tamaños de terminación existente y profundidades para cada zapata?
- ¿Cuál es el perfil del pozo? Si el pozo existente es desviado
- ¿Qué técnica para inducir es más apropiada?
- ¿Cuál es el perfil propuesto para la sección del nuevo pozo y cuales son las tolerancias para acertar al objetivo?
- ¿Cuáles son las condiciones de fondo esperadas, por ejemplo, presiones y temperaturas, litología, riesgos y capas someras de gas, derrumbamiento de lutitas, y la probabilidad de H<sub>2</sub>S?
- ¿Qué tan perforables son las formaciones, por ejemplo, son registros de barrenas de pozos de compensación?
- ¿Qué fluido de perforación es apropiado, por ejemplo, condiciones de sobre y bajo balance, cambios por perdidas de circulación, sensibilidad de formación?

Las capacidades tecnológicas para perforar pozos desviados con tubería flexible son:

- Para operaciones a través de tubería de producción, disminuir el tamaño mínimo de la tubería de producción a 3.5 [in].
- La perforación con tubería flexible puede perforar agujeros arriba de 4.75 [in] con una máxima velocidad de construcción de 60°/100 [ft], y el tamaño del agujero arriba de 6.0 [in] con una máxima velocidad de construcción de 15°/100 [ft].
- Una profundidad total factible depende del perfil del pozo, tamaño del agujero, los requerimientos del peso de la barrena, y las limitaciones por la sarta de tubería flexible, pero esta es al menos de 15,000 [ft].
- Logrará una longitud de drenado horizontal depende del perfil del pozo, tamaño del agujero, los requerimientos del peso en la barrena y las limitaciones por la sarta de tubería flexible, pero esta es menor a 3,000 [ft].

La profundidad total y las limitaciones de drene horizontal para la desviación del agujero, principalmente son causa de los problemas de limpieza del agujero y el peso inadecuado en la barrena se debe a los arrastres excesivos. La mejor solución directa es usar el mayor diámetro posible de tubería flexible para el trabajo. Esto también incrementa la rigidez de la tubería flexible, reduciendo el pandeo, y generalmente incrementa el peso en la barrena en una profundidad dada. Sin embargo, el mejor método para determinar las posibilidades para aplicar la perforación con tubería flexible y así desviar pozos existentes es simular el trabajo con software como el CERBERUS™.

#### **IV.8.4 Introducir y Sacar la Tubería del Pozo.**

Sacar la sarta de terminación de pozos existentes puede ser necesario antes de desviarlos o ahondarlos. Además, introducir nuevas sarts de terminación puede ser parte del proyecto de perforación con tubería flexible. Por lo tanto, el proyectista debe considerar estos requerimientos y suministrar el equipo, procedimientos, y el personal



para ejecutar estas operaciones. Si un mástil y los malacates no están disponibles, el proyectista tiene dos opciones, grúa o una subestructura de elevación. La elección depende en el peso de las tuberías para ser introducidas o sacadas.

### **Grúa.**

Suministrar el peso de la tubería de producción o la sarta de tubería de revestimiento no excede la capacidad de la grúa, este es un método más simple de introducir o recuperar la sarta. La grúa llega a ser un sustituto para el equipo y debe tener una capacidad contraria en caso de obtener sartas pegadas. La mayoría de las grúas pueden solamente manejarse individualmente, de modo que jalar y correr las tuberías es más lento que con un equipo. Las cuñas de perforación convencional, elevadores y las abrazaderas de seguridad son apropiadas para ésta aplicación tal como el pozo. Una llave de energía se requiere para reanudar las conexiones.

### **Subestructura con Sistema de Levantamiento.**

DOWELL ha diseñado y construido tres sistemas diferentes combinando una subestructura y gatos hidráulicos para introducir o sacar tubos del pozo sin el requerimiento para el mástil. Los gatos operan solo con carga descendente, es decir, ellos no tienen ninguna capacidad de amortiguamiento. El equipo-Hydra o sistemas Kremo tienen dos gatos con una capacidad de jalón de 160,000 [lbf] y unos 11 [ft] de carrera. El sistema del equipo-hydra puede solo ser usado con 7.06 [in] o preventores más pequeños. La figura IV.61 muestra una de estas unidades. El sistema Dreco tiene cuatro gatos con una capacidad de jalón de 200,000 [lbs] y unos 8 [ft] de carrera. Este sistema puede usarse con unos 13.625 [in] una columna de preventores, haciéndolo el mejor sistema de levantamiento para aplicaciones de perforación con tubería flexible. Estas subestructuras proveen de una llave hidráulica para la tubería de producción para reanudar o interrumpir las conexiones de tubería de producción. La grúa maneja uniones simples en la tubería de producción. Los tres sistemas permiten al inyector de la cabeza estar desplazando fuera del pozo.



Figura IV.61. Subestructura con sistema de levantamiento.<sup>2</sup>

#### **IV.8.5 Despliegue de la Conexión de Fondo para Perforación Bajo Balance.**

En la perforación bajo balance, la conexión de fondo debe ser desplegada y recuperada bajo ciertas condiciones del pozo (presión en la cabeza del pozo  $> 0.0$ ). Las dos opciones son, (1) un lubricador externo, por ejemplo, el lubricador de cable de acero o una tubería de elevación (riser) sobres el preventor, o (2) un lubricador interno. La longitud de la tubería de producción entre el preventor y la válvula de tormenta (SSSV).

##### **Lubricador Externo.**

Los procedimientos de despliegue son similares a los usados cuando despliegan las herramientas de servicio con tubería flexible. Esta técnica puede requerir espacio sobre la cabeza y puede no ser apropiado para muchas ubicaciones. Otras ubicaciones no pueden estar listas para acomodar un lubricador suficientemente alto para alojar toda la conexión de fondo. En esos casos, es necesario un método de ensamblaje de las secciones de la conexión de fondo dentro de la contención de la presión. Una ventaja de usar un lubricador externo es que el pozo puede seguir fluyendo durante la instalación y desinstalación de la conexión de fondo.



### **Lubricador Interno.**

Usar la tubería de producción entre el preventor y la válvula de tormenta como un lubricador depende en las regulaciones locales y las practicas de control de pozo. Sin embargo, es una opción de “bajo perfil” para las ubicaciones con limitaciones del espacio sobre la cabeza. Una desventaja de estas aproximaciones es la de cerrar en el pozo durante la instalación y desinstalación de la conexión de fondo. Consecuentemente, no es una buena alternativa donde la completa operación de perforación con tubería flexible debe ser conducida con el pozo bajo balance.

#### **IV.8.6 “Buenas Practicas” de Perforación con Tubería Flexible.**

Las prácticas operacionales usadas en la perforación con tubería flexible son en gran parte similares a “buenas practicas” desarrolladas por las aplicaciones convencionales de perforación. El proyectista debería incorporar tanto como sea posible dentro de los procedimientos para las operaciones de perforación con tubería flexible:

- La selección de la barrena depende de la dureza de la formación, la disponibilidad del peso en la barrena, y las revoluciones por minuto del motor. Elegir una barrena conveniente para la formación; barrena de conos para formaciones con suavidad media (barrenas de alta velocidad son mejores); cortadores fijos, y barrenas de colas de pescado para manejar las condiciones de perforación.
- El sistema de fluidos de perforación deben ser compatibles con las formaciones y condiciones de perforación. En la mayoría de los casos un sistema de fluido con adelgazamiento por esfuerzo cortante es una buena opción para optimizar la limpieza del agujero.
- Permite el desempeño de la limpieza del agujero para determinar el máximo velocidad de penetración aceptable. Perforar solo tan rápido como el agujero pueda ser limpiado basado en el tamaño y el volumen de los recortes y el regreso del flujo de fluidos.
- Mantener un alto índice de flujo posible siempre que la sarta de tubería flexible este en el pozo y evite el paro de las bombas a no ser que sea absolutamente necesario, por ejemplo, control de flujo.
- Barrer regularmente el agujero con un fluido altamente viscoso, especialmente en largos tamaños del agujero. Establece la frecuencia requerida para los barridos después de observar la eficiencia de la limpieza del agujero con el fluido de perforación.
- Circular periódicamente el fondo. Establece la frecuencia requerida basada en el preventor y la eficiencia de la limpieza del agujero.
- Conducta frecuente, viajes de limpieza regulares. Establecen la frecuencia requerida y la distancia para recoger después de observar la eficiencia de la limpieza del agujero. Al dirigir un viaje de limpieza en cualquier tiempo de la operación con tubería flexible se observa una resistencia anormal.
- Para evitar atascar el motor, mantener un peso constante en la barrena que sea apropiada para la presión diferencial del motor y la velocidad de penetración





- Evitar la limpieza del agujero mientras se jala fuera del agujero para mantener una velocidad de extracción que es consistente con el índice de relleno del agujero con el fluido.
- Evitar el surgimiento del agujero durante la corrida dentro del agujero con una velocidad y velocidad de flujo excesivas. Un simulador hidráulico de tubería flexible puede ayudar a colocar los límites por la velocidad de la corrida y la velocidad de flujo durante la corrida dentro del agujero.

#### **IV.8.7 Selección del Equipo de Perforación con Tubería Flexible.**

Muchos factores que afectan la selección de equipos usados para proyectos de perforación con tubería flexible incluyen:

- Localización del pozo.
- Tipo de pozo.
- Necesidad para sacar / correr la tubería articulada.
- Método de control de pozo (sobre y bajo balance).
- Despliegue la conexión de fondo.
- Disponibilidad.

Sin embargo, la siguiente lista resume el equipo principal necesario para una operación típica de perforación con tubería flexible.

- Equipo de perforación con tubería flexible.
- Maquinaria de tubería flexible.
- Conexión de fondo.
- Equipo de control de presión.
- Sistemas de detección de manifestación.
- Sistema de fluidos de perforación.
- Equipo de bombeo.
- Sistemas de adquisición de datos.
- Equipo de manejo de tubería articulada.
- Equipo auxiliar de superficie.
- Equipo de seguridad y emergencia.

Una función importante para el proyectista es desarrollar listas de control detalladas para todo el equipo y designar de las responsabilidades individuales para conformar la llegada y la condición de todo el equipo en la localidad.

#### **Equipo de Perforación con Tubería Flexible.**

El tipo, configuración, tamaño y las capacidades de ejecución por una subestructura para soportar la cabeza inyectora y el manejo de la tubería articulada dependen principalmente de los requerimientos para sacar y correr la tubería articulada. Es decir, la principal consideración para seleccionar de un “equipo” de perforación con tubería flexible es la sobre actividad. Después la conexión de fondo esta por debajo del



prevenir, el aparejo esta en estado de espera. Por consiguiente, elige una subestructura, una unidad de mástil, o un equipo que agregará valor a las operaciones en la superficie.

### **Equipo de Tubería Flexible.**

La selección del equipo de tubería flexible para una operación de perforación depende principalmente del tipo de pozo planeado y las condiciones esperadas del agujero.

### **Sarta de Tubería Flexible.**

Pozos nuevos y direccionales requieren tubería flexible mayor a 1.75 [in] de diámetro externo (OD) con un espesor de pared de al menos 0.156 [in]. El esfuerzo de cedencia del material de la tubería flexible debería ser al menos de 80 [psi]. Para pozos verticales y profundos, la tubería flexible de 1.50 [in] podría ser adecuada. Determinar el tamaño de la tubería flexible, espesor de pared y el material requerido para un pozo dado desde los resultados de un simulador con tubería flexible como MORPHEUS™. La instalación del cable eléctrico dentro de la sarta de tubería flexible depende de la conexión de fondo seleccionada.

### **Cabeza Inyectora.**

Pozos nuevos y direccionales requieren una cabeza inyectora con una capacidad mínima de jalón de 60,000 [lbf]. Para pozos verticales y profundos, una cabeza inyectora con una capacidad e jalón de 40,000 [lbf] puede ser adecuada. Usar un arco guía con un radio máximo posible para reducir los daños por fatiga en la tubería flexible. Determinar los requerimientos de la actual ejecución por la cabeza inyectora basada en el peso superficial predicho por un simulador de tubería flexible para jalar fuera del agujero en el pozo planeado.

### **Carrete.**

El carrete debe tener una capacidad adecuada para la sarta de tubería flexible seleccionada para el proyecto. Usa el mayor diámetro de núcleo posible para reducir la fatiga en la tubería flexible.

### **Unidad de Potencia.**

Si la unidad de potencia de la tubería flexible reemplazará cualquier equipo no estándar, por ejemplo, una cabeza inyectora de alta capacidad, o un equipo auxiliar durante la operación de perforación, debe tener una capacidad de reserva para operar todo el equipo simultáneamente sin afectar la operación de la cabeza inyectora.



### **Grúa o Equipo de Levantamiento.**

En tierra, la grúa hidráulica se unió a una unidad de tubería flexible o un camión con grúa hidráulica independiente debería ser suficiente para el manejo de la cabeza inyectora y la conexión de fondo. Costa fuera, una grúa en la plataforma o embarcación de apoyo, por ejemplo, un bote montacargas o una barcaza, suministraría esta función. Si la operación de perforación incluye sacar y correr la tubería articulada, una grúa más sustancial o una estructura de levantamiento serán necesarias.

### **Conexiones de Fondo (BHA).**

La sección de la conexión de fondo a través de la sección “Barrenas de perforación con tubería flexible” describen los componentes para las conexiones de fondo en la perforación con tubería flexible, y la sección “desviar un pozo existente” sugiere las conexiones de fondo para desviar un pozo existente y en la perforación direccional. La selección de la conexión de fondo para un proyecto en particular depende en un número de factores incluyendo:

- Tamaño del agujero.
- Requerimientos para el control direccional.
- Requerimientos para las mediciones de fondo, por ejemplo, rayos gamma, presión, temperatura, peso en la barrena
- Fluido de perforación (MWD requiere un camino líquido para aparecer).
- Temperatura del fondo del agujero.
- Método de despliegue (bajo balance).
- Disponibilidad de la instalación de cables eléctricos en la tubería flexible.

### **Equipo de Control de Presión.**

El tamaño del agujero del preventor para la perforación con tubería flexible depende de la planeación del pozo y el tamaño de la terminación. Dos tamaños comunes de preventores usados para la perforación son 4.06 [in] y 7.06 [in]. El primero es usualmente una configuración de cuádruple ariete, y el segundo es usualmente una configuración combinada de arietes. Los tamaños más grandes de preventores pueden necesitarse para ciertas aplicaciones o conexiones de fondo no estándar. Para la mayoría de las aplicaciones de perforación con tubería flexible, una estimación de presión de 5000 [psi] es adecuada, pero la presión actual estimada debe ser compatible con la esperada en la presión de fondo. Un preventor anular es también requerido para sellar alrededor de la conexión de fondo durante los viajes o alrededor de las tuberías con diámetros grandes tal como en una terminación.

La línea del estrangulador, la línea de matar, y el múltiple de estrangulación son iguales a los usados por operaciones estándar de perforación. Cuando usan dos columnas de preventores, la línea de retorno de fluidos de perforación debe tener una válvula operada remotamente. Todos los controles de los preventores deben ser operables desde la unidad KOOMEY y dentro de la cabina de la unidad de tubería flexible.



### **Sistema de Detección de Manifestación.**

La detección rápida de las manifestaciones o pérdidas es esencial cuando se perfora sobre-balance en un diámetro pequeño del agujero. Dos métodos son apropiados para la perforación con tubería flexible, la comparación de flujo y el monitoreo del nivel de la presa de fluidos de perforación.

El mejor camino para detectar si el pozo esta fluyendo o perdiendo fluido es medir la diferencia entre la velocidad de flujo dentro del pozo y la velocidad de flujo retornando desde el pozo. Esto requiere una medición exacta del flujo en la entrada del carrete de tubería flexible y en la línea de retorno hacia el sistema de fluidos de perforación. La mejor aproximación es instalar un medidor de flujo apropiado, por ejemplo, uno magnético o uno tipo MicroMotion™ en cada sitio. Sin embargo, un preciso contador de emboladas en la bomba de pistón es una alternativa para las mediciones del flujo dentro del pozo si el rendimiento volumétrico de la bomba ha sido calibrado. Una vez en operación, la diferencia entre las dos mediciones de flujo indicaran una manifestación o una pérdida. La señal “flujo delta” es fácil de monitorear con un sistema de adquisición de datos y usa alarmas para los disparos.

Detectar una manifestación o una pérdida al medir el cambio en el nivel de una presa de fluidos de perforación es simple en teoría, pero es más difícil en la práctica. Para pozos con diámetro pequeño, la pesa de fluidos de perforación debe ser suficientemente grande para ajustar las necesidades de la operación de perforación. Además, la tendencia en el nivel de la presa de fluidos de perforación es el indicador actual de una manifestación o pérdida. Esto no es tan simple de monitorear automáticamente como el “flujo delta” pero un sistema de adquisición de datos computarizado puede usualmente manipular las tareas.

### **Sistema de Fluido de Perforación.**

El sistema de fluidos de perforación para perforar con tubería flexible es el mismo para una perforación convencional, solamente un volumen más pequeño. Seleccionar un volumen total de la presa de superficie activa basada en recomendaciones de la compañía de servicios de fluidos de perforación. El sistema activo incluye el fluido de perforación en el pozo, así las presas de superficie deben de ser calibradas por el tiempo de circulación deseado para ajustar aditamentos de materiales y tratamientos químicos. Un sistema de fluido de perforación para tubería flexible tiene un volumen activo de aproximadamente 50 [bbl]. Mezclando y con presa de reserva pueden ser agregadas para acomodar las cargas adicionales de materiales o preparar volúmenes completos de nuevos fluidos de perforación.

El equipo de control de sólidos para la perforación con tubería flexible consiste usualmente de una temblorina de lutitas de alto desempeño con una malla relativamente fina y una centrifuga. La capacidad de procesamiento de cada una depende del tamaño del agujero al ser perforado y la velocidad de flujo de fluidos esperada en la perforación. Para pozos nuevos, desprender lutitas, o formaciones no consolidadas, una temblorina convencional con mallas relativamente gruesas corriente



arriba de la temblorina de alto desempeño puede remover recortes grandes y/o pegajosos. La centrifuga es necesaria para remover recortes relativamente finos generados por la perforación con tubería flexible.

Para la perforación sobre balance, un “poor boy”, o un desgasificador vacío es adecuado para separar el gas producido del fluido de perforación. Para una perforación bajo balance, es requerido un separador de tres fases medido para las velocidades de flujo esperadas, sólidos y de gas. Los hidrocarburos líquidos pueden ser enviados para las facilidades de producción para procesar o acumulados para procesar más tarde. La producción de gas puede ser enviada a la línea de producción o de quemado. La remoción y eliminación de los sólidos dependen de regulaciones locales.

### **Equipo de Bombeo.**

El equipo de bombeo consiste de bombas centrifugas de baja presión para mezclar los fluidos de perforación, agitando las presas, transfiriendo el fluido de una presa a otra, y cargando la bomba de alta presión y al menos una presión alta, la bomba de desplazamiento positivo para circular el fluido de perforación a través de la tubería flexible y el pozo. Las especificaciones para la bomba de alta presión dependen de la velocidad flujo y la presión requerida por la operación de perforación. Adicionar excesos en la capacidad de bombeo es un movimiento prudente, por ejemplo, para operaciones de contingencia o un mantenimiento planeado. Un juego de controles para operar las bombas de alta presión deben ser localizadas en la cabina de control de la unidad de tubería flexible.

### **Sistema de Adquisición de Datos.**

Un sistema estándar de adquisición de datos en una unidad de tubería flexible debería ser adecuado para una operación de perforación con tubería flexible con la adición de unos pocos canales de entrada extras, por ejemplo, nivel(es) del pozo y/o “flujo delta”.

### **Equipo de Manejo de Tubería Articulada.**

Sin tener en cuenta si el proyecto de perforación con tubería flexible incluye jalar una terminación existente y correr una nueva, las operaciones personales tendrán todavía que armar y desarmar la conexión de fondo. La siguiente lista resume el equipo adicional para el manejo de tubería articulada.

- Las cuñas araña de la tubería de producción agarran la conexión de fondo o la tubería articulada cuando forma o rompe uniones.
- Los elevadores para subir simples uniones de la tubería.
- Abrazaderas de seguridad para prevenir a la sarta desde fallas dentro del agujero si las cuñas fallan.
- La llave hidráulica de la tubería para formar o romper las conexiones unidas con el propio torque.



### **Equipo Auxiliar de Superficie.**

Cada operación de perforación con tubería flexible requiere o se beneficia de equipo adicional que no está descrito anteriormente. Este equipo auxiliar podría incluir.

- Un generador para suministrar electricidad a la zona habitacional, oficinas, la iluminación, la centrifuga, el equipo de monitoreo, etc.
- El panel de distribución eléctrica para conectar el generador a varias cargas eléctricas y suministrar al circuito de frenado.
- La iluminación para la seguridad en operaciones de noche.
- El compresor de aire para arrancar los motores diesel, operaciones con herramientas mecánicas de aire y proveer los instrumentos de aire.
- Un contenedor de herramientas o un taller de trabajo portátil abastecido con herramientas hidráulicas.
- Contenedor de partes de repuesto.

### **Equipo de Seguridad y de Emergencia.**

Una proyectista prudente reconoce que los accidentes y emergencias ocurren y provocan contingencias por tales incidentes. La siguiente lista incluye algunas sugerencias para la seguridad y el equipo de respuesta de emergencias para una operación de perforación con tubería flexible.

- Control de cierre de emergencia (matar) por cada motor.
- Equipo contra incendio, por ejemplo, extintores en lugares estratégicos alrededor del equipo y en las habitaciones.
- Paquetes de aire, tan necesarios para operaciones con casquetes de gas o contra incendio.
- Sistema de detección de H<sub>2</sub>S para operaciones con casquetes de gas.
- Estaciones de lavado de ojos (pre cargadas con agua pura) en lugares estratégicos alrededor del sistema de fluido de perforación.
- Ropa de protección, por ejemplo, gafas, guantes de manga larga, overol, botas, para tratar sustancias químicas, etc.
- Botiquines de primeros auxilios
- Equipos personal de comunicación, por ejemplo, radios o de intercomunicador.

#### **IV.8.8 Control del Pozo y Salidas de Seguridad.**

El objetivo principal del control del pozo en la perforación sobre balance es evitar la entrada del fluido de formación en el pozo. Esto significa que la presión hidrostática generada por el fluido de perforación debe siempre exceder ligeramente las altas presiones de formación del agujero descubierto. El equipo y las tecnologías usadas en operaciones de perforación con tubería flexible minimizarían algunos de estos riesgos cuando se perfora con sobre balance. Principalmente estos son más rápidos al tiempo del cierre y en la habilidad para el correr dentro del agujero y al jalar fuera del mismo con presión en la cabeza del pozo.



El objetivo principal del control del pozo en perforación bajo balance es la de permitir una entrada controlada del fluido de formación en el pozo. Esto significa que la pérdida de presión por fricción en el espacio anular y la presión hidrostática generada por el fluido de perforación deben ser menores que la presión de formación del agujero descubierto. En otras palabras, el principal mecanismo de control del pozo no es la presión hidrostática del fluido de perforación. En cambio, la principal protección del equipo de tubería flexible (stripper) es la defensa inicial contra una manifestación.

### **Consideraciones para Condiciones de Sobre Balance.**

Las consideraciones importantes para la perforación sobre balance con tubería flexible incluyen:

- Todo el personal involucrado en el proceso de perforación debería ser entrenado y calificado en la teoría y aplicación del control de pozos.
- El equipo de preventores debe estar preparado para las condiciones de operación específica y conocer los requerimientos locales.
- El operador de la unidad de tubería flexible debe tener fácil acceso a los controles de los preventores, pero un sistema redundante debería ser localizado fuera de la unidad de tubería flexible para ser operado por otro personal.
- Probar los controles de los preventores y al personal responsable en una base regular.
- Proporcionar un sistema para monitorear el flujo de fluido dentro y fuera del pozo.
- Proporcionar un sistema de monitoreo del nivel del fluido de perforación en las presas.
- Proporcionar un sistema de detección de gas para combustibles de hidrocarburos y  $H_2S$ .
- Desarrollar un procedimiento para cerrar dentro del pozo para todos los escenarios posibles.
- Desarrollar un procedimiento para matar el pozo basado en el equipo específico y en la ubicación.

### **Consideraciones para Condiciones de Bajo Balance.**

Para operaciones de perforación bajo balance, el proyectista debería documentar un medio de devolver al pozo hacia una condición estática. Todos los métodos dependen en la relación entre la presión de formación y el gradiente de presión normal.

### **Presión de Formación Menor al Gradiente de Presión Normal.**

Para el pozo fluir, o con bombeo neumático o con espuma debe ser usado para reducir la presión hidrostática en el espacio anular. Reducir el índice de inyección de gas o la calidad de la espuma es un camino simple para incrementar la presión de fondo y matar el pozo. Sin embargo, esto requiere un minucioso entendimiento del efecto de la presión alta en todas las secciones del agujero descubierto.



### **Presión de Formación Igual al Gradiente de Presión Normal.**

La presión hidrostática ejercida por una baja densidad del fluido de perforación, por ejemplo, un crudo nativo, es poco suficiente para que la formación del agujero descubierto fluya. La cantidad de bajo balance no es rápidamente ajustable, por que el volumen total de fluido debe ser modificado, por ejemplo, pesado o diluido. Sin embargo, para matar el pozo solo requerimos agregar un fluido más denso al sistema de circulación.

### **Presión de Formación Mayor al Gradiente de Presión Normal.**

El pozo fluirá si la densidad del fluido de perforación es menor que la que se usaría normalmente en la perforación sobre balance. Matar el pozo requiere un fluido con densidad significativamente más alta.



---

# **CAPITULO V**

## **USOS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA DE TERMINACIÓN**

---





---

## V. USOS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN EL ÁREA DE TERMINACIÓN.

En las terminaciones se usa tubería flexible como tubería del mismo pozo, o como un medio de transportar e instalar equipo o herramientas de terminación. Reducir el tiempo de reparación del pozo, el costo y eliminar el daño potencial del yacimiento asociado con matar el pozo, hace que la terminación con tubería flexible sea una alternativa viable a la reparación de pozos convencional.

### V.1. Ventajas de la Terminación con Tubería Flexible.

#### V.1.1 Tiempo.

Una rápida movilización, instalación y recuperación en de un día y dentro y fuera, son las metas de las terminaciones con tubería flexible. Además de un rápido desarrollo de la sarta de terminación inicial, el tiempo consumido en las futuras reparaciones de pozos generalmente se reduce.

#### V.1.2 Factores Económicos.

Los costos de la mayoría de las actividades de terminación están usualmente relacionados directamente con el tiempo requerido para la operación. En ambientes hostiles o difíciles, se necesitan considerar los costos adicionales; por ejemplo, el equipo especializado y los equipos sustituibles para operaciones remotas.

- Correr una sarta de terminación sin una operación especializada o equipo de servicio pueden suministrar beneficios económicos significativos.
- Los costos asociados con un equipo temporal de reparación puede no ser una opción viable en el tipo de terminación convencional, cuando es comparada con los costos de tubería flexible.
- La intervención en la vida del pozo con tubería flexible puede eliminar significativamente la necesidad de los procedimientos para las operaciones de matar el pozo. Desde que las operaciones con tubería flexible son más rápidas, la producción asociada gana por tener más rápido al pozo en línea, por lo que algunas veces puede compensar los costos de toda la operación.

#### V.1.3 Consideración de Yacimiento.

Muchos yacimientos, particularmente yacimientos agotados, son extremadamente intolerantes a los fluidos de control. Un daño severo de la formación podría ser el resultado de algún intento de recompletar o reparar el pozo. En tal



aplicación, la habilidad para correr una terminación con tubería flexible sin matar el pozo podría ser una opción atractiva.

#### **V.1.4 Tecnología.**

El desarrollo de la tubería flexible con un gran diámetro exterior mayor que 2 [in] significativamente ha incrementado el uso de la tubería flexible como un conducto de terminación. Además ha mejorado la calidad de los productos de la tubería flexible, el material tiene un esfuerzo de cedencia de 120 Kpsi, y un material de tubería flexible de cromo 16, sustituibles para altas aplicaciones de CO<sub>2</sub>, conectados con la disposición de herramientas de tubería flexible de cromo 13, ha incrementado la confiabilidad de la terminación con tubería flexible. Como resultado, nuevos accesorios de terminación como: empacadores, conectores, niples, tapones recuperables, válvulas de control subsuperficiales y válvulas de bombeo neumático, habían sido desarrolladas específicamente para la tubería flexible.

#### **V.1.5 Tipos de Terminaciones con T.F.**

En las primeras aplicaciones de terminación con tubería flexible, la tubería fue instalada en una tubería de producción existente como un sifón o una sarta de velocidad. Este concepto se extendió después de incluir las operaciones de bombeo neumático donde, de una manera muy sencilla, la tubería flexible proporciona un sistema de inyección de gas en un solo punto, esto es llevado para desarrollar un sistema de bombeo artificial utilizando una tecnología de bombeo de gas existente y un equipo adaptado para terminaciones con tubería flexible. En un giro esta terminación ha sido refinada para un refuerzo externo en la terminación con tubería flexible, requiriendo un equipo específico para todas las conexiones del brazo. El desarrollo continuo con la introducción de la tubería flexible enrollable en accesorios, terminaciones y mas recientemente el RedaCOILD bombas sumergibles y cables de transmisión de energía. Hoy en día, la nueva tecnología de tubería flexible puede adaptar o incluir un equipo regular de terminación y proporcionar todas las herramientas convencionales para algún tipo de terminación.

Las terminaciones con tubería flexible se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Terminaciones primarias.
- Bombeo artificial.
- Sartas de velocidad.
- Remediación de operaciones de aislamiento.
- Servicios de instalación especiales.



### **V.1.6 Selección de Herramienta y Material.**

La tecnología ofrece una selección extensa de herramientas. Para asegurar un óptimo desarrollo en un ambiente específico del pozo, el material de la herramienta y la sección de sellos con elastómeros son críticos.

Los siguientes factores afectan la elección de la herramienta y los materiales con elastómeros.

#### **Temperatura.**

La temperatura afecta el grado de tensión de cada material y ha de ser considerado cuando se elige el material de la herramienta. Similarmente diferentes elastómeros tienen diferente resistencia a la temperatura.

#### **Fluidos.**

Los fluidos en contacto con la herramienta, ya sean fluidos tratados o producidos afectan los materiales especialmente elastómeros; además los materiales necesitan ser seleccionados para condiciones de pozo específicas.

#### **Tipos de servicios (regular o severo).**

Para herramientas de servicio regular una aleación de acero es preferible; para servicio con  $H_2S$ , de baja dureza, el acero con carbón tratado con calor proporciona las propiedades requeridas; y para ambientes con  $CO_2$ , se requiere una aleación especial con cromo. Los elastómeros siguen el mismo proceso de selección y se necesitan escoger dependiendo de la aplicación específica y los parámetros del pozo.

#### **Duración del servicio (en un viaje de operación, corto periodo, largo periodo).**

Un factor importante en la selección tanto de herramientas como del material de sello es la duración del servicio. Si una herramienta es dejada en el pozo por un largo periodo de tiempo, debe ser más fuerte y el material debe ser resistente a la corrosión, tales como el Inconel® o el Monel® (aleación de níquel), podrían ser requeridos para asegurar la eficiencia de la operación para la vida de la herramienta. La mayoría de los elastómeros tienden a reducir la vida cuando son expuestas a altas temperaturas y fluidos muy pesados para un largo periodo; otros no podrían ser sustituibles a causa de las aplicaciones consideradas.



## **V.2. Terminaciones Primarias.**

La terminación primaria es la primera terminación realizada en el pozo, en muchas aplicaciones la tubería flexible como un conducto primario viene siendo más común debido a los avances en la tecnología de la tubería flexible. La tubería flexible ha sido usada suficientemente como un conducto de terminación, en las condiciones del ártico son más difíciles así como en las terminaciones en pozos de agujero pequeño.

Los empacadores, niples, conexiones y los mandriles de bombeo neumático, los receptores pulidos del agujero o diámetro interior (PBR), y otras herramientas están disponibles para usarse ahora con la tubería flexible. La tubería de revestimiento ranurada e incluso la tubería de revestimiento regular son rutinariamente corridas al comienzo con la tubería flexible. Consecuentemente la terminación primaria con tubería flexible en una aplicación estándar con empacadores y otros accesorios son alternativas viables para una terminación convencional con tubería articulada.

## **V.3. Terminación con métodos artificiales de producción.**

La tecnología de terminación puede traer ventajas significativas para las recopilaciones de tubería flexible cuando decrece el desarrollo del pozo debido al agotamiento del yacimiento. En muchos de estos casos, las terminaciones con tubería flexible son instaladas en un pozo productor reduciendo los riesgos y los requerimientos de matar el pozo y de las operaciones de inducción. Las terminaciones con tubería flexible de bombeo neumático han estado utilizando las siguientes aplicaciones:

- Instalando sargas de bombeo neumático en yacimientos agotados.
- Modificación para las terminaciones de bombeo neumático existentes para reducir los requerimientos de los índices de inyección de gas.
- La extensión del bombeo neumático proveniente de una válvula adicional de la sarga de bombeo neumático en una terminación existente.
- Como un mecanismo integral de inducción con la producción subsecuente obtenida del flujo natural.
- La instalación de bombas de chorro en el fondo del pozo.

### **V.3.1 Terminación con Bombeo Neumático.**

Las terminaciones con bombeo neumático están disponibles en la tecnología de carrete de tubería o extensamente las configuraciones de refuerzo. Los arreglos de enrollamiento hacen una instalación mas fácil pero las válvula en el equipo de bombeo neumático no son recuperables. Otras configuraciones toman mas tiempo para su instalación pero pueden ofrecer válvulas recuperables, así estas pueden ser mantenidas a través del cable de acero o incluso en las operaciones de tubería flexible.



### **V.3.2 Terminación con Bomba Eléctrica sumergible.**

La tubería flexible desplegó una bomba eléctrica semisumergible (ESP) que puede ser usada en las aplicaciones de bombeo artificial donde la inyección de gas es o no una opción viable o puede no estar disponible. La bomba eléctrica semisumergible puede ser configurada con un cable en el interior o en el exterior de la tubería flexible. Una configuración de un cable interno permite el ensamblado de la bomba y la terminación se desarrolle bajo las condiciones del pozo existente.

### **V.3.3 Terminación con bomba jet.**

Las bombas tipo jet están disponibles también para usarse con las terminaciones de tubería flexible. Estas bombas con un alto poder hidráulico son muy versátiles y pueden ser instaladas con la tubería flexible. Una bomba superficial conduce un bajo fluido de control en la tubería flexible. Como un fluido pasa a través de las toberas de la bomba tipo jet, el efecto del venturi conduce los fluidos del pozo, mezclados con el fluido de control, hasta la superficie. Se utiliza un separador para dividir el fluido de control en fluidos y sólidos, así el fluido de control puede ser nuevamente utilizado en los sistemas cerrados, los inhibidores pueden ser mezclados en el fluido de control para incrementar la producción e inhibir la escala de parafinas u otros depósitos al mismo tiempo.

### **V.3.4 Sarta con un Mandril de Bombeo Neumático.**

#### **Aplicaciones.**

- Pozos que requieren un sistema de bombeo artificial debido a la disminución de la presión de formación.
- La instalación sistema de bombeo neumático sin remoción de la terminación.

#### **Características y Beneficios.**

- Rápida instalación.
- Sistema barato, simple y factible.
- No necesita remover o reemplazar el cabezal del pozo.
- Un bombeo neumático convencional, mandriles y válvulas pueden ser instalados.
- Incrementar la seguridad durante la instalación y la recuperación con tapón de esfuerzo cortante y el niple de asiento.
- Proporcionar un empacador opcional adicional de soporte para el peso de la sarta y el aislamiento para las operaciones de las válvulas de bombeo neumáticas.
- La tubería flexible y herramientas disponibles en materiales resistentes a la corrosión.



Una sarta colgada con un mandril de bombeo neumático es usada cuando no es efectivo su costo, para remover la entrada de la terminación e instalar un sistema de bombeo neumático en un pozo no productor. Los mandriles del bombeo neumático pueden ser instalados en cualquier punto de la sarta de tubería flexible.

La sarta de bombeo neumático estándar es usualmente colgada en un colgador superficial, la cual proporciona un soporte para el peso de la sarta y se instala en el cabezal del pozo existente. Después de instalar el colgador, la sarta de tubería flexible, incluyendo el conector, los mandriles de bombeo neumático, el empacador de compresión, el sub-niple y el tapón de esfuerzo cortante, se corren dentro. Durante el proceso de instalación, el tapón de esfuerzo cortante proporciona una barrera positiva para la operación. La tubería flexible es corrida hasta el fondo, y el empacador de compresión colocada por la carrera de la tubería flexible y aplicando suficiente peso para su colocación. El peso de la sarta de tubería flexible necesario para suministrar la suficiente fuerza para colocar el empacador. Si el peso es insuficiente o la presión es muy baja el empacador reducirá la fuerza de cementación, un empacador de doble agarre reemplaza el empacador de compresión. La sarta es entonces colgada en el colgador superficial y cortada. El tapón de esfuerzo cortante es removido para la aplicación de presión y el pozo es puesto a producción.

Antes de la recuperación, el pozo es preparado para la recuperación de la sarta colgada. Si la sarta es removida sin matar el pozo, se bombea un tapón de aislamiento hasta el niple de asiento, donde sus conexiones proporcionan un sello positivo contra el agujero. Alternativamente, el tapón introducido con cable de acero o simple tapón de gravedad es usado. Una vez que el tapón es colocado permanece en el contorno del niple como una barrera.

Para la recuperación de la sarta, un conector de recuperación que punza dentro de la tubería flexible colgada se usa para conectar con la sarta, la cual puede ser jalada fuera del pozo. En la carrera de la sarta se quita el empacador y permite su recuperación.





Figura V.1. Sarta con un Mandril de Bombeo Neumático. <sup>16</sup>



### V.3.5 Extensión de la Sarta de Bombeo Neumático del tipo XT.

#### Aplicaciones

- Extensiones de la sarta cuando se tiene bombeo neumático.

#### Características y Beneficios.

- Mejoramiento de los pozos desarrollados.
- Proporcionar costos efectivos incrementando la producción.
- Incrementar el número de las posibles válvulas de bombeo neumático sin reemplazar la terminación.
- Diseñar un suministro extra de la capacidad de bombeo.
- Instalación y remoción rápida.
- Sistema barato, simple y factible.
- Un niple especial u otra instalación de terminación no son requeridas.
- Un empacador alto y bajo, proporciona un sello y un soporte bidireccional.
- La tubería flexible y herramientas disponibles en materiales resistentes a la corrosión.

Como la presión del yacimiento disminuye, la efectividad del sistema de bombeo neumático también disminuye, eventualmente cargando de una completa mitad de la producción. La extensión de la sarta con bombeo neumático permite la instalación de los mandriles y válvulas adicionales hasta ser costeables y mejorar la producción sin la remoción de la terminación original. La sarta es instalada usando un método estándar de tubería flexible y la existencia de un mandril doble para suministrar la capacidad de bombeo extra. Un empacador de compresión colocado en el fondo de la extensión de la sarta sella y soportan la tubería, mientras un empacador hidráulico de doble agarre en la parte de arriba de la sarta suministra un soporte bidireccional y un sello.

Con el empacador de compresión colocado, el sub- niple y el sub compuesto de esfuerzo cortante, la sarta de tubería flexible es corrida en el agujero. El número requerido de mandriles y de empacadores hidráulicos son instalados y corridos en el agujero. En la profundidad de colocación, los empacadores son colocados, entonces las válvulas de bombeo neumático son instaladas en los mandriles. Los tapones de esfuerzo cortante son liberados por la aplicación de presión, y en los pozos listos para producción a través de un aumento en el sistema de bombeo neumático.

La sarta de recuperación estándar es usada para librar y recuperar la sarta colgada. El empacador hidráulico de doble agarre y el empacador de compresión son quitados por el esfuerzo del jalón. Está recuperación puede ser ejecutada con la tubería flexible.

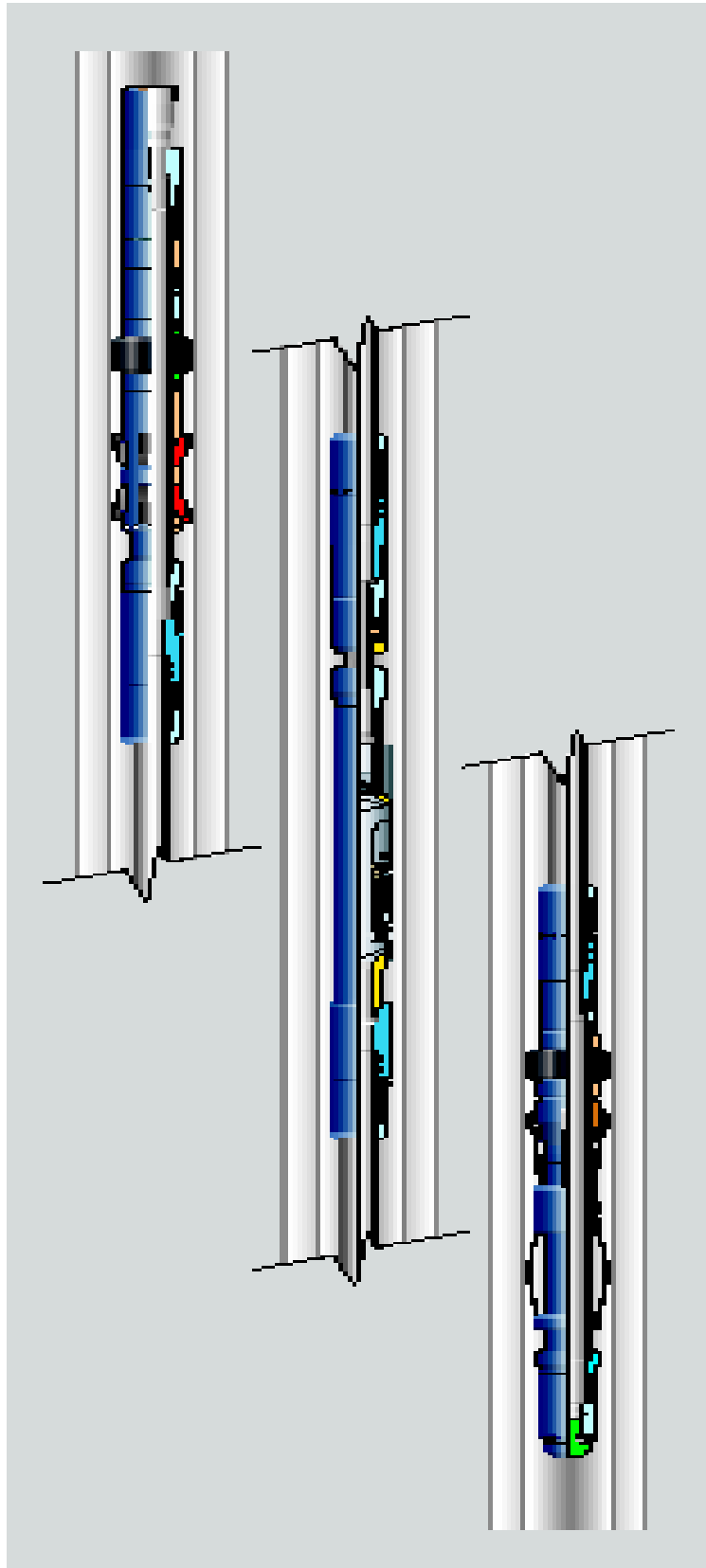


Figura V.2 Extensión de la Sarta de Bombeo Neumático del tipo XT. <sup>16</sup>



### V.3.6 Instalación de la Bomba.

#### Aplicaciones.

- Alternativas para terminaciones con bombeo artificial.
- Estación de bombeo para yacimientos no depresionados.

#### Características y Beneficios.

- Instalación de bombeo artificial sin necesidad de remover la tubería.
- No se requiere bombeo neumático.
- Alta resistencia a la erosión permitiendo la producción de fluidos y arena.
- Una bomba jet proporciona inhibidores de bombeo y otros químicos en el pozo.
- El sistema también puede ser usado para una estación de producción del pozo.
- El empacador proporciona aislamiento y soporte.
- Es más segura la instalación y remoción en los pozos productores.
- La tubería flexible y herramientas disponibles en materiales resistentes a la corrosión.

Las instalaciones de la bomba jet a través de la tubería se corren con la tubería flexible para proporcionar una alternativa económica para el bombeo artificial. Las bombas jets no requieren inyección de gas como los que requieren los sistemas de bombeo neumático. La aplicación de energía adicional para los fluidos de producción, la instalación de una bomba jet puede bombear la producción en pozos parcialmente agotados, resultando en un incremento de producción con una pequeña inversión.

La sarta de producción es usualmente colgada en un colgador superficial, la cual suministra el soporte del peso de la sarta y se instala en la cabeza del pozo. Después de instalar un colgador, el sistema de la bomba jet es corrido en dos pasos. El de la primera corrida, un empacador de doble agarre con un sellador y un tapón de esfuerzo cortante son corridos e instalados en el agujero. En el siguiente paso se corre, la bomba jet abajo del empacador y se cierra en el sello. La sarta es entonces colgada en colgador superficial y cortada. Por la aplicación de presión, el tapón de esfuerzo cortante es removido y el pozo es puesto a producción.

La recuperación de la bomba por mantenimiento es posible por un simple enrollamiento de la sarta de la bomba jet fuera del área sellada y de vuelta a la superficie. La bomba jet puede ser entonces reinstalada y mantenida.

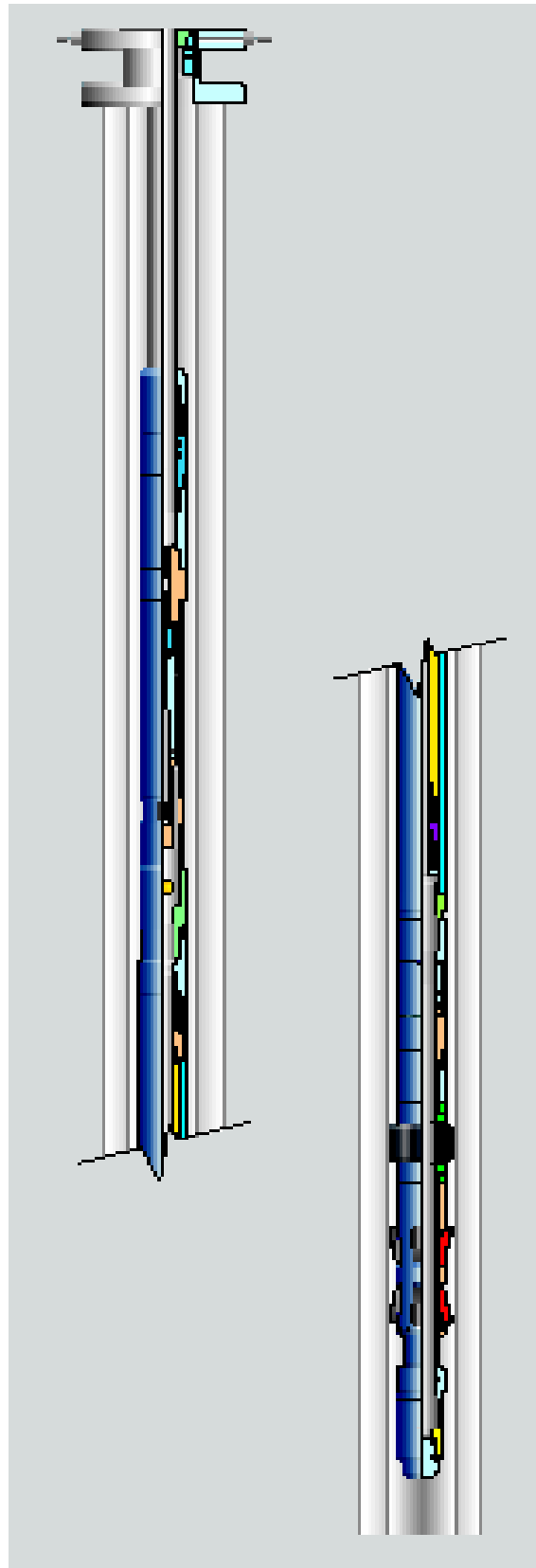


Figura V.3. Instalación de la Bomba.<sup>16</sup>



## V.4. Sartas de velocidad.

Los pozos maduros de aceite y gas frecuentemente requieren una reducción en el tamaño de la tubería de producción para mantener el rendimiento de la producción. Una sarta de velocidad reduce el área de flujo de la sección de cruce de la tubería de producción y causa que se incremente la velocidad del gas o los fluidos producidos. En el montaje de la sarta de velocidad, éste incremento en la velocidad de flujo esta diseñado para proveer suficiente energía de transporte para transportar todo en los líquidos producidos a la superficie. Las sartas de velocidad de tubería flexible pueden ser instalados y recuperados en pozos vivos sin matarlos y elevándolos después. Esto reduce significativamente el riesgo, el tiempo y el costo del proceso de terminación así como proveer beneficios técnicos, económicos y de seguridad.

Las instalaciones de la sarta de velocidad son consideradas como las terminaciones más simples con tubería flexible y se han considerado en mayor número de terminaciones con tubería flexible y reconstrucciones del pozo. Existen algunas variaciones en la configuración la sarta común de velocidad:

- Sarta de velocidad con colgador superficial solamente.
- Sarta de velocidad con colgador de superficie y ancla de fondo.
- Sarta de velocidad debajo de la válvula de tormenta u otro equipo de terminación.

### V.4.1 Sarta de velocidad.

#### Aplicaciones:

- Pozos más viejos, particularmente pozos agotados.
- Pozos económicamente marginados con aumento en las cargas de agua.

#### Beneficios y características:

- Extender la vida del pozo sin necesitar una reparación mayor del mismo.
- Sistema barato, simple y factible.
- Instalación rápida.
- Ajustar colgadores de tubería flexible en la cima del cabezal del pozo existente.
- Barreras dentro de la sarta que proporcionan una mayor seguridad durante la instalación y la recuperación.
- La tubería flexible y las herramientas disponibles en materiales resistentes a la corrosión.

Las sartas de velocidad son una industria aceptada y un método efectivo de costo para extender la vida económica de los pozos desarrollados. Con una rápida instalación de la tubería flexible bajo las condiciones de vida del pozo, las sartas de velocidad son frecuentemente instaladas para traer pozos económicamente marginados de regreso a



una producción completa. Con mayores velocidades en tuberías flexibles con diámetros más pequeños, las sargas de velocidad permiten que un pozo produzca agua de formación a la superficie sin dañar dentro de la carga hidrostática extra. Los análisis nodales pueden demostrar la necesidad de una terminación e indicar la longitud correcta del cable colgador para la sarga de velocidad.

Las sargas de velocidad son usualmente cables colgadores en una barra de suspensión en la superficie, los cuales proporcionan el soporte para el peso de la sarga, y se instalan sobre el cabezal existente. Después de montar el colgador en la superficie, la sarga de la tubería flexible, incluyendo el conector, el sub niple, y el tapón para el esfuerzo cortante, se corre dentro del agujero. Durante el proceso de instalación, el tapón para el esfuerzo cortante provee una barrera positiva para la operación. Cuando se alcanza la profundidad final con la sarga, la tubería flexible se cuelga en la barra de suspensión superficial y corta. Al aplicar presión, el tapón para el esfuerzo cortante es removido, y el pozo vuelve a ser productivo.

Antes de recuperar la sarga de velocidad, el pozo es preparado para la recuperación de la sarga colgada. Si la sarga esta para ser removida sin matar el pozo, un tapón de aislamiento se bombea hasta el asentamiento del niple, donde se cierra y provee un cello positivo contra el agujero. Alternativamente, pueden usarse un tapón transportado con cable de acero o un simple tapón de gravedad, Una vez que el tapón es colocado, permanece en el contorno del niple como una barrera.

Para recuperar la sarga colgada, un conector de recuperación que punza dentro de la tubería flexible colgada se usa para conectar con la sarga, el cual puede entonces ser jalada fuera del pozo.

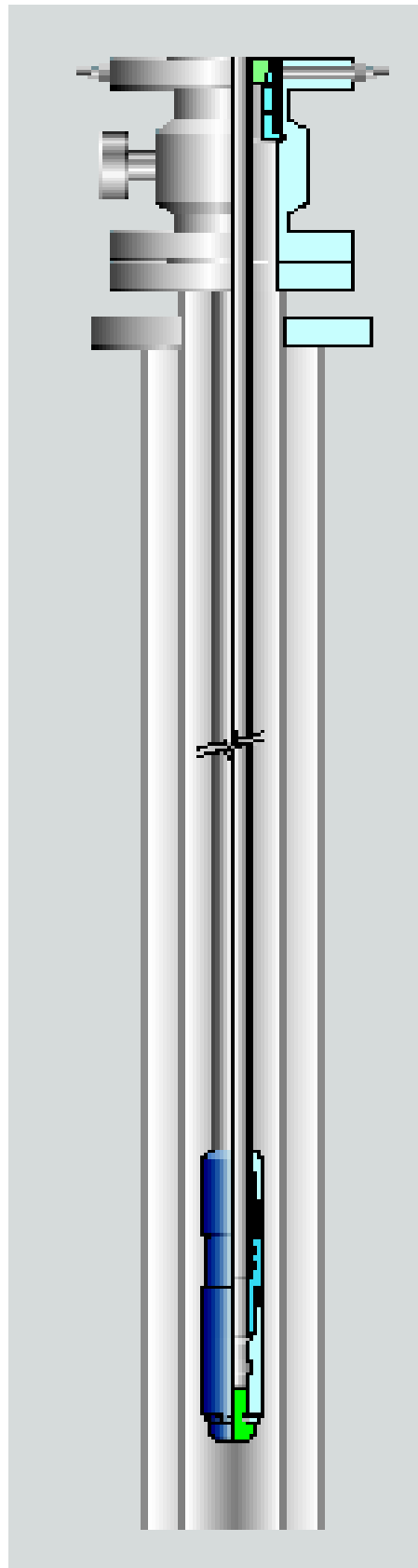


Figura V.4. Sartas de Velocidad.<sup>16</sup>





### V.4.2 Sarta de velocidad DH.

#### Aplicaciones:

- Pozos más viejos, particularmente pozos agotados.
- Pozos económicamente marginados con aumento en las cargas de agua.
- Instalación de largas sarta de velocidad.

#### Beneficios y características:

- Extender la vida del pozo sin necesitar una reparación mayor del mismo.
- Sistema barato, simple y factible.
- Instalación rápida.
- Un doble colgador distribuye el peso de la instalación de una sarta larga.
- Reduce el esfuerzo en la tubería flexible y colgadores.
- Barreras dentro de la sarta que proporcionan más seguridad durante la instalación y la recuperación.
- Tubería flexible y herramientas disponibles en materiales resistentes a la corrosión.

El peso de la sarta, su valor de tensión, y la limitación del soporte de carga del colgador superficial, limitan la longitud máxima de la sarta de velocidad. Con el colgador de fondo adicional, el concepto del doble colgador DH permite la instalación de sarta más largas o más pesadas, y proporcionan un soporte adicional para el peso de la sarta y con ellos tolerar parte de su peso en terminaciones con pozos profundos.

Después de instalar el colgador superficial, la sarta de tubería flexible, incluye el ancla, el sub niple, y el tapón para esfuerzo cortante, solo queda correrlo en el agujero. Cuando la sarta esta a una profundidad, la tubería flexible es reintroducida para colocar el colgador de fondo. Se coloca el peso suficiente para evitar alterar la producción. La sarta de velocidad de tubería flexible entonces se cuelga en el colgador superficial y corta. El tapón de esfuerzo cortante es removido para aplicar presión, y el pozo vuelve a ser productivo.

Antes de recuperar, el pozo esta preparado para la recuperación de la sarta colgada. Si la sarta es para ser removida sin matar el pozo, un tapón aislante se bombea en la colocación del niple, donde lo cierra y provee un cello positivo contra el agujero. Alternativamente, puede usarse un tapón transportado con cable de acero o un simple tapón de gravedad. Una vez que el tapón es colocado, permanece en el contorno del niple como una barrera.

Para recuperar la sarta colgada, un simple conector de recuperación que punza dentro de la tubería flexible colgada se usa para conectar con la sarta, el cual puede entonces ser jalada fuera del pozo. Reintroducir la sarta sin la colocación del ancla y permitir a la sarta ser recuperada.

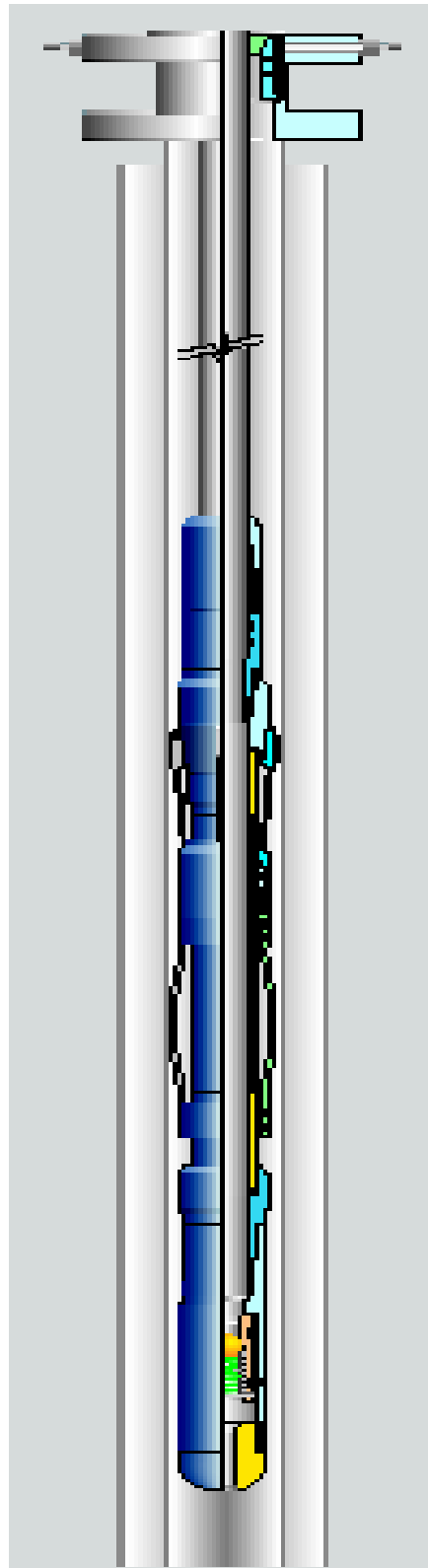


Figura V.5. Sarta de Velocidad DH. <sup>16</sup>



### V.4.3 Extensión TP.

#### Aplicaciones:

- Pozos agotados con incremento en la producción de agua.

#### Beneficios y Características:

- Suministra suficiente velocidad para evitar el aumento de fluidos en pozos de gas.
- Prolongar los alcances de terminaciones existentes sin removerlo.
- Aumentar la producción y el bajo costo.
- Sistema barato, simple y factible.
- Instalación rápida y recuperación con tubería flexible.
- El niple especial u otras instalaciones de terminación no son requeridas.
- Barreras dentro de la sarta que proporcionan más seguridad durante la instalación y la recuperación.
- Los empacadores proporcionan sello y soporte bidireccional para el peso de la tubería.
- Tubería flexible y herramientas disponibles en materiales resistentes a la corrosión.

Una extensión de cola TP, es una pequeña sección de la sarta de la tubería flexible, que se instala al final de la tubería de producción existente. Su función, como la sarta de velocidad, es reducir el área de flujo del fluido del pozo para incrementar la velocidad de flujo. Esto permite fluir en un pozo de gas para ser descargado en lugar de matar el pozo. La cola normalmente consigue arriba de la mitad de las perforaciones y permite al fluido ser transportado por una mayor velocidad generada en esta sarta.

Para instalar el sistema TP, un conector, el niple, y el tapón de esfuerzo cortante son instalados sobre el final de la tubería flexible. Entonces se corre la tubería en el agujero con la longitud de la cola deseada, asegurada, y cortada (usualmente entre 100 y 1,000 ft). Un conjunto hidráulico de empacadores de doble agarre es conectado a la tubería, y la sarta entera es llevada al final de la tubería de producción. Durante el proceso de instalación, el tapón para el esfuerzo cortante provee una barrera positiva para la operación. Al llegar a la profundidad, el empacador de doble agarre se coloca para aplicar presión dentro de la tubería flexible. El empacador de doble cuña proporciona el sello para la presión bajo el empacador y asegura la sección de la sarta de la tubería flexible. Al aplicar presión, el tapón para el esfuerzo cortante es removido, y el pozo vuelve a ser productivo.

Antes de recuperar, el pozo esta preparado para la recuperación de la extensión de la sarta. Si la sarta es para ser removida sin matar el pozo, un tapón aislante se bombea en la colocación del niple, donde lo cierra y provee un cello positivo contra el agujero. Alternativamente, pueden usarse un tapón transportado con cable de acero o un simple tapón de gravedad. Una vez que el tapón es colocado, permanece en el contorno del niple como una barrera.



La sarta recuperable estándar se usa para entrar con la extensión y sacarlo de nuevo a la superficie. Un jalón recto en el empaque hidráulico de doble agarre lo suelta y permite la recuperación de la sarta.

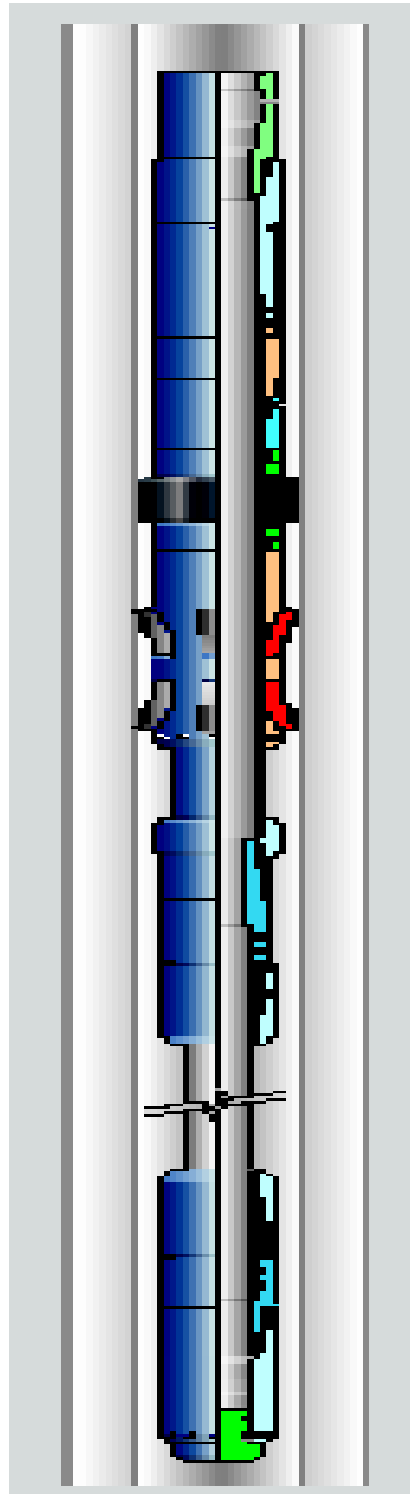


Figura V.6. Extensión TP.<sup>16</sup>



#### V.4.4 Colgador de Bajo de la Válvula de Seguridad.

##### Aplicaciones:

- Pozos más viejos, particularmente pozos agotados.
- Pozos económicamente marginados con aumento en las cargas de agua.
- Terminaciones SSV, pozos costa afuera.

##### Beneficios y Características:

- La sarta de velocidad se instala de bajo de la SSV.
- Instalación rápida.
- Sistema barato, simple y factible.
- No se requiere ningún colgador adicional en la superficie.
- La SSV permanece funcional.
- Aumenta la seguridad durante la instalación y la recuperación con el tapón de esfuerzo cortante.
- Los empacadores proporcionan soporte para el peso de la sarta y el aislamiento del fluido.
- La tubería flexible y las herramientas están disponibles en materiales resistentes a la corrosión.

La instalación del colgador de bajo de la SSV se usa frecuentemente en pozos costa afuera o generalmente si las regulaciones o políticas demandan una SSV funcional. Al igual que en la instalación de la sarta de velocidad estándar o en la de doble colgador, la reducción del área de flujo permite a los pozos agotados no descargar la columna de fluido, en lugar de matar el mismo pozo. Mientras la válvula SSV esta montada en las instalaciones del colgador superficial, este sistema proporciona un medio para soportar la sarta de velocidad debajo de la válvula de seguridad, de esta manera la válvula permanece opcional.

El sistema consiste de la tubería de velocidad, un empacador de compresión, los conectores de la tubería flexible, un sub niple, y un tapón de esfuerzo cortante. El empacador de compresión usualmente corre debajo de la presión, que actuó con la TP desconectada, la cual permite la instalación del ensamble de la sarta sin requerir un proceso de embalaje.

Durante el proceso de instalación, el tapón para el esfuerzo cortante provee una barrera positiva para la operación. El ensamble se conecta a la sarta que corre y corre de 20 a 50 ft debajo de la SSV. Al reintroducir la tubería flexible se coloca el empacador de compresión, y disminuir el peso conserva el empacador en su lugar.

El peso en la sarta de la tubería flexible necesita proporcionar suficiente fuerza para mantener el empacador en su lugar. Si el peso es insuficiente, o la presión de bajo del empacador reduce la fuerza de colocación, un conjunto hidráulico de empacadores de



doble agarre reemplaza al empacador de compresión. Una vez que el empacador esta colocado, al aplicar presión actúa la TP desconectada.

La presión adicional remueve el tapón para el esfuerzo cortante, y el pozo vuelve a ser productivo. La sarta recuperable estándar se usa para entrar con la sarta colgada y extraerlo ala superficie. El empacador de compresión es removido por el sobre jalón recto.

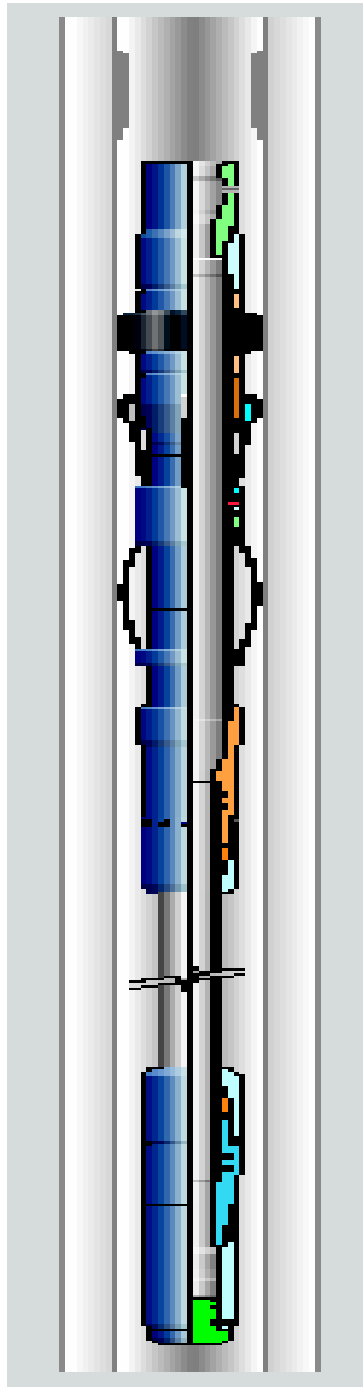


Figura V.7. Colgador de bajo de la Válvula de Seguridad.<sup>16</sup>



## V.5. Operaciones de Aislamiento Benéfico.

Las terminaciones con tubería flexible tienen varias ventajas sobre las operaciones convencionales de solución. La habilidad para ejecutar la intervención a través de la tubería sin remover la terminación original ahorra tiempo y costo. Desde que las operaciones de solución son a menudo ejecutadas en pozos viejos con yacimientos agotados que son extremadamente sensibles al ser matados de manera convencional y a procedimientos de reparación, la habilidad con las operaciones con tubería flexible para desempeñar la intervención durante la vida del pozo y las instalaciones son una importante consideración para las aplicaciones de solución.

La tubería flexible ha sido usada para desarrollar las aplicaciones de solución siguientes:

- Reparar la tubería de revestimiento y producción.
- Aislamiento de la zona.
- Obturar una zona de agua.
- Doble parche hidráulico.
- En tuberías de revestimiento colapsadas.
- Parques en tuberías de producción con o sin una SSV integrada.
- Restauración del funcionamiento de válvula de seguridad.
- Aislamiento de la manga corrediza con doble empaque.
- Colas.
- Cola con un PBR.

### V.5.1 Tapón Retenedor Permanente.

#### Aplicaciones:

- Obturar con lodo una producción de agua o una Zona permeable.
- Aislamiento permanente de zonas más bajas.
- Taponar y abandonar las operaciones.
- Aislamiento de una zona entre operaciones de fractura.

#### Beneficios y Características:

- Zonas aislantes removibles.
- Método con costo efectivo en la zona de abandono.
- OD pequeños proporcionan mayor claridad, permitiendo al tapón ser corrido tan rápido como las condiciones del pozo los permitan.
- Anillos de apoyo garantizan los sellos positivos en fluidos o pozos de gas.
- La construcción en hierro colado del tapón retenedor permiten limpiar fácil y rápido.
- Se pueden colocar en la tubería flexible, tuberías articuladas, líneas y cable de acero.



- Una presión diferencial alta en el tapón retenedor.

Un tapón retenedor se instala a menudo para aislar las zonas de producción de arena, agua o gas que puede reducir la producción de aceite o gas o causa flujo cruzado que impide la producción de hidrocarburos en la superficie. En múltiples pozos fracturados, los taponos de puente se usan para aislar las zonas simuladas previamente durante la secuencia de fracturamiento. Las operaciones de tapón y abandono utilizan taponos retenedores que están usualmente terminados con cemento para volverse un sello permanente en el agujero. A menudo las regulaciones requieren más de un tapón para pozos en abandono.

La sarta completa para los taponos retenedores permanente consisten de así mismo de taponos retenedores, de la herramienta de colocación hidráulica activada, y la cabeza de motor. El tapón retenedor permanente Modelo A es perforable, tapón retenedor construido de hierro colado. A causa de su OD pequeño y la mayor claridad del tapón de la tubería de producción, puede correrse tan rápido como las condiciones del pozo lo permitan. Los anillos de apoyo aseguran sellos positivos en fluidos y pozos de gas. La herramienta estándar de colocación usa dos ensambles de pistón, los cuales proporcionan fuerzas de asentamiento para la instalación de los empacadores permanentes.

La cabeza de motor proporciona una doble barrera contra el flujo imprevisto, una presión balanceada, la función de liberar el seguro operado por la bola, y un puerto de circulación de emergencia. Los conectores intercambiables permiten una fácil adaptación en todos los tamaños de la tubería flexible.

Con la pared de la tubería de revestimiento limpia de óxido y recortes por correr previamente un rascador en la tubería de revestimiento, la sarta con tapón retenedor corre hasta la profundidad fijada. A esa profundidad, el proceso de la bola se suelta para sellar los puertos de circulación, de esta manera la presión puede ser establecida dentro de la herramienta de colocación. Esto mueve los pistones arriba y permite a las cuñas del tapón moverse afuera y entra con la pared de la tubería de revestimiento. Cuando se coloca completamente, el tapón automáticamente se desconecta de la herramienta de colocación. Aunque el tapón retenedor no es recuperable, es fabricado con hierro forjado, por lo que es fácil de perforar si necesita ser removido.



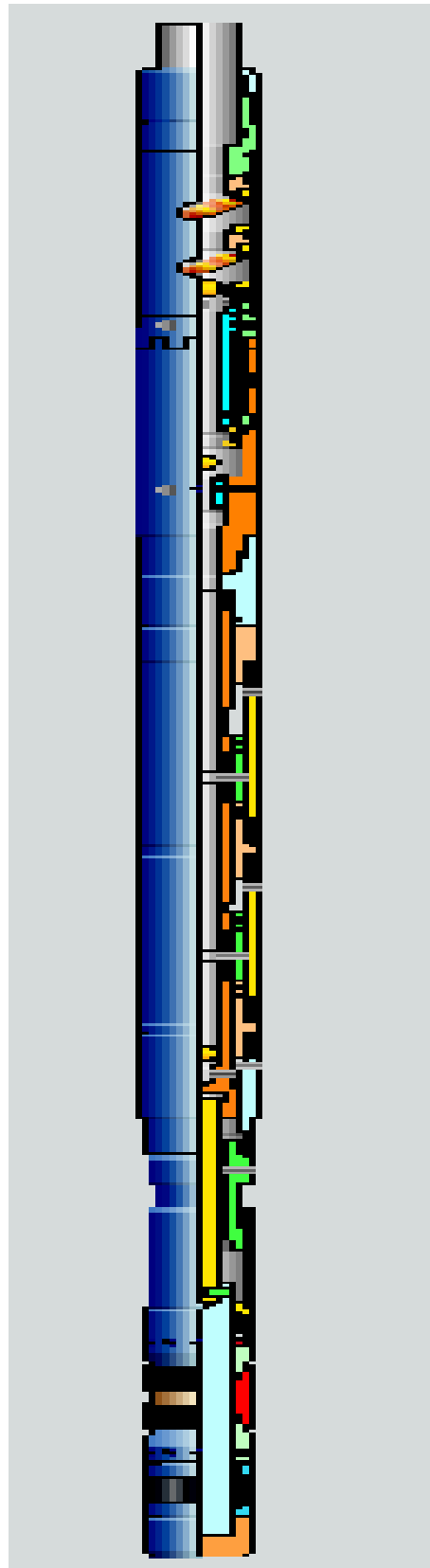


Figura V.8. Tapón Retenedor Permanente. <sup>16</sup>



### V.5.2 Tapón Retenedor Recuperable.

#### Aplicaciones:

- Sello de una producción de agua o una zona permeable.
- Aislamiento temporal de zonas más bajas.
- Terminaciones.
- Reparaciones en la cabeza del pozo.

#### Beneficios y Características:

- El tapón retenedor puede colocarse, equilibrarse, y recuperarse en la tubería flexible, el alambre, o la tubería articulada.
- Aislar hidráulicamente la sección del pozo arriba y debajo del empacador.
- Resistencia a la presión y a las cargas mecánicas hacia arriba y hacia abajo.
- La fuerza de asentamiento es bloqueada en el empacador.
- Las cuñas unidas, opuestas, con una doble cementación proporcionan un ancla fiable.
- Los empacadores se fijan al aplicar una presión diferencial al correr la sarta.
- El uso probado de una pieza del elemento de empacamiento.
- Disponible con elementos de empacamiento alternos.
- Disponible con anillos de medición alternos para ajustar el diámetro de terminación.
- Una liberación variable del esfuerzo cortante.
- Disponible con la resistencia al H<sub>2</sub>S y material cromado para resistir al CO<sub>2</sub>.

El puente retenedor recuperable es la alternativa para el puente retenedor permanente. Es usado en aplicaciones similares tales como terminaciones, o reparaciones en la cabeza, u otro aislamiento temporal del agujero. El puente retenedor es recuperado con tubería flexible, tubería articulada, o cable de acero.

El puente retenedor recuperable se corre junto con tubería de producción desconectada y una presión diferencial que no requiere un proceso de bola. El motor de cabeza se corre como estándar arriba de la conexión de fondo. Esta herramienta multipropósito proporciona una doble barrera contra flujo imprevisto, una presión balanceada, una función de liberación segura operada con bola, y una abertura de circulación de emergencia.

Después la sarta compuesta, el tapón se corre para colocarse a la profundidad. La pared de la tubería de revestimiento debería de estar limpia para permitir al empacador establecer un sello ideal. La presión diferencial se aplica lentamente con la tubería flexible. Esta presión fija las cuñas, encierra el tapón en la tubería, y empaca el elemento empacador. Mientras sostiene la presión de asentamiento al corre la sarta, el peso es recogido en el empacador y entonces se coloca debajo para confirmar que el tapón se ha fijado. Además de las aplicaciones de presión actúa la tubería de producción desconectada y deja al tapón en el pozo.



El tapón retenedor recuperable se recupera usando la tubería flexible, la tubería articulada, o cable de acero. La sarta estándar recuperable, se usa para entrar con el puente retenedor. Cuando la herramienta recuperable sujeta dentro del pescador el cuello del tapón, esto automáticamente conduce la punta interna, permitiendo que la presión arriba y de abajo del tapón se equilibre. Después de equilibrar la presión, el tapón retenedor se puede recuperar.

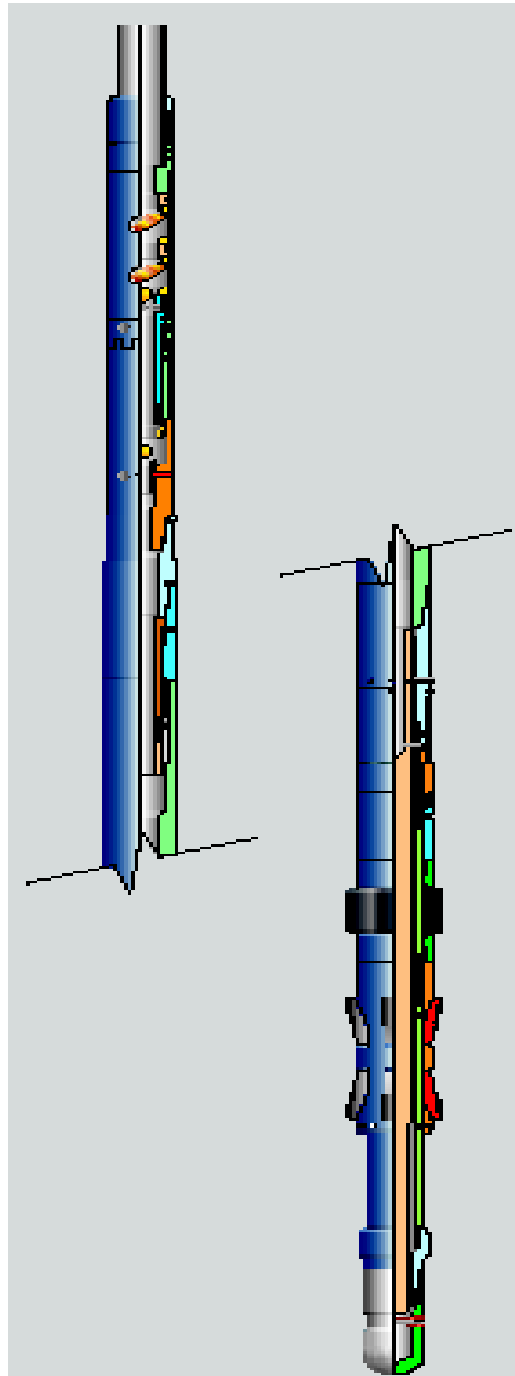


Figura V.9. Tapón Retenedor Recuperable.<sup>16</sup>



### V.5.3 Doble Parche Hidráulico en la Tubería de Producción.

#### Aplicaciones:

- Reparar las terminaciones dañadas.
- Sellar los agujeros de la tubería de producción.
- Aislamiento de zonas no productivas.
- Montar a través del casquillo guía con función.

#### Beneficios y Características:

- Es una solución económica para terminaciones no funcionales y dañadas.
- Sistema barato y factible.
- Instalación de un viaje, rápido.
- Niple especial u otros mecanismos de terminación no requeridos.
- Montar a través de zonas dañadas para sellarlas.
- Longitud de montaje sin límite.
- El tapón de esfuerzo cortante incrementa la seguridad durante el despliegue de la tubería flexible bajo presión.
- Los empacadores proporcionan sellos y soporte bidireccional.
- La junta de expansión permite estirarse por el calor y el frío.
- La tubería flexible y las herramientas están disponibles con materiales resistentes a la corrosión.

La producción del pozo o manejo de la inyección requiere la tubería de terminación integra. El daño por corrosión y el mecánico pueden causar más daño a la integridad hidráulica; por lo tanto, una sección de terminación dañada necesita ser arreglada o reemplazada. El doble parche hidráulico de tubería proporciona un significado de costo efectivo de aislamiento localizado o derrames extendidos en la terminación o montar una zona de producción de agua o una camisa guía no funcional sin reemplazar la terminación existente.

Una junta de expansión, un doble empacador hidráulico, y un tapón de esfuerzo cortante se instalan en la sección de montaje de la tubería flexible y se corre en el pozo hasta que la longitud de montaje deseada se alcanza. El doble empacador hidráulico superior y la hidráulica desconectada se instalan seguidas por una válvula check y el conector para unir a la sarta. Durante el proceso de instalación, el tapón de esfuerzo cortante proporciona una barrera positiva para la operación. La tubería flexible se baja a una profundidad de asentamiento, donde ambos empacadores son colocados hidráulicamente. La aplicación de presión libera la hidráulica desconectada, más allá la presión se incrementa para remover el tapón de esfuerzo cortante, de esa manera el pozo es abierto a la formación. La junta de expansión permite con respecto a la expansión de la temperatura y la contracción y previene la aplicación de la carga mecánica excesiva en los empacadores.

El doble parche hidráulico se corre como una terminación permanente, Sin embargo, si la recuperación del montaje se requiere, el montaje entero puede ser recuperado con la



tubería flexible o con la tubería articulada para aplicar una fuerza de jalón. La sarta de recuperación estándar se usa para entrar con la sarta colgada y regresarlo a la superficie.

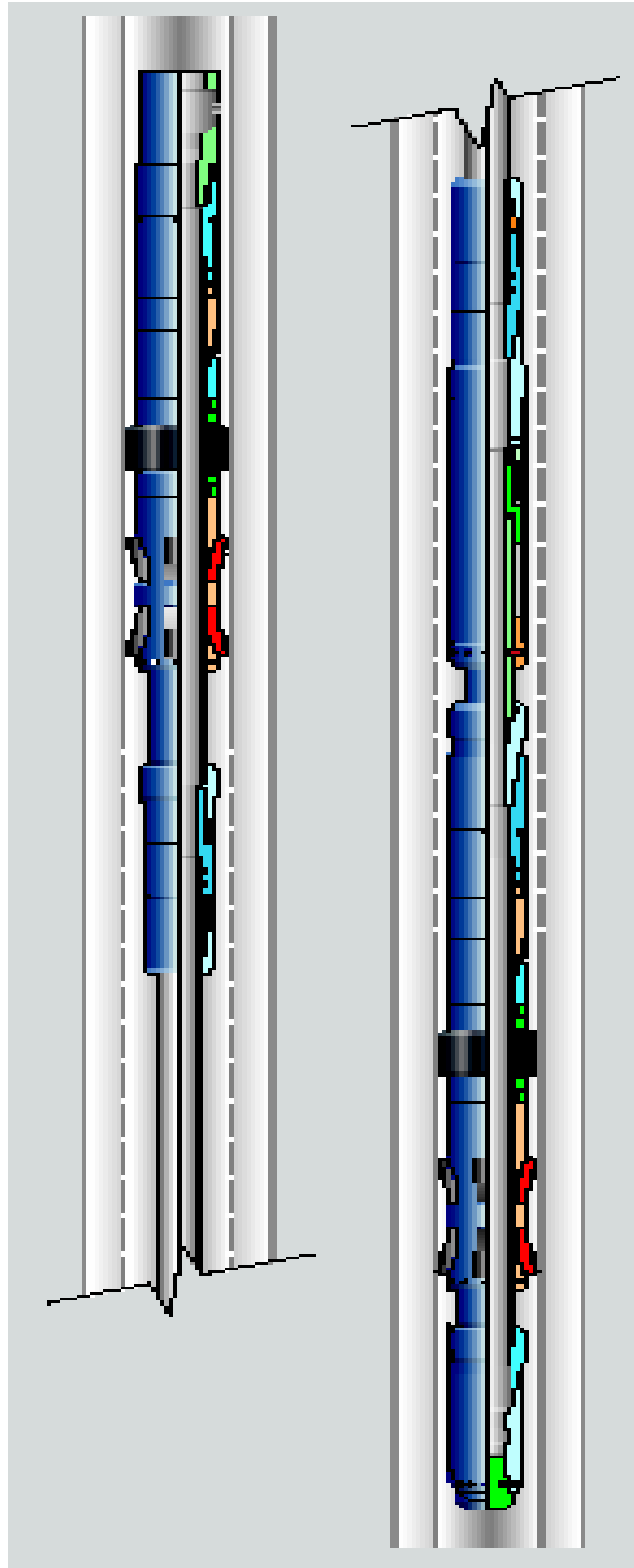


Figura V.10. Doble Parche Hidráulico en la Tubería de Producción.<sup>16</sup>



### V.5.4 Sistema de Montaje SS.

#### Aplicaciones:

- Aislamiento de intervalos de producción de agua o gas.
- Conversión de simples terminaciones a terminaciones dobles.

#### Beneficios y Características:

- Sistema barato y fiable.
- La fácil recuperación permite la instalación de un sistema recuperable o permanente.
- Una camisa guía opcional habilita una producción simple o mezclada.
- Instalación en un solo viaje.
- Longitud de montaje ilimitada.
- No se requiere niple especial u otros mecanismos de terminación.
- El tapón de esfuerzo cortante incrementa la seguridad durante el despliegue de la tubería flexible bajo presión.
- Los empacadores proporcionan sellos y soporte bidireccional.
- La tubería flexible y las herramientas están disponibles con materiales resistentes a la corrosión.

A través del tiempo de vida del pozo, una zona de producción puede iniciar la producción de agua y gas. Con el sistema de montaje SS, esta producción no deseada puede ser obturada. Al mismo tiempo el sistema con extensión superficial proporciona una doble terminación independiente para las zonas superiores e inferiores. Una camisa guía, si es instalada como parte del sistema, permite a la zona superior producir a través del espacio anular (doble producción) o mezclar con la producción de la zona más baja. Opcionalmente la zona más baja puede ser aislada para más tarde aislar un tapón PD o PB, el cual conecta al niple y aísla la zona más baja.

La instalación del sistema de montaje con la extensión superficial es ejecutada en una corrida. Un conector, el empacador, el sub niple, y el tapón de esfuerzo cortante están compuestos con la tubería montada y corren en el pozo. Con la longitud de montaje requerida ya desplegada, el juego hidráulico de doble empacador y la camisa guía son instalados y compuestos en la extensión de la sarta superficial. El ensamble entero se corre a la profundidad. Durante el proceso de instalación el tapón de esfuerzo cortante proporciona una barrera positiva para la operación. Reintroducir la tubería flexible al empacador con la compresión más baja; presurizando la tubería flexible fija el empacador hidráulico superior. Después de colocar ambos empacadores, la tubería flexible está colgada en el colgador superficial y corta. El tapón de esfuerzo cortante es removido para aplicar presión, y el pozo comienza a producir.

La sarta entera puede ser recuperada al aplicar fuerzas de jalón para el empacador hidráulico, el cual no lo fija. Una subsecuente reintroducción de la sarta no fija al empacador de compresión al fondo, y el ensamble puede ser recuperado a la superficie.

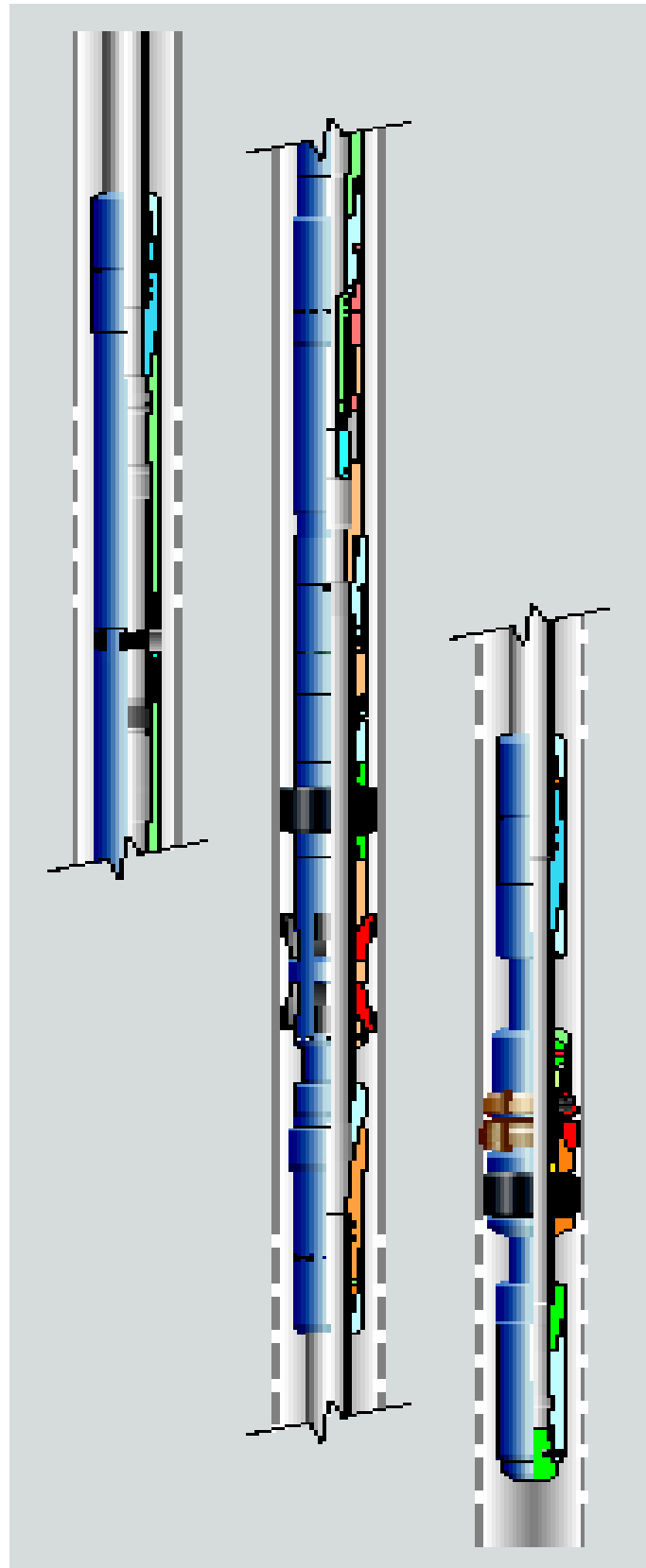


Figura V.11. Sistema de Montaje SS. <sup>16</sup>



### V.5.5 Parche en la Tubería de Producción con Válvula de Seguridad.

#### Aplicaciones:

- Parche en la tubería de producción a través de una SSV.
- Alternativa para sustituir la SSV con falla.

#### Beneficios y Características:

- Un pozo de control permanente a través de la válvula con seguro de velocidad.
- Sistema barato y fiable.
- La fácil recuperación permite la instalación de un sistema recuperable o permanente.
- No se necesita recuperar la tubería de producción.
- Puede usarse como una sarta de velocidad sin colgador superficial.
- Longitud de montaje ilimitada.
- La tubería flexible y las herramientas están disponibles con materiales resistentes a la corrosión.

El parche de la tubería de producción con sarta de válvula de seguridad se instala permanentemente o temporalmente para aislar una porción dañada en la tubería de producción y, al usar una válvula con seguro de velocidad, proporciona control del flujo a través de SSV rota o de lo contrario defectuosa.

Las válvulas con seguro de velocidad están diseñadas para cerrar automáticamente y fiablemente si la producción alcanza un nivel predeterminado. La válvula cierra cuando percibe una velocidad de flujo alto y lo interpreta como una producción fuera de control. La válvula puede solamente ser abierta de nuevo, a través de un cable de acero o al correr la tubería flexible con un espolón.

El parche de la tubería con válvula de seguridad se instala con dos corridas. Un empacador con juego de compresión, un sub niple, y un tapón con esfuerzo cortante son montados al final del fondo de la tubería flexible y entonces correrlo en el pozo en el fondo de la tubería flexible. El empacador de doble agarre y la hidráulica de la TP desconectada con un cierre de agujero son entonces agregados en la válvula check de la sarta. La tubería flexible corre hasta la profundidad de asentamiento y colocarlo en el empacador de compresión. Después de colocar el empacador, la tubería de producción es presurizada arriba para fijar el empacador de juego hidráulico con doble agarre. Después el empacador hidráulico es colocado y probado, la TP desconectada es liberada por la presión arriba de la sarta de la tubería flexible.

Para la segunda corrida, se instala la válvula con seguro de velocidad sobre el ensamble con sello de candado debajo de la tubería flexible y correr dentro del agujero. Entonces se asegura y corta la sarta. Se instalan, otro conector, un empacador con doble agarre, y una TP desconectada y se agregan a la válvula check de la sarta corrida. La sarta está corriendo en el agujero. En la profundidad, el ensamble con sello





de candado se cierra dentro del agujero, y el empacador con juego hidráulico superior puede colocarse para aplicar presión a la sarta de la tubería flexible. Además el incremento de la presión libera la TP desconectada.

Después de desconectar desde el empacador superior, se aplica más presión para remover el tapón de esfuerzo cortante y abrir la sarta al fluido de producción. La sarta completa puede recuperarse al aplicar fuerzas de jalón en el empacador hidráulico y el empacador de compresión. La sarta estándar de recuperación se usa para entrar con la sarta colgada y traerla a la superficie.

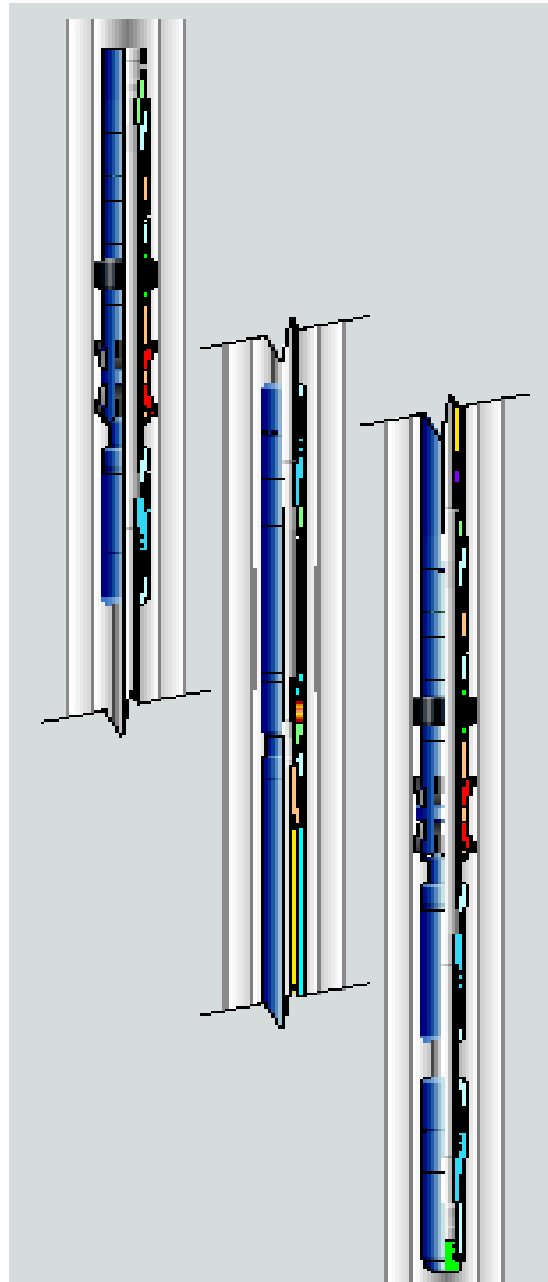


Figura V.12. Parche en la Tubería de Producción con Válvula de Seguridad.<sup>16</sup>



## V.6. Servicios Especiales.

La producción de arena de formaciones no consolidadas puede dañar el equipo tubular y las líneas superficiales. Una instalación de la sarta con empaque de grava a través de la tubería de producción puede incrementar la producción de gas y aceite y eliminar la producción de arena, con la desestabilización del agujero, mientras se mantiene la terminación original.

### V.6.1 Sarta con Empaque de Grava a través de la Tubería de Producción.

#### Aplicaciones:

- Reparar el tubo colador dañado.
- La arena primaria controlan la instalación.

#### Beneficios y Características:

- Sistema barato y fiable.
- Instalación rápida.
- Fiable colocación de un empaque de grava.
- El sello del empacador previene que el empaque de grava se exalte fuera del agujero en una velocidad de producción alta.
- No se requiere un niple especial u otro aparato de terminación.
- Los empacadores proporcionan sello y soporte bidireccional.
- La tubería flexible y las herramientas están disponibles con materiales resistentes a la corrosión.

La sarta con empaque de grava a través de la tubería de producción usa el método probado de limpieza del empaque de grava. Esto elimina la necesidad de remover la terminación, con esto los costos de operación se reducen.

La técnica de lavado tiene dos fases diferentes. El primero es localizar la grava, donde la tubería flexible corre en el agujero para transportar el material del empaque de grava sobre el intervalo para estar empacada. La segunda fase es la operación de instalación del colador. Después que la arena ha sido colocada sobre el intervalo del empaque de grava, el colador del empaque de grava incluyendo la boquilla de lavado en la punta, se agrega a la sarta de la tubería flexible.

Acerca del colador, la tubería vacía se agrega para espaciar desde la cima de las perforaciones hasta el final de la tubería de producción, donde el empacador será fijado. La tubería de lavado instalada dentro del colador habilita la circulación a través de la longitud total del colador. Siguiendo la tubería ciega, el empacador de doble agarre, la TP desconectada, las válvulas check, y el conector de la tubería flexible son agregados ala tubería flexible. Se corre el ensamble completo dentro del pozo.



Cuando se aproxima al empaque de grava, se inicia el bombeo, y la velocidad de la bomba se ajusta a una velocidad suficiente para la fluidez de la grava, pero es insuficiente para circular el material en la tubería. Mientras se bombea, la tubería flexible es lentamente bajada dentro del empaque de grava hasta la profundidad de colocación para que se alcance el colador. Entonces un proceso de bola se suelta fortalecer y alcanzar el colador de arena. Una vez alcanzado, se corre la tubería flexible y la sarta se regresa a la superficie junto con la tubería interna de lavado.

El empacador hidráulico de doble agarre es completamente fiable para usarse tanto en tubería flexible como en tubería articulada. Jalar sobre el empacador no lo fija. La sarta recuperable estándar se usa para entrar con el colador de fondo.

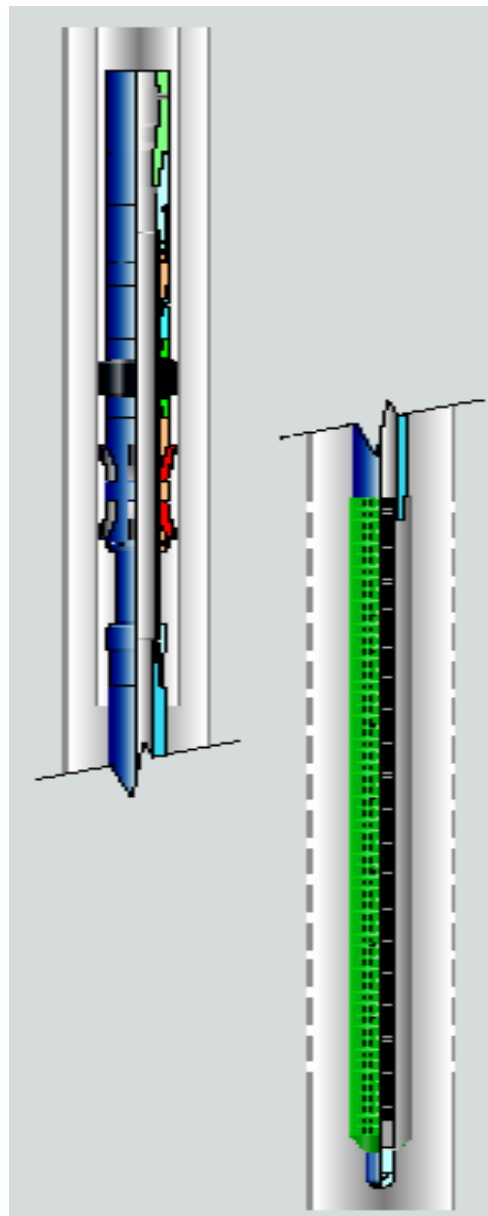


Figura V.13. Sarta con Empaque de Grava a través de la Tubería de Producción.<sup>16</sup>

---

# **CAPITULO VI**

## **ÚLTIMOS AVANCES TECNOLÓGICOS Y OPERACIONALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE**

---





## VI. ÚLTIMOS AVANCES TECNOLOGICOS Y OPERACIONALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.

### VI.1 Introducción.

Con el resurgimiento tecnológico en la década de 1990, esta extraordinaria técnica de intervención de pozos ha logrado ocupar un sólido lugar en las operaciones de la corriente principal. En este capítulo se ilustran los avances efectuados en equipos de superficie y herramientas de fondo de pozo que permiten incrementar la eficiencia tanto operacional como de seguridad, mejorar los métodos de reparación de pozos y de yacimientos, y además facilitar la perforación y la terminación de pozos con tubería flexible. (Figura VI.1)

Alguna vez considerada de alto riesgo y aplicable solamente a servicios especiales, la técnica de tubería flexible se ha convertido en una herramienta esencial de muchas operaciones de intervención de pozos. A finales de la década de 1980, y durante toda la década de 1990, esta tecnología logró mayor aceptación entre los operadores debido a su capacidad para reducir los costos generales, su confiabilidad significativamente mejorada y su amplio espectro de aplicaciones, que llevaron a incrementar las operaciones con tubería flexible en forma sustancial. P<sup>17</sup>

Utilizando genéricamente el término tubería flexible, describe los tramos continuos de tubería de acero de diámetro pequeño, el equipo de superficie relacionado y las técnicas de perforación, terminación y reparación de pozos asociadas.

Desde su introducción en las operaciones de campos petroleros a comienzos de la década de 1960, el manejo de la tecnología con tubería flexible ha mejorado la eficiencia operacional y se ha incrementado debido a:

- Mejores características de fabricación.
- Diámetros más grandes de los tubos.
- Avances introducidos en los equipos.

La tubería flexible es enrollada en un carrete para su conservación y transporte. Las sartas de tubería flexible pueden tener una longitud de 9,450.0 metros (31,000.0 pies) o más, según el tamaño del carrete y los diámetros de los tubos, que oscilan entre 1 y 4P<sup>1/2</sup> pulgadas. Una unidad hidráulica motriz o aparato motriz, controlado desde una consola instalada en una cabina de control central, acciona el cabezal del inyector para desplegar y recuperar la tubería flexible. El gran carrete de almacenamiento también aplica contra-tensión sobre la tubería.

La tubería continua pasa por encima de un cuello de ganso y a través de un cabezal del inyector antes de su inserción en un pozo a través del equipo de control de pozos que consta típicamente de un prensaestopas, un tubo prolongador y un conjunto de



preventores (BOP) sobre el cabezal del pozo. Este proceso se invierte para recuperar la tubería flexible y enrollarla nuevamente en el carrete.

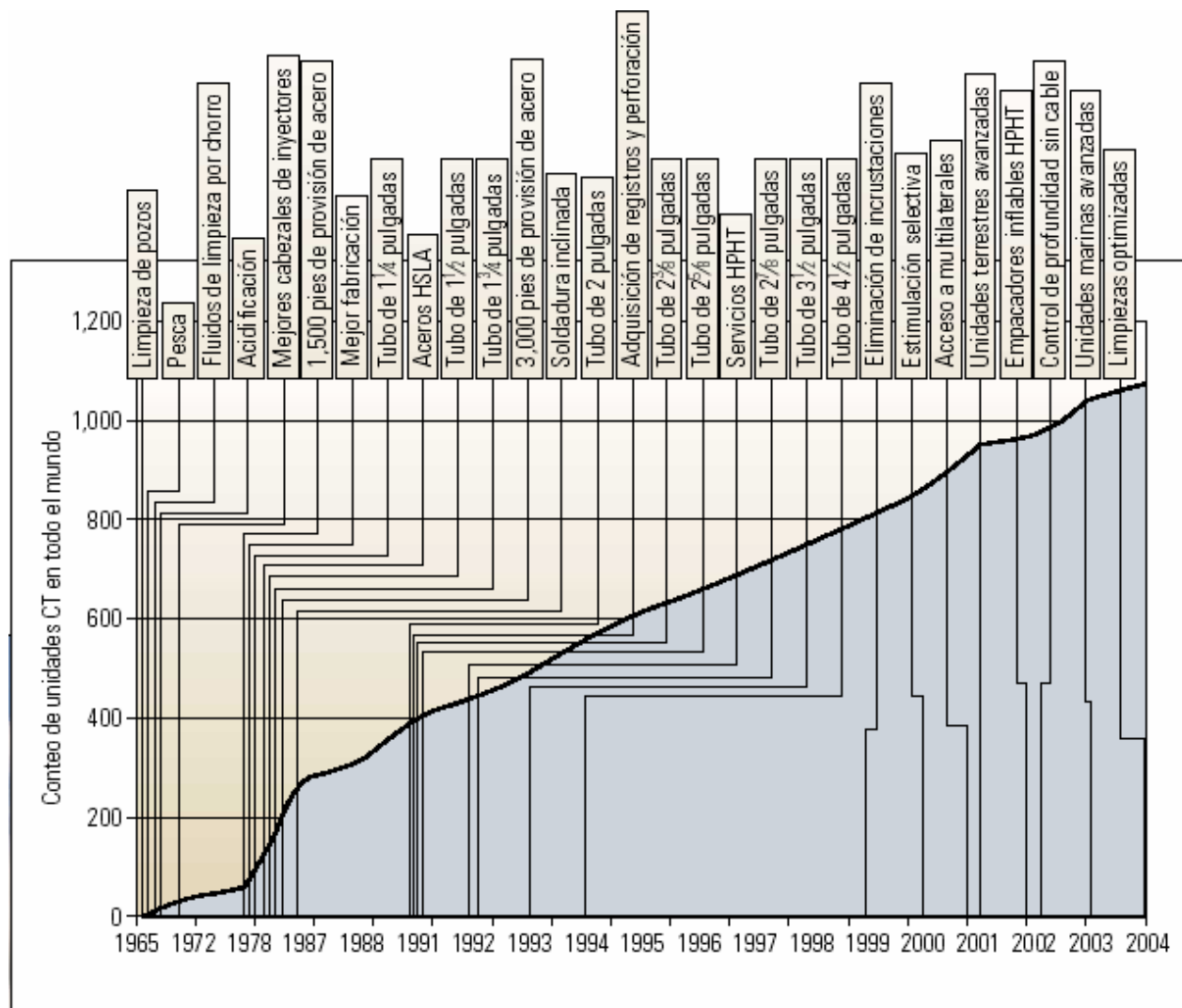


Figura VI.1. Actividad de las Unidades de Tubería Flexible desde 1965 al 2004.<sup>17</sup>

### Ventajas Actuales de la Tubería Flexible.

Los modernos equipos y técnicas con tubería flexible presentan un gran número de ventajas con respecto a las unidades de perforación y reparación, y las unidades convencionales para entubar bajo presión.

Tales ventajas incluyen:

- Una movilización más rápida del equipo para cambiar de ubicación, así como el levantamiento del mismo en el pozo.
- La aceleración de las operaciones como consecuencia de la eliminación de la necesidad de efectuar interrupciones para conectar los empalmes de las tuberías y las capacidades de cargas razonablemente grandes en alcances verticales



más profundos y de alto ángulo, en comparación con las operaciones con cable o línea de acero.

- La flexibilidad de trabajar bajo presión en pozos “activos” sin matar el pozo.
- La capacidad única de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o la dirección de viaje.
- Costos más bajos a causa de los puntos anteriores.

### **Operaciones Actuales de la Tubería Flexible.**

Las capacidades o ventajas anteriores resultan particularmente útiles en las siguientes operaciones:

- Limpieza de pozos.
- Operaciones de limpieza por chorro con gases inertes o fluidos livianos.
- Lavados ácidos de los disparos.
- Tratamientos de estimulación ácida.
- Tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico.
- Tratamientos de consolidación de arena.
- Operaciones de cementación, pesca y fresado, ensanchado y perforación de pozos en condiciones de bajo balance.
- La incorporación de líneas eléctricas, cables de transmisión de datos o cables de alimentación o suministro de energía en el interior de las sartas de tubería flexible.
- Facilidad en la adquisición de registros de pozos.
- Mejor vigilancia rutinaria.
- Control del fondo del pozo.
- Perforación direccional.
- Las instalaciones de bombas eléctricas sumergibles.

Los pozos de gran inclinación y mayor profundidad son cada vez mas comunes y en muchos casos están comenzando a necesitar intervenciones con fines de reparación. El empleo en pozos más profundos aumenta el peso de la tubería flexible, requiriéndose tuberías y cabezales de inyectoros más resistentes además de fluidos mejorados.<sup>18</sup> La tecnología con tubería flexible 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.

El mejoramiento de las prácticas de fabricación y control de calidad de los tubulares tuvo un importante impacto positivo, pero la optimización de los equipos y el perfeccionamiento de las técnicas y procedimientos operacionales desempeñaron un rol igualmente importante en lo que respecta al mejoramiento del desempeño y la confiabilidad de la tecnología con tubería flexible. En este capítulo mostramos los últimos desarrollos introducidos en términos de eficiencia de la técnica de tubería flexible, los cuales son:

- Unidades Nuevas y Sistemas de Tubería flexible.
- Aplicaciones de Reparación de Pozos.





- Aplicaciones de Reparación de Yacimientos.
- Nuevas Herramientas de Fondo del Pozo.
- Operaciones de Re-entrada y Perforación en Condiciones de Bajo Balance.
- Bombeo Artificial.

## **VI.2 Nuevas Unidades y Sistemas de Tubería Flexible.**

### **VI.2.1 Nueva Unidad Marina “CT SEAS”.**

Un estudio de factibilidad llevado a cabo en el año 2001 y los subsiguientes esfuerzos de ingeniería se tradujeron en una nueva unidad de tubería flexible marina, cuyo lanzamiento tuvo lugar en el 2003. El Sistema Modular Automático de Soluciones Eficientes y Mas Seguras con Tubería Flexible (CT SEAS), fue instalado por primera vez en una plataforma del campo Valhall de BP, ubicado en el sector noruego del mar del norte.<sup>19</sup>

Un pozo horizontal típico del campo Valhall requiere entre 5 y 12 tratamientos independientes de estimulación por fracturamiento hidráulico. Para ahorrar tiempo, BP realiza las operaciones de perforación y terminación en la plataforma simultáneamente. Después de instalado el equipo de terminación de pozos, el equipo de perforación se desplaza hacia la siguiente boca (spot). Los pozos son terminados con una unidad grande de tubería flexible y una embarcación para operaciones de estimulación.

La primera carrera de la tubería flexible se efectúa para ejecutar la limpieza del pozo y las operaciones de disparos. La embarcación utilizada para la operación de estimulación bombea luego un tratamiento de fracturamiento hidráulico con apuntalante.

La siguiente carrera de tubería flexible se lleva a cabo para eliminar el excedente de apuntalante, pero deja un tapón de arena para aislar la fractura precedente. A continuación se dispara el siguiente intervalo, continuando este ciclo hasta que se estimulan todas las zonas.

Anteriormente, las unidades convencionales de tubería flexible operaban con una brigada de 13 personas. El equipo estaba compuesto por una unidad de control, un carrete, una unidad motriz, el equipo de control de pozo, dos bombas de desplazamiento positivo de alta presión, temblorinas para el lodo, válvulas de flujo, estranguladores, y un soporte para el cabezal del inyector.

Los recientes pozos de largo alcance, con tramos horizontales de 2,000.0 metros (6,562 pies), perforados para explotar las áreas externas del campo petrolero, plantean más desafíos que los pozos previos. La capacidad de utilizar tubería flexible más grande y más pesada, de 2<sup>7/8</sup> pulgadas, aumentaría la eficiencia operacional y permitiría la terminación de intervalos adicionales, pero sería necesario rediseñar la unidad de tubería flexible.



Una evaluación de las operaciones y los requisitos de las plataformas y las regulaciones locales, ayudaron a los ingenieros a desarrollar la nueva unidad de CT SEAS.

El objetivo del nuevo diseño era lograr reducciones en el tiempo de montaje y en el tiempo de ciclo operacional general para alcanzar un incremento de la eficiencia del 15% y una reducción del personal a cargo de las unidades de tubería flexible del 30%. La unidad CT SEAS resultante está constituida por componentes modulares que resultan fáciles de entregar y armar, producen niveles de aprovechamiento del espacio en áreas marinas (Figura VI.2).



Figura VI.2 Una Plataforma del Campo Valhall en el Sector Noruego del Mar del Norte. La nueva unidad CT SEAS ejecuta operaciones de disparos y limpiezas de pozos antes y después de los tratamientos de fracturamiento hidráulico con apuntalante en el campo Valhall de BP. <sup>17</sup>

La flexibilidad en lo que respecta a la disposición del equipo reduce el tiempo de montaje y mejora las operaciones con tubería flexible. Las unidades de tubería flexible marinas convencionales implican típicamente 54 elevaciones de la grúa para su montaje; la nueva unidad reduce esta cifra a 36. Los componentes de la unidad de tubería flexible SEAS son transportados a la localización del pozo sobre patines, previamente armados y probados, para reducir el número de elevaciones de la grúa y el manejo excesivo del equipo.



El cabezal del inyector se transporta con el conector instalado. Un cuello de cisne auto-plegable y el proceso parcialmente automático de inserción de la tubería flexible en el cabezal del inyector limitan la exposición del personal a los diversos peligros.

Para simplificar el montaje de las instalaciones y las pruebas de presión, los diseños mejorados de los patines tienen menos válvulas y parte de la tubería es conectada y probada por anticipado en forma de componentes modulares. El control eléctrico distribuido en las válvulas, en lugar del control hidráulico centralizado, reduce la cantidad de conexiones hidráulicas. El sistema de tubería flexible SEAS tiene 36 conexiones hidráulicas en lugar de las 84 conexiones que caracterizan a las unidades más antiguas. (Figura VI.3.)

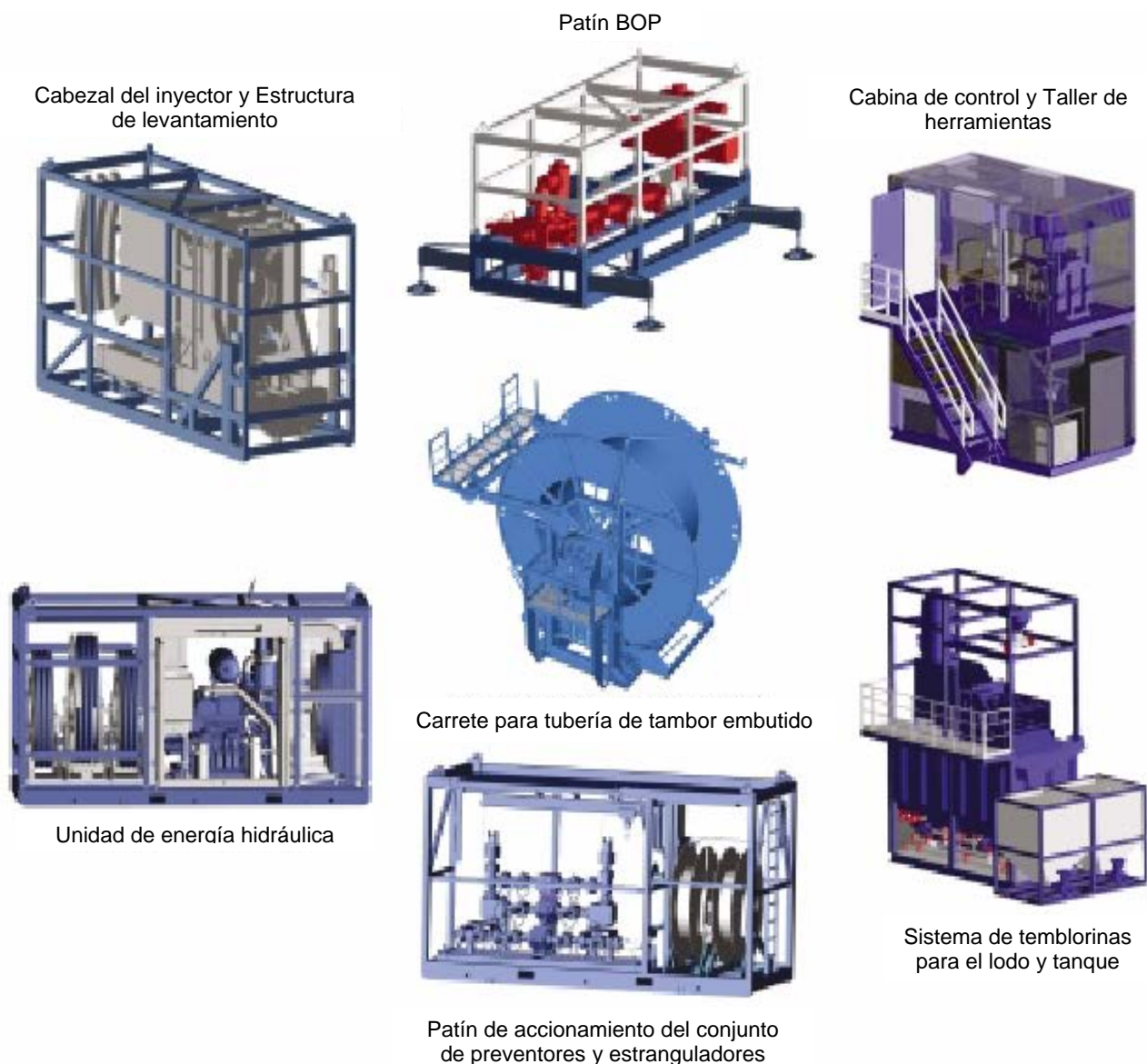


Figura VI.3 Componentes Principales de una Unidad Marina más Segura y más Eficaz. <sup>17</sup>



La ergonomía de la cabina de control permite a los operadores reaccionar en forma rápida y eficaz ante cualquier situación. El control automático del proceso y del equipo reduce los requerimientos en términos de miembros de la brigada de 13 a 9 y permite que el operador de la unidad se centre en la eficacia de la operación de intervención del pozo. Los programas de control de proceso tienen funciones de seguridad automáticas incorporadas, que reducen la exposición a los riesgos en ambientes con propensión a errores humanos. (Figura VI.4.).



Figura VI.4. Unidad de TF y Control del Sistema. Un sistema cibernético, instalado en la cabina de la unidad CT SEAS, opera el carrete, el cabezal del inyector, el equipo de control del pozo, los estranguladores del control de flujo, las temblorinas para el lodo y las bombas.<sup>17</sup>

Durante las operaciones con tubería flexible, los parámetros de trabajo son vigilados rutinariamente, registrados y representados gráficamente por el sistema de tratamiento asistido por computadora con tubería flexible CoilCAT para la adquisición de datos en tiempo real. El sistema de vigilancia rutinaria y entrega de datos en tiempo real interACT provee una comunicación bilateral segura, basada en la infraestructura de la Red, que permite disponer de los datos de campo en todas las etapas de una operación con tubería flexible.<sup>20</sup>

El personal autorizado del cliente y de la compañía tienen acceso a los datos y puede controlar los trabajos a distancia. La transferencia de grandes bloques de información a gran velocidad facilita la evaluación de las operaciones en tiempo real a fin de ayudar a ajustar los procedimientos del trabajo y acelerar el proceso de toma de decisiones.

La unidad de tubería flexible SEAS ha mejorado la eficiencia de las operaciones de limpieza de pozos y ha permitido la terminación de pozos marginales que tienen más dificultad. La capacidad de correr hasta 6,000 m (1,829 pies) de tubería flexible de 2<sup>7/8</sup> pulgadas a mayores velocidades ha permitido mejorar las operaciones de limpieza de pozos, eliminando la necesidad de disponer de aditivos químicos para reducir tanto la fricción como los tiempos totales consumidos en las operaciones.

En el nuevo diseño de las unidades de tubería flexible, el éxito actual y futuro de esta tecnología puede ser atribuido a los diseños de las plataformas, que se ajustan a los requisitos de la tubería flexible.



Desafortunadamente, no se han materializado todos los avances procurados en términos de eficiencia en la plataforma Valhall, pero con cada nueva campaña el equipo de trabajo se aproxima más a esas metas.

### VI.2.2 Nueva Unidad “CT EXPRESS”.

La necesidad de disponer de tecnología eficaz con tubería flexible no se limita a las operaciones marinas. La compañía Schlumberger desarrollo el Servicio de Tubería Flexible de Despliegue Rápido CT EXPRESS para pozos terrestres de profundidad intermedia. (Figura VI.5.)<sup>21</sup>. Este sistema consta de dos camiones, una unidad de tubería flexible construida para tal efecto y otra unidad con una bomba combinada de nitrógeno y líquido operados por tres personas, además que ofrece las mismas capacidades que las unidades convencionales con brigadas de 5 miembros.

La unidad de tubería flexible EXPRESS incluye dos remolcadores que se montan en menos de 30 minutos. El remolque principal incluye un inyector regulado para una tracción de 40,000 [lbf] (178 [KN]) y un equipo de control de presión de de 10,000 [lpc] (68.9 [MPa]) en un mástil de 13 [m] (42 [pies]). Esta unidad puede ser utilizada en cabezas de pozos de hasta 6.1 [m] (20 [pies]) de altura, con un arreglo de fondo de pozo de 1.8 [m] (6 [pies]) o más corto. Los arreglos de fondo del pozo más largos pueden caber en cabezas de pozos más cortas. El segundo remolque transporta el equipo de bombeo de nitrógeno y líquido y los sistemas de aditivos líquidos.



Figura VI.5. Unidad de TF Terrestre, diseñada a la Medida de las Necesidades.<sup>17</sup>

La bomba combinada incluye un tanque de líquido-nitrógeno y sistemas de aditivos líquidos, y provee energía eléctrica e hidráulica. Esta unidad ha sido diseñada para aplicaciones que implican regimenes de bombeo relativamente bajos, presiones moderadas y operaciones continuas durante periodos prolongados.

La tubería permanece insertada en el cabezal del inyector durante el transporte, y la conexión de fondo del pozo puede ser armada y sometida a pruebas de presión antes



de arribar a la localización. Un carrete para tubería de tambor embutido y una innovadora base de pruebas de presión de los preventores facilitan la movilización de la unidad. Para garantizar la seguridad y la eficiencia del montaje, no debe realizarse ninguna conexión hidráulica o eléctrica en la localización.

El operador de la unidad controla el carrete, el cabezal del inyector y el conjunto de preventores desde una cabina de control cibernética, que utiliza más efectivamente el personal disponible y mejora la comunicación con la localización del pozo. Además, se dispone de paneles de control autónomos, independientes, para la operación de los componentes individuales del equipo.

### **VI.2.3 Sistema de Control Inteligente del Inyector “IIC”.**

Las estadísticas de las operaciones con tubería flexible indican que las acciones incorrectas contribuyen como mínimo a un tercio de todas las fallas producidas. Aproximadamente un 83% de las fallas fueron desencadenadas por un evento de fondo de pozo, generando fuerzas que exceden los límites de trabajo seguros de la tubería flexible. Para encarar este problema, se cuenta con el Sistema de Control Inteligente del Inyector IIC, compatible tanto con unidades convencionales de tubería flexible como con las unidades nuevas de tubería flexible SEAS, que provee control automático para bajar la tubería flexible.

En conjunto con el Programa de Diseño y Evaluación de la tubería flexible CoilCADE, la tecnología IIC asegura que las operaciones con tubería flexible no se desvíen de los parámetros de trabajo especificados. Este sistema realiza:

- Pruebas automáticas de carga.
- Pruebas de tracción del inyector.

El sistema también Controla:

- La velocidad.
- La carga aplicada.
- La profundidad.
- Parámetros durante los viajes de entrada y salida del pozo.

Esto resulta particularmente importante durante las operaciones críticas de adquisición de registros y cementación, así como aplicaciones a alta presión o durante las operaciones de perforación y fresado sensibles al peso. La implementación de cronogramas de viajes y los puntos de retardo predeterminados protegen el equipo de terminación, tal como los niples con perfiles específicos. Los límites de seguridad programados proveen protección contra la sobre tracción y cierre de emergencia en caso de obstrucciones de fondo de pozo.

El sistema de control automático IIC protege al pozo y al equipo de terminación y ayuda a prevenir fallas de fondo de pozo causadas por errores humanos. Además de las mejoras introducidas en las unidades de tubería flexible y el equipo de superficie, el mejor conocimiento de los conceptos de esfuerzo y fatiga, y la mayor eficacia lograda



en el manejo de la tubería han mejorado la calidad del servicio y la seguridad del trabajo.

#### **VI.2.4 Unidad de Intervención Submarina.**

La Compañía ExxonMobil introdujo un método de intervención en pozos marinos que usa un equipo de tubería flexible que coloca el cabezal en el lecho marino y es llevado al pozo por un vehículo operado a control remoto. Con el módulo de intervención marina (SIM) se espera reducir costos de operación por arriba del 50 % y posiblemente más. Con el costo de operación más bajo anticipado se espera aumentar la producción y acelerar la recuperación de reservas.

Mientras que el SIM podría ser usado para operaciones de perforación, que aspecto del método no es el objetivo primordial. “Si fuera usado para perforar, probablemente sería aun más usado para perforar una nueva desviación”, dijo Alex Crabtree, BJ Services, Director de Tecnología de la Línea de Productos para TF.

La compañía ExxonMobil tiene la patente del SIM, el cual ha sido desarrollado por varios años. La estructura de soporte del SIM es de 372 ft de largo con doble cubierta y se destaca con una escotilla de perforación mayor y posicionamiento dinámico. La estructura transporta suministros y equipo para un periodo de 30 días para múltiples intervenciones de pozos. Los talleres son ajustados para servir a la unidad de tubería flexible SIM tanto como a los preventores y las herramientas de la conexión de fondo del pozo.

La herramienta SIM incluye una unidad de tubería flexible marina a control remoto y un módulo de preventores. El sistema puede operar en aguas profundas al rededor de 6,500 ft.

Los fluidos están desarrollados a través de una línea baja de bombeo de la tubería flexible concéntrica. Las señales de control son accionadas umbilicalmente vía control remoto. Las bombas a bordo de la estructura suministran presión para estimular el pozo con fluidos y nitrógeno. Adicionalmente el sistema SIM también será capaz de hacer registros por línea eléctrica.

Para comercializar la tecnología SIM, la compañía Exxon autorizó la tecnología con una unión de empresas (SIM Vetures Ltd) compuesta por BJ Services y Otto Candies. La unión de empresas operará el SIM de acuerdo al diseño y construcción de la estructura y el módulo, esperando a que esto ocurra en el 2008.

Mientras, la primera operación del SIM será en las costas de Angola con aproximadamente 6,000 y 7,000 ft de agua por Exxon, el sistema estará disponible a la industria. La tecnología puede ser usada para una intervención en pozos submarinos construidos con 36 pulgadas de diámetro en la tubería de revestimiento y terminado con un árbol horizontal. (Figuras VI.6-a y VI.6-b).<sup>21</sup>

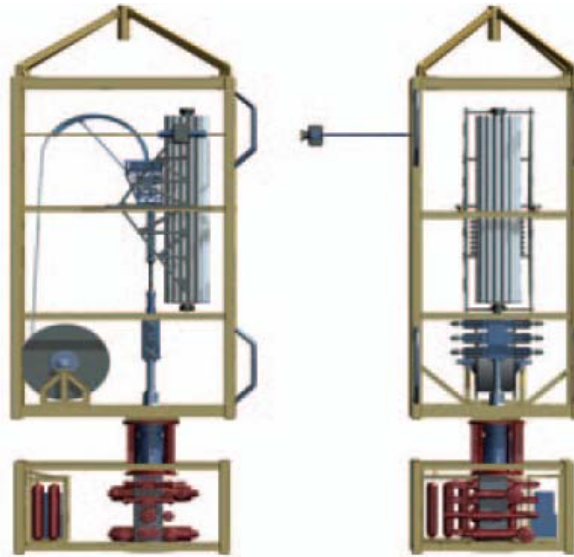


Figura VI.6-a. Modulo SIM.<sup>22</sup>

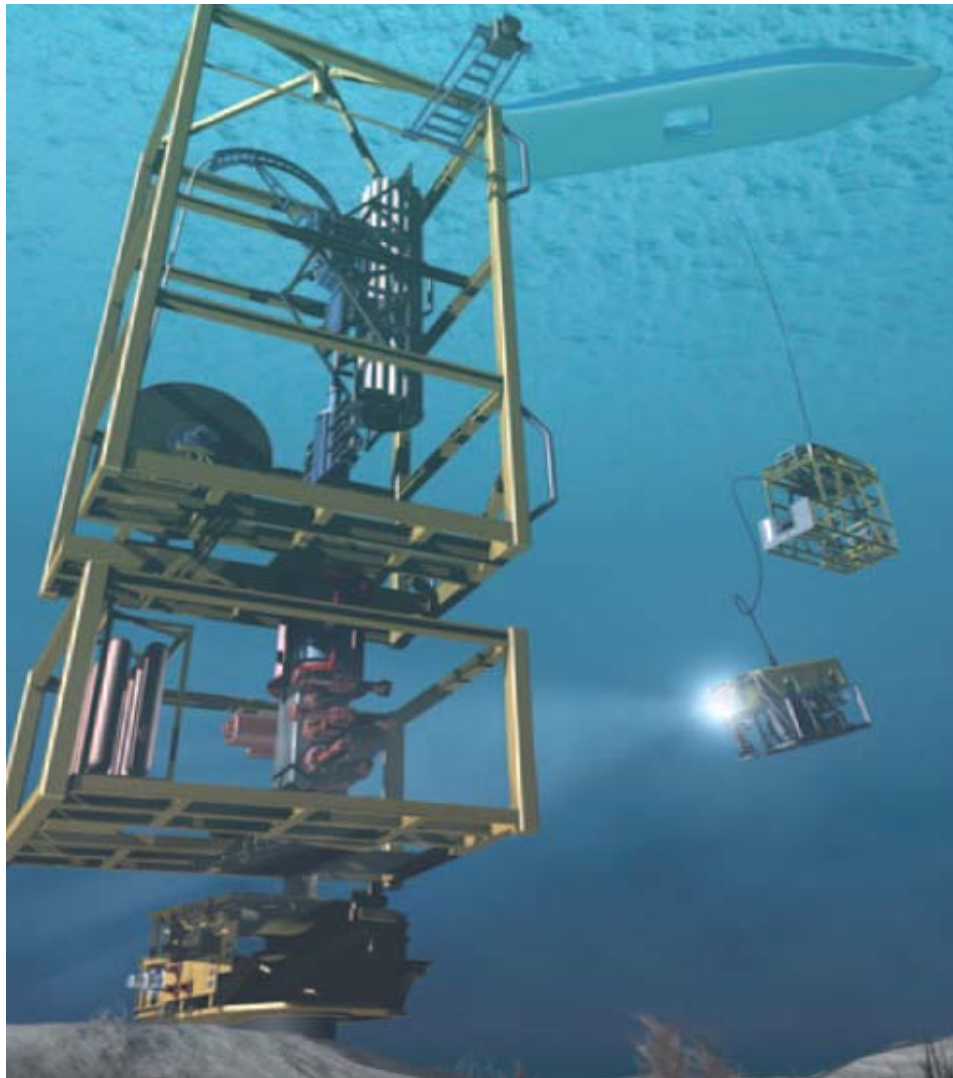


Figura VI.6-b. Modulo de Intervención Submarina (SIM).<sup>22</sup>





### VI.3 Confiabilidad de la Tubería.

Los resultados de un análisis de defectos y fallas de tuberías realizadas por la compañía Schlumberger durante ocho años, indicaron que la eficiencia de la aplicación de la técnica de tubería flexible está mejorando.<sup>22</sup> El mayor conocimiento de las fallas de los tubos y la implementación de un programa enfocado al manejo de tuberías contribuyeron a aumentar la confiabilidad de la tecnología con tubería flexible y mejorar la calidad de servicio. Como parte de un Programa de Análisis de Fallas de Tuberías flexibles en curso, la compañía Schlumberger investigó y clasificó las causas y los mecanismos de las fallas. (Figuras VI.7 a y VI.7 b)

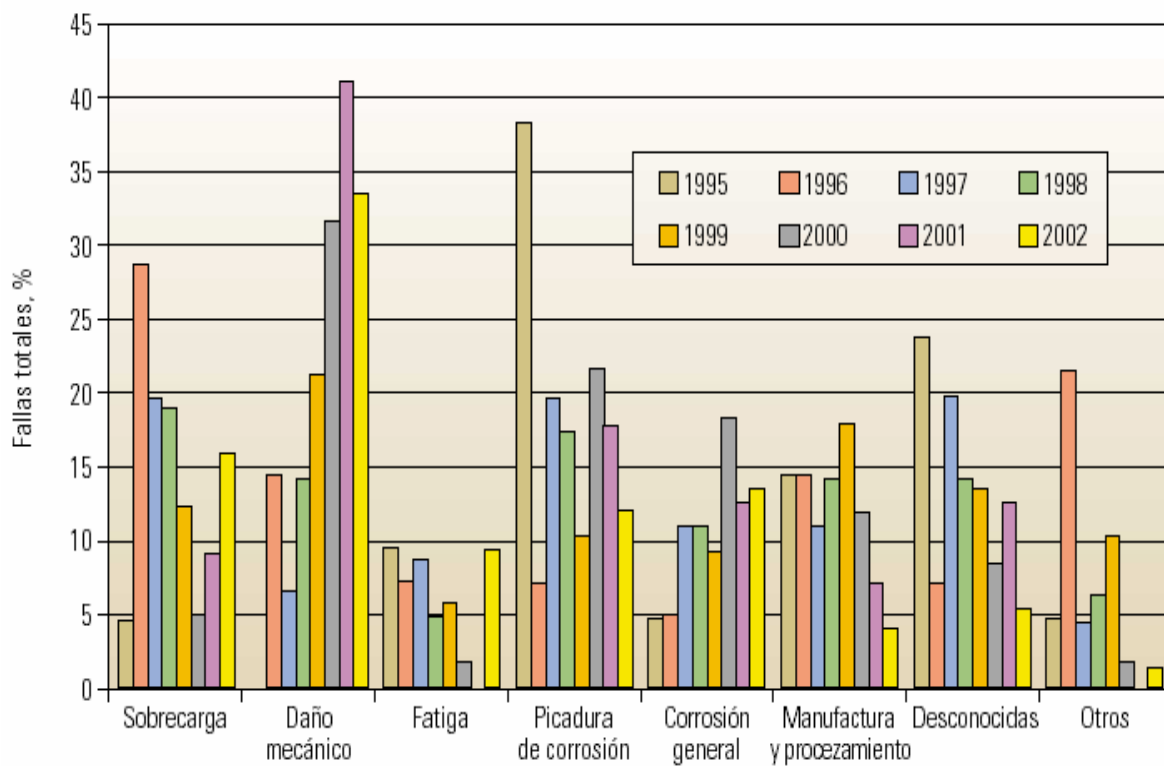


Figura VI.7 a .Causas. <sup>17</sup>

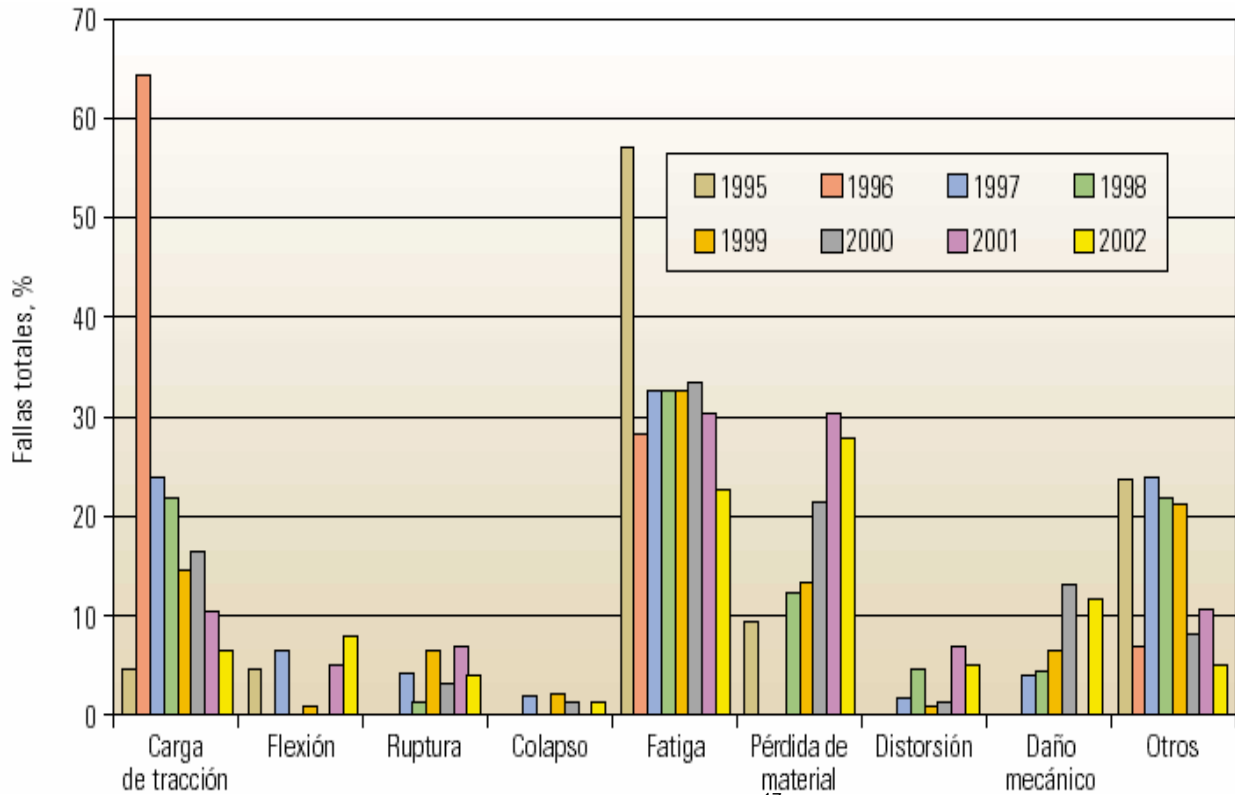


Figura VI.7 b. Mecanismos.

### VI.3.1 Análisis de Fallas de la Tubería Flexible.

Se rastrearon las causas y los mecanismos de fallas durante 8 años. Por causa se entiende la condición inicial que conduce, en última instancia, a la falla de la tubería. Mecanismo es el evento que finalmente provoca la falla. Por ejemplo, el mecanismo de fatiga puede producir una falla causada por una picadura de corrosión o una melladura. Estos datos condujeron al desarrollo de un programa de manejo de tubería enfocado y aun mejor control de calidad en el campo, que optimizó la utilización, la eficiencia y las prácticas operativas de las unidades de tubería flexible.

Estos datos proveen valiosa información para los esfuerzos de investigación, desarrollo e ingeniería, los programas de entrenamiento y competencia y los planes de aseguramiento de la calidad. En base a las tendencias y las causas de las fallas identificadas, se implementaron procedimientos preventivos de campo para mitigar las fallas de las tuberías flexibles.

El resultado del análisis fue un aumento sostenido de la cantidad de trabajos realizados, por cada 305 [m] (1,000 [pies]) de tubería flexible comprada, de 2 trabajos en 1998 a 3.6 en 2003. También aumentó la cantidad de trabajos exitosos entre fallas, pasando de 100 trabajos en 1999 a un record de 235 en 2001.



### VI.3.2 Sistemas para el Manejo de la Tubería Flexible.

Se desarrolló el Programa de Manejo de Tuberías Flexibles para rastrear y encarar los defectos y fallas de los tubos. Las fallas registradas mientras la tubería flexible se encuentra en un pozo o esta siendo flexionada en la superficie pueden tener un impacto catastrófico sobre la seguridad, el medio ambiente y la rentabilidad de las intervenciones. Se han logrado avances significativos para reducir la cantidad de fallas de la tubería flexible.

Los materiales de los tubos, los procesos de manufactura y el control de calidad previo a la llegada de la tubería flexible al campo, han mejorado a través de una alianza con la compañía proveedora de tuberías flexibles Precision Tube Technology Inc. El Modelo de Predicción de la Vida Útil de la Tubería Flexible **CoiLIFE** ayuda a evaluar el daño producido por la fatiga y permite retirar de servicio la tubería flexible antes de que alcance el fin de su vida útil.

El Sistema de Inhibición del Almacenamiento de la Tubería Flexible PipeSAVER ha mejorado la manipulación de la tubería flexible a través de la mitigación del daño mecánico y la corrosión. El entrenamiento del personal y el mantenimiento adecuado de la tubería y las herramientas de planeación, tales como el Sistema de Evaluación de Riesgos Planteados por la Tubería Flexible **CoiSAFE**, ayudan a abordar la seguridad operacional. Un inventario global de tuberías ha ayudado a conocer el desempeño de la tubería flexible por que requiere que las fallas sean registradas, analizadas y categorizadas.

Los tratamientos de fracturamiento y estimulación acida a través de la tubería flexible erosionan o corroen el acero. Ciertos elementos del pozo, tales como los tubulares de cromo, provocan la abrasión externa de la tubería flexible y las unidades de tubería flexible se están utilizando a presiones más altas, aumentando constantemente la definición de “Presión alta”. Estas mayores demandas requieren un medio mas adecuado de vigilancia rutinaria de la integridad de la tubería flexible.

Se han desarrollado varios Sistemas de Inspección de Tuberías Flexibles. El Monitor Universal de Integridad de la Tubería (**UTIM**) mide el diámetro y la ovalidad de la tubería. Otros sistemas que detectan fisuras y picaduras, además de proveer espesores de pared promedio tienen aplicaciones específicas, pero ninguno resulta completamente satisfactorio. Estas limitaciones dirigen los esfuerzos de investigación y desarrollo en curso en lo que respecta a inspección de la tubería flexible.

Actualmente se está desarrollando tecnología para abordar la identificación y descripción de defectos, los efectos de las imperfecciones sobre la vida útil de la tubería flexible y de la evolución de los riesgos asociados. El nuevo Dispositivo Ultrasónico utilizado en tiempo real de tubería flexible **InSpec**, por ejemplo, permite vigilar rutinariamente tanto la ovalidad como el espesor de las paredes (Figura VI.8-a y VI.8-b).<sup>23</sup> El espesor de las paredes está directamente relacionado con la resistencia al



estallido de los tubulares, la vida útil remanente de la sarta, así como los efectos críticos de la bajada de las cargas.

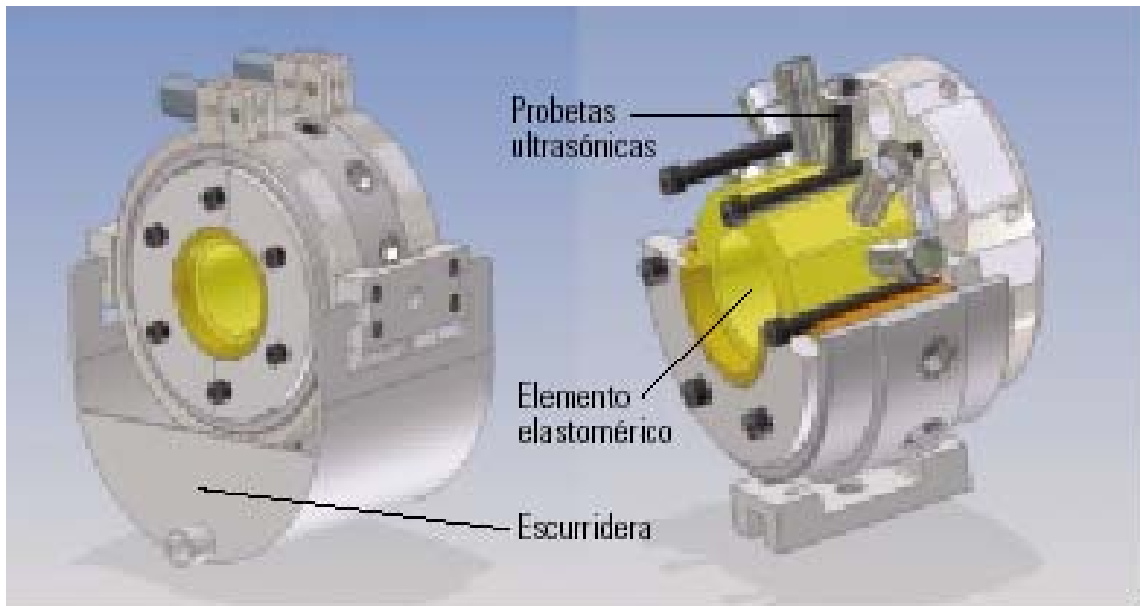


Figura VI.8-a. Dispositivo para Vigilar Rutinariamente el Espesor de la Pared y la Ovalidad de la Tubería a lo Largo de Tramos de Tubería Flexible Variables.<sup>17</sup>



Figura VI.8 b. Dispositivo para medir el Espesor de la Pared de la Tubería Flexible a medida que sale del Carrete.<sup>17</sup>



Estas mediciones ayudan a los usuarios a optimizar la vida útil de la sarta y reducir las fallas de los tubulares en el campo. El dispositivo de tubería flexible **InSpec** no abarca todos los asuntos relacionados con la inspección de las tuberías, pero constituye un importante paso adelante. La combinación de esta tecnología con las mediciones de fugas de flujo magnético o las mediciones ultrasónicas de ondas de corte existentes, permite la detección de defectos localizados, tales como picaduras y corrosión. Además de mejorar el manejo de la sarta de tubería flexible, los nuevos desarrollos están optimizando las operaciones de limpieza de pozos.

#### VI.4 Reparación de Pozos.

Aproximadamente un 50% de las operaciones con tubería flexible implican la eliminación de arena de formación, apuntalantes para fracturamiento u otros sólidos, de los pozos (Figura VI.9). Estos materiales limitan o impiden la producción, obturan el pasaje de herramientas operadas con cable u otras herramientas de fondo de pozo, e interfieren con las operaciones de terminación e intervención de pozos. Las técnicas convencionales con tubería flexible a menudo dejan atrás los sólidos y requieren intentos de limpieza reiterados durante periodos prolongados, lo que incrementa los costos y retrasa la producción.

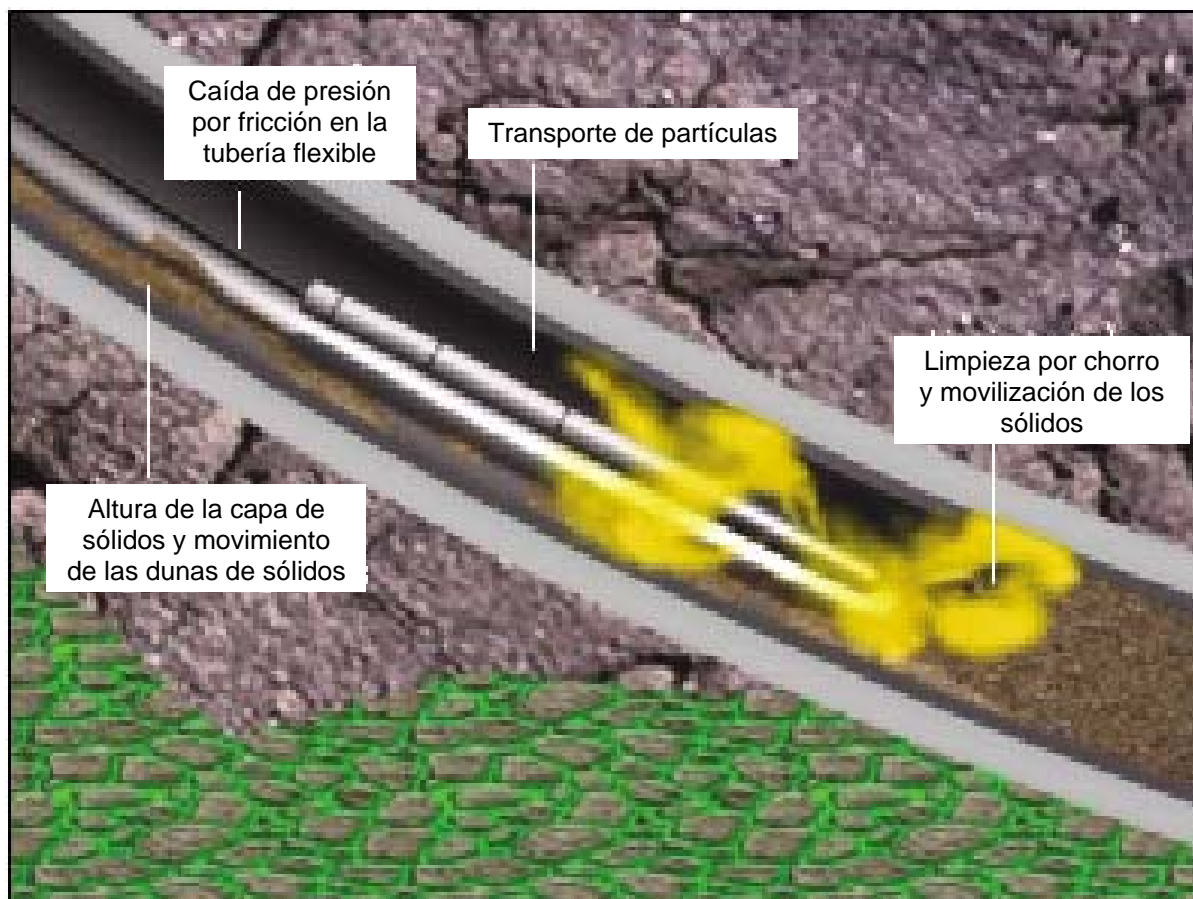


Figura VI.9. Limpieza de Pozos Horizontales e Inclinados. <sup>17</sup>



Para abordar este problema, se llevaron a cabo extensas pruebas dirigidas a comprender el transporte de sólidos por los fluidos de limpieza.<sup>24</sup> El servicio resultante de eliminación del relleno **PowerCLEAN**, constituye un enfoque integrado consistente en fluidos especiales, boquillas mejoradas de limpieza a chorro, programas de diseño y un sistema de control en tiempo real, que vigila rutinariamente el retorno de sólidos en la superficie (Figura VI.10.).



Figura VI.10. Servicios de Limpieza de Pozos Integrados PowerCLEAN.<sup>17</sup>

Mezclados con agua dulce o con agua salada, los fluidos PowerCLEAN crean una solución estable de baja fricción y alta viscosidad que extiende la eficacia de la limpieza. Con el sistema PowerCLEAN también puede utilizarse agua, guar, hidroxietilcelulosa (HEC), xantano y surfactantes viscoelásticos (VES) hasta su límite de temperatura; aproximadamente 121°C (250°F).

Los diseños previos de boquillas de tubería flexible, comúnmente, tienen chorros progresivos solamente o chorros progresivos y regresivos que no eliminan efectivamente los sólidos de los pozos de gran inclinación. Las nuevas boquillas PowerCLEAN no tienen piezas móviles sino que crean un efecto de remolino que provee limpieza por chorro continuo; este permite utilizar la energía del fluido más eficazmente y elimina los sólidos a una velocidad más de dos veces superior a la velocidad de las boquillas convencionales.

El programa PowerCLEAN integra la simulación de las operaciones de limpieza con la optimización del trabajo. Los parámetros del trabajo incluyen:

- La velocidad de circulación.
- La velocidad de bajada de la tubería flexible durante la penetración del relleno.
- La profundidad de la capa de partículas.
- La velocidad de extracción de la tubería flexible para barrer los sólidos hacia la superficie.
- El número y longitud de los barridos antes de volver a bajar la tubería.



El programa da cuenta de factores tales como:

- Máxima presión de superficie y velocidad de bombeo.
- Presión de fondo del pozo.
- Concentración de sólidos arrastrados.
- Fuga de fluidos o influjo de fluidos.
- Transporte de sólidos.

#### **VI.4.1 Aspectos de seguridad.**

Las restricciones adicionales aseguran la ejecución de operaciones de limpieza libres de problemas. No se permite que la capa de sólidos exceda una altura especificada que impida el arrastre sobre la tubería flexible, el incremento de las presiones por fricción y el atascamiento de la tubería. Además, el volumen de sólidos que pueden ser levantados por encima de la boquilla es limitado. Esto ayuda a asegurar la extracción de la tubería flexible en caso de pérdida de circulación por falla de la bomba o pérdida excesiva de fluido. Estas restricciones de seguridad habitualmente se traducen en barridos múltiples para eliminar los grandes volúmenes de relleno.

El monitor de sólidos en tiempo real PowerCLEAN utiliza sensores acústicos para detectar el retorno de sólidos en la superficie y ayudar a determinar si el avance de las operaciones de limpieza se atiene a lo planificado. Este monitor se instala en un codo de la línea de contra flujo. El sistema PowerCLEAN desempeñó un rol clave en las operaciones de limpieza de pozos realizadas en Europa continental y el Golfo de México.

#### **VI.4.2 Ejemplos de Aplicación de Reparación de Pozos con TF.**

Después de fracturar hidráulicamente un pozo de gas terminado con una tubería de revestimiento corta de 7 pulgadas, el operador necesitaba limpiar el pozo en condiciones de presión equilibradas para evitar su daño. Un volumen de 9.4 m<sup>3</sup> (59 bbl) de apuntalante a base de bauxita rellenaba el pozo entre 4,176 y 4,999 m (13,700 y 16,400 pies) de profundidad, es decir una longitud de 823 m (2,700 pies). La máxima inclinación del pozo a dicha profundidad era de 31° y la temperatura de fondo del pozo ascendía a 151 °C (304°F).

Una sarta de tubería flexible de 1<sup>3/4</sup> pulgadas que bombeaba el nuevo fluido de limpieza penetró el relleno a razón de aproximadamente 1.8 a 3 m/min (6 a 10 pies/min). El programa PowerCLEAN predijo que otros fluidos no proveerían una operación de limpieza efectiva debido a la elevada temperatura de fondo de pozo y las grandes dimensiones de la tubería de revestimiento. También determinó que se requerían varios barridos para eliminar los sólidos asentados en los tramos del pozo de gran inclinación.



Cada penetración de la tubería flexible en el relleno se limitó a 24 m (80 pies), lo que minimizó la altura de las dunas de sólidos impidiendo el atascamiento de la tubería flexible en caso de pérdidas de fluido o interrupción del bombeo. La velocidad de barrido durante el viaje de salida del pozo fue de 3 a 6 m/min (10 a 20 pies/min), a fin de garantizar la eliminación completa del relleno.

Se logró una velocidad de flujo óptima a través de los 6,401 m (21,000 pies) de tubería flexible, a presiones inferiores a 4,000 lpc (27.6 MPa) debido a la utilización del fluido de baja fricción PowerCLEAN. El retorno de sólidos fue controlado en la superficie, en tiempo real. El pozo se limpió sin problemas y se recuperaron 59 barriles de apuntalante a base de bauxita.

El servicio PowerCLEAN también fue utilizado para eliminar el excedente de bauxita de un pozo del Golfo de México a fin de reemplazar el arreglo de cedazos de empaque de grava. Este pozo, que tenía una trayectoria compleja con una desviación máxima de 70°, fue terminado con una tubería de revestimiento corta de 3<sup>1/2</sup> pulgadas.

A una temperatura de fondo de pozo de menos de 93°C (200°F) y una velocidad de bombeo de 0.12 m<sup>3</sup>/min (0.75 bbl/min), la utilización de la boquilla PowerCLEAN con un fluido a base de xantano se tradujo en una operación de limpieza optimizada.

Basadas en la vigilancia rutinaria en tiempo real, las operaciones de limpieza lograron eliminar 7,487 kg (16,500 lbm) de bauxita en 12 horas. En una carrera subsiguiente de la tubería flexible, se posó en el fondo el porta cable del arreglo de empaque de grava, confirmando la limpieza del pozo. Después de reemplazar los cedazos de empaque de grava, la producción del pozo aumentó de 14,320 a 70,600 m<sup>3</sup>/d (0.5 a 2.5 MMpc/D).

#### **VI.4.3 Ayuda de la TF en Problemas de Incrustaciones en la Tubería de Producción.**

Los depósitos de incrustaciones inorgánicas de fondo del pozo, que se acumulan en los tubulares del pozo, constituyen un serio problema de intervención de pozos (Figura VI.11).<sup>25</sup> La acumulación de incrustaciones modifica la rugosidad superficial de los tubulares, incrementando la caída de presión por fricción y restringiendo la producción. El crecimiento adicional de las incrustaciones disminuye el área de flujo de los tubulares, impide el acceso a las secciones más profundas de un pozo, y finalmente puede bloquear completamente la tubería. Cuando el agua de mar inyectada irrumpe en un pozo, se pueden formar incrustaciones insolubles tales como el sulfato de estroncio y el sulfato de bario.





Figura VI.11. Acumulación de Incrustaciones en los Tubulares del Pozo. <sup>17</sup>

En Brasil, Petrobrás utilizó tecnología con tubería flexible con chorros abrasivos para eliminar la acumulación de incrustaciones pesadas de sulfato de bario de la tubería de producción en un pozo marino. <sup>26</sup>

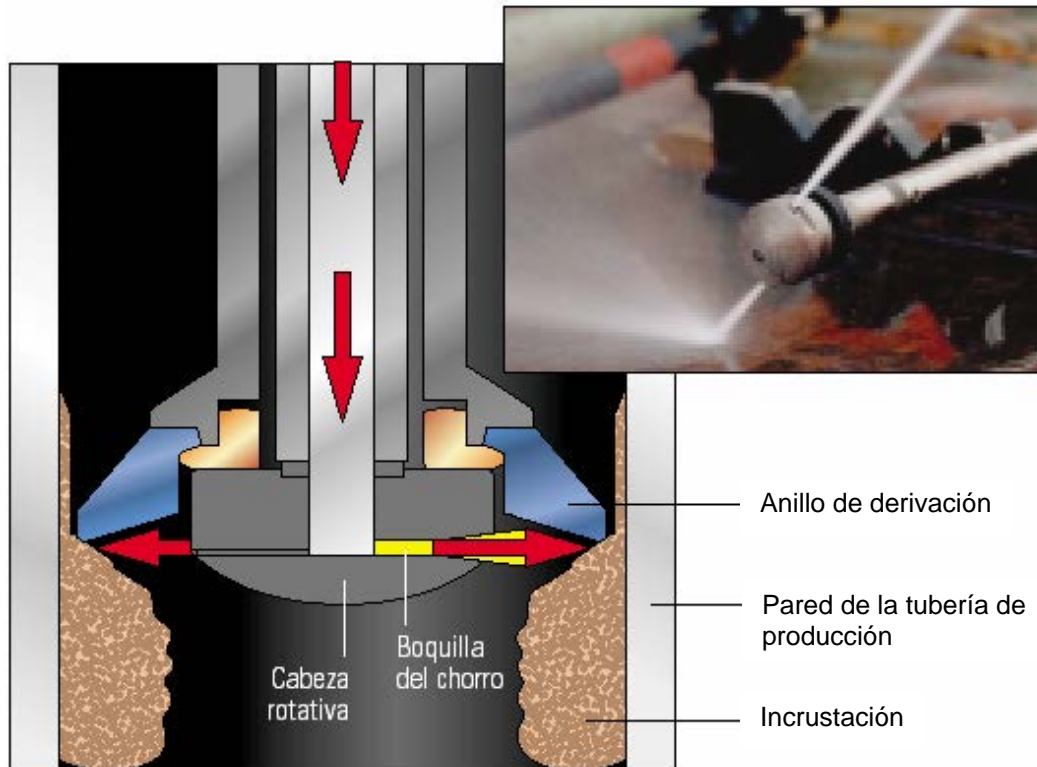
El pozo estaba ubicado en una plataforma marina fija y no se disponía de ningún equipo de reparación, de manera que el reemplazo de la tubería de producción no constituía una opción viable.

La tubería flexible proporcionaba un medio para bajar las herramientas mecánicas de eliminación de incrustaciones y hacer circular los fluidos de limpieza sin el equipo de reparación convencional.

En otros campos petroleros del área, se habían utilizado con éxito métodos tales como disolventes químicos, escobillas con líneas de acero y motores de fondo de pozo, para eliminar la acumulación de incrustaciones.

No obstante, en algunos de estos casos, los detritos residuales caían en el fondo del pozo y obturaban los disparos, lo que exigía operaciones de limpieza adicionales.

Los servicios Blaster de la compañía Schlumberger utilizan tecnología de limpieza por chorro a alta presión para eliminar los depósitos del fondo de pozo. (Figura VI.12).

Figura VI.12. Eliminación Mecánica de Incrustaciones. <sup>17</sup>

Este sistema especializado emplea solventes o materiales abrasivos especiales para eliminar la acumulación de incrustaciones sin dañar los tubulares o el equipo de terminación, tales como niples con un perfil característico, válvulas de seguridad de fondo de pozo o camisas de deslizamiento. Esta tecnología comprende tres técnicas de servicio de eliminación de incrustaciones:

- La técnica Jet Blaster utiliza fluidos convencionales o solventes para disolver incrustaciones con una herramienta de limpieza por chorro radial.
- El método Scale Blaster emplea el sistema seguro de eliminación de incrustaciones duras Sterling Beads desarrollado por el centro de investigaciones de Schlumberger situado en Cambridge, Inglaterra, para eliminar las incrustaciones inertes duras (Figura VI.13). A través de la correcta selección de dureza, forma, tamaño y densidad de las partículas y resistencia de la fractura, los investigadores lograron propiedades únicas que permiten eliminar la acumulación de incrustaciones sin dañar las superficies de acero.
- La técnica Bridge Blaster combina un motor de desplazamiento positivo y una fresa cónica de  $1^{5/8}$  pulgadas con la herramienta de limpieza por chorro radial y el sistema Sterling Beads modificado para evitar la obturación del motor Antes mencionado. Este sistema perfora los depósitos de incrustaciones o los tapones de cemento a través de la tubería de producción sin dañar el equipo de pozo. La pequeña fresa cónica elimina parcialmente el depósito de incrustaciones,



mientras que la limpieza por chorro suprime el resto. Las velocidades de eliminación son más elevadas que las de la técnica de fresado convencional.

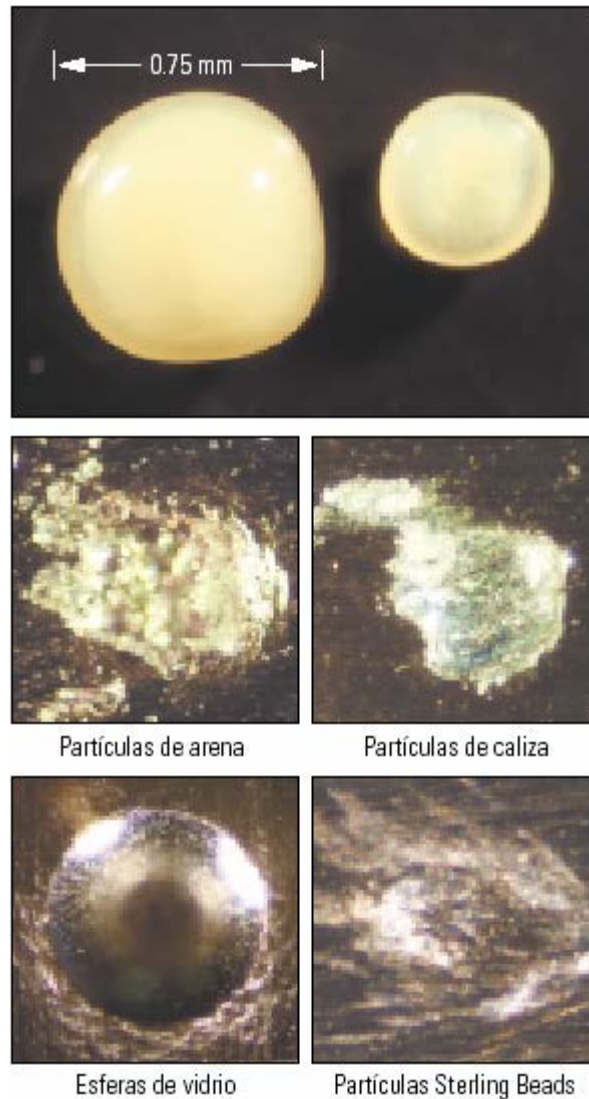


Figura VI.13. Vista Microscópicas de la Forma de las Partículas del Sistema Sterling Beads y Diversos Efectos de la Abrasión de las Partículas.<sup>17</sup>

El programa de diseño Blaster ayuda a:

- Seleccionar la geometría de la herramienta de limpieza por chorro- anillo de desviación.
- Cabezal de boquilla, diámetro y configuración de los orificios.
- Las velocidades requeridas del fluido.
- Las presiones de tratamiento esperadas.
- Las concentraciones de material abrasivo y las velocidades de eliminación de la acumulación de incrustaciones.
- El programa estima además los insumos, tales como los agentes gelificantes, los productos de mezcla y los materiales abrasivos.



### **Ejemplo de Aplicación con Problemas de Incrustación.**

La conexión de fondo de la tubería flexible encontró incrustaciones a 2,546 m (8,353 pies) de profundidad, en el pozo de Petrobrás. Utilizando salmuera gelificada con xantano y 3% de porcentaje en peso de partículas abrasivas Sterling Beads, la herramienta Jet Blaster logró una velocidad de limpieza de 12 a 15 m/h (39.4 a 49.2 pies/h) entre 2,546 y 3,087 m ( 10,128 pies). Con una velocidad de bombeo de 0.23 a 0.27 m<sup>3</sup>/min (1.5 a 1.7 bbl/min), y presiones de circulación de la bomba de 3,500 a 4,000 lpc (24.1 a 27.6 MPa), esta parte del trabajo requirió 36 horas y tres herramientas de limpieza por chorro.

A 3,087 m, 60 m (197 pies) por debajo de la tubería de producción y dentro de la tubería de revestimiento corta de 7 pulgadas, la herramienta de limpieza por chorro fue reemplazada por un motor de desplazamiento positivo y una fresa de tres pasos de 2<sup>1/2</sup> pulgadas. Esta etapa final consumió 12 horas para limpiar 43 m (141 pies) hasta 3,130 m (10,269 pies) de profundidad y consumió completamente la fresa.

La operación total generó unos 29,937 kg (66,000 lbm) de detritos- 2,722 kg (6,000 lbm) de incrustaciones y 27,216 kg (60,000 lbm) de partículas abrasivas- que fueron capturados en el separador de producción de la plataforma. Después del trabajo, debieron cerrarse durante un periodo breve otros pozos de la plataforma para limpiar el separador de la misma. La mayoría de las operaciones de eliminación de incrustaciones ahora utilizan un separador provisional para capturar los sólidos antes de que lleguen al separador de producción.

La tecnología Scale Blaster logró eliminar efectivamente la acumulación de incrustaciones de sulfato de bario, de la tubería y el equipo de terminación de pozos en condiciones bajo las cuales los métodos convencionales habían fallado en el pasado. Como resultado, la producción de petróleo aumentó 1.025%, lo que amortizó los costos en 19 días.

Es común que los pozos de campos maduros experimenten la acumulación de incrustaciones. Los servicios Blaster han sido aplicados en muchas otras localizaciones a fin de ahorrar tiempo y dinero, incluyendo el campo Duri de Indonesia y varios campos del Mar del Norte. Además de ser utilizada en operaciones de limpieza de pozos, la tubería flexible se ha convertido en una herramienta importante para la estimulación de formaciones.



## VI.5 Reparación de Yacimientos.

### VI.5.1 Fracturamiento con Tubería Flexible.

En Argelia, Sonatrach estimula los pozos profundos de alta presión y alta temperatura del campo Hassi Messaoud, utilizando sistemas de fracturamiento hidráulico bajados con tubería flexible y nueva tecnología de empacadores.<sup>27</sup> Las condiciones de yacimiento permiten la implementación de tratamientos de fracturamiento hidráulico de baja velocidad y alta presión, que aumentan significativamente la productividad y prolongan la vida económica de estos pozos. Desafortunadamente, muchos pozos requieren tratamientos correctivos de inyección forzada de cemento o reemplazo de la tubería para abordar los problemas de integridad de las tuberías antes de iniciar las operaciones de estimulación.

En el pasado, los problemas con empacadores convencionales limitaban el éxito de los tratamientos de fracturamiento debido a la presencia de presiones diferenciales superiores a 9,000 lpc (62.1 MPa) a lo largo del empacador de aislamiento. Algunos tratamientos se traducían en costosas operaciones de pesca. Los tratamientos de estimulación mediante tubería flexible **CoildFrac**, proporcionaron una alternativa con respecto a los equipos de reparación convencionales (Figura VI.14-a, Figura VI.14-b).<sup>28</sup> La disponibilidad de unidades con tubería flexible constituyó una ventaja adicional.

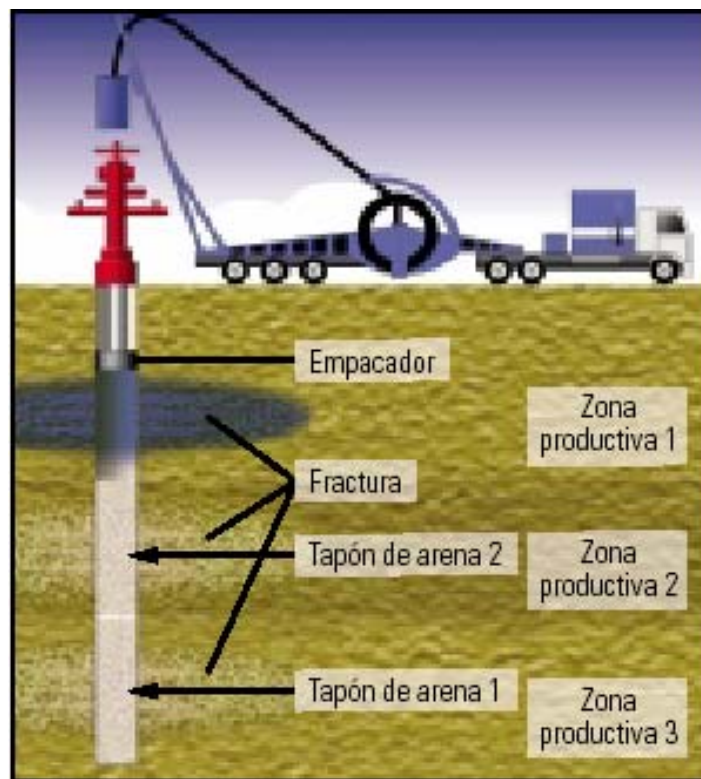


Figura. VI.14a Las Operaciones de Estimulación CoilFRAC pueden ser Realizadas con un Empacador Mecánico Unitario y Tapones de Arena.<sup>17</sup>

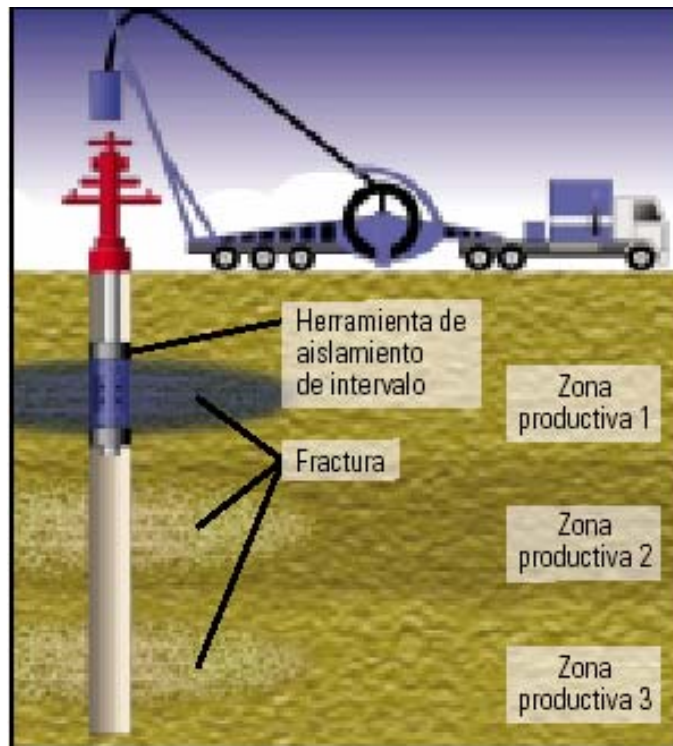


Figura VI.14.b Arreglo de Herramientas de Aislamiento Selectivo del Intervalo. <sup>17</sup>

Durante un aislamiento y estimulación selectivos, el fracturamiento hidráulico convencional desgraciadamente maximiza la altura de la fractura, a menudo a expensas de su longitud y de la cobertura completa de la exposición. Los tratamientos con fracturamiento hidráulico efectuados con tubería flexible superan estas limitaciones y permite a los ingenieros diseñar mejores fracturas en cada zona productiva.

Sumados a los empacadores mecánicos más confiables para el aislamiento del fondo del pozo, los tratamientos de fracturamiento hidráulico con tubería flexible protegen los tubulares del pozo de las altas presiones de tratamiento y de los apuntalantes abrasivos. Las técnicas CoildFRAC son aplicables para los tratamientos de estimulación iniciales realizados en pozos nuevos, la estimulación de zonas productivas pasadas por alto y la re-estimulación de intervalos previamente tratados. <sup>29</sup>

### Primer Tratamiento de un Yacimiento con TF.

En octubre de 2001, Sonatrach realizó el primer tratamiento CoildFRAC en el pozo OMP843 del campo Hassi Messaoud. Terminado con una tubería de revestimiento corta cementada y disparada de 4<sup>1/2</sup> pulgadas y con tubería de producción de 4<sup>1/2</sup> pulgadas.

Este pozo tenía presión entre la tubería de revestimiento de 7 pulgadas y la tubería de revestimiento de 9<sup>5/8</sup> pulgadas. El empacador de la tubería flexible fue colocado a 3,249 m (10,660 pies) por encima de un niple con un perfil característico en la tubería de producción.



El tratamiento consistió en colocar un total de 9,736 kg (21,464 lbm) de apuntalante de malla 20/40 en la formación, a una concentración máxima de 3.1 libras de apuntalante agregado (ppa) por galón de fluido de tratamiento.

La presión de tratamiento de superficie promedio fue de 8,600 lpc (59.3 MPa). Una sarta de 3,993 m (13,100 pies) de tubería flexible de 2<sup>3/8</sup> pulgadas permitió aislar los tubulares de terminación de pozo.

El empacador tolero una presión diferencial máxima de 8,800 lpc (60.7 MPa) a 1.4 m<sup>3</sup>/min (9 bbl/min).

La producción previa al fracturamiento fue de 137 m<sup>3</sup>/d (860 B/D) de petróleo; la producción posterior al fracturamiento fue de 362 m<sup>3</sup>/d (2,280 B/D) de petróleo. El tratamiento, incluyendo la producción diferida, se amortizo en 39 días.

En este momento, éste era el pozo más profundo fracturado a través de tubería flexible. Las excesivas fuerzas hidráulicas hicieron que el empacador se soltara dos veces durante las pruebas de inyektividad y calibración del tratamiento previo a los trabajos. Los medidores de presión de fondo modificaron el modelado de las fuerzas de fondo del pozo y guiaron las modificaciones del empacador de la tubería flexible.

### **Mejoras para el Tratamiento de Estimulación con TF.**

En base a la experiencia con las técnicas CoildFRAC adquirida en tres pozos del campo Hassi Messaoud, incluyendo el pozo OMP843, estimulado entre octubre de 2001 y enero de 2003, la compañía Schlumberger introdujo varias mejoras en los empacadores. El desarrollo del empacador mecánico **OptiSTIM MP** para el diseño del tratamiento de estimulación se tradujo en tratamientos sistemáticamente exitosos (Figura VI.15).

Las modificaciones incluyeron:

- La optimización del área de las cuñas.
- El diseño de un mecanismo de traba tipo bayoneta (en forma de j) más robusto.
- El agregado de dos orificios de ecualización
- El agregado de una sección de balance de presión al mecanismo de liberación de emergencia.

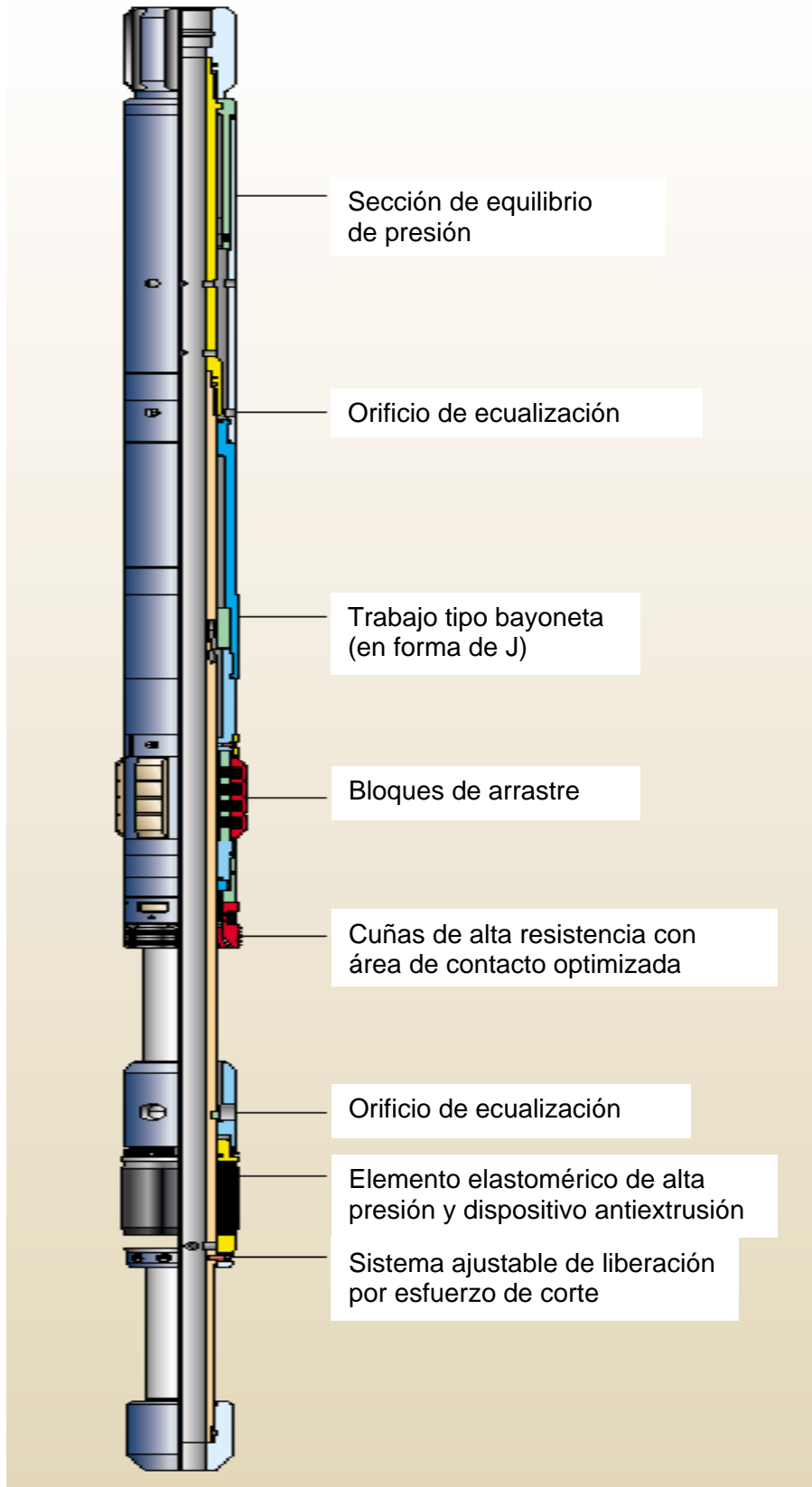


Figura. VI.15. Empacador Mecánico OptiSTIM MP es una Herramienta de colocación por Tensión y Operación Múltiple para Tubería Flexible o Tubería Enroscada.<sup>17</sup>





### **VI.5.2 Programa para Optimizar los Tratamientos y Reducir Cargas en Empacadores.**

Dado que los tratamientos de fracturamiento hidráulico efectuados con tubería flexible a menudo inducen cargas variables difíciles de predecir y esfuerzos mayores que los que encuentran habitualmente los empacadores de estimulación, se desarrolló un programa para optimizar el diseño de los tratamientos y reducir las cargas excesivas de los empacadores. Este programa también puede ser utilizado para vigilar rutinariamente el avance del trabajo y efectuar las correcciones que sean necesarias en tiempo real.

#### **Ejemplo de Aplicación del Programa de Optimización.**

El nuevo programa y el empacador rediseñado OptiSTIM MP fueron utilizados en el pozo OML862, un productor de petróleo terminado con tubería de producción cementada de 4<sup>1/2</sup> pulgadas y con tubería de revestimiento corta ranurada de 5 pulgadas.

Este pozo tenía comunicación entre la tubería de producción de 4<sup>1/2</sup> pulgadas y la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, y entre las sargas de revestimiento de 7 pulgadas y 9<sup>5/8</sup> pulgadas.

La tubería de producción cementada hacía imposible la ejecución de reparaciones convencionales.

La aplicación de un tratamiento de fracturamiento hidráulico a través de tubería flexible permitió aislar los tubulares del pozo de las altas presiones de tratamiento y de los apuntalantes abrasivos.

Con el empacador asentado en 3,115 m (10,220 pies), un tratamiento de calibración consistente en 37.9 m<sup>3</sup> (10,000 galones), bombeados a un régimen de 1 m<sup>3</sup>/min (6.6 bbl/min) y a una presión de tratamiento de superficie de 9,400 lpc (64.8 MPa), indicó una presión de cierre de 10,300 lpc (71 MPa), lo que equivale a un gradiente de fractura de 0.92 lpc/pie (20.8 kPa/m).

El tratamiento de fracturamiento primario fue bombeado con éxito a un régimen promedio de 1 m<sup>3</sup>/min (6.4 bbl/min), con el empacador asentado a una profundidad de 3,105 m (10,186 pies).

La compañía Sonatrach bombeó 10,875 kg (23,975 lbm) de apuntalante de alta resistencia, malla 20/40, a una concentración máxima de fondo del pozo de 4 ppa, colocando un total de 9,765 kg (21,529 lbm) en la formación.

Al producirse avenamiento faltando 3.8 m<sup>3</sup> (24 bbl) para finalizar el lavado, la velocidad de la bomba se redujo para que la presión permaneciese por debajo de la presión de tratamiento máxima admisible de 10,000 lpc (68.9 MPa).



Luego se desenganchó el empacador y se hizo circular el resto de apuntalante, antes de recuperar el empacador.

El empacador fue expuesto a una presión diferencial promedio de 5,500 lpc (37.9 MPa) y una presión diferencial máxima de 9,600 lpc (66.2 MPa) durante el avenamiento.

El pozo esta produjo 65 m<sup>3</sup>/d (409 B/D) mientras la compañía Sonatrach optimiza el sistema de levantamiento artificial por gas.

### **Confiabilidad de la Tecnología CoilFarc.**

El tratamiento de fracturamiento hidráulico a través de tubería flexible en el campo Hassi Messaound requirió la modificación de los empacadores y el mejoramiento de los programas de computación para modelar las fuerzas de fondo del pozo. Estas mejoras permitieron aumentar la confiabilidad de los tratamientos CoilFRAC, que ahora pueden utilizarse en pozos de hasta 3,658 m (12,000 pies) de profundidad. Las velocidades de bombeo pueden oscilar entre 1.3 y 4 m<sup>3</sup>/min (8 y 25 bbl/min) con 5 a 12 ppa.

La tecnología CoilFrac permite:

- Explotar reservas de gas previamente pasadas por alto.
- Optimizar la productividad del pozo, especialmente en yacimientos de gas de baja permeabilidad.

### **Emapacador OptiSTIM ST.**

La última versión del empacador de intervalo OptiSTIM ST provee flexibilidad adicional para el aislamiento y la estimulación selectiva de zonas individuales. (Figura VI.16).

Las aplicaciones en yacimientos, desde las operaciones de disparos hasta el aislamiento y la estimulación selectiva por zonas, han generado nuevas y numerosas herramientas de tubería flexible de fondo del pozo.

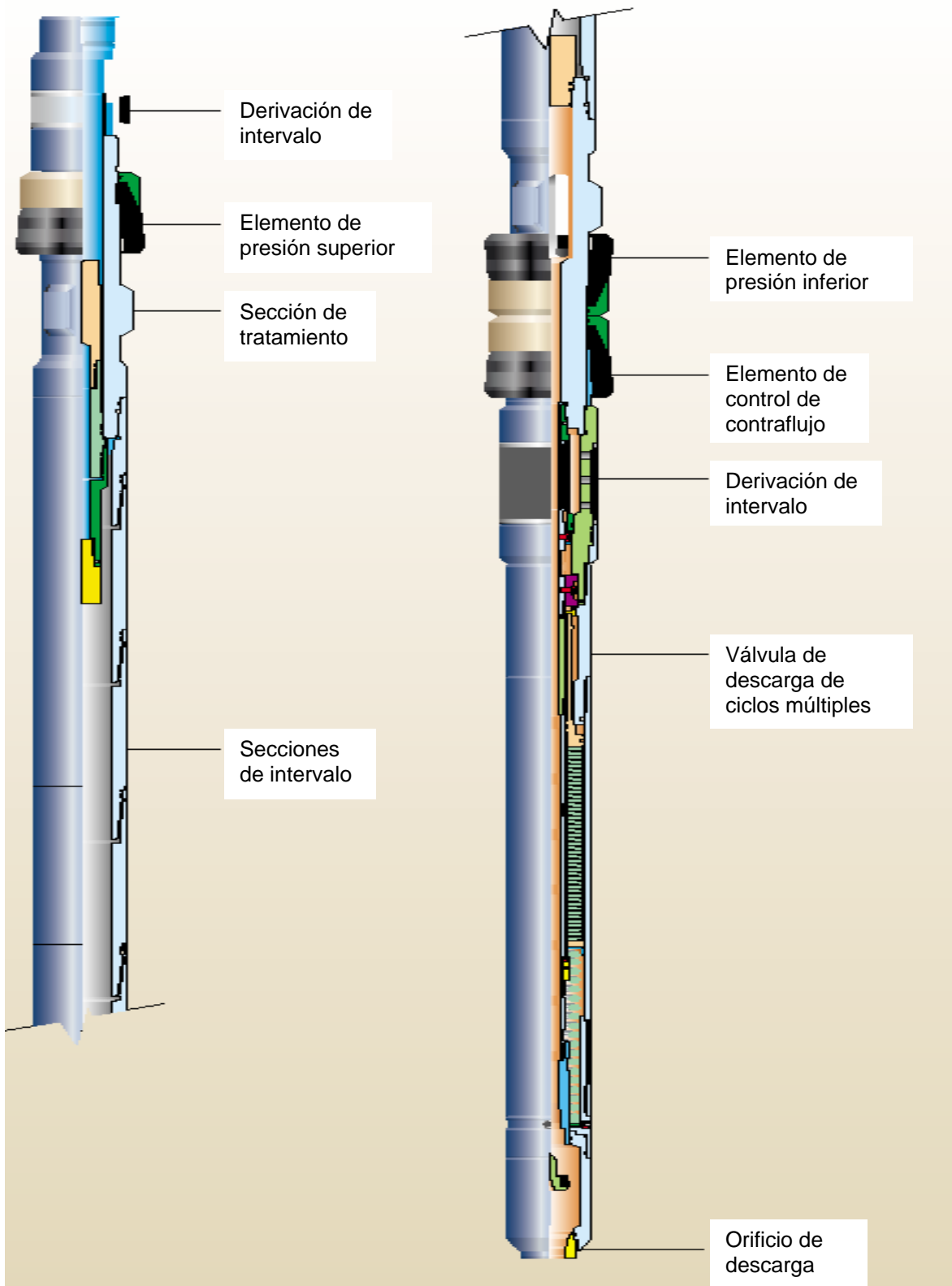


Figura VI.16. Empacador de intervalo OptiSTIM ST para tubería flexible o tubería enroscada comprende una derivación de intervalo, un arreglo de extensión del intervalo con un empalme de tratamiento, con orificios y una válvula de descarga de ciclos múltiples.<sup>17</sup>



## VI.6 Herramientas de Pozo Avanzadas.

### VI.6.1 Empacadores Inflables.

El aislamiento por zonas, efectivo para aplicaciones de tubería flexible requiere empacadores inflables que puedan pasar a través de la tubería de producción, expandirse y luego sellar la tubería de revestimiento de mayor diámetro.

En el pasado, estos sistemas raramente se utilizaban en entornos hostiles debido a sus limitaciones en términos de expansión y a la susceptibilidad que tenían con temperaturas y presiones elevadas, y a los fluidos o químicos corrosivos.

Se desarrolló el empacador de anclaje inflable bajado a través de la tubería de producción, de alta presión y alta temperatura **CoifLATE HPHT**, de un solo elemento y de 2<sup>1/8</sup> pulgadas de diámetro, para superar las limitaciones de los empacadores inflables convencionales. (Figura VI.17)<sup>30</sup>

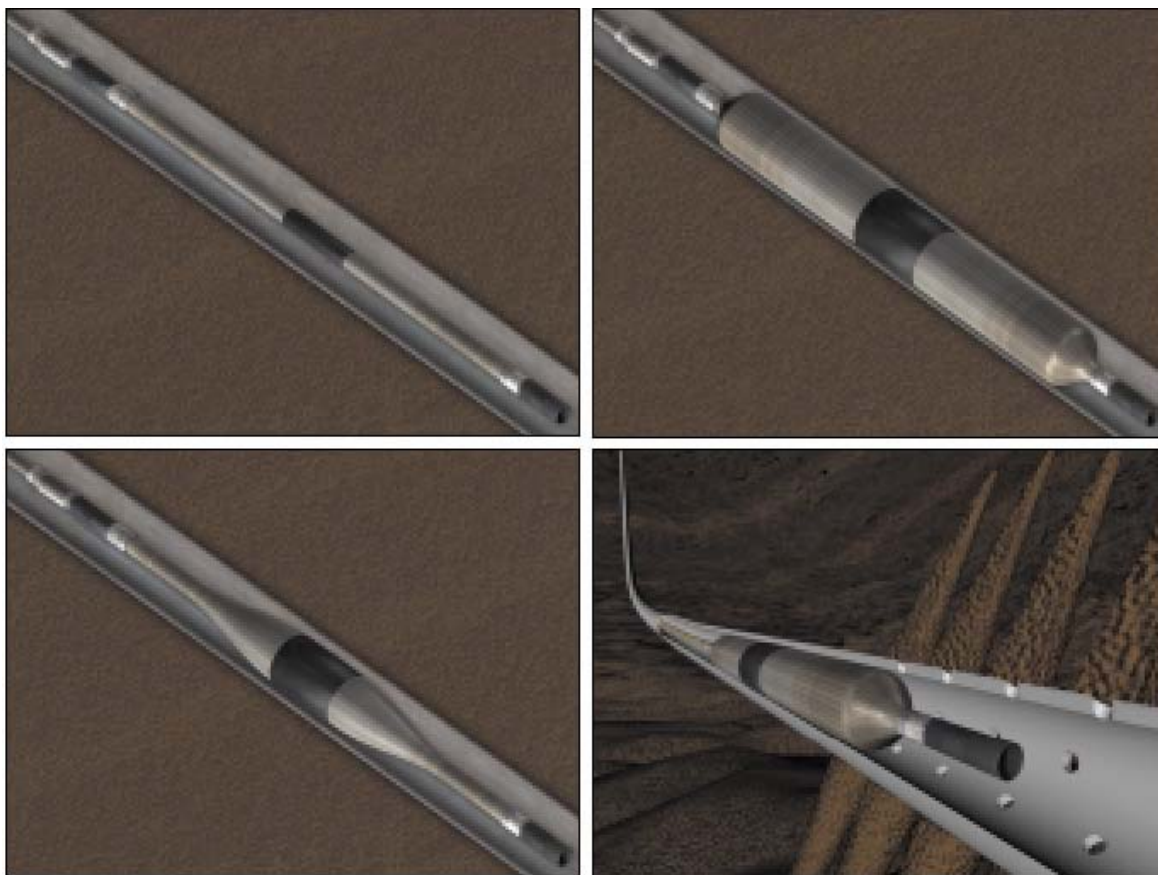


Figura VI.17. Expansión del Empacador Inflable.<sup>17</sup>



Los empacadores CoilFLATE HPHT extienden el aislamiento por zonas críticas concéntricas a ambientes de fondo de pozo previamente inaccesibles.

Estos empacadores pueden ser bajados en pozos verticales, de gran inclinación u horizontales, con tubería flexible o con tubería enroscada, utilizando una unidad para entubar bajo presión. Esto elimina la necesidad de disponer de un equipo de reparación y permite la ejecución de operaciones de reparación sin matar el pozo.

Las aletas adelgazadas que tiene el cuerpo de la herramienta, permiten que los tramos angostos cercanos al extremo de un empacador provean a la sección transversal de sustentación de carga requerida, mientras que los tramos más anchos proporcionan la barrera de extrusión y la cobertura necesarias para el hule de inflado.

Un sistema de fijación de la carcasa (CRS) CoilFLATE HPHT, o camisa de compresión interna, impone una carga axial constante sobre las aletas durante el inflado, que crea tensión sobre el empacador para asegurar el inflado progresivo desde el centro hacia ambos extremos.

El proceso de inflado, desde el centro hacia los extremos, impide que las secciones finales del elemento empacador se inflen primero y atrapen los fluidos, produciendo un sello ineficaz o fraguado blando.

Los elementos elastoméricos y empacadores patentados son resistentes al ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ), el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y otros químicos.

Las piezas de acero de la herramienta de despliegue de  $2^{1/8}$  pulgadas son reemplazadas por componentes de aleaciones de alta resistencia, a base de níquel, para que todo el arreglo de fondo de pozo sea totalmente compatible con el  $H_2S$ .

El hule elastomérico compuesto utiliza fibras de carbono para eliminar el esfuerzo axial y permite que la circunferencia del empacador se expanda libremente.

Este diseño provee un sello confiable, con relaciones de expansión final a inicial mayores que 3 a 1.

Los empacadores CoilFLATE HPHT no dependen de una válvula esférica para iniciar el inflado.

Un gran diámetro interno permite la ejecución de tratamientos con fluidos a alto régimen de inyección.

Una versión de la herramienta de aislamiento de intervalo CoilFLATE ST de  $2^{1/8}$  pulgadas para aplicaciones de estimulación utiliza los mismos principios que el empacador CoilFLATE HPHT.



Los empacadores químicamente resistentes CoilFLATE HPHT **permiten:**

- Aislar tramos del pozo para las pruebas de presión.
- El aislamiento por zonas temporales.
- El abandono permanente.
- Consolidación de la arena.
- La acidificación.
- El fracturamiento hidráulico.
- Usarse como tapones permanentes y recuperables de puente para el aislamiento del agua y del gas.
- Usarse como retenedores o empacadores de cemento para el empaque de grava a través de la tubería de producción.

Los empacadores CoilPLATE HPHT fueron utilizados recientemente para una aplicación de retenedor de cemento profundo, de alta expansión y alta presión, en el Golfo de México, un tratamiento de consolidación de la formación sin cedazo en el Norte de África y un empacador de intervalo de alta presión y alta temperatura en el Medio Oriente. En cada una de estas aplicaciones, la correlación de la profundidad resultó críticamente importante.

#### **VI.6.2 Registro de Correlación DepthLOG de TF.**

El registro de la correlación de la profundidad DepthLOG CT, inalámbrico, se utiliza para:

- La adquisición de registros de pozos.
- Operaciones de disparos.
- Colocación de tapones de arena.
- Tapones puente o empacadores mecánicos.
- El posicionamiento de herramientas de aislamiento de intervalo durante los tratamientos de estimulación selectiva

Esta nueva herramienta combina un detector de collares de la tubería de revestimiento (CCL) tradicional para detectar las variaciones magnéticas producidas en las uniones de la tubería de revestimiento, con tecnología de telemetría de pulsos que envía señales de presión a la superficie. (Figura VI.18).

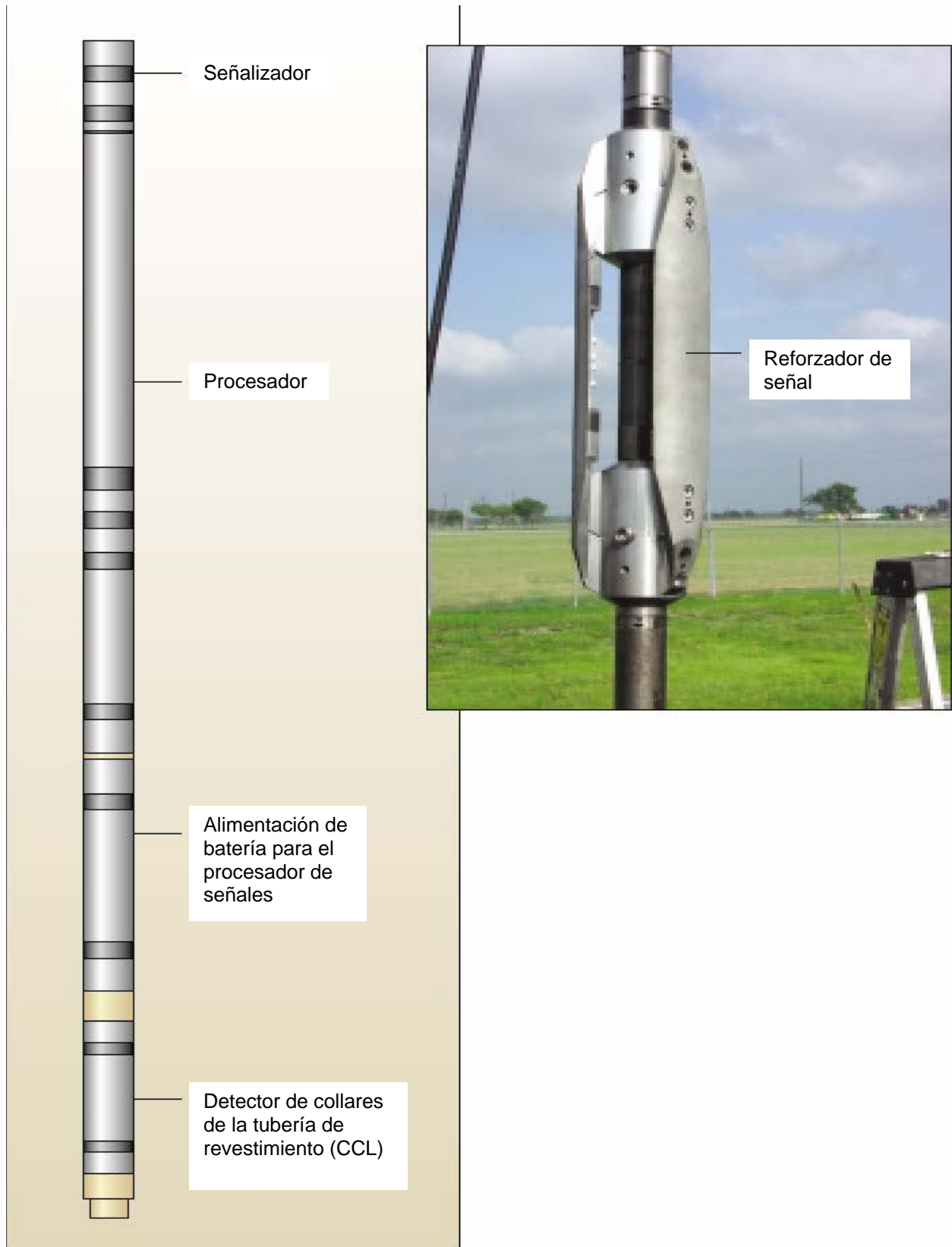


Figura.VI.18 Control de la Profundidad. Herramienta DepthLOG de TF. <sup>17</sup>



Las correlaciones de la profundidad en el subsuelo son determinadas en forma rápida y precisa a través de la comparación con los registros de pozos de referencia. La tecnología inalámbrica reduce la cantidad de viajes dentro del pozo, permitiendo un ahorro de hasta 12 horas por operación en las operaciones de disparos y estimulación habituales bajadas con tubería flexible. La capacidad de flujo continuo provee una tubería flexible sin obstrucciones para los servicios de bombeo y los tratamientos de estimulación. La capacidad de bajar accionadores de esferas a través de la herramienta DepthLOG permite la colocación o el inflado de los empacadores de tubería flexible, la activación o el desenganche de las herramientas de pozo y la detonación de las pistolas de disparos.

### **Ejemplo de Aplicación de las Herramientas.**

En Argelia, Sonatrach fue la primera compañía que utilizó un empacador inflable CoilFLATE en combinación con la tecnología DepthLOG inalámbrica.<sup>31</sup> Las operaciones de reparación realizadas en el pozo MD 264 del campo Hassi Messaoud con dos zonas disparadas requerían el aislamiento y la estimulación de un intervalo inferior que exhibía un desempeño deficiente. Para maximizar la rentabilidad de la reparación, este tratamiento ácido tenía que realizarse sin equipo de reparación.

La existencia de una separación de sólo 3 m (10 pies) entre las zonas, a una profundidad de aproximadamente 3,048 m (10,000 pies), planteaba desafíos adicionales. El empacador tenía que ser colocado con precisión para aislar un intervalo superior de alta permeabilidad, de la zona inferior menos permeable. Un intento inicial, sin la correlación DepthLOG, dio como resultado el inflado del empacador a través de los disparos inferiores y la divergencia ineficaz del fluido de tratamiento.

La herramienta Depth LOG fue asegurada al arreglo de fondo del pozo, que se bajó en el pozo hasta un punto ubicado debajo de la zona inferior. Dos pasadas ascendentes, efectuadas durante el bombeo del fluido y la recepción de los pulsos de presión de la herramienta DepthLOG, indicaron claramente las localizaciones de los collares de la tubería de revestimiento. El empacador CoilFLATE fue colocado en la profundidad necesaria y se infló hasta alcanzar una presión interna de 4,000 lpc (27.6 MPa).

El peso establecido sobre la tubería flexible permitió verificar el inflado completo del empacador antes del bombeo de un tratamiento ácido.

Esta operación creó una presión diferencial máxima a lo largo del empacador de aproximadamente 3,500 lpc (24.1 MPa); es decir, una presión diferencial significativamente superior a la que pueden manejar otros empacadores inflables.

Inmediatamente después de finalizado el tratamiento, se desinfló el empacador y se bombeó nitrógeno para el contra flujo del ácido usado durante la extracción de la tubería flexible del pozo. No fue necesario remover la tubería de producción y solo se requirió un viaje para lograr un aumento sostenido del 326% en la producción de petróleo; de 37.9 m<sup>3</sup>/d (238 B/D) a 123.4 m<sup>3</sup>/d (776 B/D).





Las ventajas inherentes como son tiempos de viajes rápidos y circulación continua sin conexiones de tubos, intervención de pozos activos con control de presión mejorado y una huella más pequeña para generar menor impacto ambiental; hacen atractiva a la tecnología de tubería flexible para aplicaciones de reparación de pozos y de yacimientos, también son ventajas para la perforación con tubería flexible.

### **VI.7 Operaciones de Re-entrada y Perforación en Condiciones de Bajo Balance.**

Desde 1991, la tecnología de tubería flexible ha sido utilizada para construir miles de pozos verticales y direccionales. Las aplicaciones de perforación con tubería flexible incluyen la profundización, re-entrada y perforación de nuevos pozos, especialmente en yacimientos de gas, pozos someros, proyectos de almacenamiento de gas y en localizaciones sensibles desde el punto de vista ambiental.

Al cabo de una década de operaciones rentables, cuatro aplicaciones de perforación con tubería flexible resultaron técnica y comercialmente viables:

- Pozos nuevos hasta aproximadamente 914 m (3,000 pies).
- Operaciones sensibles desde el punto de vista de la seguridad.
- Operaciones de re-entrada a través de la tubería de producción.
- Perforación en condiciones de bajo balance.

La técnica de la tubería flexible resulta ideal para la perforación de pozos en condiciones de bajo balance. En zonas agotadas, la perforación de bajo balance minimiza el daño de la formación y el atascamiento diferencial del arreglo de fondo del pozo.<sup>32</sup>

#### **VI.7.1 Ejemplos de Re-entrada con Tubería Flexible.**

La mayor parte de la actividad de perforación de pozos verticales con tubería flexible se lleva a cabo en Venezuela, donde cada año se perforan y entuban entre 30 y 60 tramos de pozos superficiales. En 1995, se puso en servicio una barcaza de perforación con tubería flexible autónoma, diseñada específicamente para minimizar el impacto de encontrar zonas de gas someras en el Lago Maracaibo.

Típicamente, esta barcaza perfora pozos de 12<sup>1/4</sup> pulgadas de diámetro y de entre 300 y 550 m (1,000 y 1,800 pies) de profundidad. Equipos especiales bajan la tubería de revestimiento de 9<sup>5/8</sup> pulgadas, ejecutan las operaciones de cementación y adquieren registros con herramientas operadas a cable. La compañía Schlumberger ha construido más de 275 pozos verticales en el Lago de Maracaibo, requiriendo cada uno un promedio de cuatro días para su terminación.



Las operaciones llevadas a cabo en el Talud Norte de Alaska, incluyendo el campo Prudhoe Bay, representan una de las aplicaciones de perforación con tubería flexible más exitosa de la última década, lo que demuestra claramente la eficiencia y la rentabilidad de la tecnología de la tubería flexible. Dos unidades de perforación con tubería flexible híbrida, diseñadas a medida de las necesidades, operan en forma continua en el Talud Norte, con capacidad para perforar y terminar tres pozos por mes cada una. Una perforación con tubería flexible típica del Talud Norte implica un pozo de re-entrada direccional realizado a través de la tubería de producción para acceder al petróleo pasado por alto (Figura VI.19). Hasta la fecha, se ha reingresado a más de 400 pozos del Talud Norte utilizando tecnología de perforación con tubería flexible.<sup>33</sup>

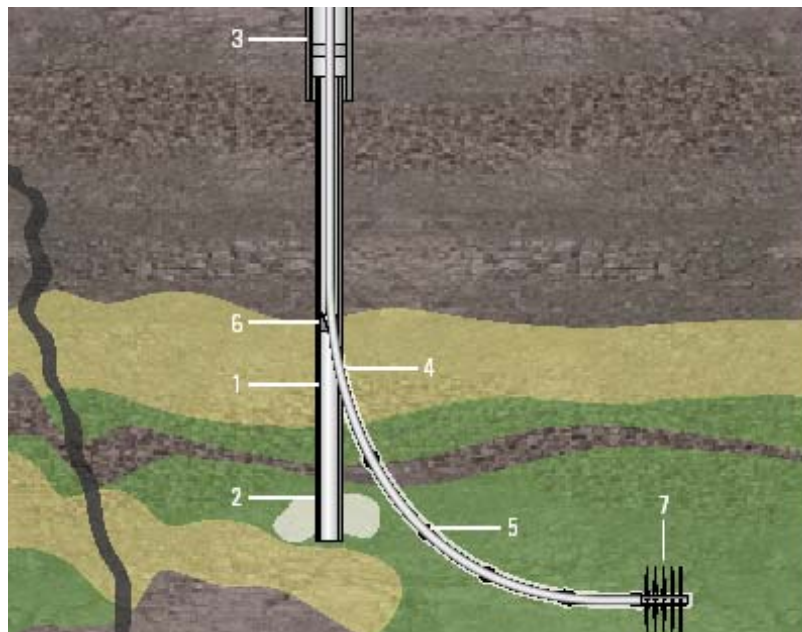


Figura VI.19. Muestra la Perforación con Tubería Flexible en el Talud Norte de Alaska.<sup>17</sup>



### VI.7.2 Ejemplo de Aplicación al Perforar Bajo Balance.

En abril de 2003, BP-Sharjah se embarcó en un programa de perforación con tubería flexible en condiciones de bajo balance, para realizar operaciones de re-entrada a través de la tubería de producción a partir de los pozos existentes en el campo Sajaa, de gas y condensado, ubicado en los Emiratos Árabes Unidos. El objetivo era mejorar la productividad de los pozos y revelar reservas adicionales con pozos multilaterales conectados a los pozos verticales primarios existentes.

Desde la producción inicial en 1980, la presión del yacimiento en el yacimiento de caliza Thamama, a una profundidad vertical verdadera de 3,658 m (12,000 pies) declinó de 7,900 lpc (54.5 MPa) a menos de 2,000 lpc (13.8 MPa). Aún quedan por explotar volúmenes considerables de reservas de gas y condensado a pesar de la significativa declinación anual de la producción del 20%, a comienzos del año 2003.

El operador creía que la perforación en condiciones de sobre balance había causado daño a la formación, lo que condujo a extensivas operaciones de limpieza de pozos. Los recientes programas de perforación rotativa horizontal habían sufrido problemas masivos e irremediables de pérdida de circulación y problemas severos de aprisionamiento diferencial, lo que impidió que ciertos pozos alcanzaran sus objetivos geológicos y de longitud de perforación.<sup>34</sup>

Se diseñaron operaciones de perforación con tubería flexible en condiciones de bajo balance para pozos previamente terminados con tubería de producción de 5 pulgadas, suspendida libremente dentro de la tubería de revestimiento vertical de 7 pulgadas.<sup>35</sup> Los planes exigían la colocación de cuñas de desviación de flujo continuo, bajadas a través de la tubería de producción, en la tubería de revestimiento de 7 pulgadas por encima de los disparos existentes.

Después de fresar una ventana de salida en la tubería de revestimiento de 3.8 pulgadas, se utilizaría el arreglo de fondo del pozo para perforación con tubería flexible, un arreglo de fondo de pozo especial de 3 pulgadas, operado a cable, para perforación con tubería flexible de 2<sup>3/8</sup> pulgadas y a un cable de adquisición de registros de siete conductores, un motor de desplazamiento positivo diseñado para fluidos compresibles, y una barrena de perforación compacta de diamante policristalino de 3.75 pulgadas o bien una barrena bicéntrica de 4.1 pulgadas para perforar en condiciones de bajo balance con fluidos energizados con nitrógeno (N<sub>2</sub>).

Se perforarían tres o más laterales a agujero descubierto para acceder a hasta 3,048 m (10,000 pies) del yacimiento adicional por pozo (Figura VI.20). La fase inicial de esta campaña implicó la perforación de 10 pozos y 29 laterales con más de 20,117 m (66,000 pies) de agujero descubierto nuevo. Se han perforado hasta cinco laterales desde una sola ventana de salida. Ahora es común que los volúmenes de producción aumenten tres veces.

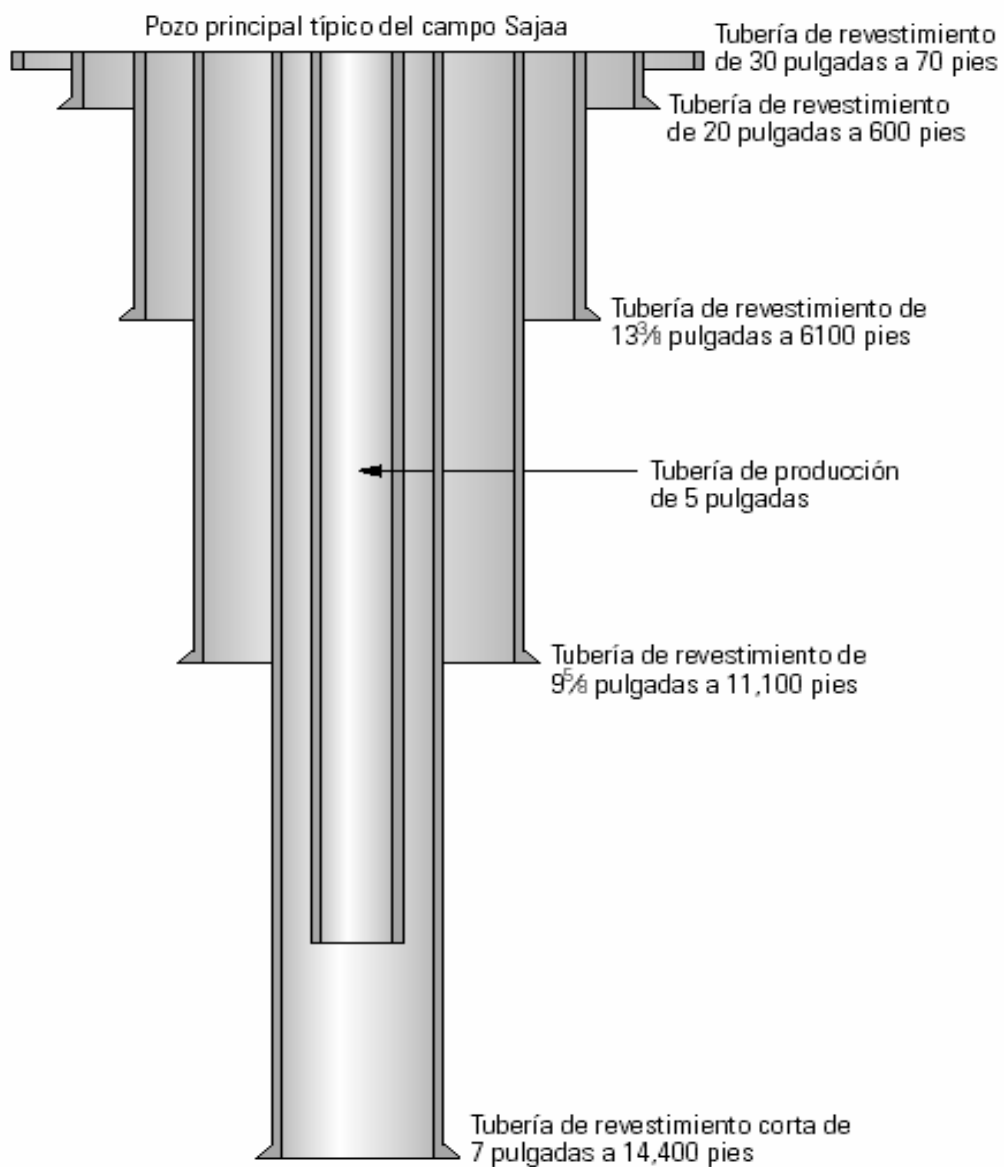
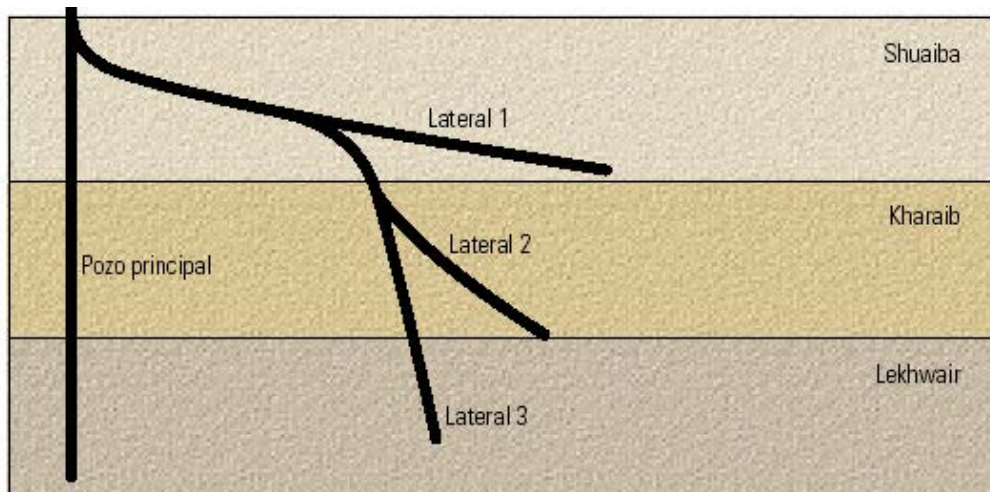


Figura VI.20 Perforación con tubería flexible en Medio Oriente. <sup>17</sup>



En varios pozos, la perforación con tubería flexible en condiciones de bajo balance permitió incrementar la producción de aproximadamente 143,200 m<sup>3</sup>/d (5 MMpc/D) a más de 716,00 m<sup>3</sup>/d (25 MMpc/d), con los límites impuestos por la restricción al flujo de la tubería de producción de 5 pulgadas.<sup>36</sup> Estos éxitos motivaron a BP-Sharjah a buscar más pozos candidatos para perforación con tubería flexible y extender la campaña.

Los pozos direccionales con diámetros de 2<sup>3/4</sup> pulgadas y 4<sup>1/8</sup> pulgadas se consideran óptimos para las capacidades de carga de la tubería flexible, las velocidades del fluido de limpieza de pozos y especificaciones del equipo de superficie. No obstante, bajo ciertas condiciones, se pueden perforar agujeros de 6 y más pulgadas de diámetro, particularmente en pozos verticales. Debido a las limitaciones del arreglo de fondo del pozo, los planes de perforación direccional con tubería flexible deberían apuntar a curvaturas de menos de 50°/30.5 m (100 pies). Las profundidades de las ventanas de salida y las longitudes de los laterales de perforación con tubería flexible deberían evaluarse caso por caso.

### **VI.7.3 Alcances Actuales de la Perforación con TF.**

Muchas compañías están fomentando la tecnología de perforación con tubería flexible en todo el mundo, a través de operaciones que se están llevando a cabo actualmente en Alaska, Medio Oriente, Venezuela, Indonesia, etc.<sup>37</sup> En los últimos cinco años, las longitudes promedio de los pozos laterales perforados con tubería flexible oscilaron entre 457 y 1,044 m (1,500 y 3,000 pies). Con el aumento de la actividad, la envolvente estratégica de las operaciones de perforación con tubería flexible continúa expandiéndose, como lo demuestran los recientes registros de la compañía Schlumberger:

- Una ventana de salida en la tubería de revestimiento con cuña desviadora de 4,816 m (15,800 pies), realizada en Colombia durante el año 2002.
- Más de 2,743 m (9,000 pies) de agujero descubierto perforados durante el año 2003, en condiciones de bajo balance en un solo pozo de re-entrada del campo de gas Sajaa situado en los Emiratos Árabes Unidos.
- La ventana de salida en la tubería de revestimiento con cuña desviadora más profunda, a 4,950 m (16,240 pies) en Alaska en el 2004.
- La mayor profundidad total de un pozo de re-entrada de 5,339 m (17,515 pies) realizado con tubería flexible en Alaska durante el año 2004.

Además del aumento de la producción y la recuperación mejorada de reservas, estas campañas mundiales de perforación con tubería flexible están generando mejoras continuas en lo que respecta a seguridad en la localización del pozo y eficiencia operacional.



## VI.8 Acceso a los Ramales de Pozos Laterales.

### VI.8.1 Herramienta Discovery MLT.

En el pasado, no era posible efectuar perforaciones de re-entrada, partiendo de un pozo principal descubierto (ramal TAML Nivel 1) o construir tramos laterales de drenaje terminados a agujero descubierto ni la utilización de tubería de revestimiento lateral desprendida en pozos entubados (Ramal TAML Nivel 2 ).<sup>38</sup> Esto impedía la ejecución de operaciones de reparación en los laterales individuales y no permitía el manejo eficaz del yacimiento. Se desarrolló la herramienta multilateral Discovery MLT para acceder selectivamente a todo tipo de ramales de pozos multilaterales utilizando el equipo de tubería flexible estándar.

La herramienta Discovery MLT provee operaciones de:

- Limpieza.
- Estimulación.
- Cementación.
- Adquisición de registros de pozos.

Estas operaciones son efectuadas con tubería flexible para pozos con ramales previamente inaccesibles y terminaciones de pozos multilaterales sin equipos de divergencia especiales. Esta herramienta resistente al ácido opera exclusivamente en base a presión y flujo. Las operaciones de re-entrada son realizadas en un solo viaje dentro del pozo.

Un empalme acodado accionado hidráulicamente, controla la operación de la herramienta (Figura VI.21). Inicialmente, la herramienta es indexada alrededor de los 360° para establecer la orientación del lateral. Después de reiterar este proceso para confirmar la ubicación del ramal, una señal de telemetría por presión enviada a la superficie confirma el acceso al lateral. La compañía Zakum Development Company (ZADCO) aplicó esta herramienta en los Emiratos Árabes Unidos.<sup>39</sup>

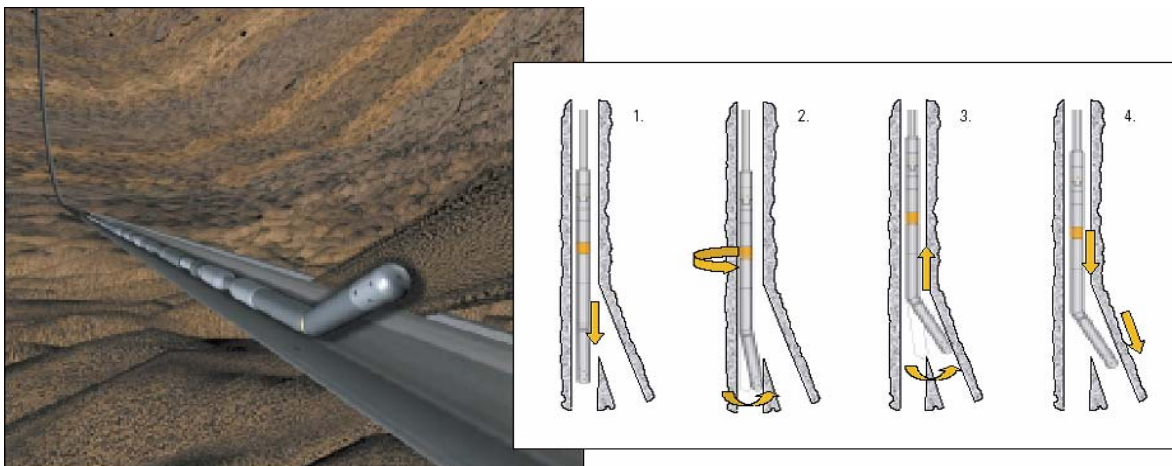




Figura VI.21. Sistema Discovery MLT Resistente a la Corrosión incluye un Dispositivo de Orientación Controlable para hacer Rotar la Herramienta y un Empalme Acodado Ajustable.<sup>17</sup>

La terminación de pozos multilaterales, en el campo Upper Zakum, permite explotar varias capas del yacimiento con un total de 12 laterales perforados desde un solo pozo principal (Figura VI.22).

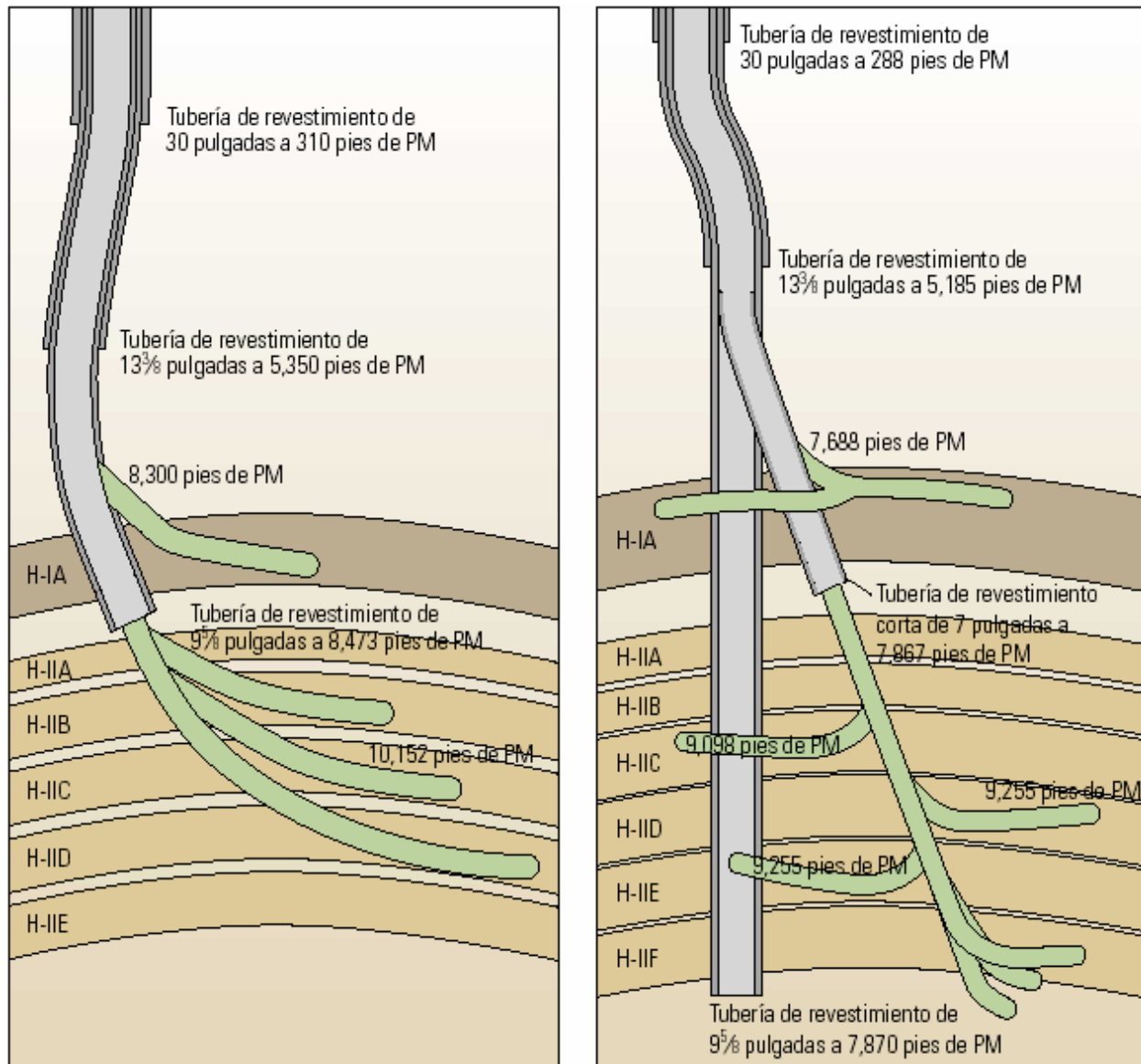


Figura VI.22. Acceso selectivo a los laterales. En el campo Upper Zakum de los Emiratos Árabes Unidos.<sup>17</sup>

Previamente, no era posible el acceso a los ramales individuales con fines de reparación, lo que impedía la estimulación efectiva y la adquisición de registros de producción de los laterales individuales para evaluar los resultados del tratamiento y vigilar rutinariamente la producción. El ácido tenía que bombearse en forma forzada desde la superficie, por los tubulares del pozo o la tubería flexible con el extremo del tubo cerca de una entrada lateral.



La mayor parte de la reacción del ácido se producía en la entrada del tramo descubierto, dejando sin tratar el resto del ramal lateral. Esta práctica también creaba grandes agujeros que podían colapsar e impedir el acceso futuro al lateral o restringir la producción. ZADCO logro acidificar con éxito laterales descubiertos en dos pozos marinos, utilizando la tecnología Discovery MLT.

### **VI.8.2 Ventajas de la Herramienta MLT.**

Durante la utilización de esta herramienta por primera vez, ZADCO realizó un tratamiento selectivo en un lateral de un pozo con cuatro ramales. En un segundo pozo, dos de los cinco laterales fueron tratados individualmente. Estos trabajos insumieron siete días de movilización, desmovilización y demoras por razones meteorológicas y su costo fue de un 65% menor que el costo que implica la utilización de un equipo de reparación. La producción aumento un 11% en el primer pozo y un 30% en el segundo, lo que amortizó la inversión en dos días.

La herramienta Discovery MLT demostró ser una solución de perforación de tramos laterales simple y efectiva desde el punto de vista de sus costos, que ayuda a maximizar la productividad y el desempeño de los pozos multilaterales. En otro pozo de los Emiratos Árabes Unidos, para una compañía operativa diferente, el sistema Discovery MLT ayudó a cementar selectivamente un lateral y aislar la producción de agua utilizando tubería flexible.

En Omán, la compañía Petroleum Development Oman (PDO) adquirió exitosamente registros de producción en un pozo multilateral del campo Saih Raíl.<sup>40</sup> PDO reingresó, y registró selectivamente, tres tramos laterales para determinar el perfil de inyección de agua e identificar posibles fracturas en la formación.

Las ventajas y la rentabilidad que hacen atractiva la tecnología de tubería flexible para las operaciones de perforación y reparación también son validas en lo que respecta a la terminación de pozos. Por ejemplo, las técnicas de bajada de una bomba ESP con tubería flexible expanden las opciones de levantamiento artificial a localizaciones remotas con disponibilidad limitada de equipos de perforación, áreas con costos de reparación elevados y pozos marinos.

## **VI.9 Bombeo Artificial.**

### **VI.9.1 La Bomba Eléctrica Sumergible.**

Una bomba ESP desplegada con tubería flexible extrae el fluido a través de la misma tubería o por el espacio anular que rodea una sarta. Antes de ser adquirida por Schlumberger, la compañía REDA de CAMCO instalo la primera bomba sumergible con tubería flexible en 1992 y el primer sistema de bombeo eléctrico sumergible y cable de alimentación con tubería flexible en el Reino Unido, en 1994. Hoy, la tecnología de





bombeo sumergible REDACoil instala y soporta el cable de alimentación ESP dentro de tuberías flexibles de 2 pulgadas ó 2<sup>3/8</sup> pulgadas. (Figura VI.23)

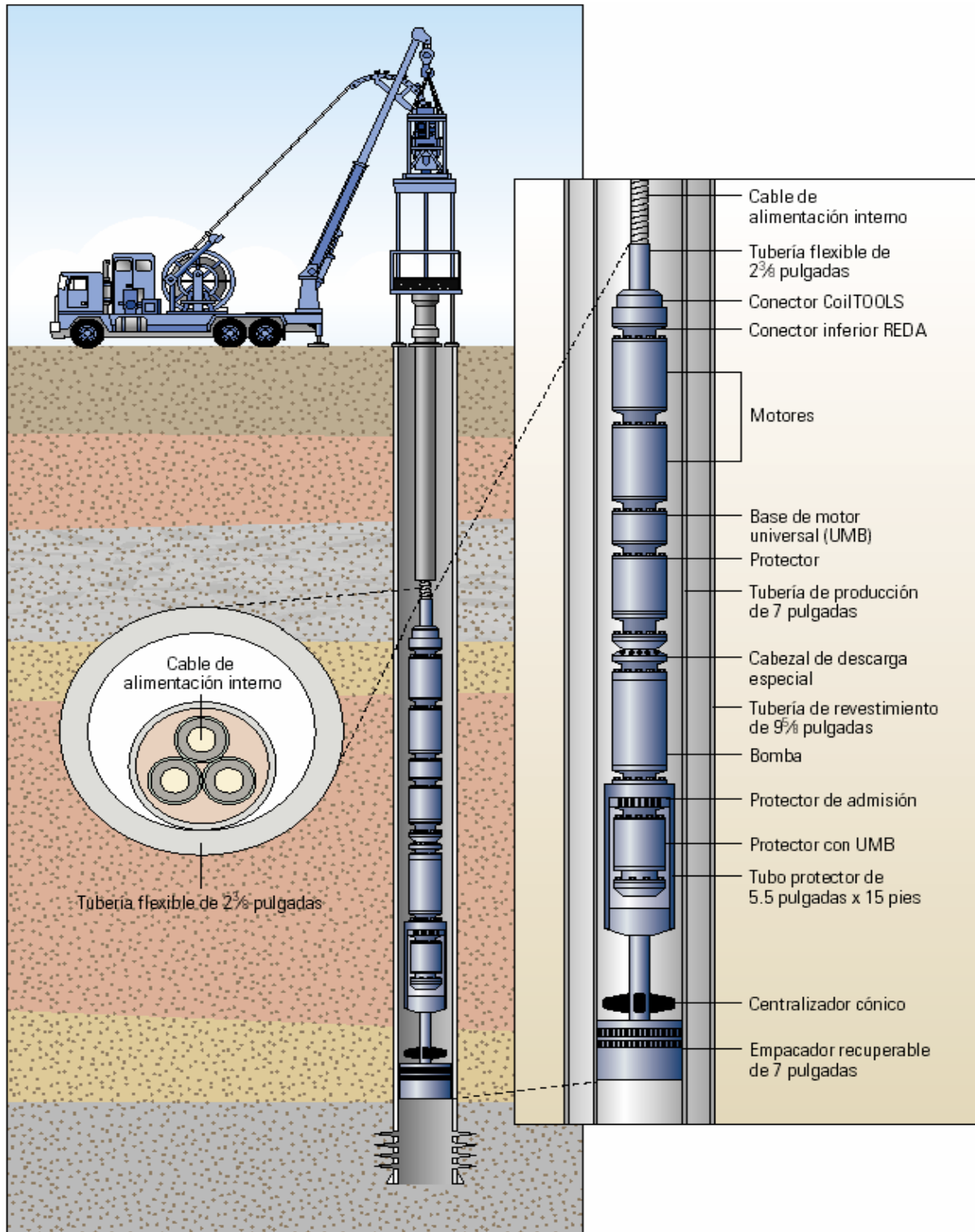


Figura VI.23. Instalación del Sistema de Levantamiento Artificial. Los Sistemas de Bombas Electro Sumergibles (ESP) REDACoil CT. <sup>17</sup>



El cable de alimentación del sistema de bombeo sumergible autoportante Friction Deployed minimiza los costos de la unidad de tubería flexible y los costos de instalación. El cable ya no se ata en la tubería flexible durante el despliegue en la localización del pozo sino que permanece protegido en un fluido inhibido. La tubería flexible también puede ser utilizada como conducto hidráulico para el accionamiento por presión de los empacadores, las válvulas de seguridad u otros equipos de fondo de pozo.

El control de pozos con lodo pesado, previo a la instalación de una bomba ESP, es costoso y requiere de mucho tiempo y a menudo produce una reducción de la productividad del pozo debido al daño de la formación. El sistema **REDACoil** permite el despliegue rápido y seguro de la tubería flexible en un pozo, bajo presión. La colocación del cable de alimentación dentro de la tubería flexible garantiza la formación de un sello seguro dentro del conjunto de preventores y el cabezal del extractor durante la instalación.

Los avances registrados recientemente en la tecnología REDACoil, incluyendo los cables de alimentación internos, de transmisión de datos y de fibra óptica, han posibilitado la producción de pozos que exhiben altas velocidades de flujo, con un volumen de hasta 3,180 m<sup>3</sup>/d (20,000 B/D) de fluido dentro de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas. Para condiciones de pozo que no permiten el flujo ascendente por la tubería de revestimiento, el despliegue de un sistema REDACoil en el interior de la tubería de producción de 7 pulgadas aísla los fluidos producidos tanto de la tubería de revestimiento del pozo de 9<sup>5/8</sup> pulgadas como del cable de alimentación ESP.

### **VI.9.2 Ejemplos de Aplicación del Sistema REDACoil.**

La tecnología REDACoil tiene una trayectoria comprobada, con más de 20 instalaciones en todo el mundo. Anadarko Petroleum ha instalado 12 terminaciones REDACoil en Qatar.<sup>41</sup> Las configuraciones de estos sistemas eran del tipo admisión inferior con producción anular. Estos pozos tienen tubería de revestimiento de 9<sup>5/8</sup> pulgadas a 1,219 m (4,000 pies) TVD, con 1,920 m (4,000 a 6,300 pies) de profundidad medida (PM). La máxima inclinación del pozo en la profundidad de la bomba es de 86°.

La configuración actual de los dos sistemas REDACoil está compuesta por tubería flexible de 2<sup>5/8</sup> pulgadas con un cable de alimentación interno, un conector inferior REDA, motores, una base de motor universal, un protector, un cabezal de descarga, bombas y un protector de admisión y de empuje. El arreglo de fondo de pozo de 46 m (150 pies) se instala dentro de una tubería de revestimiento corta de 7 pulgadas. La producción de fluido oscila entre 1,272 y 1,907 m<sup>3</sup>/d (8,000 y 12,000 B/D), con sólo 2,864 m<sup>3</sup>/d (100 Mpc/D) de gas. La temperatura de fondo de pozo es de 68°C (155°F). La terminación inferior contiene una válvula de seguridad de fondo de pozo asentada a una profundidad determinada, una camisa de deslizamiento, medidores de presión y temperatura permanentes y mandriles de inyección química.



### VI.9.3 Válvula de Aislamiento de la Formación.

En otras instalaciones REDACoil, también se puede incluir un dispositivo de válvula de aislamiento de la formación FIV, accionado mecánicamente. Esta válvula de tipo esférico es accionada por una cánula instalada en la parte inferior del arreglo REDACoil para permitir el despliegue de la bomba eléctrica sumergible en condiciones de bajo balance. También es posible agregar un sistema Phoenix MutiSensor para la recolección continua de datos de fondo de pozo. Este sensor vigila rutinariamente los parámetros de la bomba y del pozo, y transmite los datos a través del cable de alimentación.

### VI.9.4 Bombas ESP en Áreas Marinas.

En áreas marinas, la tecnología con tubería flexible expande las aplicaciones de bombas ESP cuando es factible la instalación a través de la tubería de producción, eliminando la necesidad de efectuar reparaciones con equipos convencionales y minimizando el tiempo inactivo y la producción diferida. Esta técnica flexible única, tiene potencial en campos marinos pequeños o marginales, donde no existe infraestructura para el bombeo artificial con gas o donde se requiere la conversión del proceso de bombeo artificial con gas a bombeo eléctrico sumergible.

#### Ejemplos de Aplicación de la Bomba ESP.

En el Campo Magpie del Mar del Sur de China, en el Sureste de Asia, Shell Brunei instaló dos terminaciones REDACoil marinas, similares a las de Qatar salvo por la utilización de tubería flexible de 2 pulgadas en lugar de tubería flexible de 2<sup>5/8</sup> pulgadas.<sup>42</sup> La profundidad de los pozos oscila entre 1,036 y 1,158 m (3,400 y 3,800 pies), con inclinaciones que fluctúan entre 60 y 65°. El equipo REDACoil es igual al utilizado en Qatar pero el volumen de fluido de las bombas es menor.

Shell seleccionó el sistema REDACoil para satisfacer los objetivos de costos de reparación durante la conversión del proceso de bombeo artificial con gas a bombas ESP, al producirse la maduración del campo, Combinado con tecnologías tales como el manipulador de gas avanzado y las barreras mecánicas adicionales, el sistema REDACoil permitió reducir, los costos y aumentar la producción de petróleo en dos pozos, la producción de la primera instalación REDACoil, el pozo 14 del campo Magpie, aumentó a 350 m<sup>3</sup>/d (2,201 B/D), es decir, un 56% más que con el diseño de bombeo artificial con gas que implicó un aumento a 225 m<sup>3</sup>/d (1,415 B/D).

En el segundo pozo, la producción con bomba ESP aumentó a 725 m<sup>3</sup>/d (4,560 B/D); es decir, un 32% más que los 550 m<sup>3</sup>/d(3,459 B/D) obtenidos con el diseño de bombeo artificial con gas. Shell estima que la conversión del proceso de bombeo artificial con gas a bombas ESP permitirá recuperar 540,000 m<sup>3</sup> (3.4 millones de barriles) incrementales de petróleo en el primer pozo y 318,000 m<sup>3</sup> (2 millones de barriles) en el segundo. El sistema REDACoil instalado en el pozo 14 del campo Magpie continúa operando luego de haber transcurrido más de años y medio de su instalación.



## VI.10 Desarrollo y Operaciones en Curso.

En casi todas las áreas de actividad petrolera y gasífera, la tecnología de tubería flexible se ha convertido en un servicio firmemente establecido para las intervenciones de pozos con fines de reparación, así como para la perforación y terminación de nuevos pozos (Figura VI.24).

La tecnología con tubería flexible permite el despliegue selectivo y la aplicación controlada de:

- Tratamientos químicos.
- Tratamientos con ácido.
- Tratamientos de fracturamiento hidráulico.

También se utiliza para limpiar, proteger o reemplazar las tuberías existentes. La versatilidad de la tecnología con tubería flexible resulta particularmente valiosa en pozos donde la integridad de la tubería es cuestionable o en pozos que requieren la aprobación de las condiciones de flujo para el control del agua y del gas, y también para el control de la producción de arena.

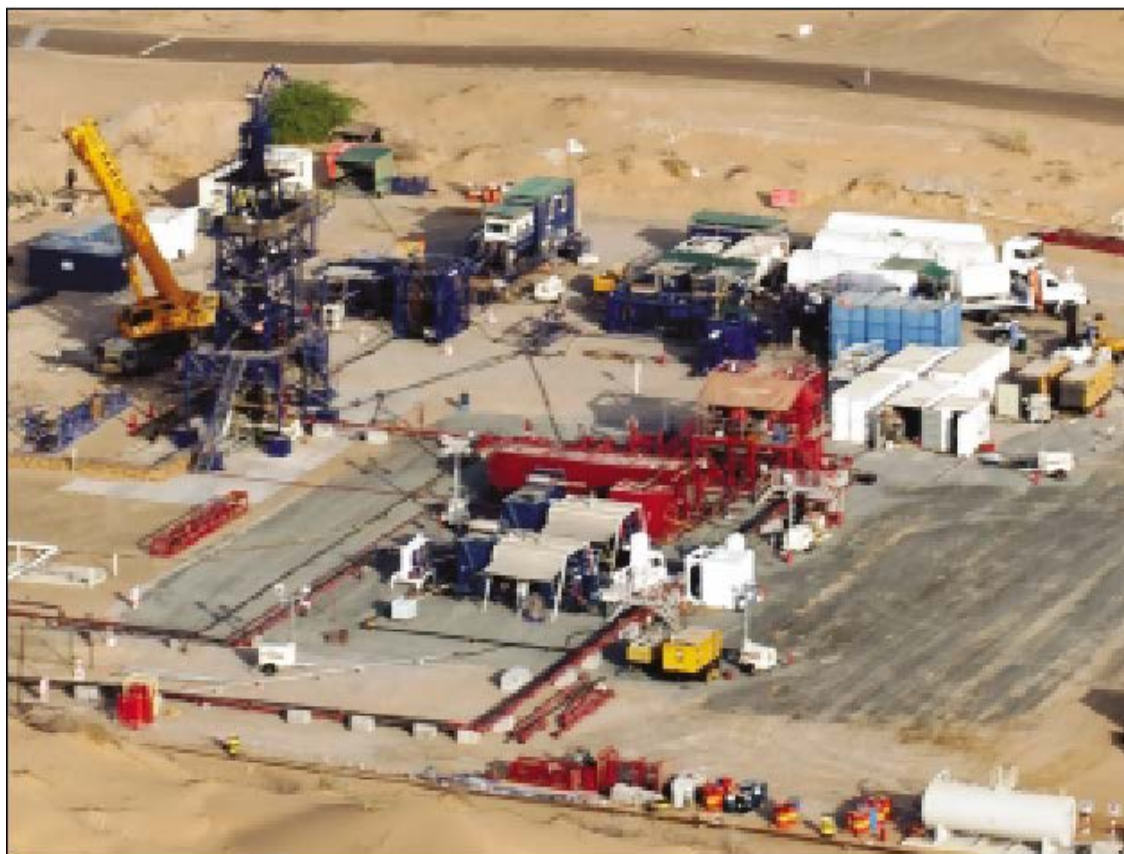


Figura VI.24. Áreas de Perforación y Terminación con Tubería Flexible en el Campo de Gas Sajaa de los Emiratos Árabes Unidos.<sup>17</sup>



Figura VI.25. Programa de Perforación Piloto con Tubería Flexible en el Campo Cusiana en Colombia. <sup>17</sup>

Los servicios con tubería flexible pueden ser ejecutados en forma eficaz bajo cualquier condición, incluyendo pozos activos, asegurando al mismo tiempo el óptimo control del pozo. Además, la tecnología con tubería flexible permite la comunicación en tiempo real con las herramientas de fondo del pozo bajadas para:

- Controlar tratamientos.
- Manipular equipos.
- Analizar las propiedades de los yacimientos.

Esta tecnología ha demostrado su eficacia para el desarrollo de yacimientos de baja permeabilidad, baja presión y de yacimientos maduros o agotados en los que las técnicas convencionales no permiten lograr volúmenes de producción comercial.

El mejoramiento de las herramientas y operaciones existentes, simultáneamente con el desarrollo de nueva tecnología, sigue siendo una de las claves del éxito de la tubería flexible, al igual que la ampliación de nuestro conocimiento a cerca de ésta técnica y la evaluación de riesgos. La combinación de sistemas o procesos múltiples aporta soluciones nuevas y únicas a los viejos desafíos de intervención de pozos. Por ejemplo, varias compañías han logrado avances adicionales en los sistemas de operación de las unidades de tubería flexible, partiendo de las barcasas y las plataformas flotantes



ancladas, también han probado recientemente en el campo un nuevo sistema de empaque de grava bajado a través de la tubería de producción con capacidades de re-entrada.<sup>43</sup>

### **VI.10.1 Programas de Entrenamiento con Simuladores.**

Los pozos más profundos, con alta presión y temperatura, y de largo alcance, incrementan la complejidad de las operaciones con tubería flexible. En 1995, se comenzaron a utilizar simuladores en los centros de entrenamiento de Kellyville, Oklahoma, EUA, Bottesford e Inglaterra, para familiarizar a los empleados con el equipo, las operaciones y los procedimientos de contingencias con tubería flexible. Acumulando su amplia experiencia en simuladores y el mejoramiento continuo de las capacidades de las computadoras portátiles, se han desarrollado programas de entrenamiento basado en operaciones de simulación.

El recurso de aprendizaje computacional con tubería flexible **Sim** resultante presenta los conceptos, la funcionalidad del equipo y los procedimientos operativos. El objetivo era proveer conocimientos y practicas para optimizar el entrenamiento en los centros de aprendizaje o en las localizaciones de campo. Se programó para ser lanzado en el año 2004, el programa CT Sim será un componente clave para el entrenamiento y la certificación de supervisores e ingenieros especialistas en tubería flexible.

### **VI.10.2 Operaciones en Desarrollo.**

Se continúan desarrollando y refinando equipos, procedimientos y técnicas para extender los rangos de presión operativa para las operaciones con tubería flexible, incluyendo aplicaciones de alta presión de hasta 13,500 lpc (93.1 MPa). También se encuentran en desarrollo conectores de tubería flexible enrollables y equipos de terminación con tubería flexible, incluyendo válvulas de bombeo artificial con gas, que facilitaran las operaciones en áreas que plantean desafíos logísticos, tales como las plataformas marinas maduras y las localizaciones remotas o sensibles desde el punto de vista ambiental.

Sin embargo, no todas las aplicaciones de intervención de pozos implican extender los límites de las capacidades de los tubulares, los equipos y las herramientas con tubería flexible. La tecnología de la tubería flexible sigue siendo un método de trabajo para muchas operaciones y servicios de pozos convencionales. La compañía Petroleum Development de Oman (PDO) utilizó tecnología con tubería flexible para optimizar las prácticas de taponamiento y abandono.<sup>44</sup>

Los métodos de intervención de pozos sin equipo de perforación o reparación, con nuevas tecnologías de cementación y selladores, minimizan los costos asegurando al mismo tiempo la protección del medio ambiente en el largo plazo, en estos pozos petroleros que alguna vez fueron prolíficos.<sup>45</sup> La tecnología con tubería flexible permitió un ahorro del 30%, en comparación con las campañas de taponamiento y abandono que utilizan equipos de perforación y reparación convencionales. Esto representó un



ahorro total de más de 5 millones de dólares estadounidenses en un programa reciente consistente en 60 pozos.<sup>46</sup>

A medida que aumenta la confiabilidad de la tecnología con tubería flexible, los operadores están revaluando los pozos candidatos y están destinando más terminaciones de pozos para operaciones de intervenciones correctivas concéntricas o bajadas a través de la tubería de producción, incluyendo algunos pozos previamente considerados demasiado riesgosos para la implementación de operaciones con tubería flexible. En este sentido, la confiabilidad de los equipos y las sartas de tubería flexible sigue siendo el centro de los esfuerzos por mitigar los riesgos de fondo de pozo y reducir las fallas operacionales.

Las compañías que se dedican de lleno a dar servicio con tubería flexible tratan de mantener el liderazgo técnico de éste servicio a través de soluciones efectivas desde el punto de vista de sus costos que aborden las necesidades del operador, desde las aplicaciones más básicas hasta las más complicadas, con el personal calificado para implementarlas. El objetivo es asegurar el óptimo desempeño del pozo y del yacimiento a través de operaciones seguras y eficientes.

---

**CAPITULO VII**

**CONCLUSIONES**

---







## VII. CONCLUSIONES.

A causa de las necesidades en la industria petrolera, actualmente la importancia y crecimiento en la tecnología ha ido en aumento con tubería flexible dando lugar a nuevas aplicaciones que han facilitado las ejecuciones e intervenciones a pozos nuevos y con disminuciones en la producción.

En las operaciones de terminación y reparación de pozos fueron unas de las primeras en ser trabajadas con la herramienta de tubería flexible, por lo que sus avances se basaban solamente en estas áreas.

Sin embargo actualmente la tubería flexible es utilizada en el área de perforación a nivel mundial, logrando con éxito muchas de sus operaciones teniendo como ventajas principales el costo de las operaciones y reduciendo el tiempo de ejecución de las mismas, así como el levantamiento y movilidad de las unidades de un pozo a otro.

Por lo antes mencionado en esta tesis se reúne la mayor cantidad de aplicaciones que la tubería flexible ha logrado abarcar hasta la actualidad en las principales áreas de perforación, terminación, reparación de pozos, así mismo presentamos las herramientas mecánicas y computacionales que varias compañías han desarrollado de acuerdo a las necesidades que la industria exige

Tomando en cuenta las ventajas y limitaciones que tiene la tubería flexible es imposible asegurar que es capaz de resolver la mayoría de los problemas que sufre la industria pero en un futuro, con los avances que la computación proporciona, esta herramienta tal vez no tenga límites. Ejemplo de ello lo mostramos en este trabajo al haberse realizado operaciones en costa fuera no solo en barcas, sino con unidades de tubería flexible instaladas en plataformas. También se menciona la unidad marina de tubería flexible que trabaja con tirantes de agua de 2000 metros en las costas de Angola, colocada en la superficie del lecho marino.

Con lo realizado en este trabajo nos podemos dar cuenta que dos de las principales operaciones de perforación con tubería flexible que se utiliza con mas frecuencia es la re-entrada de pozos y perforación de los multilaterales teniendo como principal beneficio una mayor producción, por lo que presentamos varios ejemplos a nivel mundial.

La reunión de todas estas aplicaciones es pauta para que las nuevas generaciones de ingenieros estén concientes de la importancia de desarrollar nuevas alternativas para la perforación y terminación de pozos, durante la fase más importante en un proyecto, que es la planeación. En proyectos nuevos, esperamos que la mayoría de la gente involucrada comprenda completamente las limitaciones y requerimientos de la tubería flexible, para no siempre aplicar equipo convencional. Usualmente esto resulta al diseñar el proyecto, el cual maneja el costo y el alcance de trabajo mas allá del nivel deseado.



Cuando comparamos la capacidad de perforación convencional con la realizada con tubería flexible, la profundidad del agujero y las dimensiones son limitadas a diámetros y profundidades generalmente mayores. Por ello se deben ajustar los requerimientos para tomar una ventaja total de los beneficios que ofrece la tubería flexible.

En el área de terminación es necesario reducir el tiempo de reparación del pozo, el costo y eliminar el daño potencial del yacimiento asociado con matar el pozo, es decir la tubería tiene la flexibilidad necesaria para trabajar bajo presión en pozos “activos” sin la necesidad de matarlo. También esta herramienta tiene la capacidad única que es la de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o de la dirección de viaje. Esto hace que la tubería flexible sea una alternativa viable y efectiva.

Por ultimo no podemos hacer a un lado el echo de que este trabajo sirva como un documento de consulta con respecto al tema presentado, eliminando el esfuerzo de encontrar esta información en otro idioma, por parte de las principales compañías que se encargan de desarrollar estas tecnologías.



---

## REFERENCIA Y BIBLIOGRAFIA.

1. Wright TR Jr y Sas-Jaworsky II A (eds): World Oil's Coiled Tubing Handbook, Houston, Texas, EUA: Gilf Publishing Co. (1998):7
2. Coiled Tubing Manual (CTM)  
CTES,L.P. afiliada con la Compañía Nacional Oil Well Varco Especializados en Intervenciones Tecnológicas a Pozos.  
Edición 07-2005-A
3. Manual Técnico para el Operador de Tubería Flexible.  
Servicios Petrotec S.A. de C.V.  
Documento del año 2006
4. PEMEX Exploración y Producción. Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, división Norte.  
Vol. Hidráulica de Perforación.  
M. en C. Juan Gilberto Leon Loya  
Mayo, 2001
5. Yoshida, C., Ikeda, S., and Eaton, B. A.:  
And Investigative Study of Recent technologies Used for Prediction, detection, and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America,
6. (Referencia: Timoshenco, S., Strength of Materials, Part II, D. Van Nostrand Co., Inc. 16.)95
7. <http://www.qualitytubing.com/slideb07.html>
8. Ken Newman, Dowell Schlumberger., "Determinig the Working Life of a Coild Tubing String"., December, 1991.
9. Newman. K. R., "Collapse Pressure of Oval CT", SPE Paper 24988 European Petroleum Conference, Cannes France, Noviembre 1992.
10. Luft, H. B., Wright, B.J., Bouroumeau-Fuseau, P., "Expanding the Envelop of CT Collapse Ratings in High Pressure/High Temperature Wells" SPE Paper 77611, SPE ATCE, San Antonio, TX Octubre 2002.
11. Zheng, A. S., Improved Model for Collapse pressure of Oval CT", SPE Paper 55681, SPE/ICoTA Roundtable, Houston April 1999.



- 
12. Newman, K.R., Stein, D., and Ackers, M., "Rotation of Coiled Tubing", SPE 60737, SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable held in Houston, TX, 5-6 April 2000.
  13. WCS ~ Well Control School 2600 Moss Lane Harvey, Louisiana 70058  
Todos los derechos Reservados  
Capitulo Tubería Flexible  
Edición 2003
  14. [http://www.petrotec.net/catalogo\\_equipo.htm](http://www.petrotec.net/catalogo_equipo.htm)
  15. <http://www.petrotec.net>
  16. Coiled Tubing Completions  
Iconel and Monel are registered trademarks of Inco Alloys International, Inc.  
Schulmberger
  17. Ackert 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, Dromeus D, Tracy P, Glass G, Joergensen NB y Stephens D, "Coiled Tubing Takes Center Stage" Oilfield Review 6, no. 4 (octubre de 1994)
  18. Hodder M, Michael C, Kellygray D y Bailey L: "Investigation of polymeric and mixed metal oxide fluids for use in well intervention operations", artículo SPE 89637. marzo 2004
  19. Andreassen T, langereig B, Amaravadi S, Mallalieu R y Polsky Y: " Fird Launch of a Safer, More-Efficient Coiled-Tubing Unit in North Sea for Valhall Stimulations", asrticulo de la SPE 89604, marzo 2004
  20. Cabanzo LE y Zhou W:"Real-Time Data Delivery in Coiled-Tubing Well Interventions" artículo de la SPE 89528, marzo 2004
  21. Drilling Contractor: "Avances Técnicos con Tubería Flexible para Disminuir Grandemente Costos Operacionales", julio/agosto 2005.
  22. Van Adrichem WP: " Coiled Tubing Failure Statistics Used to Develop CT Performance Indicators", artículo de la SPE 54478, mayo 1999  
  
Larsen HA, Bravenec EV y Coburn GS: "Coiled Tubing Performance Indicators 3 Years Later: An Update", artículo de la SPE 81713, abril 2003
  23. Newman KR y Lovell J: "A New Approach to Ultrasonic CT Inspection", artículo de la SPE 87122 abril 2003
-



- 
24. Rolovic R, Weng X, Hill S, Robinson G, Zemlak K y Najafov J, “ An Integrated System Approach to Wellbore Cleanouts with Coiled Tubing”, artículo de la SPE 89333, marzo 2004
  25. Crabtree M, Eslinger D, Fletcher P, Miller M, Johnson A y King G: “la lucha contra las incrustaciones-Remoción y Prevención”, Oilfield Review 11, no. 3 (otoño 1999) 30-49
  26. Quiroga MHV, Calmeto JCN, Assis CAS, Pintp SL y Santos F: “ Hard Scale Mechanical Renoval: A Solution for Brazilzn Offshore Operations artículo de la SPE 89627, marzo 2004.
  27. Allouti A, Ben Amor B, Ferhat A, Oettli M, Ortiz A y Word J: “Coiled-Tubing-Conveyed Fracturing Technique Provides Economic Alternative to Workover Rigs in Stimulation Campaign”, artículo de la SPE 89446, marzo 2004
  28. Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, Gonzalez D, Hall S, Marsh J y Zemlak W: “Aislamiento y estimulación selectivos”, Oilfield Review13, no.3 (invierno 2001/2002): 60-80
  29. Gutor C, Al-Saleem A, Rieger B y Lamp SP: “New Life for Old Wells”, A case Study of Re-Stimulating Gas Wells Using Fracturing Through Coiled Tubing and Snubbing Techniques”, artículo de la SPE 81730, abril 2003
  30. Wilson S, Erkol Z, Faugere A, Eatwell B, Espinosa F y Xu R: “Inflatable Packers in Extreme Enviroments”, artículo de la SPE 89529, marzo 2004
  31. Boumali A y Wilson S: “Treating the Tough Ones”, Hart’s E&P76, no. 76 (diciembre 2003) 57-59
  32. Ackers M, Doremus D y Newman K: “An Early Look at Coiled-Tubing Drilling”, Oilfield Review 4, no. 3 (Julio 1992) 45-51  
  
Byrom TG: “Coiled Tubing Drilling in Prespective”, Journal of Petroleum Technology51, no.6 (junio de 1999): 57-61
  33. Gantt LL, Oba EM, Leising L, Stagg T, Stanley M, Walker E y Walker R: “ Coiled Tubing Drilling on the Alaskan North Slope”, Oilfield Review 10, no.2 (verano 1998): 20-35  
McCarty TM, Stanley MJ y Gan.
  34. Mathes RA y Jack LJ: “Successful Drilling of an Underbalance, Dual-Lateral Horizontal Well in the Sajja Field, Sharjah UAE” artículo de la SPE 57569
-



- 
35. Suryanarayana PV, Smith B, Hasan ABM, Leslie C, Buchanan R y Pruitt R: "Basis of Design for Coiled Tubing Underbalance Through-Tubing Drilling in the Saja Field," artículo de la SPE 87146.
  36. Pruitt R, Leslie C, Smith B, Knight J y Buchanan R: " Saja Underbalance Coiled Tubing Drilling 'Putting It all Together,'" artículo de la SPE 89644
  37. Wright HJ, Aristianto B, Gan RG, Jenie JR y Kyaw HA: "Coiled – Tubing Drilling Reentry: case History from East Kalimantan," artículo de la SPE 89632.
  38. Los pozos multilaterales son clasificados de acuerdo con las definiciones establecidas durante el foro sobre Avance Técnico de los Pozos multilaterales (TAML, por sus siglas en inglés)
  39. Dahroug A, Al-Marzooqi A, Al-Ansara F, Chareuf A y Hassan M, "Selective Coiled Tubing Access into Multilateral Wells in Upper Zakum Field: A Two – Well Case Study from Abu-Dhabi," artículo de la SPE 81716
  40. Al Farsi N, Ojulari B, Hook P y Staal TW: " A Combined Diagnosis and treatment Service for Multilateral Injector Wells" artículo de la SPE 84403.
  41. Penny RC, Patterson JC, Stamey RC y Dwiggin JL: "Coiled Tubing and ESP Technology Improve Field Evaluation Cost," artículo de la SPE 38332.  
  
Patterson JC, Pursell JC y Mc Hugh MD: " A Coiled Tubing Deployed Electric Submersible Pumping System Enhance Field Development Costs," presentado en el seminario sobre sistemas de Bombeo electrosumergibles de la SPE.
  42. Pastor G, Knoppe R y Shepler R.: "South China Sea Gas Lifted Oil Well Conversion Utilizing Coil Tubing Electric Submersible Pumping Systems,"
  43. Lode JE, Moller RE, Nesvik KT, Buchanan A y Myklebust J: "Further Developments For Coiled Tubing Floater Operations," artículo de la SPE 89623
  44. Barclay C, Pellenbarg J, Tattero F, Pfeiffer J, Slater H, Staal T, Stiles D, Tilling G y Whitney C: "el principio del Fin: revision de las practicas de abandono y desmantelamiento," Oilfield Review 13 no. 4
  45. Barclay IS, Jonson CR, Staal TW, Choudary S y Al-Hamandani A: " Utilizing Innovative Flexible Sealant Technology in Rigless Plug and Abandonment," artículo de la SPE 896222
  46. Tettero F, Barclay I y Staal T: " Optimizing Integrated Rigless Plug and Abandonment – A60 Well Case Study," artículo de la SPE 89636.
-



- 
- Coiled Tubing.  
Factors Affecting Coiled Tubing Serviceability  
By: Russell D. Kane and Michael S. Cayard, Cortes: Laboratories Inc. Houston
  - Operaciones con Tubería Flexible y Herramientas Especiales.  
No. M08031P0  
Cesar Preciado Alfredo supervisor de Equipos Especiales.  
PEMEX –PMP
  - Defining Coiled Tubing Limits  
K.R. Newman, SPE, U.B. Sathuvalli, SPE, L.R. Stone, SPE, CTES, L.C. and S  
Wolhart, SPE,GRI OTC 8221
  - Coiled Tubing Technology  
(1995-1998)  
DES-67. Project To Develop and Evaluate Coiled Tubing and Slim-Hole  
Technology  
Phase II  
Maurer Engineering Inc.
  - Introduction to Coiled Tubing Drilling  
By: Leading Edge Advantage  
[www.lealtd.com](http://www.lealtd.com)  
2006
  - SPE 54492 Slimwell Concep-Innovative Coiled Tubing Completion Technology  
Phil Head and Dan Turner XL Technology, Gerald Cameron, Amerada Hess;  
Franco Bottazi, ENI Agip SpA; Tim Hanson, Enterprise Oil; Tor-Kristian Holst,  
Saga Petroleum; Salim Al-Rawahi, Shell International. 1999
  - Ali Chareuf Alghoul  
Zakum Development Company (ZADCO)  
Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos
  - Sridhar Amaravadi  
Stavenger, Noruega
  - Abderrahmane Boumali  
Sonatrach  
Aegel, Argelia
  - João Carlos Neves Calmeto  
Petrobras  
Rio de Janeiro, Brasil





- 
- Joe Lima  
John Lovell  
Scott Tinkham  
Kean Zemlak  
Sugar Land, Texas, EUA
  
  - Timo Staal  
Inverurie, Escocia



## LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.

Figura I.1. Embudo Marsh.    Figura I.2. Viscosímetro Fann. ....	I-6
Figura I.3. Balanza Convencional. ....	I-7
Figura I.4. Tubo de Ventury. ....	I-9
Figura I.5. Deformación Laminar. ....	I-10
Figura I.6. Respuesta de un Fluido a la Acción de un Esfuerzo. ....	I-11
Figura I.7. Fluido Newtoniano. ....	I-13
Figura I.8. Fluido Plástico de Bingham. ....	I-14
Figura I.9. Fluido Seudoplástico. ....	I-14
Figura I.10 Fluido Dilatante. ....	I-15
Figura I.11. Fluido Seudoplástico y Dilatante con Punto de Cedencia. ....	I-15
Figura I.12. Fluido Tixotrópico. ....	I-16
Figura I.13. Fluido Reopéctico. ....	I-16
Figura I.14. Viscosímetro Rotacional Fann 35-VG. ....	I-20
Figura I.15. Clasificación de los Tipos de Presión de Formación. ....	I-27
Figura I.16. Compactación Normal. ....	I-28
Figura I.17. Relación entre el Porcentaje de Salinidad del Agua de Formación y su Densidad. ....	I-29
Figura I.18. Compactación Anormal. ....	I-30
Figura I.19. Diagrama de Flujo en un Conducto Aislado. ....	I-34
Figura II.1. Lamina de Acero. ....	II-41
Figura II.2. Rodillos Formadores. ....	II-42
Figura II.3. Soldadura de Lamina. ....	II-43
Figura II.4. Esfuerzos Principales en la Tubería Flexible. ....	II-44
Figura II.5. Fuerzas en la Tubería Flexible. ....	II-45
Figura II.6. Esfuerzos sobre la Tubería Flexible. ....	II-46
Figura II.7. Límites de la Tubería Flexible. ....	II-47
Figura II.8. Fuerzas Reales y Efectivas. ....	II-48
Figura II.9. Deformación Plástica de la T.F. ....	II-52
Figura II.10. Curvas Límite con Presión Externa Constante a cero. ....	II-54
Figura II.11. Curva Límite para Cero y el Máximo. ....	II-54
Figura II.12. VME y Curvas Límites de Trabajo para la Fuerza Efectiva (peso). ....	II-56
Figura II.13. Distribución del Esfuerzo Plástico Hinge Square Waveform. ....	II-57
Figura II.14. Vida Útil de la Tubería Flexible. ....	II-58
Figura II.15. Pruebas de Corrosión Susceptibles a CO <sub>2</sub> . ....	II-59
Figura II.16. Fatiga de un material con aleación resistente a la corrosión. ....	II-60
Figura II.17. Composiciones de la Tubería Flexible (Fiberspar). ....	II-61
Figura II.18. El efecto del trabajo en frío sobre la resistencia del acero. El trabajo en frío fue impuesto para aumentar el esfuerzo del material y la dureza durante su manufactura. ....	II-62
Figura II.19. Esfuerzo Plastico Vs. Elástico. ....	II-63
Figura II.21. Acumulación de Fatiga con Operaciones de T.F. ....	II-66
Figura II.22. Fallas por Fatiga en la Tubería Flexible. ....	II-67
Figura II.23. Vida de la Tubería Flexible debido a la Fatiga. ....	II-68
Figura II.24. Radio de Arco Guía Extremo para Reducir el Daño por Fatiga en la T.F. ....	II-69
Figura II.25. Carrete de Diámetro mayor y Eliminación de Guía para reducir la Fatiga en la T.F. ....	II-70
Figura II.26. Un Arco Parabólico en la T.F. Minimiza el Daño por Fatiga. ....	II-70
Figura II.27. Pasos cuando se Jala Fuera del Agujero. ....	II-71
Figura II.28. Pasos cuando se Introduce al Agujero. ....	II-71
Figura II.29. Componentes Principales. ....	II-72
Figura II.30. Unidad de Potencia. ....	II-73
Figura II.31. Carrete de Tubería. ....	II-74
Figura II.32. Cabina de Control. ....	II-77
Figura II.33. Controles Básicos de una Unidad de Control. ....	II-79
Figura II.34. Cabeza Inyectora Hydra RIG 480 con arco guía de radio largo. ....	II-80



Figura II.35. Componentes Principales de Cabeza Inyectora. ....	II-80
Figura II.36. Bloques de Agarre. ....	II-82
Figura II.37. Vista en Corte de un Inyector Montado en un Patín. ....	II-84
Figura II.38. Preventores. ....	II-85
Figura II.39. Configuraciones Típicas de los Preventores en Tubería Flexible. ....	II-86
Figura II.40. Stripper. ....	II-87
Figura II.41. Stripper Puerta lateral. ....	II-88
Figura II.42. Stripper Radial. ....	II-89
Figura II.43. Tipos de Bombas Hidráulicas. ....	II-90
Figura IV.1. Componentes BHA (No Direccional). ....	IV-110
Figura IV.2. Componentes BHA (direccional). ....	IV-110
Figura IV.3 Esquema de Factibilidad. ....	IV-112
Figura IV.4 Configuraciones de los Lobulos de un Motor. ....	IV-121
Figura IV.5 Ensamble de la Conexión de la Biela. ....	IV-122
Figura IV.6. Ensamble del Cojinete con el Motor de Desplazamiento Positivo. ....	IV-123
Figura IV.7. Motor con Caja Curvada Ajustable. ....	IV-124
Figura IV.8. Principios de Operación de un Motor de Turbina. ....	IV-126
Figura IV.9. Barrenas. ....	IV-128
Figura IV.10. Barrena de Conos Dentados. ....	IV-129
Figura IV.11. Opciones del Cortador de Barrena de Inserto. ....	IV-129
Figura IV.13. Unidad Híbrida para Perforar con T.F. en Oman (Dowell). ....	IV-133
Figura IV.14. Equipo Aleman Newsco para Perforar con T.F. ....	IV-134
Figura IV.15. Inyector del Equipo Aleman Newsco. ....	IV-134
Figura IV.16. Vistas de un Equipo Híbrido de un Equipo de Perforación de T.F. ....	IV-135
Figura IV.17. Equipo No. 2 Newsco (BJ) en Modo de Transportación . ....	IV-136
Figura IV.18. Colocación del Mástil en el Equipo No.2 Newsco (BJ). ....	IV-137
Figura IV.19. Cuarto de Control Newsco (BJ). ....	IV-137
Figura IV.20. Vista completa del equipo No. 2 Newsco (BJ). ....	IV-137
Figura IV.21. Equipo CISCO para Perforación con TF. ....	IV-138
Figura IV.22. Equipo CISCO con Mástil para Tubería de Revestimiento. ....	IV-139
Figura IV.23. Equipo CISCO en Calgary (HRI). ....	IV-139
Figura IV.24. Equipo Arco para Perforación con T.F. ....	IV-142
Figura IV.25. Equipo Nórdico (BP). <sup>2</sup> ....	IV-143
Figura IV.26. Equipo Nórdico colocado en el Pozo (BP). ....	IV-143
Figura IV.27. Cuarto de Control para Operaciones con T.F. ....	IV-144
Figura IV.28. Cuarto de Control para Operaciones de Equipo. ....	IV-144
Figura IV.29. Carrete del Equipo Nórdico. ....	IV-144
Figura IV.30. Equipo Transocean No. 1 en Canada. ....	IV-145
Figura IV.31. Inyector y Carrete del Equipo Transocean No. 1. ....	IV-145
Figura IV.32. Equipo Transocean/Nabors en Alaska. ....	IV-146
Figura IV.33. Consola del Equipo Transocean /Nabors . ....	IV-146
Figura IV.34. Equipo Copérnico. ....	IV-148
Figura IV.35. Arco guía de Copérnico. ....	IV-149
Figura IV.36. Consola de control de Copérnico . ....	IV-151
Figura IV.37. Galileo 1 (BHI). ....	IV-152
Figura IV.38. Consola de Galileo 1 (BHI). ....	IV-152
Figura IV.39. Galileo 2 Montado en una Barcaza en el Lago Maracaibo(BHI). ....	IV-153
Figura IV.40. Carrete del Galileo 2 (BHI). ....	IV-153
Figura IV.41. Carrete del Galileo 2 (BHI). ....	IV-154
Figura IV.42. Galileo 3 en Oman (BHI). ....	IV-154
Figura IV.43. Sistema de Lodo Compacto para Perforar con T.F. (Unocal Alaska). ....	IV-157
Figura IV.44. Sistema de Eliminación de Sólidos para un Pozo Perforado con Tubería Flexible (Unocal, Alaska). ....	IV-157
Figura IV.45. Inyección en la Sarta de tubería Parasita. ....	IV-162
Figura IV.46. Inyección en la Tubería de Revestimiento Parasita . ....	IV-163
Figura IV.47. Inyección a través de un Sistema de Inyección de Bombeo Neumático. ....	IV-164



Figura IV.48. Sistema Abierto .....	IV-165
Figura IV.49. Separador de Cuatro Fases. ....	IV-166
Figura IV.50. Molino de Ventana con Mascador de Metal (BOT). ....	IV-170
Figura IV.51. Combinación de un Molino de Ventana y uno de Sarta (BOT). ....	IV-170
Figura IV.52. Molinos de Perforación con T.F. y Desviadores (BOT). ....	IV-171
Figura IV.53. Molinos de Perforación con Tubería Flexible (Weatherford). ....	IV-171
Figura IV.54. Corriendo y Colocando el Desviador .....	IV-173
con una Herramienta de Corrimiento. ....	IV-173
Figura IV.55. Comenzando la Ventana. ....	IV-173
Figura IV.56. Abriendo la Ventana con un Molino de Formación. ....	IV-174
Figura IV.57. Ampliar y Aplanar la Ventana con un Molino de Peso. ....	IV-174
Figura IV.58. Desviador a través de la Tubería de Producción Instalado en un Pozo. ....	IV-177
Figura IV.59. Cima de un Desviador a través de la Tubería de Producción mostrando el Bloque de Cizalla (bot).....	IV-178
Figura IV.60. La Sección más Baja de un Desviador a través de la Tubería de Producción mostrando las Cuñas y la Varilla colocada (BOT).....	IV-178
Figura IV.61. Subestructura con sistema de levantamiento.....	IV-190
Figura V.1. Sarta con un Mandril de Bombeo Neumático. ....	V-206
Figura V.2 Extensión de la Sarta de Bombeo Neumático del tipo XT.....	V-208
Figura V.3. Instalación de la Bomba.....	V-210
Figura V.4. Sartas de Velocidad.....	V-213
Figura V.5. Sarta de Velocidad DH.....	V-215
Figura V.6. Extensión TP.....	V-217
Figura V.7. Colgador de bajo de la Válvula de Seguridad.....	V-219
Figura V.8. Tapón Retenedor Permanente .....	V-222
Figura V.9. Tapón Retenedor Recuperable.....	V-224
Figura V.10. Doble Parche Hidráulico en la Tubería de Producción.....	V-226
Figura V.11. Sistema de Montaje SS.....	V-228
Figura V.12. Parche en la Tubería de Producción con Válvula de Seguridad.....	V-230
Figura V.13. Sarta con Empaque de Grava a través de la Tubería de Producción.....	V-232
Figura VI.1. Actividad de las Unidades de Tubería Flexible desde 1965 al 2004.....	VI-234
Figura VI.2 Una Plataforma del Campo Valhall en el Sector Noruego del Mar del Norte. La nueva unidad CT SEAS ejecuta operaciones de disparos y limpiezas de pozos antes y después de los tratamientos de fracturamiento hidráulico con apuntalante en el campo Valhall de BP.....	VI-237
Figura VI.3 Componentes Principales de una Unidad Marina más Segura y más Eficaz .....	VI-238
Figura VI.4. Unidad de TF y Control del Sistema. Un sistema cibernético, instalado en la cabina de la unidad CT SEAS, opera el carrete, el cabezal del inyector, el equipo de control del pozo, los estranguladores del control de flujo, las temblorinas para el lodo y las bombas.....	VI-239
Figura VI.5. Unidad de TF Terrestre, diseñada a la Medida de las Necesidades.....	VI-240
Figura VI.7 a .Causas .....	VI-244
Figura VI.7 b. Mecanismos .....	VI-245
Figura VI.8-a. Dispositivo para Vigilar Rutinariamente el Espesor de la Pared y la Ovalidad de la Tubería a lo Largo de Tramos de Tubería Flexible Variables.....	VI-247
Figura VI.8 b. Dispositivo para medir el Espesor de la Pared de la Tubería Flexible a medida que sale del Carrete .....	VI-247
Figura VI.9. Limpieza de Pozos Horizontales e Inclinados. ....	VI-248
Figura VI.10. Servicios de Limpieza de Pozos Integrados PowerCLEAN .....	VI-249
Figura VI.11. Acumulación de Incrustaciones en los Tubulares del Pozo. ....	VI-252
Figura VI.12. Eliminación Mecánica de Incrustaciones.....	VI-253
Figura VI.13. Vista Microscópicas de la Forma de las Partículas del Sistema Sterling Beads y Diversos Efectos de la Abrasión de las Partículas .....	VI-254
Figura. VI.14a Las Operaciones de Estimulación CoilFRAC pueden ser Realizadas con un Empacador Mecánico Unitario y Taponos de Arena. ....	VI-256
Figura VI.14.b Arreglo de Herramientas de Aislamiento Selectivo del Intervalo.....	VI-257
Figura. VI.15. Empacador Mecánico OptiSTIM MP es una Herramienta de colocación por Tensión y Operación Múltiple para Tubería Flexible o Tubería Enroscada.....	VI-259



---

Figura VI.16. Empacador de intervalo OptiSTIM ST para tubería flexible o tubería enroscada comprende una derivación de intervalo, un arreglo de extensión del intervalo con un empalme de tratamiento, con orificios y una válvula de descarga de ciclos múltiples .....	VI-262
Figura VI.17. Expansión del Empacador Inflable .....	VI-263
Figura VI.18 Control de la Profundidad. Herramienta DepthLOG de TF.....	VI-266
Figura VI.19. Muestra la Perforación con Tubería Flexible en el Talud Norte de Alaska .....	VI-269
Figura VI.20 Perforación con tubería flexible en Medio Oriente.....	VI-271
Figura VI.21. Sistema Discovery MLT Resistente a la Corrosión incluye un Dispositivo de Orientación Controlable para hacer Rotar la Herramienta y un Empalme Acodado Ajustable .....	VI-274
Figura VI.22. Acceso selectivo a los laterales. En el campo Upper Zakum de los Emiratos Árabes Unidos. ....	VI-274
Figura VI.23. Instalación del Sistema de Levantamiento Artificial. Los Sistemas de Bombas Electro Sumergibles (ESP) REDACoil CT .....	VI-276
Figura VI.24. Áreas de Perforación y Terminación con Tubería Flexible en el Campo de Gas Sajaa de los Emiratos Árabes Unidos .....	VI-279
Figura VI.25. Programa de Perforación Piloto con Tubería Flexible en el Campo Cusiana en Colombia. VI-	280

Tabla I.1. Diferentes Grados de Tubería .....	I-2
Tabla I.2. Clasificación Reológica de los Fluidos. ....	I-12
Tabla I.3. Densidad del Agua en Relación con la Cantidad de Sales Disueltas. ....	I-28
Tabla II.1. Propiedades Físicas de la Tubería Flexible .....	II-42
Tabla II.2. Propiedades Químicas de la Tubería Flexible.....	II-43
Tabla II.3. Dimensiones de cuello de ganso.....	II-81
Tabla IV.1. De Especificaciones Generales de las Conexiones de Fondo .....	IV-119
Tabla IV.2 Especificaciones generales De MacDrill .....	IV-125
Tabla IV.3. Unidad de T.F.....	IV-139
Tabla IV.4. Controlador de TR / Rampa / Subestructura.....	IV-140
Tabla IV.5. Cabina de Control / Tanque de agua / Cuarto de herramienta / Paquete de Energía Hidráulica. ....	IV-140
Tabla IV.6. Tanque de lodo / Cuarto de Mezclado / Múltiple de Estrangulamiento .....	IV-141
Tabla IV.7. Bomba de Lodo / Compresor de Aire.....	IV-141
Tabla IV.8. Van Seco / Cuarto del acumulador / Generador / Cuarto de Cambio / Boiler .....	IV-141

---



## NOMENCLATURA.

a	Aceleración	[m/seg <sup>2</sup> ]
A	Área del espacio anular	[in <sup>2</sup> ]
A <sub>CT</sub>	Área de la sección transversal	
atm	atmósfera	
	camisa y el bob	
	causa de la viscosidad y la fricción	
CO <sub>2</sub>	Dioxido de carbono	
cp	Centipoise (1 cp = 0.01 poise)	
D	Diámetro del agujero	[in]
d	Diámetro externo de la tubería	[in]
d	Diámetro	
Da	Densidad del acero (7.82)	[gr/cm <sup>3</sup> ]
	de la tubería.	
	del fluido con las paredes rugosas	
	del Viscosímetro FANN 35 - VG	[Dinas-in/grados]
	determinada	[gr <sub>masa</sub> /(cm-sec)]
Df	Densidad del fluido	[gr/cm <sup>3</sup> ]
E <sub>1</sub>	Energía por unidad de masa en la posición uno.	
E <sub>2</sub>	Energía por unidad de masa en la posición dos.	
E <sub>c</sub>	Energía cinética.	[lb <sub>f</sub> - ft / lb <sub>m</sub> ]
E <sub>e</sub>	Energía de expansión	[lb <sub>f</sub> - ft / lb <sub>m</sub> ]
EF	Eficiencia de flotación	
EMW	Densidad equivalente del lodo	
E <sub>p</sub>	Energía potencial	[lb <sub>f</sub> - ft / lb <sub>m</sub> ]
f	Espesor de tubería [cm]	
F	Espesor de pared	[cm]
F	Fuerza ( 1N = 1[kg <sub>masa</sub> m/seg <sup>2</sup> ])	[Newton] [kg m/s <sup>2</sup> ]
f	Factor de fricción	
Fa	Fuerza axial	
Fe	Fuerza efectiva	
Ff	Factor de flotación	
FS	Factor de seguridad	
ft	pie	
ft	pies	
g	Aceleración gravitacional	[m/s <sup>2</sup> ]
g <sub>c</sub>	Constante gravitacional	[(gr <sub>masa</sub> -in)/(lb <sub>fuerza</sub> -seg)]
h	Altura considerada	[ft]
h	Profundidad vertical	
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico	
he	Altura efectiva del bob	[cm]
ID	Diámetro interior	
in	pulgadas	



---

J	Joule	
J	Momento polar de inercia	
K	Indice de consistencia	
k	Permeabilidad	
kg	Kilogramos	
klpc		
K <sub>R</sub>	Constante del resorte de torsión	
L	Longitud	[m]
lbm	Libras masa	
lbp <sub>g</sub>	Libras por galón	
lpc		
Ly	Carga de tensión requerida	
m	Masa	[kg <sub>masa</sub> ]
m	constante que depende del régimen de flujo	
MMpc/D	Millones de pies cúbicos por día	
MPa	Mega pascales	
n	Indice de comportamiento de flujo	
N	Velocidad de rotación de la camisa [rpm]	
NRe	Número de Reynolds	
O <sup>2</sup>	Oxigeno	
OD	Diámetro exterior	
p	Potencia (1watt = 1 J/seg)	[watt]
P	Presión	[lb <sub>f</sub> / ft <sup>2</sup> ]
P <sub>b</sub>	Presión de burbuja	
P <sub>c</sub>	Presión de colapso	
P <sub>co</sub>	Presión de colapso para la tubería	
P <sub>f</sub>	Presión de formación o presión de sobrecarga	
P <sub>h</sub>	Presión hidrostática	
P <sub>i</sub>	Presión interna	
P <sub>o</sub>	Presión externa	
P <sub>p</sub>	Presión de poro	
ppm	Partes por millón	
psi	libras por pulgada cuadrada	
P <sub>tm</sub>	Presión de trabajo máxima	
P <sub>y</sub>	Presión de yacimientos	
Q	Gasto de flujo	[bls/min]
QT	Calidad de la tubería	
R <sub>b</sub>	Radio del bob	[cm]
R <sub>c</sub>	Radio de la camisa	[cm]
r <sub>i</sub>	Radio inetrno	
r <sub>o</sub>	Radio externo	
rpm	revoluciones por minuto	
seg	segundos	
S <sub>g</sub>	Esfuerzo de cedencia = 4927	[kg <sub>fuerza</sub> /cm <sup>2</sup> ]
TA	Tiempo de atraso	[min]
t	Tiempo	[seg]
T	Trabajo (1 joule = 1 N(1 m)	[Joule]



---

T	Tensión	
T	Torque	
T.F.	Tubería flexible	
V	Volumen	[cm <sup>3</sup> ]
v	Velocidad	[m/seg]
Vs	Volumen específico	
VT	Volumen interior de la tubería	[ft <sup>3</sup> ]
W	Peso	[Newton]
w	Trabajo realizado	[joule]
$\gamma$	Peso específico	[gr <sub>fuerza</sub> /cm <sup>3</sup> ]
$\gamma$	Velocidad de corte	
$\Delta W_f$	Pérdidas de energía por fricción a	
$\Delta W_s$	Pérdidas de energía por trabajo externo.	
$\theta$	Ángulo	
$\mu$	Viscosidad	
$\pi$	Número de Ludolf (3.141592...)	
$\rho$	Densidad	[gr <sub>masa</sub> /cm <sup>2</sup> ]
$\rho_r$	Densidad relativa	
$\rho_w$	Densidad del agua	
$\sigma_{fl}$	Tensión superficial del fluido	
$\sigma_a$	Esfuerzo axial	
$\sigma_{bend}$	Esfuerzo axial	
$\sigma_h$	Esfuerzo tangencial o de aro	
$\sigma_r$	Esfuerzo radial	
$\sigma_{VME}$	Esfuerzo de Vom Mises	
$\sigma_y$	Esfuerzo de cedencia	
$\tau$	Torque aplicado	
$\beta$	Relación entre el radio de la	
$\eta$	Viscosidad del fluido a una g	
$\eta_p$	Viscosidad plástica	[gr <sub>masa</sub> /(cm-seg)]
$\mu$	Viscosidad absoluta o Newtoniana	[gr <sub>masa</sub> /(cm-seg)]
$\theta$	Lectura Fann, deflexión del resorte	[grados]
$\theta_{300}$	Lectura Fann a 300 rpm	[grados]
$\theta_{600}$	Lectura Fann a 600 rpm	[grados]
$\tau$	Esfuerzo cortante	[Dinas /cm <sup>2</sup> ]
$\tau_y$	Punto de cedencia	
$\tau_y$	Esfuerzo de cedencia	[Dinas /cm <sup>2</sup> ]
$\tau_{300}$	Esfuerzo cortante a 300 rpm	
$\tau_{600}$	Esfuerzo cortante a 600 rpm	
V	Volumen en el espacio anular	[ft <sup>3</sup> ]
$\rho$	Densidad	[Kg <sub>masa</sub> /cm <sup>3</sup> ]
$\nu$	Viscosidad cinemática	
$(\Delta P / \Delta L)_{ac}$	Gradiente de presión debido a la aceleración.	
$(\Delta P / \Delta L)_e$	Gradiente de presión debido a la elevación.	





---

$(\Delta P / \Delta L)_f$	Gradiente de presión debido a la fricción.
$(\Delta P / \Delta L)_T$	Gradiente de presión total.
$\Delta P$	Gradiente de presión
$^{\circ}\text{C}$	Grados centígrados