

lej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"PERFORACION DE POZOS CON TUBERIA FLEXIBLE"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
EMILIO PINEDA SALAS

ASESOR: ING. HERON GACHUZ MURO



MEXICO, D. F.

MARZO 1999

TUBOS CON FALLA DE ORIGEN

272117



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

" Perforación de Pozos con Tubería Flexible "

Tesis presentada por:

Emilio Pineda Salas

8402947-8

Dirigida por:

ING. HERON GACHUZ MURO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE : ING. IGNACIO ALONSO CARDENAS

VOCAL : ING. HERON GACHUZ MURO

SECRETARIO : ING. EVA SANCHEZ OLEA

1ER. SPTE. : M.I. MAXIMINO MEZA MEZA

2DO. SPTE. : M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

A vertical column of handwritten signatures and scribbles on a lined background. The signatures are written in black ink and are somewhat illegible due to the scribbles. The word "Sanchez" is clearly visible in the middle section. The scribbles consist of various loops and lines, some of which appear to be overwriting or crossing out the text.

México, D.F., Marzo de 1999



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-005

SR. EMILIO PINEDA SALAS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Herón Gachuz Muro y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERFORACION DE POZOS CON TUBERIA FLEXIBLE

- I INTRODUCCION
 - II CONCEPTOS GENERALES SOBRE TUBERIA FLEXIBLE
 - III EQUIPO DE TUBERIA FLEXIBLE
 - IV DISEÑO DE TUBERIA FLEXIBLE
 - V PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE
 - VI APLICACIONES DIVERSAS DE LA TUBERIA FLEXIBLE
 - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, a 15 de enero de 1999
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLR*gtg

CONTENIDO

	Página
I	
Introducción	1
II	
Conceptos generales sobre tubería flexible	9
II.1	
Desarrollo de la tubería flexible	9
II.2	
Dimensiones y capacidad de la tubería flexible	15
II 2 1	15
Espesor de pared	
II.2.2	16
Capacidad de torque	
II.2.3	17
Tensión	
II 2 4	17
Área interna	
II 2 5	18
Peso de la tubería flexible	
II 2 6	19
Radio de curvatura	
II 2 7	20
Presión interna	
II.3	
Propiedades y características de los materiales para la manufactura de tubería flexible	20
II 3 1	21
Acero al carbón convencional	
II 3 2	22
Acero templado en frío y en caliente	
II.3.3	24
Tubería flexible de titanio	
II.4	
Alternativas a la tubería flexible convencional	29
II 4 1	29
Desarrollo de la tubería flexible compuesta (TFC)	
II 4 2	33
Tubería flexible de alta resistencia	
II.5	
Manufactura de tubería flexible	34
III	
Equipo de tubería flexible	36
III.1	
Los primeros equipos de tubería flexible	36

III.2	Componentes básicos del equipo de tubería flexible	38
III.2.1	Cabeza inyectora	39
III.2.2	Bloque sujetador	41
III.2.3	Celda de carga	42
III.2.4	Prensaestopa	43
III.2.5	Carrete de tubería	44
III.2.6	Ensamble nivelador	45
III.2.7	Contador de tubería	46
III.2.8	Preventores	47
III.2.9	Cabeza rotatoria de presión	47
III.2.10	Unidad de potencia hidráulica	49
III.2.11	Consola de control	51
III.3	Sistema de presión hidráulico de tubería flexible para trabajos superficiales	53
III.4	Equipo de tubería flexible para operaciones en climas extremadamente fríos	58
III.5	Equipo de tubería flexible para perforación marina	60
III.6	Equipo de tubería flexible para aplicaciones en pozos muy profundos	66
III.7	Bloque sujetador tipo V	69
IV	Diseño de tubería flexible	72
IV.1	Pandeo de la tubería flexible	72
IV.2	Carga crítica por pandeo en la tubería flexible	79
IV.3	Modelo CDRAG	81
IV.3.1	Introducción de las variables	81
IV 3 2	Procedimiento de cálculo	83
IV.4	Información necesaria para el modelo CDRAG	84
IV.4.1	Tamaño y peso	84

	Página	
IV 4.2	Orientación espacial	85
IV 4.3	Naturaleza del movimiento	85
IV 4.4	Carga por tensión en el fondo del elemento	85
IV.4.5	Carga en la parte superior de la tubería flexible	86
IV 4.6	Factor de fricción	86
IV 4.7	Fuerzas hidráulicas en la cabeza del pozo	87
IV.4.8	Carga al gancho	87
IV 4.9	Carga del cable	88
IV.5	Teoría del pandeo	88
IV 5.1	Pandeo sinusoidal	89
IV.5.2	Pandeo helicoidal	90
IV.5.3	Teoría del pandeo combado	91
IV.6	Descripción del modelo CDRAG	93
IV.7	Aplicación del modelo de arrastre CDRAG	94
IV.8	Información necesaria para el diseño de la sarta de perforación	95
IV 8.1	Información de la trayectoria del pozo	96
IV.8.2	Descripción de la sarta de perforación	97
IV.8.3	Peso del lodo	97
IV 8.4	Peso sobre barrena	98
IV 8.5	Margen de jalón al sacar la barrena	98
IV.8.6	Intervalo de cálculo	98
IV 8.7	Factor de fricción predictivo	98
IV.9	Vida útil de la tubería flexible	100
IV.9.1	Relación de la carga por tensión y la presión	102
IV.9.2	Fatiga de la tubería flexible	107
IV.9.3	Diámetro del carrete	108
IV.10	Métodos de estimación de vida de la tubería flexible	109
IV 10.1	Método manual de cálculo	109
IV 10.2	Monitoreo integral de tubería de Dowell Schlumberger	110
IV 10.3	Sistema de adquisición de datos de Halliburton	112
IV 10.4	Modelo de fatiga DEA-67	113

	Página
V.10.5 Prueba de vida exploración BP	113
V Perforación con tubería flexible	117
V.1 Introducción	117
V.2 Perforación en agujero descubierto	119
V.2.1 Aplicaciones de la tubería flexible en perforación	121
V.2.2 Ventajas al perforar con tubería flexible	123
V.2.2.1 Reducción de costos de las operaciones con tubería flexible	123
V.2.2.2 El tiempo de viaje de la sarta de perforación se reduce	124
V.2.2.3 La perforación bajo balance con tubería flexible es muy práctica	124
V.2.2.4 La tubería flexible permite una circulación continua	125
V.2.2.5 La tubería flexible no tiene conexiones	125
V.2.2.6 La tubería flexible es fácilmente adaptable a la telemetría por cable	125
V.2.3. Desventajas de la perforación con tubería flexible	125
V.2.3.1 La tubería flexible no puede ser rotada	126
V.2.3.2 La perforación con tubería flexible está limitada a agujeros de diámetro pequeño	127
V.2.3.3 La perforación con tubería flexible se limita a agujeros superficiales	127
V.2.3.4 La perforación con tubería flexible es una tecnología nueva	127
V.2.3.5 Los equipos de tubería flexible y su equipamiento son caros	127
V.2.3.6 Los equipos de tubería flexible no pueden jalar o correr tuberías de revestimiento o terminación	128
V.2.3.7 La vida de la tubería flexible en perforación no está bien definida	128
V.2.4 Límites del uso de la tubería flexible en operaciones de perforación	129
V.3 Liberación de tubería atascada con tubería flexible	136
V.4 Herramientas para perforación direccional	138
V.5 Generador de Fuerza de Halliburton & Reactor de Torque	142
V.6 Remoción de cemento y residuos	145
V.6.1 Corte y ampliación	145

	Página
V.7	Barrena de impacto HIPP-TRIPPER 149
VI	Aplicaciones diversas de la tubería flexible 152
VI.1	Líneas de inyección de alta presión 152
VI.2	Líneas de inyección de gas 152
VI.3	Mantenimiento y control de pozos marinos 153
VI.4	Líneas de tubería flexible para limpieza 154
VI.5	Herramientas sísmicas operadas con tubería flexible 154
VI.6	Equipos de muestreo 155
VI.7	Perforación con tubería flexible y aire 158
VI.8	Desarrollo de una herramienta para hacer una ventana para perforar con tubería flexible 160
VI.9	Corriendo liners con tubería flexible 162
VII	Conclusiones y recomendaciones 164

Bibliografía

I **Introducción**

El desarrollo tecnológico en la industria petrolera avanza vertiginosamente y la tecnología de punta se asimila y se aplica en la mayoría de los países con el propósito de optimizar los procesos productivos. Esto implica llevar a cabo una revisión de las tecnologías a nivel mundial, de manera que se disponga de información técnica en aquellas áreas que se requieran hacer innovaciones, para poder alcanzar los parámetros de eficiencia y productividad internacionales.

Las operaciones que incluyen tubería flexible son cada día más frecuentes en las fases de exploración y producción de hidrocarburos, conforme se van reconociendo sus ventajas. Las proyecciones futuras son optimistas, puesto que esta nueva tecnología está ayudando a resolver recientes y viejos problemas en el área de perforación y en muchas otras áreas específicas.

Desde su introducción en 1963, la tubería flexible fue considerada como la innovación tecnológica en potencia que revolucionaría el campo de la explotación petrolera. Desafortunadamente su desarrollo había sido limitado debido a fallas mecánicas, al alto costo en la explotación del petróleo y a la desconfianza de los petroleros a utilizar cambios en las técnicas de perforación. Sin embargo, en los últimos años, el interés en la tubería flexible ha aumentado drásticamente. La caída en el precio del petróleo en 1986 disparó el uso e interés en tecnologías que redujeran costos tales como la tubería flexible. Este interés se pone de manifiesto al cuantificar el número de publicaciones que describen la tecnología de tubería flexible.

El interés en esta tecnología ha aumentando en forma constante desde la década de los sesenta hasta principios de los ochenta. A partir de 1986 el número de publicaciones se incrementó, con más de 50 artículos en 1991 y 1992. Esto refleja el avance significativo en

la factibilidad y mayor versatilidad del equipo que permitió que se transformará la industria del petróleo en la década de los ochenta

El uso de los equipos de tubería flexible se ha extendido dentro del campo del petróleo para operaciones de perforación, terminación y reperforación. La reducción en costos del equipo y viajes necesarios con el equipo de tubería flexible, a su vez ha reducido costos en las operaciones de reperforación desde un 50% hasta un 70%. Además este equipo a probado ser mucho mas versátil que los otros sistemas. Sin embargo, la tubería flexible tiene ventajas y desventajas con respecto a los sistemas alternativos. Dadas las inherentes ventajas de la tubería flexible seguramente continuará extendiéndose el uso de esta tecnología en el futuro próximo. El desarrollo de tubería de mayor diámetro (por ejemplo 3 ½ pg) y las nuevas herramientas de fondo (como las herramientas de perforación horizontal) serán útiles en nuevas aplicaciones y a su vez generarán una expansión en la industria de la tubería flexible.

El desarrollo de la tubería flexible moderna tiene sus orígenes en un proyecto secreto de los aliados durante la segunda guerra El proyecto PLUTO acrónimo para “Pipe Lines Under the Ocean” (líneas de tubería por debajo del océano) tendió 23 líneas de tubería de tubo continuo a través del canal inglés para enviar combustible a las fuerzas invasoras.

El primer uso de la tubería flexible en el campo del petróleo fue en 1962 cuando la Compañía “Great Lakes Steel Co.” y “Standard Tube Co”. fabricaron un rollo de tubo de acero-columbio dúctil de baja aleación en Detroit. La tubería de diámetro externo de 1.315 pg fue seccionada en 50 partes, posteriormente se soldaron los extremos en una sarta continua y se enrolló en un carrete de 9 ft de diámetro.

La siguiente mejora fue incrementar el número de secciones de entre 250 a 2000 ft La tubería de “Republic Steel” fue hecha con acero de alta resistencia y baja aleación (HSLA) y soportaba una fuerza en campo de 40,000 a 50,000 psi Las secciones eran soldadas y enrolladas en carretes de 4 ft de diámetro.

“Southwestern Pipe” empezó a fabricar tubo continuo para tubería flexible en 1969. La fuerza en campo del material estaba entre 50,000 y 55,000 psi. La mejora en las técnicas de producción mejoraban su desempeño, pero la reputación de la tubería flexible decayó en los setentas debido a que se descomponía el equipo y frecuentemente el material era defectuoso. En 1976 “Quality tubing” empezó a fabricar tubería flexible, su proceso de fabricación era el mismo que el de “Southwestern Pipe” cortado en secciones de 1500 ft y soldadas.

En los ochentas se tuvieron importantes mejoras en la calidad de la tubería flexible. En 1980 se hizo la primera tubería con una resistencia de 70,000 psi. En 1983 “Quality Tubing” empezó a usar carretes de acero japonés de 3000 ft que dividía eficazmente el número de uniones en la cadena. Se desarrolló la unión cruzada en diagonal a finales de los ochenta, lo cual mejoró la calidad de la tubería al distribuir las zonas afectadas por el calor de la soldadura en formas de espiral alrededor del tubo.

La industria ha desarrollado varios equipos hidráulicos de superficie para poder utilizar sartas continuas, que pueden ser montados en plataformas portátiles o camiones y al ser instalados se les llama unidad de tubería flexible. Estas unidades permiten a la tubería ser introducida y sacada a gran velocidad (200 ft/min) y a altas presiones (5000-10,000 psi).

El elemento clave de estas unidades es la cabeza inyectora. Actualmente las cabezas inyectoras más grandes llegan a pesar varias toneladas y jalan cargas arriba de 120,000 lb. Su origen descansa en otro proyecto militar secreto de la fuerza naval de Estados Unidos.

El primer equipo de tubería flexible lo construyó “Bowen Tools” en 1964 para la compañía “California” y se usó para remover bancos de arena y realizar otros trabajos en el sudeste de Louisiana. “California Co” buscaba nuevas tecnologías para reducir costos y se le ocurrió la idea de operar una cadena continua en un devanado. El prototipo del equipo tenía todos los elementos esenciales que se pueden encontrar en los equipos actuales: un devanado, un inyector de tubería, un sistema de control, un sistema hidráulico de potencia, un control de presión en la cabeza o entrada del pozo, sistemas de seguridad y sistema de circulación de

fluidos. El diseño se basó en una tubería de 1 pg y tenía una longitud límite de 15,000 ft. Las dimensiones de la tubería son similares a la tubería lineal tipo 40 (1.315 x 0.125 pg) y como en el diseño anterior, la tubería fue hecha con acero-columbio de baja aleación formada con tramos de 50 ft, unidos con 300 uniones.

El inyector de la tubería se basó en dos cadenas enrolladas en contra de la rotación con bloques sujetadores para soportar y sostener la tubería sólo por fricción. El diámetro del eje y la pestaña o collarín del devanado fueron de 12 y 9 ft, respectivamente. El diámetro del devanado fue de 6 ft. No se usó ningún cuello de ganso en el sistema original, en su lugar la tubería fue ajustada sin soporte entre el inyector y el embobinado de nivel.

“Brown Oil Tools” y “Esso” diseñaron otro inyector en 1964. Para su diseño, la tubería flexible se enrolló a través de un tubo guía y alrededor de una rueda controladora. Los rollos de cadena arqueados aseguraban la tubería contra la rueda controladora con un método similar al usado por la cadena de Bowen. El mecanismo del controlador de la cadena se sostuvo por arriba de la entrada del pozo mediante un mástil hidráulico portátil. Este inyector se utilizó en pozos costeros y marinos para aplicaciones del servicio y limpieza con una tubería de $\frac{3}{4}$ pg.

En 1967, NOWSCO retomó la cabeza inyectora de tubería flexible de $\frac{1}{2}$ pg de Bowen y la usaron para retirar el contenido de salmuera de los pozos con nitrógeno. El éxito de esta primera unidad provocó que NOWSCO pidiera unidades de tubería flexible 2-5 M adicionales con un inyector con capacidad de 5000 lb de carga. Un año más tarde Bowen emitió su primera cabeza inyectora de tubería flexible de $\frac{3}{4}$ pg que podía manejar cargas hasta de 8000 lb. A partir de esto, la industria de servicio con tubería flexible tuvo auge.

Con el aumento del precio del petróleo, las compañías prestadoras de servicio en la industria del petróleo, decidieron invertir parte del capital extra en la elaboración de unidades de tubería flexible. “Hydra Rig” y “Otis Engineering” fueron algunas de las empresas.

manufactureras que emergieron con diseños de cabezas inyectoras similares a la de “Bowen Tools”

Lo más impresionante de los avances del diseño de cabezas inyectoras, es el avance de la tubería flexible en sí. Los métodos de producción de tubo continuo, aleación en la tubería y el control de calidad permitieron mejoras impresionantes en la confiabilidad en los servicios de tubería flexible y ha jugado un rol importante en el renovado interés de tubería flexible. El equipo moderno de tubería flexible es similar al diseño original de Bowen.

Los cinco subsistemas básicos, son

- Cabeza inyectora
- Carrete de tubería
- Preventores
- Unidad hidráulica de control del carrete
- Consola de control

La *cabeza inyectora* se usa para enrollar y desenrollar la tubería, para meterla y sacarla del agujero y para soportar el peso de la tubería y las herramientas necesarias. La guía del tubo curvado con radio de 5 a 6 ft o un cuello de ganso sirven para guiar la tubería desde el devanado hasta los bloques de cadena.

El *carrete* es un devanado de diámetro entre 5 y 8 ft (siendo el más común el de 6 ft), se utiliza para enrollar hasta 26,000 ft de tubería. Un ensamble nivelador del embobinado proporciona un enrollado uniforme de la tubería en el tambor. El contador de tubería mide la longitud de la tubería y el freno de enrollado mantiene la tensión en el tubo mientras se introduce en el agujero.

Los *preventores* (BOPs) permiten que la tubería se enrolle y desenrolle a presiones superiores hasta de 10,000 psi. Los arietes ciegos y los arietes de tubería son usados para

sellar el pozo con o sin tubería en el agujero. Los cortadores de tubo son usados para cortar la tubería y los arietes de desprendimiento usan dientes para sujetar el tubo donde se corta.

La *cabeza rotatoria* de presión en el eje del carrete, se usa para conectar la tubería a las líneas estacionarias proveedoras de fluidos. Cuando se hace la instalación eléctrica en la tubería, se usan también ensambles de anillos de desprendimiento.

La *unidad hidráulica* proporciona la energía de funcionamiento al carrete, a la cabeza inyectora, a las bombas de fluidos y otros equipos.

La *consola de control* contiene todos los controles y equipos de monitoreo que se requieren para operar el equipo.

Los adelantos tanto en la tubería flexible como en el equipo han permitido una aceptación más amplia de esta tecnología en el campo del petróleo. Sin embargo, la verdadera fuerza de promoción han sido las propias compañías que se dedican a la operación con tubería flexible. Probablemente la contribución más significativa de las compañías de servicio con tubería flexible, ha sido la promoción y desarrollo de nuevas aplicaciones y herramientas.

Al considerar los límites operacionales al que se somete la tubería flexible al estar perforando, se debe analizar su comportamiento al pandearse. Los primeros trabajos de Dawson y Paslay establecieron el concepto de “carga crítica por pandeo” para una tubería pandeada. La fuerza crítica más pequeña es F_{crit} , la cual es la fuerza de compresión crítica requerida para generar el pandeo sinusoidal. La siguiente es F_{chcl} , la fuerza de compresión crítica para cambiar de pandeo sinusoidal a helicoidal y la fuerza más grande de estas tres fuerzas críticas es F_{espr} , la fuerza axial requerida para alcanzar el pandeo combado y el esfuerzo mínimo de cedencia al que puede ser sometida la tubería flexible y que es igual a la fuerza mínima para entrar a su campo de ruptura.

Uno de los problemas más significativos que está asociado con la introducción de la tubería flexible al pozo, es la alta carga por arrastre. El arrastre excesivo puede causar un pandeo de la tubería flexible y el resultado es un retraso importante en las operaciones y un incremento en los costos debido a:

- Reducción en la velocidad de penetración por la imposibilidad de aplicar suficiente peso a la barrena.
- Daño excesivo a la tubería flexible necesitando un reemplazo
- Imposibilidad para correr la tubería a la profundidad deseada debido a que no se puede proporcionar la carga axial suficiente
- Falló al bajar la tubería flexible en el agujero

El modelo de arrastre ha tenido muchos usos, incluyendo

- Diseño del ensamble de perforación con tubería flexible.
- Selección de la trayectoria apropiada para el pozo
- Resolución de problemas y prevención de problemas durante la perforación.
- Diseño de la sarta de tubería flexible para registro y trabajos superficiales
- Selección de la trayectoria apropiada del pozo (pozo nuevo).
- Diseño de la sarta de tubería flexible para terminación

La perforación con tubería flexible es un concepto nuevo. Por años, los operadores han usado motores pequeños de desplazamiento positivo para perforar cemento y hacer más profundos los pozos ya existentes. En los últimos años, la atención hacia la industria se ha reenfocado en el ahorro de costos potenciales de la perforación direccional con tubería flexible

Además de la perforación de pozos con tubería flexible, existen numerosas aplicaciones en el campo de la industria petrolera. Una de estas aplicaciones involucra las líneas marinas de flujo, las cuales reducen costos debido a la reducción de tiempo dedicado a la instalación

de la tubería. Otra aplicación es introducir una cámara de video en la tubería flexible y hacer circular fluidos transparentes para observar fracturas u obstáculos dentro del pozo. Se espera que el mercado para estas nuevas aplicaciones gradualmente se expanda a medida que la industria del petróleo asimile los nuevos servicios y equipo con la nueva generación de tubería flexible.

II Conceptos generales sobre tubería flexible

II.1 Desarrollo de la tubería flexible ^{1,7,48 *}

La primera unidad de tubería flexible fue construida en 1964 por "Bowen Tools" (figura II-1), usaba un carrete de línea de tubería de 1 315 pg de diámetro soldada con uniones cada 50 ft. Con ella se realizaban operaciones de lavado de arena y pesca, y alcanzaba una longitud de aproximadamente 15,000 ft.

En 1962, el primer carrete a escala real de tubería flexible, fue fabricado usando acero Columbiun de alta ductibilidad y baja aleación, laminado con espesor de 0 125 pg y diámetro exterior de 1.315 pg. Las longitudes de tubería terminada se enrollaban en carretes con diámetro del tambor de 9 ft, en secciones de 50 ft de largo y tenían que ser soldadas al tope utilizando una combinación de las técnicas de soldadura Tungsten Inert Gas (TIG) y Metal Inert Gas (MIG); sin embargo, esta generación no demostró su potencial. El acero de alta resistencia y baja aleación (High Strength Low Alloy) con solamente algunas modificaciones, permanece ahora como el estándar para la fabricación de tubería

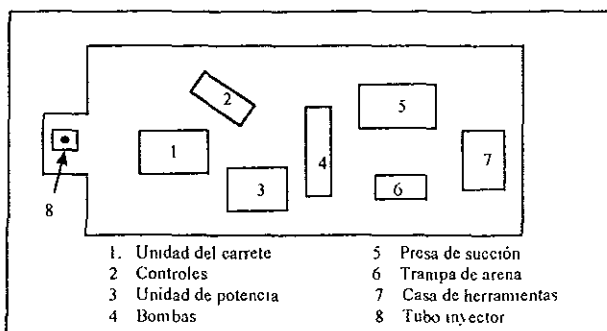


Figura II-1 Arreglo original del equipo de Bowen

* Ver referencia al final del trabajo

La resistencia del acero a la ruptura (esfuerzo de cedencia mínimo) era de 40,000 ó 50,000 psi , proporcionado en láminas de acero con espesor de 0.049 pg, la tubería se terminaba en secciones de 250 a 2000 ft de largo. Las sargas fueron ensambladas utilizando las técnicas de soldadura TIG y MIG. La tubería se enrollaba en carretes con diámetro de 48 pg para una tubería de ¾ pg de diámetro.

En 1964, “Brown Oil Tools” y “Esso” desarrollaron un sistema basado en un diseño alternativo, el cual utilizaba tubería de ¾ pg y servía para operaciones marinas y terrestres en limpieza de pozos.

“Bowen Tools” diseñó una unidad más pequeña en 1967 que utilizaba tubería de ½ pg y su capacidad de carga era de 5000 lb. NOWSCO usó esta unidad para lavar depósitos de salmuera en los pozos utilizando nitrógeno. En 1968, “Bowen Tools”, fabricó unidades más grandes que utilizaban tubería de ¾ pg y tenían capacidad de carga de 8000 lb.

Desde finales de los sesentas y a mediados de los setentas, casi todos los trabajos con tubería flexible se realizaban con sargas de 1 pg. La resistencia del acero en rangos de 50,000 a 55,000 psi, incrementaron su resistencia debido a las mejoras significativas en el tratamiento del material y manufactura. A principios de 1970 se desarrolló la tubería flexible de 1 pg para pozos someros a profundos teniendo cada vez mayor demanda.

A mediados de los setentas se introdujo la tubería flexible de 1 ¼ pg y las operaciones principales siguieron siendo la eliminación de arena, la inyección y bombeo de ácido (en estimulación de pozos). La capacidad del material se encontraba en el rango de 50,000 a 55,000 psi. Los rangos de flujo se limitaron a aproximadamente 1 bpm.

Desafortunadamente, en 1978 la tubería continua de 1 pg de diámetro no resistió ciclos repetitivos y altas cargas de tensión a grandes profundidades. El mejoramiento de la calidad en la fabricación de la tubería permitió el desarrollo de diámetros mayores a 1 ¼ pg

En 1980, se emplea acero tipo HSLA con 70,000 psi de resistencia para la fabricación de tubería flexible. Para 1983 se empezó a recibir producción de láminas de acero de mayor longitud, se redujo el número de soldaduras para ensamblar una sarta e incluso se llegó a eliminar la soldadura, por lo que ahora existen sartsas continuas de más de 30,000 ft de longitud (figura II-2)

A mediados de los ochentas estuvieron disponibles sartsas de 1 ½ pg y 1 ¼ pg de diámetro, debido a la necesidad de aumentar la velocidad de bombeo para nuevos procedimientos en las operaciones de perforación; en 1990 se fabrica la tubería de 2 pg. Actualmente el diámetro más grande es de 3 ½ pg. Estas tuberías no necesitan soldadura para ensamblar la sarta y el esfuerzo de cedencia mínimo del material alcanza los 80,000 y 100,000 psi

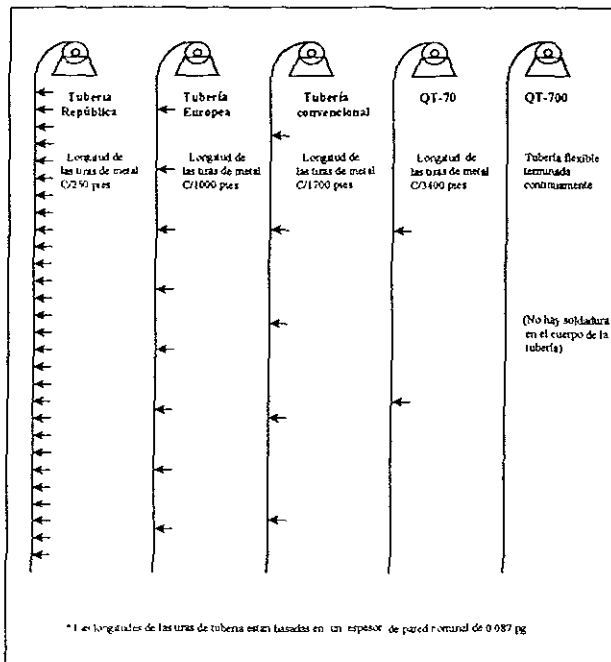


Figura II-2 Número de soldaduras por cada 10,000 ft de sarta de tubería flexible.

Tanto la tubería de 2 pg y 2 ³/₈ pg se desarrollaron sin ninguna aplicación específica, en particular para perforación, estas sartas más grandes permiten incrementar la capacidad de flujo y la resistencia al rompimiento. Además se desarrollaron tamaños más grandes (2 ⁷/₈ pg y 3 ¹/₂ pg) para líneas de flujo superficiales y como sartas de producción.

La cronología de la disponibilidad de los diámetros de tubería flexible se resume en la figura II-3

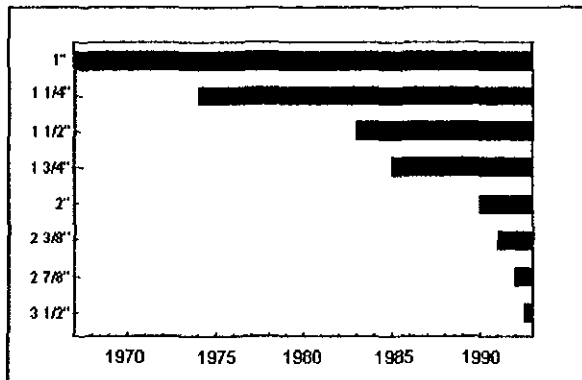


Figura II-3 Cronología de los diámetros de tubería flexible.

El tamaño, dimensión y rangos de la tubería de 70,000 psi y 80,000 psi se resumen en las tablas II-1 y II-2, respectivamente. Actualmente este producto representa la mayoría de las sartas en servicio.

II.2 Dimensiones y capacidad de la tubería flexible^{2,4,8,48}

II 2 1 Espesor de pared

El rango del espesor de pared de la tubería actualmente disponible varía, para cada tamaño de tubería y éste se incrementa con el tamaño del diámetro del tubo, con el objetivo de mantener la resistencia al rompimiento en un nivel práctico. El promedio del espesor de pared disponible para cada diámetro de tubería, se muestra en la figura II-4.

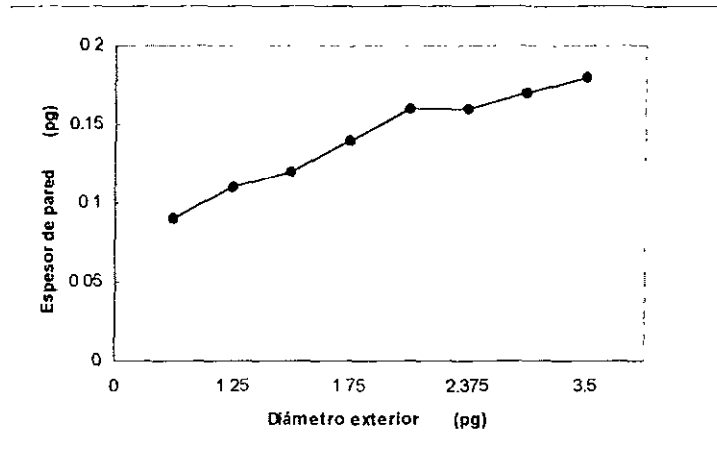


Figura II-4 Espesor de pared de tubería flexible

Debido a la fuerte dependencia de la resistencia del tubo a su diámetro y espesor de pared, su resistencia decrece al aumentar su diámetro, a pesar de que se aumente su espesor de pared (figura II-5).

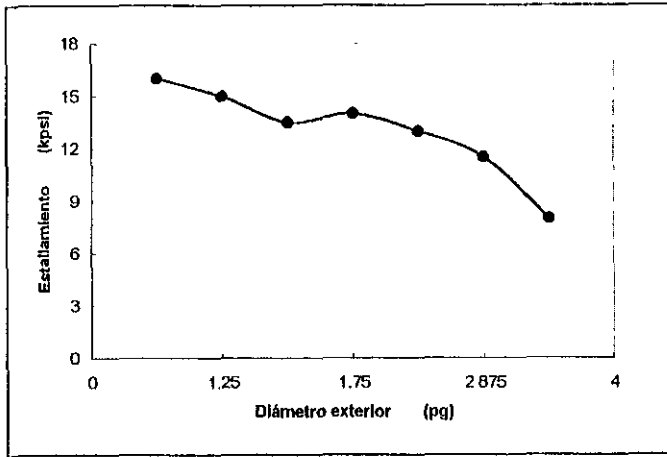


Figura II-5. Esfuerzo de cedencia para tubería flexible.

II.2.2 Torque

La capacidad de torque se incrementa al cuadrado del diámetro del tubo. Los datos del torque promedio máximo (figura II-6) ilustran por qué con tubería de menos de 2 pg es poco factible la operación de perforación.

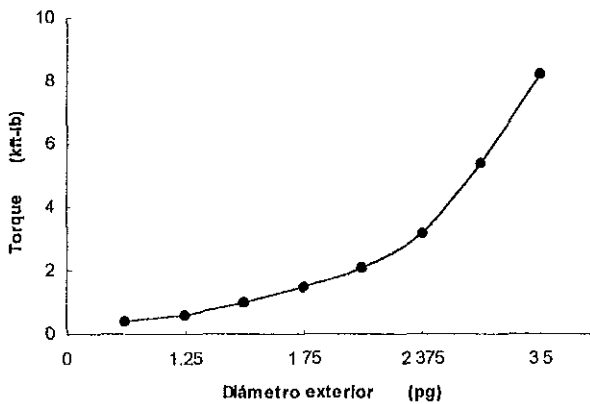


Figura II-6. Capacidad de torque de la tubería flexible

II.2.3 Tensión

Por lo que respecta a la tensión de la tubería, la capacidad de carga es comparada en la figura II-7. Por ejemplo, la capacidad de carga máxima promedio para una tubería de 1 pg de diámetro, es aproximadamente de 19,000 lb; para una de 1 ¼ pg es de 49,000 lb y para una de 3 ½ pg, es de 149,000 lb. Como se observa, la capacidad de carga por tensión se incrementa con respecto al incremento del tamaño del diámetro.

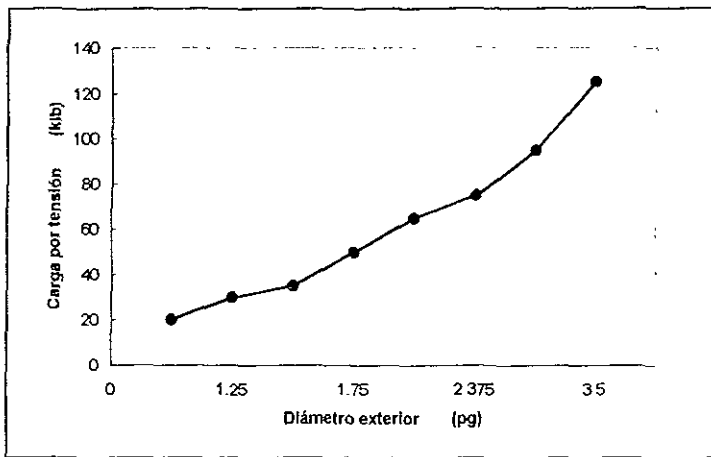


Figura II-7 Capacidad de carga por tensión de la tubería flexible

II.2.4 Área interna

El área interna de la tubería también varía significativamente (figura II-8). Existe 15 veces más área interna en una sarta de 3 ½ pg que en una de 1 pg. Es interesante notar que una tubería de 1 ½ pg y una de 1 ¼ pg tienen el 50% y 100% más de área, respectivamente, que una de 1 ¼ pg.

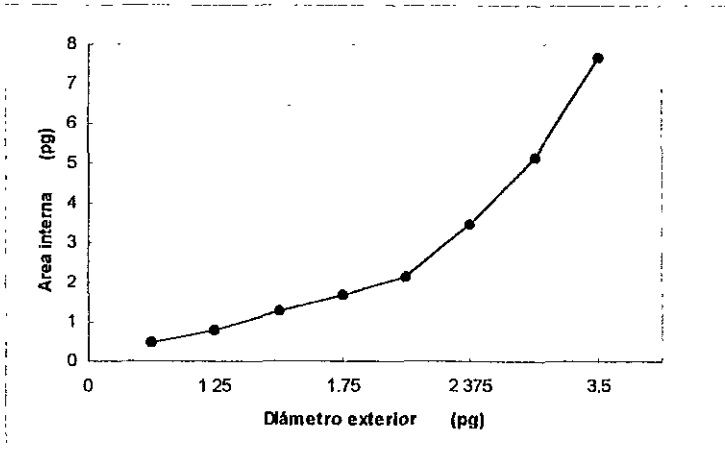


Figura II-8. Capacidad interna de la tubería flexible.

II.2.5 Peso de la tubería flexible

El peso de la tubería flexible se muestra en la figura II-9. El peso se incrementa casi linealmente con el rango de tubería disponible

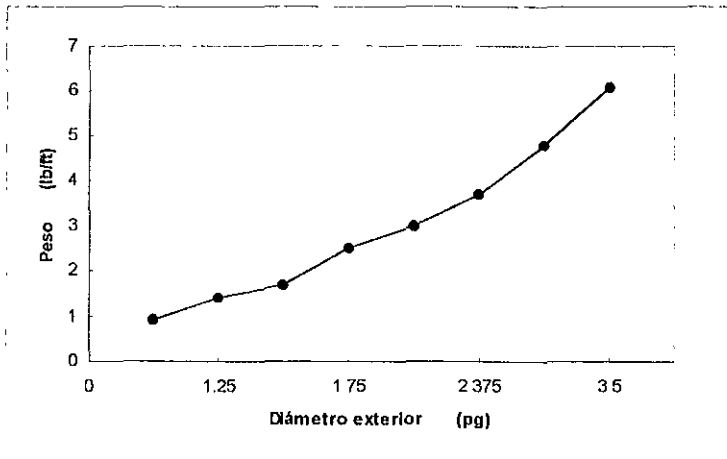


Figura II-9 Peso de la tubería flexible

II 2 6 Radio de curvatura

El radio de curvatura de la tubería cuando corre del carrete a la guía de tubería, es inversamente proporcional a su esfuerzo de cedencia. Por ejemplo, un incremento en el esfuerzo de cedencia de 70,000 a 100,000 psi conlleva a una reducción en el radio de curvatura en la proporción 70,000/100,000.

El resultado de una prueba del ciclo de vida para una muestra de tuberías de 1 ¼ OD x 0 087 pg y varios esfuerzos de cedencia, aplicando una presión interna de 5000 psi se muestra en la figura II-10. Los datos obtenidos muestran que la tubería QT120 resiste un número mayor de ciclos de flexión. La fallas, definidas como una pérdida de presión interna, ocurren en el último punto obtenido por los datos para cada tubería. Cabe mencionar que se mantuvo una carga de tensión de 5000 lb durante todas las pruebas, las cuales se hicieron con un dispositivo especial con tres carretes con radio de curvatura de 3 ft. Un ciclo se definió como un solo doblamiento y enderezamiento de la tubería.

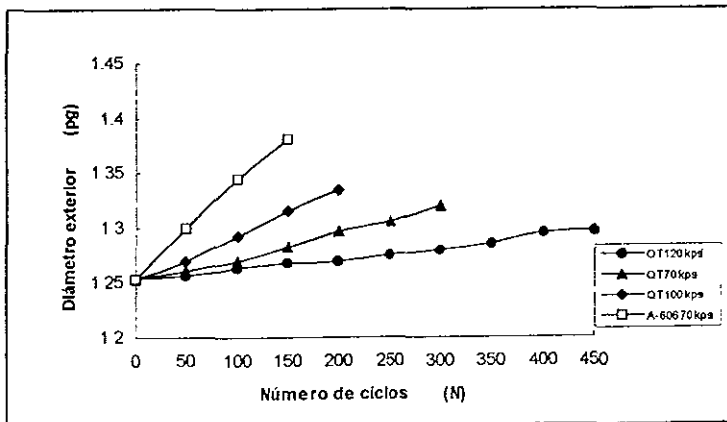
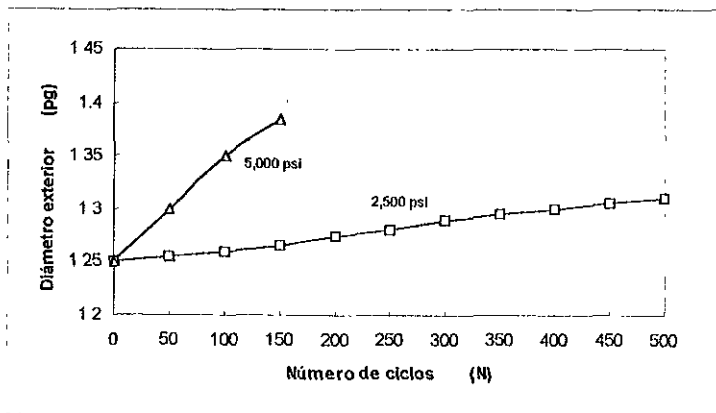


Figura II-10 Vida-fatiga para tubería flexible de alta resistencia

II.2.7 Presión interna

Durante las operaciones de perforación se emplean presiones de trabajo muy altas, las cuales incrementan el diámetro de la tubería y disminuye significativamente su vida útil. La figura II-11 indica el número de ciclos que resiste una tubería WT A-606 de 70 kpsi de 1 ¼ OD x 0.087 pg sometida a una prueba de presión de 2,500 y 5,000 psi. Además, la fatiga acumulada por el uso disminuirá significativamente la presión de trabajo de la tubería flexible y la presencia de ovalidad disminuye la resistencia al colapso.



figuraII-11. Efecto de la presión interna en el diámetro de la tubería

II.3 Propiedades y características de los materiales para la manufactura de tubería flexible ^{8,11,13,47,48}

Los nuevos avances en tecnología de tuberías flexibles se han logrado a través de cambios en la química del acero y su templado en frío y en caliente. Los tres tipos de material para su fabricación, son:

- acero al carbón convencional HSLA

- acero al carbón templado en frío y en caliente
- tubería flexible de titanio

II.3.1 Acero al carbón convencional

La tubería flexible estándar es fabricada con acero al carbón HSLA A-606 tipo 4 modificado, con este acero se tiene una resistencia 70,000 psi; se proporciona en hojas enrolladas con longitudes de 3,500 ft por rollo que se cortan en tiras continuas lo suficientemente anchas para formar la circunferencia de la tubería con un ángulo de 45°, y se une al sesgo con soldadura, se conduce a la estación de rayos X, donde se revisa la unión para su aceptación o su rechazo. La sección de reforzamiento de soldadura se logra con una inducción de calor, eliminando la dureza y fragilización del proceso de soldadura. Posteriormente, las tiras se aplanan en las uniones para minimizar la cantidad de material sobrante, se verifica la dureza, espesor de pared, amplitud y alineación y finalmente se introduce al carrete acumulador (figura II-12).

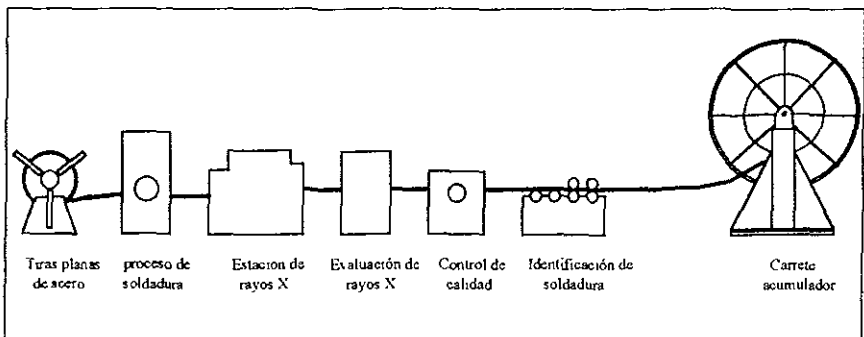


Figura II-12 Proceso de soldadura al sesgo

La fabricación se inicia con el doblamiento de los bordes de la hoja de metal para transformarla en tubo y preparar la soldadura del rollo longitudinal, con una inducción de alta frecuencia, denominada Electrical Resistance Welding. El proceso de soldadura

produce una pequeña cantidad de rebaba en el interior y exterior del tubo, la que se elimina con una herramienta de corte de carburo

El tubo se enfría ligeramente, antes de entrar a la sección de terminado de diámetro externo y tolerancias de redondeo, posteriormente tubería pasa a un tratamiento de calor de cuerpo completo, manteniendo temperaturas de 1,100 a 1,400 °F, lo que aligera el esfuerzo en todo el tubo e incrementa su ductilidad. La tubería se enfría primero con aire y después con un baño líquido (figura II-13). Después se enrolla en un carrete y se prueba a presión con agua, finalmente la tubería se inspecciona con corrientes Eddy.

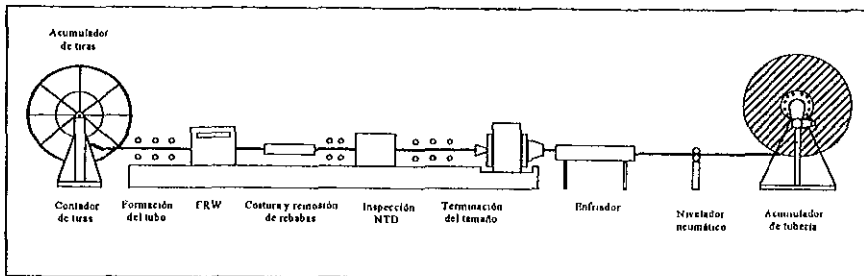


Figura II-13. Inducción de alta frecuencia en el cuerpo del tubo.

II.3.2 Acero templado en frío y en caliente

La tubería inicia con acero templado en frío y en caliente con resistencia al esfuerzo de 80,000 psi; el proceso de fabricación generalmente es el mismo al que se somete la tubería flexible convencional, se sujeta a un tratamiento largo de calor (templado caliente), para proporcionar mayor ductilidad y mayor resistencia a las fracturas ocasionadas por el sulfuro. El proceso de templado en frío y en caliente incrementa significativamente la resistencia del tubo de 100,000 a 110,000 psi. La alta resistencia en las direcciones radial y longitudinal incrementa el rango de carga de tensión y la resistencia a la presión, por consiguiente los ciclos de vida son mayores que

los de tubería de acero al carbón convencional. La desventaja del material templado en frío y en caliente es que en cualquier trabajo de soldadura en campo se regresa a la sarta a las 80,000 psi originales, debido a que el proceso no puede ser realizado en el campo con la misma eficacia. Las especificaciones del material para tubería flexible de 70,000 psi, se resume en la tabla II-3.

Compañía/material	C	Mn	S	Si	Cr	Cu	Ni
Quality	.10 - .16	.7 - 9	.005	3 - 5	5 - 7	.25	.20
Precision	10 - .14	6 - 9	.005	3 - .5	.55 -	2 -	25
Material							
				A-606 Tipo 4 modificado			
Cedencia mínima				70,000 psi			
Tensión mínima				80,000 psi			
Elongación mínima				30 %			
Dureza mínima				Rockwell 22c			

Tabla II-3 Especificaciones del material de tubería flexible de 70,000 psi.

Tres fabricantes ofrecen un producto de 80,000 psi, las especificaciones y las diferencias en la fórmula del material se muestran en la tabla II-4. "Quality Tubing" logró mayor dureza al agregar molibdeno; "Southwestern Pipe" adicionó columbio y vanadio y usó un proceso de templado y enfriado de cuerpo completo.

Compañía/material	C	Si	Cr	Cu	Ni	CB-V	Mo
Quality	.1 - .16	3 - 5	.5 - 7	.25	.20	----	.21
Precision	1 - .15	3 - 5	.55 - 7	2 - .4	.25	----	----
SW Pipe	.1 - .17	3 - .6	4 - 9	----	10	02 - 04	----
Material							
				A-606/607 Tipo 4 Modificado			
Cedencia mínima				80,000 psi			
Tensión mínima				90,000 psi			
Elongación mínima				30 % (Quality/Precision) 20 % (SW Pipe)			
Dureza mínima				Rockwell 22c			

Tabla II-4 Especificaciones del material en tubería flexible de 80,000 psi

"Otis" y "Southwestern Pipe" desarrollaron y probaron una tubería flexible de un grado de mayor resistencia basado en acero con cromo-molibdeno de la serie 4100 de bajo carbón (tabla II-5). Los procesos de fabricación estándar se modificaron para incluir en

línea un templado y enfriado final, con el cual todas las uniones se tratan a un calor uniforme

Compañía/m	C	Si	Cr	Cu	Ni	CB-V	Mo
SW Pipe	.13 - .17	.3 - .45	.55 - .75	---	10 max	.02 - .04	.10 - .15
Material				4100 Series Cromo/Molibdeno			
Cedencia mínima				100,000 psi			
Tensión mínima				110,000 psi			
Elongación mínima				15 %			
Dureza mínima				Rockwell 22c			

Tabla II-5. Especificaciones del material de tubería flexible de 100,000 psi

II.3.3 Tubería flexible de titanio

Ciertas propiedades básicas de las aleaciones con titanio lo hacen adecuado para aplicaciones específicas en la industria del petróleo. Éstas incluyen una alta relación resistencia/peso, de cerca de 2:1, excelente resistencia a la corrosión en ambientes con H₂S, bajo módulo de elasticidad (más o menos la mitad del acero: 16 MMpsi) y una excelente resistencia a la fatiga. Su radio de curvatura es inversamente proporcional a su módulo de elasticidad; esto es, un módulo menor, como el del titanio, resultará en menor doblamiento plástico de la sarta para un devanado dado o un radio de cuello de ganso. Esto redundará en un ciclo de vida más grande comparado con el acero. Actualmente son dos aleaciones las de mayor interés en la tubería flexible (tabla II-6)

Propiedad	Grado 12	Grado 9
Cedencia mínima	70 kpsi	90 kpsi
Tensión mínima	80 kpsi	100 kpsi
Módulo de elasticidad	16,000 kpsi	16,000 kpsi

Tabla II-6 Propiedades de las aleaciones de titanio.

La tubería de titanio grado 12 está compuesta por 99% de titanio, 0.7% de níquel y 0.3% de molibdeno. La mayor resistencia del grado 9 es resultado de un contenido de aleación

aleación alto 94.5 de titanio, 3% de aluminio y 2.5% de vanadio Las propiedades de la tubería de titanio grado 9 y 12 se presentan en las tablas II-7 y II-8, respectivamente

Dimensiones (pg)			Peso lb/ft	Capacidad de carga	Resistencia estallam.	Resistencia Colapso	Capacidad Interna por C/1000 ft		Desplazamiento externo por C/1000ft	
Dia Ext. Nom.	Espesor Nom.	Dia Int. Nom.	Nom.	Lb	Psi	Psi	Gal	BL	Gal	BL
1 00	0 087	0 826	0 491	17468	13703	14298	27.83	0 66	40 8	0 97
1 00	0 095	0 810	0 532	21358	14963	15476	26 77	0 64	40 8	0 97
1 25	0 087	1 076	0 626	22251	10962	11815	47 23	1 12	63.75	1 52
1 25	0 095	1 06	0 678	24130	11970	12640	45 84	1 09	63.75	1 52
1 25	0 109	1 032	0 769	27350	13734	14327	43.45	1 03	63.75	1.52
1 50	0 095	1 310	0 825	29353	10102	9975	70 01	1 67	91.79	2 19
1 50	0 109	1 282	0 937	33343	12130	11445	67.05	1 16	91 79	2 19
1 50	0 125	1 250	1.063	37797	13750	13125	63 75	1 52	91.79	2.19
1 75	0 109	1 532	1 106	39335	9810	9816	95 75	2 28	124 94	2 97
2 00	0 090	1.820	1 106	37803	5513	3595	135.14	3 22	163 19	3 89
2 00	0 109	1.782	1 274	58279	7687	9874	129.55	3 08	163 19	3 89
2 375	0 125	2 125	1.739	79522	8289	7177	184 22	4 39	230.12	5.48
2 875	0.125	2 625	2 125	97193	6848	4675	281.12	6 69	337 21	8 03

Tabla II-7. Propiedades de la tubería flexible de titanio grado 9

Dimensiones (pg)			Peso lb/ft	Capacidad de carga	Resistencia estallam.	Resistencia colapso	Capacidad Interna por C/1000 ft		Desplazamiento externo por C/1000 ft	
Dia Ext. Nom.	Espesor Nom.	Dia Int. Nom.	Nom.	Lb	Psi	Psi	Gal	BL	Gal	BL
1 00	0 087	0 826	0 491	17468	13703	14298	27 83	0 66	40 8	0 97
1 00	0 095	0 810	0 532	21358	14963	15476	26 77	0 64	40.8	0 97
1 25	0 087	1 076	0 626	22251	10962	11815	47.23	1 12	63 75	1 52
1 25	0 095	1 06	0 678	24130	11970	12640	45 84	1 09	63.75	1 52
1 25	0 109	1 032	0 769	27350	13734	14327	43 45	1 03	63 75	1 52
1 50	0 095	1 310	0 825	29353	10102	9975	70.01	1 67	91 79	2 19
1 50	0 109	1 282	0 937	33343	12130	11445	67.05	1 16	91 79	2 19
1 50	0 125	1 250	1 063	37797	13750	13125	63.75	1 52	91 79	2 19
1 75	0 109	1 532	1 106	39335	9810	9816	95 75	2 28	124 94	2 97
2 00	0 090	1 820	1 106	37803	5513	3592	135.14	3 22	163.19	3 89
2 00	0 109	1.782	1 274	58279	7687	7687	129.55	3 08	163.19	3 89
2 375	0 109	2 157	1 518	54317	5622	3782	189.81	4 52	230 12	5 48
2 375	0 125	2 125	1 739	79522	8289	7177	184 22	4 39	230.12	5 48
2 375	0 134	2 107	1 857	66038	6912	6020	181 12	4 31	230.12	5 48
2 375	0.156	2 063	2 14	76126	8046	7989	173.63	4 13	230.12	5 48

Tabla II-8 Propiedades de la tubería flexible de titanio grado 12.

Las aplicaciones de la tubería flexible de titanio incluyen trabajos superficiales (introducción de tuberías de revestimiento), sarts de velocidad, sarts de inyección, tuberías de producción y líneas superficiales de flujo.

La alta relación resistencia/peso del titanio permite introducir la sarta a mayor profundidad y un peso menor del conjunto de la sarta, comparada con la tubería de acero convencional. La longitud máxima de sarta (antes de que se rompa por su propio peso) para el titanio es considerablemente mayor que para una sarta de acero (figura II-14).

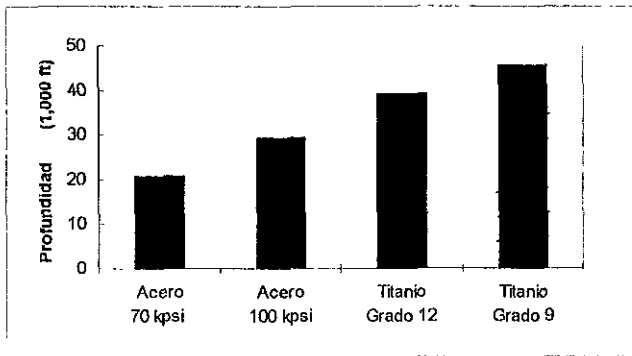


Figura II-14 Longitud máxima de tubería antes de que se rompa por su propio peso.

La figura II-15 muestra otra diferencia en la capacidad de carga para varios materiales.

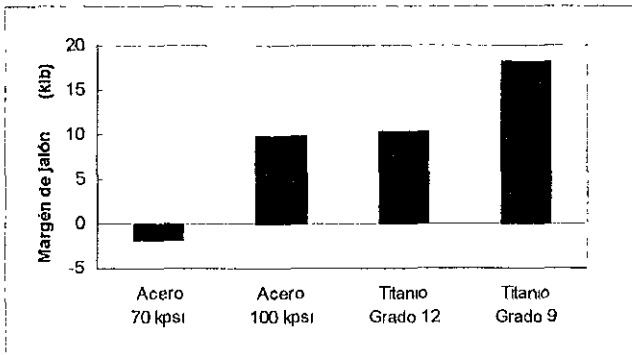


Figura II-15. Tensión máxima para una sarta de 22,000 ft

El titanio ofrece mayor capacidad de carga en zonas de mayor penetración y resistencia en ambientes con CO₂. Como tubería de producción se eliminan las conexiones trampa y se reduce el tiempo de instalación. Además, el titanio presenta una alternativa efectiva para revestir líneas de flujo, especialmente aquéllas revestidas internamente con aleación de níquel para mayor resistencia a la corrosión.

La desventaja principal del titanio es su costo, la sarta de titanio es 6 ó 7 veces más cara que la de acero, otra desventaja es la debilidad del titanio frente a los ácidos clorhídrico y metanol anhidrido. Para contrarrestar esta desventaja existen inhibidores para el ácido clorhídrico y el efecto del metanol anhidrido se puede reducir con una adición de 2% de agua.

La tubería flexible de acero no es capaz de soportar su propio peso por encima de 30,000 ft. La tabla II-9 muestra tuberías de diferentes materiales y su longitud libre en el aire antes de que se rompa por su propio peso. En ese caso, el titanio es el mejor candidato a considerar debido a su alta resistencia y baja densidad. Sin embargo a partir de los análisis que se han llevado a cabo, una reducción en los costos de los componentes de la tubería de titanio podría desembocar en un desarrollo más práctico.

	Cedencia a la tensión (kpsi)	Módulo de rigidez (kpsi)	Densidad (lb/pg ³)	Longitud libre en el aire (ft)	Longitud libre en el agua (ft)
Acero convencional	70	10,300	0.282	20,700	23,700
Acero alta resistencia	100	10,300	0.282	29,500	33,800
Cobre-berilio	110	6000	0.302	30,300	34,400
Titanio	105	6,100	0.160	54,800	70,700
Aluminio	58	3,750	0.101	48,000	74,600
Compuesta	400	-	0.056	500,000	2,000,000

Tabla II-9. Materiales de tubería flexible

Debido al tiempo tan largo de perforación y al elevado número de viajes en un pozo muy profundo, el carrete de tubería flexible debe ser más grande que el radio de curvatura mínimo de la tubería. Al titanio le corresponde un radio de curvatura de 16 ft (tabla II-10).

	Resistencia a la tensión (lb)	Presión de estallamiento (psi)	Torque máximo (ft-lb)	Torsión (ft-lb)	radio de curvatura (ft)
Acero convencional	123,700	14,000	63,400	25	45
Acero de alta resist.	176,700	20,000	90,600	25	31
Cobre-berilio	194,400	22,000	99,600	42	18
Titanio	185,600	21,000	95,100	42	16
Aluminio	102,500	11,600	59,800	67	19
Compuesto	706,900	-	-	-	-

Tabla II-10. Propiedades mecánicas de tubería flexible.

A principios de 1992, se comenzó a rolar la primer sarta de titanio, el grado 12 y Beta-C, fueron utilizados en diversos servicios por su gran resistencia. La tubería flexible de titanio tipo Beta-C, incluye instalaciones permanentes como tubería de producción. Además, ofrece ventajas debido a que no cuenta con conexiones roscadas, lo cual elimina el efecto de fugas y fallas. De acuerdo con las expectativas, la tubería de titanio, estará disponible en tamaños desde ¾ pg hasta 3½ pg, cuyas propiedades mecánicas se muestran en la tabla II-11

Tipo	Esfuerzo de cedencia mínimo	Esfuerzo de tensión mínimo	Elongación mínima
Grado 12	40,000 psi	50,000 lb	20 %
Grado 9	70,000 psi	80,000 lb	18 %
Beta C	140,000 psi	150,000 lb	12 %

Tabla II-11. Propiedades mecánicas del titanio.

II.4 Alternativas a la tubería flexible convencional ^{12,13,14,47,48}

A pesar de que los materiales de alta resistencia, mencionados anteriormente, prometen expandir los servicios de tubería flexible, en comparación con el acero HLSA convencional, esos materiales estarán sujetos todavía a ciclos de flexión, deformación plástica y en última instancia a falla por fatiga. Un material alternativo que promete superar las limitaciones de los materiales metálicos isotrópicos para la construcción de tubería flexible, son los compuestos

II 4.1 Desarrollo de la tubería flexible compuesta (TFC)

Existen tres procesos principales para la fabricación de productos tubulares:

- *Pultrusión*, que es un proceso en el cual las fibras son extraídas de carretes y estiradas en una matriz de forma especial, para formar el producto con la geometría de sección transversal deseada.
- *Proceso continuo de devanado de filamentos*, donde los carretes de fibra se montan sobre “devanadores de anillo”, los cuales giran alrededor de la tubería para depositar el material compuesto.
- *Trenzado*, en el cual las hebras de fibra se alimentan generalmente en la dirección de la formación de la trenza y se entrelazan unas a otras para formar un tubo

La tubería flexible compuesta ofrece el potencial de exceder los límites de los metales isotrópicos incrementando la vida de la tubería y extendiendo los parámetros operacionales, se construye como un tubo continuo de materiales no metálicos para proporcionar un cuerpo de alta resistencia y resistente al desgaste, optimizando las presiones de estallamiento y colapso, cargas por tensión y compresión, así como deformaciones ocasionadas por la flexión. Las fibras y resinas utilizadas para la

fabricación de la tubería flexible compuesta, hacen a la tubería insensible a la corrosión y resistente a los químicos utilizados en los tratamientos ácidos.

Basándose en el desempeño de los prototipos construidos y probados a la fecha, la vida de servicio potencial de la tubería flexible compuesta, es substancialmente más larga que las de acero HSLA convencional, cuando están sujetas a ciclos de flexión múltiples con deformación plástica y con presiones internas altas

Los materiales compuestos están hechos de fibras de alta resistencia y diámetro pequeño, enredadas en orientaciones convenientes, alrededor de un material de matriz circundante, normalmente más débil que las fibras y que juega el papel crítico de transferir la carga hacia las fibras (figura II-16), los principios fundamentales de diseño pueden emplearse para adaptar la resistencia y rigidez en diferentes direcciones de la estructura.

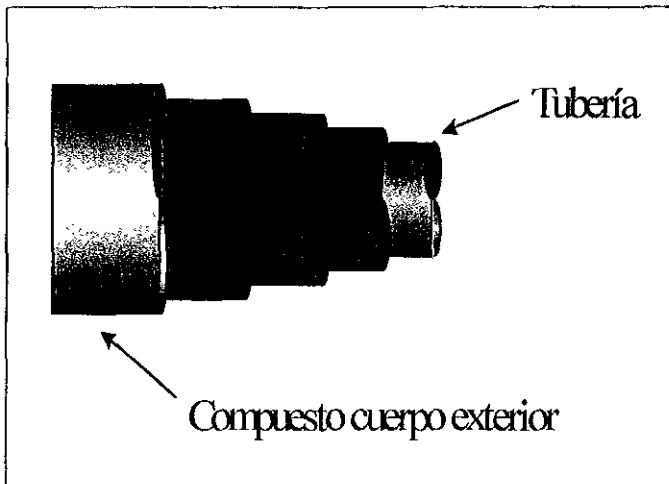


Figura II-16. Tubería flexible con estructura compuesta.

Las fibras con el potencial más alto para la fabricación de tubería flexible compuesta incluyen el vidrio tipo “S” y “E”, el carbón y el aramid. Los materiales para la matriz abarcan desde resinas poliméricas termoplásticas y termoestables, hasta los metales

La tubería flexible compuesta proporciona diversas mejoras potenciales y nuevas capacidades tales como: peso reducido, resistencia a la corrosión y resistencia a la fatiga

Debido a la naturaleza anisotrópica de la tubería flexible compuesta, los esfuerzos axiales y circunferenciales del cuerpo de la tubería pueden adaptarse independientemente. Por lo tanto, la resistencia a la presión de estallamiento y colapso pueden mejorar mediante la *orientación de las fibras*.

Debido a que la tubería flexible compuesta puede ser construida con materiales resistentes a la corrosión, es posible realizar servicios con ácidos sin la necesidad de inhibidores para protegerla, además, es insensible a la impregnación de ácido H_2S y CO_2 , lo que la hace una alternativa deseable para las tuberías de aleación resistentes a la corrosión en instalaciones permanentes.

En general, la tubería flexible compuesta, se construye con múltiples capas de materiales como fibra de carbón, de vidrio y/o kevlar, se puede incorporar un recubrimiento exterior resistente al desgaste, para proporcionar una protección mejorada a las fibras estructurales y además, coeficientes de fricción reducidos. Adicionalmente, puede incluir un revestimiento interno, ya sea de nylon, polietileno y politetrafluoretileno, lo que ofrece un menor coeficiente de fricción al flujo de fluidos, es posible meter o incrustar alambres conductores dentro de las láminas a lo largo de un tramo de una sarta. La tubería flexible compuesta permite el monitoreo en tiempo real de las herramientas de fondo en servicios de estimulación.

Recientemente fue concedida una patente a Conoco por varios diseños de tubería flexible compuesta. Básicamente es un diseño multicelular utilizado tanto en la resistencia longitudinal como en la resistencia a romperse. La tubería de cuatro celdas (figura II-17)

está compuesta por fibras compuestas (de fibra de vidrio, carbón ó aramid) en pliegues cruzados aproximadamente 55° con respecto a los ejes de la tubería. La orientación logra la resistencia máxima al pandeo y al rompimiento. El tubo central tiene fibras orientadas a lo largo del eje para aportar máxima resistencia a la tensión de la tubería al doblarse.

El diseño de cuatro celdas minimiza el desgaste por doblamiento impuesto en las fibras cuando la tubería es enrollada. Un diseño con fibras orientadas a 0° (Paralelo al eje del tubo) en la sección cilíndrica puede requerir un diámetro mayor del devanado que el diseño de Conoco

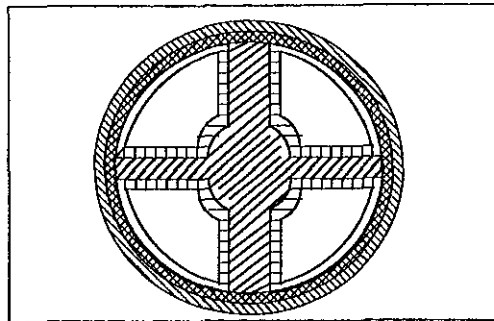


Figura II-17. Área transversal de un tubo compuesto de cuatro celdas

Se pueden usar diferentes fibras y materiales resinosos en los componentes del tubo, por ejemplo, fibra de grafito de alta resistencia para el centro y fibra de vidrio para el tubo. Se incluyen componentes adicionales en el diseño, los cuales pueden mejorar la calidad de la tubería, como un recubrimiento resistente a la abrasión en la superficie exterior y un material químicamente resistente en la superficie interior

El diseño de dos celdas (figura II-18), tiende a aplanarse durante el pandeo, una ventaja en algunas situaciones y desventaja en otras. La tubería de dos celdas se emplea con mayor frecuencia como tubería de producción, debido a su capacidad de terminación dual y de ser transportable en carretes pequeños. Sin embargo, las operaciones que

requieren bombeo de fluidos a través del devanado podría ser afectado por el incremento en las pérdidas de presión

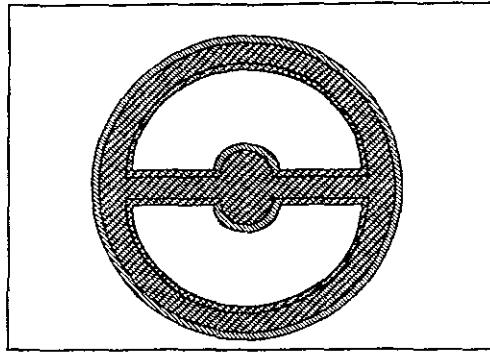


Figura II-18 Tubería compuesta de dos celdas

II 4 2 Tubería flexible de alta resistencia

Debido a las necesidades de la industria petrolera, ha sido necesario incrementar el rango de presiones y profundidades de trabajo, a fin de satisfacer éstas, se desarrolló un nuevo grado de tubería con una resistencia mínima a la cedencia de 100,000 psi, que se logró con una nueva técnica de tratamiento *térmico*.

El desarrollo inicial de la tubería consideró la necesidad de mantener una resistencia adecuada al agrietamiento por acción del ácido sulfhídrico y la necesidad de una nueva técnica de fabricación, que permitiera además, reparar la tubería cuando fuera necesario. Al parecer, la selección de un acero cromo-molibdeno reforzado con un tratamiento *térmico* de templado en frío y en caliente, satisfizo estas necesidades.

La principal diferencia entre la tubería flexible convencional que utiliza, ya sea acero ASTM A-600 o A-715, y los materiales templados en frío y en caliente, es la sustitución de una microestructura de ferritaterlita, por una estructura de martensita fina y templada

en caliente. Al elevar la resistencia de la tubería flexible de 70,000 a 100,000 psi se expandió la variedad de servicios sujetos a las siguientes condiciones:

- Incremento de la carga permitida.
- Incremento en la profundidad de operación.
- Incremento en la presión de operación y resistencia al colapso.

II.5 Manufactura de tubería flexible ⁴⁸

En general, en los procesos básicos de producción de tubería flexible se utilizan bandas de acero como materia prima básica y son recibidos en diez grosores estándar que van de 0.067 a 0.188 pg. Las bandas son enrolladas en tamaños que van de 1800 a 3800 ft de longitud de acuerdo con su grosor. Las bandas son rebanadas al ancho apropiado para cada diámetro de tubería final deseado. Varios procesos de soldadura han sido utilizados para unir las tiras en longitudes continuas. Antes se usaba la soldadura por calor estándar, pero las fallas de la tubería casi siempre se presentaban en las zonas afectadas por el calor. Recientemente, el proceso de soldadura cruzada ha sido utilizado para distribuir la concentración de fuerza cerca de la zona soldada (Figura II-19).

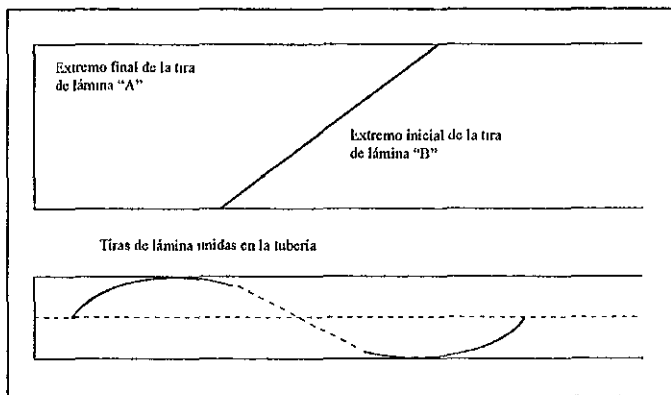


Figura II-19. Soldadura al sesgo con ángulo de 45°.

Los carretes de las tiras de acero se unen como se muestra en el proceso de soldadura al sesgo (figura II-12), se revisa la zona de unión y la soldadura con rayos X. Los primeros y los últimos 20 ft de cada devanado se descartan para evitar cualquier defecto debido al enrollamiento en la fábrica. Los diferentes pasos empleados para convertir las bandas en tubería, se muestran en la figura II-14. Después del enfriamiento dentro de un cilindro, el tubo pasa a través de un soldador de inducción de alta frecuencia donde los extremos son unidos. La soldadura por inducción permite altos porcentajes de producción (arriba de 100 ft/min.) y logra una calidad consistente en las uniones. El chapado externo es inmediatamente eliminado después del proceso de soldadura. La capacidad de remover el chapado interno también es posible, pero esta opción aumenta un 10% el costo de la sarta. Después del calentamiento, la tubería se enfría por medio de aire, se temple con agua y se inspecciona electromagnéticamente. Finalmente el devanado terminado se prueba hidrostáticamente, se hace circular aire o nitrógeno para desplazar el fluido de prueba y secar la tubería.

III Equipo de tubería flexible

III.1 Los primeros equipos de tubería flexible ^{1,7,48}

Después de surgir el concepto de usar una sarta continua de tubería para correr herramientas rápidamente y realizar operaciones de perforación en un pozo, la industria desarrolló varias piezas de equipo de superficie basado en sistemas hidráulicos para manipular la tubería y proporcionar los servicios auxiliares necesarios. Este equipo (figura III-1) puede ser montado en rampas portátiles o en camiones y cuando está todo junto, se le denomina unidad de tubería flexible. Una unidad de tubería flexible integrada introduce y saca una sarta continua de tubería a velocidades altas (hasta 200 ft/min.) y presiones altas (hasta 10,000 psi). El componente clave en la unidad de tubería flexible es la cabeza inyectora. Actualmente, las más grandes pesan varias toneladas y pueden jalar cargas hasta de 120,000 lb.

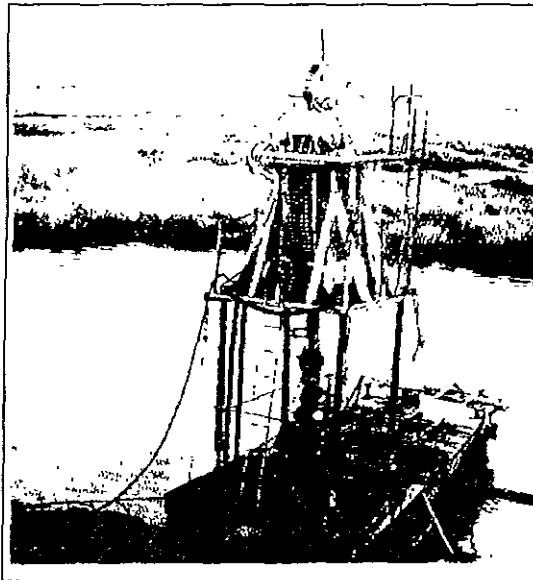


Figura III-1 Inyector original de Bowen Tools

“California Co” buscó nuevas técnicas para mejorar su producción y reducir costos, y concibió la idea de usar una sarta continua desde un carrete. La configuración de su equipo prototipo contenía todo lo esencial de un equipo moderno: sistemas de carrete energizado, sistema de control, sistema hidráulico de potencia, control de presión en la boca del pozo, sistemas de seguridad y sistemas de circulación de fluidos. El diseño de la unidad se basa en una tubería de 1 pg de diámetro nominal, teniendo una limitación en la profundidad de trabajo de 15,000 ft. Las dimensiones fueron similares a la tubería lineal grado 40 (1.315 x 0.125 pg). La tubería fue fabricada de láminas de acero-columbio de baja aleación, con las cuales, se formó en longitudes de 50 ft y unió con 300 uniones soldadas

El inyector de tubería se basó en dos cadenas enrolladas con rotación encontrada con bloques sujetadores para soportar y sujetar la tubería sólo por fricción.

El diámetro del eje del carrete de tubería y de la ceja eran de 9 y 12 ft, respectivamente. El ancho del carrete es de 6 ft. No se utilizó ningún cuello de ganso en el sistema original, en su lugar se utilizó un circuito cerrado sin soporte entre el inyector y el carrete (figura III-2).

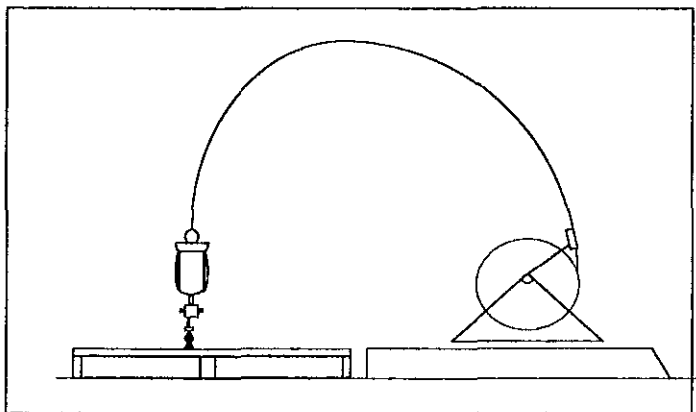


Figura III-2. Inyector y carrete de Bowen.

A mitad de 1963 y a lo largo de 1964, esta unidad se utilizaba para realizar numerosos trabajos de lavado de arena y pesca. Es interesante notar que originalmente se trabajó con una sarta de tubería de 1.315 pg de diámetro externo, la cual trabajó bien varios años antes de empezar a fallar (este carrete es el que tiene el mayor tiempo de vida de todas las sartsas de tubería flexible del mundo) debido a las fuerzas de pandeo en el cuerpo de la tubería, las que fueron mínimas.

En 1967, Bowen diseñó una cabeza inyectora para tubería flexible. Esta unidad tuvo éxito en el lavado de depósitos de salmuera de los pozos con nitrógeno. Nowasco fabricó una unidad 12-5M adicional, la cual tenía una capacidad de carga de 5000 lb. Un año después, Bowen manufacturó su primer inyector de tubería flexible 5M el cual manejaba cargas hasta de 8000 lb y utilizaba tubería de $\frac{3}{4}$ pg de diámetro.

III.2 Componentes básicos del equipo de tubería flexible ^{1,7,16,17,20,48}

El equipo de tubería flexible típico (figura III-3) es similar al diseño original de Bowen.

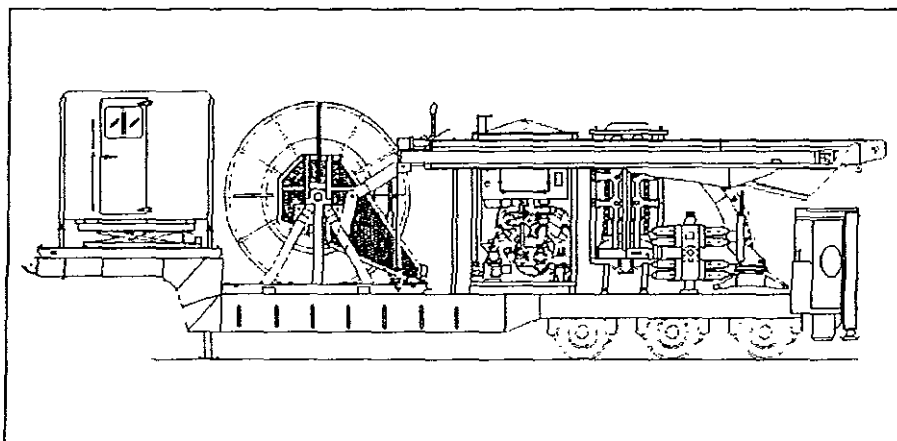


Figura III-3. Equipo de tubería flexible.

La tubería flexible de acero de diámetro pequeño o mediano (1 a 3 ½ pg) es enrollada en carretes con un diámetro de núcleo de aproximadamente 6 ft. La cabeza inyectora consiste en dos cadenas continuas bajas que empujan a la tubería hacia afuera y hacia adentro del pozo. Los preventores (BOPs) se usan para proporcionar un control total del pozo. Los componentes típicos de un equipo de tubería flexible se muestran en la figura III-4.

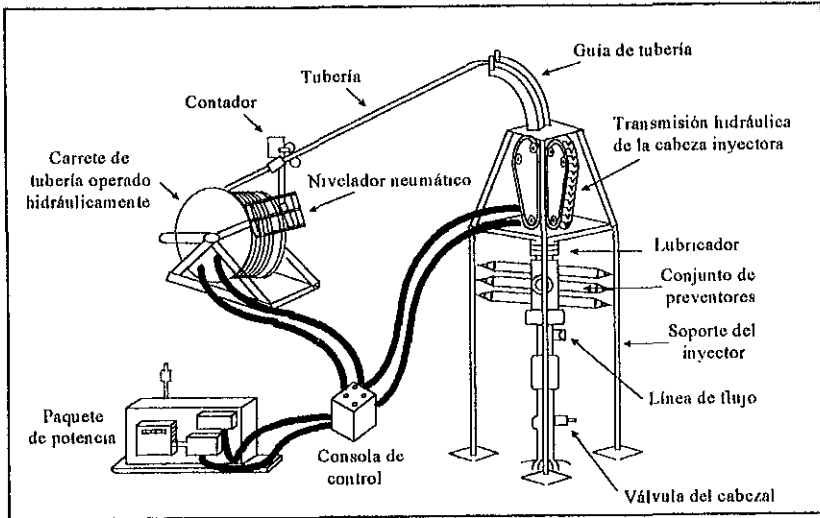


Figura III-4. Componentes de la unidad de tubería flexible hidráulica.

Los subsistemas básicos son:

III.2.1 Cabeza inyectora

Se usa para introducir y sacar la tubería del agujero y sostener el peso de las herramientas que bajan al pozo durante las operaciones de perforación (figura III-5). El cuello de ganso, es un tubo que guía a la tubería del carrete a los bloques de cadenas, los cuales son de un radio de aproximadamente 6 ft, proporcionando soporte, tensión y alineación a la tubería. Los equipos modernos están diseñados para mantener la tensión constante entre la tubería y

el inyector como con la técnica original del circuito cerrado (figura III-2). Además, se incrementó el número de operaciones de seguridad y control, pero el cuello de ganso trae consigo una consecuencia desfavorable: se presentan dos deformaciones más en la tubería por cada subida y bajada, esto resulta en un tiempo de vida útil más corto del tubo. La tubería se sostiene y ajusta por medio de una serie de rodillos. Algunos modelos recientes usan un cinturón continuo para minimizar los puntos de carga en la tubería.

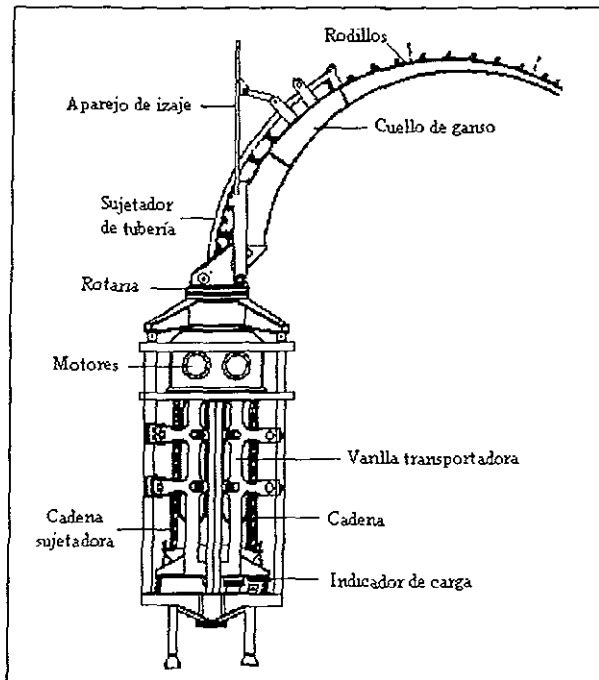


Figura III-5 Cabeza inyectora de tubería flexible

El inyector utiliza cadenas de rotación contraria con bloques sujetadores para sujetar y mover a la tubería flexible dentro y fuera del agujero (figura III-6). Los bloques sujetadores son respaldados por múltiples rodillos que ruedan en una superficie dura en vigas lineales, las cuales están controladas con cilindros hidráulicos. Los frenos automáticos se activan cuando el inyector pierde presión hidráulica.

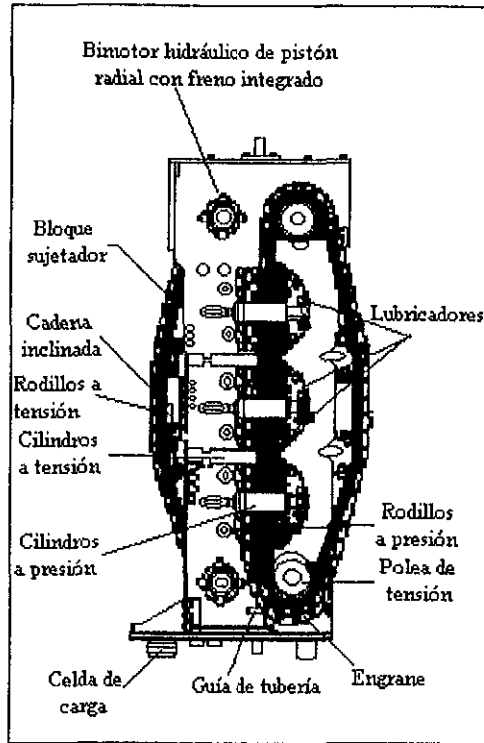


Figura III-6. Ensamblaje de transmisión del inyector.

III 2.2 Bloque sujetador

El bloque sujetador típico (figura III-7) tiene una superficie semicircular de carga ligeramente mayor que la tubería flexible para permitir su ajuste. Los bloques sujetadores acanalados tienen una eficiencia mayor que los lisos al sujetar la tubería. Los canales también sirven para proporcionar una área para recolectar los residuos (fluido de perforación). Los bloques sujetadores son normalmente revestidos con carburo de tungsteno para incrementar su coeficiente de fricción.

Entre otros diseños de sujetadores está el bloque tipo V (se describe más adelante), el cual se usa para disminuir la carga por tensión en la tubería.

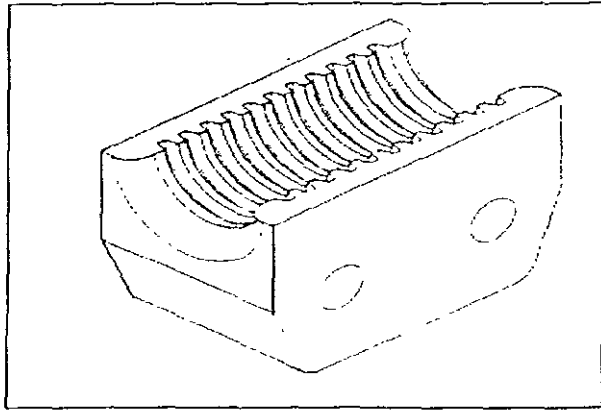


Figura III-7. Bloque sujetador de tubería flexible.

III 2 3 Celda de carga

La celda de carga de doble acción se encuentra montada en la parte baja del inyector para medir las cargas al jalar y empujar la tubería (figura III-8). El peso del inyector y la sarta de trabajo en el agujero, son aislados de la cabeza del pozo y la estructura de soporte por medio del indicador de carga. El medidor de carga está localizado en el pánel de control y resta la tara del peso del inyector a la lectura presentada.

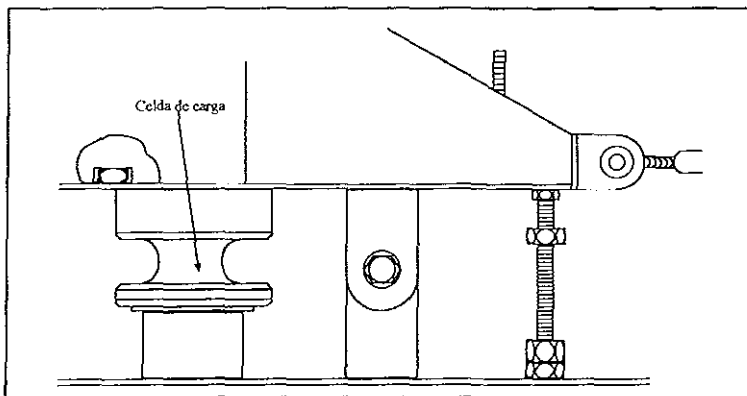


Figura III-8 Celda de carga del inyector.

III.2.4 Prensaestopa

Es utilizado para sellar la tubería contra el pozo en las operaciones de recuperación e introducción con presiones hasta de 10,000 psi (figura III-9). Está montado en la parte baja del inyector con una conexión en la pestaña. Para aumentar la seguridad en los pozos se pueden utilizar dos prensaestopas en serie. El prensaestopa es activado por presión hidráulica, la cual comprime un paquete de elastómero. Un resorte regresa la unidad a su posición original cuando la presión es liberada. Un sello dividido de elastómero en el prensaestopa permite el cambio de sello sin sacar la tubería del agujero. El cambio es acompañado por el cierre de los arietes de tubería del BOP, la eliminación de la presión hidráulica y desensamble de la parte superior de la tapa para quitar y reemplazar el sello.

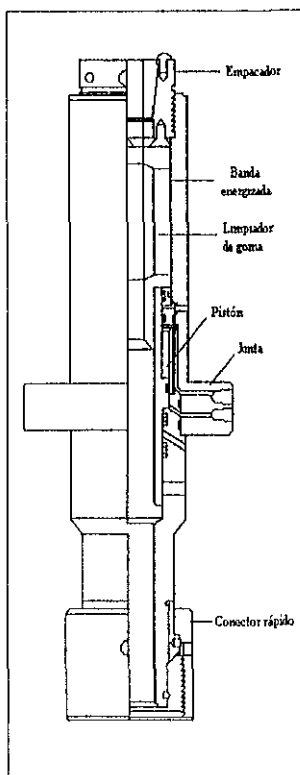


Figura III-9. Prensaestopa de tubería flexible

III 2 5 Carrete de tubería

Es un carrete de 5 a 9 ft de diámetro (siendo 6 ft el más común) que se usa para enrollar hasta 26,000 ft de tubería (figura III-10). La tubería es cubierta por un plástico que se enrolla en el tambor para su protección. El diámetro del carrete normalmente se escoge para minimizar el diámetro de curvatura, esto es, el diámetro de la tubería entre el diámetro de doblamiento

El eje o árbol principal del carrete es un orificio abierto en un extremo para proporcionar un conducto a los fluidos que circulan por la tubería flexible. El extremo interno de la tubería está conectado a través de un eje del carrete a la junta rotatoria que está montada en el eje principal

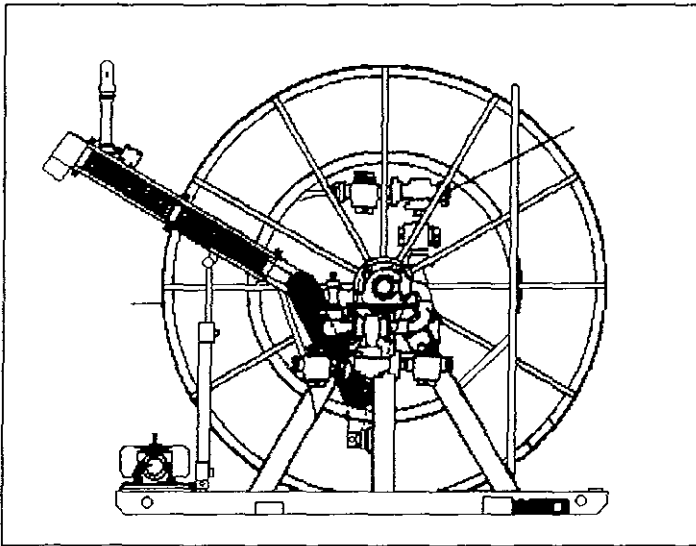


Figura III-10 Carrete de tubería flexible

El carrete está energizado por un motor hidráulico bidireccional que controla la cadena y la rueda dentada del carrete. Se encuentra instalado un freno de paro con un resorte en caso de fallo del motor o su control, con el objetivo de que no se presente algún movimiento no

intencional del carrete. El sistema hidráulico está diseñado para que jale la tubería, no para que la controle. El ensamble del control del carrete mantiene la tensión en la tubería mientras ésta entra en el agujero (figura III-11).

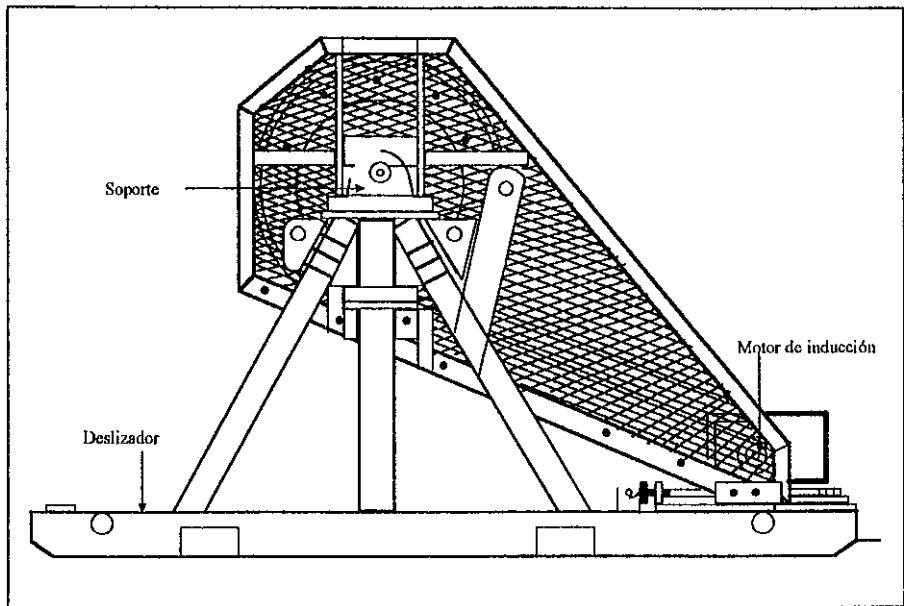


Figura III-11. Transmisión o control del carrete de tubería flexible.

III.2.6 Ensamble nivelador

Proporciona un nivel uniforme a la tubería en el tambor (figura III-12) La rosca guía posiciona automáticamente a la tubería lateralmente en el carrete para asegurar un enrollamiento suave en el carrete. Está sostenido por cilindros hidráulicos, por lo que el ensamble puede ser elevado o bajado para proporcionar una trayectoria recta entre el carrete y el cuello de ganso. El mecanismo consiste en una guía acojinada montada en una suspensión sobre una rosca guía que es engrillada por la rotación del carrete. La proporción de rotación de la rosca guía puede ser ajustada para compensar los diferentes tamaños de tubería

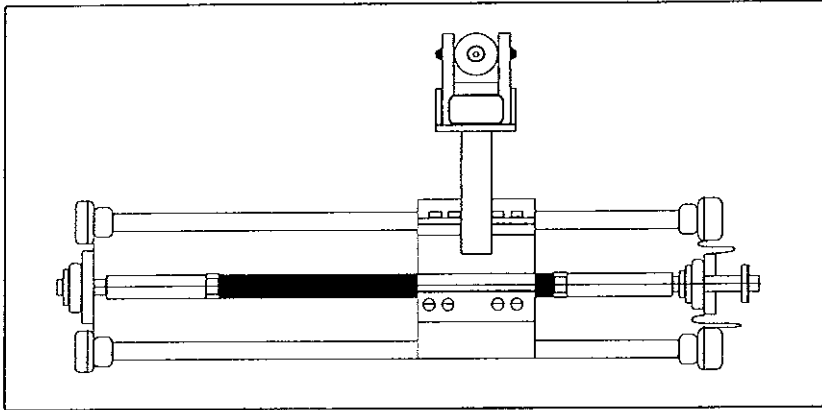


Figura III-12. Ensamble nivelador.

III 2 7 Contador de tubería

El contador de tubería (figura III-13) mide la longitud de la tubería utilizada. La rueda contadora tiene 2 ft de circunferencia y está sostenida contra la tubería mediante dos brazos sostenidos por un par de resortes de carga. La profundidad se calcula mecánicamente y es desplegada en una pantalla de cinco dígitos. Existen disponibles sistemas electrónicos

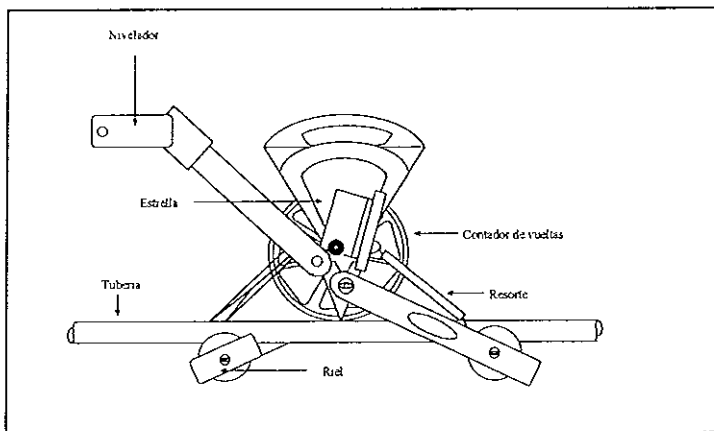


Figura III-13. Ensamble del contador de tubería

III.2.8 Preventores (BOPs)

Permiten a la tubería trabajar con la tubería con presiones en la cabeza del pozo hasta de 10,000 psi (figura III-14). El BOP cuenta con arietes ciegos y de tubería que se usan para sellar el pozo con o sin tubería en el agujero, con cortadores de tubería que se usan para cortar tubería (por ejemplo: la tubería de producción atascada), los arietes de corte usan sus dientes para sujetar la tubería cuando se corta.

El BOP puede ser cerrado manualmente si es necesario. Las válvulas reguladoras conectan las diferentes secciones para igualar presiones a través del conjunto. La sección normalmente tiene una válvula de bajo torque 2 x 1. La descarga central sirve como escape y puede liberar la presión en la línea o puede funcionar como entrada de fluido en caso de emergencia.

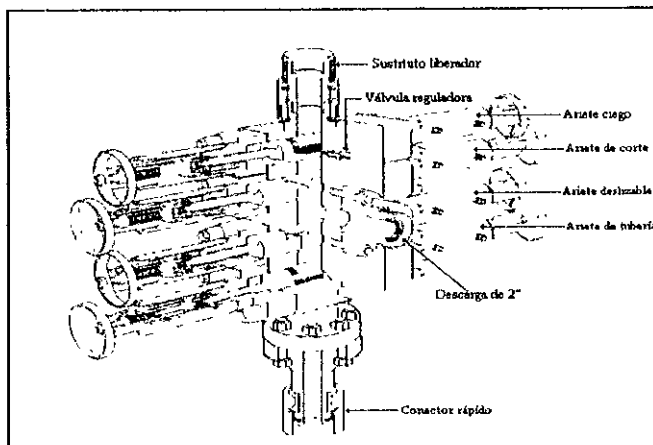


Figura III-14. Sección BOP de tubería flexible.

III.2.9 Cabeza rotatoria de presión

Una cabeza rotatoria de presión en el eje del carrete se usa para conectar la tubería a líneas que alimentan a la tubería durante la perforación o terminación del pozo. Cuando hay cableado eléctrico en la tubería, se usan los ensambles de anillos separadores (figura III-15).

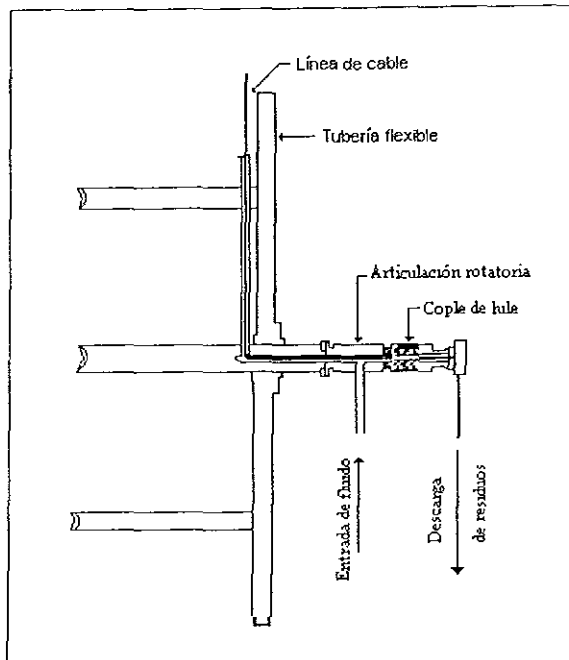


Figura III-15 Ensamblaje de anillos separadores de la tubería flexible

Los sistemas hidráulicos se usan para la transmisión de potencia debido a su versatilidad. Las ventajas son su tamaño, la capacidad de velocidad variable, la habilidad de cambiar de dirección instantáneamente y la protección contra sobrecarga usando válvulas liberadoras.

Los componentes de un sistema hidráulico (figura III-16) incluyen una bomba que convierte la energía mecánica del motor diesel en energía hidráulica, los motores que convierten la energía hidráulica en mecánica, las válvulas liberadoras para limitar la presión máxima del sistema cuando existe invasión de fluidos del yacimiento, válvulas de control de doble paso que permiten circular al fluido en condiciones de vacío, el intercambiador de calor que elimina el exceso de calor del fluido y las presas de lodo que almacenan los fluidos y permiten asentar los residuos contaminantes y eliminar el aire atrapado en el fluido de perforación.

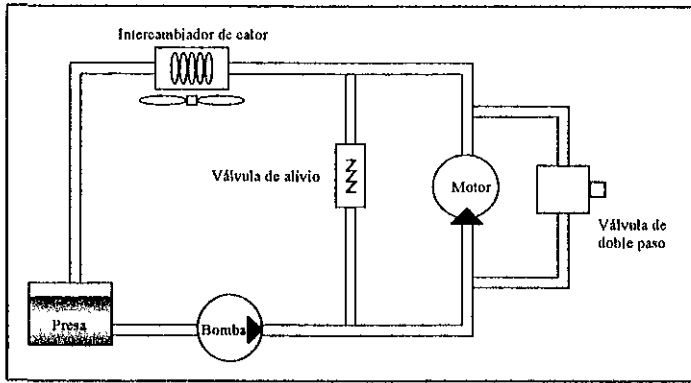


Figura III-16. Sistema de transmisión de potencia hidráulica.

III.2.10 Unidad de potencia hidráulica

Alimenta al carrete, al inyector, a la bomba de fluidos y a otras partes del equipo. Una unidad de potencia típica es una estructura de una sola pieza montada en una rampa que contiene un motor diesel, varias bombas hidráulicas, un tanque hidráulico y circuitos de control direccional y de presión hidráulica. La figura III-17 muestra una unidad de potencia hidráulica montada en una rampa para unidades de tubería flexible para operaciones marinas. El sistema es alimentado por un motor diesel que se encuentra por separado. Las unidades de tierra normalmente son alimentadas por un ensamble móvil de alimentación.

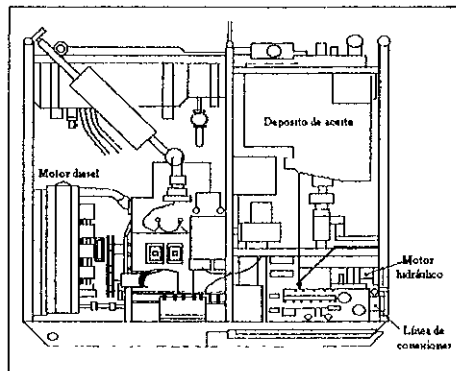


Figura III-17 Paquete de alimentación hidráulica para tubería flexible

Los multiplicadores y silenciadores de la unidad de potencia deben ser aislados adecuadamente para asegurar la protección del personal. Los controladores de potencia deben ser equipados con mata chispas. Los bordes de las rampas deben ser usados como contenedores para eliminar cualquier contaminación accidental.

Una unidad de alimentación para tubería flexible usa (Halliburton acostumbra usar tres circuitos de bombas por separado) un circuito para el inyector y la grúa, uno para el motor del carrete y otro para la cabina de control, además de los sistemas de BOPs (figura III-18). Equipos Hydra utilizan 5 circuitos. 1) para el inyector, 2) para manejar el carrete, 3) para el BOP, 4) auxiliar #1 (varios cilindros y válvulas de control), 5) auxiliar #2 (grúa y carretes de manguera)

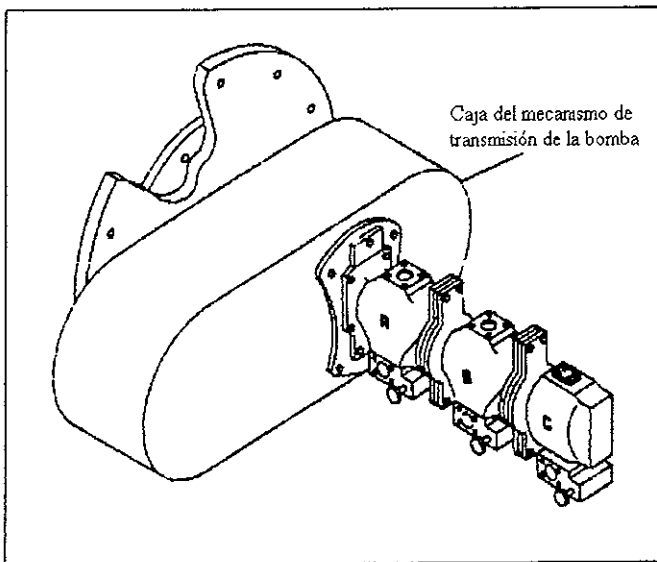


Figura III-18 Circuito de la bomba hidráulica

La rampa del acumulador (figura III-19) se localiza en la base de la cabina de control o en la rampa del paquete de alimentación.

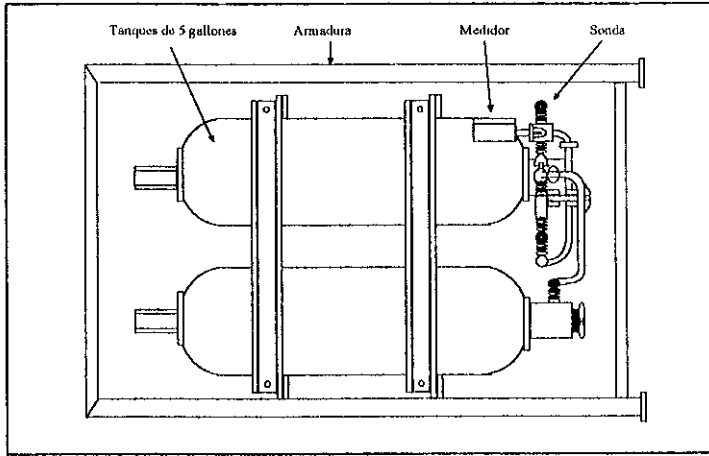


Figura III-19. Rampa del acumulador de la unidad de tubería flexible.

III.2.11 Consola de control

Contiene todos los medidores y controles requeridos para operar y monitorear al equipo (figura III-20). El inyector y el carrito son activados por medio de una válvula selectora de dirección y la velocidad se controla por medio de válvulas liberadoras hidráulicas. Los medidores que miden la presión de la cabeza del pozo y la carga de la tubería, destacan por su tamaño en el panel de control.

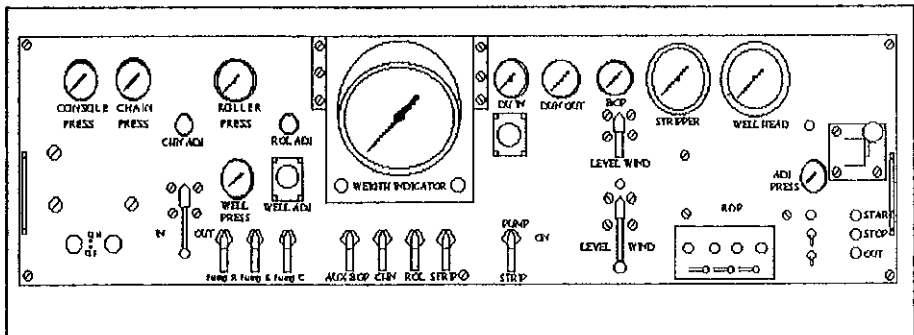


Figura III-20. Consola de control de la unidad de tubería flexible

El control de las bombas hidráulicas y las reservas de fluidos se localizan en la consola de control. Se usan para el control de tensión de la cadena del inyector, de los rodillos del inyector, del prensaestopa y para operaciones de emergencia de los arietes del BOP.

La consola de control está montada dentro de la cabina de control (figura III-21). La cabina está a su vez montada en un elevador hidráulico en forma de tijera que eleva al operador para permitirle visibilidad del equipo de superficie.

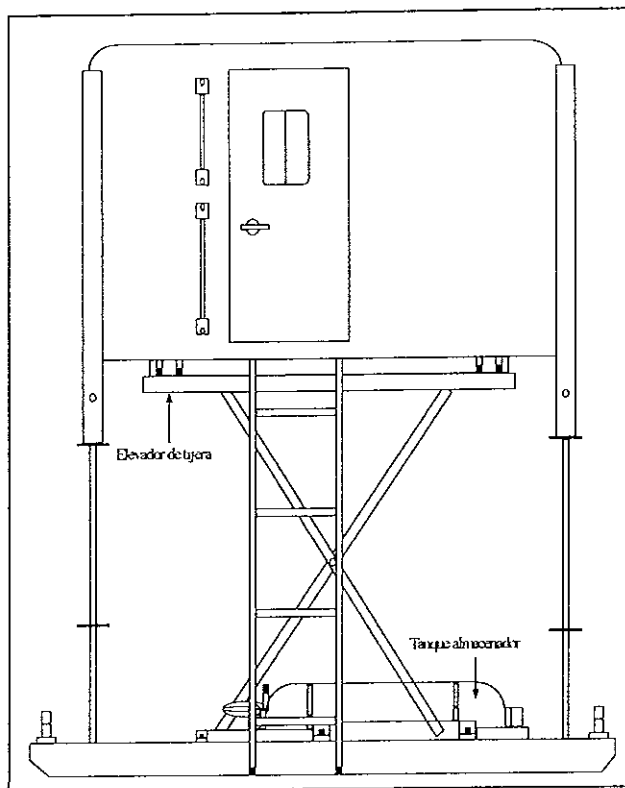


Figura III-21 Cabina de control de la tubería flexible

Un trailer de equipo de tubería flexible típico (figura III-22) es un diseño con un piso flotante que desciende y está equipado con una grúa telescópica, usada para posesionar el

inyector y el BOP en la cabeza del pozo. La grúa tiene un sistema hidráulico integral externo para estabilizar al trailer durante las operaciones de colocación.

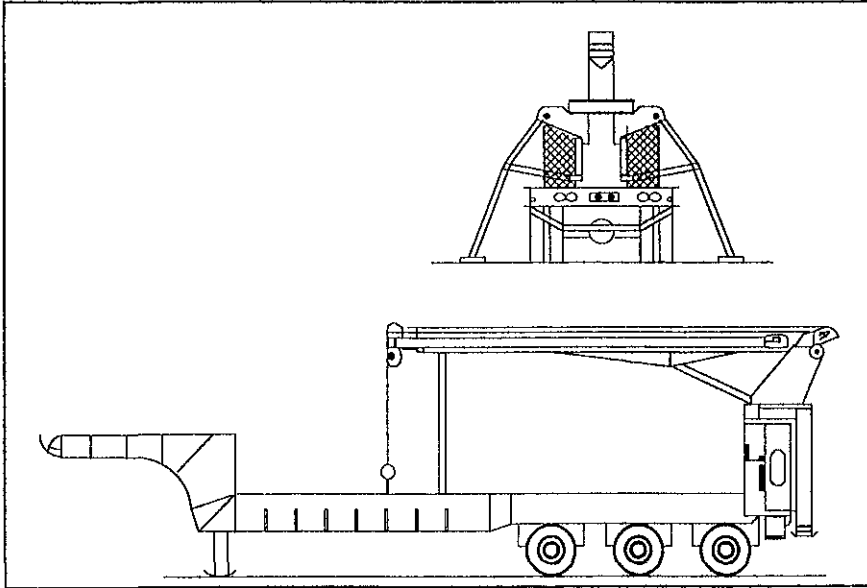


Figura III-22. Trailer de equipo de tubería flexible.

III.3 Sistema de perforación hidráulico de tubería flexible para trabajos superficiales^{21,48}

Un sistema de perforación con tubería flexible, que no requiere una torre de perforación, fue presentado por Halliburton. Su propuesta combina la tecnología de un equipo de tubería flexible con un equipo hidráulico para trabajos superficiales. El inconveniente de la tubería flexible para aplicaciones de trabajos superficiales (la imposibilidad de ponerle una cubierta) es eliminado al usar una unidad hidráulica de trabajos superficiales. Esta combinación puede realizar operaciones en agujeros reducidos sin la necesidad de un equipo de perforación convencional con torre de perforación.

Los sistemas de perforación hidráulicos con tubería flexible para trabajos superficiales pueden trabajar bajo presión, permitiendo la perforación bajo balance y evitando así, daños a la formación. Otras ventajas del sistema, son:

- Son pequeños, lo cual tiene un impacto menor al ambiente y permite el acceso a localidades remotas
- Capacidad inherente para manejar en forma segura presiones inesperadas.
- Elimina la necesidad de estructuras pesadas, como placas de concreto
- El tiempo de viaje es menor, lo cual permite un ajuste rápido del ensamble de fondo (BHAs).

Las unidades hidráulicas de trabajos superficiales fueron originalmente introducidas en 1960. Se usaban básicamente para mover la tubería dentro de la sarta de producción o para fijar y sacar pequeñas longitudes de estas sarta. La capacidad actual de estos equipos está muy por encima de la original, manejan un margen máximo de jalón de hasta 600,000 lb y fuerza de freno rápido de hasta 300,000 lb. Las unidades más grandes pueden manejar tuberías de revestimiento hasta de $9 \frac{5}{8}$ pg de diámetro exterior (tabla III-1)

Especificaciones de un equipo hidráulico				
diámetro de barrera (pg)	Fuerza máxima de jalón (lb)	Fuerza máxima de freno (lb)	Diámetro de tubería máximo (pg)	Sobrecarga (lb)
$4 \frac{1}{16}$	120,000	60,000	$2 \frac{7}{8}$	7,000
$7 \frac{1}{16}$	200,000	100,000	$5 \frac{1}{2}$	9,000
11	600,000	300,000	$9 \frac{5}{8}$	16,000

Tabla III-1. Capacidad de izaje de los equipos hidráulicos de trabajos superficiales

Los sistemas de maniobra de tubería en una unidad hidráulica de trabajos superficiales consisten en un conjunto de deslizadores estacionarios, una cubierta hidráulica, una canastilla de viaje deslizante, una combinación de un torno pequeño y una combinación de

poleas, un cesto de trabajo y los controles (figura III-23) La fuerza resultante del peso de la tubería de la unidad de trabajos superficiales se transfiere a la cabeza del pozo, y no es necesaria una estructura adicional para el cojinete de carga

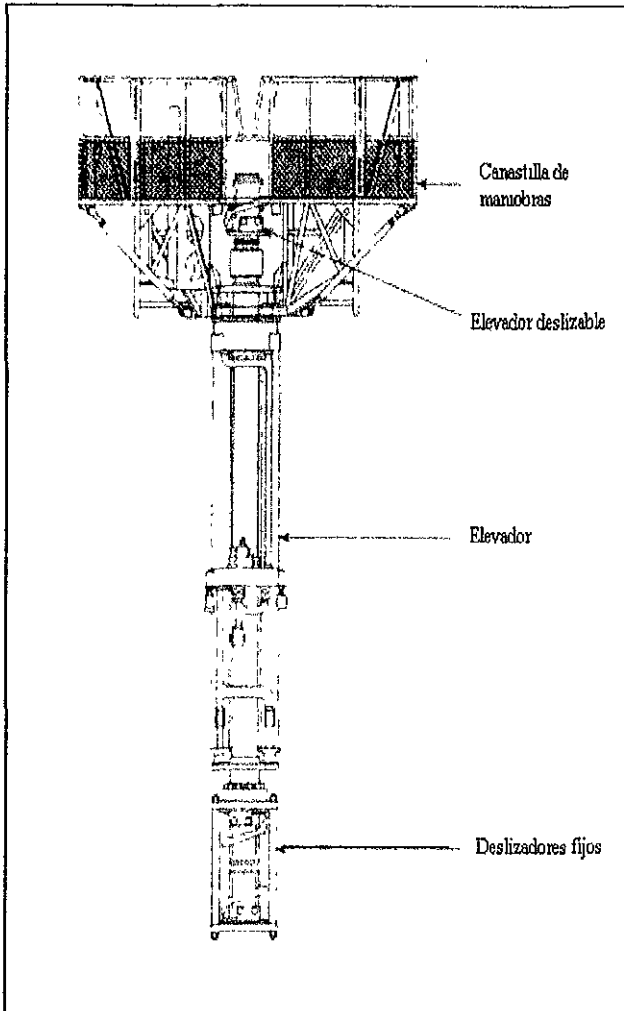


Figura III-23. Sistema de maniobra de tubería de la unidad hidráulica de trabajos superficiales.

El control de presión se puede mantener por una aproximación convencional usando perforación de lodo y el BOP normal o usando una configuración adicional de BOPs para permitir a la tubería moverse bajo presión (figura III-24)

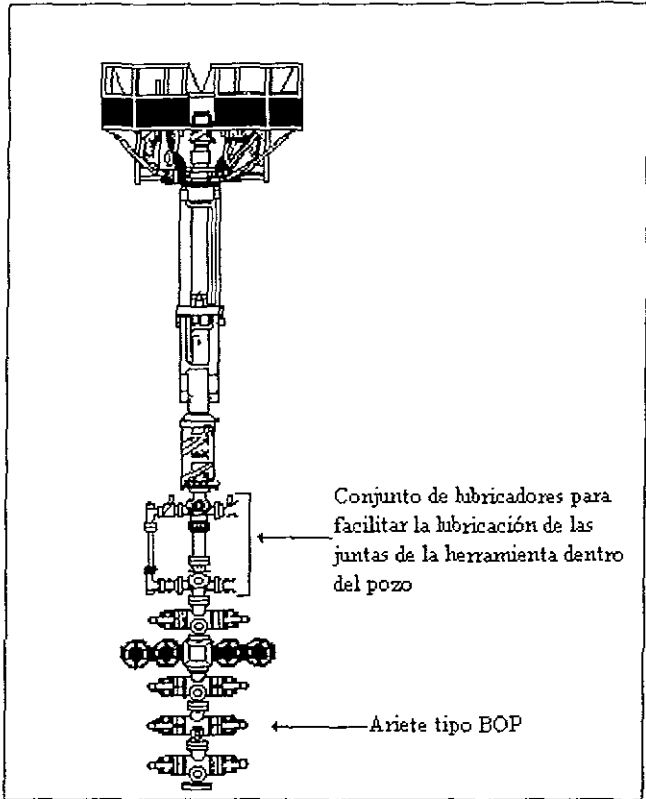


Figura III-24. Equipo de la unidad hidráulica para permitir movimiento bajo presión

El sello de presión estándar para operaciones con tubería flexible, es el prensaestopa. El sistema de presión de la tubería flexible de Halliburton se diseñó para trabajar en pozos fluyentes (figura III-25) usando un arreglo de BOPs anular para que el mismo BOP pueda ser utilizado tanto para el equipo hidráulico de trabajos superficiales, como para el equipo de tubería flexible

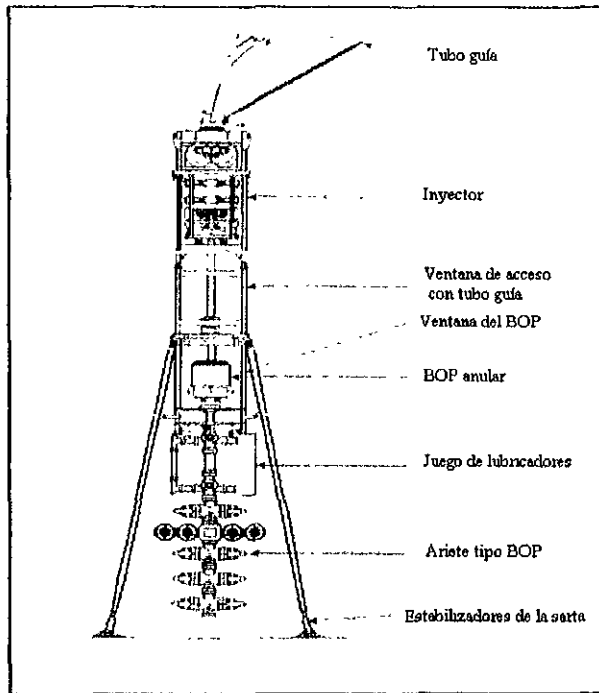


Figura III-25. Inyector y BOPs con tubería flexible para perforación de pozos fluientes.

La distribución de un equipo de perforación con tubería flexible se muestra en la figura III-26.

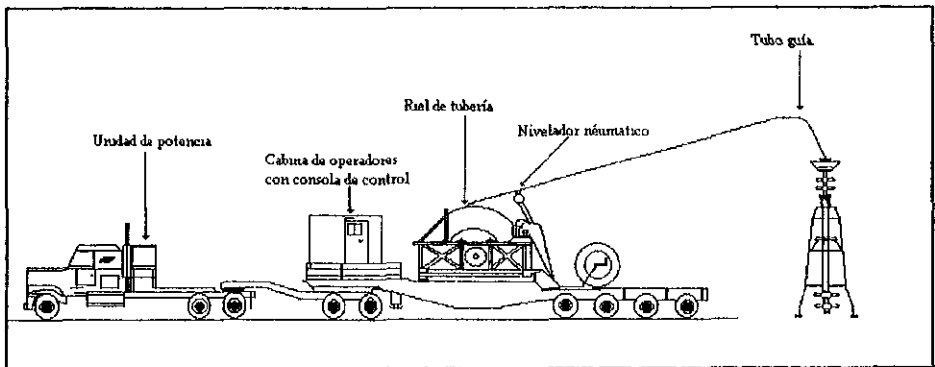


Figura III-26. Arreglo del equipo de tubería flexible para operaciones de perforación.

En el campo de aplicación, la primera operación es guiar a la tubería en la formación desde la superficie con el equipo de alto impacto. La perforación se inicia con el equipo de tubería flexible y el motor de fondo. Después de que se alcanza la primera profundidad de asentamiento, la tubería flexible es jalada hacia afuera del agujero y se introduce la tubería de revestimiento al pozo. La unidad hidráulica de trabajos superficiales es montada en la cabeza del pozo y la sarta de la tubería de revestimiento es corrida y cementada. La unidad de trabajos superficiales puede rotar a la sarta de la tubería de revestimiento para asegurar un buen contacto del cemento. Después la unidad de trabajos superficiales se reemplaza por la de tubería flexible y la perforación se continúa. La sarta de terminación se corre cuando la perforación está concluida. La tubería de revestimiento o tubería corta puede ser corrida por la unidad de trabajos superficiales. Otra opción es correr una terminación con tubería flexible con el equipo de tubería flexible.

III.4 Equipo de tubería flexible para operaciones en climas extremadamente fríos ⁴⁸

El equipo de tubería flexible ha tenido un impacto significativo en lugares donde la temperatura es extremadamente baja y por los vientos se requieren equipos que contengan una cubierta aislante. El esquema de un equipo de trabajos superficiales con tubería flexible usado en clima extremadamente frío, se muestra en la figura III-27.

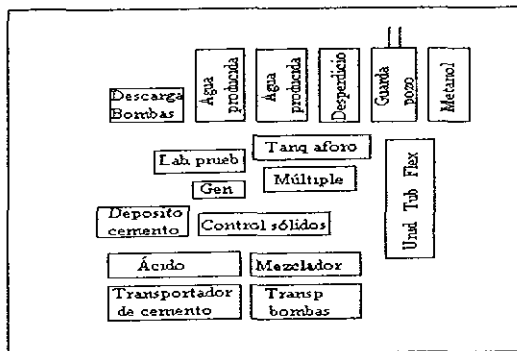


Figura III-27. Equipo de tubería flexible adaptado para clima extremadamente frío

Un equipo típico para clima frío es una unidad con una torre montada en un trailer, equipada con 15,000 ft de tubería de 1 ¾ pg de diámetro nominal. Los subsistemas del equipo incluyen una bomba triple, cabina de operaciones, cabina cerrada del carrete, rampa de alimentación cerrada, cabeza del inyector de la tubería flexible, torre, BOP y acumulador. Un laboratorio montado en el trailer y una cabina contiene equipo de prueba incluyendo una celda cementada de pérdida de fluidos. Cada bache de cemento es probado antes de ser bombeado.

Múltiples estructuras y un tanque son especialmente diseñados para los trabajos superficiales con tubería flexible en invierno. La cementación forzada es un procedimiento común en este ambiente. El trailer múltiple contiene todas las líneas, medidores, válvulas liberadoras de presión, pantallas de alta presión, filtros de baja presión y obturadores de línea que son necesarios. Se incluye un compresor de aire para que las líneas puedan ser venteadas para evitar que se congelen. Cinco tanques de 20 barriles, cuadrados y ventilados miden, los retornos comprimidos de cemento antes de que sean cargados a los tanques externos o al trailer.

III.5 Equipo de tubería flexible para perforación marina ^{18,19,48}

La configuración de una unidad típica de tubería flexible para operaciones marinas (figura III-28). esencialmente, incluye los mismos elementos que uno de tierra.

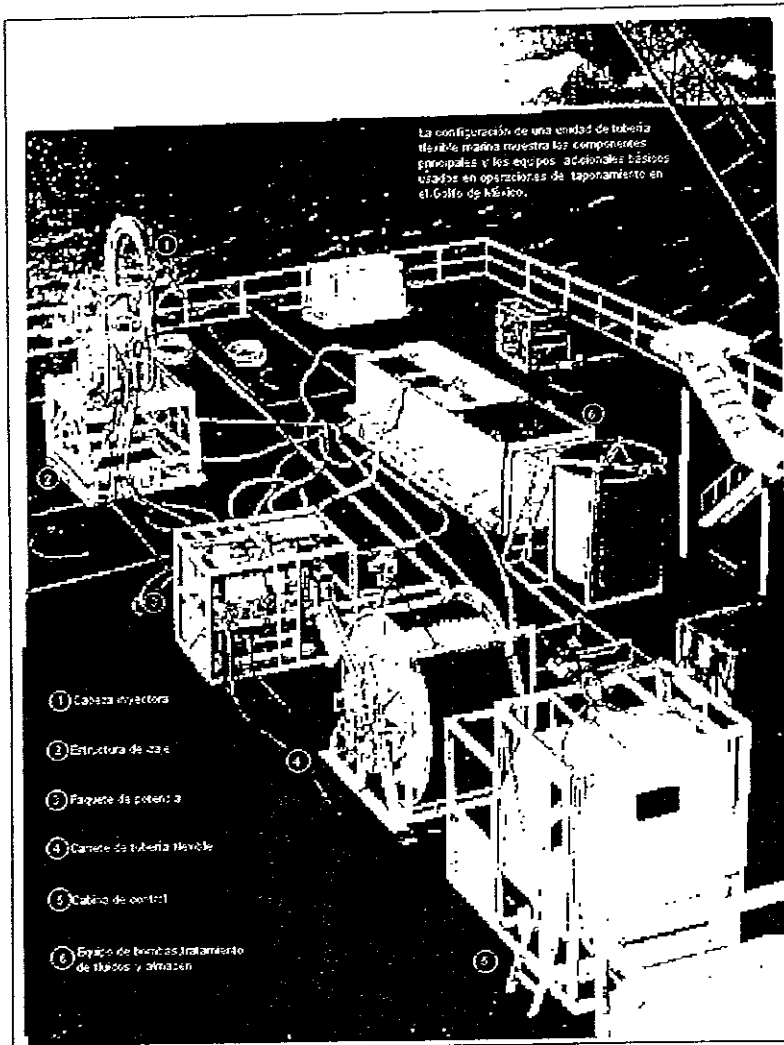


Figura III-28. Configuración de la unidad de tubería flexible para operaciones marinas

Las operaciones con tubería flexible reducen los costos de operación en la zona marina significativamente. Se encontró que una nave dinámicamente posicionada reduce los costos de los trabajos superficiales en un 37%, comparándola con el uso de una barcaza.

La posición de la nave en servicio está cuando mucho a 15 ft de la plataforma durante la transferencia de equipo y a una distancia de 45 ft durante las operaciones superficiales. La grúa del barco se usa para transferir el equipo de tubería flexible a la plataforma, incluyendo el carrete, la unidad de potencia, la cabina de control, la grúa, el inyector, el BOP y las mangueras. Un barco pequeño de provisiones se usa para traer material de reemplazo de la costa, cuando es necesario.

Una operación completa en pozos marinos, con tubería flexible, incluye limpieza de arena con espuma, limpieza de arena con motor de turbina dentro del agujero, cementación, inducción con nitrógeno y el lavado con agua fresca en gel y acidificación. Este procedimiento de trabajos superficiales incrementa significativamente la producción del campo y tiene un tiempo de recuperación de 80 días en el costo.

Los pozos submarinos generalmente requieren el mismo tipo de trabajos superficiales que un pozo en la costa. Los altos costos del uso de equipo semi-sumergible y las mejoras de los servicios con tubería flexible convencionales, han provocado que se diseñen sistemas más económicos.

Se han desarrollado sistemas de tubería flexible para operaciones bajo el agua más económicas las cuales, son operados por un buzo desde un barco, en lugar de sostener a un equipo en una embarcación. La tubería corre directamente desde el carrete montado en el barco hacia la cabeza del inyector bajo el mar. La tensión de la tubería no es constante y se controla en forma diferente que en las operaciones normales, con un dispositivo que registra la carga a la que se encuentra y se suelta cuando la tensión entre el carrete y el inyector se elevan por encima de los valores preestablecidos.

Para asegurar que la tubería no está sobre tensionada, el movimiento de la nave es compensado por pesados compensadores, tanto activos como pasivos. Esos sistemas ajustan el soporte de la estructura/escudo de la tubería, para mantener una distancia constante entre el escudo y el inyector.

Los requerimientos de la nave de soporte incluyen suficiente espacio en la cubierta y acomodo de la tripulación, una grúa adecuada y la habilidad de mantener su posición. No se necesita ningún sistema de buceo, ya que no es necesario este servicio para la instalación del árbol

Los requerimientos de potencia hidráulica son mayores con un sistema subacuático convencional, en comparación con las unidades de tubería flexible. Existen grandes pérdidas de presión debido a la fricción en un intervalo de 1000 ft entre la unidad de potencia y el inyector.

Una cabina de control estándar, zona 2 de la figura III-28, ha sido modificada y se utiliza con el sistema. Las cabinas del control central tipo camioneta, tienen sistemas de monitoreo y control del equipo, entre otros sistemas como los de comunicación, grabado y emergencia. La mayor parte de la supervisión de control se hace dentro de estas camionetas.

El paquete subacuático se divide en dos secciones. El ensamble inferior (figura III-29) usualmente está configurado para operaciones con tubería flexible, del cableado y de las líneas resbaladizas, por lo que no hay necesidad de volver a ensamblar cuando se cambia de operación.

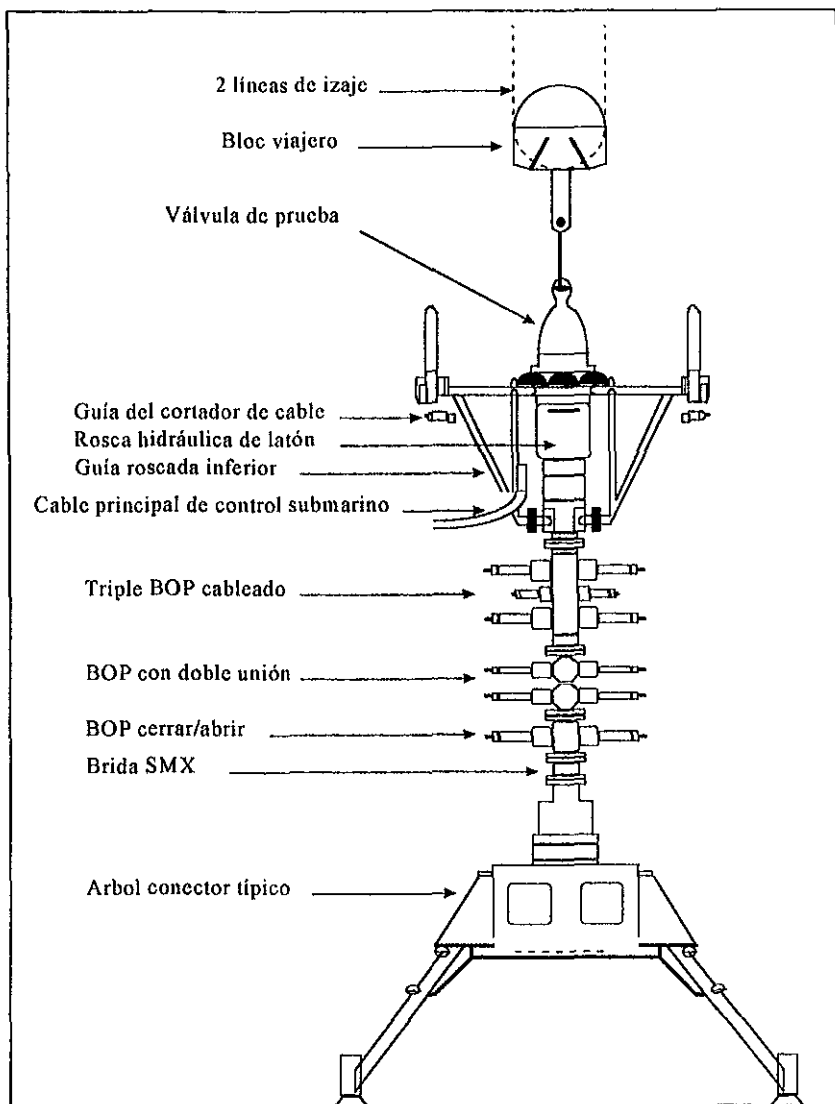


Figura III-29. Ensamble inferior del equipo de la unidad de tubería flexible marina.

El ensamble superior (figura III-30) contiene al inyector, el sujetador y el prensaestopa. La presión de trabajo es de alrededor de 5000 psi. Un inyector estándar de 1 ¼ pg es sellado en una cámara y operado en un ambiente gaseoso.

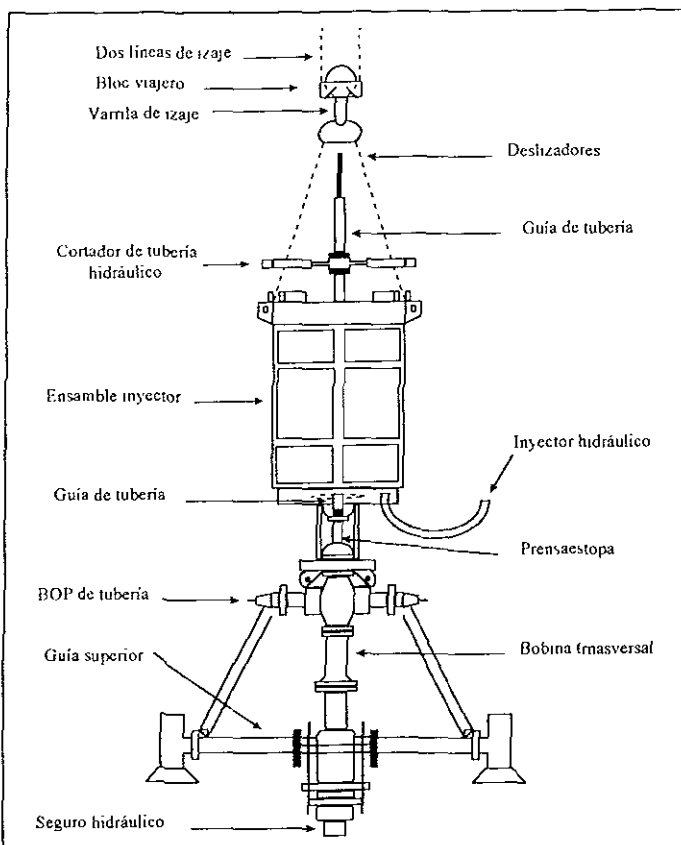


Figura III-30. Ensamble superior del inyector de tubería flexible submarino

Las operaciones con tubería flexible más adecuadas para los sistemas marinos, son aquellas que no contienen sólidos (tales como la arena) a su regreso. Estas operaciones incluyen descarga de un pozo con nitrógeno, lavando con ácido o acidificación, remoción de lodo para matar un pozo o para eliminar fluidos muertos, operaciones de cementación e inyección de *inhibidores*. Para estas operaciones, el retorno está dirigido por las líneas de flujo directamente, con el objeto de facilitar la circulación. Las operaciones que requieren retorno de sólidos, tales como la remoción del relleno de cemento requerirán de mangueras de mayor presión que se corran hacia las naves de soporte debido al espacio disponible en la plataforma.

El carrete de tubería normalmente está almacenado en la nave de trabajos superficiales (figura III-31) y un sistema de tensado automático, soltará la tubería cuando la línea de tensión exceda el límite preestablecido.

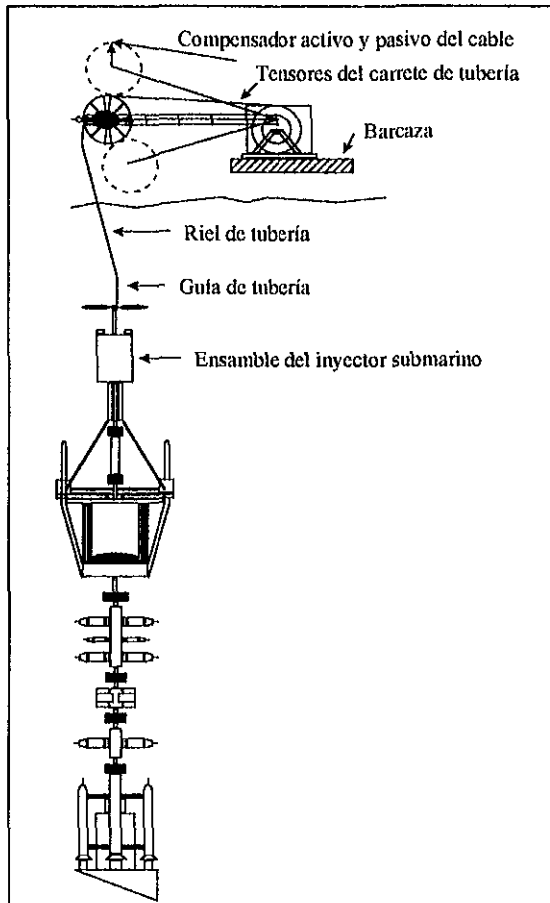


Figura III-31. Diseño del carrete de tubería flexible.

Cuando se comparan las operaciones con tubería flexible de un equipo y elevadores marinos, las operaciones con el sistema subacuático es mucho más económico y requiere aproximadamente un 40% menos de tiempo para su instalación y movilización.

III.6 Equipo de tubería flexible para aplicaciones en pozos muy profundos ^{15,48}

Un estudio de factibilidad determinó que es posible perforar con tubería flexible hasta 50,000 ft (15,240 m). Un diseño de sistema efectivo, el cual fue determinado por el proyecto, se basó en un equipo de tubería flexible y un motor de fondo. El sistema básico propuesto se muestra en la figura III-32

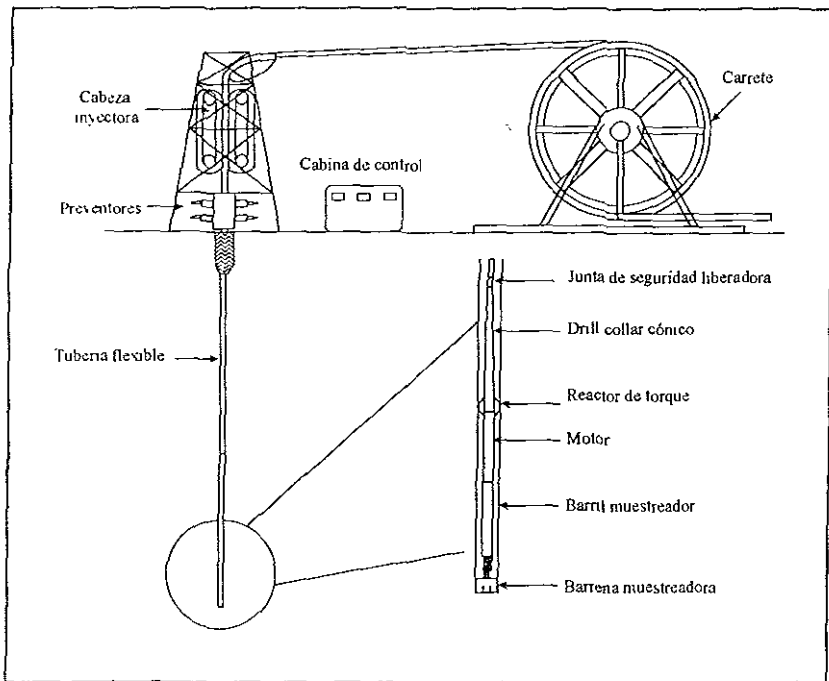


Figura III-32. Sistema de perforación de un agujero muy profundo y reducido

A pesar de que el sistema de tubería flexible se puede desarrollar para esta aplicación, varios de los componentes no se encuentran disponibles en el mercado, por lo que se requiere desarrollar una sarta de tubería flexible, un carrete y un inyector, especiales

Se diseñó una sarta para perforar un pozo de 50,000 ft de profundidad, terminada en sección cónica, basada en un BHA de un peso de 15,000 lb y un fluido de perforación de 10 lb/gal, además de una capacidad de 100,000 lb de sobrecarga. Para este diseño la presión del fluido de circulación fue estimada en 2253 psi (figura III-33).

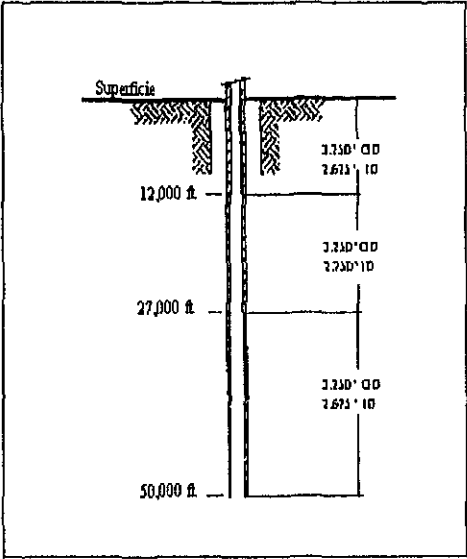


Figura III-33 Sarta de tubería flexible terminada en cono para pozo muy profundo.

Se requiere un inyector con una capacidad muy alta para las aplicaciones muy profundas. La tubería con una sección cónica interna puede ser manejada por un solo conjunto de bloques sujetadores. En el diseño de varios inyectores se puede utilizar una sarta cónica de tubería flexible externamente delgada. Los inyectores convencionales pueden ser colocados en la torre (figura III-34) para manejar una sarta cónica.

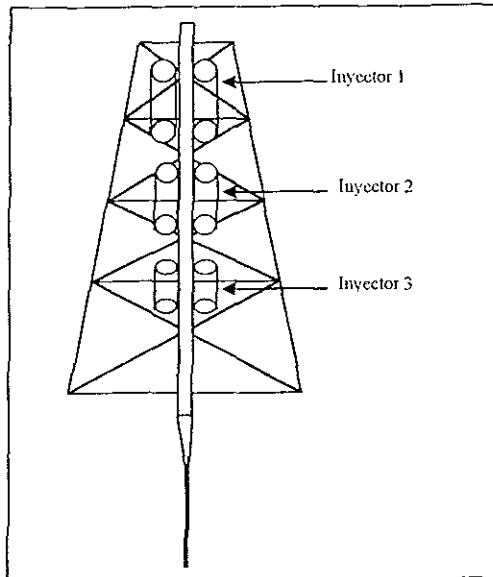


Figura III-34 Conjunto de inyectores para sarta de sección cónica.

Un ensamble de cadenas de cada lado (figura III-35) podría permitir una reducción en el peso del equipo si lo comparamos con el diseño del conjunto de inyectores. El BOP o deslizadores especiales podría sujetar a la sarta cuando el ensamble de cadenas lo libere.

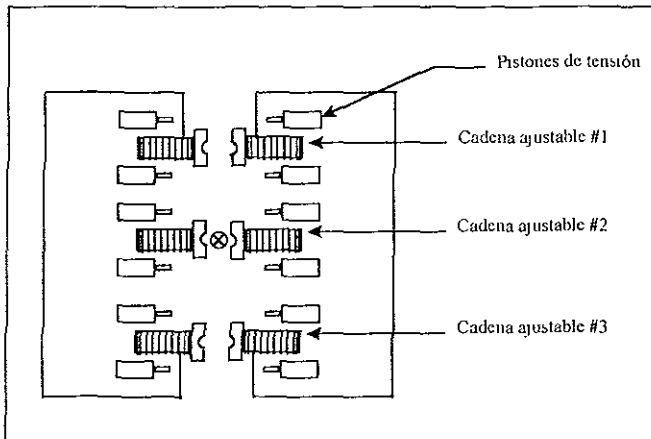


Figura III-35. Inyector con cadenas múltiples (vista superior).

Igualmente, el bloque sujetador de canales múltiples (figura III-36) se montaría en una cadena ancha lo que podría servir para correr la sarta cónica. Alternativamente, un bloque sujetador tipo V podría ser una solución efectiva.

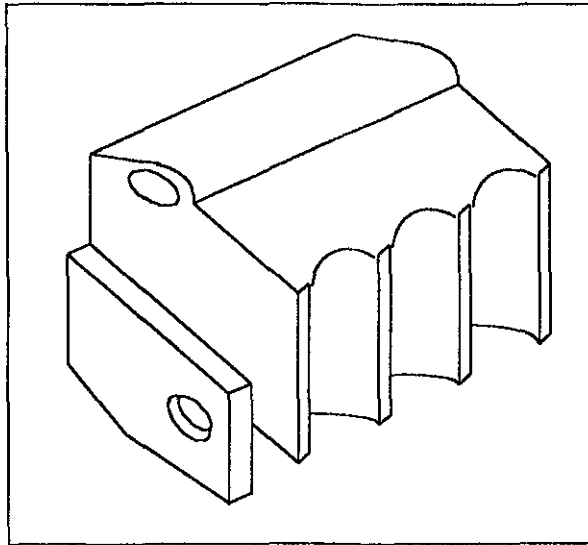


Figura III-36. Bloque sujetador con canales múltiples.

III.7 Bloque sujetador tipo V⁴⁸

El diseño de un nuevo bloque sujetador fue descrito por la patente presentada por Halliburton. Basado en un diseño de bloque tipo V, el nuevo sujetador reduce significativamente el esfuerzo por contacto en la tubería flexible durante la operación. Además, el mismo bloque se puede utilizar para un rango de diámetros de tubería distintos.

Un bloque sujetador típico (figura III-37) se hace de acero y tiene un radio ligeramente mayor al de la tubería que se va a utilizar. Otros diseños incorporan elastómeros los cuales permiten que la superficie se adecue a la superficie de la tubería.

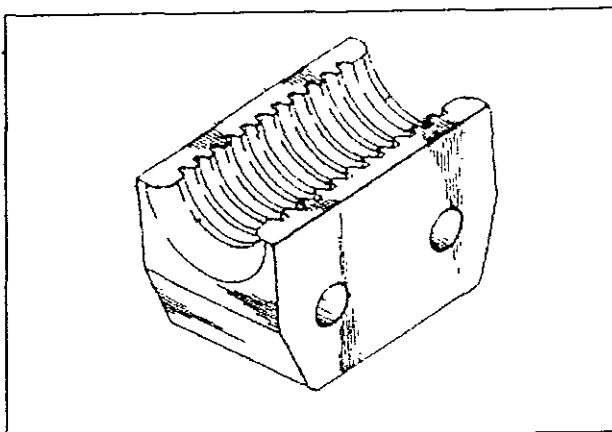


Figura III-37 Bloque sujetador de acero típico.

La fuerza de sujeción de los bloques sujetadores de acero se presenta en dos puntos separados 180° y se ha encontrado que despostillan y deforman a la tubería dándole una forma elíptica. En la figura III-38 se presenta un análisis de fuerzas de un sujetador estándar. M_x es el momento máximo desarrollado en la superficie de contacto.

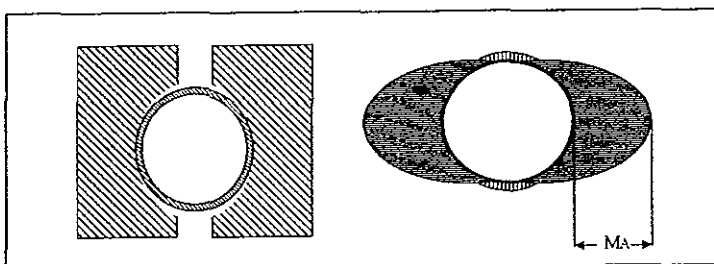


Figura III-38. Análisis de fuerzas de un bloque sujetador redondo

El diseño en forma de V se muestra en la figura III-39. La superficie de sujeción está separada en un ángulo de aproximadamente 90° . Los canales son maquinados dentro de la superficie de sujeción con un perfil similar a las roscas de Acme con un paso por cada 4 roscas por pulgada. Esto sirve para distribuir la fuerza de sujeción sobre una área mayor

mientras que la unidad de carga se distribuye en cada punto. Los canales también proveen de un espacio para la acumulación de sólidos, parafina, grasa, etc.

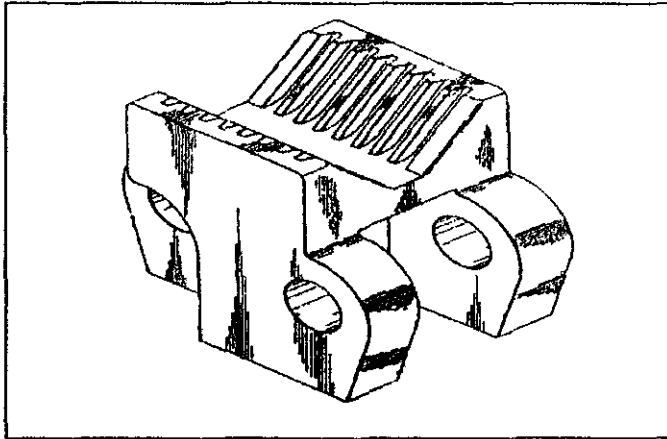


Figura III-39. Bloque sujetador tipo V

Este bloque tiene una tendencia menor a deformar a la tubería. Un análisis de fuerzas (figura III-40) muestra que un momento máximo con el bloque redondo es 4.66 veces mayor que con uno tipo V. Además, como la tubería está en contacto en cuatro y no en dos puntos, sólo el 70% de la carga lateral del sujetador redondo se requiere para conseguir el mismo efecto con el bloque tipo V.

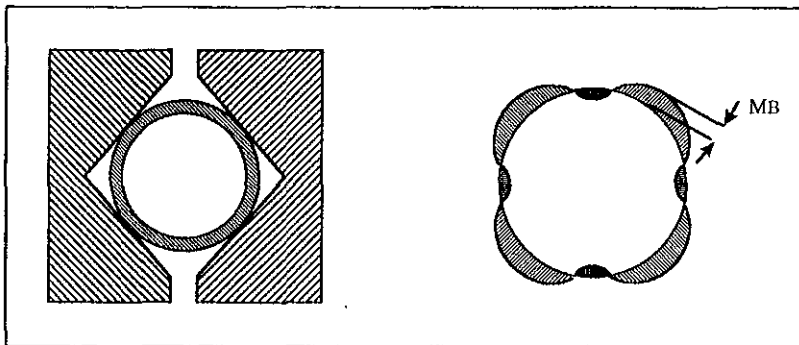


Figura III-40 Análisis de fuerzas para el bloque sujetador tipo V.

IV Diseño de tubería flexible

IV.1 Pandeo de la tubería flexible ^{29,31,34,48}

El uso de tubería flexible en perforación se ha incrementado en los últimos años. Muchas operaciones requieren de su uso para obtener mayor seguridad al llegar a secciones horizontales extensas o profundas. Dos factores la hacen una tecnología práctica en trabajos de perforación

- 1 La tubería flexible y el equipo han tenido mejoras significativas en fortaleza y fiabilidad
- 2 Su geometría le permite manejar cargas de tensión, compresión, estallamiento y torsión

Como la profundidad de los pozos se hace cada vez mayor y la dirección es inclinada o incluso horizontal, el análisis de fuerzas y la tensión aplicadas a la tubería, se hace cada vez más complejo

Cuando se consideran los límites operacionales que tiene la tubería, su comportamiento al pandearse debe ser analizado. La distancia a la que la tubería puede ser empujada en una sección horizontal es lo que limita las operaciones en ciertos pozos. Los primeros trabajos de Dawson y Paslay establecieron el concepto de “carga crítica por pandeo” para una tubería pandeada. Una percepción generalizada en la industria de la tubería flexible, es que este valor representa el límite de la penetración horizontal y en ocasiones en secciones verticales para la tubería flexible, la cual podría empezar a fallar si la carga sobrepasa este límite. Análisis posteriores han demostrado que la carga crítica por pandeo sólo señala el inicio del pandeo sinusoidal y no representa un límite en la penetración horizontal. El pandeo helicoidal es otro modo de pandeo, usualmente se presenta antes de que ocurra algún atorón. El atorón es fácilmente identificado por la caída característica en el indicador de peso del inyector (figura IV-1) y a pesar de que se puede empujar más tubería en el agujero, el aparejo de fondo no avanza más.

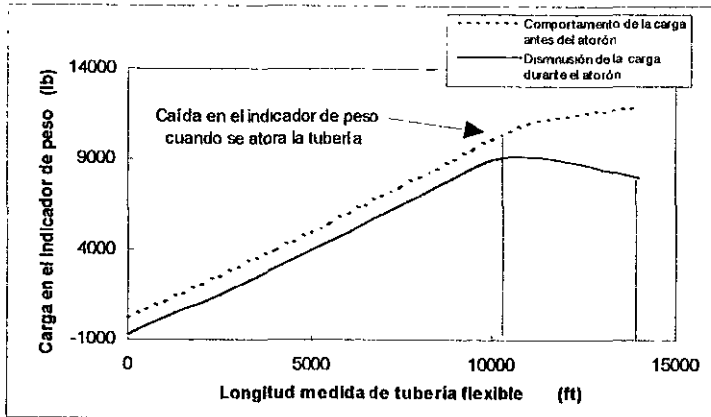


Figura IV-1. Tubería flexible atorada.

El comportamiento del pandeo de la tubería flexible está directamente relacionado con la fricción entre la sarta y el fondo del agujero: el factor de fricción disminuye, el arrastre es menor y es más tardado el pandeo durante el atorón.

Las condiciones del pozo y el radio del agujero afectan el alcance máximo obtenido por la tubería flexible. Los operadores han encontrado que se obtiene el alcance máximo si la sarta se mantiene en movimiento dentro de la sección horizontal. Si se para el movimiento y se jala la sarta a una sección suave del agujero y se vuelve a empujar nuevamente, se puede alcanzar una distancia adicional. También es recomendable contar con estabilizadores, drill collar cortos ó tubería extrapesada corta para ayudar a evitar problemas de compresión y tensión por el pandeo.

El diámetro de la tubería tiene un efecto importante en el pandeo y cargas superficiales. Se modelaron cargas en un pozo horizontal con tres tamaños diferentes de diámetro de tubería y se observó la disminución de las cargas de tensión al someter a la tubería a esfuerzo (figura IV-2), éstas se vuelven negativas a profundidades de 3400 ft, es decir, que la tubería está bajo compresión. Los límites de pandeo para la tubería deben ser calculados para determinar si existe algún problema potencial (ver figura IV-2).

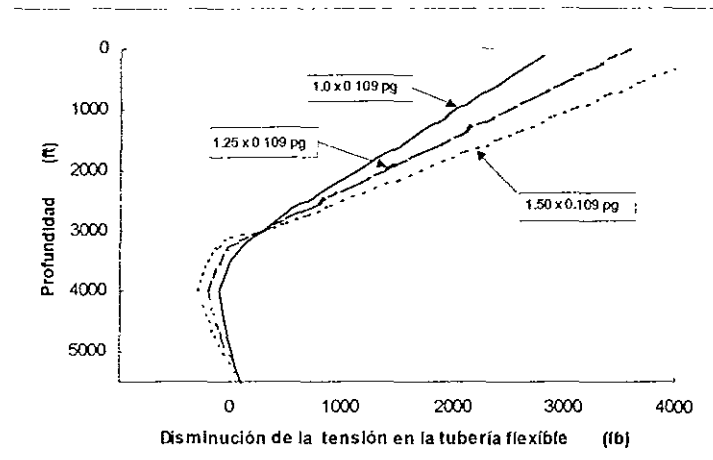


Figura IV-2. Disminución de la tensión en la tubería flexible

Las cargas críticas por pandeo, obtenidas por Dawson y Paslay se calcularon y compararon contra las cargas de compresión del pozo en observación (figura IV-3). Como se ve en la figura, las cargas por pandeo se incrementan significativamente para diámetros mayores de tubería flexible

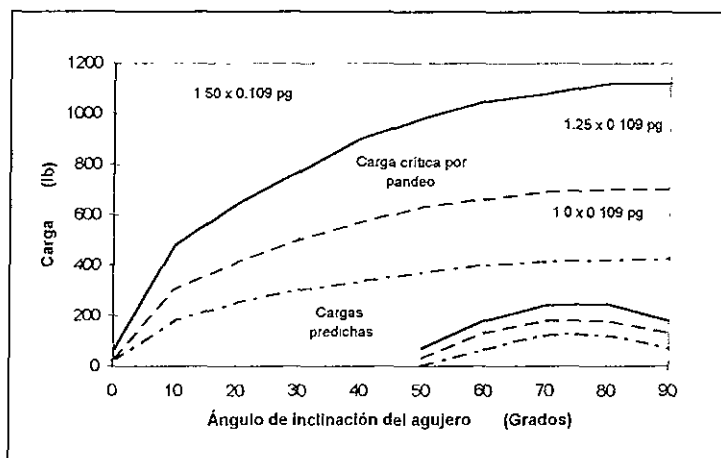


Figura IV-3. Cargas por pandeo en una tubería flexible

La tensión al levantar la sarta (figura IV-4) muestra que el único efecto del incremento del diámetro de la tubería flexible, cuando se saca del agujero, es un incremento en la carga superficial en el inyector.

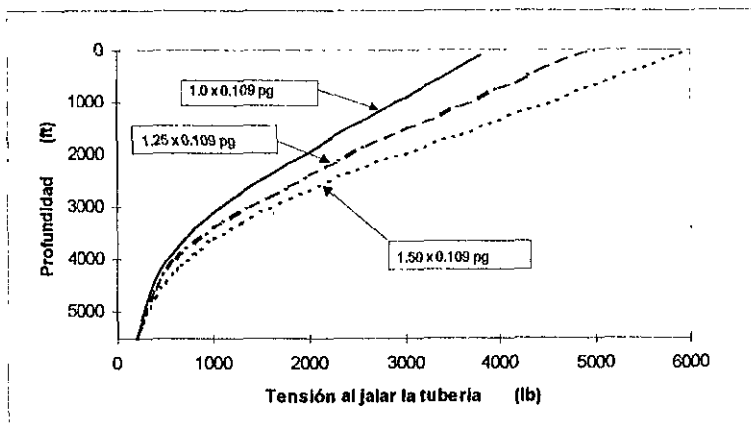


Figura IV-4. Tensión al levantar la sarta de tubería flexible.

La resistencia inicial por fricción por contacto se desarrolla cuando la tubería flexible es introducida dentro de un pozo horizontal y se estabiliza en el lado inferior del agujero (figura IV-5). La magnitud de la fuerza por contacto es una función del peso de la tubería, el ángulo de desviación y la fuerza resultante del empuje de la tubería.

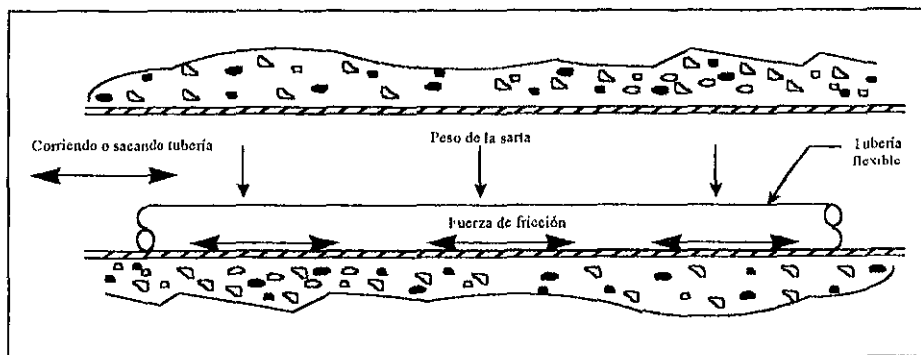


Figura IV-6. Fuerza por fricción en una tubería flexible estabilizada

El pandeo helicoidal produce otro tipo de resistencia por fricción en la tubería dentro del pozo (figura IV-6) Esto puede ocurrir dentro de una sección horizontal o vertical del agujero y generalmente resulta de una resistencia excesiva dentro de una sección donde la sarta está recargada sobre la pared del agujero. El pandeo causa un incremento significativo y rapido en la resistencia por fricción en la tubería

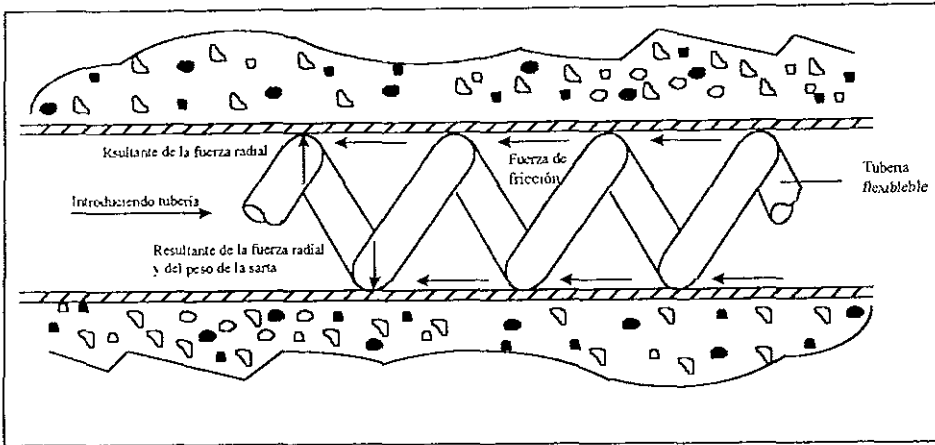


Figura IV-6. Resistencia por fricción en la tubería flexible pandeada.

Los ritmos de circulación altos pueden afectar adversamente al correr la tubería en secciones horizontales. La fricción actúa oponiendo resistencia mientras la sarta es corrida en el agujero y además reduce el peso efectivo de la sección vertical. Debido a que el peso de la tubería de la sección vertical normalmente proporciona la fuerza necesaria para introducirla al agujero, una reducción en su peso efectivo puede reducir la longitud máxima al correr la tubería en la sección horizontal.

Las fuerzas de flotación muy grandes también pueden provocar que la tubería se pandee al introducirla al pozo en una sección horizontal. La estabilidad de la tubería en la parte baja del pozo ayuda a que la tubería forme espirales, es por eso que la flotación de la tubería dentro del agujero puede provocar que se presente muy pronto el pandeo en forma de espiral.

El pandeo no ocurrirá si la sarta es sacada del agujero una vez que se ha estabilizado en alguna sección del pozo al someterla a una carga de compresión.

Un simulador de tubería flexible fue desarrollado por Nowsco Well Service Ltd, el cual fue creado específicamente para ser utilizado en el diseño y predicción del comportamiento de la perforación y terminación en secciones horizontales y de los trabajos superficiales. Este simulador, denominado CIRCA, fue diseñado para predecir las condiciones de flujo y presión dentro del agujero durante las operaciones con tubería flexible, además, el análisis de fuerzas y tensión de la tubería se calculan para ayudar a prevenir alguna falla de la sarta dentro del pozo. El análisis de fuerzas se basa en la geometría del pozo en estudio, los coeficientes de fricción por contacto, las propiedades del material de la tubería flexible y los efectos de pandeo helicoidal.

El simulador CIRCA inicialmente se usó para predecir la resistencia de la tubería antes del registro de pozos horizontales (figura IV-7).

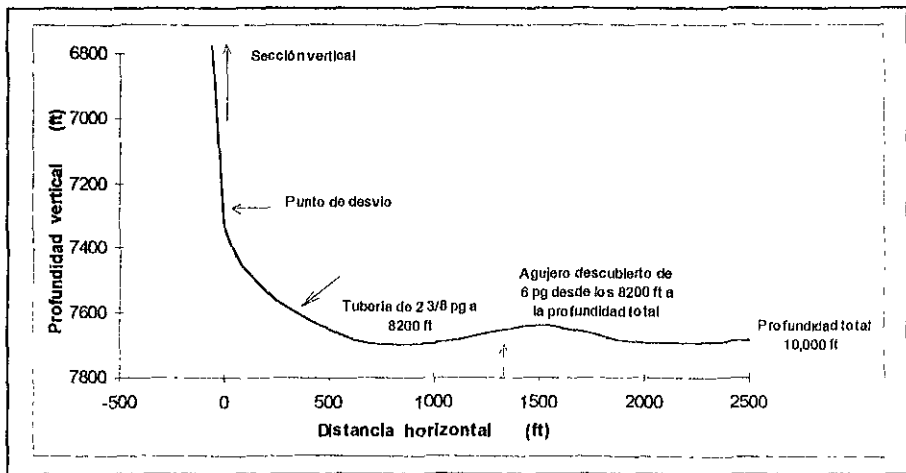


Figura IV-7 Ejemplo de un perfil de pozo.

Los resultados del análisis de fuerzas en el tubo son calculadas para la operación de registro al entrar al agujero. La resistencia de la tubería se incrementa en forma lineal desde la

superficie hasta la sección horizontal del tubo y decrece después de los 8200 ft, al final de la tubería. La figura IV-8 muestra que se excedió el límite de operación de la tubería durante el trabajo antes de llegar a la profundidad programada y se tuvo que cambiar.

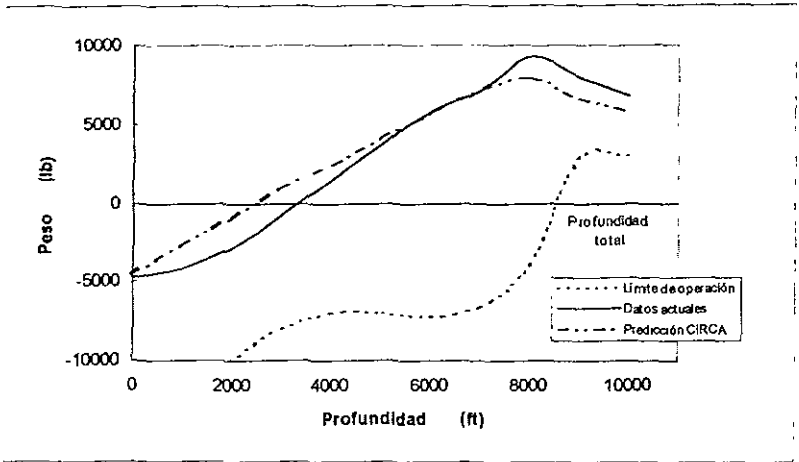


Figura IV-8 Resistencia de la tubería corriendo dentro del agujero.

Las fuerzas al jalar la tubería fuera del pozo se representan en la figura IV-9. Existe una gran similitud entre los datos calculados y los valores medidos en el indicador de peso de la sarta.

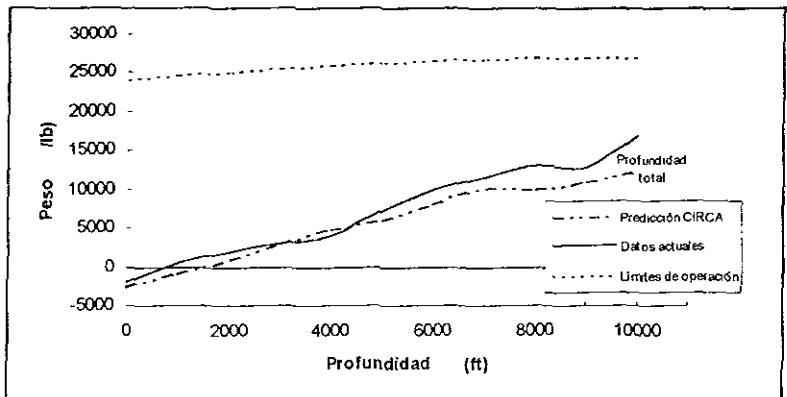


Figura IV-9. Fuerzas en la tubería al ser sacada del pozo.

IV.2 Carga crítica por pandeo en tubería flexible ^{31,34,48}

La tubería flexible ha sido cada vez más utilizada para efectuar trabajos superficiales y de perforación de agujeros muy desviados. Muchos de los operadores han tratado de determinar la tolerancia de la tubería flexible a la carga de compresión impuesta sobre ella como un desgaste acumulado a lo largo de la sarta. En el pasado la industria ha aplicado generalmente el análisis de Dawson y Paslay de la carga crítica por pandeo para determinar el límite de compresión para la tubería flexible. Este límite ha sido considerado por muchos como el que representa el punto donde la tubería empieza a fallar en el agujero. Sin embargo, análisis posteriores han probado que este límite no representa ni el límite de penetración ni el punto de falla de la tubería.

La carga por pandeo crítica es correctamente utilizada sólo para predecir la fijación del pandeo de la tubería en un agujero inclinado. Chen y colaboradores demostraron que el pandeo sinusoidal es el primer modo de pandeo en la tubería. También definieron la carga para el siguiente modo de pandeo de la tubería, el pandeo helicoidal. Los trabajos en laboratorio y en campo demostraron que ambos pandeos de la tubería flexible pueden continuar presentándose, aún siendo empujada, dentro del agujero. A pesar de las experiencias en las cuales se sugiere lo contrario, varios autores han demostrado que la presión en la tubería y el pandeo no están relacionados. Feodosyev demostró que la carga por pandeo para una columna llena de fluido, cargada por medio de un pistón (figura IV-10, caso A), es igual al caso cuando la carga se aplicada directamente a la columna (caso B).

ESTO
NO
ES
UN
TEST
DE
SEGURIDAD

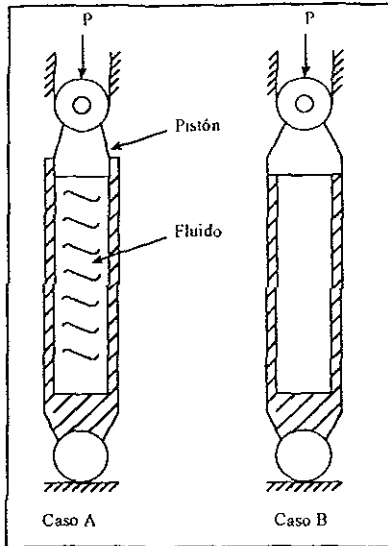


Figura IV-10. Presión interna y por pandeo.

La validación de los análisis de Chen y colaboradores se hicieron en un pozo de gas que fue monitoreado a través de secciones horizontales y desviadas, las cargas obtenidas con el modelo CIRCA al introducir y jalar la tubería fueron similares a las cargas medidas (figura IV-11).

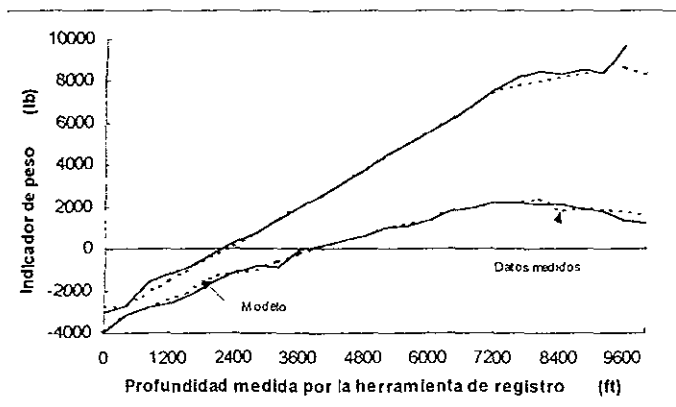


Figura IV-11 Cargas superficiales en pozos horizontales/desviados.

Un análisis de las cargas por pandeo demuestra que el límite sinusoidal fue excedido en ese pozo (figura IV-12). Las últimas experiencias han demostrado que el límite de pandeo puede ser excedido sin ocasionar daños en la tubería.

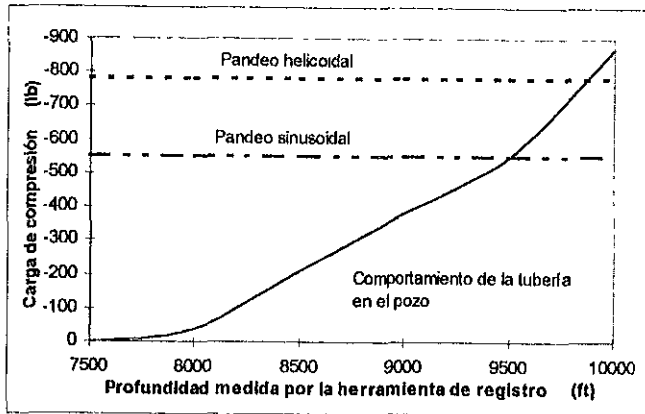


Figura IV-12. Límites del pandeo en pozos horizontales/desviados.

IV.3 Modelo CDRAG ^{33,48}

IV.3.1 Introducción de las variables

El programa computacional CDRAG fue desarrollado por la compañía Maurer Engeneering y está basado en un modelo matemático simple. Este modelo asume que las cargas en la tubería resultan solamente de los efectos de la gravedad y del coeficiente de fricción resultante del contacto de la tubería con la pared del agujero. Estas fuerzas por fricción son el producto de la fuerza normal que actúa entre la tubería, el fondo del pozo y el coeficiente de fricción (factor de fricción). Dos parámetros de la fuerza normal son considerados para este modelo:

1. El efecto de la gravedad en la tubería
2. El efecto de la tensión y la compresión actuantes a través de la curvatura del pozo

El modelo considera a la tubería hecha de segmentos cortos unidos por conexiones que transmiten la tensión, la compresión y la torsión, pero no el momento de flexión. A pesar de que la flexión contribuye en forma mínima a la fuerza normal, su efecto no es tomado en cuenta en este modelo. Las ecuaciones básicas de fricción son aplicadas a cada segmento, comenzando desde el fondo de la tubería y procediendo hacia la superficie. Cada elemento contribuye en pequeños incrementos del arrastre axial y en peso. Estas fuerzas se suman para obtener el total de carga en la tubería. La figura IV-13 muestra un diagrama de cuerpo libre de un elemento de la tubería.

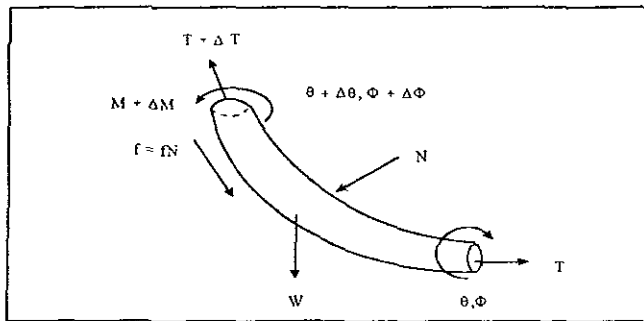


Figura IV-13. Diagrama de cuerpo libre de un elemento de tubería

Donde:

- f Coeficiente de fricción
- F: Fuerza por fricción axial
- M: Torque = 0 para tubería flexible
- N: Fuerza normal
- T: Tensión
- R Radio efectivo del elemento
- W_T : Peso de la tubería flexible
- W_c : Peso del cable holgado en la tubería flexible
- ϕ : Ángulo azimutal
- Δ : Valor de incremento
- θ : Ángulo de inclinación

IV 3.2 Procedimiento de cálculo

Cuando el cable holgado o flojo es suspendido dentro de la tubería flexible, el peso del cable es soportado por medio de un carrete, mientras que el peso de la tubería y el arrastre por fricción son soportados por la cabeza del inyector (carga al gancho). De ahí que el peso del cable afecta un término de la ecuación de fuerza normal (ecuación IV-1), pero no afecta al término de la ecuación de incremento de tensión (ecuación IV-2).

En el análisis de cada segmento, el primer requerimiento es calcular la magnitud de la fuerza normal, N , como sigue:

$$N = \left[(T\Delta\phi\text{sen}\theta)^2 + (T\Delta\theta + [W_r + W_c]\text{sen}\theta)^2 \right]^{1/2} \quad (\text{IV-1})$$

El incremento en tensión es calculado empleando las siguientes ecuaciones:

$$\Delta T = W_r \cos\theta \pm F \quad (\text{IV-2})$$

$$F = fN \quad (\text{IV-3})$$

$$\Delta T = W_r \cos\theta \pm fN \quad (\text{IV-4})$$

En estas ecuaciones el signo más se usa para indicar el movimiento hacia arriba (significa que el arrastre axial se suma al efecto de la gravedad).

Conforme se sigue el procedimiento de cálculo el término $(T - \Delta T)$ se vuelve T para cada elemento arriba del punto de cálculo presente y ΔT contribuye a la suma total. Cuando se completa el análisis se establece a las cargas por tensión como función de la profundidad de toda la sarta

IV. Información necesaria para el modelo CDRAG ⁴⁸

Para aplicar el modelo matemático, paso a paso, como se mencionó anteriormente, es necesario especificar la siguiente información para cada elemento:

1. Tamaño y peso
2. Orientación espacial
3. Naturaleza del movimiento
4. Carga por tensión en el fondo del elemento
5. Carga en la parte superior de la tubería
6. Factor de fricción
7. Fuerzas hidráulicas en la cabeza del pozo
8. Carga al gancho
9. Carga del cable

En los siguientes párrafos se discuten cada uno de estos parámetros y su relación con el diseño de la tubería o con los parámetros operacionales, según sea el caso

IV.4.1 Tamaño y peso

Un aspecto del tamaño es la longitud del elemento. Cuando se aplica una solución por intervalos, éste será el tamaño del intervalo en el proceso de solución, tomando la dirección hacia arriba de la tubería. El diámetro exterior e interior de cada elemento también son necesarios para poder calcular la tensión y el criterio de pandeo. El peso del elemento que se ajusta al efecto de flotación es parte del balance de fuerzas por tensión.

IV.4.2 Orientación espacial

La orientación espacial se refiere a los valores del ángulo de inclinación y azimutal en los dos extremos del elemento. Que se obtienen a partir de la información desviación del pozo.

IV.4.3 Naturaleza del movimiento

La naturaleza del movimiento es necesaria para determinar el efecto de la resistencia por arrastre. Si la sarta se mueve hacia arriba, la resistencia por arrastre se suma a la componente del peso de la tensión. Cuando el movimiento es hacia abajo, entonces la resistencia por arrastre se resta de la componente del peso.

IV.4.4 Carga por tensión en el fondo del elemento

La carga por tensión en el extremo inferior de cada elemento debe ser conocido antes de hacer los cálculos para el elemento. El modelo toma el incremento de la tensión debido al arrastre y al peso, y los suma al valor de la tensión encontrado en el extremo inferior de cada elemento. El modelo usa el valor calculado del extremo superior del elemento actual como el valor inicial de la parte inferior del siguiente elemento. Esto quiere decir que sólo es necesaria la condición límite de la carga por tensión en el extremo del fondo de la sarta.

Los valores usados para las condiciones de frontera en el fondo de la sarta de tubería flexible dependerán de la operación que se vaya a simular.

El arrastre es una carga por tensión en el fondo de la sarta de tubería flexible y actúa durante el levantamiento o introducción de la sarta de tubería. Esta carga se obtiene por medio del uso de herramientas de registro, las cuales se introducen con los brazos doblados y se corren con los brazos extendidos.

IV.4.5 Carga en la parte superior de la tubería flexible

El arrastre en el prensaestopa es una carga aplicada al recuperar tubería y al disminuir la tensión en la misma. Se simula el arrastre friccional en el sello del prensaestopa o lubricador. Esto no tiene efecto alguno en la carga por tensión de la tubería debajo del prensaestopa. La tensión en la tubería arriba del prensaestopa aumenta durante las operaciones de recuperación y decrece cuando se reanuda la operación

IV 4 6 Factor de fricción

El factor de fricción es muy importante porque es el parámetro que caracteriza la interacción superficie a superficie (tubería y pared del pozo) y es central en el modelo matemático. Una cantidad mayor de trabajo se ha realizado para obtener y verificar valores del factor de fricción para la predicción. El valor exacto del factor de fricción aplicable a una situación es función de muchos parámetros:

- el tipo de fluido empleado durante la perforación, composición y tipo de *formación* (en el agujero descubierto)
- el material de la tubería de revestimiento y condiciones (en el agujero cubierto).
- el material de la tubería y condiciones físicas (rugosidad)

En un solo punto en el tiempo, el tipo y la composición del lodo en el pozo son constantes, pero puede existir una *porción significativa de ambos casos* en agujero revestido y agujero descubierto. Esto, en ciertos casos (cuando el fluido de perforación se contamina por ejemplo), puede hacer necesario utilizar dos factores de fricción, uno para la *sección tubo/tubería de revestimiento* y otro para la *sección tubería/formación*

IV 4 7 Fuerzas hidráulicas en la cabeza del pozo

Cuando la tubería flexible corre a través del lubricador dentro de un pozo bajo presión existe una fuerza hidráulica, F_h , que tiende a empujar a la tubería lejos de la cabeza del pozo. Esta resistencia hidráulica es igual a:

$$F_h = p \cdot \frac{\pi d^2}{4} \quad (\text{IV-5})$$

Donde:

d: Diámetro exterior de la tubería en el lubricador.

p: Presión medida en la cabeza del pozo (en el sello del lubricador).

Esta fuerza hidráulica soporta parte de la tubería que normalmente soporta la cabeza inyectora, reduciendo el peso registrado en el indicador de carga del gancho con un valor igual a la resistencia hidráulica. Esta fuerza no afecta a la carga de la tubería por debajo del lubricador

IV.4.8 Carga al gancho

La carga al gancho medida en la cabeza del inyector, es igual a:

$$L_{hp} = T_p + F_D - F_H \quad (\text{IV-6})$$

$$L_{hs} = T_s - F_D - F_H \quad (\text{IV-7})$$

Donde:

L_{hp} : Carga al gancho al jalar la tubería.

L_{hs} : Carga al gancho al soltar la tubería.

- T_p Carga de tensión de la tubería al ser jalada por debajo del prensaestopa
- T_s Carga por tensión de la tubería al ser soltada por debajo del prensaestopa
- F_D: Fuerza de arrastre en el prensaestopa
- F_H: Fuerza hidráulica en la cabeza del pozo

Esta carga al gancho es aplicada a la tubería por medio de la cabeza inyectora. La carga al gancho no incluye la fuerza para soportar el cable, ya que ésta es soportada por el carrete y no por la cabeza inyectora.

IV.4.9 Carga del cable

La carga máxima del cable por tensión, T_c, en la parte superior del cable, es igual a:

$$T_c = TVD_{cable} + W_c \quad (IV-8)$$

Donde:

T_c Carga máxima por tensión del cable.

TVD_{cable}: TVD del cable

W_c Peso del cable flotando.

Esta carga por tensión es soportada por el carrete y no por la cabeza del inyector.

IV.5 Teoría del pandeo^{29,31,34,48}

Las cargas de compresión requeridas para iniciar el establecimiento de la teoría de pandeo sinusoidal, helicoidal y combado, se indican en las salidas gráficas del graficador de disminución de tensión. El significado de estos tres estados de pandeo se analizan a continuación

IV.5.1 Pandeo sinusoidal

Como la fuerza de compresión sobre la longitud de la tubería que está recargada en el fondo de un agujero inclinado se incrementa, se tiene un punto donde la tubería tomará una configuración sinusoidal a lo largo del fondo del agujero (figura IV-14). La fuerza crítica requerida para lograr esto, se calcula usando la fórmula de la compañía Exxon, que se presenta en la ecuación IV-9:

$$F_{csin} = 2 \left[\frac{EIA\rho g \sin(INC)}{r} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (IV-9)$$

Donde:

F_{csin} : Carga axial crítica para empezar el pandeo sinusoidal, lbf.

A : Área de la sección transversal del tubo, pg^2 .

E : Módulo de Young, psi.

g : Fuerza gravitacional, 32.17 lbf/lbm.

I : Momento de inercia de la sección transversal de la tubería, pg^4

r : Espacio anular entre la tubería y las paredes del agujero, pg.

ρ : Densidad de la tubería, lbm/pg^3 .

INC: Inclinación del agujero, °.

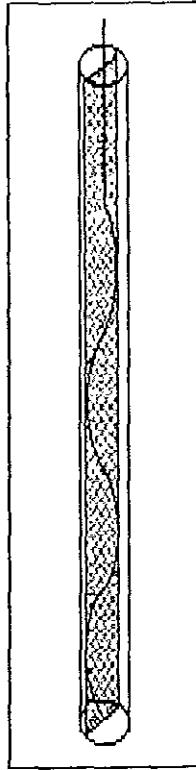


Figura IV-14. Pandeo sinusoidal.

IV 5.2 Pandeo helicoidal

Si la carga de compresión axial se incrementa más allá del punto donde ocurre el pandeo sinusoidal, se tendrá como resultado el pandeo helicoidal. En el pandeo helicoidal, la tubería forma espirales a lo largo de la pared del agujero, el grado de inclinación del espiral disminuye conforme aumenta la carga de compresión (figura IV-15). El pandeo helicoidal empieza cuando la fuerza de compresión axial es 1 414 veces el valor de la F_{csin} . Esto lo demostró Chen Lin y Cheatham, como.

$$F_{chei} = 1414F_{csin} \quad (IV-10)$$

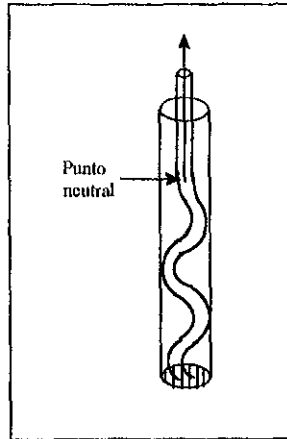


Figura IV-15. Pandeo helicoidal.

IV 5.3 Teoría del pandeo combado

Si la carga de compresión axial se incrementa más allá de la requerida para iniciar el pandeo helicoidal, el grado de inclinación de la espira decrece hasta un punto donde el esfuerzo de cedencia mínimo de la tubería es igual a la carga a la cual está sometida la tubería (figura IV-16). Esto se calcula usando la ecuación IV-11, la cual se basa en la teoría del combado helicoidal bajo compresión.

$$F_{cspr} = \frac{\pi d^2 t}{4 \left[\frac{2D}{d} + 1 \right]} \quad (IV-11)$$

Donde:

- F_{cspr} . Fuerza crítica requerida para alcanzar un esfuerzo máximo (igual al esfuerzo de cedencia mínimo en campo), lb.
- d . Diámetro de la tubería, pg.
- D : Diámetro del agujero, pg.
- t . Esfuerzo mínimo de cedencia (la mitad de la resistencia por tensión), psi

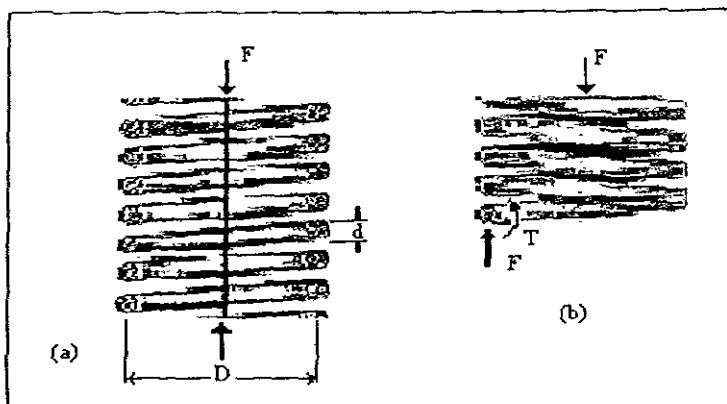


Figura IV-16. Pandeo combado helicoidal por carga axial.

Como se indicó anteriormente, la fuerza crítica más pequeña es F_{csin} , la siguiente es F_{chel} y la fuerza más grande de estas tres fuerzas críticas, es F_{csp} , la fuerza axial requerida para incrementar al máximo el esfuerzo la cual puede ser sometida en la tubería flexible y que es igual a la mínima para entrar al campo de cizallamiento de la tubería.

Newman, Corrigan y Cheatham encontraron que la tubería flexible puede ser empujada dentro de un agujero en forma segura usando cargas de compresión que pueden ser considerablemente mayores a las calculadas mediante la ecuación IV-9, que determinan el límite de pandeo sinusoidal. En los casos de campo las fuerzas de compresión reportadas y requeridas para empujar la tubería flexible dentro de agujeros inclinados, han sido mayores que la fuerza crítica F_{csin} . Pero debido a la forma geométrica del pozo es imposible probar fuerzas mayores a la fuerza crítica para pandeo helicoidal F_{chel} . Newman y Corrigan creen que una fuerza de compresión mayor que la F_{chel} puede ser usada en forma segura al empujar la tubería en agujeros desviados y proponen una verificación experimental para validar esta suposición.

Las operaciones de registro han demostrado que la tubería flexible puede ser sometida en forma segura a fuerzas de pandeo entre la helicoidal y los límites de pandeo combado. Experiencias recientes indican que la carga crítica calculada a partir de la teoría de pandeo

combado helicoidal, F_{cspr} , es un indicador razonable y seguro de su límite superior al aplicar fuerzas de compresión al meter tubería flexible dentro de agujeros desviados. Esta fuerza es considerablemente mayor que la fuerza requerida para iniciar el pandeo helicoidal. Se ha reportado que cuando la fuerza F_{cspr} fue excedida con moderación, no se presentó ningún daño en la tubería.

Los criterios (F_{csin} , F_{chel} y F_{cspr}) deben ser usados con cautela y como guías, más que como indicadores absolutos. El criterio basado en la experiencia es de gran valor cuando se manejan estos conceptos del pandeo y sus implicaciones. El pandeo no necesariamente implica una falla, pero indica que se establece una condición que puede provocar una falla.

IV.6 Descripción del modelo CDRAG^{33,48}

Cuando se planea un pozo, las operaciones generadas a partir de la consideración geométrica, el punto de inicio del desvío en perforación direccional, la velocidad de construcción, la forma del trayecto, etc., se obtienen curvas suaves donde los pozos de hecho contienen baches y otras irregularidades que incrementan el arrastre. Cuando estas “curvas suaves” se introducen en el modelo, éste predice los valores de arrastre que son menores que los del pozo real con todas sus irregularidades.

Anteriormente se usaban estas curvas suaves y los factores de fricción eran incrementados empíricamente (por ejemplo de 0.22 a 0.29) para que correspondieran al incremento del torque debido a las irregularidades del agujero. Esta técnica daba buenas aproximaciones al torque real, pero tenía sus limitaciones en la predicción del torque cero y en el arrastre friccional cero en las secciones verticales del pozo, a pesar del factor de fricción, porque las cargas laterales son cero en estas secciones verticales suaves. El programa CDRAG calcula sólo la fuerza de arrastre.

Para considerar la tortuosidad en la trayectoria del pozo Exxon agregó variaciones sinusoidales con un periodo de 100 ft a ambas inclinaciones y al ángulo azimutal, de la siguiente forma:

$$T \sin(2\pi MD/1000) \quad (IV-12)$$

Donde.

T : Amplitud o número de tortuosidad, °.

MD. Profundidad medida, ft

Además, el ángulo de inclinación se modificó para que fuera mayor a cero, ya que no se permitían ángulos de inclinación negativos.

La amplitud o número de tortuosidad, T, de la variación sinusoidal, varía de acuerdo con las condiciones del agujero. Exxon encontró que la tortuosidad, T=1, representa las condiciones típicas de campo.

IV.7 Aplicación del modelo de arrastre CDRAG^{33,48}

Uno de los problemas más significativos que está asociado con la introducción de la tubería flexible, es la alta carga por arrastre. El arrastre excesivo puede causar un pandeo de la tubería flexible y el resultado es un retraso importante en las operaciones y un incremento en los costos, debido a

- Reducción en la velocidad de penetración por la imposibilidad de aplicar suficiente peso a la barrena.
- Daño excesivo a la tubería flexible, necesitando un reemplazo.
- Imposibilidad para correr la tubería a la profundidad deseada, debido a que no se puede proporcionar la carga axial suficiente

- Falló al bajar la tubería flexible en el agujero.

En un esfuerzo para reducir el problema de cargas excesivas, Maurer Engineering Inc. ha desarrollado un programa computacional que usa el modelo de fricción-deslizamiento para predecir en forma precisa las cargas de arrastre que actúan sobre la tubería flexible en todos los tipos de pozos.

El modelo de arrastre ha tenido muchos usos, incluyendo:

- Diseño del ensamble de perforación con tubería flexible.
- Selección de la trayectoria apropiada para el pozo.
- Resolución de problemas y prevención de problemas durante la perforación.
- Diseño de la sarta de tubería flexible para registro y trabajos superficiales.
- Selección de la trayectoria apropiada del pozo (pozo nuevo).
- Diseño de la sarta de tubería flexible para terminación.

IV.8 Información necesaria para el diseño de la sarta de perforación ^{3,33,48}

La selección de tubería flexible para la sarta de perforación, requiere considerar factores tales como:

- Capacidad de transporte de carga contra carga impuesta
- Disponibilidad.
- Precio.
- Práctica local.

El diseñar una sarta de perforación con tubería flexible es un proceso iterativo. Las sartas candidatas son seleccionadas y se evalúan por medio de los programas en el contexto de los programas de perforación y la trayectoria del pozo a seguir.

Como se discutirá en la siguiente sección, el programa requiere las siguientes entradas de información

- 1 Información de la trayectoria del pozo.
2. Descripción del diseño del pozo y de la tubería flexible
- 3 Peso del lodo
- 4 Peso de la barrena y el torque estimado de la barrena.
- 5 Margen de jalón en la barrena.
- 6 Intervalo de cálculo
7. Factor de fricción predictivo.

IV 8.1 Información de la trayectoria del pozo

La información del yacimiento incluye la trayectoria planeada para el pozo, en términos de los ángulos de inclinación y azimutal, en los puntos seleccionados a lo largo de la sarta de perforación. No es necesario suministrar la información en intervalos iguales a los intervalos calculados, debido a que el programa CDRAG interpolará entre esos puntos. En la tabla IV-5 se proporcionan los datos para un pozo típico y la tabla IV-6 muestra cómo introducir estos datos a la computadora.

Profundidad vertical total	=	5000 ft
Profundidad medida total	=	8192 ft
Punto de desvío	=	500 ft
Dirección de desvío	=	N45W
Ángulo de desviación	=	3° / 100 ft
Ángulo máximo	=	60°

Tabla IV-5. Descripción común de un pozo

Profundidad (ft)	Azimut	Inclinación (°)
0	0	0
500	0	0
2500	N45W	60
8192	N45W	60

Tabla V-6. Entrada al programa para crear información de inspección del yacimiento.

IV.8.2 Descripción de la sarta de perforación

La descripción de la sarta de perforación candidata, es necesaria para definir el tamaño y peso de cada uno de los elementos de la tubería flexible y los componentes del aparejo de fondo en cada paso del proceso de cálculo. Sin embargo, se sugiere por investigaciones y se ha confirmado en la experiencia, que la descripción de los componentes del aparejo de fondo introducidos en el programa no necesitan ser una representación exacta, debido a que éstos normalmente están constituidos por elementos diferentes, como cruces, ramales, contenedores, estabilizadores y collares de perforación.

IV.8.3 Peso del lodo

El peso del lodo está incluido para calcular el efecto de flotación. Un lodo más pesado disminuirá el peso efectivo de la sarta de perforación y entonces decrecerá la carga por fricción y el efecto de la gravedad.

IV 8.4 Peso sobre la barrena

El peso sobre la barrena debe ser proporcionado debido a la presencia de una resistencia compresiva que altera el perfil de tensión en la sarta y tiene un efecto no lineal en el arrastre. Esto permite que el programa CDRAG calcule de manera precisa las cargas durante la perforación

IV 8.5 Margen de jalón al sacar la barrena

El jalón al sacar la barrena normalmente se usa para incluir un factor de seguridad en la carga por tensión, en caso que se requiera imponer peso adicional a la barrena. Un valor común de la tubería flexible es de 25,000 lb de sobrejalón. Se necesita determinar los valores específicos para cada caso debido a la extrema variabilidad de las propiedades mecánicas de la tubería flexible

IV.8.6 Intervalo de cálculo

El intervalo de cálculo informa al programa el tamaño máximo del elemento que se usa en el cálculo. El valor recomendado es de 100 ft. Esto le da la suficiente exactitud a los cálculos y minimiza el tiempo de cómputo y los requerimientos de almacenamiento. Un intervalo más grande puede ser utilizado cuando se está analizando una sarta de perforación muy larga y se necesita reducir el tiempo de cómputo.

IV 8.7 Factor de fricción predictivo

El detalle final, es especificar el valor apropiado para el factor de fricción predictivo en el área. La tabla IV-7 muestra los valores que se deben utilizar como factor de fricción predictivo.

Área	Factor de fricción
Costa del Golfo	0.29
California	0.39
Alaska	0.34
Mar del Norte	0.25

Tabla IV-7. Factor de fricción predictivo para áreas de perforación grandes.

Note que cada uno de los factores arriba mencionados, son aplicables a todo el pozo. Para mayor precisión se debe usar un solo factor de fricción para cada intervalo del agujero (según la región) basado en la litología, la rugosidad, etc. Todos estos datos, en conjunto generan una estimación válida sólo para cada factor de fricción predictivo específico

El modelo computacional CDRAG puede ser utilizado para prevenir problemas y resolverlos. El programa puede ser corrido en forma predictiva para definir los valores por arrastre esperados a intervalos específicos sin la influencia de problemas en el agujero. Los valores predictivos pueden ser comparados con los valores reales para determinar la ubicación de los problemas en el agujero. Para una identificación temprana de los posibles inicios de un problema en el agujero, se permite señalarlos antes del punto donde la tubería se pueda atascar o dañar. Las cargas al recuperar y liberar tubería, deben ser monitoreadas en todas las aplicaciones, especialmente en las áreas direccionables, profundas o difíciles. La figura IV-17 muestra un ejemplo de la gráfica de la profundidad real y las cargas al sacar tubería planeadas y dónde se pueden presentar problemas debido a los esfuerzos a los que se somete la tubería durante las operaciones de perforación.

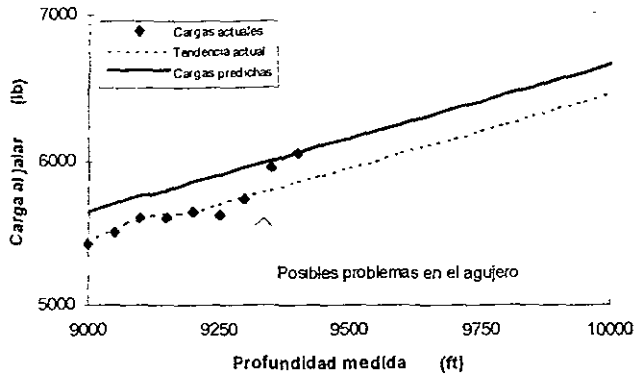


Figura IV-18 Gráfica de las cargas reales al sacar tubería vs las planeadas.

La experiencia ha demostrado que los valores reales no son exactamente iguales a los predichos, pero tienden a seguir la misma pendiente. Cuando la pendiente de los valores reales se desvía de los predichos, se deben tomar algunos sectores para verificar si existe algún problema y cuál es, y se puedan tomar las medidas correctivas correspondientes

IV.9 Vida útil de la tubería flexible ^{10,14,22,48}

Un usuario de tubería flexible espera que la sarta tenga una variedad grande de propiedades útiles. Una sarta ideal de tubería flexible debería tener las siguientes características:

- Alta resistencia a la tensión, estallamiento y colapso.
- Alta ductilidad para tener una larga vida útil.
- Soldable para posibles reparaciones en campo.
- Resistencia a la corrosión, erosión y al ácido.
- No presente puntos débiles a lo largo de la sarta
- Resistencia a la fatiga y alta seguridad durante las operaciones de perforación.
- Ser económica y fácil de usar

La tubería flexible no se puede considerar como una tecnología madura, aún en nuestros días. Pero su desempeño ha sido estudiado y ha mejorado enormemente en estos últimos años. Mucho del esfuerzo ha sido dirigido a modelar la relación de la tensión con la vida útil de la tubería flexible durante las operaciones de campo. Se han realizado estudios exhaustivos para determinar la interacción de los factores que afectan las cargas combinadas a las que se somete la tubería durante las operaciones de perforación.

Se han desarrollado modelos computacionales basados en el análisis teórico y empírico de los datos para trazar la fatiga durante la vida de la sarta de tubería. Los logros de estos modelos incluyen un entendimiento y evitan (donde es posible) las condiciones que hacen más daño a la sarta, el desarrollo de una predicción confiable y exacta de la fatiga en la vida de la sarta permite reemplazarla antes de que empiece a fallar. Las fallas por fatiga de la tubería flexible son el resultado de numerosas deformaciones plásticas durante su uso en las operaciones y pueden ser incrementadas por varios factores adicionales. Los factores más comunes que afectan a la tubería flexible, son:

- El ciclo entre el cuello de ganso y el carrete es la principal causa de deformación plástica.
- La presión dentro de la tubería incrementa significativamente la tendencia de la tubería a abombarse (incremento del diámetro) mediante la deformación plástica.
- El diseño de los equipos puede tener un impacto significativo en la vida útil de la tubería flexible, especialmente en el radio del carrete y el cuello de ganso.
- El bombeo de fluidos a través de la tubería, sobre todo fluidos corrosivos y abrasivos, pueden producir daño estructural.
- Ovalidad de la tubería, la cual puede ser causada por la tensión excesiva de la cadena del inyector o por un radio de curvatura pequeño. Este tipo de daño redundará en el deterioro de la resistencia al colapso.

El daño mecánico a la tubería puede ocurrir mientras baja o sube a través del agujero. Los defectos de la superficie de la tubería, tal como estrías, sirven para aumentar la tensión y acelerar la fatiga de la tubería flexible.

IV.9.1 Relación de la carga por tensión y la presión ^{23,26,48}

Al comparar las aplicaciones del material dentro del campo de la ingeniería, la tubería flexible fue diseñada para servicio rudo. Las condiciones de trabajo incluyen alta elasticidad, tensión plástica, temperaturas altas, presión alta y corrosión.

La curva típica de resistencia del acero presión deformación para tubería flexible, es similar a la de otros materiales disponibles usados en ingeniería. La figura IV-18 muestra la curva típica para una tubería de 70,000 psi. Debajo del límite elástico (B), la deformación es proporcional a la tensión (de acuerdo a la ley de Hook) y la tubería regresará a su posición horizontal original después de eliminar la tensión. Dentro del rango plástico, una unidad de tensión produce mucho más deformación que en el rango elástico y la deformación es permanente.

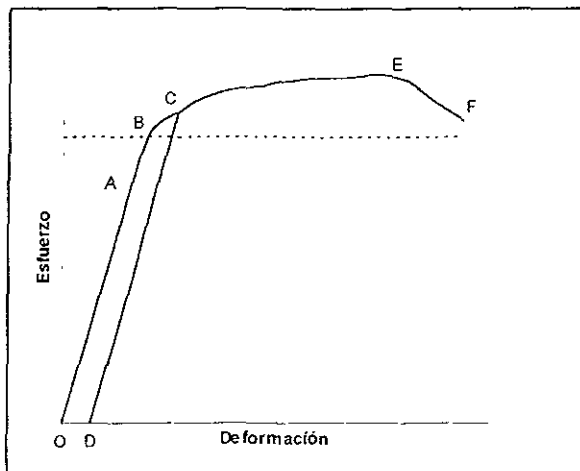


Figura IV-18 Ejemplo de una curva tensión-deformación para tubería flexible.

En la mayoría de las operaciones con tubería flexible, además de las cargas de tensión y compresión, las cargas por presión de estallamiento y colapso, también actúan en la tubería. El efecto combinado de estas cargas diferenciales no es simplemente aditiva. La teoría más popular de fallas para determinar el efecto de la combinación de estas cargas es la teoría de energía de distorsión máxima (o teoría Hencky - Von Mises). En la figura IV-19 se presenta una gráfica de la relación entre carga por presión de estallamiento y colapso basada en la teoría de energía de distorsión máxima. Los resultados son para una tubería flexible de 1 ¼ x 0.087 pg de diámetro y espesor de pared, respectivamente, con una resistencia de 70,000 psi. Esta figura muestra que la presión de estallamiento (interna) no se reduce en la zona de esfuerzo de cedencia por tensión en el rango de 0 y 65% de la zona de estallamiento. Cualquier presión de colapso (externa) reduciría el punto de la zona de tensión. Por ejemplo, con un 20% de presión de colapso, la zona de tensión se reduce a 90% del valor original o con un 60% de presión de colapso, la zona de tensión se reduce cerca de un 50% del valor original.

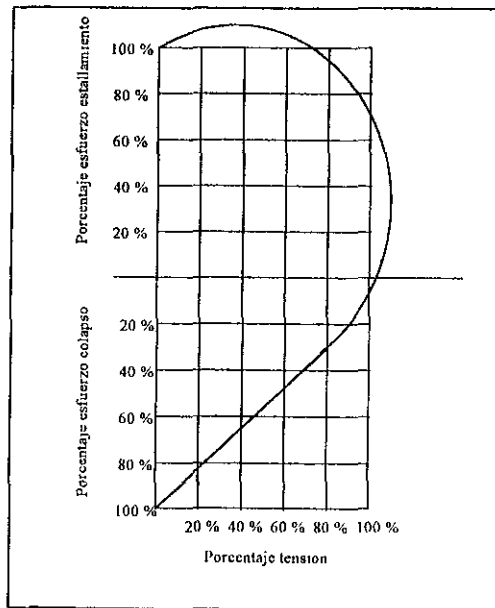


Figura IV-19 Ejemplo de un diagrama Von Mises para tubería flexible.

Se presenta un comportamiento interesante cuando la presión interna se combina con la carga de tensión, el punto de la zona de estallamiento se incrementa para cargas por tensión entre el rango de 0 a 75%. La aplicación de carga por tensión ayuda a resistir al material presiones de estallamiento a través de este rango de valores. En operaciones de campo, los factores de seguridad deben ser aplicados para establecer los límites de estallamiento y colapso. Normalmente se aplica un límite del 80% para estallamiento y 65% para colapso. Se propone un factor de seguridad mayor al esfuerzo por colapso para incluir ovalidad e imperfecciones de la superficie de la tubería y sus efectos en su diámetro en la proporción del colapso. Un ejemplo del diagrama de Von Mises con factores de seguridad, se presenta en la figura IV-20. Los datos son de una tubería flexible de 70,000 psi de $1\frac{1}{4} \times 0.087$ pg de diámetro

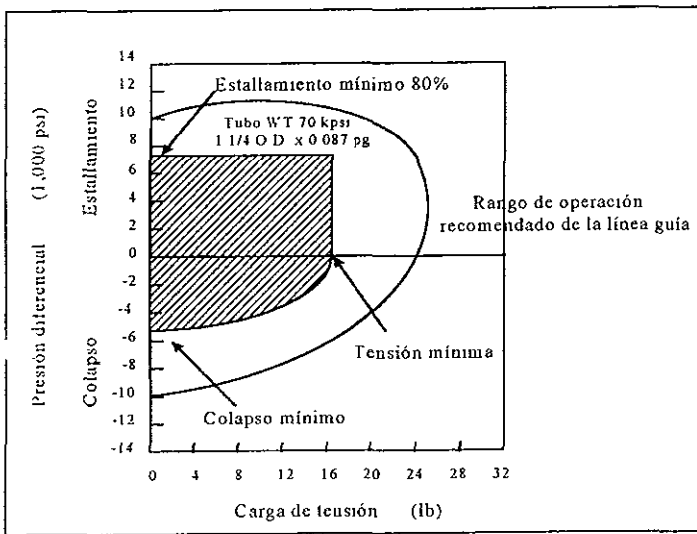


Figura IV-20. Límites de la presión con factores de seguridad.

Una conclusión importante a partir del análisis de Von Mises, es que la capacidad al colapso de la tubería flexible es significativamente menor cuando la carga por tensión y la presión externa estén actuando en la tubería. Sin embargo, si la tubería está bajo una zona de presión interna, la capacidad por tensión de la tubería normalmente no se afecta.

La presencia de ovalidad disminuye la resistencia a la presión por colapso de la tubería flexible. En un estudio para determinar la proporción de colapso de una tubería ovalada se encontró que la ovalidad y la fuerza por tensión reducen significativamente la presión de colapso. Se sugiere que la ovalidad se monitoree y se cambie la tubería en caso de que la ovalidad exceda el 5%

Las cargas externas causan esfuerzos en la tubería, la cual puede ser descrita usando los tres esfuerzos principales, el esfuerzo radial, axial y superficial o del aro (figura IV-21).

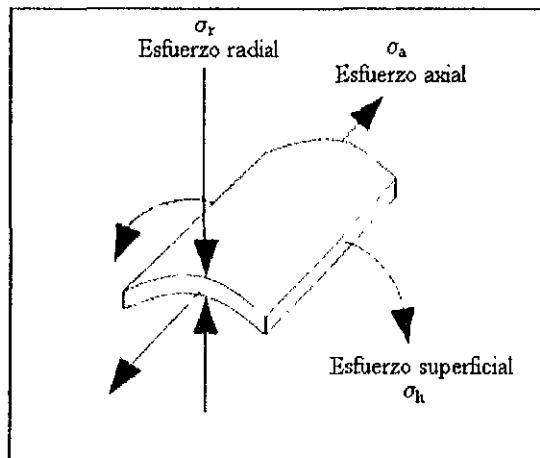


Figura IV-21. Esfuerzos principales que actúan en una tubería

La carga axial, σ_a , ocurre cuando la tubería está sometida a tensión y está dada por la ecuación:

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A} \quad (IV-13)$$

Donde:

F_a : Fuerza axial, lbf.

A : Área de sección transversal de la tubería, pg^2 .

Cuando la tubería flexible está bajo compresión, se forma una voluta o espiral en la parte baja del pozo. El esfuerzo máximo de compresión es una combinación de la carga axial y la compresión debido al pandeo:

$$\sigma_a = F_o \left(\frac{1}{A} + \frac{Rr_o}{2I} \right) \quad (\text{IV-14})$$

Donde

R · Espacio anular entre la tubería y el agujero, pg.

r_o · Radio exterior de la tubería, pg

I · Momento de inercia de la tubería, pg⁴.

A · Área de sección transversal de la tubería, pg²

La carga radial, σ_r , varía a través del espesor de la tubería, pero su valor máximo es en r_i o r_o donde es igual a la presión interna y opuesta a la presión externa

La carga periférica o superficial también varía a través del espesor de la tubería. En la pared interna la carga periférica, r_i , está dada por:

$$\sigma_h = \frac{(r_i^2 + r_o^2)P_i - 2r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} \quad (\text{IV-15})$$

En la pared externa, r_o , la carga superficial, es

$$\sigma_h = \frac{2r_i^2 P_i - (r_i^2 + r_o^2)P_o}{r_o^2 - r_i^2} \quad (\text{IV-16})$$

El límite de resistencia inicial del material está basado en la combinación de estas cargas. De acuerdo con la teoría de la energía de distorsión de las fallas, la cedencia ocurre cuando se

aplica carga más allá de la región elástica de la sarta que causa la deformación del cuerpo y es igual a la deformación de la sarta que se presenta en una prueba de tensión uni-axial.

IV.9.2 Fatiga de la tubería flexible ^{10,14,48}

Durante un viaje de ida y vuelta en el pozo, la tubería se somete a seis eventos de curvatura plástica independiente, cuatro de ellos se presentan en la guía de la tubería y dos ocurren en el carrete (figura IV-22).

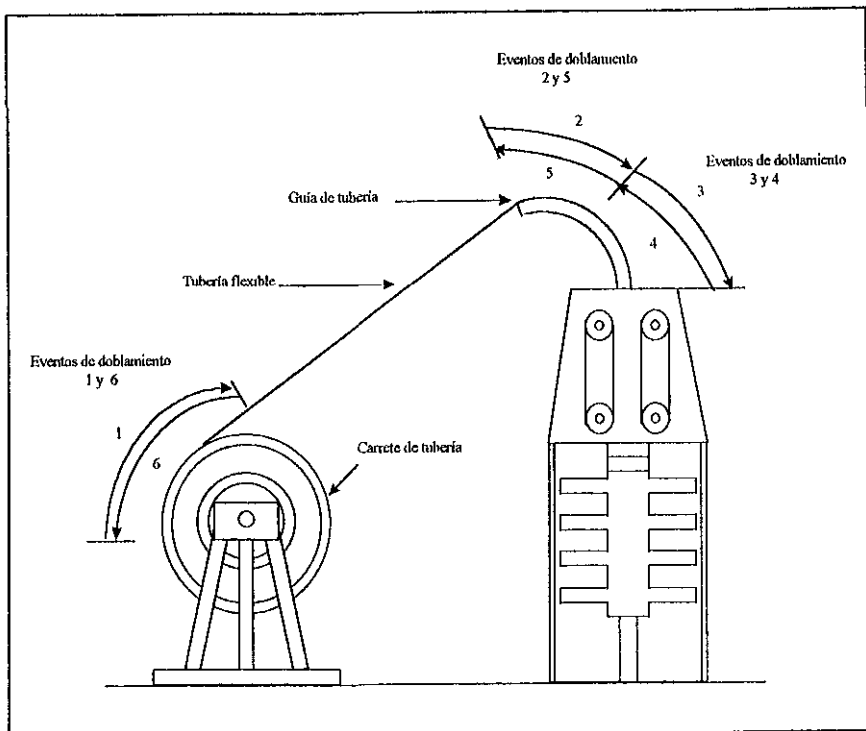


Figura IV-22. Eventos de curvatura plástica de la tubería flexible.

Además de la deformación longitudinal plástica, la tubería flexible acumula una deformación plástica en el punto de curvatura. Esta deformación del radio de curvatura ocasiona que el diámetro de la tubería se incremente.

Las formas de onda típicas de la sarta son el resultado de la combinación de la presión interna y curvatura plástica, las cuales se presentan en la figura IV-23. Estas formas de onda muestran que la presión interna tiene un efecto significativo en el aumento del diámetro interno y externo de la sarta de tubería flexible, lo cual redonda en un abombamiento de la misma. Sin embargo, el esfuerzo longitudinal excesivo es relativamente independiente de la presión, esto es, la tubería no aumenta en longitud si pasa por el ciclo completo de presión.

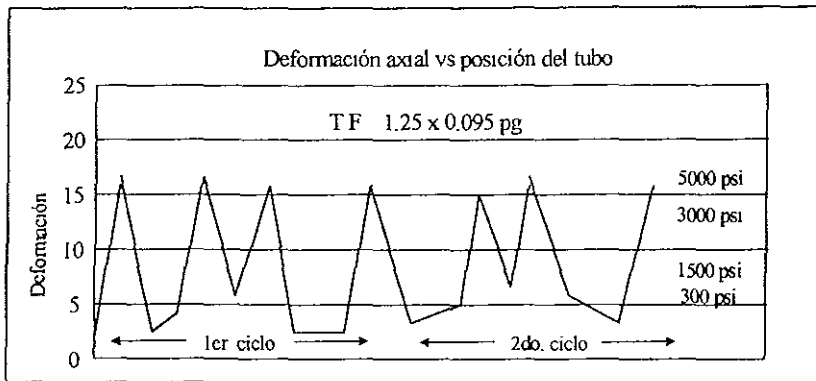


Figura IV-23. Formas de onda características de la sarta de tubería flexible

IV 9.3 Diámetro del carrete ^{10,48}

El diámetro del carrete y del cuello de ganso sobre el cual la tubería flexible se deforma plásticamente, tiene un efecto significativo en la vida útil de la tubería, además, se debe considerar la relación del radio de curvatura con respecto al radio externo de la tubería. Para un carrete de tamaño determinado, una sarta de diámetro mayor se somete a una deformación mayor que una de diámetro menor.

El radio de curvatura mínimo para evitar deformaciones plásticas en la tubería, está dada por la siguiente ecuación

$$R_y = \frac{E r_0}{\sigma_v} \quad (IV-17)$$

Donde:

r_o : Radio exterior de la tubería, pg.

E : Módulo de Young, psi

σ_y . Esfuerzo de cedencia, psi.

Lo más práctico es mantener una relación 48:1 del radio del carrete respecto a tuberías con diámetro pequeño.

IV.10 Métodos de estimación de vida de la tubería^{25,26,28,48}

IV.10 1 Método manual de cálculo

Uno de los primeros métodos para determinar la vida útil de una sarta de tubería flexible en operación, es el de “Pie Corriendo” (running feet), el cual acumula la profundidad a la cual la sarta tenía que bajar. Este método no lleva cuenta de los ciclos de curvatura plástica repetitiva cuando la tubería corre del carrete a la guía del tubo; sin embargo, esos ciclos de curvatura son la causa principal de la fatiga de la tubería y su falla. Como las aplicaciones de la tubería se han extendido e incrementado, los procedimientos han sido desarrollados para requerir sargas reversibles múltiples (“yo-yoing”) en distancias cortas bajo presiones muy altas, por consecuencia, la medición de “Pie Corriendo” es una medida imprecisa para determinar la vida útil de la tubería flexible. A pesar de que “Pie Corriendo” proporciona una medición imperfecta de la vida útil de la tubería, este método tiene una ventaja significativa sobre otros métodos: su uso relativamente sencillo. Además, muchos operadores tienen experiencia y datos substanciales que esta aproximación les ha proporcionado a lo largo de sus años de experiencia. Muchos operadores que han realizado trabajos de rutina con bases consistentes, con carretes pequeños de tubería han encontrado que este método de cálculo es suficiente para evitar la mayoría de las fallas en el campo. Una limitación de “Pie Corriendo” sugerida por algunos operadores, es no exceder los 400,000 ft (122,000 m) de corrida en el agujero (RIH) con alguna sarta.

Entre los métodos más sencillos de estimación de vida operacional, se encuentran los métodos manuales de conteo, tales como el método descrito por Quality Tubing, de la siguiente manera

1. Mantener un registro preciso de cada sarta de tubería flexible.
2. Establecer un sistema de conteo para divisiones regulares en toda la sarta
3. Asignar una unidad de ciclo de presión equivalente (PCU) para cada evento de ciclo de curvatura. Por ejemplo:

1 ciclo a 2000 psi = 1 PCU

1 ciclo a 3000 psi = 1.5 PCU

1 ciclo a 4000 psi = 2 PCU

1 ciclo a 5000 psi = 3 PCU

4. Registrar el número de PCU acumulados a través de la vida de la sarta.
5. Poner especial atención a las zonas soldadas y no uniformes a lo largo de la sarta.

IV 10 2 Monitoreo integral de tubería de Dowell Schlumberger

Dowell Schlumberger (DS) ha invertido una cantidad considerable de sus esfuerzos en el desarrollo de su monitor integral de tubería (TIM®). La investigación hecha por DS indica que la geometría de la tubería flexible está correlacionada con la fatiga y que los datos dimensionales medidos durante las operaciones en campo pueden ser usados para predecir la vida útil de la tubería flexible. Los cambios en la geometría de la tubería flexible están asociados con la fatiga, de la siguiente manera.

- Aumento del diámetro exterior de la tubería flexible.
- Incremento en la ovalidad en ciclos de baja presión
- Ondulado o rizaduras de la superficie de la tubería

También se han detectado tendencias para cada uno de los cambios geométricos anteriores. Los ciclos de presión alta causan en ocasiones que la tubería se aglobe, y es por eso que el aumento del diámetro se utilice como medida de fatiga para presiones altas. El ondulado de la superficie es un indicador útil para fatiga por efectos de ciclos de presión alta extrema. La fatiga a baja presión puede ser medida al hacer un seguimiento de la ovalidad del tubo.

TIM® toma las medidas del diámetro exterior de la tubería flexible en cinco ejes diferentes, mientras pasa la tubería al introducir ó sacar tubería. La razón de medición es de 400 puntos/s con una precisión de 0.001 μg (0.025 mm). Si se detecta ovalidad, cortes, ondulación o rasgaduras a lo largo de la sarta, todas ellas son detectadas y registradas en la base de datos. El monitor de la cabina de control tiene alarmas para prevenir al operador cuando el diámetro exterior de la tubería excede los límites programados. El monitor integral de tubería (T.I.M.™) está montado en el carrete de tubería (figura IV-24).

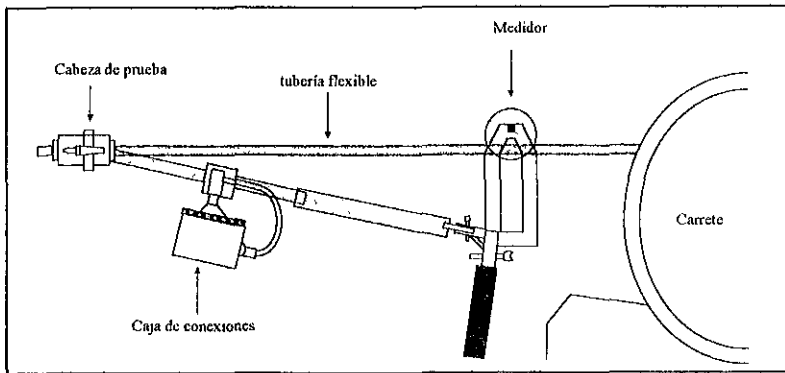


Figura IV-24. Monitor integral de tubería de Dowll Schlumberger

Junto con el TIM, otro sistema de instrumentación opera en el conjunto inyector/cuello de ganso y registra datos operacionales como la profundidad, velocidad de corrida, tensión y presión en el cuello de ganso. Todos estos datos son introducidos al modelo computacional CoilLIFE. Los resultados del análisis de CoilLIFE le sirven al ingeniero de campo como indicador de cuánta vida útil le queda a la sarta.

IV 10.3 Sistema de adquisición de datos de Halliburton

El sistema de análisis de vida de la tubería diseñado por Halliburton consiste en tres partes

- 1 Equipo de adquisición de datos, consiste en un sistema de cómputo y un microprocesador para monitorear, desplegar y recopilación de datos de los sensores. Los datos monitoreados incluyen: presión de la tubería, presión de la cabeza del pozo, ritmo de bombeo del fluido, peso de la tubería, carga de frenado en la tubería, velocidad de corrida de la tubería, profundidad de la tubería
- 2 Software ACQUIRE. Contiene el modelo de predicción de vida útil de la tubería
- 3 Base de datos DBCOIL almacena los datos de la vida de la sarta de tubería

El manejo del trabajo empieza con la planeación de los pretrabajos que comparan las condiciones dentro del agujero anticipadamente (presión, fluidos, profundidad, etc.) con los datos de tubería de la base de datos DBCOIL para analizar la factibilidad de la tubería para ese tipo de trabajo específico. El análisis está basado en un número de factores grabados para trabajos previos.

Durante la ejecución del trabajo, los parámetros de los datos se retroalimentan con el software ACQUIRE, acondicionados y transmitidos a las pantallas de despliegue de monitoreo y a la base de datos. Los datos en tiempo real son monitoreados todo el tiempo, mientras dure el trabajo. Después de que se termina el trabajo, la base de datos DBCOIL se actualiza para su uso en la evaluación del siguiente trabajo a realizar con la sarta de tubería flexible.

Halliburton actualmente desarrolla un sensor ultrasónico, el cual va a proporcionar mediciones en tiempo real para el diámetro de tubería, el diámetro máximo, el diámetro mínimo y el espesor de pared. Estos datos se usarán para monitorear la ovalidad del tubo para uso del modelo ACQUIRE.

IV.10.4 Modelo de fatiga DEA-67

El doctor Ching Yew y asociados han desarrollado un nuevo modelo para evaluar la fatiga en tubería flexible. Un reporte preliminar se preparó y presentó. Este reporte “Un estudio de curvatura cíclico y fatiga en la vida de la tubería flexible”, describe un nuevo modelo y presenta varias corridas de simulación en computadora. El modelo de Yew considera el material de la tubería como un material elasto-plástico que obedece al criterio de Von Mises y la ley del endurecimiento cinemático de Mroz

Las primeras conclusiones indican que el cambio en el diámetro de la tubería no es suficiente como indicador de la falla por fatiga. Este nuevo modelo está basado en el hecho de que la energía disipada acumulativa en varios puntos de carga en el tubo, aumentan con el número de ciclos. Se presenta una integración de la energía disipada que puede ser usada como indicador de la falla por fatiga si la magnitud de la disipación de energía crítica (correspondiente a la falla de la tubería) puede ser establecida por comparación. El valor de la energía crítica disipada de la tubería tiene que ser determinada experimentalmente.

Los primeros resultados de este esfuerzo son muy alentadores. El equipo de Yew está en el proceso de establecer aparatos experimentales para validar el modelo. Después de que este modelo esté adecuadamente afinado estará disponible para su uso en operaciones de campo.

IV.10.5 Prueba de vida exploración BP

La corporación de Exploración “Bahía Prudhoe BP” (Alaska), ha llevado a cabo varias pruebas de vida de tubería flexible, incluyendo pruebas de ciclo de fatiga. Las pruebas de colapso fueron hechas con tubería flexible de $1\frac{1}{2}$ x 0.095, $1\frac{1}{2}$ x 0.090 y $1\frac{1}{4}$ x 0.109 pg de diámetro y espesor de pared, respectivamente

En la época en que se hicieron las pruebas, la tubería de $1\frac{1}{2}$ pg era ampliamente utilizada en las operaciones dentro de la Bahía Prudhoe, y la tubería de $1\frac{3}{4}$ pg empezaba a estar

disponible comercialmente BPX observó el incremento de la presión diferencial máxima usada para circulación inversa. La circulación inversa es ventajosa en los volúmenes de fluido significativamente pequeños que son requeridos para llenado o para remover cemento.

Por sus experiencias en la Bahía Prudhoe, observaron que varios casos de colapso de tubería flexible ocurrieron cerca de los 2,000 psia de presión diferencial. Los colapsos de tubería flexible se presentaron en operaciones de recuperación costosas. No había posibilidad de recuperar el pozo una vez colapsada la tubería, lo que obligada a matar el pozo. Como resultado de la experiencia de estos casos donde la tubería se colapsaba, BPX adoptó 15,00 psia como la presión máxima de trabajo para colapso. A partir de la revisión de los datos de colapsos previos, BPX determinó que el daño físico en la tubería flexible fue el factor de mayor contribución en esas situaciones y que 15,00 psia era un límite de trabajo conservador para una tubería que no estuviera dañada. Una serie de pruebas fueron realizadas con el ensamble mostrado en la figura IV-25. La tubería flexible fue colocada en tensión entre el inyector y un paquete BOP invertido y se aplicó presión hasta que ocurrió el colapso.

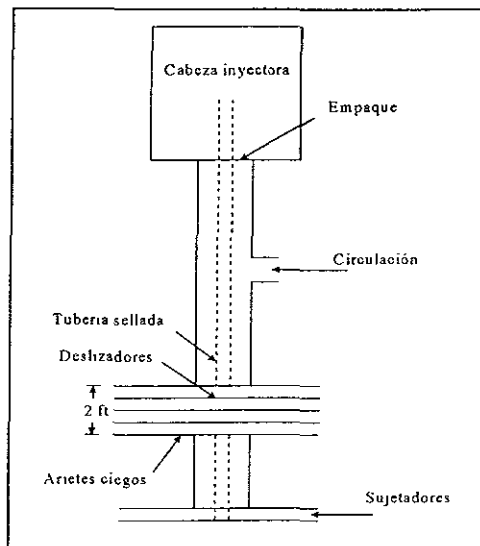


Figura IV-25 Ensamble de prueba de colapso para tubería flexible

La tensión fue aplicada a una razón de valor constante de 0 a 28,000 lb. La mayoría de las pruebas fueron realizados a temperatura ambiente entre -30 a -40° F. Los resultados de las pruebas con tubería de 1 ½ pg son resumidas en la figura IV-26. El caso D, que fue la única muestra que se colapsó a una presión por debajo de la predicha teóricamente, fue dañada por una gubia de 1/32 pg y fue probada a 65 °F El caso E también fue dañado pero fue probada a -24 °F. Las pruebas fueron hechas con tubería de 1 ¾ pg y los resultados se muestran en la figura IV-27.

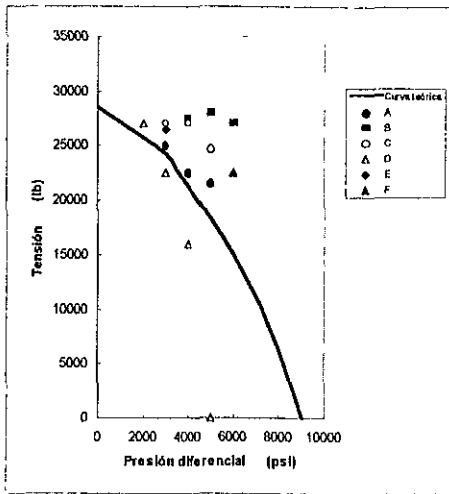


Figura IV-26. Resultados de la prueba de colapso para tubería flexible de 1 ½ pg.

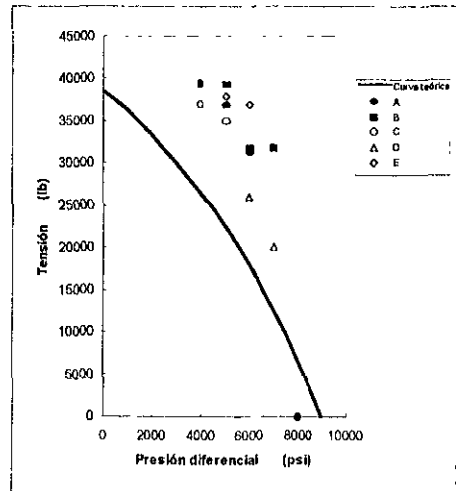


Figura IV-27 Resultados de la prueba de Colapso para tubería flexible de 1 ¾ pg.

Las pruebas de colapso BPX mostraron que los cálculos de colapso teóricos son confiables en tubería que no está dañada. Se observó que la ovalidad y defectos por gubia aumentan la frecuencia de colapso, consecuentemente, deben considerarse cuando se aplican los factores de seguridad para operaciones de campo. BPX también desarrolló una serie de pruebas para ciclos de fatiga en tubería flexible de 1 ¾ x 0.125 pg. El equipo de prueba fue diseñado para simular las peores condiciones de campo para pandeo plástico: el inyector estaba elevado 50 ft por encima del suelo (figura IV-28) Las pruebas de la tubería consistían en repetir el ciclo hasta que ésta fallara o hasta que se presentara un aglomeramiento que no permitiera a la tubería entrar en los sujetadores

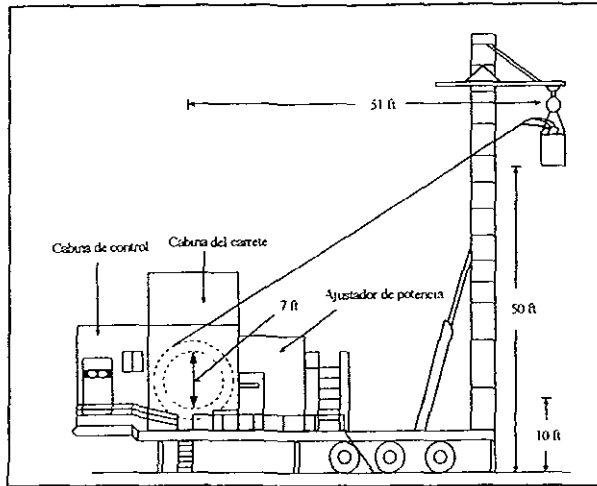


Figura IV-28. Equipo de prueba para fatiga en tubería flexible.

Ocho pruebas se realizaron: cuatro con carga axial de 16,000 lb (correspondientes a una tensión de 25,000 psi) y cuatro sin carga axial. Se usaron durante las pruebas valores de presión interna constantes

Varias pruebas se detuvieron debido al aglobamiento. Por ejemplo, una de las pruebas sólo se realizó por 22 ciclos, después de los cuales la tubería empezó a atorarse en los sujetadores. La carga axial no resultó tener un impacto significativo para los valores usados. El peso axial en el equipo de prueba fue generado en el inyector, no en la tubería sometida al doblamiento arriba del inyector.

Los análisis en laboratorio indicaron que todas las rupturas por fatiga fueron originadas en la superficie exterior y resultaron de la deformación plástica significativa en las paredes internas de la tubería. Las rupturas midieron de 0.125 a 0.127 pg en longitud y fueron orientadas transversalmente a los ejes de la tubería.

V Perforación con tubería flexible

V.1 Introducción⁶

La perforación con tubería flexible ha despertado un gran interés dentro de la industria petrolera en los últimos años, probablemente la misma que en cualquier otra área de desarrollo dentro de la tecnología de la tubería flexible. Con la habilidad de salir o entrar rápidamente cuando se encuentra bajo presión, la tubería flexible es una promesa como alternativa, para disminuir costos a la perforación rotacional convencional cuando se utiliza bajo condiciones apropiadas.

Roy H. Cullen Research desarrolló un sistema de perforación basado en una sarta de perforación continua en 1964. La sarta de perforación flexible se construyó a partir de elementos de múltiples cables tensados de diámetro externo de $2 \frac{5}{8}$ pg. La sarta de perforación fue accionada por un inyector hidráulico con bloques sujetadores. El sistema se usó para perforar un agujero de prueba de $4 \frac{1}{2}$ pg a través de 1000 ft de granito. La velocidad de penetración reportada fue de 5 a 10 ft/hr.

Otro sistema fue desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP), utilizó sargas flexibles de diámetro interior de $2 \frac{1}{2}$ pg a 3 pg y 5 pg de diámetro exterior, las cuales incluían varios conductores eléctricos. Se utilizaron motores eléctricos y turbinas para hacer rotar a la barrena. Su inyector era operado eléctrica o hidráulicamente y podía correr en modo de autoperforación controlado por una retroalimentación de la potencia consumida por la barrena. El sistema del IFP se puede utilizar para perforar agujeros de $6 \frac{4}{3}$ a $12 \frac{1}{4}$ pg a profundidades de 3,300 ft (1,000 m). Para 1965, se lograban más de 20,000 ft (6,000 m) de profundidad con este sistema.

Flex Tube Service Ltd. desarrolló otro sistema a mediados de 1970, el cual usaba una tubería continua de 2 3/8 pg de diámetro. Lo utilizaban para pozos de gas poco profundos. La sarta de tubería inicialmente se fabricó de tubería lineal X-24 soldada. Ellos fueron los primeros en desarrollar y usar tubería flexible de aluminio. El sistema de Flex Tube usó collares de perforación de 4 3/4 pg, un motor de desplazamiento positivo y una barrena convencional de 6 1/4 pg. La velocidad de penetración fue comparable con los equipos convencionales

El ensamble en la parte inferior del agujero diseñado para las operaciones de perforación también fue corrido con tubería flexible de acero convencional por algún tiempo. La mayoría de las operaciones de perforación con tubería flexible se han realizado como parte de su aplicación en trabajos superficiales, tales como remoción de incrustaciones o cemento, trituración y ampliación de pozos. En fechas recientes se ha utilizado para perforar en pozos horizontales o verticales ya abiertos o exploratorios.

En los últimos años más pozos han sido perforados con equipos de tubería flexible y motores de desplazamiento positivo (figura V-1). A pesar de que el interés y la actividad han aumentado, esta tecnología todavía se encuentra inmadura y la reducción de costos predicha aún no se logra.

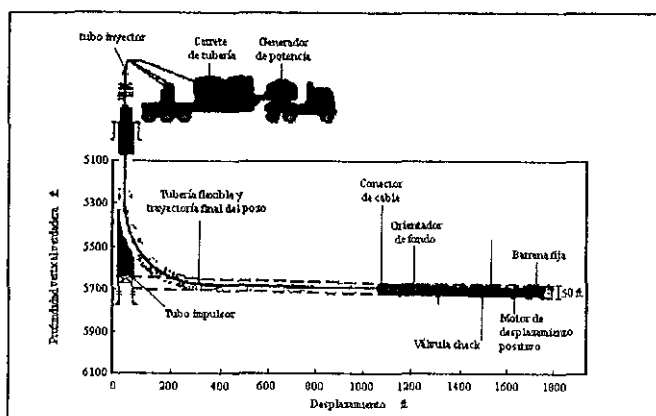


Figura V-1 Perforación en agujero descubierto con tubería flexible.

Diversas empresas han organizado equipos especializados dedicados al desarrollo de sistemas y técnicas para la perforación con tubería flexible, mientras que en el campo se siguen utilizando.

Las secciones individuales de este capítulo describen operaciones con tubería flexible en las cuales motores de lodo y varios tipos de barrenas son corridas con tubería flexible, incluyendo perforación en agujero descubierto, perforado de cemento, de incrustaciones, trituración y ampliación. La perforación con tubería flexible no es un concepto nuevo, obviamente; sin embargo, los avances recientes tanto en la tecnología de perforación como en la industria de la tubería flexible, han significado un aumento en los rangos de profundidad y capacidad de control direccional en estos sistemas

V.2 Perforación en agujero descubierto^{40,41,44}

La fuerza impulsora del desarrollo de la perforación con tubería flexible no es sorprendente debido a la necesidad de reducir costos en la perforación. Las ventajas económicas de las operaciones con agujeros pequeños, son compartidas con la perforación con tubería flexible

- Los equipos y la localización de superficies pequeñas resulta en un menor impacto ambiental y un costo menor de ingeniería
- Los costos menores de movilización y la instalación más rápida del equipo es también un factor importante
- La operación en menor escala nos permite emplear menor cantidad de lodo, tuberías de revestimiento y otros materiales
- Menor personal y equipo redundará en menor costo diario

Desafortunadamente, los costos potenciales en el precio del equipo no se han logrado aún. Un factor importante en la ecuación económica que afecta, es que el equipo de tubería

flexible normalmente tiene que competir contra la depreciación total de los trabajos y del equipo de perforación, así como el lento avance de los mercados convencionales.

Las aplicaciones recientes han incluido la perforación de varias secciones en agujero descubierto horizontal o vertical. La atención de la industria de la tubería flexible se ha centrado en el ahorro potencial de la perforación y la reperfusión en pozos. La factibilidad de perforación en formaciones con diámetro reducido, ha sido considerada previamente por varios operadores. Fultz y Pittard discutieron el diseño de un ensamble de fondo (BHA) básico para perforar con tubería flexible (figura V-2)

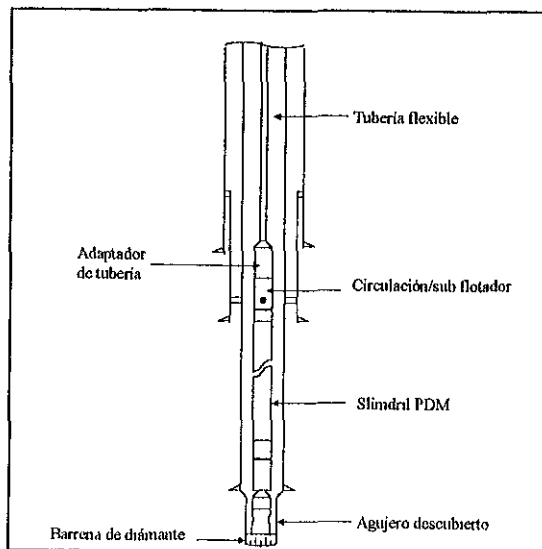


Figura V-2. BHA para perforar con tubería flexible.

Para formaciones duras se espera utilizar barrenas de diamante, pesos efectivos sobre barrena pequeños, altas velocidades de rotación (rpm), además, se puede esperar en el pozo ritmos de penetración de 5 a 60 ft/hr. Los motores de desplazamiento positivo de alto rendimiento (PDMs) son factibles en esta aplicación. Un sustituto circular se incluye para permitir que parte de lo perforado fluya para permitir el paso del motor, permitiendo que se mejoren los gastos de circulación para mejorar la limpieza del agujero. Un adaptador y

sujetador de tubería se diseñó para resistir el torque de reactivación de las operaciones de perforación.

Una de las preocupaciones acerca del uso de la tubería flexible en la sarta de perforación, ha sido qué tan derecho queda el agujero. El miedo a agujeros sinuosos debido a la falta de collares de perforación en la sarta de perforación con tubería flexible, es probablemente infundado, por qué la investigación ha demostrado que la rectitud del agujero no se afecta significativamente por el diseño del BHA, sino que es, el resultado del pandeo de la sarta de perforación causado por el *gran peso sobre la barrena*. Ya que se requiere un peso pequeño en la barrena con un sistema de tubería flexible de alta velocidad, la tendencia de desviarse puede ser mayor que para un sistema convencional.

Los baches son problemas menores, porque la tubería es flexible y las fuerzas laterales causadas por el peso de la barrena son pequeñas. La relación de sarta de perforación y la tubería de revestimiento pueden decrecer significativamente debido a las fuerzas laterales pequeñas, así como al hecho de que la sarta de perforación no rota en el agujero.

V 2 1 Aplicaciones de la tubería flexible en perforación

Existen dos categorías en las aplicaciones de perforación con tubería flexible (tabla V-1). Los pozos en cada categoría han sido previamente perforados con tubería flexible, con excepción de los pozos horizontales o desviados

Categoría/sub categoría	Vertical	Desviado
I Perforación de reentrada	<ul style="list-style-type: none"> • Profundización de pozos existentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos laterales
II Perforación pozo nuevo	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos exploratorios • Observación y delineación de pozos • Producción con diámetro reducido e inyección de pozos 	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de vapor • De observación

Tabla V-1 Aplicaciones de perforación con tubería flexible

En muchas de las aplicaciones convencionales, el hecho de que se pueda perforar con tubería flexible bajo balance con seguridad, resulta benéfico. Los sistemas de tubería flexible pueden ser usados en conjunción con un equipo convencional en varias aplicaciones por ejemplo en:

- Perforación dentro y bajo de zonas de baja circulación.
- Muestreo de núcleos en el intervalo productor.
- Perforación bajo balance a través del intervalo productor.

Para estas aplicaciones con múltiples equipos, un equipo convencional se usa para perforar la mayor parte del pozo y sólo se usa la tubería flexible en la perforación de zonas críticas.

Los primeros servicios con tubería flexible fueron desarrollados para operaciones superficiales. Consecuentemente la reperforación fue la primera aplicación con tubería flexible. Las operaciones en los pozos existentes no requiere de asentamiento de tubería de revestimiento superficial, la cual no pueden ser realizada con las unidades de tubería flexible existentes debido a su capacidad de carga.

La profundización de los pozos verticales con un BHA tipo péndulo es la aplicación más directa de la tubería flexible. En la mayoría de los casos un BHA largo con unos cuantos collares de perforación proporciona el peso sobre barrena necesario y el pandeo se minimiza por qué el punto neutral es en el BHA y la sarta de tubería se mantiene en tensión.

La perforación direccional (horizontal o desviada) se realiza con tubería flexible después de que se corta una ventana en la tubería de revestimiento y se corre un sistema de inspección en la parte baja del pozo. Las herramientas aceradas o los sistemas MWD (midiendo mientras se perfora) se pueden utilizar en estos casos. Estas herramientas proporcionan al operador datos actualizados que describen la inclinación y ángulo azimutal de los pozos. Normalmente se coloca una zapata arriba del motor de fondo y se usa para bajar la herramienta de inspección con la herramienta sobre la barrena.

Las herramientas de inspección fotográfica, tanto de un solo disparo como la de disparos múltiples, son imprácticas, excepto para estaciones de inspección amplias porque el BHA debe ser deslizado en cada inspección.

Durante la planeación de un programa de perforación para pozos horizontales o desviados, el modelo computacional de arrastre CDRAG debe ser corrido para determinar la tubería flexible y el BHA con el cual se logrará la penetración pretendida.

Los pozos exploratorios perforados con tubería flexible normalmente requieren un equipo pequeño convencional para perforar el pozo hasta la primer profundidad de asentamiento y cementar una tubería de revestimiento superficial. Un equipo de tubería flexible se moviliza para perforar el resto del pozo después de asentar la tubería de revestimiento superficial

V 2 2 Ventajas al perforar con tubería flexible

Las diversas ventajas y beneficios que se presentan al usar tubería flexible para perforar, es lo que ha permitido a la industria desarrollarse. Éstas se discuten en los siguientes párrafos

V 2 2 1 Reducción de costos de las operaciones con tubería flexible

Muchos de los ahorros derivados al emplear *tubería flexible*, se *originan* en el tamaño pequeño del equipo y su inherente automatización, así como el ahorro relacionado con operaciones en agujero reducido. Otros costos tales como tiempo de perforación, movilización, tamaño de la localización, preparación y consumibles, son frecuentemente menos del 50% de los costos con equipos convencionales

Las operaciones de perforación con tubería flexible ocupan menos superficie que la mayoría de los equipos convencionales, debido a que el área de un sistema con tubería flexible es menor (usualmente es menor del 50% del convencional) figura V-3 Los costos en varias categorías pueden ser significativamente reducidos con un sistema de agujero reducido

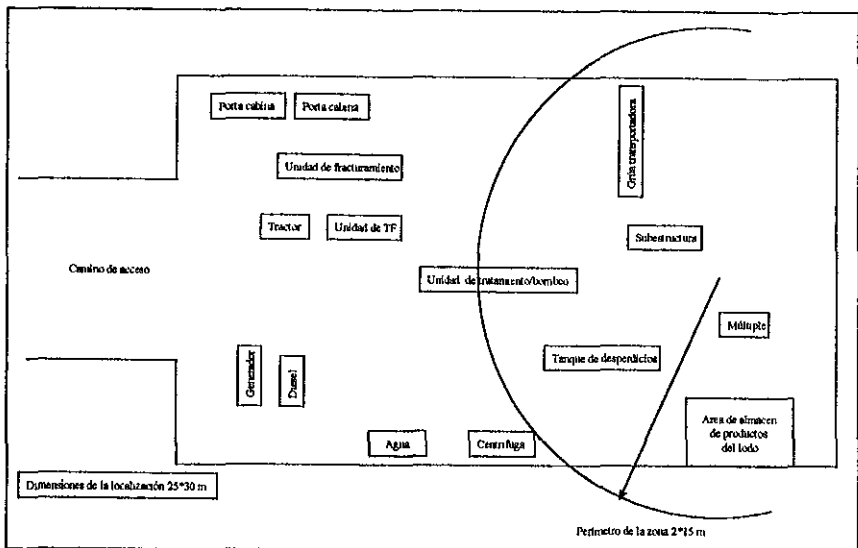


Figura V-3. Distribución del equipo de perforación de tubería flexible.

V.2.2.2 El tiempo de viaje de la sarta de perforación se reduce

La tubería continua elimina la necesidad de las conexiones de la sarta de perforación, esto reduce los tiempos de viaje e incrementa la seguridad. Muchos accidentes en los equipos de piso e incidentes cuando se tienen tubos atascados, ocurren cuando la perforación se detiene para hacer una conexión.

V.2.2.3 La perforación bajo balance con tubería flexible es muy práctica

El diseño de los equipos y sistemas de tubería flexible con control de presión, permiten que la tubería corra en forma segura hacia adentro y hacia afuera de un pozo fluyente. La perforación se puede llevar a cabo en condiciones de bajo balance, con un mínimo de generación de daño, incrementando la velocidad de penetración y eliminando la perforación diferencial. Al reducir la formación de daños se puede obtener una mayor productividad y eliminar la necesidad de tratamientos de estimulación y remoción de daños durante la operación de terminación del pozo.

V 2 2 4 La tubería flexible permite una circulación continua

Una unión giratoria instalada sobre el eje del riel de la tubería permite la circulación del fluido con facilidad a través de la tubería mientras viaja. Este diseño simplifica las técnicas de control del pozo y ayuda a mantener en buenas condiciones al agujero. La circulación continua también permite la perforación continua facilitando el uso de una espuma, aire o niebla como un fluido de perforación de baja densidad cuando es apropiado.

V 2 2 5 La tubería flexible no tiene uniones

Existen varios beneficios al eliminar las uniones de las herramientas con la sarta de perforación continua. Entre ellas se encuentra que no se genera derramamiento de lodo mientras se hacen las uniones, elimina el ruido del equipo que maneja el tubo e incrementa la seguridad en el equipo y personal de piso

V 2 2 6 La tubería flexible es fácilmente adaptable a la telemetría por cable

El cableado es una instalación rutinaria en la tubería flexible. La telemetría continua de alta velocidad es práctica con la tubería flexible para las mediciones durante la perforación (MWD) y evaluación de formación con MWD (FEMWD) La misma línea también se usa para enviar los datos de mando de la herramienta y para controlar la orientación de la misma.

V.2 3 Desventajas de la perforación con tubería flexible

La perforación con tubería flexible no es una panacea para la industria del petróleo. Existen algunas desventajas en el uso de la tubería flexible al emplearla como sarta de perforación en agujero descubierto Algunas de las desventajas son manejables con los nuevos desarrollos y herramientas. Otras están aún como limitantes que definen al final si la aplicación es rentable o no

V.2.3.1 La tubería flexible no puede ser rotada

Los motores de fondo, son componentes caros y se requieren cuando se perfora con tubería flexible. Por consecuencia, la perforación por secciones es el único modo de operación, la cual resulta en una pérdida por mayor fricción y un peso sobre la barrena reducido. Los BHA independientes deben correrse para secciones de agujero rectos y para secciones construidas a cierto ángulo. Los BIHA básicos se muestran en la figura V-4.

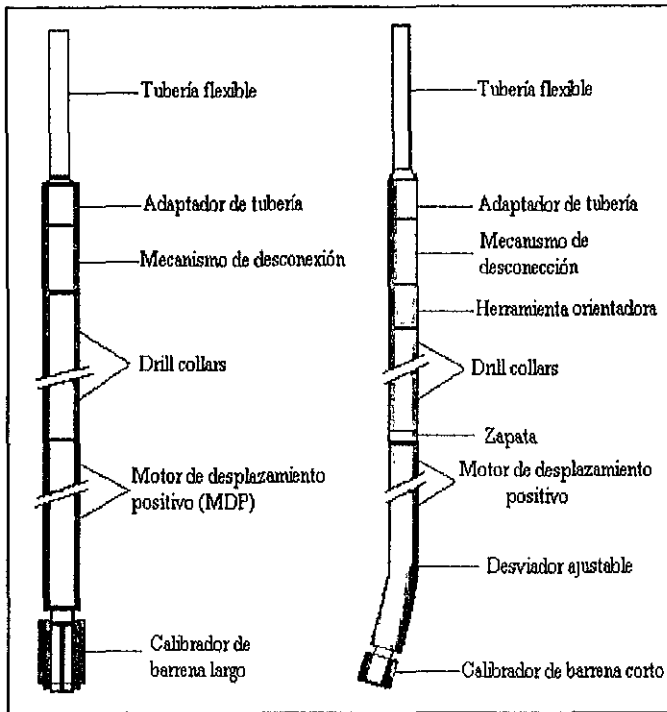


Figura V-4. BIHA de tubería flexible para mantenimiento del ángulo (Derecho)

La orientación de la herramienta en la parte baja del pozo se requiere para dar dirección a la barrena a lo largo de la trayectoria diseñada del pozo cuando se trata de perforación direccional. Sin embargo, las herramientas de orientación para tubería flexible son caras y la tecnología aún es incipiente.

V.2.3.2 La perforación con tubería flexible está limitada a agujeros de tamaño pequeño

El diámetro externo de la tubería flexible y la capacidad de torque, imponen límites en el tamaño del agujero que se puede perforar. Actualmente, el agujero perforado más grande es de 6 1/8 pg. Pero la mayoría de los trabajos realizados se hacen con tubería de 1 1/4 ó 2 pg. Tubería de diámetro más grande se encuentra disponible, sin embargo, la falta de equipos con la capacidad de correr esas tuberías, impide que se utilice con esos diámetros, además de las dificultades logísticas de trabajar con carretes de mayor tamaño.

V.2.3.3 La perforación con tubería flexible se limita a agujeros superficiales

Se presentan limitaciones en la profundidad, debido a las restricciones de peso y tamaño de los carretes y del trailer que los transporta, más que por la resistencia mecánica de la tubería en sí. Mientras mayor sea el diámetro externo de la tubería, es menor la longitud que se puede transportar. Actualmente, el trabajo está encaminado a desarrollar conectores de tubería factibles que se usen para unir dos o más carretes de tubería en el lugar de trabajo, sin sacrificar la resistencia mecánica ni la vida útil de la tubería.

V.2.3.4 La perforación con tubería flexible es una tecnología nueva

La curva de aprendizaje de la perforación con tubería flexible ha empezado a decaer, sin embargo, existe un desarrollo considerable y se requiere de experiencia en campo para poder considerarla como algo rutinario. Como en el caso de la perforación horizontal, se espera que la perforación con tubería flexible disminuya sus costos conforme las compañías operativas y los contratistas de perforación se familiaricen con esta tecnología.

V.2.3.5 Los equipos de perforación con tubería flexible y su equipamiento son caros

Los equipos de tubería flexible deben ser competitivos y deben ser depreciados con respecto a los equipos de perforación y de trabajos superficiales. Ésta es una nueva tecnología que

requiere el desarrollo de nuevas herramientas y ensambles, lo cual implica un aumento de costos.

V.2.3.6 Los equipos de tubería flexible no pueden correr o jalar tuberías de revestimiento o terminación

El uso de más de un equipo para las operaciones de perforación no es exclusivo de la perforación con tubería flexible. Comúnmente se usan equipos de perforación y de servicio para perforar y terminar un pozo convencional. Las operaciones de perforación y reperforación utilizan un equipo de servicio para preparar el pozo, otro para perforar el agujero nuevo y un equipo de servicio para la de terminación y para poner a producir al pozo, debido a la capacidad de carga del equipo de tubería flexible.

V.2.3.7 La vida de la tubería flexible en las operaciones de perforación no está bien definida

La perforación en agujero descubierto puede someter a la tubería flexible a condiciones de carga atípicas, encontradas en operaciones en el agujero en algunos casos. Las primeras aplicaciones en campo de la tubería flexible tuvieron problemas con el aseguramiento de la tubería por invasión de gas en el pozo. La tubería estuvo sujeta a grandes esfuerzos cuando ocurrió el pandeo, lo que provocó que la pared del tubo se dañara al tratar de forzarla dentro del agujero con irregularidades.

Las técnicas para maximizar la vida útil de la sarta de perforación de tubería flexible, incluyen: evitar bombear fluidos corrosivos a través de ella, minimizar el contenido de sólidos en el lodo, usando técnicas que minimicen el número de deformaciones plásticas para cualquier sección de tubería y evitar apilar todo el peso de la tubería sobre la barrena

V 2 4 Límites del uso de tubería flexible en operaciones de perforación

Las limitantes más comunes para la perforación con tubería flexible se basan en la capacidad del equipo, en las limitaciones mecánicas de la tubería, en el peso de la tubería, el límite de transporte, los límites de vida útil de la tubería, límites en la hidráulica, entre otros. Todos ellos son parámetros que definen las limitaciones de la aplicación de esta tecnología.

Leising y Newman realizaron un análisis, desde el punto de vista de ingeniería de los factores que limitan qué perforación se puede hacer y cuál no con tubería flexible. Sus análisis se basaron en el equipo disponible, en los cálculos de ingeniería básicos y en los modelos computacionales disponibles para las diferentes aplicaciones de perforación

Un ejemplo de la capacidad y peso de la tubería flexible se muestra en la tabla V-2. Cabe mencionar que existen disponibles en el mercado espesores de pared más gruesos y con mayor capacidad que las presentadas, especialmente para tamaños de tubería mayores.

Diámetro (pg)	Espesor de pared (pg)	Peso (lb/ft)	Tensión Máxima (lb)	Torque máximo de trabajo permisible (ft lb)	presión máxima de trabajo permisible (psi)	Diámetro de carrete (pg)
2.500	0.156	2.24	32,000	1,044	7,700	76
1 750	0.156	2.66	37,900	1,484	6,700	76
2 000	0.156	3.07	43,900	2,002	5,900	84
2.375	0.156	3.70	78,100	2,926	5,300	84
2 875	0.156	4.53	95,000	4,431	4,400	96

Esfuerzo de cedencia para todos los diámetros 70,000 psi

Tabla V-2. Peso y capacidad de la tubería flexible.

Las dimensiones y las propiedades mecánicas de las sargas de perforación unidas API se comparan con las de la tubería flexible, en la tabla V-3. Los datos del tubo de perforación unido API son para la tubería más ligera del mismo diámetro externo que la tubería flexible. El espesor de pared de la tubería flexible se eligió para este ejemplo lo más parecido posible al del tubo API para permitir la comparación.

	TF	Drill Pipe*	TF	Drill Pipe*	TF	Drill Pipe*
Diámetro exterior nominal, pg	2.375	2.375	2.875	2.875	3.50	3.50
Junta, pg	ninguno	3.37	ninguno	4.126	ninguno	4.75
Diámetro nominal interior, pg	1.969	1.995	2.495	2.441	3.12	2.992
Espesor de pared, pg	0.203	0.192	0.19	0.217	0.19	0.254
Peso, lb/ft	4.71	4.85	5.46	6.85	6.73	9.50
Esfuerzo de cedencia, ksi	96.9	97.7	106.7	136.0	131.4	194

*Tubería de perforación grado E

Tabla V-3. Comparación de las propiedades de la tubería flexible y tubo de perforación API.

La longitud máxima de una sarta de tubería flexible basada en los pesos permitidos para los carretes muestra que el tamaño del carrete es la limitación más fuerte para el diámetro externo de la tubería (figura V-5). Un trailer de tubería flexible puede cargar hasta 40,000 lb de tubería. Las limitaciones de longitud se pueden superar al conectar o soldar varios carretes de tubería en el lugar del trabajo. Sin embargo, el costo de este tipo de soluciones, las cuales requieren carretes más grandes de los legalmente permitidos, no se justifican.

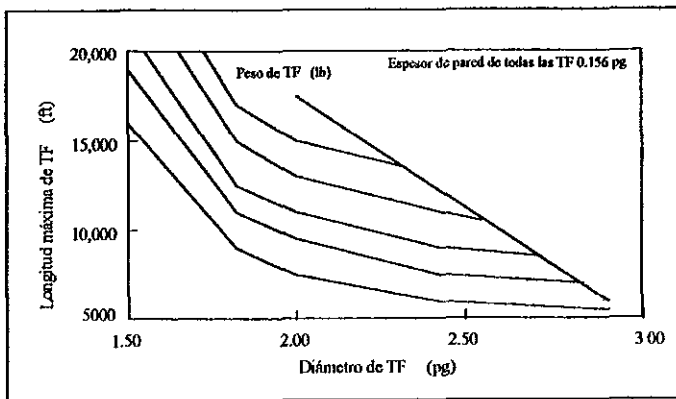


Figura V-5. Longitud máxima de la sarta de tubería flexible.

La longitud máxima manejable para sartas de tubería flexible para perforación dependen de la fortaleza del material, densidad del fluido de formación y si la sarta es de sección cónica o no. Para una sarta no cónica, la longitud manejable al 80% de su esfuerzo de cedencia en campo está dada por la siguiente ecuación:

$$D = \frac{\sigma_y}{4.245 - 0.0625W_m} \quad (V-1)$$

Donde

D : 80% de la longitud manejable en campo, ft

σ_y : Esfuerzo de cedencia, psi.

W_m : Densidad del fluido de formación, lb/gal

Por ejemplo, una tubería de 70,000 psi en lodo de 8.6 lb/gal alcanzará el 80% de su resistencia a tan solo 19,000 ft. Es interesante notar que los cálculos son independientes del diámetro o del espesor de la pared de la tubería. A medida que se agregue más acero al tubo, también se incrementará el diámetro de la tubería o el espesor de pared, el peso de la sarta se incrementa en proporción directa, cancelándose el beneficio del acero adicional. La sarta de tubería de sección cónica con paredes gruesas en la parte alta del agujero es la técnica más común para incrementar el manejo de longitud. Usando esta aproximación, las operaciones de servicio convencionales con tubería flexible llegan a profundidades mayores de 23,000 ft.

Los BHAs para perforación de pozos desviados con tubería flexible son diseñados con base en el peso permisible en las secciones verticales para proporcionar el peso sobre barrena necesario. En las secciones verticales del agujero, el peso máximo permitido se alcanza después de que se llega al pandeo helicoidal. Se calculó el peso mínimo para varios tamaños de tubería flexible, con el Modelo de Fuerzas de Tubería de Dowell Schlumberger (figura V-6). Los resultados muestran que pesos mayores en el fondo se pueden alcanzar con tubería flexible más larga y una tubería de revestimiento pequeña. El modelo predice que el peso máximo en el fondo no varía mucho con la profundidad.

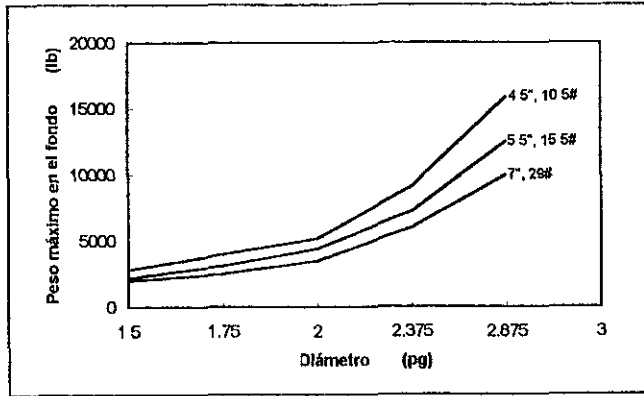


Figura V-6. Peso máximo permisible en secciones verticales.

Las fuerzas generadas por fricción en secciones o etapas revestidas también reducen la efectividad del peso sobre barrena. Se ilustran las pérdidas por fricción para tres BHAs en la figura V-7. Todos los BHAs son de 60 ft de longitud. Se ha observado que la fricción en secciones construidas de un agujero desviado puede impedir que cualquier peso llegue a la barrena y limitó la penetración horizontal adicional. Las fuerzas por fricción pueden disminuir al usar uniones flexibles o BHAs articulados. Por ejemplo las pérdidas por fricción de una tubería flexible acoplada con uniones flexibles en un agujero de $3 \frac{7}{8}$ pg muestran una disminución considerable (curva inferior de la figura V-7).

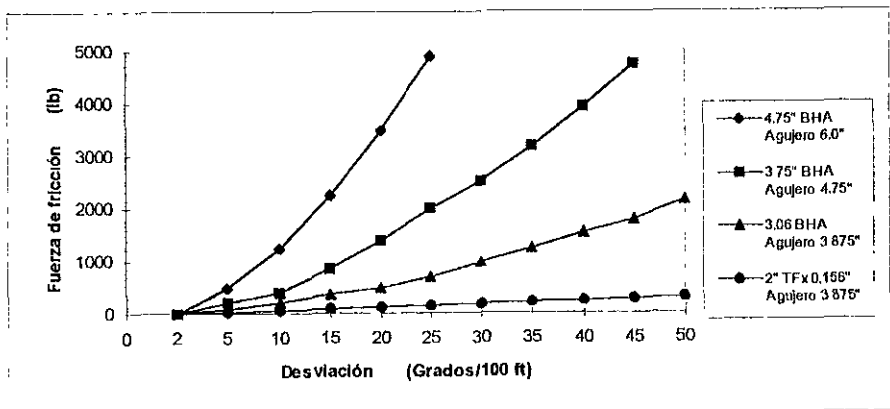


Figura V-7 Fuerza de fricción en los BHAs de 60 ft en secciones desviadas

Cinco casos de reentrada horizontal se realizaron para demostrar las tendencias básicas y los límites de penetración en perforación con tubería flexible. El tamaño de la tubería de revestimiento, el diámetro de barrena, el tamaño del BHA, el peso sobre barrena en el fondo del pozo (DWOB) para los cinco casos se resumen en la tabla V-4

Caso	I	II	III	IV	V
Diámetro TR	4.5	5.5	7	5.5	7
Diámetro interior (pg)	4.052	4.950	6.184	4.950	6.184
Diámetro agujero (pg)	3.875	4.750	6.000	3.875	4.750
Diámetro exterior BHA (pg)	3.060	3.750	4.750	3.060	3.750
Peso sobre barrena (lbf)	2,000	2,500	3,100	2,000	2,500

Tabla V-4. Ejemplo de reentrada horizontal perforado con tubería flexible.

Las consideraciones que se hicieron en el cálculo incluye ritmos de construcción de 15"/100 ft, fluido de perforación de 8.6 lb /gal y la perforación se continúa hasta que los requerimientos del peso sobre barrena en el fondo del pozo no se puedan mantener. Los cálculos hechos para cada caso de reentrada con tubería flexible de la tabla V-2 se muestran en la figura V-8

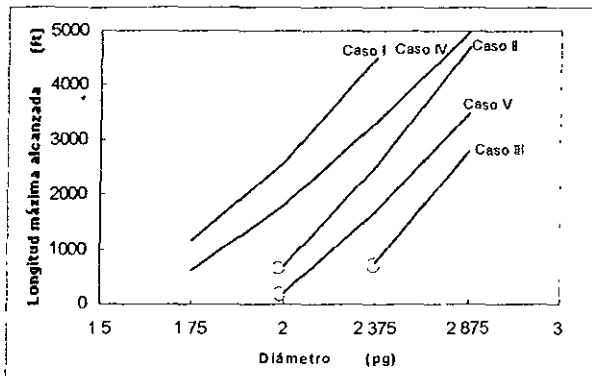


figura V-8 Longitud horizontal máxima para los casos de reentrada con tubería flexible

Los puntos encerrados en la figura V-8 son casos donde la tubería podría atorarse en la sección vertical antes de que se perfora la sección horizontal

La fatiga en la vida útil de la tubería flexible es otro factor importante ha considerar para las operaciones de perforación. Los diámetros de tubería mayores y altas presiones implican altos gastos de fluido, que a su vez implican tiempos de vida de la tubería cortos. Los cálculos con el modelo CoiLife de Dowell Schlumberger, muestran el efecto del gasto y presión alta en pozos de 8000 ft (figura V-9).

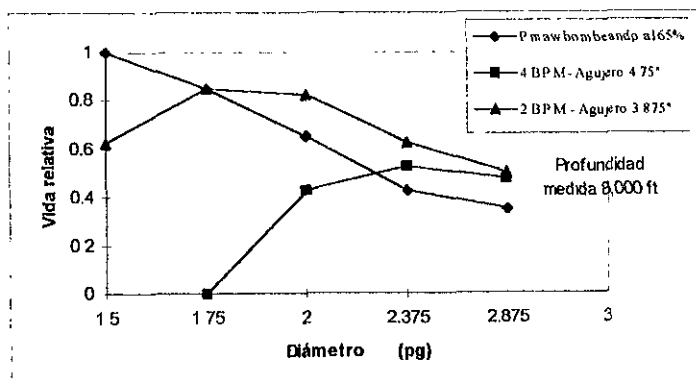


Figura V-9. Efecto de gastos altos en la vida útil de la tubería flexible.

Por ejemplo los datos al 65 % de P_{maw} (presión de trabajo máxima permisible), muestran que los diámetros mayores de tubería flexible tienen una vida útil significativamente menor a las de 1 ½ pg y 1 ¾ pg bajo esas condiciones.

Los límites hidráulicos deben ser considerados para la perforación con tubería flexible. Los gastos de circulación debe ser suficientes para proveer la velocidad necesaria para acarrear los recortes fuera del agujero. Sin embargo, existen otros factores que pueden limitar el gasto máximo de fluido bombeado. La disminución de la presión a través de la sarta de tubería flexible y en espacio anular incrementa significativamente los gastos de circulación. Otro factor es que el gasto máximo para el motor de fondo puede mejorar los gastos de circulación

El gasto máximo y mínimo (crítico) para perforación de agujeros verticales con tubería flexible se muestra en las gráficas superiores de la figura V-10, para agujeros de $3 \frac{7}{8}$, $4 \frac{3}{4}$ y 6 pg. La densidad del fluido de perforación es de 8.6 lb/gal y la velocidad anular se supone de 100 ft/min. Los resultados para un pozo vertical de 5000 ft se muestran en la parte superior izquierda de la gráfica de la figura V-10 y para un pozo vertical de 8000 ft en la parte superior derecha de la gráfica de la figura V-10 y para un pozo vertical de 8000 ft en la parte superior derecha de la gráfica de la figura V-10 y para un pozo vertical de 8000 ft en la parte superior derecha de la gráfica de la figura V-10

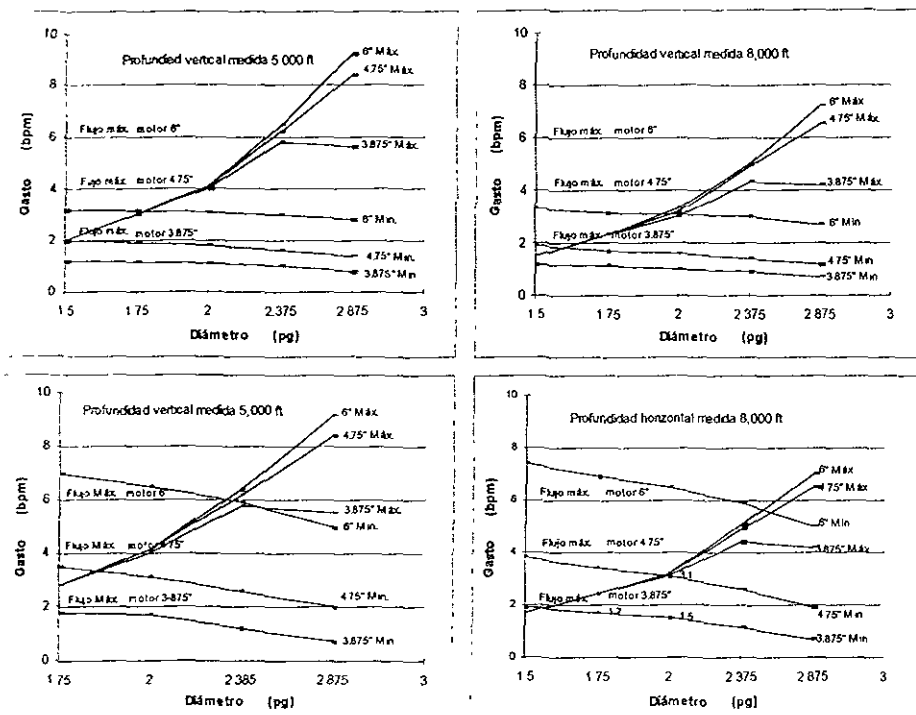


Figura V-10 Límites hidráulicos para pozos perforados con tubería flexible

Los gastos para pozos con una sección horizontal se muestra en la parte inferior de la gráfica en la figura V-10. Los gastos críticos, así como los mínimos, se muestran en la figura y son mas grandes en comparación con los datos de los pozos verticales similares. Por ejemplo, una perforación vertical de $4 \frac{3}{4}$ pg de diámetro con tubería de 2 pg requiere un gasto mínimo de 3.2 bpm, lo cual corresponde a una velocidad de penetración de 180 ft/min

El mismo pozo vertical requiere de 1.8 bpm (100 ft/min) sin sección horizontal. Las líneas de la figura V-10 marcan “flujo máximo del motor” lo cual representa los gastos de flujo máximos permitidos típicos para motores de 3 ¼ pg y 4 ¼ pg.

El torque reactivo es otro factor preocupante en la perforación direccional porque la torsión de la tubería afecta la orientación de la cara de las herramientas. La máxima desviación debida a la torsión es fácil de calcular. Sin embargo, la fricción a lo largo del pozo puede reducir significativamente al disminuir el número de vueltas. Esto se ha demostrado en aplicaciones de campo. Por ejemplo, se ha reportado una torsión reactiva de 280° y no se observaron las torsiones múltiples que los cálculos teóricos predecían.

V.3 Liberación de tubería atascada con tubería flexible^{36,38}

El número de pozos horizontales perforados se ha incrementado significativamente en los últimos años. Los casos de pegadura de tubería de perforación representa pérdidas significativas en la perforación de pozos horizontales, debido a ello, existen técnicas y equipos en desarrollo con el objetivo de disminuir este impacto.

Las propiedades mecánicas y estructurales de la tubería flexible la hacen un método fiable para llevar los fluidos y herramientas para ayudar en la recuperación del ensamble de la tubería atascada. Las ventajas de la tubería flexible incluyen:

- Se puede mantener un control del pozo en forma segura todo el tiempo, a pesar de las condiciones aparentes del pozo.
- Se provee de un conductor de alta presión para el desplazamiento preciso del fluido y la circulación continua.
- La tubería flexible puede empujar las herramientas a través del tubo de perforación en pozos desviados.

- Los cableados instalados dentro de la tubería flexible permiten la operación y control de los equipos especiales y herramientas dentro del pozo

Con frecuencia la tubería flexible se utiliza en las operaciones de recuperación de tubería atascada, para remover el relleno alrededor de la sarta de perforación atascada (figura V-11) y para separar la tubería de la barrena.

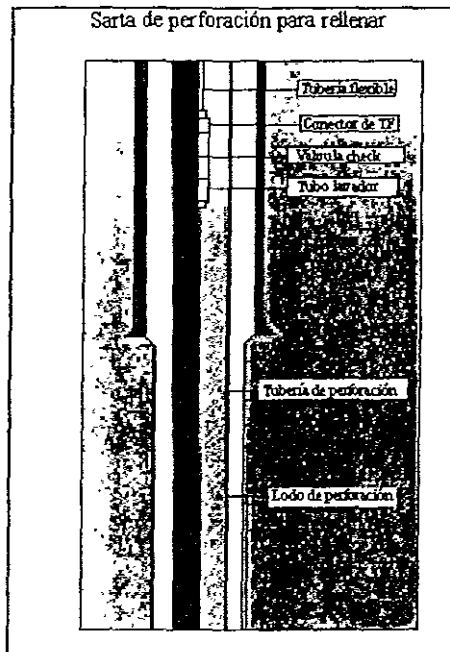


Figura V-11. Remoción de relleno alrededor de la tubería atascada.

Existen varias opciones para recuperar una sarta de perforación atascada las más comunes son

- Sarta de disparo/retroceso, es la técnica más aplicada para remover la tubería atascada, usa una carga para sacudir y holgar la tubería en el punto atascado

- Los cortadores químicos cortan la sarta de perforación si el retroceso no es posible. Un cortador a chorro usa una carga para cortar la sarta; sin embargo, la sarta seccionada por el cortador a chorro necesita ser triturada antes de pescarla.
- Las herramientas de metal para cortar se usan con cargas múltiples para fragmentar la sarta. Las cortadoras de metal son generalmente el último método a utilizar, ya que después de fragmentar la sarta usualmente no se puede recuperar por completo.

Estas herramientas se llevan al lugar donde la sarta está atorada con un cable. Sin embargo, los pozos horizontales requieren de un sistema de bombeo en el fondo o tubería flexible para que pueda ser empujado el cable. Por lo común se usa una combinación de estos sistemas para liberar sargas de perforación atascadas en un pozo. En algunas operaciones la circulación se pierde después de que se usa un sistema de bombeo bajo para determinar si el punto libre se encuentra por arriba de la barrena. La tubería flexible se utiliza para desplegar un sistema de disparos en agujero reducido para perforar la tubería de perforación y restablecer la circulación por encima de la barrena. Para realizar esta operación una herramienta cortadora de metal se empuja dentro del agujero para cortar la tubería.

V.4 Herramientas para perforación direccional^{40,41,42}

para aplicaciones de perforación horizontal o direccional con tubería flexible, se requiere un sistema de inspección en el fondo del pozo. Las herramientas de perforación o sistemas MWD se pueden utilizar en esta aplicación. Las herramientas proveen al operador de datos actualizados que describen el ángulo de inclinación y azimutal del pozo. Una zapata está normalmente ubicada arriba del motor de fondo y se usa para alinear la herramienta de corte con la cara frontal de la herramienta en la barrena.

Un BHA de perforación con tubería flexible que usó Dowell Schlumberger se muestra en la figura V-12. La presión del lodo se usa para operar el suborientador para dirigir el ensamble a lo largo de la trayectoria del pozo

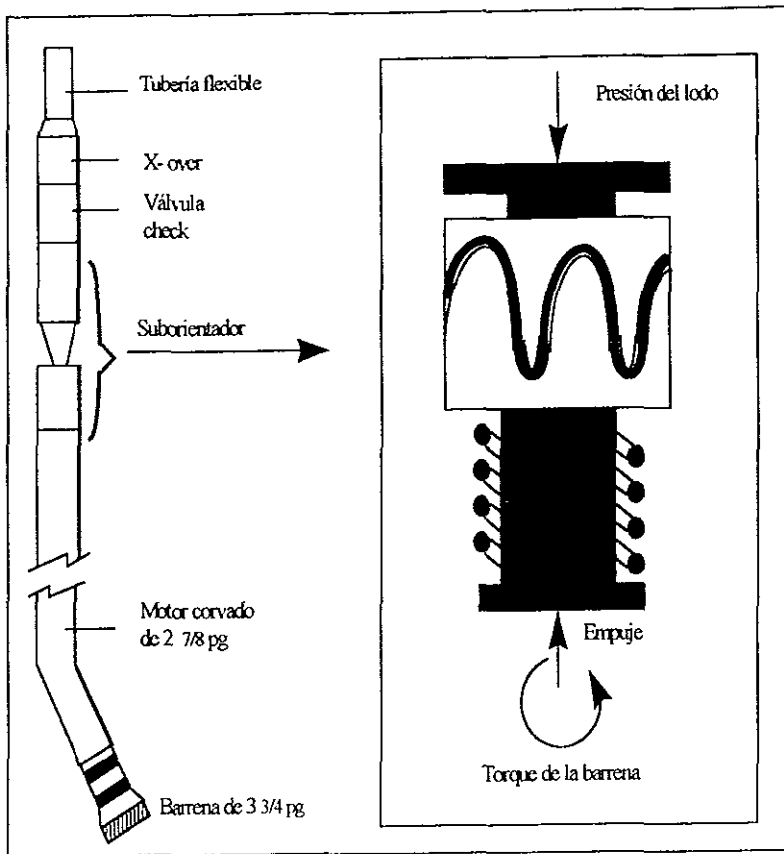


Figura V-12 BHA cortador DS para tubería flexible.

El Slim tipo 1TM delgado MWD de Dowell Schlumberger (figura V-13) se usa con éxito en aplicaciones de perforación con tubería flexible. La herramienta de 1 3/4 pg provee datos en tiempo real de inclinación, ángulo azimutal, orientación de la cara frontal de la herramienta, y la temperatura dentro del agujero, con datos actualizados en el rango de 30 segundos a 5 minutos.

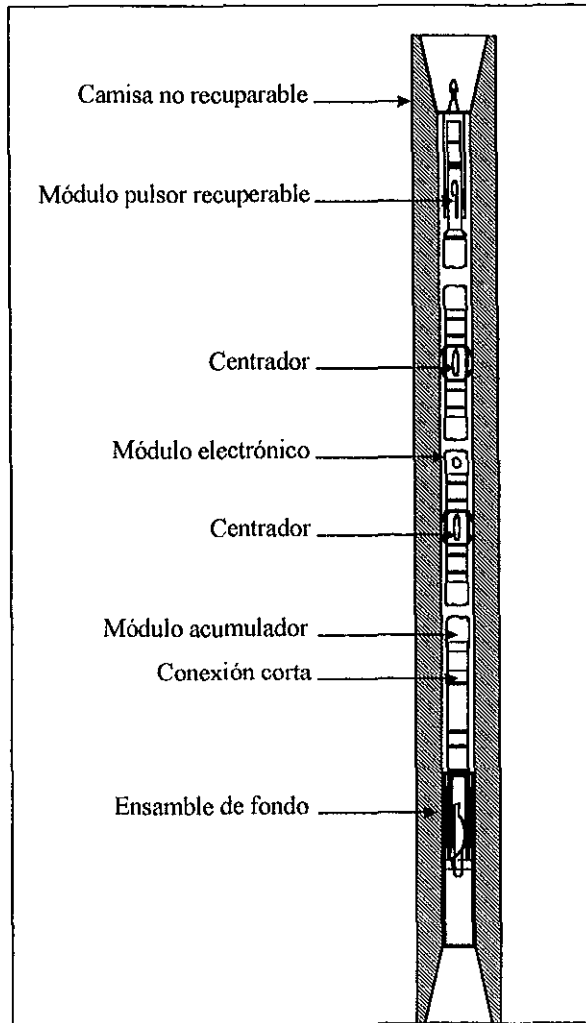


Figura V-13. Herramienta Slim 1™ MWD delgado DS.

El primer uso del sistema MWD en la perforación con tubería flexible fue en reentrada lateral de "ARCO" en West Texas. Otros de los primeros trabajos incluye desenroscar con tubería flexible y corte de una ventana en la tubería de revestimiento con tubería flexible. Un sistema delgado de rayos gama se está desarrollando en conjunción con la herramienta MWD 1™ delgado.

Después de perforar algunos pozos, se han destacado cuatro áreas en las cuales debe desarrollarse la tecnología de perforación con tubería flexible para poder extender su uso para aplicaciones de perforación horizontal:

- Sistemas de empuje para colocar peso sobre barrena
- Mejorar motores y barrenas que puedan hacer agujeros con pesos pequeños sobre barrena
- Acopladores de tubería flexible para permitir seccionar la sarta en longitudes de 3000 ft para transportarlos por helicóptero.
- Tubería flexible de alta resistencia para aumentar su vida útil.

Se necesita que se mejoren las herramientas de corte y de orientación para obtener mejores resultados en el campo de aplicación de la tubería flexible de perforación. Éstas han mejorado mucho desde los prototipos y su desarrollo continúa. La habilidad de operar en ambientes hostiles (altas temperaturas, altas presiones y fluidos corrosivos) también ha ido en aumento

Dowell sugiere que para mejor entendimiento del comportamiento mecánico y de la vida útil de la tubería flexible se deben mejorar los ritmos de penetración. Otras áreas donde se ve la necesidad de entenderlas mejor es en la física de los procesos de perforación y los aspectos específicos de control del pozo

Las herramientas de orientación que operan por encima del ritmo de flujo de los fluidos de operación son una necesidad. Las herramientas operadas por presión han funcionado bien Sin embargo, sus desventajas incluyen la necesidad de interrumpir la perforación y el ciclo de presión en la tubería, lo que acelera la fatiga de la tubería. Los equipos de perforación con la capacidad de colocar una tubería de revestimiento y empujar la tubería están bajo consideración de varios de fabricantes Un equipo con capacidad múltiple y para operaciones de desviación puede mejorar la competitividad económica de esta tecnología emergente.

V.5 Generador de Fuerza de Halliburton & Reactor de Torque^{44,47}

Halliburton ha desarrollado una herramienta para generar fuerza de empuje y succión dentro del agujero durante las operaciones con tubería flexible, sin la necesidad de estresar la tubería. La herramienta pretende extender las capacidades dentro de los límites establecidos por la resistencia de la tubería y arrastre dentro del agujero para operaciones de succión/empuje tales como perforación, corrida y fijación de los dispositivos de control de flujo. Los criterios de diseño para el desarrollo de la herramienta, fueron:

- La fuerza lateral generada en el fondo del pozo es independiente de la tubería flexible.
- La resistencia a las cargas del torque generado por el BHA.
- La compatibilidad con la línea resbaladiza existente y las herramientas de línea rígida.
- Los fluidos de circulación que sirven como fluido de operación.
- La operación con diámetro interno nominal de la tubería de perforación y/o producción.
- La reiniciación de operaciones múltiples sin hacer el viaje.
- Control de la magnitud de la fuerza hidráulica.
- El control de la circulación desde la superficie

El generador prototipo de fuerza se diseñó para operar con una tubería de 2 ⁷/₈ pg de perforación/producción, pero se planea producir versiones futuras con un tamaño mayor.

Los cuatro componentes básicos del sistema (figura V-14), incluyen un cuerpo que se sostiene en la parte baja del agujero para anclar la tubería y resistir el torque, un émbolo que jala, un émbolo que empuja y una válvula que checa la velocidad para cortar el flujo cuando se encuentra fuera del rango preestablecido

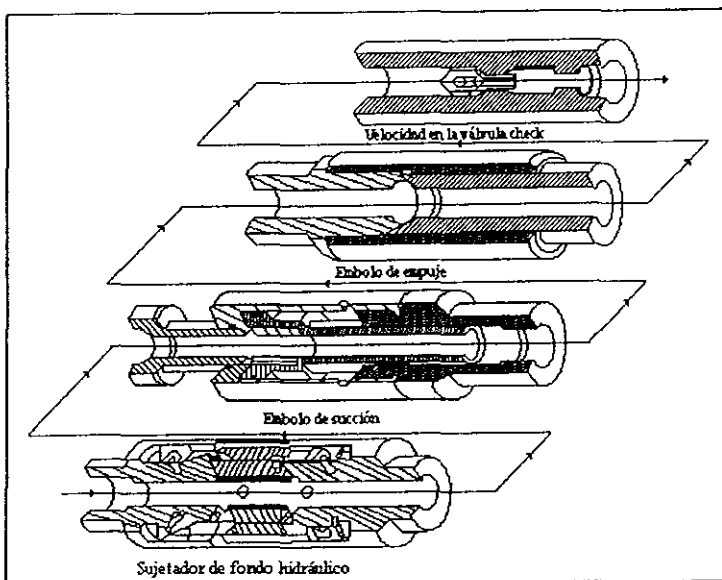


Figura V-14. Generador de fuerza de tubería flexible de Halliburton

En servicios de aplicación, una herramienta BHA en trabajos superficiales debe ser instalada abajo del generador de fuerza Halliburton. Un ejemplo de operación es cuando se usa al dispositivo para empujar tubería. Como se ve en la figura V-15, el último movimiento antes de empujar es hacia abajo, una carga de cerca de 200 lb contrae los émbolos de los cilindros. La carga mínima de 200 lb desactiva el émbolo de succión, activa y alista al émbolo de empuje y sostiene al émbolo de succión hasta que se ancla en el fondo del pozo. La operación se inicia al incrementar la razón de circulación de 0.6 bl/min (ajustable) para acercarse a la velocidad preestablecida de la válvula check. Después de que la circulación se detiene, se ancla y se sujeta, la presión para empujar se puede aplicar. A una presión máxima de 5000 psi se generará una fuerza de empuje de 12,700 lb.

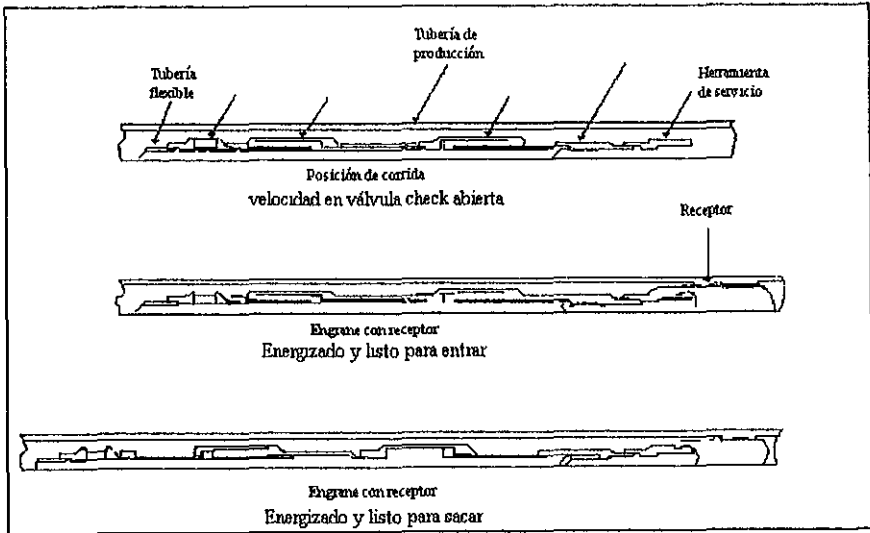


Figura V-15. Operación del generador de fuerza.

La herramienta puede reiniciar repetitivamente en la misma corrida, tanto para empujar como para jalar tubería al hacer el último movimiento de subida o bajada, respectivamente, antes de aumentar la circulación.

No se ha reportado aún ninguna experiencia en campo con el generador de fuerza. Las pruebas de laboratorio se han realizado exitosamente en el cual, se realizaron operaciones de empuje y succión tanto en dirección vertical y horizontal.

Una aplicación sugerida para esta herramienta es usarla como reactor de torque para perforación con tubería flexible. Para estas operaciones, la velocidad en la válvula check puede ser modificada. En su lugar, la presión de caída del generada por el motor puede actuar como émbolo de sujeción y mantener la orientación adecuada de la cara frontal de la herramienta de perforación. El peso sobre la barrena se puede controlar en forma precisa por medio de la presión de los émbolos de empuje.

V.6 Remoción de cemento y residuos^{35,45}

Los depósitos sólidos en la tubería de revestimiento ocurre en muchas ocasiones. Estos depósitos pueden ocasionar reducción en el área de flujo y reducción en la de producción, así como interferir con la corrida y operación de las herramientas de fondo y los dispositivos de control de flujo.

Varios de los servicios con tubería flexible se usan en la remoción de residuos y depósitos orgánicos, así como de cemento. La elección del método depende de los parámetros del pozo, su configuración tubular y el tipo de depósito.

V 6 1 Corte y ampliación

ARCO empezó a desarrollar y probar ampliadores con tubería flexible en 1984 como parte del programa de cementación forzada con tubería flexible en la Bahía de Prudhoe. El diseño del amplificador original se derivó del cortador de tubería de revestimiento tradicional. Existieron problemas de seguridad con las primeras herramientas, sin embargo, las pruebas han demostrado que si es posible su operación adecuada.

Los criterios de diseño de los ampliadores requieren que se pueda eliminar el cemento de los extremos y en la boquilla de unión de la tubería y poder extender y limpiar el cemento de la tubería de revestimiento. Después de resumir pruebas a inicios de 1987, se encontró que los motores y ampliadores disponibles no eran factibles, tenían un torque reducido y vibraban excesivamente. Las pruebas demostraron que dos navajas son insuficientes para centrar la herramienta y controlar la vibración.

Un amplificador con un par de navajas adicionales localizadas arriba del primer par y rotadas 90 grados se probaron con éxito. Además, un amplificador con seis navajas se desarrolló para una tubería de revestimiento de 9 3/8 pg. Ambas herramientas son adecuadas para servicio de

campo. Los parámetros de operación del motor de perforación usado para alimentar el ampliador son los siguientes:

- Diámetro exterior: 3 ½ pg ó menos para permitir un flujo anular aún si el motor está restringido a una parte del agujero.
- Torque de 400 a 850 ft/lb.
- Velocidad: 300-800 r.p.m.
- Gasto: 50-130 gal/min.
- Presión diferencial de paro: 500-1000 psi.
- Presión diferencial a través del ampliador : 100-400 psi.
- Tamaño del motor: 8 5-18 ft.
- Peso : 100-400 lb.

El escareador de tubería flexible se ha desarrollado y ha aumentado su rango de trabajo (figura V-16).

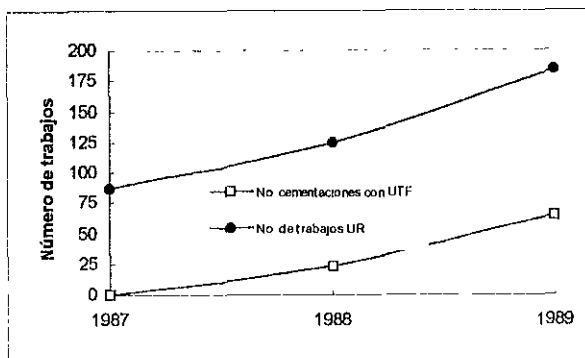


Figura VI-16. Crecimiento de la cementación y ampliación con tubería flexible

BP empezó a desarrollar su programa de ampliadores con tubería flexible en 1988. En la figura V-17 se muestra un equipo típico de ampliación

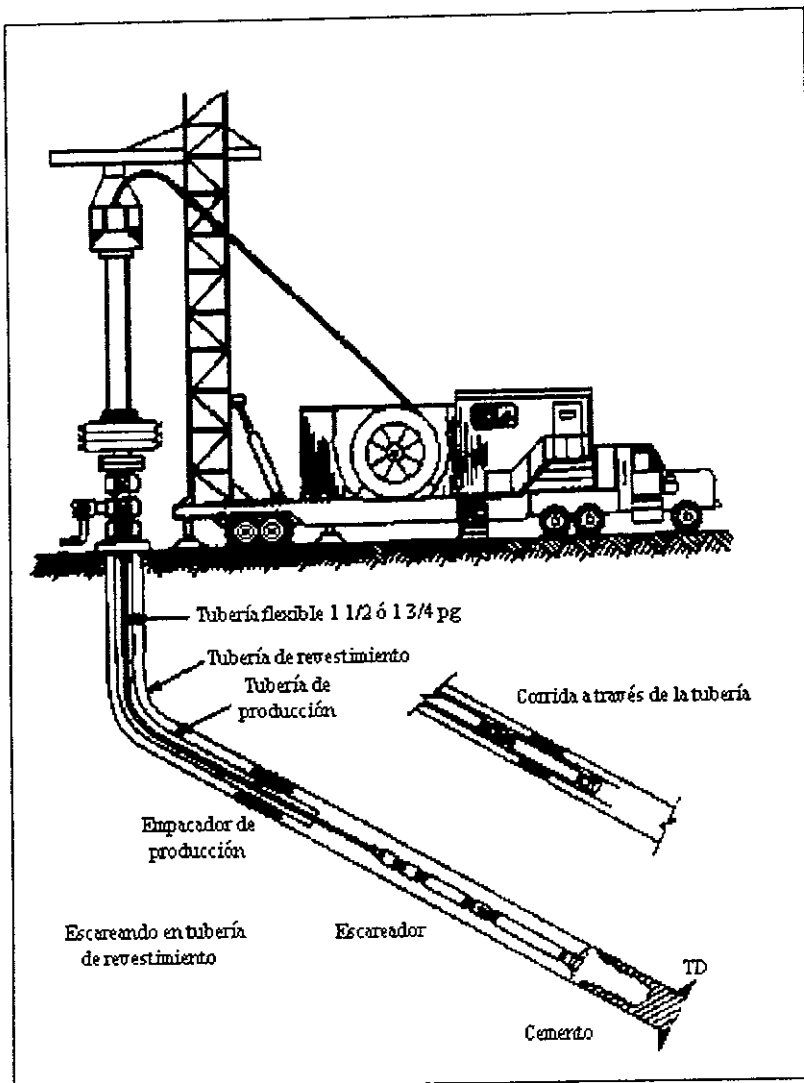


Figura V-17 Equipo de ampliación con tubería flexible

Debe existir un espacio mínimo de $\frac{1}{4}$ pg entre las navajas del ampliador y la tubería de perforación o producción para no dañarla. Cuando se abre el ampliador, las navajas deben permitir que exista un espacio de $\frac{1}{2}$ pg entre la tubería de revestimiento y el. Un ampliador típico se muestra en la figura V-18

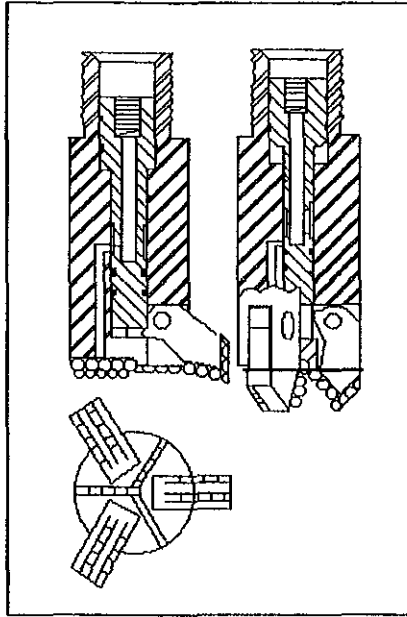


Figura V-18. Ampliador de tubería flexible.

La navajas se abren por presión hacia arriba de la tubería flexible, lo cual activa un pistón. La presión diferencial a través de la herramienta mantiene las navajas abiertas en los diseños que no aseguran las navajas. Algunas herramientas tienen mecanismos para asegurar las navajas en posición de abierto. Existen algunas desventajas en ambos diseños. Las navajas no aseguradas hacen más difícil mantenerlas completamente abiertas y cortan un agujero menor que el deseado. Los ampliadores con navajas aseguradas pueden no cerrar al final de la operación y requiere una operación de pesca para recuperarlas.

Un BHA de un ampliador típico puede incluir varios elementos (figura V-19). BP usa un motor de torque grande con unidades de tubería flexible de 1 ¾ pg y un motor de alta velocidad para unidades con tubería flexible de 1 ½ pg. La desconexión hidráulica se activa al bombear una embolada a través de la sarta, como es la circulación para circular en la limpieza de trabajos posteriores.

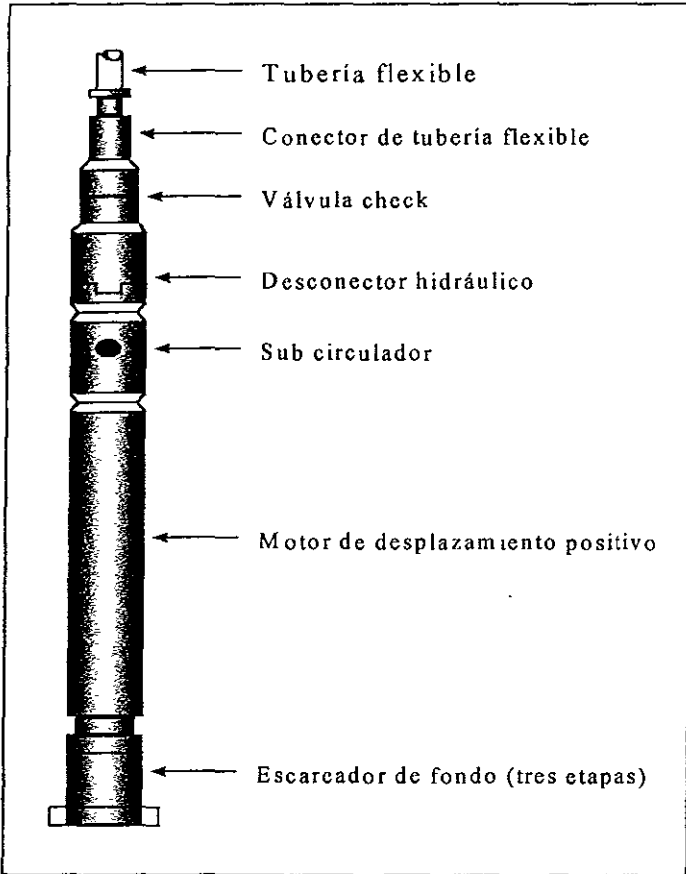


Figura V-19 BHA ampliador con tubería flexible

V.7 Barrena de impacto HIPP-TRIPPER®⁴⁷

El HIPP-TRIPPER® es un barrena de impacto rotatorio que opera con cualquier fluido incluyendo el diesel y xileno. Esta herramienta combina la rotación de la barrena, la fuerza de impacto y pulsos de alta presión en cada ciclo para lograr una perforación efectiva, remover incrustaciones, liberar herramientas atascadas y muchas otras operaciones. Un esquema básico de la herramienta se muestra en la figura V-20

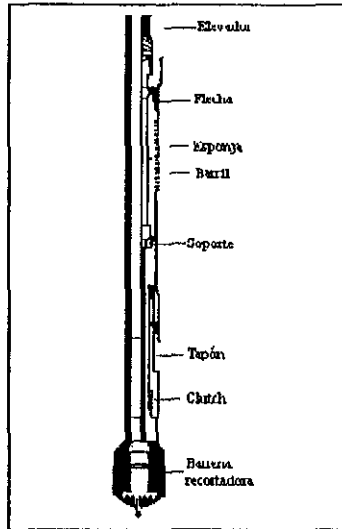


Figura VI-20. Barrena de impacto HIPP-TRIPPER®

La herramienta se usa principalmente en operaciones con tubería flexible para remover incrustaciones, grava, arena resinosa y parafina, para perforar cemento y para romper discos de cerámica en sistemas de zonas aisladas. Una versión bidireccional del HIPP-TRIPPER® puede impactar tanto hacia arriba como hacia abajo y se usa para operaciones de recuperación, eliminación de obstrucción de tubería y acomodo de mangas para rebanar. Una herramienta típica tiene las especificaciones mostradas en la tabla V-13.

Dimensiones de la herramienta (pg)	4 3/4 Dirección simple	3 1/8 Bidireccional	4 3/4 Dirección simple	3 1/8 Bidireccional
Diámetro (pg)	4.75	3.125	4.75	3.125
Capacidad de flujo (bl/min)	0.25-3.00	0.25-1.50	0.25-3.00	0.25-1.50
Rango de torque (ft/ft)	50-750	50-750	50-750	50-750
Velocidad de rotación (rpm)	7-30	7-30	7-30	7-30
Frecuencia de impacto (impacto/min.)	50-200	50-500	50-200	50-500

Tabla VI-13 Especificaciones de un barrena de impacto HIPP-TRIPPER®

El HIPP-TRIPPER® no rota a menos que la barrena encuentre cierta resistencia, de este modo, el fluido puede ser circulado mientras la herramienta entra y sale del pozo sin dañar

los tubulares que llegan al intervalo que se está perforando ó productor. La frecuencia de impacto depende del peso sobre la barrena y la razón de bombeo del fluido y varía de 50 a 800 golpes/min. La fuerza del golpe varía entre $\frac{1}{4}$ pg a $1 \frac{1}{2}$ pg y depende del tamaño de la herramienta y el peso sobre la barrena

Existen disponibles varias barrenas y accesorios para esta herramienta de acuerdo al material que se vaya a perforar y la realización de la operación. Varios operadores y compañías de servicio han reportado el buen funcionamiento del HIPP-TRIPPER®. Esta herramienta se encuentra actualmente en el mercado.

VI Aplicaciones diversas de la tubería flexible

VI.1 Líneas de inyección de alta presión⁴⁹

La tubería flexible ha sido usada recientemente como línea de inyección de gas natural a alta presión en proyectos de mantenimiento de presión. Su instalación es mucho más rápida que las líneas de tubería convencionales y su costo es mucho menor, por ejemplo durante las operaciones de tendido y soldado de tuberías convencionales se limita el avance hasta por 500 ft/día. Las sargas que se utilizan en este tipo de operaciones son revestidas por una capa o envoltura delgada para protegerla contra la corrosión externa. Además se usa un revestimiento de 50 mm sobre la primer capa.

Algunos beneficios adicionales de las operaciones con este tipo de tubería incluyen minimización del uso de equipo pesado durante la operación de soldadura, inspección y revestimiento del tubo. Esto es especialmente importante en ambientes de pantano y costa afuera.

VI.2 Líneas de inyección de gas⁵⁰

Una de las primeras aplicaciones de la tubería flexible fue la inyección de gas en plataformas; para estas operaciones el costo se redujo hasta en un 50 % comparado con una instalación de tubería convencional soldada. Por lo general las sargas son revestidas con una capa de polietileno de alta densidad para mejorar la resistencia a la corrosión y abrasión. Además, una línea convencional para esta aplicación normalmente requiere para su instalación diez días aproximadamente. Las líneas de tubería flexible por lo regular son instaladas en sólo dos

días. Las sargas de 3.5 pg de diámetro exterior y 0.134 pg de espesor de pared son las comúnmente utilizadas para estas operaciones.

VI.3 Mantenimiento y control de pozos marinos ⁵¹

Otra aplicación de las líneas de flujo, es el uso tuberías de producción marinas revestidas con polipropileno operadas con válvulas a control remoto; también se usan para distribuir alcohol etílico para controlar la hidratación. Este método ha eliminado casi por completo las juntas de la tubería y reducido significativamente el tiempo de instalación.

Otros usos de la tubería flexible revestida de polietileno son las líneas para transportar aire, diesel, agua, metanol y gas combustible para plataformas satélite. En la figura VI-1 se muestra el diseño de una tubería revestida de polietileno.

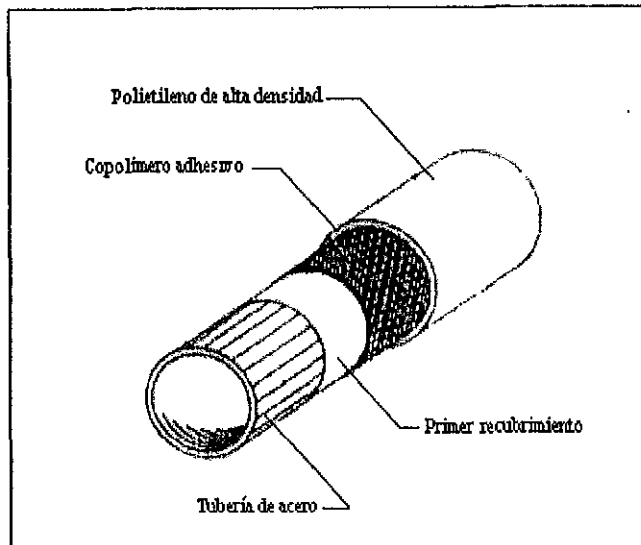


Figura VI-1. Tubería flexible revestida de polietileno.

VI.4 Líneas de tubería flexible para limpieza⁴⁰

Los equipos de tubería flexible son usados para aplicaciones poco comunes como la limpieza de tuberías tendidas en el fondo de ríos (figura VI-2).

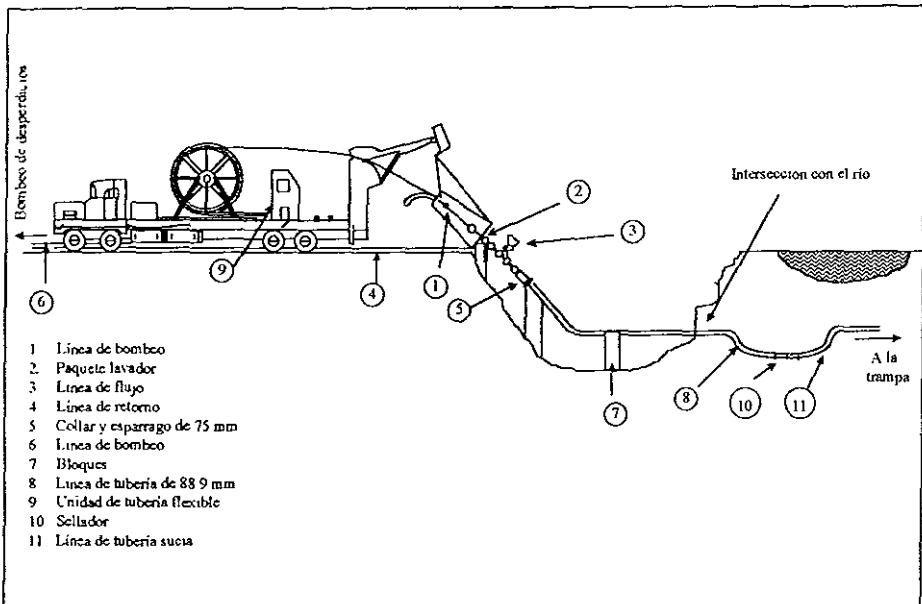


Figura VI-2. Línea de tubería flexible para limpieza de tubería tendida en el fondo de un río.

VI.5 Herramientas sísmicas operadas con tubería flexible³⁷

Una nueva técnica de sísmicidad en el fondo del agujero ha sido desarrollada y apoyada por tubería flexible. Una frecuencia de barrido sísmico en el agujero requiere de potencia eléctrica, potencia hidráulica y un gas inerte para la operación. Un sistema de tubería flexible ha sido diseñada para esta aplicación.

Una sarta de $\frac{5}{8}$ de pg se introduce en una de $1\frac{1}{2}$ pg (figura VI-3). La potencia hidráulica es suministrada a través de la sarta de $1\frac{1}{2}$ pg y el gas inerte a través de la sarta de $\frac{5}{8}$ pg. La línea de cable es instalada en el interior de la tubería de $\frac{5}{8}$ pg para suministrar la energía eléctrica y para la transmisión de datos.

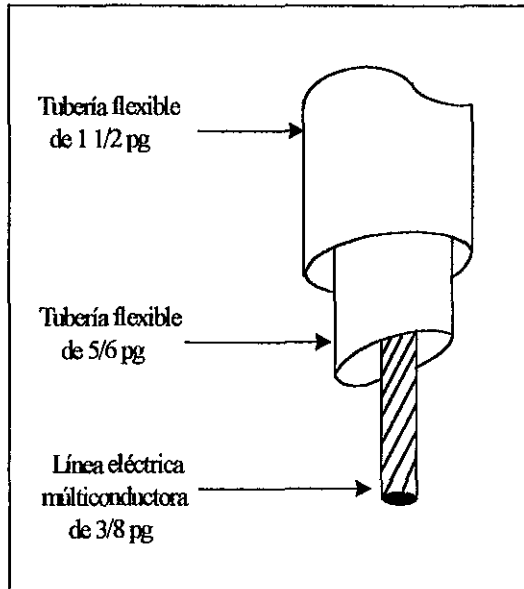


Figura VI-3. Sarta de tubería flexible con herramienta de registro sísmico.

VI.6 Equipos de muestreo^{32,48}

Recientemente, es factible muestrear en pozos muy profundos con diámetro reducido a profundidades por arriba de los 50,000 ft. El sistema básico propuesto se muestra en la figura VI-4, el cual se basa en un equipo de tubería flexible y un motor de fondo.

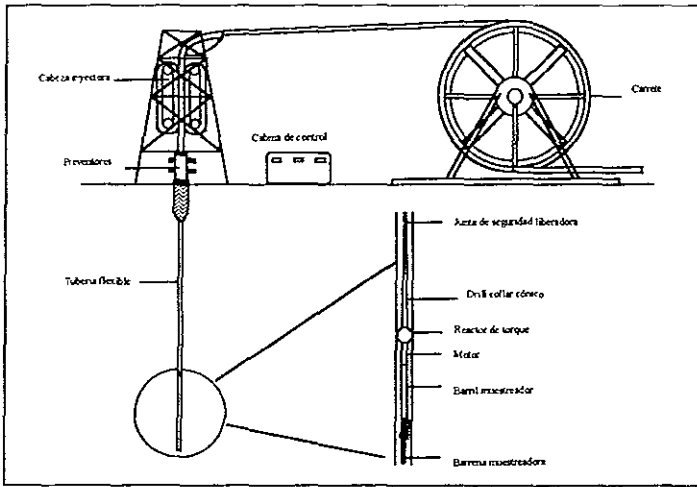


Figura VI-4. Sistema de muestreo en pozos muy profundos de diámetro reducido

En adición a las operaciones de muestreo en pozos muy profundos, se ha desarrollado equipo de tubería flexible para muestrear en formaciones del fondo marino desde una embarcación especial (figura VI-5).

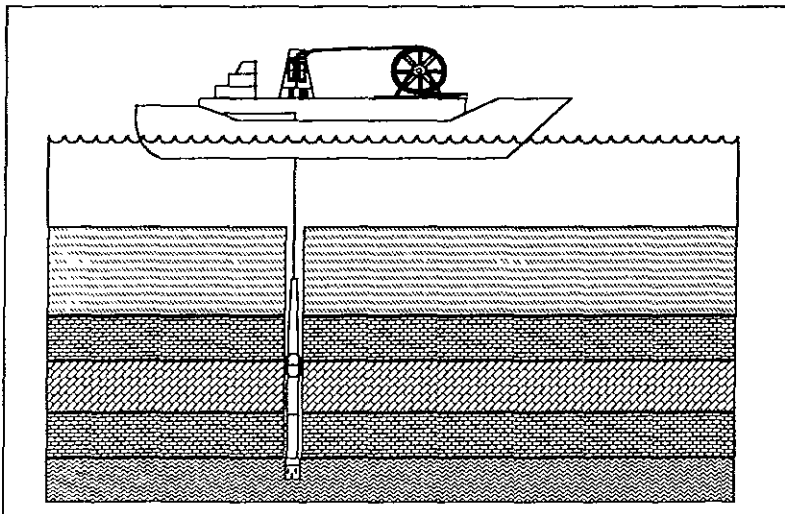


Figura VI-5. Muestreo de formaciones del fondo marino

Un equipo horizontal o inclinado puede ser utilizado con el sistema . Una de las aplicaciones de muestreo horizontal se muestra en la figura VI-6 y la figura VI-7 muestra el uso potencial de un sistema de muestreo direccional en lugares con obstáculos o de difícil acceso.

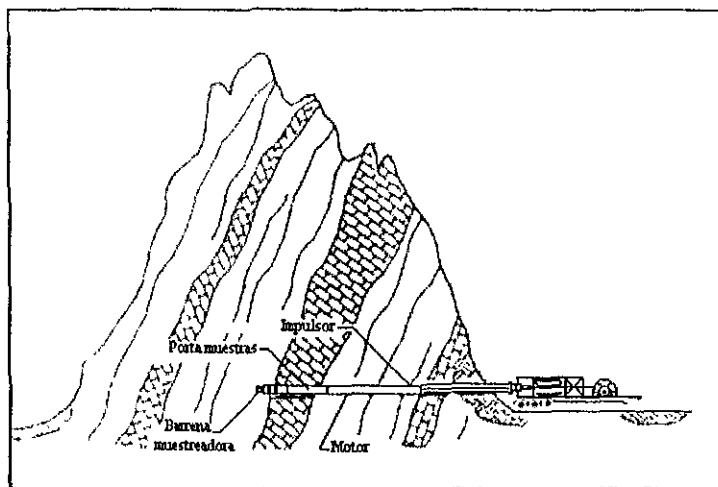


Figura VI-6. Muestreo horizontal en un afloramiento.

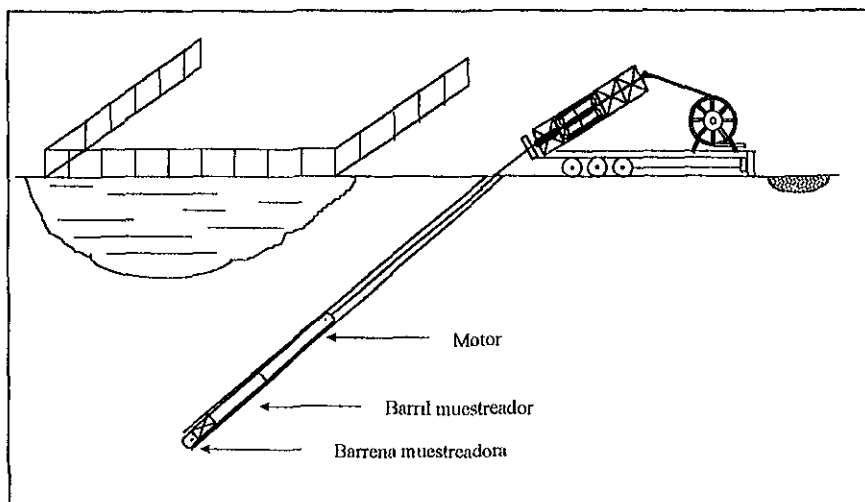


Figura VI-7. Muestreador inclinado en un sitio con obstáculos.

Las líneas de tubería pueden ser instaladas en el fondo de ríos o debajo de carreteras con una tubería inclinada (figura VI-8), cuando se requiere tender tubería en el lecho de un lago, por ejemplo.

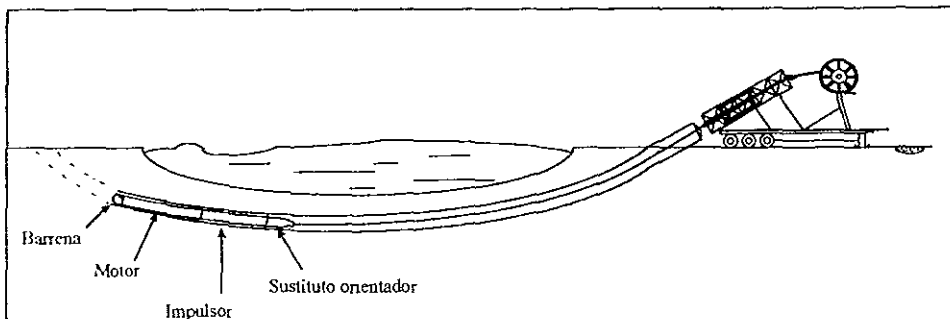


Figura VI-7 Línea de tubería instalada en el lecho de un río o lago

VI.7 Perforación con tubería flexible y aire⁴⁹

El uso de aire como fluido de perforación es atribuido a Ben Gray al perforar un pozo de prueba en Milk River en 1984. En este trabajo fue utilizado únicamente aire y un motor de perforación especial diseñado por Gray. La perforación no tuvo éxito debido a la necesidad del torque apropiado para el motor de perforación. El siguiente intento de perforación con aire fue en 1988, durante el procedimiento de perforación se usó básicamente aire y un motor de perforación estándar.

En 1989 se perforaron nuevamente algunos pozos de gas en Milk River, durante la perforación se usó agua y aire como fluido de perforación y un motor de perforación. El procedimiento fue satisfactorio y algunos pozos se les dio limpieza. Durante 1990 y 1991 se realizaron operaciones de limpieza a pozos empleando este procedimiento satisfactoriamente. En 1992 se conoció el uso de otros tipos de motores de perforación estándar, agua y aire para perforar tres pozos profundos. Durante 1993 y 1994 se siguió perforando con este procedimiento.

Procedimiento:

El procedimiento usado para todos los pozos fue mismo.

1. Trasladar una unidad de tubería flexible, una unidad de compresión auxiliar, un bombeador a presión (con 5 m³ de agua), un BOP clase 1 (figura VI-8), un generador, dos motores de perforación de 2 ⁷/₈ pg - ⁵/₆ pg, dos barrenas tricónicas de 98.4 mm.
2. Seguir las pre operaciones y seguridad.
3. Instalar el equipo de perforación (figura VI-9). Correr una línea de 88.9 mm al tanque de almacenamiento.
4. Instalar el BHA, introducir de 5 a 10 m, probar la tubería de revestimiento con presión, BOP y lubricador de 7 Mpa.
5. Purgar a través de la tubería.
6. Perforar con agua e introducir la zapata.
7. Una vez que se ha introducido la zapata cambiar el aire por agua para lavar el pozo y continuar con la perforación.
8. Perforar un tramo. Permitir la limpieza del pozo de 5 a 10 minutos.
9. Probar el pozo. Si el ritmo de gas es demasiado bajo, perforar más y probar nuevamente el pozo.

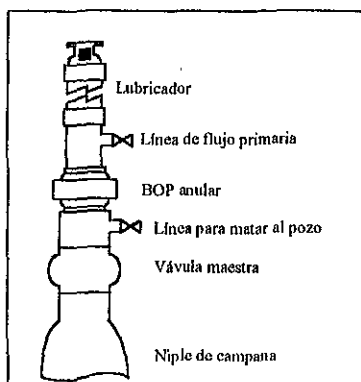


Figura VI- 8. BOP clase 1.

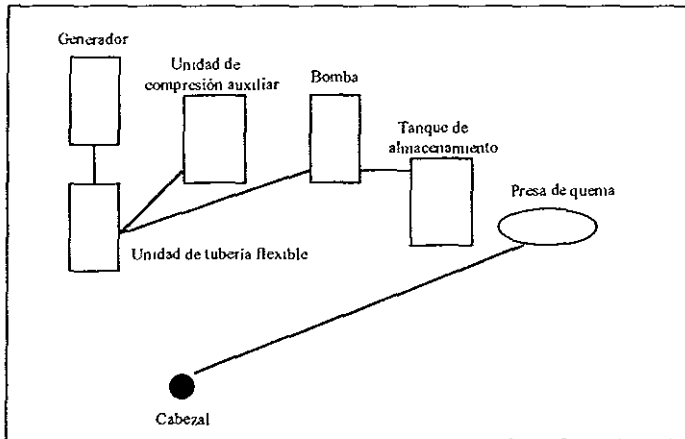


Figura VI-9 Configuración de un equipo de perforación de tubería flexible con aire.

VI.8 Desarrollo de una herramienta para hacer una ventana para perforar con tubería flexible⁵⁰

La perforación de pozos de reentrada lateral es una técnica que a menudo se emplea para aumentar la producción en pozos o campos con baja producción. Frecuentemente el pozo lateral puede ser perforado bajo balance para disminuir el impacto hacia el yacimiento durante las operaciones de perforación o terminación. El uso de un equipo de tubería flexible es mejor que un equipo de perforación o de servicios convencional para perforar la zona de reentrada bajo balance.

El uso potencial de los equipos de tubería flexible para realizar operaciones superficiales en pozos de reentrada es muy atractivo, particularmente si el pozo se encuentra en un lugar muy lejano y se requiere mucho trabajo y tiempo para transportar un equipo convencional de servicio únicamente para cortar una ventana en la tubería de revestimiento.

En general para cortar una ventana con un equipo de perforación o de servicio convencional primero se coloca un desviador, orientar y anclar el desviador en el empacador y hacer la ventana para correr las tuberías de revestimiento cuando ya se halla perforado. El corte de la

ventana se inicia con una sarta de sección cónica con un mecanismo de arranque con el cual se tiene el punto de desviación para iniciar una abertura en la pared de la tubería de revestimiento. Se continúa haciendo la ventana y se pule enseguida con un escariador, el cual va acoplado a la herramienta de corte. Este proceso se hace con dos viajes en el pozo. El diseño del sistema de tubería flexible para hacer la ventana incluye la planeación del número de viajes al interior del pozo. En el primer viaje se introduce el desviador con el mecanismo de arranque y se ancla en el empacador. En el segundo viaje se abre la ventana y se introduce un escariador para pulir. Una sarta para hacer una ventana tiene los siguientes componentes (figura VI-10):

- Calibrador
- Escariador
- Drill collar corto
- Estabilizador
- Tubería extra pesada con junta (junta flexible)
- Motor de lodo de fondo

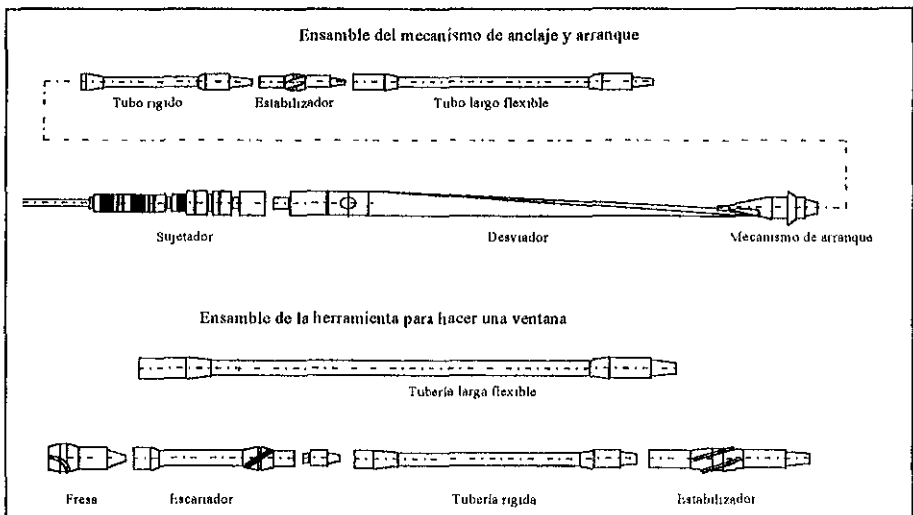


Figura VI-10. Componentes de una sarta para hacer una ventana.

VI.9 Corriendo liners con tubería flexible⁵¹

Frecuentemente, existen pozos profundos los cuales tienen tuberías de revestimiento perforadas en las cuales se necesita levantar el aparejo para aislar una zona en particular por una gran variedad de razones, una de ellas es cuando se ha iniciado la producción de agua o gas, esto es, terminar la zona instalando un liner. Una vez que el liner es colocado en el lugar deseado se instala el empacador en las perforaciones preexistentes, se infla y la zona de interés es aislada. La producción se puede iniciar o continuar desde otra zona o zonas en el fondo del pozo.

Anteriormente los liners eran introducidos con equipos de perforación donde un mecanismo de izaje era conectado a la parte superior del liner. Esta herramienta era acoplada a través de una pieza larga de tubería con una herramienta para inflar (el empacador) u otro tipo de herramienta de montaje la cual, es colocada inicialmente adyacente al empacador, la sarta era entonces ensamblada junta con junta hasta que se alcanzaba la profundidad deseada. El empacador se comienza a inflar o colocar en un punto en donde la herramienta de izaje y el mecanismo de anclaje puedan ser liberados. Ultimamente el ensamble es sacado del pozo a medida que la sarta es recuperada y acomodada en el equipo.

Se ha publicado un método el cual permite correr liners con uno o más empacadores en el interior de una tubería de revestimiento con tubería flexible en un solo viaje. El diseño compacto ha proporcionado la capacidad necesaria para soportar el peso del liner hasta cerca del fondo y adyacente al empacador permitiendo en toda su longitud una combinación de una herramienta para correr el liner y otra herramienta para inflar el empacador para adaptarla a un lubricador estándar. La figura VI-11a ilustra un soporte temporal para un liner que cuenta con una zapata flotadora en el extremo inferior. La zapata flotadora en conjunción con el BOP controlan al pozo durante el procedimiento de introducción. El liner cuenta con un empacador en su extremo superior y otro en su extremo inferior.

El liner es introducido a través del BOP el cual es cerrado alrededor del liner. El peso del liner es soportado por cuñas. Manteniendo suspendido el liner una unidad de tubería flexible se coloca cerca del pozo y un ensamble que se compone de una herramienta para inflar y una herramienta para correr al liner es instalado. La herramienta para correr el liner es sujeta por su contorno en la parte inferior adyacente al empacador, la cual tiene asociado un elemento con el cual sujeta al liner (figura VI-11b). La herramienta para correr el liner es preparada, se sujeta el liner, por último se sujeta el ensamble completo como se puede ver en la figura VI-11c. Refiriéndose a la figura VI-11b tanto la herramienta para inflar como la herramienta para correr al liner son sujetadas por la tubería flexible, la cual las corre a través del lubricador. La figura VI-14d muestra cuando ha sido inflado el empacador superior del liner. La figura VI-11e muestra la extracción de la herramienta para inflar fuera del liner para facilitar la circulación inversa para remover el exceso de cemento con el que se relleno el empacador, para jalar fuera del pozo la herramienta para inflar y la herramienta para correr con tubería flexible.

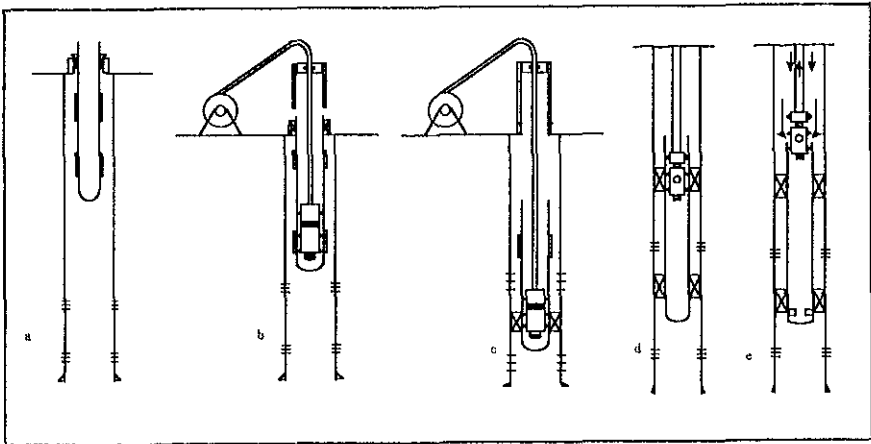


Figura VI-11. Secuencia para correr un liner con tubería flexible.

VII Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

Los avances tecnológicos de la tubería flexible en las diversas aplicaciones durante las diversas operaciones en el área de perforación son cada vez más frecuentes, los principales factores que *inclinan* la balanza a favor del empleo de ésta técnica son:

- El económico.
- La disminución en los tiempos de operación
- La optimización de los recursos humanos y materiales.
- La factibilidad de transporte
- Adaptación del equipo a lugares reducidos
- Menor número de componentes del equipo
- Desarrollo de herramientas especiales
- Operaciones más eficientes
- Recolección de datos en tiempo real.
- Conservación del medio ambiente.
- Empleo de nuevas técnicas para hacer operaciones rutinarias y toda una serie de innovaciones futuras que anuncian los expertos.

Los nuevos avances tecnológicos abarcan áreas en el diseño de la tubería flexible, proceso de soldadura donde la técnica al sesgo reduce al mínimo el número de partes soldadas en los aparejos, disponiendo así, de sartas continuas de mayor longitud. Otras áreas, son las nuevas variedades con respecto a la tubería flexible convencional, como son la fabricación de tuberías de titanio a fin de obtener alta resistencia y bajo peso, o la tubería flexible compuesta que se fabrica con materiales no metálicos, que exceden los parámetros operacionales, no sufren corrosión y son resistentes a los químicos

Los esfuerzos a que se somete la tubería flexible, ocasionados por presiones externas e internas, tensión y compresión; la deforman a tal punto que pueden dañarla, comprender estos factores es de gran importancia para su manejo adecuado en las operaciones de perforación de pozos.

Con el desarrollo de la tubería flexible ahora se cuenta con diámetros que van de 1 a 3 ½ pg, y longitudes de la sarta hasta de 47,500 ft, con una amplia variedad en las dimensiones del carrete y resistencia mínima a la cedencia en la tubería hasta de 100,000 lb/pg².

Uno de los puntos de importancia en los pozos durante su perforación es la optimización de tiempos de operación y con ello la disminución de costos apoyados en los sistemas y ejecución adecuada. Por otro lado el empleo de equipos convencionales en la perforación de pozos actualmente resulta muy costoso, por lo que una alternativa es el empleo de tubería flexible en los pozos o campos en explotación.

Una de las principales limitantes ahora en la perforación de pozos son las altas presiones en la cabeza del pozo, actualmente es posible emplear la tubería con seguridad a presiones arriba de las 3500 lb/pg², sin embargo, se deben tomar en cuenta consideraciones especiales como:

- La capacidad del sistema de prevención de brotes y de la cabeza inyectora para operar con seguridad.
- Límites de colapso y de estallamiento de la tubería.
- La fuerza de compresión sobre la tubería entre las cadenas y la caja de empaquetamiento.

La tubería flexible ha demostrado ser funcional y resistente en presencia de fluidos corrosivos producidos de la formación, como el bióxido de carbono CO₂ y el ácido sulfhídrico H₂S, debido a las nuevas aleaciones con titanio.

La tubería flexible está expuesta a esfuerzos continuos debido a repetidas operaciones en los pozos, los daños causados pueden ser fisuras, grietas, desgaste u ovalamiento. Para prevenir estas fallas es importante inspeccionarla continuamente a boca de pozo. Se han desarrollado diferentes técnicas que detectan pequeñas imperfecciones o desgaste de la tubería hasta la pérdida de diámetro.

La tubería flexible ha sido cada vez más utilizada para efectuar trabajos superficiales y de perforación de agujeros muy desviados. El método más común al perforar un pozo en la toma de registros es la utilización del cable de acero; sin embargo no funciona en agujeros altamente desviados y es aquí donde la tubería flexible juega un papel importante en la perforación de pozos y toma de registros apoyándose en sistemas computarizados y aparejos de fondo sofisticados

Se han desarrollado varios modelos matemáticos y programas computarizados como el programa computacional CDRAG, el cual está basado en un modelo matemático simple, con el fin de simular las condiciones de carga a las cuales va a estar expuesta la tubería durante las operaciones de perforación.

La carga por pandeo es correctamente utilizada sólo para predecir la fijación del pandeo de la tubería en un agujero inclinado o vertical. Se ha demostrado que existen tres modos de pandeo en un tubería sometida a un esfuerzo; el pandeo sinusoidal (F_{sin}) es el primer modo de pandeo en la tubería, el siguiente es el pandeo helicoidal (F_{hel}) y el último el pandeo combado (F_{csp}). La fuerza crítica más pequeña es F_{sin} , la cual es la fuerza de compresión crítica requerida para generar el pandeo sinusoidal. La siguiente es F_{hel} , la fuerza de compresión crítica para cambiar de pandeo sinusoidal a helicoidal y la fuerza más grande de estas tres fuerzas críticas es F_{csp} , la fuerza axial requerida para incrementar al máximo esfuerzo a la tubería la cual, es igual a la mínima para entrar al campo de cizallamiento de la tubería

Los criterios F_{csin} , F_{che1} y F_{cspr} deben ser usados con cautela y como guías, más que como indicadores absolutos. El criterio basado en la experiencia algunas veces muy difícil de adquirir es de gran valor cuando se manejan estos conceptos del pandeo y sus implicaciones. El pandeo no necesariamente implica una falla, pero indica que se establece una condición la cual puede provocar una falla.

Uno de los problemas más significativos que está asociado con la introducción de la tubería flexible es la alta carga por arrastre. El arrastre excesivo puede causar un pandeo de la tubería flexible y el resultado es un retraso importante en las operaciones y un incremento en los costos debido a :

- Reducción en la velocidad de penetración por la imposibilidad de aplicar suficiente peso a la barrena.
- Daño excesivo a la tubería flexible necesitando un reemplazo.
- Imposibilidad para correr la tubería a la profundidad deseada debido a que no se puede proporcionar la carga axial suficiente.
- Fallo al bajar la tubería flexible al agujero

En un esfuerzo para reducir el problema de cargas excesivas, se han desarrollado programas computacionales que usan el modelo de fricción-deslizamiento para predecir en forma precisa las cargas de arrastre que actúan sobre la tubería flexible en todos los tipos de pozos

El modelo de arrastre CDRAG ha tenido muchos usos incluyendo.

- Diseño del ensamble de perforación con tubería flexible.
- Selección de la trayectoria apropiada para el pozo.
- Resolución de problemas y prevención de problemas durante la perforación.
- Diseño de la sarta de tubería flexible para registro y trabajos superficiales.
- Selección de la trayectoria apropiada del pozo (pozo nuevo)
- Diseño de la sarta de tubería flexible para terminación.

El modelo computacional CDRAG puede ser utilizado para prevenir problemas y resolverlos. El programa puede ser corrido en forma predictiva para definir los valores por arrastre esperados a intervalos específicos sin la influencia de problemas en el agujero. Los valores predictivos pueden ser comparados con los valores reales para determinar la ubicación de los problemas en el agujero.

Existen dos categorías en las aplicaciones de perforación con tubería flexible (tabla VII-1). Los pozos en cada categoría han sido previamente perforados con tubería flexible.

Categoría/sub categoría	Vertical	Desviado
Perforación de reentrada	<ul style="list-style-type: none"> • Profundización de pozos existentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos laterales
Perforación pozo nuevo	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos exploratorios • Exploración y diseño de pozos • Producción con diámetro reducido e inyección de pozos 	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de vapor • De observación

Tabla VI-1. Aplicaciones de perforación con tubería flexible.

En muchas de las aplicaciones convencionales, el hecho de que se pueda perforar con tubería flexible bajo balance con seguridad resulta benéfico. Los sistemas de tubería flexible pueden ser usados en conjunción con un equipo convencional en varias aplicaciones:

- Perforación dentro y bajo de zonas de baja circulación
- Muestreo de núcleos en el intervalo productor
- Perforación bajo balance a través del intervalo productor.

Para estas aplicaciones con múltiples equipos, un equipo convencional se usa para perforar la mayor parte del pozo y sólo se usa la tubería flexible en la perforación de zonas críticas.

Las diversas ventajas y beneficios que se presentan al usar la tubería flexible para perforar es lo que ha permitido a la industria desarrollarse. Entre las ventajas y desventajas al usar tubería flexible para perforar un pozo tenemos las siguientes:

Ventajas al perforar con tubería flexible

- Reducción de costos de las operaciones con tubería flexible.
- El tiempo de viaje de la sarta de perforación se reduce.
- La perforación bajo balance con tubería flexible es muy práctica.
- La tubería flexible permite una circulación continua.
- La tubería flexible no tiene uniones.
- La tubería flexible es fácilmente adaptable a la telemetría por cable.

Desventajas de la perforación con tubería flexible

- La tubería flexible no puede ser rotada.
- La perforación con tubería flexible esta limitada a agujeros de tamaño pequeño.
- La perforación con tubería flexible se limita a agujeros superficiales.
- La perforación con tubería flexible es una tecnología nueva.
- Los equipos de perforación con tubería flexible y su equipamiento son caros.
- Los equipos de tubería flexible no pueden correr o jalar tuberías de revestimiento o terminación.
- La vida de la tubería flexible en las operaciones de perforación no esta bien definida

Recomendaciones

De acuerdo a información internacional los beneficios que se obtienen empleando tubería flexible son altamente rentables para las operaciones de perforación de pozos, con ello las compañías petroleras que aprovechan esta tecnología reducen sustancialmente sus costos de operación.

El aprovechamiento de esta tecnología requiere de personal altamente capacitado, para lo cual es indispensable la asimilación de conocimientos teórico-prácticos mediante cursos y seminarios que las diversas compañías líderes en el ramo ofrecen a los ingenieros y operadores de campo.

El estudio de la tecnología de tubería flexible puede servir de referencia en diversos usos desde asimilación tecnológica, definición de áreas de aplicación y quizás para programas de aplicación, ya que finalmente la tecnología de la tubería flexible, es reducir el uso de recursos materiales y humanos, además de la reducción de tiempos de operación utilizando programas computarizados y herramientas.

Bibliografia

- ¹ Sas-Jaworsky II, Alexander, 1991A: "Coiled Tubing.. Operations and Services-Part 1 The Evolution of Coiled Tubing Equipment", World Oil, November.
- ² Sas-Jaworsky II, Alexander, 1992A: "Coiled Tubing... Operations and Services-Part 3, Tube Technology and Capabilities", Word Oil, January.
- ³ Scott, R.W., 1961C: "Small Diameter Well Completions, Part 4: Wash Solutions, Slurries, Displacement and Post-Cementing Precautions", Word Oil, November.
- ⁴ Blount, C.G. and Walker, E.J., 1992: "Coiled Tubing.. Operations and Services-Part 6 Tubing Assisted Logging and Perforating", World Oil, May.
- ⁵ Walker, E. J. , et al , 1992: "Coiled Tubing... Operations and Services-Part 7, Cementing", World Oil, June.
- ⁶ Gronseth, J. Mark: "Coiled Tubing Operations and Services: Part 14-Drilling", World Oil, April
- ⁷ Ackert, David et al., 1989: "The Coiled Tubing Revolution", Slumberger-Oil Review, Volume 1, No. 3, October.
- ⁸ Quality Tubing, 1993: *Coiled Tubing Technical Manual*.
- ⁹ Word Oil Staff, 1977: "New Rig Concept Uses Continuous Drill String", *Word Oil*, March.
- ¹⁰ Chitwood, G.B. et al., 1992: "high-Strength Coiled Tubing Expans Service Capabilities", OTC 7032 paper presented at the 24th Annual Offshore technology Conference held in Houston, Texas, May 4-7.
- ¹¹ Klink, D.R., 1993 "Titanium Coiled Tubing for Drilling, Workovers and Completions", Proceedings of Coiled Tubing Operations and Slimhole Drilling Practices Conference Houston, Texas, March 1-4.
- ¹² Williams, Jerry G., 1992: " Composite Tubular Member with Multiple Cells", United States Patent No 5,097,870,Ponca City, Oklahoma, March 24.
- ¹³ Reuser, H C , Plummer, R A , Lanan, G.A , 1992: "Bonded Tree-Layered Epoxy

- Poyethylene Coating To Continuous Steel Coiled Tubing”, OTC 7033,paper presented at the 24th Annual Offshore Technology Conference held in Houston,Texas, March 24
- ¹⁴ Newburn, Dale A. and Tipton, Steven M.,1992: Strain Measurement and Damage Analysis in Low Cicle-Multiaxial Fatigue”,paper presented 1st Symposium on Advances in Fatigue Lifetime Predictive Techniques, American Society for Testingand Materials, San Francisco, California, April
 - ¹⁵ Herber, William C. and Maurer, William C., 1991: “Coring to 50,000 Feet With Coiled Tubing”, Paper No. 91PET-6, presented at the Energy-Sources Technology Conference and exhibition held in New Orleans, Louisiana, January 20-24.
 - ¹⁶ Dearing, Mike,1993: “Advance Coiled Tubing Inyector Heads”, Proceedings of the 1993 Coiled Tubing Operations and Slimhole Drilling Practices Conference, sponsore by Gulf Publishing Co., Houston,March 1-4.
 - ¹⁷ Elliston, Tom, 1992: “Coiled Tubing Injector Unit”, U.S. Patent No. 5,133,405,July 28.
 - ¹⁸ Cobb, C.C. and Heawdworth, C.S., 1989. “A Subsea Reeled Tubing Service Unit”, SPE 19277, Offshore Europe 89, Aberden, September 5-8.
 - ¹⁹ Courville, Perry and Council, Malcolm, 1993: “New Coiled Tubing Unit Provides Operational Flexibilite”, Proceedings of the 1993 Coiled Tubing Operations and Slimhole Drilling Practices Conference, sponsored by Gulf Publishing Co., Houston, March 1-4.
 - ²⁰ Courville, Perry and Council, Malcolm, 1993: “Rigless Slimhole Drilling”, OTC 7331, Houston, Texas, May 3-6.
 - ²¹ Slator, Damon T. and Hanson, W.E., Jr And Members of AIME, 1965: “Continuos String Ligth Workover Unit”, Journal of Petroleum Tecnology, January.
 - ²² Lewis, PhillipC., 1990: “Why Coiled Tubing Fails”, Southwestern Pipe, Incorporated presented at Hydra Rig’s Coiled Tubing Seminar 1990, Arlington, Texas, February 26-March 1
 - ²³ Newman, K.R , 1991A: “Coiled-Tubing Pressure and Tension Limits”, SPE 23131, presented at the offshore Europe Conference held in Aberden, Scotlan, September.
 - ²⁴ Nweman, K R , 1991B: “Determining the Working Life of Coiled Tubing String”, Offshore, December.
 - ²⁵ Newman, K.R and Newburn,D.A., 1991. “Coiled-Tubing-Life Modeling “, SPE 22820,

presented at the 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, Texas, October 6-9

- ²⁶ Ocean Industry Staff, 1991: "New System Measures Coiled Tubing String Working Life", *Ocean Industry*, February.
- ²⁷ Walker, E.J and Mason, C.M , 1990. "Collapse Tests Expand Coiled-Tubing Uses", *Oil Gas Journal*, March 5.
- ²⁸ Walker, E J and Schmorhr, D.R , 1991: The Role of Coiled Tubing in the Western Operating Area of the Prudhoe Bay Unit", SPE 22959 presented at the Society of Petroleum Engineers Asia-Pacific Conference held in Perth, Western Australia, November 4-7
- ²⁹ Chen, Y C and Walker E.J., 1989 " An analysis of Tubing and Casing Buckling in Horizontal Wells", OTC 6037, paper presented at the 21st Annual OTC in Houston, Texas, May 14
- ³⁰ Corrigan, Mark, Hoyer, C. and Gaston, C., 1991. "Logging on Coiled Tubing. A Proven Technique for Highly Deviate Wells and Other Applications", SPE 21314, Abu Dhabi National Oil Company/Society of Petroleum Engineers.
- ³¹ Dawson, R. and Paslay, P.R., 1984, "Drill Pipe Buckling in inclined holes", *Journal of Petroleum Technology*, October
- ³² Dellinger, T B et al., 1980, "Directional Technology Will Extend Drilling Reach", *Oil & Gas Journal*, September 15.
- ³³ Falk, Kelly and Graham 1991: "Coiled Tubing Computer Model", CIM/AOSTRA 91-52 presented at the Petroleum Society CIM/AOSTRA Technical Conference in Banff, Canada, April 21-24
- ³⁴ Newman, Kenneth R., Corrigan, Mark and Cheatham, John B Jr , 1989. "Safely Exceeding the Critical Buckling Load in Highly Deviated Holes", SPE19229, Offshore Europe 89. Aberdeen, September 5-8.
- ³⁵ Brown, A D F , Merret, S J. and Pullman, J S., 1991: "Coiled Tubing Milling/Underreaming of Barium Sulphate Scale and Scale Control in the Forties Field", SPE 23106
- ³⁶ Cobb, Charles C. and Zublin, Casper W., 1985: "New Coiled Tubing Jet Cleaning

System Reduces Costs”, Petroleum Engineer International, October.

- ³⁷ Cruise, D.S., Davis, D.L. and Elliott, R.H., 1983: “Use of Continuous Coil Tubing For Sursurface Scale and Corrosion Treating- Rangely Weber Sand Unit”, SPE 11853, Rocky Mountain Regional Meeting held in Salt Lake City, Utha, May 23-25.
- ³⁸ Fowler, S. Hampton Jr., 1991A: “Reeled Tubing Jet Cleaning System”, presented at the Energy-Sources Technology Conference and Exhibition, Nwe Orleans, Louisiana, January 2.
- ³⁹ Fowler, S. Hampton Jr., 1991B: “A Reeled-Tubing Downhole Jet Cleaning System”, presented at the Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, April 7-9.
- ⁴⁰ Fultz, J.D. and Pittar , F.J., 1990A: “SlimDril Horizontal Workover System”, The American Society of Mechanical Engineers, Repring - Vol. 27, Drilling Technology Symposium.
- ⁴¹ Fultz, J.D. and Pittar , F.J., 1991B: “Slim-hole Drilling in Harsh Enviroments”, IADC/SPE 19949, 1990 IADC/SPE Drilling Conference held in Houston, Texas, February 27-March 2.
- ⁴² Fultz, J.D. and Pittar , F.J., 1991C: “Openhole Drilling Using Coiled Tubing and Positive Displacement Mud Motor”, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Louisiana, September 23-26.
- ⁴³ Hearn, D.D., Blount, C.G. and Hightower, C M., 1990. “Coiled Tubing Underreaming”, paper presented at Hilton Hotel, Arlington, Texas. Seminar Hosted by Hydra Rig, 6000 East Berry Street, Fort Worth, Texas, February 26-March 1.
- ⁴⁴ Kilgore, M.D., 1992: “New Muscle for Coiled Tubing”, OTC 7034, paper presented ar the 24th Annual Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, May 4-7.
- ⁴⁵ Heart, D.D. et al, 1988: “Innovative Technology in Produccing Operations”, SPE 18256, 63rd Annual Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, October 2-5.
- ⁴⁶ Leising, L.J., Newman, K.R and Dowell Schlumberger, 1992. “Coiled-Tubing Drilling”, SPE 24594, paper presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D.C., October 4-7.
- ⁴⁷ Teel, Mark E., 1994: “Enhanced Value Through Innovation”, Word Oil, January.

- ⁴⁵ Maurer, Engineers, 1995 “Coiled Tubing Technology Training Manual”
- ⁴⁹ Matheny, Shanon L , Jr , 1980 “Coiled Tubing Helps Gas Production”, Oil & Gas Journal, August.
- ⁵⁰ D D Hearn, SPE, and C.G Blouunt, SPE, Arco Alaska Inc. , and P.E Kamlowky, SPE, Hughes Christensen Co., 1996 “Brief Coiled tubing window milling”, JPT, September
- ⁵¹ Coronado, Martín P., 1997 “Running liners on coiled tubing”