

27  
2ej.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**USOS Y LIMITACIONES DE LA TUBERIA  
FLEXIBLE EN POZOS PETROLEROS**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :**

**GUSTAVO MEZA GONZALEZ**



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1997.



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  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-016

SR. GUSTAVO MEZA GONZALEZ  
Presente

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


**USOS Y LIMITACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE EN POZOS PETROLEROS**

- I INTRODUCCION
- II GENERALIDADES
- III PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE
- IV APLICACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE EN LA TERMINACION Y REPARACION DE POZOS
- V VIDA UTIL DE LA TUBERIA FLEXIBLE
- VI CONCLUSIONES  
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"  
Ciudad Universitaria, a 17 de marzo de 1997  
EL DIRECTOR

  
ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS\*RLR\*BIG

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO**

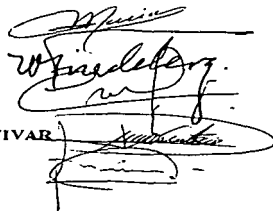
**FACULTAD DE INGENIERIA**

En atención al oficio en el que se nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor Gustavo Meza González registrado con el número de cuenta 8320661-6 en la carrera de **INGENIERO PETROLERO**. Nos permitimos manifestar la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

Quedamos enterados de que formaremos parte del jurado de su Examen Profesional, en la fecha y hora que se nos comunicará posteriormente.

Firma de los profesores:

<b>PRESIDENTE:</b>	<b>ING. SALVADOR MACIAS HERRERA</b>
<b>VOCAL:</b>	<b>ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH</b>
<b>SECRETARIO:</b>	<b>M.I. TEODULO GUTIERREZ ACOSTA</b>
<b>1ER. SPTE.:</b>	<b>ING. JUAN ANTONIO MORALES DIAZ DE VIVAR</b>
<b>2DO. SPTE.:</b>	<b>ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO</b>



México D.F., a 7 de Agosto de 1997

*Con todo cariño para mis dos grandes amores  
Aimée, mi pequeño gran tesoro  
Andrea, la compañera de mi vida*

*A todas aquellas personas  
que estuvieron cerca de mí*

*De manera especial al Ing. Walter Friedeberg Merzbach  
por su tiempo y paciencia*

# USOS Y LIMITACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE EN POZOS PETROLEROS

## CONTENIDO

	<u>Pag.</u>
<b>CAPITULO I</b>	
<b>INTRODUCCION</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO II</b>	
<b>GENERALIDADES</b>	<b>3</b>
II.1 Historia de la tubería flexible	3
II.2 Componentes de una unidad de tubería flexible	5
II. 2.1 Cabeza inyectora	6
II. 2.2 Carrete de almacenamiento	9
II. 2.3 Preventores	10
II. 2.4 Unidad de potencia hidráulica	13
II. 2.5 Consola de control	13
II. 2.6 Equipo adicional	14
II. 3 Selección de los fluidos que se utilizarán en una operación de limpieza con tubería flexible	14
II. 4 Sistemas de seguridad en las operaciones con tubería flexible	15
II. 4.1 Programas de seguridad	16
II. 4.2 Requerimientos de seguridad antes de iniciar los trabajos con tubería flexible	16
II. 4.3 Seguridad en el lugar de las operaciones	20
II. 4.4 Consideraciones hidráulicas	21
II. 4.5 Manejo del equipo de la unidad de tubería flexible	21
II. 4.6 Instalación del equipo	22
II. 4.7 Pruebas de presión al equipo de la unidad tubería flexible	23
II. 5 Inducción de un pozo con tubería flexible	24
II. 5.1 Técnicas de descarga	25
II. 5.2 Técnicas de descarga con nitrógeno	26

## **CAPITULO III**

<b>PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE</b>	<b>27</b>
III.1. Ventajas de la perforación con tubería flexible	29
III.2. Limitaciones de la perforación con tubería flexible	32
III.3. Historia de la perforación con sarta de tubería flexible	35
III.4. Procedimiento técnico factible para perforar con sarta de tubería flexible	36
III.5. Consideraciones de la perforación direccional	37
III.6. Equipo superficial	37
III.6.1 Unidad de tubería flexible	38
III.6.2 Sistema de circulación	39
III.6.3 Fluidos de perforación	40
III.6.4 Sistema de control del pozo	40
III.6.5 Dispositivos de fondo	44
II.7 Herramientas de fondo	46
II.7.1 Barrenas	46
II.7.2 Motores de fondo	47
II.7.3 Lastrabarrenas	47
II.7.4 Adaptadores	48
II.7.5 Mecanismo de desconexión	48
II.7.6 Herramientas orientadoras	49
II.8 Pruebas de calificación de las herramientas de perforación con sarta de tubería flexible	49
II.9 Aplicaciones de la perforación con tubería flexible	50



## **CAPITULO IV**

<b>APLICACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE EN LA TERMINACION Y REPARACION DE POZOS</b>	<b>53</b>
IV.1 Cementación	53
IV.1.1 Cementación forzada en Prudhoe Bay	54
IV.1.2 Procedimiento para desarrollar la cementación forzada	56
IV.1.3 Problemas debido al colapso de la tubería flexible	60
IV.1.4 Equipo superficial	62
IV.1.5. Tratamiento de los materiales de cementación	63
IV.1.6 Cementación tixotrópica con tubería flexible	64
IV.1.7 Cementación forzada con tubería flexible a grandes profundidades	66
IV.1.8 Cementación de pozos para abandonar	66
IV.2 Registros de producción con tubería flexible	68
IV.3 Operaciones de terminación (acidificación) con tubería flexible	70
IV.4 Operaciones de disparos utilizando tubería flexible	71
IV.5 Operaciones comunes con tubería flexible	72
IV.6 Empacadores	73
IV.7 Estimulación	75
IV.7.1 Herramienta para estimular o limpiar un pozo utilizado ácido	75
IV.7.2 Acidificación selectiva con tubería flexible	75
IV.7.3 Adificación de pozos horizontales	76
IV.7.4 Inyección del inhibidor con tubería flexible	78
IV.7.5 Acidificación con aditivos reductores de tensión superficial	79
IV.8 Utilización de la tubería flexible en el fracturamiento hidráulico	79
IV.8.1 Limpieza del pozo utilizando tubería flexible antes de fracturar	80

## **CAPITULO V**

<b>VIDA UTIL DE LA TUBERIA FLEXIBLE</b>	<b>81</b>
V.1 Límites que afectan la vida de la tubería flexible	81
V.1.1 Efectos en la tubería flexible debidos a ciclos de flexión de baja frecuencia.	82
V.1.2 Areas de deformación	83
V.1.3 Dinámica del proceso de fatiga	85
V.1.4 Esfuerzos en la tubería flexible	87
V.1.4.1 Esfuerzo axial	90
V.1.4.2 Esfuerzo radial y circunferencia (tangencial)	90
V.2 Límites de presión y tensión	91
V.2.1 Daño en la tubería flexible debido a los esfuerzos de presión y tensión	92
V.3 Límites de peso y tamaño de la unidad tubería flexible	93
V.4 Aplicaciones en pozos verticales	95
V.5 Aplicaciones en pozos dirigidos	95
V.6 Límites de diámetro y ovalidad	96
V.6.1 Efectos del diámetro	96
V.6.2 Efectos de ovalidad	98
V.6.3 Efectos por corrosión	100
V.7 Métodos para determinar la vida útil de la tubería flexible.	100
V.8 Conclusiones obtenidas a partir de aplicar los modelos de predicción de la vida útil	104

## **CAPITULO VI**

<b>CONCLUSIONES</b>	<b>105</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>108</b>

## I. INTRODUCCION

La tubería flexible tuvo su origen en un proyecto de la segunda guerra mundial llamado PLUTO (Pipe Lines Under The Ocean) el cual pretendía instalar líneas de tubería en el Canal de la Mancha para suministrar combustible a los aliados durante la invasión a Normandía en la costa francesa. El proyecto se realizó con éxito y se lograron tender varias líneas de tubería flexible. La ventaja de utilizar una tubería continua es que se evitan las operaciones de conexión.

A fines de los años cuarenta se introdujo por primera vez la tubería flexible en la industria petrolera, utilizándola para inyectar fluidos a través de tuberías de diámetros pequeños en pozos con baja presión, sin que necesariamente se tuvieran que matar.

Inicialmente la tubería flexible se utilizó en algunos trabajos de reparación de pozos tal como el desarenamiento e inyección de fluidos. Desafortunadamente las compañías de servicio se encasillaron en este tipo de actividades lo que frenó su desarrollo.

A finales de los años ochenta para el empleo de la tubería flexible surge una tecnología avanzada debido principalmente a la necesidad de reducir costos y tiempos de operación. Los bajos precios de los hidrocarburos obligaban a economizar en las reparaciones y terminaciones de los pozos así como en la perforación de los mismos.

Algunas compañías de servicio que operaban en el campo Prudhoe Bay en Alaska reiniciaron el desarrollo de la tecnología de la tubería flexible. El detonador de este resurgimiento fue un nuevo diseño del sistema de inyección de la tubería el cual es uno de los dispositivos fundamentales de esta técnica ya que introduce, saca y sostiene a la tubería flexible durante los trabajos en los pozos.

Al parejo del desarrollo en el diseño de la cabeza de inyección más y mejores elementos o aditamentos surgieron para trabajar en el fondo del pozo. Esto originó que se ampliaran los usos de la tubería flexible en la industria, de esta manera se comenzaron a efectuar cementaciones, inducción de pozos, recuperación de pescados y desparasitación, además ahora se utiliza a la tubería flexible como conductora de cables y herramientas para tomar registros geofísicos.

El desarrollo de la tecnología entonces no es particular del nuevo diseño de la cabeza inyectora sino de todos los elementos que componen a una unidad de tubería, es decir, material con el que está fabricada la tubería flexible, unidad de potencia hidráulica, materiales y aparejo de fondo. Las innovaciones en estos últimos han provocado que la tubería se utilice ahora para perforar pozos verticales o direccionales ya que en la

actualidad se cuenta con mejores diseños de motores de fondo, barrenas y elementos de conexión, además de mecanismos para monitorear el curso de la perforación. La ventaja de utilizar la tubería flexible en este y en otros trabajos radica en su movilidad, ahorro de tiempo de viaje, costos de materiales, equipo y reducido número de personal, entre otros factores.

Los trabajos con tubería flexible se consideran seguros al instalar y operar la unidad, ésto no es producto del diseño del equipo sino de una adecuada planeación y operación.

El uso cada vez más frecuente de la unidad de tubería flexible en las operaciones a pozos a mostrado las áreas donde se debe poner especial atención en el desarrollo tanto del equipo, materiales y técnicas de trabajo. Uno de los mayores problemas que presenta el uso de esta tubería es el tiempo de vida útil que puede brindar: al enrollar y desenrollar continuamente a la tubería en el carrete y al pasar por la guía del tubo cada vez que entra o sale del pozo, acumula consecuentemente fatiga en el material hasta que falla y se rompe.

El presente documento muestra las principales aplicaciones de la tubería flexible en operaciones a pozos petroleros, además señala diversas limitaciones que esta tubería tiene al ser utilizada en los distintos trabajos.

## II GENERALIDADES

### II.1 HISTORIA DE LA TUBERIA FLEXIBLE

El origen de la tubería flexible tuvo sus raíces en una operación de logística en la segunda guerra mundial; el nombre de este proyecto fue PLUTO, el cual es un acrónimo de "Pipe Lines Under The Ocean" (tubería bajo el océano). Antes de la invasión de los aliados en Normandía en junio de 1944, se fabricaron tuberías de 3 pg. de diámetro en secciones de 4000 pies de longitud, cada tramo de tubo se acopló con otro por medio de soldadura y se enrolló en carretes de 40 pies de diámetro. En el carrete se instalaron boyas que permitían que flotará en el agua. Todo esto con el objetivo de tender una línea de tubería lo suficientemente larga para atravesar el Canal de la Mancha. El fin de esta operación era el suministro de combustible a las fuerzas de ocupación en Europa. A lo largo de toda la operación se lograron tender 23 líneas de tubería en el canal, después de que la costa francesa fue invadida. 17 de las líneas fueron de alrededor de 30 millas de longitud y las seis restantes fueron aproximadamente de 70 millas.

A fines de los cuarenta, se realizaron algunos diseños específicamente para inyectar fluidos en tuberías con diámetros pequeños dentro de pozos con baja presión. Posteriormente en esa misma década se hicieron algunas perforaciones someras utilizando tubería flexible con poco éxito.

El desarrollo de la tecnología de la tubería flexible prácticamente fue nulo hasta que ocurrió uno de los avances más significativos en la industria y fue a principios de los años sesenta en el que se diseñó la cabeza inyectora, la operación para la cual se creó fue la instalación de antenas de radiocomunicación en un submarino para instalar la antena hasta la superficie del agua. El principio de operación de este mecanismo fue la base para el desarrollo del prototipo del sistema de cabeza inyectora de tubería flexible que diseñó la compañía Bowen Tools.

En 1962, la California Oil Company y Bowen Tools desarrollaron un prototipo de cabeza inyectora para una unidad de tubería flexible que trabajara con sarta continua de tubería, para limpiar de arena los pozos productores de aceite y gas en la costa del Golfo. Este sistema de inyección de tubería se diseñó sólo para trabajos verticales utilizando para ello una tubería de 1.315 pg. de diámetro exterior y para soportar cargas en la superficie de 30,000 lb, el carrete de la tubería tenía un diámetro de 9 pies y estaba equipado con un sistema de rotación especial para permitir el bombeo continuo a través de la tubería.

El primer carrete para tubería flexible se fabricó para almacenar tramos de tubería de 50 pies con 1.315 pg. de diámetro exterior. La tubería se iba soldando conforme se introducía al pozo, de esta forma se llegaron a meter en los pozos longitudes de hasta 15.000 pies.

Esta unidad se utilizó en pozos tanto en tierra como en plataforma en el sur de Louisiana en 1963 y 1964. Los servicios que proporcionaba esta unidad iban desde la limpieza de arena y recuperación de pescados hasta ayuda en algunas operaciones de terminación (colocación de la válvula de tormenta).

En 1964, Brown Oil Tools y Esso diseñaron y fabricaron la cabeza inyectora que con algunas modificaciones se conserva en la actualidad en los servicios a pozos. La tubería pasa a través de un arco con un canal que en su seno tiene un conjunto de rodillos que permiten el deslizamiento de la sarta. El mecanismo de inyección es hidráulico y junto con el arco guía se encuentran sobre la cabeza del pozo. La unidad se construyó para manejar tubería de  $\frac{3}{4}$  pg. de diámetro y fue usada en algunos servicios a pozos en localizaciones en tierra y en mar.

En 1967 se efectuó una modificación a la cabeza inyectora original de Bowen Tool y fue realizada por la misma Bowen para la compañía NOWSCO que pretendía utilizar tubería de  $\frac{1}{2}$  pg para eliminar depósitos de agua salada utilizando nitrógeno. Debido al éxito obtenido con este nuevo concepto de servicio, NOWSCO contrató a Bowen Oil Tools para fabricar 12 unidades de tubería flexible capaces de manejar 5000 lb/pg<sup>2</sup> de presión con un diámetro de  $\frac{1}{2}$  pg. Debido al perfeccionamiento de esta tecnología, a finales de 1968, Bowen desarrolló una unidad de tubería de  $\frac{3}{4}$  pg de diámetro exterior que soportaba 8.000 lb/pg<sup>2</sup> de presión.

Debido a los grandes logros obtenidos en las operaciones de limpieza de pozos con tubería flexible, a finales de los años 60 y mediados de los 70, las compañías de servicio lograron incrementar el diámetro exterior a 1 pg. La utilización de estos servicios para mejorar la hidráulica en los pozos se incrementó rápidamente a tal grado que en la década de los 70 se construyeron más de 200 unidades de t. f. para la eliminación de arena e inyección de nitrógeno. Desafortunadamente el uso de la t. f. se encasilló en estos trabajos lo que provocó un estancamiento en el desarrollo de nueva tecnología.

A finales de los setenta, diversas compañías como Uni-Flex inc. Otis Hydra Rig, etc. comenzaron a introducir nuevas modificaciones al diseño original de la cabeza inyectora. Uniflex creó una cabeza de inyección que introdujo al mercado en 1975, la cual tenía un juego de cadenas acopladas a un motor.

En 1985 se desarrolló un nuevo tipo de cabeza inyectora capaz de correr y soportar tuberías de 8,500 pies y  $3/4$  pg de diámetro exterior. El diseño es similar al original de Brown Oil Tools pero tiene una ventaja adicional ya que incorpora grapas que sujetan la tubería, las cuales empujan y jalan a la sarta según sea la maniobra que se esté realizando.

Los avances más recientes en la tecnología de la tubería flexible tienen que ver ahora con los materiales empleados en su fabricación, se buscan aleaciones de metales que permitan un buen grado de flexibilidad y resistencia para conseguir el éxito de los trabajos.

## II.2 COMPONENTES DE UNA UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE

El diseño de la unidad de tubería flexible que predomina actualmente en las operaciones en pozos petroleros, tiene su fundamento en que la unidad debe ser de fácil transporte, operada por un sistema hidráulico y capaz de introducir y sacar una sarta continua de tubería dentro del pozo. Los tamaños de tubería flexible que están disponibles en el mercado varían desde  $3/4$  pg. a  $23/8$  pg de diámetro exterior.

Los componentes básicos que integran una unidad de tubería flexible son los siguientes:

- Cabeza inyectora
- Carrete
- Sistema de preventores
- Sistema de potencia hidráulico
- Consola o panel de control

Una unidad de tubería flexible con sus componentes básicos se muestra en la Figura 1.

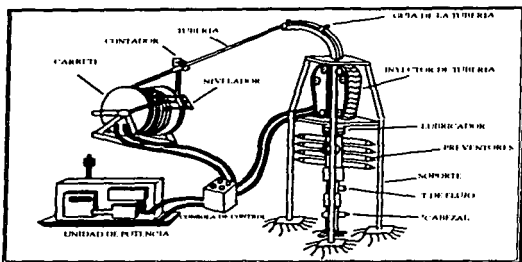


Figura 1. Componentes hidráulicos y mecánicos de una unidad de tubería flexible

### II.2.1 CABEZA INYECTORA

El diseño de este componente tiene su base a partir de tres funciones básicas de operación:

- Provee el empuje necesario para introducir la tubería dentro del pozo a contra flujo y vencer la fricción que pueda presentarse.
- Controla el ritmo de entrada de la tubería dentro del pozo
- Soporta todo el peso de la sarta de tubería suspendida y acelerar su extracción del pozo

La tubería puede ser introducida al pozo aún cuando existan grandes presiones o esté descontrolado, es utilizada para transportar herramientas al fondo y dispositivos para conectar a la tubería con dichas herramientas.

La Figura 2 muestra a la cabeza inyectora en conjunto con el sistema de preventores y la estructura de soporte. La Figura 3 ilustra la combinación de cadenas y grapas que integran a la cabeza inyectora. Este diseño es el que predomina actualmente en la industria. La cabeza inyectora mueve a la sarta de tubería utilizando dos cadenas dentadas opuestas para ejercer tracción y son movidas por un sistema de contrarrotación accionado



por un motor hidráulico. Este sistema consiste en un conjunto de bloques o grapas montados en las cadenas y acoplados para ajustarse a la circunferencia de la tubería. El sistema de grapas sujeta a la tubería para aplicar la fuerza requerida en las maniobras y poder vencer la fricción

En la cabeza inyectora se encuentra además un arco con rodillos llamado guía de la tubería o cuello de ganso y está montado directamente arriba del sistema de cadenas, se usa para rectificar o alinear a la tubería que sale del carrete con las cadenas de inyección y viceversa. La guía de la tubería tiene un canal por donde pasa el tubo y desliza a través de una serie de rodillos distribuidos a todo lo largo del arco, el cual tiene un radio de curvatura similar al del carrete de almacenamiento. En general la guía de la tubería tendrá de 60 a 72 pg. de radio de curvatura cuando se utilizan tuberías de  $1\frac{1}{4}$  ó  $1\frac{1}{2}$  y para diámetros mayores tales como  $1\frac{3}{8}$  y 2 pg requiere cuando menos 84 pg. de radio.

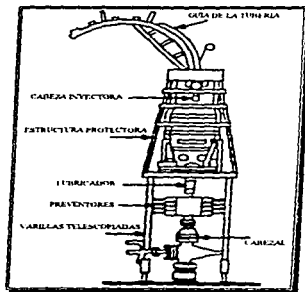


Figura 2. Cabeza inyectora de tubería flexible

En la base de la cabeza inyectora se encuentra una prensa estopa o lubricador que opera hidráulicamente y centra a la tubería en el sistema de cadenas. El lubricador contiene un elastómero que aprieta a la tubería. Esto aísla la presión en el espacio anular del pozo con la atmósfera. Durante las operaciones el elastómero del lubricador se desgasta debido a la fricción con la tubería, pero puede ser reemplazado aún cuando la tubería se encuentre en el agujero. Soporta fácilmente una presión de trabajo de 5,000 lb/pg<sup>2</sup> absolutas; sin embargo, generalmente se diseña para soportar una presión de trabajo de 10,000 lb/pg<sup>2</sup> absolutas.



Una de las ventajas de la estructura es que distribuye uniformemente el peso de la cabeza inyectora en el terreno, otra de ellas es su alto grado de estabilidad, además deja espacio libre para maniobrar la grúa encima del cabezal y sobre todo la seguridad que proporciona.

En cualquier caso, la cabeza inyectora debe asegurarse a la base de la estructura por medio de cadenas, las cuales proporcionan estabilidad a la cabeza de inyección cuando esté operando.

### II.2.2 CARRETE DE ALMACENAMIENTO

Es el elemento en el cual se enrolla toda la longitud de tubería flexible. Por lo general se fabrica de acero, con un diámetro del núcleo de 60 a 72 pulgadas y 9 pies desde el centro hasta el extremo del carrete. Es posible enrollar alrededor de 26,000 pies de tubería de 1 pulgada o 22,000 de tubería de 1 1/2 (Figura 4). La capacidad para almacenar tubería de otro diámetro depende de la tamaño del núcleo.

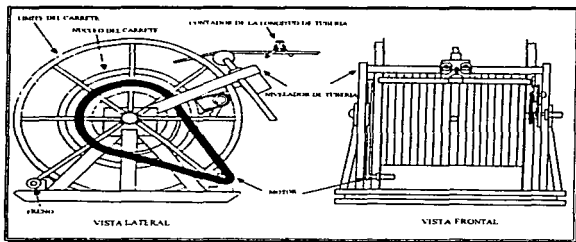


Figura 4. Carrete de tubería flexible

Para establecer un sistema de bombeo en las operaciones con tubería flexible, un extremo de la tubería enrollada en el carrete se conecta a una unión giratoria acoplada al mismo, dando como resultado un bombeo continuo durante los trabajos. Una válvula calibrada para abrir a 10,000 lb/pg<sup>2</sup> abs se coloca entre la tubería y el carrete para aislar la tubería de las líneas de bombeo superficial en caso de una emergencia

Además de las operaciones de bombeo algunas tuberías se utilizan como conductoras de cables eléctricos en operaciones de registros. El cable se introduce dentro de la tubería y termina en el núcleo del carrete. Para contener la presión el cable multiconductor se corre desde el cabezal de conexión eléctrico, que es similar al de las unidades de registros conocidas. En los carretes equipados para realizar operaciones de registros el conector eléctrico se localiza en la sección del carrete opuesta a la unión giratoria.

La rotación del carrete está controlada por un motor hidráulico montado directamente en la estructura del mismo. Este motor se utiliza para mantener constante el esfuerzo que la tubería necesita para ser enrollada firmemente en el carrete. Durante la operación para introducir la tubería al pozo se aplica una ligera contrapresión en el motor del carrete para permitir a la cabeza inyectora jalar la tubería del carrete y así mantener la tensión entre el inyector y el carrete. Cuando la tubería se saca del pozo la presión en el motor del carrete se incrementa permitiendo una rotación del mismo superior a la velocidad con la cual la cabeza inyectora la extrae.

La tubería es guiada dentro del carrete por medio de un mecanismo llamado "nivelador de viento", el cual distribuye apropiadamente la tubería en todo el espacio de almacenamiento del carrete. Montado sobre el nivelador de viento se encuentra un dispositivo que mide la longitud y consiste en una serie de ruedas que están en contacto con la tubería, además están engranadas a un sistema que mide la longitud de la tubería que se encuentra fuera del carrete.

Un elemento adicional que debe ser incluido en el carrete y que proporciona seguridad en las operaciones es un freno que se activa hidráulicamente. La función primaria de este freno es detener la rotación cuando por un accidente o una falla la tubería se rompa entre el carrete y la cabeza inyectora. Este sistema de freno no está destinado para impedir un descontrol en el enrollamiento o desenrollamiento de la tubería, sino sólo para ofrecer resistencia a la rotación y aminorar el movimiento del carrete. Muchas unidades incorporan un dispositivo en su sistema de potencia hidráulico para ejercer una contrapresión al motor y detener así el carrete. Otras unidades emplean una almohadilla de fricción como sistema de freno que opera hidráulicamente contra el extremo del carrete para reducir su movimiento.

### **II.2.3 PREVENTORES**

Todas las unidades de tubería flexible deben contar con un sistema de preventores y deben ser usados en cualquier servicio que brinde esta tubería. La pila de preventores está compuesta por cuatro de ellos que operan hidráulicamente, por lo general diseñados para

resistir una presión de trabajo de 10,000 lb/pg<sup>2</sup>, sin embargo, algunas unidades de t.f. antiguas, están todavía en servicio con preventores para 5,000 lb/pg<sup>2</sup>. Los cuatro preventores están acoplados de la siguiente manera (de arriba hacia abajo): preventor de compuertas ciego, preventor ciego de corte, preventor de compuertas ajustables y preventor de compuertas anular (Figura 5).

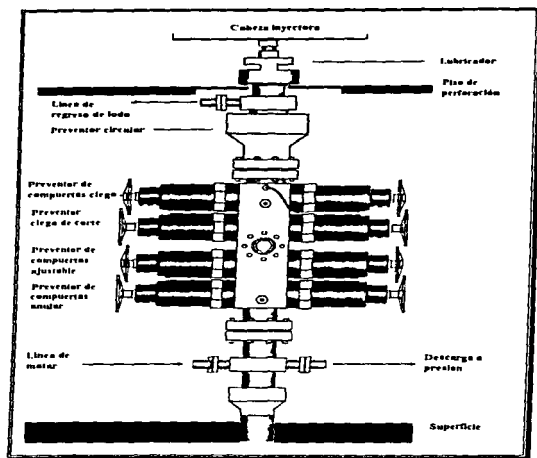


Figura 5. Conjunto de preventores

El preventor de compuertas ciego se utiliza para aislar el pozo de la superficie cuando dentro del mismo existe una pérdida de control, sella con un elemento de elastómero presionando uno contra otro. Para que este preventor opere adecuadamente debe retirarse la tubería y cualquier otro elemento que obstruya su espacio de cierre. Debe notarse que la presión de sello en este preventor está diseñada sólo para mantener la presión en el pozo.

El preventor ciego de corte se usa para cortar la l.f. en caso de que llegara a atorarse en el agujero o cuando se necesita cortar la tubería y remover el equipo superficial del pozo (tubería de producción, sarta de terminación, etc.). El término cortador es un nombre equivocado ya que en realidad oprime la pared del tubo, el mecanismo produce un esfuerzo en el cuerpo de la tubería hasta que falla. El cortador se deforma y debe ser reemplazado para estar nuevamente en condiciones de trabajar.

El preventor de compuertas ajustables está equipado con un diente unidireccional que se mueve contra el tubo cuando se activa, de esta manera soporta todo el peso de la sarta. El preventor de compuertas ajustables puede ser usado para sostener a la tubería agarrando al tubo y prevenir así su movimiento en el caso de que existan presiones altas en el pozo que pueden hacer estallar la tubería fuera del agujero. El preventor de compuertas ajustables está equipado con un dispositivo que centra apropiadamente la tubería en los canales del preventor cuando se cierra para evitar su deslizamiento.

El preventor de compuertas anular está equipado con un sello de elastómero que se ajusta al diámetro de la tubería. Cuando se cierra aísla el espacio anular del pozo de la atmósfera. Este preventor también está equipado con un dispositivo que centra adecuadamente la tubería en el área de sello.

El preventor de compuertas ciego y el cortador de tubería generalmente están separados del preventor de compuertas ajustable y de compuertas anular por una brida que sobresale de la pila de preventores en la cual se coloca una línea de matar para controlar un pozo en caso de brote. Una válvula calibrada para trabajar a una presión máxima de 10,000 lb/pg<sup>2</sup> se coloca en la brida con una conexión apropiada. De esta conexión se instala usualmente una línea de alta presión para conectar la línea de matar con la pila de preventores.

Un trabajo de reparación requiere una línea de regreso de la circulación a la superficie (sólidos producto de la limpieza o escarriamiento, ácido contaminado, etc.). un separador de flujo en forma de T debe ser montado directamente debajo de la pila de preventores. Esta conexión T debe estar equipada con una válvula capaz de soportar altas presiones. En el cuerpo de los separadores, por ejemplo entre el preventor de compuertas ciego y el cortador de tubería deben existir unas aberturas o canales que igualen la presión dentro del cuerpo de toda la pila de preventores. Esta presión diferencial permitirá activar en orden secuencial la operación de los preventores. La conexión superior del conjunto de preventores se une directamente con la caja del lubricador el cual se localiza en la parte inferior de la cabeza inyectora. La pila de preventores debe estar sujeta sobre la conexión T del cabezal con sellos o-ring.

## II.2.4 UNIDAD DE POTENCIA HIDRAULICA

La unidad generadora de potencia hidráulica debe ser de un tamaño tal que sea capaz de suministrar energía a todos los componentes de la unidad de tubería flexible, teniendo en cuenta que más de un dispositivo puede estar operando en función de las necesidades en el campo. Las unidades de potencia más comunes cuentan con motores de combustión interna (utilizan diesel como combustible) y bombas hidráulicas. La Figura 6 muestra una unidad generadora de energía que se utiliza en plataforma.

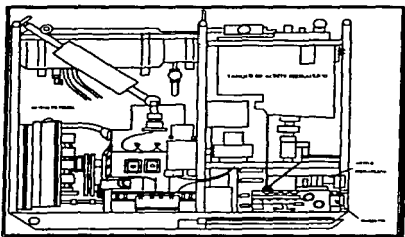


Figura 6. Unidad de potencia hidráulica

## II.2.5 CONSOLA DE CONTROL

Existen varios diseños de este mecanismo de control, normalmente todos los dispositivos están conectados en una consola remota. Un panel de control simplificado se muestra en la Figura 7 y puede ser utilizado en plataforma o en una unidad en tierra. La consola puede ser ubicada en cualquier sitio del pozo donde el operador la requiera. Este medio de control y de operación contiene todos los controles y mediciones para activar y monitorear los componentes de la unidad de tubería flexible. Los motores del carrete y la cabeza inyectora se activan desde el panel de control por medio de unas válvulas que determinan la dirección del movimiento y velocidad de rotación. Además, aquí se localiza el sistema de control, la conducción de cadenas del inyector, el lubricador y preventores.

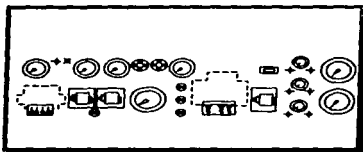


Figura 7. Consola de control

### II.2.6 EQUIPO ADICIONAL

En adición a los componentes básicos de la tubería flexible descritos anteriormente, otros componentes utilizados son los empacadores, necesarios para las operaciones de reparación o servicio a pozos: bombeo de fluidos, bombeo de nitrógeno, tanques de almacenamiento y mezcla de fluidos, tuberías de bombeo y líneas de regreso.

### II.3 SELECCION DE LOS FLUIDOS QUE SE UTILIZARAN EN UNA OPERACION DE LIMPIEZA CON TUBERIA FLEXIBLE

La selección de los fluidos es de suma importancia en el diseño de las operaciones de limpieza del pozo con tubería flexible. En los trabajos de limpieza de pueden usar tanto fluidos compresibles como incompresibles. La selección de los fluidos requiere de la consideración de algunos factores en el agujero: tipo de operación, geometría del pozo y características de los sólidos que serán removidos.

La velocidad del fluido en el espacio anular se determina por el ritmo de bombeo y el área transversal del espacio anular. En pozos verticales o casi verticales, los sólidos deberán ser transportados en el espacio anular a una velocidad que supere la velocidad de asentamiento de las partículas. Normalmente en la práctica la determinación de la velocidad anular se considera que sea 10 veces mayor que la velocidad de asentamiento de las partículas. Si la velocidad anular no puede ser alcanzada para evitar el problema mencionado, entonces se debe modificar la reología del fluido para mejorar la suspensión y acarreo de sólidos.

En una operación de limpieza común con tubería flexible, los fluidos se circulan al fondo del agujero y se capturan en la superficie en tanques para asentar los sólidos. Los fluidos pueden ser recirculados después del tratamiento.

Los fluidos incompresibles se usan con frecuencia en operaciones de limpieza, se pueden emplear tanto fluido newtonianos como no newtonianos. Los fluidos newtonianos incluyen al agua, salmuera, glicerina, aceites ligeros, ácidos y mezclas de polímeros. Estos fluidos pueden ser circulados en condiciones de flujo turbulento.



Los fluidos no newtonianos que se usan en las operaciones de limpieza incluyen al lodo de perforación y gel. La consistencia de estos fluidos depende del esfuerzo de cendancia. Aunque el flujo turbulento con fluidos no newtonianos puede ocurrir dentro de la tubería, raramente ocurre en el espacio anular.

Cuando se está limpiando la tubería de producción, los fluidos newtonianos pueden usualmente adecuarse para transportar sólidos del pozo. Cuando se trabaja en tubería de revestimiento, sin embargo, los gel no newtonianos son los más idóneos para el transporte de sólidos.

El diseño de los trabajos de limpieza con fluidos compresibles es más complicado que con incompresibles. El nitrógeno y las espumas pueden ser utilizados en operaciones cuando existen formaciones con baja presión o en caso de que los fluidos incompresibles no puedan levantar los sólidos adecuadamente.

El nitrógeno es un fluido inerte, no tóxico, no reactivo y relativamente insoluble, puede ser usado para levantar arena de pozos con baja presión; sin embargo, la limpieza del agujero con  $N_2$  requiere un diseño especial de la operación y debe ser considerado sólo después de otro sistema de fluido.

A menudo se prefiere a la espuma para limpiar pozos con baja presión. Las espumas con calidad entre 60 y 85 puede suspender sólidos con una efectividad 10 veces mayor que los líquidos o gel, previniendo además la pérdida de fluidos en la formación a presiones diferenciales mayores de 1,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Las pérdidas de presión por fricción en la tubería flexible en operaciones de limpieza de agujero se calculan con base en el número de Reynolds, densidad del fluido, factor de fricción, gasto y área transversal. El factor de fricción puede ser estimado por medio del diagrama de Moody que se basa en la rugosidad relativa del tubo. Las pérdidas de presión por fricción pueden ser calculadas tanto en la t.f. como en el espacio anular.

Las caídas de presión en el espacio anular dependen de la excentricidad de la t.f., la que varía desde 0 para una tubería concéntrica a 1 para un tubo pegado a la pared de pozo. La tubería flexible rara vez está perfectamente concéntrica en el pozo debido a la gravedad y a las deformaciones (flexión) residuales. Algunos valores se han adoptado como regla para la excentricidad que van desde 0,5 a 0,75 en operaciones verticales y 0,75 a 0,95 en trabajos horizontales. En diversas investigaciones se determinó que los efectos de la excentricidad en las caídas de presión por fricción son menores en flujo turbulento que en flujo laminar.

## II.4 SISTEMAS DE SEGURIDAD EN LAS OPERACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE

Muchos de los trabajos en los pozos utilizando tubería flexible ofrecen ventajas importantes de seguridad sobre la tubería de reparación convencional, además del ahorro en costos y tiempo de operación. Sin embargo, la seguridad de las operaciones no es un producto del diseño del equipo ni del gran avance en la tecnología de la tubería flexible sino es el resultado de una adecuada planeación e inspección. Desde el inicio de los trabajos con esta tubería en la industria petrolera en los años sesenta, ocurrieron numerosos accidentes como resultado de las malas prácticas en las operaciones. Cabe hacer notar que aun si se hubieran tomado las precauciones necesarias no todos los accidentes podían haber sido evitados debido las carencias en equipo, materiales y técnicas con los cuales se contaba en ese tiempo.

#### **II.4.1 PROGRAMAS DE SEGURIDAD**

Un paso preliminar para alcanzar la seguridad en cualquier operación con tubería flexible es la revisión de los programas de seguridad de los contratistas y operadores. Ya que existen muchas probabilidades de que el contratista y el operador cuenten con programas eficaces, el personal que labora en el campo debe estar capacitado para aplicar todos los procedimientos de seguridad en sus actividades específicas, poner en vigor los requerimientos de seguridad y verificar el cumplimiento de todo el programa. Varias compañías de servicio, por su experiencia en el campo determinaron que para asegurar la eficiencia y seguridad de las operaciones, los servicios en los cuales se emplea la tubería flexible deben incluir la siguiente información básica:

- Filosofía de seguridad
- Procedimientos de seguridad
- Registro de todos los daños y accidentes
- Inspección del equipo
- Estructura organizativa
- Agenda de reuniones

Estos elementos son indispensables para asegurar que tanto el medio ambiente, el personal y el equipo estarán seguros durante la operación. Se debe incentivar siempre al personal para mantener el lugar de trabajo libre de accidentes. La cooperación entre el operador y el contratista puede asegurar que potenciales peligros se identifiquen y corrijan antes de que ocurran las fallas.

#### **II.4.2 REQUERIMIENTOS DE SEGURIDAD ANTES DE INICIAR LOS TRABAJOS CON TUBERÍA FLEXIBLE**

##### **El Operador**

Antes de mover la unidad de tubería flexible al sitio de operaciones, es preciso realizar una inspección al lugar donde va a ser instalado el equipo. Deben ser considerados y evaluados varios elementos en las áreas de trabajo dependiendo si es en tierra o mar

adentro. Verificar que el espacio destinado para la unidad de tubería cumple cabalmente con la planeación del servicio.

### **Operaciones en tierra**

- Inspeccionar carreteras, puentes, cabezales de los pozos y localizaciones antes de movilizar la unidad de tubería flexible; además identificar los problemas reales y las limitaciones para esta operación.
- Verificar la existencia de zonas potencialmente peligrosas. Por ejemplo cables eléctricos, áreas susceptibles a incendiarse, medio ambiente, etc.
- Localizar las líneas de flujo y líneas de inyección.

### **Mar adentro**

- Revisar la plataforma de tal manera que se observen las características especificadas en los planos de construcción
- Determinar la capacidad del levantamiento de la grúa y las limitaciones prácticas de carga máxima relativas a la longitud y distancia radial desde la base de la grúa. Inspeccionar la grúa, probarla, observar el registro de mantenimiento, comprobar los conocimientos del operador para manejar este equipo.
- Identificar el espacio destinado para colocar el equipo y desarrollar un plan para su óptima colocación.
- Identificar las áreas potencialmente peligrosas.
- Realizar un plan de prevención en caso de que en el equipo de producción o en cualquier otra área ocurra algún siniestro.

Antes de iniciar las operaciones en la plataforma, el operador debe recibir en forma escrita o verbal la aprobación de los supervisores. En resumen revisar todo el procedimiento de trabajo y seguridad antes de iniciar las operaciones

El operador debe obtener registros de los materiales químicos que va a utilizar y el tratamiento que los fluidos deben tener en el lugar de trabajo. Esta información debe estar disponible para todo el personal expuesto a los químicos durante el servicio al pozo. El operador debe además estar preparado para el manejo de todos los materiales y establecer el área donde van a depositarse los fluidos de desecho.

### **El Contratista**

Antes de movilizar la unidad de tubería flexible al lugar de las operaciones, el contratista debe asegurar que el equipo y la tubería estén apropiadamente preparados para todos los servicios que se requieren. Los siguientes factores deben ser observados antes de sacar el equipo:

### **Tubería Flexible**

- Contener una "bandera de profundidad permanente" marcada en la superficie del tubo cada 300 pies. Esto permite además verificar el buen funcionamiento del contador de profundidad.
- La tubería debe ser tratada con un volumen suficiente de inhibidor (ácido clorhídrico) para remover, la corrosión, herrumbre y cualquier otro material ajeno al original. El ácido debe ser desplazado con una solución sódica neutra.
- Los carretes en los que se encuentra la tubería deben ser probados a una presión de 5000 lb/pg<sup>2</sup> con un líquido empacador (nitrógeno), manteniendo la presión durante 5 minutos.
- Una válvula de bola debe ser colocada al final de la tubería. Con la válvula abierta introducir una bola metálica y desplazarla a lo largo de la tubería con nitrógeno al cerrar la válvula se debe mantener el fluido dentro de la tubería.

### **Empacadores**

- Para asegurar la operación correcta de los empacadores al momento de su instalación y operación, se deben revisar exhaustivamente, así mismo, es preciso realizar todas las pruebas que sean necesarias.
- Mantener en el lugar de trabajo los manuales de uso y las especificaciones que provee el fabricante.

### **Preventores**

- Los preventores deben operar hidráulicamente y los controles deben estar localizados en la cabina del operador
- El orden en el cual la pila de preventores (de arriba hacia abajo) debe ser instalada es el siguiente:
  - ◆ preventor de compuertas ciego
  - ◆ preventor ciego de corte
  - ◆ preventor de compuertas ajustables
  - ◆ preventor de compuertas anular.

### **Inyector de Tubería**

- En tierra, la cabeza inyectora debe ser equipada con cuatro varillas telescopiadas para estabilizar y proporcionar un adecuado soporte a la cabeza de inyección.
- Mar adentro, la cabeza inyectora debe estar equipada con un gato hidráulico ajustable y una vasija que recolecte los residuos contaminados y evitar así que sean derramados en la zona de trabajo y las subestructuras cuando se opere en plataformas de producción.

El contratista deberá proveer al operador una lista de todo el equipo suministrado para realizar el trabajo, especificando los pesos y dimensiones de cada componente. Para servicios de tubería flexible en tierra, se deben proporcionar las dimensiones y peso de cada remolque con equipo.

### **II.4.3 SEGURIDAD EN EL LUGAR DE LAS OPERACIONES**

En cualquier operación en el pozo, el operador y el contratista deben participar en reuniones para establecer los trabajos previos de seguridad, así como evaluar las condiciones de seguridad cada día. Entre los parámetros que se deben considerar están los siguientes:

- Discutir los procedimientos de trabajo (con equipo, materiales, etc.) que se utilizarán en las operaciones de seguridad.
- Recalcar los procedimientos generales de seguridad (que el personal utilice casco, zapatos adecuados, protecciones para los ojos, etc.).
- Identificar las rutas de evacuación y localizar un lugar determinado para la reunión del personal. En plataformas especificar a los trabajadores la importancia de conocer los diferentes tipos de alarmas y señales de advertencia, así como localizar:
  - ✓ Estaciones de evacuación
  - ✓ Chalecos salvavidas
  - ✓ Manuales de emergencia
- Discutir los peligros potenciales que sean identificados en la zona de trabajo (agujeros, barrancas, barandales, etc.)
- Ubicar los extinguidores de fuego al alcance del personal y en zonas con peligro potencial
- Mantener una reserva de provisiones en zonas remotas, las cuales deben estar alejadas de sustancias tóxicas o inflamables.
- No almacenar hidrocarburos en recipientes de plástico.
- Mantener las herramientas de trabajo al alcance de los trabajadores.
- Antes de que un nuevo trabajador inicie actividades, adiestrarlo en los procedimientos de seguridad.

#### **II.4.4 CONSIDERACIONES HIDRAULICAS**

Uno de los servicios más importantes que brinda la tubería flexible en operaciones a pozos petroleros es la capacidad de bombear fluidos a través de la tubería durante operaciones de reparación. La caída de presión debida a la fricción del fluido con la pared de la tubería puede llegar a ser extremadamente grande al incrementarse el ritmo de bombeo debido al diámetro reducido del tubo. En general el límite de presión en la mayoría de las operaciones con esta tubería es de 5,000 lb/pg<sup>2</sup>, aunque actualmente ya existen unidades de tubería que soportan 10,000 lb/pg<sup>2</sup>.

Algunos factores que restringen la operación de bombeo y que deben ser tomados en cuenta cuando se utiliza la tubería flexible son:

- Diámetro interno de la tubería
- Longitud de la tubería flexible
- Tipo y reología del fluido
- Promedio de temperatura del fluido
- Viscosidad del fluido
- Densidad del fluido

Se debe determinar la relación que existe entre el ritmo de bombeo y la caída de presión a través de la tubería utilizando la información anterior. El fabricante de la tubería debe proveer una serie de curvas para predecir la caída de presión a través de la misma considerando varios tipos de fluidos y diámetros de tubería. Es importante la revisión de estas curvas durante la etapa de diseño de las operaciones para determinar la presión de bombeo superficial necesaria para alcanzar los requerimientos de flujo a través de toda la longitud de la tubería.

#### **II.4.5 MANEJO DEL EQUIPO DE LA UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE**

##### **Aspectos generales de seguridad**

- En las reuniones previas a los trabajos se debe seleccionar a la persona más capacitada para operar la grúa. Cuando se encuentre en operación sólo una persona debe ser la encargada de dirigir su movimiento, sin embargo cualquiera puede detener su operación en caso de que ocurra una contingencia.

- Permanecer fuera del radio de acción de la grúa cuando esté en movimiento.
- Las cadenas o alambres que se instalen para dar estabilidad al equipo deben estar siempre a una altura superior a la del personal que labora.

#### **Mar adentro**

- Cuando se cargue el equipo a los barcos, mantener un espacio libre para caminar y evitar así posibles accidentes cuando se realicen maniobras. Es preferible realizar estas operaciones cuando las condiciones ambientales sean favorables.
- Verificar que todo el equipo esté adecuadamente sujeto en el barco.
- Cuando se cargue o descargue el equipo de las plataformas se debe guiar a la grúa con un cable lo suficientemente largo para evitar accidentes.
- Descargar el equipo con un orden previamente determinado y con la mayor tranquilidad posible.
- Evitar que el equipo obstruya las rutas de evacuación.

#### **II.4.6 INSTALACION DEL EQUIPO**

- Al descargar el equipo en las locaciones se debe ubicar apropiadamente con respecto a la orientación planeada
- Cuando se instale el equipo en los cabezales se deben utilizar siempre las bridas de conexión.
- Todo el sistema de bombeo y las líneas de regreso deben ser marcadas o señaladas para asegurar de algún modo su visibilidad.
- Se debe prevenir al personal sobre la posible existencia de elementos peligrosos como  $H_2S$ ,  $CO_2$ , etc.



- Cuando se utilicen ácidos en las operaciones, las líneas de regreso del material deben contar con válvulas de seguridad, además deben descargar lejos del área de trabajo.
- Los programas de reparación contemplan la utilización de un sistema de preventores, el cual debe ser capaz de soportar una presión mínima de 5.000 lb/pg<sup>2</sup>.
- Las líneas de regreso y la línea de matar deben estar equipadas con válvulas de paso completo y calibradas a una presión por lo menos equivalente a la de los preventores.
- La cabeza inyectora se debe estabilizar por medio de cuatro varillas telescopiadas o una estructura metálica y cuando menos tres cadenas (dos hacia la parte trasera y una por el frente) sujetas a la estructura de la plataforma que proporcionen estabilidad cuando estén en operación. Es preciso contar con una escalera de mano para dar mantenimiento al sistema de inyección.
- Cuando se utilicen cadenas para asegurar al equipo, líneas de bombeo y de regreso se deben sujetar a la estructura de la plataforma
- Los tanques de regreso deben estar equipados con una temblorina para separar los recortes, los cuales nunca se almacenarán, por ello es necesario contar con un sistema para deshacerse de ellos.

#### **II.4.7 PRUEBAS DE PRESION AL EQUIPO DE LA UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE**

La presión mínima de trabajo que todo el equipo debe soportar debe ser de 5,000 lb/pg<sup>2</sup>. Cuando se realicen pruebas de presión en los lugares de trabajo, el área debe ser limpiada por el personal encargado de hacer la prueba y considerar los siguientes procedimientos básicos.

- El equipo de tubería flexible debe ser llenado con agua u otro líquido no volátil antes de iniciar la prueba de presión.

- El equipo de tubería flexible y el sistema de preventores deben ser probado para bajas presiones de 200 a 300 lb/pg<sup>2</sup> abs y los sellos de las válvulas deben ser limpiados antes de iniciar la prueba.
- El equipo de la unidad de tubería flexible que debe ser probado es el siguiente:
  - ◊ El equipo, los preventores y todos los dispositivos de control incluyendo las válvulas y la línea de matar. Las válvulas deben ser probadas a su máxima presión de trabajo permisible.
  - ◊ Los preventores de compuertas ciego deben ser cerrados y probados a su presión máxima.
  - ◊ Cada válvula así como la línea de matar deben ser probadas secuencialmente aislando cada componente y probándolo al máximo.
- El sistema de preventores debe ser probado:
  - ◊ Cuando se instale
  - ◊ Al menos cada siete días
  - ◊ Al menos cada 30 días el preventor de compuertas ciego y el ciego de corte

## II.5 INDUCCION DE UN POZO CON TUBERIA FLEXIBLE

El sobrebalance hidrostático puede reducir el comportamiento de afluencia durante la vida productiva de los pozos. Esto se puede deber a las prácticas de control del pozo durante la terminación o reparación del mismo, pero también ocurre cuando los pozos vivos se cargan con fluidos después de periodos largos o temporales de cierre. En ausencia de daño a la formación o taponamientos debido a rellenos de arena, estos pozos frecuentemente retornan a su vida productiva por la simple reducción en la presión de la columna hidrostática del fluido en el pozo. Una vez que se crea la condición abajo de balance, el pozo puede fluir descargando y sosteniendo la producción, Figura 8.

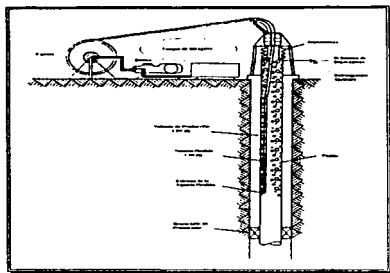


Figura 8. Operación de inducción con tubería flexible

Algunas variables del yacimiento y de los trabajos de terminación que se deben considerar antes de efectuar la inducción de un pozo con tubería flexible son:

- a) Productividad del Yacimiento
- b) Consideraciones Mecánicas
- c) Eficiencia en el Flujo

### **II.5.1 TECNICAS DE DESCARGA**

Se pueden usar numerosas técnicas de servicio con tubería flexible para reducir la presión hidrostática y provocar el desbalance necesario para descargar el pozo, entre las cuales se consideran las siguientes:

- a) Formaciones Sobrepresionadas. Cuando una formación está sobre presionada (gradiente  $> 0.465$  psi/pie) y balanceada con un fluido densificado, el camino más simple para crear condiciones de desbalance es desplazar al fluido de control con otro de menor densidad.
- b) Formaciones Normalmente Presionadas. En formaciones normalmente presionadas (gradiente entre  $0.434$  y  $0.465$  psi/pie), la técnica anterior se puede emplear con

efecto similar. En los pozos sobrepresionados y con presión normal, el desbalance hidrostático permite que los pozos se descarguen para que produzcan por sí mismos. Esta técnica de desbalance elimina la necesidad de otros servicios costosos, los cuales se usan generalmente para inducir el pozo.

- c) Formaciones Depresionadas. Si la formación está depresionada (gradiente entre 0.100 y 0.400 psi/pie) y no existe suficiente presión de fondo para soportar una columna de fluido hasta la superficie, se puede usar una bomba de chorro (tipo jet) o nitrógeno para inducir el pozo a producción.

### **II.5.2 TECNICAS DE DESCARGA CON NITROGENO**

- a) Inyección Continua. El método más efectivo para tener una columna hidrostática desbalanceada a través de  $N_2$ , es correr la tubería flexible dentro del pozo mientras se circula el nitrógeno muy lentamente. Esta técnica permite que el  $N_2$  se disperse en la columna de fluidos en el pozo, aligerando lentamente la presión de la columna hidrostática en el espacio anular e induciendo la producción en la formación de manera controlada.
- b) Inyección Intermitente. Otra técnica usada para aligerar la columna de fluidos es la inyección intermitente de  $N_2$ . Esto se realiza al correr la tubería a una profundidad determinada abajo del nivel del fluido en el pozo antes de iniciar el bombeo de nitrógeno. En este caso, la presión de bombeo de  $N_2$  debe ser mayor que la presión de la columna hidrostática arriba del punto de inyección. Una vez que la presión de bombeo vence la presión hidrostática del fluido, el gas entra al espacio anular y se inicia la elevación del fluido. Conforme disminuye la presión hidrostática arriba del punto de inyección, la expansión del gas en la tubería flexible se acelera, lo que causa un comportamiento errático de las caídas de presión, esto desestabiliza la presión de drene en la formación.

### III. PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE

A lo largo de este capítulo se determinan las ventajas y limitaciones de la perforación con sarta de tubería flexible, con descripciones y recomendaciones que permiten seleccionar tanto el equipo el superficial como los dispositivos de fondo más adecuados para realizar este tipo de operación.

La perforación con sarta de tubería flexible (t. f.) es un concepto que está ganado una importante atención, como resultado de los recientes avances desarrollados en la tubería flexible y la tecnología de perforación. La perforación de agujeros de diámetros cada vez mayores, alta resistencia de la tubería flexible y pequeños diámetros de la misma, motores de fondo de desplazamiento positivo, herramientas e instrumentos orientadores y barrenas fijas de perforación, son algunos de los elementos que permiten pensar en una amplia aplicación de la perforación con sarta de t. f. que antes se consideraba imposible.

En la actualidad, al menos 30 pozos se han perforado con equipos de t. f., sin embargo, debido al gran interés de esta tecnología en la industria petrolera, muchas compañías se dedican actualmente a su investigación y desarrollo.

La tecnología de perforación con tubería flexible aún está en una etapa inicial de desarrollo y no ha sido aplicada totalmente en las operaciones cotidianas; recientemente en Francia, Texas y Canadá (pioneros de la perforación con tubería flexible), se demostró su viabilidad en la perforación de pozos verticales y reentradas laterales en zonas muy difíciles, además de la perforación de nuevas áreas.

La perforación de reentrada con tubería flexible presenta nuevas oportunidades de desarrollo utilizando agujeros ya existentes para el acceso al yacimiento o la profundización del mismo, lo que incrementa la productividad del pozo, reduce la conificación de agua o gas y reconfigura el diseño del área de flujo o drene en proyectos de recuperación secundaria y terciaria, todo esto evita la perforación de nuevos pozos o la adquisición de nueva infraestructura.

Debido a las características de la perforación con tubería flexible es posible reducir los costos de exploración y producción debido a los bajos costos de operación en agujeros de diámetro reducido, en comparación con los altos gastos que se realizan utilizando equipos convencionales.

La t. f. puede ser utilizada para abrir ventanas en tuberías de revestimiento de pozos ya existentes, perforación de recentrada, obtención de núcleos y toma de registros en la evaluación de formaciones, además es útil para correr, cementar tuberías y para la limpieza de pozos. Durante las operaciones de terminación de pozos, la misma unidad de t. f. que se utilizó para perforar también puede usarse para disparar, estimular e iniciar el flujo y también como tubería de producción.

La Tabla 1 divide las aplicaciones de perforación con t. f. en varias categorías. La primera es la perforación de recentrada en pozos ya existentes y la segunda es la perforación de nuevos pozos, considerando para ambos casos tanto pozos verticales como direccionales.

	Verticales	Direccionales
Perforación de recentrada	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Profundización de pozos existentes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Profundización lateral</li> </ul>
Perforación de nuevos pozos	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Pozos exploratorios</li> <li>● Pozos de producción e inyección</li> <li>● Obtención de núcleos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inyección de vapor</li> </ul>

Tabla 1. Aplicaciones de la perforación con tubería flexible

La Tabla 2 es una lista de los intentos a la fecha para perforar con t. f.. Esta tabla muestra las múltiples aplicaciones intentadas y desarrolladas con ésta tecnología, lugar en el que se desarrolló el trabajo, diámetro de la t. f. y del agujero así como el tipo de operación. No es ninguna sorpresa que los mayores intentos se realizaron en las recentradas, porque los servicios con t. f. se desarrollaron para realizar trabajos similares.

	País	Compañía	Tubo de perforación	Wellsite	Diámetro de la tubería (Pulg.)	Diámetro del agujero (Pulg.)
Junio 1991	París	Elf	Reentrada	Vertical	1.50	3.875
Junio 1991	Texas	Oryx	Reentrada	Desviado	2.00	3.875
Ago. 1991	Texas	Oryx	Reentrada	Desviado	2.00	3.875
Dic. 1991	Texas	Chevron	Reentrada	Desviado	2.00	3.875
Mayo 1992	Canadá	Lasmo	Nuevo	Vertical	2.00	4.750
Julio 1992	Texas	Oryx	Reentrada	Desviado	2.00	3.875
Julio 1992	Canadá	Gulf	Reentrada	Desviado	2.00	4.125
Julio 1992	Canadá	Imperial	Nuevo	Vertical	2.00	4.750
Julio 1992	Texas	Arco	Reentrada	Desviado	1.75	3.750
Sep. 1992	Canadá	Pan Can	Reentrada	Vertical	2.00	4.750
Oct. 1992	Canadá	Can. Hunt	Reentrada	Vertical	1.75	3.875
Oct. 1992	París	Elf	Nuevo	Vertical	1.75	3.875
Nov. 1992	Canadá	Gulf	Reentrada	Desviado	2.00	4.750
Nov. 1992	Canadá	Gulf	Reentrada	Vertical	2.00	4.750
Nov. 1992	Austria	RAG	Reentrada	Vertical	2.00	6.125
Dic. 1992	Alaska	Arco	Reentrada	Desviado	2.00	3.875
Feb. 1993	Holanda	NAM	Reentrada	Desviado	2.00	3.875

Tabla 2. Tipos de perforación con tubería flexible realizados alrededor del mundo

### III.1 VENTAJAS DE LA PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE

Igual que en otras aplicaciones (por ejemplo escarificación de cemento, limpieza del agujero, inducción de un pozo, toma de registros, etc.), debido a la continuidad de la tubería flexible se determinaron algunas ventajas que tiene sobre las sartas convencionales de perforación:

- Perforación abajo de balance segura
- Significativa reducción del tiempo de viaje
- Circulación continua
- Reducidas operaciones en la superficie

La unidad de t. f. es más pequeña aún que los equipos para perforar en agujero reducido y es fácil de movilizar porque requiere menos equipo y personal, además de una mínima área de trabajo.

Ya que la tubería flexible carece de juntas, puede ser utilizada con seguridad en la perforación abajo de balance con un riesgo mínimo. Reduce los tiempos de viaje e incrementa la seguridad; reduciendo las pegaduras y rupturas que ocurren cuando se perfora y se detiene la operación para realizar conexiones. Gran número de trabajos con tubería flexible en pozos fluientes que se han desarrollado alrededor del mundo, demostraron que las presiones dentro de la t. f. y en el espacio anular pueden ser efectivamente controladas con un margen de seguridad alto. El pozo no necesita cerrarse cada vez que se requiera realizar un viaje de la sarta de perforación. Los beneficios de la perforación abajo de balance contemplan la reducción de daño a la formación y el incremento en los ritmos de penetración (Figura 9).

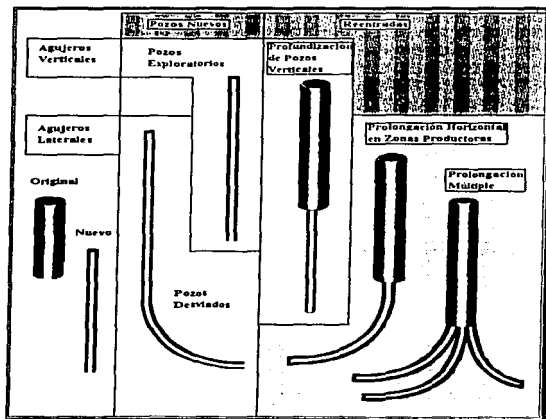


Figura 9. Tipos de perforación con tubería flexible



En la profundización vertical se usan ensambles que permiten mantener el agujero vertical, además son usados para proveer peso a la barrena. Al estar perforando, el punto neutro debe ubicarse en los ensambles de fondo de tal forma que la t. f. siempre se encuentre sujeta a tensión. La perforación lateral requiere la apertura de una ventana en la tubería de revestimiento. Esta entrada lateral es fabricada con herramientas direccionales y sistemas de control.

La reducción de daño a la formación causado por la invasión de sólidos de perforación, el filtrado de lodo y el mantenimiento de las propiedades del lodo, pueden incrementar la productividad del pozo y reducir los costos totales del mismo, debido a la reducción de estimulaciones o tratamientos para la eliminación del daño producido durante las operaciones de perforación y terminación.

Para reducir las pérdidas de circulación, daño a la formación y reducción de costos, en muchas ocasiones se utiliza agua como fluido de perforación. Esto disminuye la presión hidrostática en el fondo del agujero siendo menor que la presión de formación (perforación abajo de balance).

La perforación abajo de balance permite incrementar el rango de penetración al reducir la presión hidrostática en el fondo del agujero y minimiza el esfuerzo al cual está sometida la roca de la formación debido a la acción penetrante de la barrena. La resistencia efectiva del esfuerzo da como resultado un decremento aparente en la resistencia de la roca. Cuando se perfora, con el incremento en los ritmos de penetración, se disminuyen los costos totales del pozo y se contribuye a reducir el daño a la formación al minimizar el tiempo de exposición del fluido de perforación con las zonas productoras.

Cuando se agrega una fase gaseosa, ya sea nitrógeno o cualquier otro gas, al fluido de perforación se mantiene una buena circulación en todo el pozo, esto es necesario para mantener condiciones óptimas (abajo de balance) en formaciones con baja presión. Los aspectos mecánicos de la roca y en general las características de la formación son muy importantes de analizar para mejorar la estabilidad del pozo y serán tomados en cuenta cuando se sume una fase gaseosa al fluido de perforación y así asegurar suficiente presión hidrostática y prevenir el colapso del pozo

Fuera de los que corresponde a los ensambles de fondo, no hay conexiones que hacer ya sea para conectar o desconectar al meter o sacar tubería flexible. Fácilmente se alcanzan velocidades mayores a 75 pies/min sin correr riesgos en cuanto a las presiones de formación, lo cual es muy superior al promedio de velocidades de extracción con tubería convencional. La posibilidad de circular mientras se saca o introduce tubería puede reducir el tiempo relacionado con viajes para escariar o acondicionar el lodo

antes de la toma de muestras de núcleos o de registros geofísicos, manteniendo en buen estado el agujero y así evitar problemas y pérdidas de tiempo.

Las operaciones en la superficie con una unidad de perforación con tubería flexible son mínimas, en contraste con los requerimientos que los equipos convencionales necesitan, además, el efecto que la unidad de t. f. y el equipo asociado dejan en el entorno es relativamente pequeño. Las reducidas dimensiones del equipo permiten minimizar el impacto ambiental, disminuyen la construcción de obras civiles, manteniendo óptimas las operaciones y bajando los costos. A menos que las características de operación sean excepcionales, en general, el área requerida para perforar un pozo con t. f. es comúnmente menor al 50% comparado con el espacio utilizado cuando se usa equipo convencional (Figura 10).

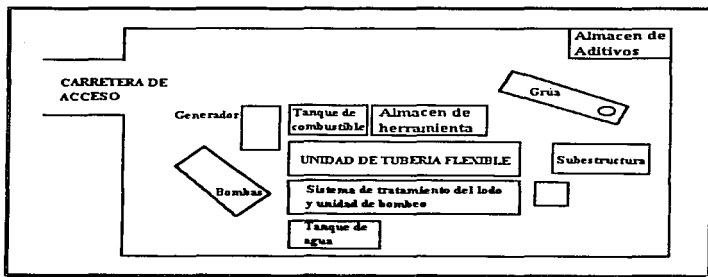


Figura 10. Área de trabajo de un equipo de tubería flexible, donde las dimensiones del cuadrado más grande son de 25 x 18 m

### III.2 LIMITACIONES DE LA PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE

La perforación con tubería flexible evidencia las siguientes limitaciones:

- Se requiere la intervención de un equipo convencional para preparar y terminar el pozo.

- Un equipo convencional debe realizar la corrida de las sartas de producción y de tuberías de revestimiento.
- El diámetro del agujero es pequeño
- La profundidad de trabajo es poco profunda
- La vida de la tubería es reducida.

En la actualidad, la mayor parte de las unidades de t. f. no están equipadas para poder desarrollar operaciones tales como instalación de empacadores de producción o sacar tubería de producción, que se requieren para preparar un pozo en la perforación de reentrada. Estas operaciones necesitan de un equipo de servicio que debe ser instalado y retirado una o más veces para preparar el pozo y regresar al lugar a instalar el equipo de producción. La asistencia del equipo auxiliar, además puede ser requerida para correr tuberías de producción o liners, aunque en algunos casos, la t. f. puede ser usada para correr liners cortos.

El uso de más de un equipo auxiliar no es exclusivo de la perforación con t. f. En operaciones convencionales, los equipos de servicio y perforación son comúnmente usados además de perforar para terminar un pozo. No es común en operaciones convencionales de perforación de reentrada, la movilización de un equipo de servicio para preparar la perforación, y el regreso posterior al pozo para terminarlo y ponerlo en producción.

La perforación de reentrada con t. f. puede ser desarrollada en tuberías de revestimiento tan pequeñas como  $4\frac{1}{2}$  pg. de diámetro exterior. El desarrollo de la tecnología de perforación con t. f. puede hacer avanzar estos límites. El diámetro máximo del agujero que se puede perforar con t. f. es de alrededor de 8 pg.. El límite superior del tamaño de la tubería de revestimiento para perforación de reentrada con t. f. es de  $9\frac{5}{8}$  pg. de diámetro exterior y con t. f. de  $2\frac{7}{8}$  pg. o  $3\frac{1}{2}$  pg. de diámetro exterior para agujeros con diámetros grandes.

Muchos yacimientos pueden ser potenciales candidatos a la perforación de reentrada utilizando t. f. cuando no tengan la productividad suficiente para justificar los costos de una nueva perforación con un pozo convencional horizontal. El incremento de la productividad y la captación de reservas asociadas con los bajos costos de reentrada en agujero reducido es una buena justificación económica.

Los límites de profundidad con tubería flexible son establecidos más por las restricciones de tamaño y peso del carrete y remolque usado para transportar la t. f. que por la misma resistencia de ella. Se deben tomar en cuenta las dimensiones (tamaño y peso) de la unidad de tubería flexible para cumplir con las leyes de transporte por carretera. En general, un carrete de 12,000 pies y de 2.875 pg. de diámetro externo de t. f. se puede transportar sin problema en casi cualquier país. El potencial de perforación puede incrementarse debido al desarrollo de conectores que permitan, de manera segura, unir dos o más carretes de tubería al mismo tiempo, aunque esto merma la integridad de los carretes y la seguridad de la operación.

En todas las aplicaciones con t. f., se debe preocupar la vida útil que ésta puede tener. Cuando se perfora en un agujero descubierto con una sarta de t. f. se consideraran las condiciones de carga a las cuales se encuentra sometida, ya que algunas de ellas no se presentan en pozos entubados. En la primera perforación horizontal de reentrada con t. f. que se realizó en la formación Austin Chalk, se presentaron problemas de fuga de fluidos debido a picaduras en la tubería. Relajar la tensión o reducir el peso de la t. f., lo cual es necesario para la perforación horizontal puede dar lugar a daños serios en la tubería al forzarla dentro de irregularidades o cavernas en la formación.

Los estudios de vida útil de la t. f. se basan en análisis teóricos, prácticos y empíricos, sin embargo la industria no acepta estándares para determinar la vida de la tubería flexible. Se ha observado que se presenta fatiga en la tubería debido a repetidos ciclos de flexión, al pasar por la guía de la tubería (cuello de ganso) y a través de la cabeza inyectora, además la vida de la t. f. puede reducirse como resultado de un ataque químico, erosión, abrasión y presencia de "arrugas" en las paredes de la tubería, incrementando las sobrecargas de tensión, que puede resultar en fallas cuando la tubería se saca del pozo.

La vida de la tubería flexible utilizada para perforar puede ser maximizada controlando los siguientes factores:

- Evitar el bombeo de fluidos corrosivos por la tubería
- Minimizar los sólidos en el lodo
- Reducir el tiempo en que alguna sección específica de t. f. se corre a través del arco guía y la cabeza inyectora.
- Diseñar dispositivos de fondo que permitan minimizar el peso sobre la sarta de t. f., a la vez que colaboren en la obtención de ritmos aceptables de penetración
- Nunca empujar a la barrena con la sarta de tubería flexible.

### III.3 HISTORIA DE LA PERFORACION CON SARTA DE TUBERIA FLEXIBLE

Los beneficios asociados con el uso de una sarta de perforación de t. f. están reconocidos desde hace más de 30 años. En 1964, Roy H. V Cullen Reserch desarrolló un novedoso sistema de perforación, este sistema incorporó una sarta de perforación flexible, la cual permite circular fluidos y conductores eléctricos a través de ella, lo que permite mover al motor de fondo, ya sea eléctrico o de lodo.

La sarta de perforación flexible fue fabricada con múltiples alambres entrelazados sometidos a tensión, con un diámetro exterior de 2.625 pg. y fue capaz de resistir el torque provocado por el motor de perforación. Se utilizó un inyector hidráulico, el cual incorporó bloques de grapas hidráulicos, para introducir y sacar la sarta de perforación del pozo. Este sistema de perforación con 4.75 pg de diámetro en el agujero, se probó en un pozo a lo largo de 1000 pies de granito en una área cercana a Marble Falls, Texas. El rango de penetración fue de 5 a 10 pies/hora.

El Instituto Francés del Petroleo en Paris, Francia, desarrolló un sistema de perforación que utiliza una sarta de perforación de t. f. que permite la circulación de fluidos y contiene algunos conductores eléctricos. Este sistema puede usarse con cualquier motor eléctrico de fondo o de turbinas, para darle rotación a la barrena. Se utilizaron dispositivos eléctricos para examinar el pozo, registrar mientras se perfora y obtener muestras de fluidos de formación. El inyector de tubería puede actuar de cualquier modo eléctrica o hidráulicamente. Puede ser operado manualmente o por "auto perforación" y usa la energía transmitida a la barrena para retroalimentarse.

Se utilizó una sarta de perforación flexible de 5 pg. de diámetro exterior y diámetros internos de 2.5 pg a 3 pg.. El diámetro del agujero osciló en el rango de 6.75 a 12.25 pg., perforando una longitud de 3,280 pies. Con este sistema se perforaron más de 20,000 pies de profundidad en los Estados Unidos en 1965.

En 1976, FlexTube Service Ltd., Brooks, Alberta, Canada, desarrolló un sistema de perforación flexible (sistema FlexTube) utilizando un diámetro de tubería de 2.375 pg. para perforar pozos poco profundos de gas en el sureste de Alberta, Canadá. La tubería flexible usada inicialmente fue fabricada con los extremos soldados, uniendo así dos líneas de tubería X-42, enrolladas en un carrete con diámetro de 13 pies. Esta sarta, más tarde fue reemplazada con una de aluminio de 2.375 pg de diámetro externo.

El sistema FlexTube usa lastrarrenas de 4 <sup>3/4</sup> pg. de diámetro externo, con un motor de desplazamiento positivo y una barrena de perforación rotaria convencional de 6.25

pg.. Este sistema se empleó para perforar a una profundidad de 1,500 pies en pozos de gas, con un rango promedio de penetración de 107 pies/hora. Estos ritmos fueron similares a aquellos obtenidos de pozos perforados en el área utilizando equipo de perforación convencional. El límite de profundidad del sistema FlexTube fue de 3,000 pies.

Aunque ninguno de estos sistemas de perforación es usado actualmente, las conclusiones han demostrado que pueden ser útiles en agujeros, usando modernos dispositivos de fondo y la sarta de tubería flexible. En realidad estos métodos de perforación con t. f. no pueden ser clasificados como nuevos, aunque recientemente los avances en la tubería flexible y la tecnología de perforación se han combinado para incrementar la profundidad y la capacidad de controlar la dirección del pozo.

#### **III.4 PROCEDIMIENTO TECNICO FACTIBLE PARA PERFORAR CON SARTA DE TUBERIA FLEXIBLE**

El siguiente procedimiento es usado por muchas compañías para determinar si los trabajos de perforación con tubería flexible son técnicamente factibles.

1. Seleccionar el diámetro de la tubería, tamaño del agujero, fluido de perforación y aparejo de fondo.
2. Calcular el tamaño y peso del carrete, que puede ser transportado. Si no cumple con las leyes y normas de transporte, regresar al paso número 1
3. Calcular los esfuerzos a que estará sometida la tubería para asegurar que nunca se excederá el 80% del esfuerzo de cedencia y que se suministrará el peso mínimo aceptable sobre la barrena a la profundidad total. Se debe tomar en cuenta el efecto de la fricción asociada con las flexiones de los ensambles de fondo cuando se encuentren en alguna curva del pozo. Además, asegurar que el inyector sea capaz de meter y sacar a toda la sarta. Si éstas condiciones no se cumplen regresar al paso número 1.
4. Calcular la caída de presión debida al fluido de perforación en la tubería, los dispositivos de fondo y el espacio anular cuando se perfora al 100% de la capacidad de flujo del motor y determinar la presión absoluta en la t.f. durante la perforación. Si esta presión es mayor que la presión de trabajo máxima permisible, regresar al paso 1.

5. Calcular la vida de la tubería flexible en función de la fatiga, para las presiones calculadas arriba. Si la t.f. no permite realizar completamente todos los trabajos, regresar al paso 1.
6. Determinar si el fluido de perforación puede acarrear los recortes fuera del agujero, cuando se perfora al 80% del rango de flujo que puede suministrar el motor. Si no, regresar al paso 1.

Estos son los requerimientos más importantes que se necesitan para determinar sin un trabajo de perforación con t. f. es técnicamente factible.

### **III.5 CONSIDERACIONES DE LA PERFORACION DIRECCIONAL**

El ángulo de torsión (llamado torque reactivo) afecta el control de la herramienta orientadora. Si la tubería es además flexible, el torque y el peso sobre la barrena resultarán en un cambio significativo en el ángulo de la herramienta. Para hacer cambios durante la perforación, se hace uso de una herramienta orientadora. Esta herramienta se controla desde la superficie por mecanismos de presión, peso y cables eléctricos, sin embargo existen algunos pequeños cambios relativos a la rotación. Esta rotación cambia la orientación de las herramientas y causa una perforación en diferente dirección.

Se debe hacer un análisis de los ensambles de fondo para perforar con t. f. debido a que esta no puede ser girada. Se debe tener en cuenta que la herramienta orientadora sigue la tendencia natural de la formación por lo que se debe prevenir ésta anomalía.

### **III.6 EQUIPO SUPERFICIAL**

El equipo superficial que se emplea para perforar con t. f. consiste en una unidad de tubería flexible y su equipo asociado, un sistema de circulación y un sistema de control del pozo.

### III.6.1 UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE

Consiste en un carrito de almacenaje, una cabeza inyectora de t. f., una fuente de potencia hidráulica para el inyector y los controles de inyección, una grúa que se usa para mover el inyector e instalar en el agujero los dispositivos de fondo. Frecuentemente la conformación de la unidad de t. f. es una combinación de todos estos componentes montados en una unidad de remolque. Debido al peso y al tamaño del diámetro del carrito de la tubería y la cabeza inyectora que se emplean para perforar, estos componentes son separados y transportados individualmente (Figura 11).

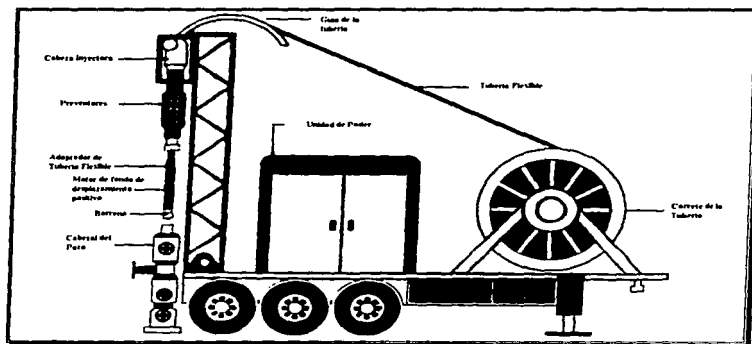


Figura 11. Unidad de tubería flexible

Al menos una unidad de tubería flexible ha sido construida especialmente para el propósito específico de la perforación. Tres remolques se fabricaron para contener uno, a la torre grúa y cabeza inyectora, otro a la consola de control y carrito de almacenamiento de la t. f. y uno más a la otra grúa junto a la unidad de potencia hidráulica.



Para perforar con t. f. se sugiere el uso de un "autoperforador". El "autoperforador" es un sistema de control electro-hidráulico que utiliza la señal desde una celda cargada eléctricamente u otro dispositivo que funcione como regenerador o retroalimentador de energía para los controles y que en el avance o retroceso del inyector mantenga constantes las condiciones de perforación. Este dispositivo específico de la unidad de tubería opera con más control que el conseguido con los sistemas de inyección convencionales, de manera que se minimizarán los posibles atascamientos del motor de lodo en el fondo del pozo y se incrementarán los ritmos de penetración debido al mantenimiento de óptimas condiciones de perforación.

Se necesita una plataforma o subestructura provista con todos los aditamentos necesarios para dar al personal un lugar de trabajo seguro cuando se manejen los dispositivos de fondo y se movilice la cabeza inyectora. Esta estructura debe ser diseñada para resistir las cargas impuestas por la cabeza inyectora durante la perforación y las operaciones de viaje de la sarta y así prevenir la transferencia de momentos de flexión que se producen en la cabeza inyectora al pasar la tubería por ella. De esta forma se previenen daños y abolladuras en la tubería flexible

### III.6.2 SISTEMA DE CIRCULACION

Los sistemas de circulación utilizados para perforar con t. f. son virtualmente idénticos a aquellos usados en perforación convencional y consisten en uno o más tanques de lodo, temblorina, desarenadores y una unidad centrífuga, todo ello para el control de sólidos, además de una bomba de lodo con tubería asociada. El control de sólidos es necesario para mantener el fluido de perforación dentro de los límites aceptables de densidad y viscosidad. En áreas donde es permitida la construcción de presas, la separación por gravedad puede ser usada para controlar los sólidos en el fluido de perforación. La capacidad del sistema de lodo usado para perforar con t. f. es menor que el que se requiere para perforar con equipo convencional debido a lo reducido de los tamaños de tubería y agujero.

El bombeo debe ser a presión y con una capacidad de flujo que permita satisfacer los requerimientos de los motores de lodo usados para perforar y así obtener óptimos resultados. Comúnmente la presión y los rangos de flujo requeridos para perforar con t. f. son de 4,000 a 5,000 lb/pg<sup>2</sup> y arriba de 170 gal/min, dependiendo del tamaño del motor, diámetro de la barrena, profundidad y del tamaño del agujero, dimensiones de la t. f. y reología de los fluidos. Frecuentemente se usan Bombas triplex con 500 hp, tal como aquellas usadas para cementar y bombear ácidos.

### **III.6.3 FLUIDOS DE PERFORACION**

Algunos fluidos de perforación empleados convencionalmente, son compatibles con los usados por los estatores de los motores de lodo de desplazamiento positivo y pueden ser utilizados cuando se perfora con esta tubería. Cuando se selecciona el fluido de perforación para hacer operaciones con t. f., se deben considerar algunas especificaciones para minimizar las pérdidas de presión debido a la fricción en la unidad, manteniendo una adecuada capacidad de acarreo de recortes en el espacio anular y reducir el daño a la formación. El fluido de perforación puede ser mezclado con algún gas para reducir la presión hidrostática e incrementar la capacidad de acarreo de recortes en el espacio anular.

### **III.6.4 SISTEMA DE CONTROL DEL POZO**

En operaciones de perforación arriba de balance convencionales, se pretende primeramente controlar el pozo, manteniendo suficiente presión hidrostática en el interior del mismo de tal forma que sea mayor que la presión de formación. Los preventores solamente se cerrarán si ocurre un intento de brote.

En operaciones de perforación abajo de balance, los preventores son el primer medio para controlar el pozo, se cerrarán para controlar las presiones en su interior y prevenir el flujo descontrolado de fluidos de la formación. Dos arreglos de preventores en pila, uno para la t. f. y otro para los ensambles y dispositivos de fondo se requieren normalmente en operaciones de perforación con t. f. (Figura 12) y otro cuando no hay nada en el pozo.

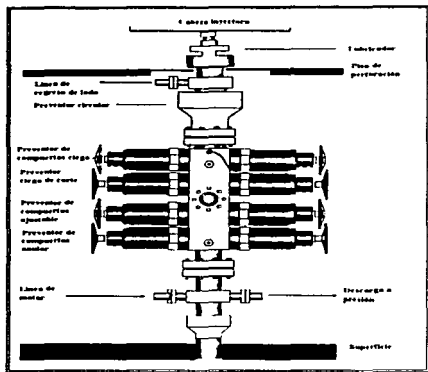


Figura 12. Sistema de control del pozo cuando se utiliza la tubería flexible

Un sistema de preventores para tubería flexible consiste comunmente en una caja de empaquetamiento o stripper, preventores ciegos y cortadores, línea de carrete para matar de una sola válvula, preventores deslizantes y preventores deslizantes de tubería. El sistema de seguridad para los dispositivos de fondo consiste por lo general, en un preventor de compuertas anular, preventor de compuertas ciegas, preventor ciego de corte. La línea de regreso se utiliza solamente cuando se circula para sacar un brote o cuando se efectúa perforación abajo de balance. Esta línea conduce a un múltiple de estrangulamiento y un estrangulador manejado hidráulicamente para controlar la descarga en la perforación. Los preventores para t. f. y los de dispositivos de fondo, están unidos ya sea con una conexión de brida o una T con una válvula para poder regresar el lodo directamente (al sistema) se puede localizar entre los dos arreglos de preventores (Figura 13).

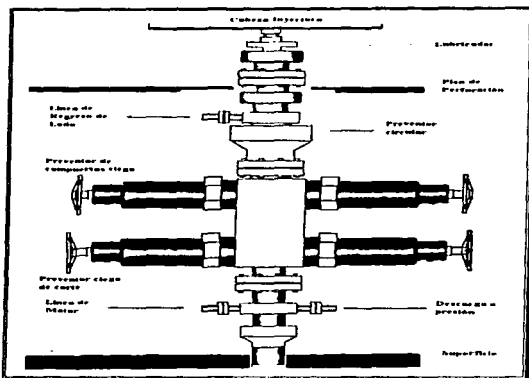


Figura 13. Sistema de control del pozo con dos preventores ciegos

Para la instalación de los dispositivos de fondo en la sarta cuando existen condiciones abajo de balance, se utiliza un "snubbing jack" o un sistema de lubricación cuando el pozo se encuentra bajo presión.

Cuando se desarrolló la perforación abajo de balance, los separadores gas-líquido, los quemadores de gas y la separación agua-aceite se incluyeron en el sistema. La producción de gas que sale del sistema de recolección puede ser quemada o comercializarse. La producción de aceite puede ser depositada y embarcada desde el tanque de separación en el lugar o bombeada desde el sistema de recolección para su tratamiento y venta.

Es responsabilidad de los encargados de la operación, asegurar que el sistema de control del pozo utilizado en la perforación con t. f. cumpla con todas las especificaciones de la compañía y las reglamentaciones gubernamentales en materia de seguridad e impacto ambiental.

Las tuberías flexibles con diámetros externos mayores de 1.75 pg. son apropiadas para perforar con el sistema de t. f., sin embargo, los grandes diámetros de esta tubería (2.375 pg. o mayores) tienen la ventaja de mejorar las condiciones hidráulicas, gran resistencia a la torsión provocada por el motor de fondo y disponen de mayor peso para profundizar la penetración en pozos horizontales.

En la Tabla 3 se comparan las dimensiones, pesos y resistencia para diámetros externos de 2.375 pg., 2.875 pg. y 3.5 pg de la tubería flexible con la tubería de perforación convencional con los mismos diámetros.

	Tubería flexible	Tubería de perforación convencional	Tubería flexible	Tubería de perforación convencional	Tubería flexible	Tubería de perforación convencional
Diámetro externo (pg)	2.375	2.375	2.875	2.875	3.50	3.50
Diámetro de junta (pg)	-	3.37	-	4.126	-	4.75
Diámetro interno (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/pie)	4.71	4.85	5.46	6.85	6.73	9.50
Esfuerzo de cedencia (lb/pg <sup>2</sup> )	96.9	97.7	103.7	136.0	131.4	194

Tabla 3. Comparación entre la tubería flexible y la tubería convencional

Quizá la enorme diferencia entre estos dos tipos de sartas de perforación es la manera en que afectan las condiciones del pozo. La tubería convencional (con juntas) tiene que ser corrida frecuentemente hacia arriba y hacia abajo en cualquier tipo de operación, debido a las características de este tipo de perforación. La t. f. puede ser corrida continuamente, operada a alta velocidad en un pozo vivo. Ya que la t. f. mantiene un diámetro externo constante, la presión en el espacio anular será menor para ella que para la tubería de perforación convencional.

Uno sólo o múltiples conductores de corriente pueden ser instalados dentro de la sarta de t. f. El cable permite utilizar una herramienta eléctrica orientadora y posibilita la toma de registros en secciones horizontales del pozo para evaluar una perforación o terminación.

### III.6.5 DISPOSITIVOS DE FONDO

Los ensambles de fondo son diferentes para la perforación de secciones rectas del pozo y para la perforación de secciones curvas. Los dispositivos que permiten construir o mantener un ángulo o inclinación se comparan con aquellos utilizados para la perforación vertical (Figura 14 y 15).

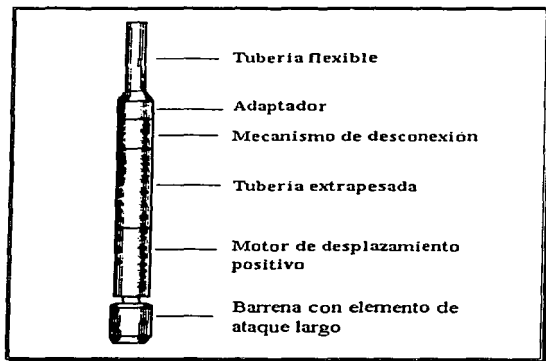


Figura 14. Sarta de tubería flexible para perforación vertical

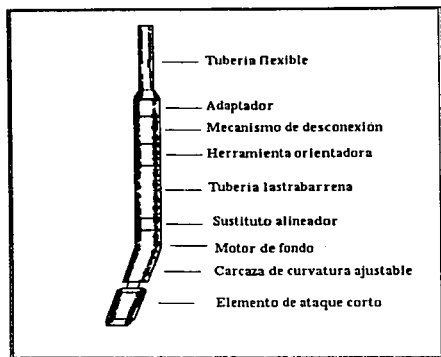


Figura 15. Sarta de perforación de tubería flexible para pozos inclinados

El diseño de los dispositivos para perforación depende de la magnitud de la curvatura diseñada del agujero. Se pueden hacer curvaturas importantes en la trayectoria del pozo mediante los dispositivos de fondo. Si se requieren curvaturas de  $20^{\circ}/100$  pies o mayores, se puede colocar un sustituto doblado arriba del motor de fondo con carcasa curva. Para curvaturas menores se usará solamente el sustituto doblado o el motor con carcasa curva. Para hacer más eficiente una perforación con ángulo se pueden utilizar dispositivos direccionales. Los ensambles de fondo usados para perforar con t. f. deben ser diseñados cuidadosamente para asegurar una adecuada transferencia de peso y evitar así que la t. f. trabaje bajo compresión.

Para conocer y controlar la trayectoria de pozos direccionales y horizontales se requiere de un sistema apropiado de medición y orientación de la perforación. En la perforación con tubería flexible se puede aplicar el sistema "Medir Mientras se Perfora" (MWD por sus siglas en inglés). Con ello el operador en todo momento tiene la información actualizada correspondiente a la inclinación en cualquier parte del pozo en la perforación direccional. Un sustituto alineador se coloca arriba del motor de fondo para ajustar la posición de la barrena con la herramienta orientadora

Una vez que la trayectoria del pozo en una dirección o recentrada lateral es diseñada, se establece un modelo numérico para verificar que la planeación de la combinación de los dispositivos de fondo y la t. f. son capaces de alcanzar la penetración lateral esperada.

### **III.7 HERRAMIENTAS DE FONDO**

Barrenas de perforación, motores de lodo de desplazamiento positivo, lastrabarreras y herramientas de medición son los componentes que se requieren por lo general para operaciones de perforación convencional. Todo lo anterior aunado a los adaptadores de t. f., herramientas orientadoras y desconectores se requieren únicamente para perforar con sarta flexible. Estas tres herramientas especiales pueden ser diseñadas si es necesario, aunque existe gran variedad comercial de ellas.

#### **III.7.1 BARRENAS**

Las barrenas de perforación utilizadas para operar con t. f. deben ser apropiadas para lograr un adecuado ritmo de penetración con relativamente poco peso y altas velocidades de rotación. Para aplicaciones direccionales, se debe seleccionar una barrena con bajos requerimientos de torsión para minimizar las complicaciones por este esfuerzo, mientras que se mantenga la trayectoria deseada del pozo. Barrenas con diamantes policristalinos compactos (PDC) se usan a menudo cuando se perforan secciones rectas en agujeros de pozos verticales o laterales. A causa de los bajos requerimientos de torque y a la estabilidad térmica de las barrenas de diamante (TSD), éstas se usan comúnmente para perforar secciones curvas y secciones en pozos horizontales. Las barrenas fijas (no de conos) de corto elemento de ataque logran curvaturas mayores que las barrenas con elemento de ataque largo. Estas últimas son adecuadas, con el ensamble de fondo adecuado, para perforar secciones rectas del pozo o mantener un ángulo.

Las barrenas de perforación utilizadas en operaciones convencionales pueden ser utilizadas para operar con t. f., sin embargo, el ritmo de penetración es más bajo que el alcanzado con barrenas perforadoras rotadas con motor de fondo, adecuadas para este tipo de operación. La barrena al girar está sometida a grandes esfuerzos, por lo que debe ser equipada con sellos y cojinetes apropiados para soportar la velocidad de rotación del motor y maximizar su vida útil.



Las barrenas PDC se usan para formaciones suaves. TSD o barrenas de diamante natural se utilizan para formaciones duras.

### **III.7.2 MOTORES DE FONDO**

Los motores para dar rotación a la barrena son de desplazamiento positivo, con altas velocidades para bajo torque y velocidad media para medio torque. El diámetro de los motores para perforar con t. f. fluctúa entre 2.375 y 6.5 pg. de diámetro exterior.

Los motores deben ser acoplados con las barrenas para ser utilizados a altas velocidades. Los motores con bajo torque son apropiados para trabajar con barrenas TSD o barrenas de diamante natural. Para velocidad media, los motores de torque medio son los más apropiados con barrenas PDC.

Motors de lodo de desplazamiento positivo pueden ser acoplados con inclinaciones fijas, inclinaciones ajustables, estabilizadores, elementos de flexión. Se recomienda que los motores con inclinaciones ajustables se sujeten adecuadamente y se utilicen estabilizadores cuando se perfora con t. f. Un mal diseño de los dispositivos de fondo puede ocasionar que no se alcancen las profundidades e inclinaciones esperadas, por lo que deben ser cambiados para obtener la trayectoria del pozo buscada. Debido a que las inclinaciones son ajustables y se cuenta con estabilizadores y lastrabarreras es posible sortear a las cargas esperadas.

### **III.7.3 LASTRABARRENAS**

Las lastrabarreras se utilizan para proveer el peso suficiente a la barrena para alcanzar ritmos aceptables de penetración, para proveer una adecuada resistencia a los ensambles de fondo y para trabajar con un pequeño margen de compresión.

Cuando se conducen herramientas o se usa el sistema MWD, se requieren lastrabarreras no magnéticas para prevenir interferencia magnética con estos aparatos. Las lastrabarreras deben ser lo bastante grandes en su diámetro interior para permitir la introducción y conducción de herramientas o el sistema MWD y minimizar la caída de la presión a través de la sarta de tubería pesada. Pueden ser utilizados, incluso, algunos con diámetros no muy comunes para este tipo de operaciones. El diámetro externo es constante en las herramientas de fondo y similar al de las conexiones.

El manejo de lastrabarreras con una unidad de t. f. puede ocasionar un gran incremento en el tiempo de operación. Sin una adecuada planificación, una cuadrilla capacitada y un manejo idóneo de la maquinaria y los sistemas en general, puede traer como consecuencia anular el tiempo ahorrado al perforar con sarta de perforación flexible.

### **III.7.4 ADAPTADORES**

Se requiere de un adaptador para conectar a la t. f. con los dispositivos de fondo. Mientras que los adaptadores de t. f. se usan virtualmente en todas las operaciones con ésta tubería, cuando se hace uso de ellos en la perforación, se debe realizar un diseño adecuado para que todo el sistema resista el torque provocado por el motor de fondo. El esfuerzo de estos motores de perforación con t. f. es tan grande que pueden desarrollar una torsión en exceso de 1,000 lb-pie y provocar el atascamiento de toda la sarta. Las fallas en los adaptadores de t. f. pueden provocar un descontrol en la dirección del agujero o la pérdida de los dispositivos de fondo.

Los adaptadores de t. f. usados en operaciones de perforación deben además ser capaces de manejar las vibraciones y aceleraciones que se generan durante la perforación sin dañar la t. f. El esfuerzo de tensión que soporta un adaptador de tubería flexible debe ser mayor que la resistencia al mismo esfuerzo de la tubería.

### **III.7.5 MECANISMO DE DESCONEXION**

En cualquier operación utilizando tubería flexible y aún más en la perforación, se puede presentar una situación de atascamiento de la sarta, para lo cual se debe contar con un mecanismo de desconexión que libere a la t. f. de los dispositivos atorados. Las herramientas desconectoras deben además ser diseñadas para resistir la torsión desarrollada por el motor de lodo.

La desconexión se produce por la presión que ejerce una bola metálica que se manda desde la superficie a través de la tubería flexible. Al asentar la bola en la herramienta de desconexión, hace posible que la sarta de t. f. sea presurizada al continuar bombeando fluido. La aplicación de presión suficiente en el asiento activador, remueve los elementos que sujetan a la t. f., desconectores y demás dispositivos de fondo, lo cual permite la separación del sistema desde estos dispositivos.

Las herramientas de liberación actúan mediante un jalón en la t. f. hasta que exista suficiente tensión y se eliminen los elementos que sujetan y así se desconecten los dispositivos de fondo de la t. f. Después de que la tubería ha sido liberada, las herramientas de pesca pueden ser corridas para recuperar los ensambles de fondo.

### **III.7.6 HERRAMIENTAS ORIENTADORAS**

Para perforación horizontal y direccional, se requiere de una herramienta orientadora para alterar o cambiar la trayectoria del agujero. Las herramientas orientadoras utilizadas actualmente actúan por un mecanismo recíprocante, ciclos de presión, torque del motor de perforación, del motor eléctrico de fondo o por la combinación de estas acciones. Esta herramienta se corre sobre el sustituto alineador en los ensambles de fondo. Actualmente, aún con los constantes avances tecnológicos, las herramientas orientadoras pueden ser problemáticas en aplicaciones de perforación con t. f. horizontal o direccional.

### **III.8 PRUEBAS DE CALIFICACION DE LAS HERRAMIENTAS DE PERFORACION CON SARTA DE TUBERIA FLEXIBLE**

Debido al estado actual de la tecnología de perforación con t. f., a falta de estándares y a la variabilidad del diseño en las herramientas de perforación con t. f., se recomienda a los operadores, que la herramienta sea probada en la superficie para asegurar que ésta funcionará como se espera en el fondo y no falle cuando se sujete a condiciones de perforación.

Los adaptadores para t. f. deben ser diseñados para mantener cargas de torsión cíclica, cuasistática y carga dinámica axial, también deben ser probados para verificar que no permitan rotación, se desprendan o deslicen cuando se sujeten a cargas de torsión y vibraciones axiales de perforación. Los adaptadores de tubería flexible deben además ser probados para asegurar que su resistencia a los esfuerzos exceda el de la t. f. usada para perforar.

La presión que actúa para desconectar los dispositivos debe ser probada en ellos usando un fluido de perforación que contenga sólidos, durante un periodo lo suficientemente largo para verificar que el asiento de la bola no se activará

prematuramente, previniendo la inoperatividad de la herramienta en trabajos en el campo. Siguiendo con esta prueba de flujo, la herramienta debe ser examinada funcionando para verificar que se liberará a la presión esperada.

Los dispositivos de desconexión deben ser probados con cargas cuasiestáticas y dinámicas axiales para asegurar que no se liberarán prematuramente cuando se sujeten a vibraciones que se presentan durante la perforación. Además deben ser examinados con tensión axial para asegurar que no se liberen a menores cargas que las diseñadas.

Las herramientas orientadoras deben ser probadas en torsión para asegurar que pueden resistir este fenómeno si el motor llegase a atascarse. Además, deben ser probadas funcionando en la superficie varias veces para asegurar que el movimiento de las partes será el óptimo durante operaciones de perforación. Estas herramientas deben ser analizadas con cargas cuasiestáticas y dinámicas axiales para asegurar que el mecanismo de cierre se mantendrá bajo las condiciones de perforación.

Muchas compañías petroleras y de servicio, centros de investigación y centros de prueba, pueden realizar los estudios correspondientes a una unidad de t. f. Los costos y el tiempo empleado en estas pruebas serán siempre más bajos a los que se gastarían si existiera una falla en el pozo con una herramienta diseñada sin someterse a estos exámenes.

### **III.9 APLICACIONES DE LA PERFORACION CON TUBERIA FLEXIBLE**

La perforación con tubería flexible no reemplazará a la perforación con sarta de perforación convencional, sin embargo, es ideal para muchos pozos con agujero reducido y de perforación de reentrada. Algunas de las potenciales aplicaciones de la perforación con t. f. (todas pueden desarrolladas abajo de balance) incluyen:

- Reentradas horizontales desde pozos verticales ya existentes para incrementar la productividad en el pozo o recuperación secundaria.
- Reentradas horizontales desde pozos verticales existentes para mitigar la conificación de agua o gas.
- Reentradas horizontales desde pozos verticales existentes para reconfigurar el patrón del drenaje ya sea para flujo radial o lineal.
- Reentradas horizontales desde pozos verticales existentes para exploración y evaluación de la formación.

- Reentradas dirigidas desde pozos verticales existentes para comunicar yacimientos en zonas heterogéneas.
- Profundizar pozos verticales existentes
- Prolongar pozos horizontales existentes
- Perforación de reentrada desde pozos horizontales existentes para modificar la ubicación del pozo en el yacimiento.
- Perforación vertical en zonas con pérdida de circulación
- Expansión de la exploración de pozos con agujero reducido.
- Producción de pozos con agujero reducido.

La perforación con t. f. puede ser usada en conjunto con equipo el convencional de perforación en operaciones como:

- Perforación en zonas con pérdida de circulación.
- Obtención de núcleos.
- Perforación abajo de balance en zonas específicas.

En estas aplicaciones un equipo convencional podría ser usado para perforar el pozo y la unidad de t. f. podría ser usada para terminar el agujero.

La importancia de perforar con t. f. es debida a su *viabilidad técnica*. La clave ahora es el desarrollo de tecnología que permita que el pozo sea *económicamente rentable*.

Siempre que se introduce por primera vez una nueva tecnología (en este caso la perforación con t. f.), los costos para las primeras aplicaciones a menudo son grandes; sin embargo, con el tiempo, la experiencia de operación y el refinamiento en los trabajos se obtiene un incremento en la eficiencia y consecuentemente una reducción en los costos.

Se estima que por lo menos cinco compañías están haciendo actualmente alrededor de 20 trabajos de perforación con t. f. en América del Norte. Conforme en más pozos se utilice t. f. para perforar, se anticipa que los costos disminuirán con esta tecnología en comparación con aquellos que se realizan para perforar pozos horizontales de manera convencional, esto es, cuando las compañías operadoras y los contratistas de perforación logren familiarizarse más con esta técnica.

La perforación con t. f. es una tecnología multidisciplinaria ya que requiere más comunicación, cooperación y colaboración entre las compañías operadoras, los proveedores de t. f. y los de servicios de perforación. En el campo, los ingenieros y técnicos deben ser conocedores de los dos tipos de perforación (convencional y con

tubería flexible). Las operaciones deben ser cuidadosas y completamente planificadas y diseñadas, seleccionar adecuadamente el equipo, probar las herramientas antes del trabajo, instruir a todo el personal de perforación, controlar los procedimientos en el pozo. Todo ello es esencial para un exitoso desarrollo de esta tecnología con ventajas económicas muy grandes.

#### **IV. APLICACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE EN LA TERMINACION Y REPARACION DE POZOS**

La tecnología de tubería flexible tuvo sus primeras aplicaciones en la industria petrolera en operaciones tales como la limpieza de pozos (desarenamiento y desparafinación), así como dispositivo conductor de cables y herramientas para correr algunos tipos de registros geofísicos. Los grandes avances hechos en la tecnología, específicamente en la resistencia de los materiales, dispositivos de fondo y nuevas técnicas de operación para ser aplicadas en el campo, han permitido diversificar y ampliar las perspectivas de utilización de la tubería en las áreas de terminación y reparación de pozos.

Los esfuerzos iniciales que se realizaron para la aplicación de la tecnología de tubería flexible en pozos petroleros, además del desarrollo de nuevos métodos y técnicas de cementación se efectuaron en Prudhoe Bay, Alaska, en la Costa del Golfo de México y en el Mar del Norte. El impacto económico que tuvieron estos trabajos fue menor, comparado con las operaciones con equipo convencional, por lo que las compañías de servicio se han dedicado desde entonces a desarrollar y promover su uso.

Aunque inicialmente la t. f. se utilizó como apoyo para los equipos convencionales, ahora su utilización es tan variada que por sí misma se aplica en operaciones de disparos, estimulaciones y pruebas de producción.

##### **IV.1 CEMENTACION**

La tecnología de tubería flexible ha tenido una de sus mayores aplicaciones en operaciones de cementación forzada (la cual requiere tubería de diámetros reducidos), colocar taponos y recementaciones. Se utilizó originalmente como una alternativa en los trabajos de terminación con equipo convencional debido a su fácil manejo, movilidad y a sus bajos costos de operación. Los procedimientos de trabajo con t. f. se han refinado y perfeccionado de tal forma que al evaluar los costos totales de la operación se determinó que en general son alrededor de 25% menores a los erogados con equipo convencional.

El desarrollo de esta tecnología involucra tanto a los procedimientos de trabajo como a las herramientas utilizadas y a los materiales requeridos para la operación. Se han diseñado dispositivos de fondo especiales para favorecer una correcta distribución del

cemento inyectado, además de una gran variedad de cementos que se adecúan a las condiciones de los pozos.

Muchas operaciones de cementación han sido diseñadas para aislar zonas de agua o gas, modificar los perfiles de inyección y de producción, arreglando imperfecciones en los trabajos de cementación realizados anteriormente y se aplica exitosamente a una gran variedad de condiciones de pozo y a temperaturas que pueden llegar a  $-45^{\circ}$  F.

Los trabajos de cementación utilizando t. f. fueron desarrollados inicialmente en Prudhoe Bay, Alaska (1983) y se han refinado al paso de los años en muchas áreas petroleras alrededor del mundo.

#### IV.1.1 CEMENTACION FORZADA EN PRUDHOE BAY

La utilización de la t. f. en operaciones de cementación forzada se utilizó primeramente en el norte de Alaska en 1983. Su éxito se debió a la movilidad, rapidez y economía ya que el pozo estaba situado en una zona con duras condiciones climatológicas. El campo Prudhoe Bay se localiza en la zona ártica de Alaska (Figura 16).

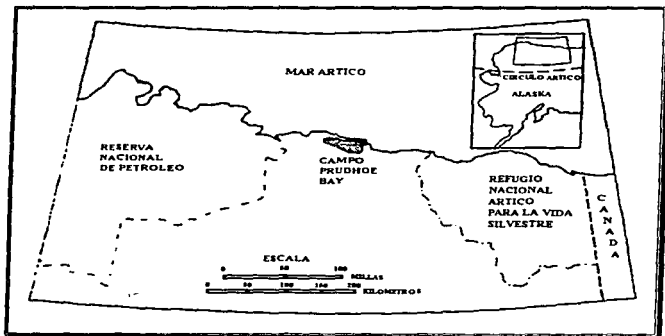


Figura 16. Campo Prudhoe Bay



La mayoría de los pozos perforados en Prudhoe Bay penetraron el casquete de gas y/o el acuífero. Debido a las limitaciones para el manejo de gas en la región, se efectuaron cementaciones forzadas para aislar la zona en aquellos pozos que presentaron alta relación gas-aceite. La introducción de la unidad de tubería flexible se debe a que los trabajos con "equipo ártico" convencional, aunque tuvieron éxito, provocaron daños a la formación, resultado común cuando se utilizan estos equipos.

Los trabajos utilizando la sarta flexible se han incrementado en todas las operaciones cotidianas en Prudhoe Bay. El desarrollo y refinación de estas operaciones, ha traído como resultado el perfeccionamiento de los procedimientos de cementación forzada mejorando su eficiencia, confiabilidad, reduciendo los costos efectivos y las rutinas de trabajo. Las ventajas de que gozan las operaciones de cementación con t. f. incluyen:

- Incremento en la seguridad y eficiencia de las operaciones.
- El cemento puede ser mezclado con un sistema de bio-polímeros y circulado a través de la t. f.
- El cemento puede ser circulado con seguridad de forma inversa a través de la tubería flexible.
- La cementación forzada puede ser terminada en 12 horas o menos. Una operación completa que incluye la cementación, pruebas y disparos puede ser realizada en tres días.

La compañía ARCO Alaska realizó cementaciones forzadas que dieron resultados aceptables; sin embargo, la práctica demostró que se necesitaban más estudios para optimizar el procedimiento. Los problemas que necesitan ser cuidadosamente considerados incluyen el control y correlación de la profundidad a la que se trabaja con la t. f., control de calidad para pequeños baches de cemento, control de pérdida de fluidos del cemento, procedimientos de prueba, colocación correcta del cemento en la zona de interés y la necesidad de usar retardadores de fraguado que eviten el fraguado dentro del pozo.

Para atacar estos problemas se realizaron diversas pruebas de laboratorio y de campo. Se encontró que mediante la densidad de los fluidos es posible controlar la segregación, esto es, fluidos densos desplazan fluidos menos densos independientemente de su fuerza de gel o viscosidad. Se logró formular un aditivo retardador eficaz que no afectó la resistencia final del cemento.

#### **IV.1.2      PROCEDIMIENTO PARA DESARROLLAR UNA CEMENTACIÓN FORZADA**

ARCO Alaska desarrolló un procedimiento básico para realizar una cementación forzada con tubería flexible (Figura 17):

1. Revisar la historia de producción y todos los datos disponibles para determinar tanto el intervalo como la densidad de los disparos, diseñar el cemento y el sistema de lodo de apoyo, hacer pruebas del comportamiento de los aditivos. Establecer una correlación para la profundidad de la tubería flexible.
2. Colocar un bache de lodo en el fondo del pozo (el cual sirve de apoyo). Posteriormente se realiza una limpieza en el espacio arriba del lodo y se circulan hacia afuera los contaminantes. Efectuar los disparos. Llenar todo el intervalo de interés con agua y aceite o diesel para remover el gas que se encuentra dentro del pozo.
3. Iniciar la inyección de cemento sobre el soporte de lodo. Bombear un bache de agua, el aditivo y desplazar el fluido. Levantar algunos metros la tubería mientras se bombea, mantener la interfase de cemento sobre la nariz inyectora. Sostener la presión (forzada) de cementación durante algún tiempo.
4. Cuando el cemento se encuentre inmediatamente abajo de la t. f., se comienza a elevar la tubería mientras se bombea el aditivo con una proporción de 1:1. Manteniendo una baja presión en la formación.
5. Eliminar por circulación inversa el cemento mezclado con el aditivo. Continuar limpiando hasta que se eliminen todos los excesos.

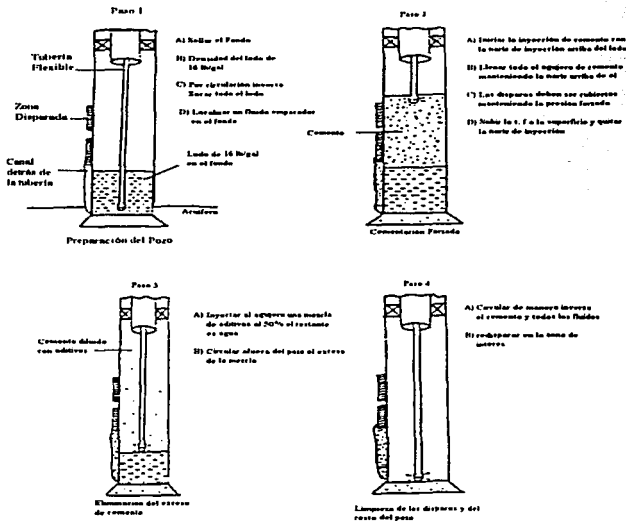


Figura 17. Procedimiento para realizar una cementación forzada con tubería flexible

La tecnología de cementación forzada con tubería flexible se ha desarrollado conjuntamente por varias compañías que operan en Prudhoe Bay; en consecuencia los procedimientos de ellas son similares.

BP desarrolló un procedimiento para la cementación forzada, el cual se muestra en la Figura 18. Para preparar un pozo para la cementación, las perforaciones existentes se lavan a presión con una mezcla de solventes apropiada para mejorar la adherencia del cemento (Figura 18A), utilizando para ello una boquilla que impulsa chorros en espiral

(Figura 19). Iniciando 20 pies arriba de la profundidad total, el cemento se bombea y la t. f. se levanta manteniendo la boquilla (Figura 18B) de 50 a 100 pies bajo la superficie de cemento. La presión inicial de inyección se mantendrá por 40 minutos. Un bache de agua se bombea (Figura 18C), seguido por los aditivos inhibidores de fraguado (Figura 18D). La boquilla se baja a través de la zona perforada reduciendo el ritmo de bombeo para disminuir la erosión de nuevos tapones de cemento en las perforaciones (Figura 18E). El pozo se limpia (Figura 18F) alrededor de 24 horas después de que se completó la operación de terminación. Se aplicará una presión arriba de balance durante 2 semanas.

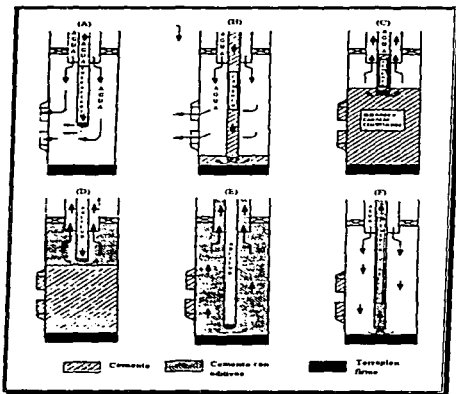


Figura 18. Procedimiento para la cementación forzada de BP

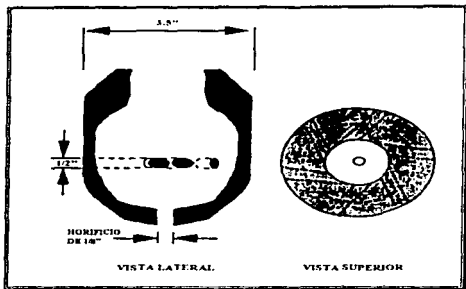


Figura 19. Boquilla de inyección

Un caso representativo de la operación de cementación forzada en un pozo empleando el procedimiento descrito arriba se muestra en la Figura 20. En este pozo había aumentado la RGA y disminuido la producción de aceite, después de la cementación forzada se produjo más aceite que antes y la RGA correspondió a la de yacimiento.

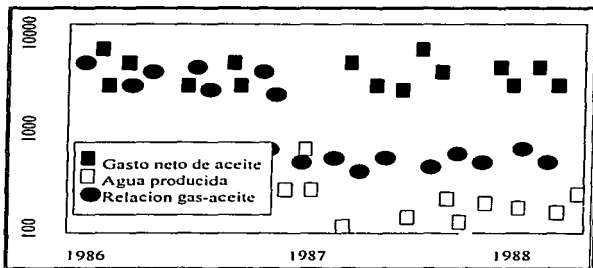


Figura 20. Caso histórico de una cementación forzada

El programa de cementación forzada de BP efectuado en 1986, fue muy económico: \$320.000 usando tubería flexible comparado con \$700.000 utilizando equipo convencional. Los costos de la cementación forzada con la tecnología de tubería flexible han disminuido significativamente desde 1985 (Figura 21).

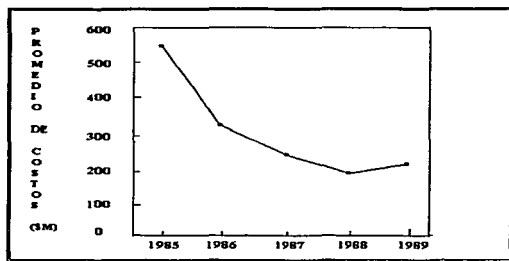


Figura 21. Evolución de los costos de la cementación forzada

#### **IV.1.3. PROBLEMAS DEBIDO AL COLAPSO DE LA TUBERIA FLEXIBLE**

El objetivo principal en el programa de reparaciones de B P fue incrementar la producción de aceite reduciendo la RGA de los pozos para contrarrestar de alguna manera la limitación derivada de la insuficiente capacidad de manejo de gas.

La principal preocupación de los investigadores fue la necesidad de evitar escariar el exceso de cemento que resulta de toda la operación de cementación forzada, lo cual implica que se tiene que sacar la t.f. e instalar un equipo convencional, por lo cual los estudios y pruebas realizados al cemento, se enfocaron a encontrar una mezcla de cemento, fluidos retardadores de fraguado y aditivos que permitan desplazar al cemento sobrante mediante circulación inversa a través de la t. f., a presiones inferiores a las de formación y de resistencia al colapso de la tubería. Algunas tuberías se

colapsaron durante los primeros trabajos. Como resultado BP Exploration Inc. realizó algunas pruebas de vida para la t. f. las cuales incluyen el colapso y los ciclos de fatiga.

Las pruebas de colapso fueron desarrolladas con tuberías flexibles de  $1\frac{1}{2} \times 0.095$ ,  $1\frac{1}{2} \times 0.109$ , y  $1\frac{3}{4} \times 0.109$ . Durante las pruebas en Prudhoe Bay, las tuberías de  $1\frac{3}{4}$  fueron consideradas como óptimas. BPX, además, se enfocó a la tarea de buscar la forma de incrementar al máximo la presión diferencial usada en la circulación inversa. La circulación inversa tiene la ventaja de reducir significativamente los volúmenes de fluidos y los tiempos que se requieren para remover el cemento.

La primera experiencia negativa en Prudhoe Bay fue el colapso de la t. f. que ocurría a una presión diferencial de 2000 psig. El colapso en la t. f. representa uno de los más grandes problemas en las operaciones. Cuando se colapsa la tubería es necesario matar el pozo para la recuperación del pescado. Como resultado de la experiencia con el colapso, BPX adoptó 1500 psig como máxima presión de trabajo para el colapso.

Analizando los resultados de las pruebas y con la experiencia de campo BPX determinó que el daño físico en la t. f. es el factor que contribuye en mayor medida al colapso de la tubería y que 1500 psig fue probablemente un límite de trabajo demasiado conservador para evitar que la tubería sea dañada. Incrementando los límites se puede permitir la circulación inversa a altos rangos y disminuir los costos y operaciones en el campo.

Una serie de pruebas se desarrollaron para verificar los límites de colapso. La t. f. fue sujeta a tensión entre la cabeza inyectora y el conjunto de preventores y se aplicó presión hasta que ocurrió el colapso.

La tensión se aplicó en un rango de valores de 0 a 28,000 lb. Estas pruebas se condujeron a temperaturas ambiente de -30 a -40 °F. Los resultados de estas pruebas con tubería de  $1\frac{1}{2}$  pg. se ilustran en la Figura 22. El caso D es sólo un ejemplo de que puede existir colapso a presiones bajas, además se formaron canalizaciones de  $1/32$  pg. cuando se probó la tubería a 65 °F. El caso E presentó daño cuando se realizó la prueba a -24 °F.

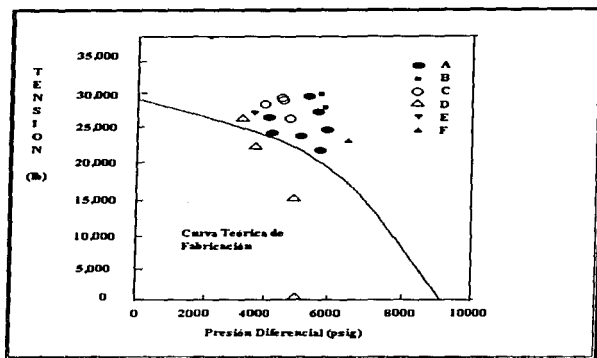


Figura 22. Pruebas de colapso para tubería flexible de 1 1/2

Las pruebas de colapso de BPX muestran que el cálculo teórico del colapso es válido para t. f. sin daño. Las deformaciones y raspaduras que pueden presentarse reducen la resistencia al colapso, consecuentemente, éste deberá ser considerado cuando se establezcan factores de seguridad para operaciones en el campo.

Considerando los límites de manufactura para el colapso y estallamiento de una t. f. de 1 1/2. BP a adoptado 3500 lb/pg<sup>2</sup> como máxima presión diferencial a 1/4 de la tubería.

#### IV.1.4. EQUIPO SUPERFICIAL

El equipo superficial usado para la cementación forzada con tubería flexible se muestra en la Figura 23. Este equipo difiere del equipo convencional para realizar cementaciones forzadas en que está adaptado para poder trabajar a temperaturas bajas extremas.





- El orden en que se mezclan los componentes en el campo debe ser estrictamente igual al realizado en la prueba previa.
- La dosificación de todos los materiales sólidos y líquidos debe realizarse en el lugar de trabajo.

#### **IV.1.6. CEMENTACION TIXOTROPICA CON TUBERIA FLEXIBLE**

El cemento tixotrópico se comporta como fluido cuando se expone a altos valores de cedencia, pero forma una estructura rígida de gel después de que el bombeo es suspendido. El cemento tixotrópico es una mezcla de cemento portland y sulfato de calcio semihidratado (yeso). La mezcla gelatinosa puede ser restituida a un estado líquido si se aplica una suficiente presión de bombeo. Sin embargo, el esfuerzo de gel se incrementa con cada ciclo de bombeo. Este comportamiento permite obtener la presión forzada necesaria para conseguir el éxito de la operación.

La cementación tixotrópica ha sido frecuentemente usada para cementación forzada en pozos con bajo gradiente de fractura, como pozos de inyección con agua de mar. BP Exploration, ha desarrollado un procedimiento de cementación tixotrópica para operaciones en Prudhoe Bay.

Con cementos convencionales, las operaciones forzadas pueden ser muy difíciles o imposibles de desarrollar en pozos con bajo gradiente de fractura. Se han obtenido éxitos limitados inyectando grandes volúmenes de lechada en cementaciones forzadas. Un nuevo procedimiento ha sido desarrollado para evitar la utilización de grandes volúmenes de cemento que implican altos costos de operación.

A fin de reducir al mínimo los riesgos que implica el bombear cemento tixotrópico a través de la tubería flexible se han establecido las siguientes recomendaciones de operación:

1. Bombear continuamente mientras el fluido tixotrópico se encuentre en la t. f.
2. Situar la boquilla inyectora arriba de la zona a cementar y bombear a través de la t.f. y del espacio anular alrededor de la tubería.
3. Inyectar el cemento a la formación con exceso de desplazamiento ya que puede ser difícil limpiar el pozo por circulación inversa.

4. Si la presión aumenta significativamente retirar la tubería flexible del pozo al tiempo que se bombea al espacio anular para mantener la presión en el fondo.

En la mayoría de los casos deberá realizarse una cementación forzada convencional después de una operación con cemento tixotrópico ya que al haberse reducido considerablemente la inyectividad no se logra alcanzar la presión final recomendada.

En una operación de prueba, después de tres etapas de cementación convencional, no se consiguió la presión forzada deseada, por lo cual se bombearon dos etapas de cemento tixotrópico. Al final se terminó con la etapa de cementación convencional, con lo que se consiguió exitosamente la cementación forzada. En la Figura 24 se muestran los resultados de las cementaciones forzadas realizadas en un pozo (M-29i). Después de tres etapas de cementación forzada convencional en que no se logró alcanzar la presión recomendada, se realizaron dos etapas de inyección convencional con lo que si se alcanzó la presión final deseada

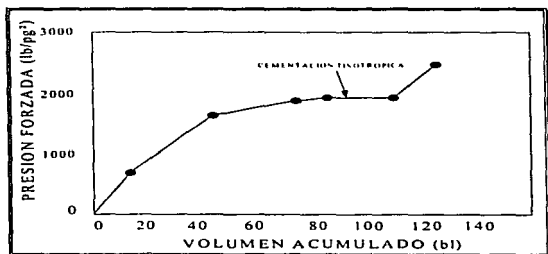


Figura 24. Procedimiento de cementación en el pozo M-29i

La experiencia de BP mostró que el cemento tixotrópico puede ser bombeado exitosamente a través de la t. f., tomando las precauciones del caso. La función del cemento tixotrópico es exclusivamente de reducir la capacidad de admisión de la formación.

#### **IV.1.7. CEMENTACION FORZADA CON TUBERIA FLEXIBLE A GRANDES PROFUNDIDADES**

Mobil Oil Indonesia ha usado exitosamente la tubería flexible para desarrollar operaciones de cementación forzada a profundidades cercanas a 10,000 pies y temperaturas de fondo de 350 °F. Estas operaciones fueron llevadas a cabo en Indonesia, en el campo Arun, uno de los mayores campos de gas en el mundo, los pozos en esta zona son prolíficos ya que producen un promedio de 70 MMSCFD de gas húmedo y gas y condensado.

#### **IV.1.8. CEMENTACION DE POZOS PARA ABANDONAR**

El interés en las operaciones de cementación utilizando t. f. en pozos que van a ser abandonados ha tenido un incremento reciente. Este interés ha sido principalmente el resultado de los éxitos de ARCO Alaska, el pionero en el uso de la tubería flexible en la cementación forzada. La tubería flexible al utilizarla para la cementación forzada reduce los costos de reparación y abandono. Tiene muchas ventajas significativas, dentro de las que se incluyen:

- Es posible correr la tubería flexible en pozos vivos.
- El intervalo productor puede ser alcanzado sin remover el cabezal o la tubería de producción.
- Una lechada de cemento puede ser colocada con precisión con la sarta de tubería flexible ya que el extremo de ésta puede situarse a la profundidad requerida.

Elf Aquitaine usó t. f. para cementar y abandonar 24 pozos en el campo de gas Frigg en el Mar del Norte. Las normas de operación estipulaban que los cedazos de producción debían ser taponados con cemento antes de que el aparejo de producción fuera retirado. Los pozos con un promedio de profundidad de 6750 pies, requirieron cada uno 11.5 horas de operación con t. f. para bombear 10 barriles de lechada de cemento (Figura 25).

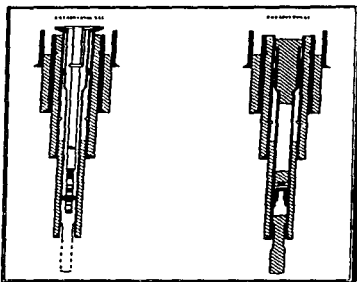


Figura 25. Estado de un pozo antes y después de una operación de cementación para abandono

El aparato de fondo de la tubería flexible incluye una válvula de contrapresión de paso completo (válvula check), una junta de seguridad, una barra recta con centradores rígidos y una boquilla de circulación. Los centradores se colocan para evitar problemas al pasar la tubería a través del niple de circulación y el colgador. Un equipo típico que se utiliza en las operaciones de abandono de pozos utilizando t. f. se muestra en la figura 26.

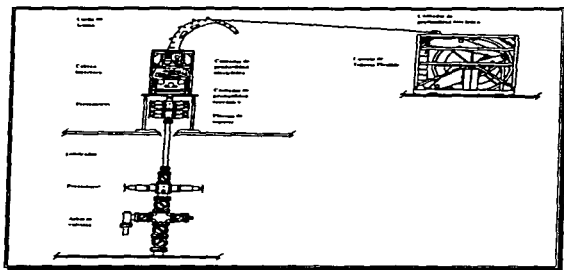


Figura 26. Equipo utilizado en una operación de abandono de pozos

La operación para abandonar un pozo incluyendo la remoción de la tubería de producción, fue concluido con la ayuda de con un equipo convencional de reparación. El costo total del abandono fue 6% menor cuando se usó t. f. trabajando en conjunto con el equipo convencional. Se espera una disminución de los costos en el futuro.

## IV.2 REGISTROS DE PRODUCCION CON TUBERIA FLEXIBLE

La tubería flexible se utiliza con normalidad para conducir herramientas de registros de pozos con cable eléctrico en perforaciones dirigidas y horizontales, como se muestra en la Figura 27.

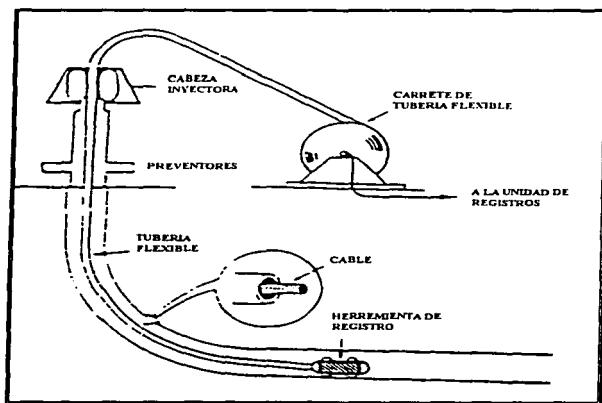


Figura 27. Operaciones de registros con tubería flexible

La tubería flexible puede transportar los dispositivos de registros dentro de pozos horizontales a distancias de 2,000 a 3,000 pies: a distancias mayores la tubería suele pandearse.

La tubería flexible se puede utilizar para inyectar fluidos fríos a determinados intervalos de roca para después a través de la misma tubería tomar registros de temperatura, cuyo perfil señalará las zonas de mayor o menor permeabilidad y porosidad.

La tubería flexible también se usa como elemento conductor de registros medidores de flujo. La Figura 28 muestra un conjunto de herramientas de registros.

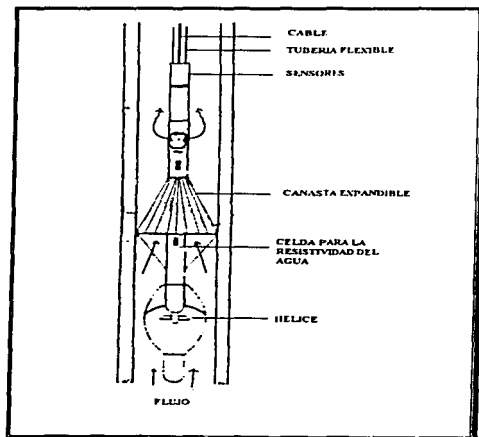


Figura 28. Analizador de flujo con tubería flexible

### IV.3. OPERACIONES DE TERMINACION (ACIDIFICACION) CON TUBERIA FLEXIBLE

La t. f. es usada para aislar, disparar, probar y estimular durante los trabajos de terminación de un pozo (Figura 29).

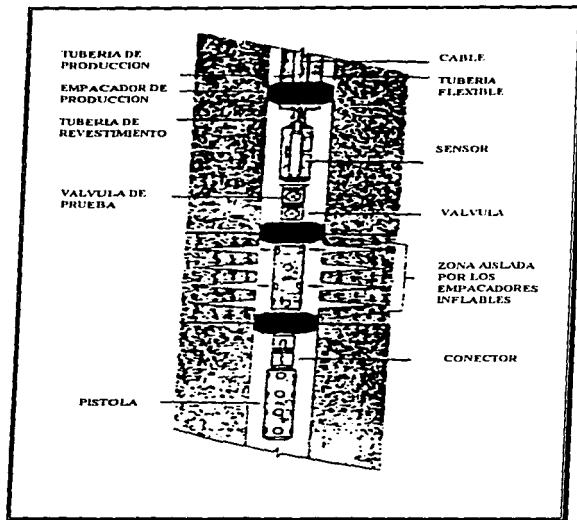


Figura 29. Utilización de la tubería flexible en diferentes operaciones

Dowell Schlumberger. ha desarrollado un sistema con tubería flexible para acidificar pozos horizontales con revestimiento ranurado o tuberías de revestimiento perforadas.



La t. f. se corre primeramente al fondo. Conforme se retira lentamente, el ácido se inyecta y un fluido inerte se bombea por el espacio anular para crear una contrapresión y forzar el ácido dentro de la formación. D.S. estableció que: "para yacimientos carbonatados (que podrían ser excelentes candidatos para pozos horizontales ya que están comúnmente fracturados), la inyección de ácido con equipo convencional puede resultar inadecuada ya que no podrán acidificarse intervalos amplios y la estimulación resultará deficiente.

Por lo mismo, la acidificación con t. f. tiene muy grandes reducciones en el daño a la zona expuesta, que de otro modo se acidifica en un sólo punto.

#### IV.4. OPERACIONES DE DISPAROS UTILIZANDO TUBERIA FLEXIBLE

El uso de la tubería flexible en operaciones de disparos coincide con el incremento de la perforación horizontal. En la actualidad se dispone de tres formas de conducir a la herramienta de disparos en pozos horizontales: tubería de producción, tubería flexible y tubería de perforación. El uso de la tubería de producción es muy costo, aunque el sistema permite una amplia selección de pistolas. La introducción de las mismas por medio de la t. f. (Figura 30) requiere el uso de pequeñas pistolas; sin embargo, ahorra tiempo y costos excesivos que pueden compensar las desventajas; pero siempre se debe considerar la baja penetración de los disparos debida al tamaño.

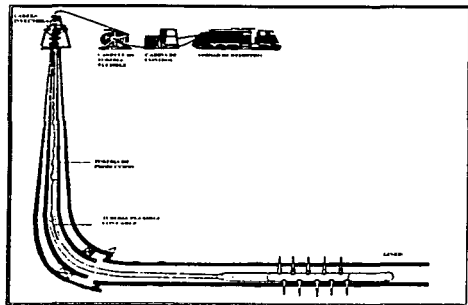


Figura 30. Transporte de herramientas de disparos con tubería flexible

La profundidad de penetración y la centralización son factores importantes a considerar en cualquier pozo, sin embargo, en pozos horizontales se debe hacer una planeación más exhaustiva. La centralización puede no ser fácil cuando se usa el sistema con t. f. Uno de los problemas al realizar los disparos es la presencia de arena en el fondo del pozo, aunque también puede existir grava.

El efecto que la tubería flexible puede tener en las operaciones a pozos petroleros es muy importante de analizar. Pruebas de campo realizadas por Dowell Schlumberger y otras compañías mostraron que no existen efectos adversos en la tubería y conectores como resultado de las operaciones de disparos utilizando esta tubería.

Curiosamente el control de la profundidad dentro de pozos horizontales es usualmente menos crítico que en operaciones verticales. Las correlaciones con rayos gamma son con frecuencia inciertas para el control de la profundidad. Una opción incluye la correcta indicación de la profundidad desde el carrete de la t. f. o localizar una junta radioactiva en la terminación de la zona productora. Esta junta puede ser fácilmente reconocida por el localizador de la T. R. o la herramienta de rayos gamma.

#### **IV.5. OPERACIONES COMUNES CON TUBERIA FLEXIBLE**

Cuando la tubería de revestimiento se encuentra en el pozo, ocurre frecuentemente que se forma herrumbre en las paredes. La tubería flexible se ha utilizado exitosamente para remover estas escamas no sólo en la tubería de revestimiento sino también en la tubería de producción: se bombea un fluido a presión a través de la t. f.

El fluido es bombeado a través de una boquilla a 5000 psi de presión. La efectividad del bombeo a presión se incrementa al instalar una boquilla de inyección en el extremo de la t. f., debido a las características de diseño de esta herramienta (tamaño de orificios y ángulo de salida), el fluido sale a alta velocidad en forma de múltiples chorros, de modo que puede limpiar un área relativamente grande en un tiempo reducido.

Cuando el agua es bombeada al pozo se le deben añadir polímeros de alto peso molecular (3 % del volumen), para reducir las fugas o pérdidas de fluidos debidas a la presión de circulación, esto permite que el gasto de circulación pueda ser incrementado de 50% a 70%.

El polímero reduce la difusión del chorro, de este modo incrementa la distancia de trabajo efectiva del chorro de 12 a 60 diámetros de chorro. Esto corresponde al incremento de la longitud efectiva del chorro de 0.6 a 3 pg. con 0.050 pg de diámetro de chorro. lo que es un factor importante cuando se está limpiando herrumbre resistente de la tubería de producción o de revestimiento.

#### IV.6. EMPACADORES

La instalación y retiro de empacadores inflables con tubería flexible es una operación que ahora ya se considera rutinaria. Estos trabajos se realizan cuando se tiene por objetivo inyectar algún ácido, aislar una zona productora o de presión anormal, etc. La sarta de trabajo con t. f. se muestra en la Figura 31.

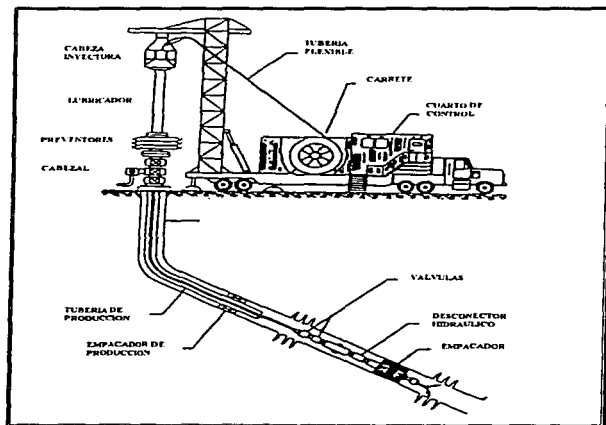


Figura 31. Equipo de trabajo para colocar y retirar empacadores

La secuencia para instalar y retirar un empacador inflable con tubería flexible se muestra en la Figura 32.

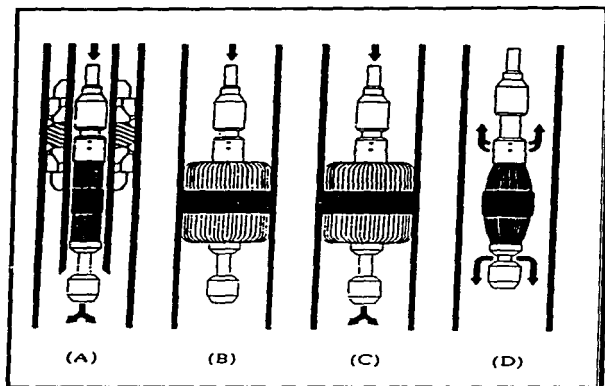


Figura 32. Secuencia de la instalación y retiro de un empacador inflable con tubería flexible

La t. f. también se ha utilizado para la inyección de inhibidores de corrosión en pozos productores de aceite y gas.

La tubería se corre al fondo del agujero y entonces se bombea el inhibidor de corrosión dentro del pozo, posteriormente se saca la t. f.

El inhibidor es bombeado dentro del pozo con una turbina a un alto esfuerzo de rotación, la turbina al girar ocasiona que el inhibidor sea descargado en forma de neblina con giros de 360° alrededor del agujero.

## IV.7 ESTIMULACION

### IV.7.1 HERRAMIENTA PARA ESTIMULAR O LIMPIAR UN POZO UTILIZANDO ACIDO

Oryx Energy realizó numerosas estimulaciones con ácido utilizando tubería flexible en pozos horizontales ya terminados en la caliza Austin Chalk. Oryx estimuló exitosamente pozos horizontales, removió el daño debido a la perforación, removió obstrucciones de material calcáreo utilizando para ello ácido clorhídrico al 15%.

Una herramienta común que se utiliza para la inyección de ácido se muestra en la Figura 33

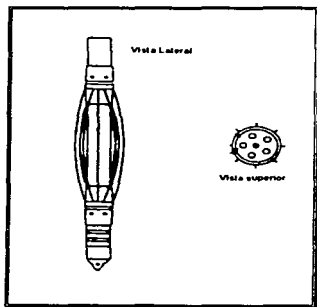


Figura 33. Herramienta utilizada para inyectar ácido

### IV.7.2 ACIDIFICACION SELECTIVA CON TUBERIA FLEXIBLE

Entre todas las aplicaciones que tiene la tubería flexible se encuentra la de inyectar ácido a la formación durante operaciones de estimulación. El ácido lleva como aditivo un inhibidor de corrosión para proteger a la tubería flexible; sin embargo, la corrosión

del ácido a la tubería no es posible eliminarla totalmente. En algunas instancias, la t. f. se usa para evitar la corrosión de las tuberías de revestimiento y de producción del pozo durante la acidificación, al impedir que el ácido esté en contacto con estas tuberías o que el contacto sea mínimo.

Recientes mejoras en la tecnología de los empacadores inflables permiten hacer operaciones de acidificación selectiva con t. f. Los procesos de acidificación con t. f. son significativamente más económicos que los trabajos con equipo de reparación convencional. Adicionalmente, la t. f. puede ser desplegada a través de tubería de producción y permitir más rápidamente la colocación del ácido.

Canadian Fracmaster usó t. f. para acidificar un pozo que era utilizado para la inyección de agua. El gasto de inyección tenía un decremento significativo debido a la precipitación de  $\text{CaCO}_3$ . Se instalaron un par de empacadores en el intervalo obstruido, y se inyectó HCL al 15% a la zona. El gasto de inyección después de la acidificación se incrementó seis veces comparado con los valores observados antes del tratamiento.

#### **IV.7.3 ACIDIFICACION DE POZOS HORIZONTALES**

La penetración uniforme de todo el intervalo horizontal es un requerimiento fundamental de cualquier trabajo de acidificación que se considere exitoso. Las zonas ladronas y naturalmente fracturadas necesitan ser identificadas antes de cualquier tratamiento.

Las tres técnicas básicas para un trabajo de acidificación en un pozo: inyección con tubería normal, inyección a través de t. f. o tubería convencional, inyección a través de la t. f. y simultáneamente inyección a través del espacio anular de un fluido inerte. La primera técnica se considera económica, pero los resultados son relativamente pobres en la zona de interés. La experiencia ha demostrado que este tratamiento puede ser suficiente en algunas secciones horizontales del pozo menores a 1000 pies de longitud. La t. f. es un sistema ideal para pozos con tramos horizontales muy largos por la inyección del ácido en la zona seleccionada.

Para evitar la entrada del ácido a las zonas ladronas se protegen éstas, en caso de calizas con ácido benzoico, las zonas de sal con un fluido base aceite y las areniscas con resinas del aceite o espumas.

Cuando se acidifica con t. f., la tubería es corrida hasta el fondo y lentamente se va levantando cuando se inyectan los fluidos. La efectividad que se obtiene al proteger

algunos intervalos en el pozo es una función del gasto de inyección y de la velocidad con que se saca o levanta la t. f..

En el caso de un pozo en la caliza Austin Chalk, Dowell Schumberger trató un pozo con longitud horizontal de 3000 pies con 5000 gal de un sistema de HCl al 15%. La t. f. fue corrida a la profundidad total y levantada a 2.5 pies/min. Diversos baches de 210 gal de ácido benzoico fueron inyectados en ocho ocasiones a lo largo de todo el intervalo. Los niveles de producción antes del tratamiento eran cerca de 140 bl/día. Después de que los trabajos fueron terminados, se incremento la producción a 450 bl/día.

Oryx Energy desarrolló numerosas estimulaciones con ácido en pozos horizontales en la formación Austin Chalk. Estos pozos fueron comúnmente terminados con disparos en la tubería de revestimiento. Logró con éxito estimular pozos horizontales, removiendo el daño ocasionado por la perforación y en obstrucciones al sistema de fracturas.

Cuando se utilizó t. f., los gastos de inyección se limitaron a 2-3 bl/min debido a las 5000 lb/pg<sup>2</sup> de presión limite que se manejan. Gastos más altos son posibles con tuberías más grandes. En la Figura 34 se muestra un arreglo de herramientas para realizar una estimulación.

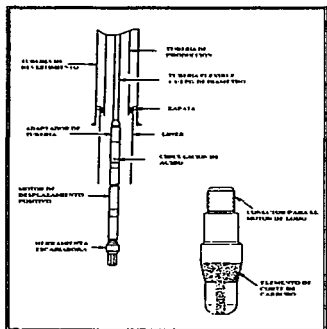


Figura 34. Aparejo de fondo y su funcionamiento para una operación de limpieza

#### **IV.7.4 INYECCION DEL INHIBIDOR CON TUBERIA FLEXIBLE**

Algunos pozos requieren frecuentemente la inyección de pequeñas cantidades de químicos como son los inhibidores para el control de la corrosión. Una variedad de métodos han sido usados para introducir inhibidores dentro de pozos de gas y aceite. Los inhibidores pueden ser inyectados a través de pequeñas tuberías paralelas o concéntricas a la tubería o a través del espacio anular. Sin embargo, la mayoría de los pozos no permiten por cuestiones mecánicas la aplicación de este procedimiento. La tubería flexible es introducida por el espacio anular y a través de ella se inyecta el inhibidor, desplazándolo con nitrógeno. Cuando se efectúa este trabajo el pozo debe ser cerrado y debe tener presión suficiente para una colocación segura del inhibidor en el sitio preciso.

La compañía Camco desarrolló un procedimiento de inhibición usando t. f. y una válvula de inhibición especialmente diseñada para controlar las presiones que se generan en el pozo como resultado de esta operación. El tratamiento de inhibición con este sistema puede ser perfectamente controlado. Debido a los dispositivos mencionados con anterioridad la producción del pozo no necesita ser interrumpida cuando se está realizando la inyección de los fluidos. El bache inhibidor es bombeado a través de la tubería, la válvula de inhibición se activa y la t. f. corrida a la profundidad de tratamiento. A continuación, la t. f. es extraída del pozo y el inhibidor es inyectado al mismo tiempo.

La válvula de inhibición de Camco, se diseñó para controlar el ritmo de inyección del inhibidor durante el tratamiento y para asegurar una descarga uniforme. Parte de la producción del pozo es conducida a través de la válvula y usada para accionar una pequeña turbina que dispersará al inhibidor en forma de niebla. El gasto es controlado por la presión de gas en el pozo, si esta presión es insuficiente se complementa con nitrógeno inyectado desde la superficie.

El volumen del inhibidor bombeado con la t. f. es una función de la longitud y el diámetro de la tubería utilizada así como del espesor de pared. En un trabajo típico, la mezcla de inhibición es diluida con un volumen igual de diesel.

El primer trabajo de Camco con este sistema, fue exitosamente terminado en seis horas. El gasto de flujo a través de la tubería fue de 70 pies/min debido a la baja capacidad de bombeo de fluido. Futuros trabajos pueden ser terminados en menos tiempo con la aplicación de mayores gastos de bombeo. La producción puede ser mantenida durante el procedimiento, pero con una pequeña disminución del nivel debido a la reducción del área de flujo de la tubería de producción. Se restauró la producción alrededor de una hora después de terminar el tratamiento.



#### **IV.7.5 ACIDIFICACION CON ADITIVOS REDUCTORES DE TENSION SUPERFICIAL**

Un sistema de espuma y ácido/solvente ha sido utilizado como una alternativa efectiva para la acidificación con espuma en pozos de inyección de agua. Este sistema de espuma que puede ser fácilmente inyectado con t. f. es estable cuando se circula aceite y partículas a la superficie.

A la espuma se le han encontrado muchos usos y se incluye la recuperación de aceite durante la perforación, acidificación, fracturamiento, recuperación secundaria así como diversos desplazamientos de muchos otros fluidos. Esta mezcla de solventes son usados para reducir la tensión superficial durante la acidificación. Como consecuencia, la penetración de ácido y la limpieza es más probable. Las ventajas de la espuma ácida con mezclas de solventes incluye la baja pérdida de fluidos, buen acarreo de finos, baja presión hidrostática, requerimientos de bajo volumen de líquido y mejora la remoción de baches de aceite.

En 1972, Shell y Nowseo reportaron excelentes resultados con tratamientos de la mezcla solvente/ácido desplazados mediante la t. f. en pozos de gas, alrededor de 90% de los pozos tratados con este sistema mostraron significativas mejoras después de la operación. En suma, la mejora de la producción es evidente.

#### **IV.8 UTILIZACION DE LA TUBERIA FLEXIBLE EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.**

Nowseo y Anderson Exploration realizaron una exitosa terminación con fracturamiento en tres pozos de gas con ayuda de la t. f. Los pozos están localizados en el campo Bentry en el suroeste de Alberta.

Estos tres pozos eran direccionales y fueron perforados desde un solo sitio, con rangos de desviación de 62° a 78°, alcanzando una profundidad total vertical de 1640 pies (500 m). Las operaciones de terminación y estimulación fueron llevadas simultáneamente en más de un pozo a la vez, permitiendo tres tratamientos de fracturamiento realizados por día (uno en cada pozo).

Cada pozo fue preparado para correr un registro de rayos gamma-neutrón y localizador de juntas de tubería de revestimiento, disparando posteriormente con pistolas de 3 1/8 pg. y localizando un tapón puente para aislar la zona de interés de otras inferiores. Los registros fueron corridos a velocidades promedio de 20 pies/min para el de rayos

**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

gamma y 33 pies/min para el detector de juntas de T.R. El límite de altura de la grúa y longitud de la pistola de disparos es de aproximadamente 20 pies. Alrededor de cuatro corridas de disparos se requieren por zona. Cada corrida fue terminada en una hora. Los taponos puente retirados con el localizador de juntas y puestos con una línea de herramienta de reparación convencional.

La zona fue fracturada con agua gelatinizada con arena de malla 20/40. La cantidad de arena es de 11,000 a 66,000 lb y a una concentración máxima de 420 lb/bl. Un rango de bombeo para fracturamiento de 19-15 bl/min y presión máxima de 2175 lb/pg<sup>2</sup>.

La limpieza de arena se requiere después de cada tratamiento de fracturamiento para remover la arena remanente desde el fondo. Un bache de espuma fue circulado a un gasto de 0.25 bl/min y presión de 4000 lb/pg<sup>2</sup>. Este flujo es suficiente para limpiar a través de una t. f. de 1 pg.

La tubería flexible fue corrida un total de 95 veces para estas operaciones, incluyendo 3 viajes para registros, 51 para disparar, 22 para localizar y retirar los taponos puente, 11 para limpiar de arena y 14 corridas abortadas, 5 para realizar nuevamente trabajos de remoción de arena que se efectuaron con anterioridad de manera incompleta.

Cuando se usa t. f. de 1 1/2 pg., los rangos de inyección quedan limitados a 2-3 bl/min debido a la presión máxima permitida de 5000 lb/pg<sup>2</sup> de presión superficial. La obtención de altos ritmos de bombeo son posibles con tuberías mayores.

#### **IV.8.1. LIMPIEZA DEL POZO UTILIZANDO TUBERIA FLEXIBLE ANTES DE FRACTURAR**

Antes de iniciar un trabajo de fracturamiento hidráulico, es necesaria la limpieza del pozo de contaminantes tales como el exceso de cemento, grasa o lubricantes y herrumbre. La limpieza, además prepara al pozo para correr herramientas de registro y taponos puente.

La operación de limpieza a los pozos se realiza a altas presiones, inyectando fluido. Este sistema utilizando t. f. permite la eficiente remoción de residuos de cemento de las paredes de la T. R. El beneficio más importante usando t. f. es el económico.

## **V. VIDA UTIL DE LA TUBERIA FLEXIBLE**

Debido a las innovaciones tecnológicas tanto en los materiales como en las técnicas y a la creciente demanda de economía en la industria, la tubería flexible está sufriendo una diversificación e incremento en las aplicaciones en los pozos. Además, los parámetros operativos (presión, profundidad y temperatura) aumentan conforme se descubren nuevas tecnologías. Como resultado de esto, es preciso evaluar la capacidad de trabajo que puede brindar la tubería.

Se han llevado a cabo investigaciones para establecer las restricciones operativas, predecir y medir la vida útil de la tubería flexible.

Históricamente las aplicaciones de la tubería flexible han sido limitadas por la presión interna (estallamiento) y la resistencia a la tensión, por lo que estas limitaciones están restringiendo las profundidades de operación. Actualmente se dispone de diámetros mayores de tubería, por lo que las presiones de bombeo en superficie disminuyen y pueden ser alcanzados altos ritmos de flujo. La ventaja de contar con un diámetro mayor de tubería es que se reducen las caídas de presión por fricción y se incrementa el área de flujo.

### **V.1 LIMITES QUE AFECTAN LA VIDA DE LA TUBERIA FLEXIBLE.**

De acuerdo a las pruebas de laboratorio y a las experiencias obtenidas en el campo, se establecen los siguientes efectos que restringen la vida de la tubería, los cuales deben ser considerados en cualquier tipo de operación:

- Efectos de fatiga debido a ciclos de flexión de baja frecuencia
- Efectos de presión y tensión
- Efectos de diámetro y ovalidad

Los efectos están relacionados entre sí, pero de algún modo pueden ser analizados por separado, aunque la fatiga no afecta de manera importante la resistencia a la presión y tensión. Los efectos de diámetro y ovalidad son normalmente especificados con base

en los límites de diseño del equipo superficial, tal como el lubricador (stripper) y los preventores.

### **V.1.1 EFECTOS EN LA TUBERIA FLEXIBLE DEBIDOS A CICLOS DE FLEXION DE BAJA FRECUENCIA**

La cantidad de trabajo sufrido por una sarta de tubería flexible, se registra como "metros recorridos", esto es, los metros acumulados en la tubería al introducirse en el pozo. La restricción de éste método es que no toma en cuenta los ciclos de flexión que fatigan a la tubería (un ciclo equivale a una enrollada y desenrollada de la t.f. en el carrete). La mayoría de las fatigas sufridas en la tubería son el resultado de las deformaciones multiaxial, cíclica y plástica, que ocurre cuando la tubería se mueve del carrete hacia la guía de la tubería conocida como el cuello de ganso (Figura 35) y pasa a través de éste hacia el interior del pozo. Bajo condiciones normales una vez que la tubería entra al pozo, la deformación plástica que experimentó se reduce considerablemente o inclusive desaparece. Por lo tanto, la fatiga en la tubería es consecuencia del proceso de enrollar y desenrollar que ocurre en el carrete y en el cuello de ganso al meter y sacar la t. f. al pozo. Debido a las limitaciones prácticas de diseño del equipo que se emplea en el manejo de la t. f., el grado de flexión que sufre siempre excede el límite elástico del material. Ya que la tubería está sujeta a una deformación plástica cuando se enrolla o desenrolla, el daño se acumula constantemente conforme se usa la sarta y por esta razón la tubería deberá considerarse como un material que se desgasta. Desafortunadamente, esta "velocidad de desgaste" o daño acumulado, no es uniforme a lo largo de toda la sarta, lo que hace difícil predecir los límites aceptables.



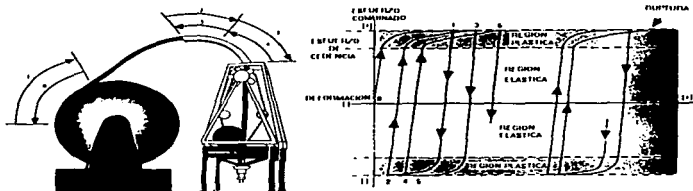


Figura 36. Eventos de curvatura plástica en el sistema de tubería flexible

El primer punto donde se inicia la deformación plástica de la tubería es sobre el carrete; un factor que influye en dicha deformación es el diámetro de los carretes en los cuales se enrolla la tubería durante las operaciones, su diámetro total varía de 48 pg a 135 pg y diámetro del núcleo de 72 pg a 82 pg, lo cual evidencia variaciones muy grandes. Cada cama de tubería enrollada incrementará el diámetro de flexión por un factor de dos veces el diámetro externo de la tubería, es evidente que la deformación plástica es un factor constante, dicha deformación sufrida en el carrete, variará en función de la cantidad de tubería enrollada, ocasionada por los cambios progresivos de los radios de flexión, conforme la tubería se desenrolla del carrete.

Una vez que la t.f. ha salido del carrete, prosigue hacia la guía de la tubería (cuello de ganso), la cual se instala de 10 a 30 metros del carrete. El cuello de ganso tiene un radio que varía de 48 a 84 pulgadas, dependiendo de la compañía que lo fabrica o de las necesidades de operación. Este radio de flexión, generalmente es más abierto que en el carrete, pero se ha observado que el espaciamiento entre los rodillos en la guía puede concentrar más momentos de flexión que el carrete, ya que aquí está enrollada en camas continuas. La tubería pasa continuamente por los rodillos, es por esto que su tamaño y posición en el cuello de ganso tiene más impacto en la vida del tubo que la que tiene el diámetro del carrete.

Cuando la tubería ha pasado el cuello de ganso, continúa hacia la cabeza inyectora, la cual consiste de un juego de cadenas opuestas que contienen grapas, estas se ajustan a la superficie del contorno de la tubería. La cantidad de presión en las cadenas, es una variable que se controla y que puede tener un fuerte impacto sobre la vida de la tubería. Si la presión se incrementa a un nivel que pueda deformar u ovalar el tubo, la vida de la tubería se reduce generalmente, debido a la "acción de balón" que expande el tubo.

La tubería es introducida a presión, a través de un elemento presurizado llamado lubricador (stripper) y posteriormente al conjunto de preventores, en donde entra en contacto con el pozo. En este punto, la serie de fuerzas compresivas y de flexión se reducen considerablemente. Continuando la introducción de la tubería dentro del pozo, queda sujeta solamente a deformaciones elásticas y no plásticas. En el pasado se consideraba que el punto de mayor esfuerzo estaba en la sección inmediatamente abajo del lubricador, ya que la mayor parte de la tubería estaba dentro del pozo y se tenían las máximas cargas por el peso de la sarta. Se ha visto que el área donde se presenta la mayor deformación plástica está entre el carrete y el lubricador, de hecho, la mayoría de las fallas por fatiga ocurren en algún punto de la parte inferior de la tubería entre el cuello de ganso y el carrete de la t. f., cuando se está sacando del pozo.

### **V.1.3 DINAMICA DEL PROCESO DE FATIGA**

La fatiga se define como un cambio estructural progresivo (recristalización de los componentes del acero), local y permanente que ocurre en un material cuando se sujeta a deformaciones fluctuantes a esfuerzos repetitivos nominales, que por lo general son mucho menores que la resistencia a la tensión del material. El proceso de fatiga pasa por tres etapas:

- Daño por fatiga que permite la formación de una fractura
- Crecimiento de la fractura
- Falla final súbita de la sección transversal remanente

Esta última fase es frecuentemente la primera evidencia visible de que ha ocurrido fatiga. La mayor parte de la vida de una tubería flexible tiene lugar antes de que se inicie la fractura. Es probable que debido a las extremas deformaciones plásticas a que se somete la t. f. cuando es enrollada, una vez que la fractura se inicia, esta crece rápidamente hasta llegar al punto de falla. En la fatiga por bajos ciclos, se inician o presentan microfisuras, en algún punto de discontinuidad de la superficie del metal o en la microestructura. Durante los esfuerzos cíclicos de carga, mientras se puedan evitar los puntos de mayor concentración de esfuerzo mayor será la vida. Por otro lado, en la tubería existen dos áreas expuestas a la picadura por corrosión, la superficie interna de la tubería y el cambio en la microestructura que se presenta junto a la soldadura de la tubería.

Pruebas de fatiga por ciclos, han establecido que dos de los principales factores que afectan la vida de la tubería son el radio de flexión y la presión interna. Debido a que el radio de flexión por lo general excede el límite elástico del material sus efectos pueden extenderse fácilmente. Lo que ha sido más difícil de estudiar, es el drástico efecto de la presión interna sobre la vida cíclica de la tubería. Un ejemplo de ello son las pruebas llevadas a cabo en una tubería que tuviera una cedencia interna, es decir, un límite elástico de 10,000 lb/pg<sup>2</sup> y que soportara cerca de 200 ciclos antes de fallar, pero sin tener presión interna, posteriormente se le aplicarían 5,000 psi de presión interna y fallará aproximadamente a 40 ciclos. Otro fenómeno observado a menudo y que no se ha explicado totalmente, es la fatiga que ocurre en la parte baja de la tubería, cuando pasa del cuello de ganso hacia el carrete al sacar la tubería. Un examen de estas fracturas y la investigación de la fatiga, han llevado a establecer la siguiente hipótesis de la dinámica de este tipo de falla por fatiga:

El inicio de la fractura ocurre en la parte baja de la superficie interna del tubo que está sujeta a una deformación plástica por tensión conforme la tubería entra o sale del cuello de ganso. La parte superior de la superficie interna del tubo está sujeta a un esfuerzo de compresión más que de tensión. Después de que se ha iniciado la fractura, se sujeta a un efecto llamado de "hidrocuña" de la siguiente manera: la fractura se abre conforme pasa a través del cuello de ganso y a su vez ésta se llena con el fluido a presión que está dentro de la tubería. Cuando la sección que contiene la fractura se endereza, la fractura se cierra y el fluido que queda dentro de la fractura actúa como una cuña causando más expansión de la matriz. Esta acción de cuña probablemente ocurre en los lados del cuello de ganso, pero las cargas multiaxiales de la tubería en las cadenas pueden dar suficiente soporte para limitar los efectos de la acción de cuña. Sin embargo, en el área entre el cuello de ganso y el carrete, hay muy poca carga sobre la tubería y esta falta de contrafuerza puede incrementar el efecto de "hidrocuña".

Debido a que los daños más significativos del mecanismo que afecta la vida de la tubería flexible se deben a la deformación plástica. El mínimo radio de curvatura que evita esta deformación está dado por la siguiente ecuación:

$$R_y = \frac{E r_o}{\sigma_y}$$

$R_y$  = Radio de curvatura mínimo

$r_o$  = Radio exterior de la tubería

$E$  = Modulo de Young

$\sigma_y$  = Esfuerzo de cedencia



En la Tabla 4 se muestra el mínimo radio de curvatura elástica, para varios diámetros de tubería. Estos cálculos están basados en un esfuerzo de cedencia nominal de 70.000 lb/pg<sup>2</sup>.

Diámetro de TF (pg)	Radio de Curvatura $R_y$ (pies)
1.00	17.9
1.25	22.3
1.50	26.8
1.75	31.3
2.00	35.7
2.38	42.4

Tabla 4. Mínimo radio de curvatura elástico para Tubería Flexible

#### V.1.4 ESFUERZOS EN LA TUBERÍA FLEXIBLE

Los esfuerzos en la tubería flexible son ocasionados por presiones internas, externas y los esfuerzos axiales a los cuales se somete la tubería (tensión y compresión). Las fuerzas externas ocasionan un campo de esfuerzo en el material de la tubería, el cual puede ser descrito entendiendo los tres esfuerzos principales que son: el esfuerzo axial, el esfuerzo radial y el esfuerzo circunferencial (tangencial). La Figura 37 muestra los tres principales esfuerzos que actúan sobre una sección de la tubería.

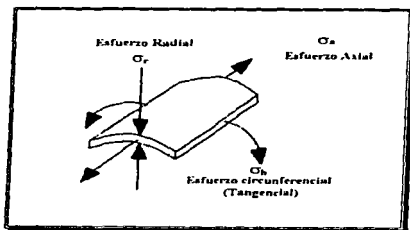


Figura 37. Esfuerzos principales en la tubería flexible

El estudio del comportamiento de los materiales bajo esfuerzos (como el acero) se hace con base en esfuerzos de tensión a los cuales se somete el material. Las fuerzas que se aplican a los cuerpos dan lugar a esfuerzos internos de diferentes tipos, la magnitud de éstos se mide en unidades de fuerza sobre unidades de superficie, por ejemplo  $\text{kg/cm}^2$  o  $\text{lb/pg}^2$ .

Un análisis de la relación esfuerzo-deformación puede ayudar a definir el comportamiento de la t. f. durante su empleo normal. En la Figura 38 se presenta una curva típica de esfuerzo-deformación. El esfuerzo ( $s$ ) del material está dibujado sobre el eje Y, y la deformación ( $e$ ) sobre el eje X. Cuando se aplica una fuerza se producen esfuerzos que dan lugar a una deformación.

La ley de Hook establece que para un material elástico la deformación es proporcional a las fuerzas aplicadas y el factor de proporcionalidad se llama modulo de elasticidad. Este se define por:

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

$E$  = Modulo de elasticidad  
 $\sigma$  = Esfuerzo  
 $\epsilon$  = Deformación

El modulo de elasticidad es la pendiente de la recta OA y representa el esfuerzo en el punto A, se conoce como límite de proporcionalidad. Directamente arriba de este límite, se encuentra el punto B, el cual se describe como límite de elasticidad. Si el esfuerzo aplicado al metal no rebasa la magnitud de  $\sigma$  indicada en el punto A la relación esfuerzo-deformación siempre se mantendrá dentro de la recta OA. Pero si algún esfuerzo aplicado a ese material supera el mencionado valor de  $\sigma$  que se considera el esfuerzo correspondiente al límite elástico del material entonces las deformaciones no serán elásticas sino empezarán a ser plásticas que ya no corresponden a una ley de variación lineal sino a una curva como la mostrada en la misma Figura 38. Ya entonces las deformaciones serán permanentes, es decir que la pieza no regresa a sus dimensiones originales quedando deformada. En esas condiciones su resistencia a los esfuerzos se verá sensiblemente disminuida.

Cuando las cargas se aumentan progresivamente, el esfuerzo del material puede incrementarse más allá del límite elástico y alcanzar el punto C, llamado punto de cedencia del material. El punto de cedencia es el punto que corresponde a la iniciación de la deformación plástica en el material. Una vez que el límite de cedencia es

alcanzado, ocurre una deformación permanente, la deformación plástica se desarrolla y el material comienza a elongarse permanentemente.

En investigaciones realizadas para la tubería flexible las compañías adoptaron una aproximación generalizada de 2% en la deformación, que se adoptó para localizar el punto cedente C sobre la curva esfuerzo-deformación y determinar así el esfuerzo de cedencia en la tubería de una manera consistente. Esto se muestra en la línea C-X<sub>0.2</sub>%.

La pendiente de la línea P-O' se define como el módulo de plasticidad del material e intercepta en el eje X, presentándose la deformación plástica resultado del evento de deformación. Siguiendo aplicando un esfuerzo adicional se puede alcanzar el punto D, que es el esfuerzo de tensión último del material. Una vez que el punto D es alcanzado se alcanza el punto de ruptura del material.

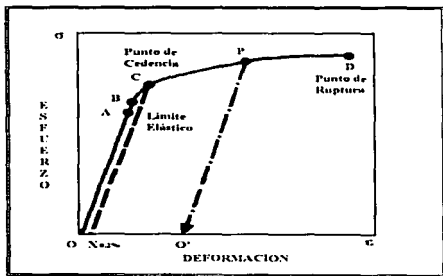


Figura 38. Comportamiento Esfuerzo-Deformación en la tubería flexible

### V.1.4.1 ESFUERZO AXIAL

El esfuerzo axial ocasionado por la fuerza axial aplicada a la tubería flexible cuando se encuentra bajo tensión, se representa matemáticamente de la siguiente manera:

$$\sigma_{ax} = \frac{F_a}{A}$$

$\sigma_{ax}$  = Esfuerzo axial

$F_a$  = fuerza axial

$A$  = área

Donde  $A$  es el área transversal de la tubería y está dada por la siguiente ecuación:

$$A = \pi(r_o^2 - r_i^2)$$

Cuando la tubería está bajo el esfuerzo de compresión ( $F_a$  es negativa) y con una fuerza mayor que la carga de flexión helicoidal, la tubería flexible formará una hélice. Cuando el agujero es vertical la carga helicoidal es cero.

Esto significa que la tubería formará una hélice, tan pronto como se aplique una carga compresiva. La hélice ocasionará un esfuerzo de flexión adicional en la tubería

### V.1.4.2 ESFUERZO RADIAL Y CIRCUNFERENCIAL (TANGENCIAL)

El esfuerzo radial es una función directa de las presiones a las cuales se somete la tubería flexible, cuando la presión externa a la tubería es mayor a la interna el esfuerzo es negativo y cuando la presión interna es mayor que la externa el esfuerzo es positivo. El esfuerzo máximo ocurrirá siempre en la superficie interna de la tubería.

El esfuerzo de cedencia en la dirección circunferencial depende de los esfuerzos radial y axial. El esfuerzo radial es el más pequeño en magnitud de los tres y frecuentemente es ignorado.

Los esfuerzos radiales y tangenciales pueden ser calculados usando las ecuaciones de Lamber's, las cuales se muestran a continuación:

$$\sigma_r = \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} - \frac{(P_i - P_o) r_i^2 r_o^2}{(r_o^2 - r_i^2) r^2}$$

$$\sigma_\theta = \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} + \frac{(P_i - P_o) r_i^2 r_o^2}{(r_o^2 - r_i^2) r^2}$$

En estas ecuaciones  $r$  es la distancia radial en la pared de la tubería flexible entre  $r_i$  y  $r_o$ , en donde el esfuerzo está siendo calculado. El esfuerzo máximo siempre ocurrirá en la superficie interna o externa.

El esfuerzo de cedencia en la dirección circunferencial depende de los esfuerzos radial y axial. El esfuerzo radial es el menor en magnitud de los tres y frecuentemente se le ignora.

## V.2 LIMITES DE PRESION Y TENSION

La tubería flexible dentro del pozo está sometida a diversos esfuerzos, éstos provocan en un momento dado que la tubería falle o se rompa; sin embargo, al evaluar el efecto de estos esfuerzos, se deben considerar la fatigas o las deformaciones que la tubería ha absorbido debido a los ciclos de flexión en el cuello de ganso y en el carrete. Cuando la tubería ha sido tratada térmicamente (templada en frío y calor) tiene una mayor resistencia (aproximadamente 40%) en dirección radial y longitudinal, esto incrementa el rango de carga de tensión y resistencia a la presión.

Los principales esfuerzos que afectan la vida de la t. f. tienen diferente origen y magnitud, sin embargo, la interrelación entre éstos puede afectar cualquier parámetro o especificación de la tubería, es decir, la capacidad de tensión puede cambiar debido a una variación en el esfuerzo axial; la resistencia al colapso o al estallamiento sufre un cambio con la variación de los esfuerzos radial y tangencial.

### **V.2.1 DAÑO EN LA TUBERÍA FLEXIBLE DEBIDO A LOS ESFUERZOS DE PRESIÓN Y TENSION**

Cuando la t. f. está sujeta a los ciclos de fatiga así como de presión interna tiende a sufrir deformación permanente. El diámetro se incrementa, el espesor de pared disminuye y los límites de cedencia cambian, por consiguiente pueden ser excedidas las especificaciones originales al estar realizando cualquier trabajo en perjuicio de la vida útil de la tubería y de toda la operación.

En los ciclos de viaje la fatiga de la tubería se altera debido a los esfuerzos continuos de flexión (plástica), en el carrete y cuello de ganso al meter y sacar la tubería (efecto de yoyo). Al introducir ésta al pozo la deformación pasa de plástica a elástica; sin embargo, la tubería presenta fatiga acumulada, consecuentemente disminuirá la resistencia al colapso así como al estallamiento, su comportamiento no es como en las condiciones originales pero puede operar bajo ciertos límites en forma segura

La presión interna ocasiona que la tubería falle al rebasar los límites de resistencia (estallamiento) debido a que el espesor de pared sufrió un adelgazamiento y reducción de resistencia por los efectos del ciclo de flexión, tipo de fluido y manejo de presiones altas.

Otro factor que interviene directamente en la vida de la t. f. es la presión externa, cuyos efectos pueden causar: colapso debido a ovalidad en la tubería, disminución en el espesor de pared, por rebasar el límite de cedencia a la presión de colapso y por ciclos de fatiga acumulada, sin embargo el efecto puede ser contrarrestado al equilibrar las presiones dentro y fuera de la tubería, también puede ser aumentado el espesor de pared para tener mayor resistencia, aunque esto disminuye sensiblemente el área de flujo.

La tubería es propensa a fallar debido a los esfuerzos de tensión, causadas principalmente por: la carga axial originada por el propio peso de la tubería, por adelgazamiento de sus paredes, ciclos de fatiga, altas densidades de fluidos en su interior, fallas por soldadura y tratamiento térmico inadecuado (soldadura de dos o más tramos).

Dentro de las operaciones con tubería flexible, existen esfuerzos axiales de tensión y compresión que contribuyen a disminuir su vida útil. Cuando la tubería está sometida a un esfuerzo compresivo tiende a formar una senoide dentro del pozo. La Figura 39, presenta las configuraciones de la tubería flexible senooidal y helicoidal bajo cargas de compresión. El esfuerzo máximo de compresión en la curvatura de la senoide, cuando se continúa aplicando el esfuerzo axial o la carga de tensión disminuye la tubería

adquiere una forma helicoidal, es decir la flexión es una combinación de los esfuerzos de tensión y compresión. Estas deformaciones provocan que la tubería falle y con ello pueden ocurrir situaciones de pesca, provocando la intervención del pozo para recuperar la tubería y consecuentemente el costo de la operación se incrementará.

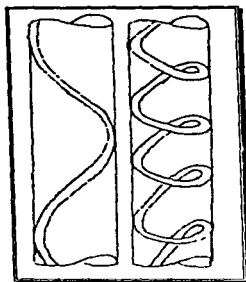


Figura 39. Configuración Senoidal y Helicoidal de la tubería flexible

### V.3 LIMITES DE PESO Y TAMAÑO DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE

Cuando se planea y diseña una operación con tubería flexible existen factores tales como el peso y el tamaño de la tubería que deben ser primeramente considerados, para determinar la cantidad de tubería que puede ser transportada en el remolque y almacenada en el carrete.

La longitud máxima de tubería flexible que puede ser almacenada está en función del tamaño del carrete y del tambor, el límite de peso y longitud del remolque en el cual será transportada. Se deben considerar las leyes y normas de las regiones de trabajo para el manejo de este tipo de vehículos, es decir, ancho de las carreteras, altura de los puentes, tipo de terreno en brechas, etc. Un factor que restringe el peso de la tubería

flexible en operaciones marítimas, es la capacidad y radio de la grúa ya que tiene un límite de carga máximo y una longitud restringida.

La Figura 40 muestra la relación que existe entre los factores de longitud, peso y diámetro de la tubería flexible con el carrete de almacenamiento.

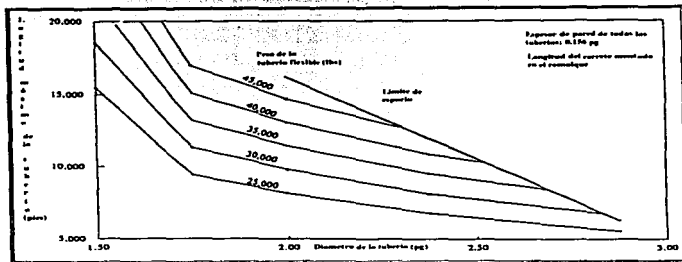


Figura 40. Longitud máxima de tubería en función del peso y tamaño del carrete

Cuando se determinan el peso y dimensiones de la tubería flexible se debe considerar que algunos parámetros como diámetro, espesor de pared, etc. Están relacionados entre sí, por lo que al variar uno consecuentemente cambiarán los demás, en la Tabla 5 se muestra la relación que existe entre ellos.

<i>Díametro pg</i>	<i>Espesor de Pared pg</i>	<i>Peso lb/pie</i>	<i>Tensión Máxima</i>	<i>Torque de Trabajo Máximo lb-pies</i>	<i>Presión Máxima de Trabajo lb/pg<sup>2</sup></i>	<i>Díametro de Carrete pg</i>
1.500	0.156	2.24	32,000	1,040	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

Tabla 5. Relación entre los parámetros de operación de la tubería flexible



#### V.4 APLICACIONES EN POZOS VERTICALES

Cuando se están realizando operaciones de perforación con tubería flexible en pozos verticales, la profundidad de trabajo es un límite y depende de la densidad del fluido de perforación, esfuerzo de cedencia del material con que está fabricada la t.f. y variaciones en el espesor de pared de la misma tubería, aún cuando el efecto de flotación favorece la reducción de estos efectos. Por ejemplo, si se supone que la t. f. tiene un espesor de pared constante y del mismo material, la longitud máxima de trabajo aceptable sin exceder el 80% del esfuerzo de cedencia de la tubería está dado por:

$$D_{\max} = \frac{\sigma_y}{4.245 - 0.06493 \rho_f}$$

$D_{\max}$  = Profundidad máxima (pies)

$\sigma_y$  = Esfuerzo de cedencia (lb/pg<sup>2</sup>)

$\rho_f$  = densidad del lodo (lb/gal)

Para un material cuyo esfuerzo de cedencia es igual a 70,000 lb y densidad del lodo de 9.6 lb/gal, la profundidad máxima será de 19000 pies. Este cálculo es independiente del tamaño y peso de la t. f., además, se supone que el pozo está lleno de fluido de perforación y no está considerado el esfuerzo que sufre la tubería en operaciones de pesca.

Generalmente la t. f., se combina en función a las cargas a que estará sujeta y a la profundidad, es decir, para secciones cercanas a la superficie, el espesor de pared y peso son mayores, en tanto en intervalos cercanos al fondo del pozo son menores.

#### V.5 APLICACIONES EN POZOS DIRIGIDOS

En pozos dirigidos, se emplea un modelo para determinar los esfuerzos que afectan a la tubería de producción, estos esfuerzos son semejantes a los que actúan en la t.f.

Cuando la t.f. se somete a compresión en la sección vertical del pozo, toma inmediatamente la forma helicoidal, en tanto si el pozo es dirigido, la t. f. primero adopta forma senoidal, conforme las cargas compresivas se incrementan la forma se vuelve helicoidal. Si estas fuerzas compresivas van aumentando sobre el tubo, las fuerzas en contacto con la pared asociada con la hélice también se incrementan. Esta nueva forma de la t. f. hace que las fuerzas debidas a la fricción aumenten notablemente.

La fuerza que puede aplicarse a la t. f. para "empujar" el aparejo de fondo en la sección de la curva, se limita por su resistencia al ser comprimida en la sección vertical. Debido a que el peso no es transmitido en un 100% a la barrena, se observa una disminución en la velocidad de penetración de la barrena y el esfuerzo a la compresión de la t. f. está limitado. Para mejorar este efecto, es necesario añadir al aparejo de fondo uniones flexibles o elementos flexibles que permitan disminuir los esfuerzos por fricción en la parte curva del pozo.

## **V.6 LIMITES DE DIAMETRO Y OVALIDAD**

Los límites de diámetro y ovalidad en la tubería flexible se determinan básicamente por los aspectos físicos observados en la tubería, en las instalaciones superficiales (carrete, cuello de ganso, cabeza inyectora, lubricador y sistema de preventores), al estar doblada se deforma plásticamente conservando el efecto de los esfuerzos. Estos esfuerzos causan elongación (incremento de diámetro, disminución del espesor de pared y aumento de longitud) en la tubería.

### **V.6.1 EFECTO DEL DIAMETRO**

La tubería flexible tiende a incrementar el diámetro durante su vida útil, además pueden presentarse daños mecánicos debido a abolladuras y abombamientos, en este proceso el espesor de pared puede disminuir, por tal motivo se recomienda registrar y medir continuamente su diámetro para determinar el espesor real, ya que estos daños no son fácilmente detectados por modelos matemáticos.

La presión interna a la cual siempre está sometida la t. f. ya sea cuando está almacenada o en trabajos en los pozos, afecta el espesor de pared, sin embargo éste es un parámetro que puede ayudar a incrementar la presión de trabajo. Una tubería flexible de 1.25 pg. puede incrementar su vida útil en más de 100% tan sólo con incrementar el espesor de pared de 0.087 a 0.109 a una presión de trabajo de 5,000 lb/pg<sup>2</sup>, sin embargo se restringe el área de flujo

Otro ejemplo interesante tiene que ver con el diámetro, si se está manejando una presión de  $5,000 \text{ lb/pg}^2$  en una tubería de  $1.25 \times 0.109$ , puede incrementar su vida útil en 171%, tan sólo con aumentar su diámetro a  $1.50 \times 0.109$ , sin embargo las compañías petroleras han adoptado sus propios criterios para aumentar el diámetro. Dowell Schumberger ha tomado como tolerancia un incremento de 6% del original.

Para un incremento en el diámetro exterior de 3% se determinó que el espesor de pared disminuye 7.5% (Figura 41), también decrecen las presiones de trabajo para el colapso y el estallamiento.

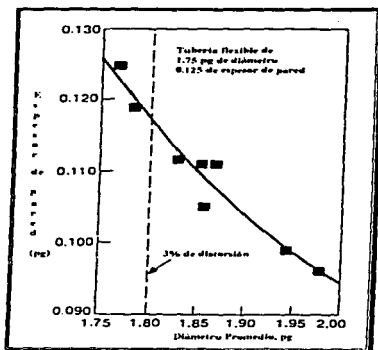


Figura 41. Reducción del espesor de pared debido al abombamiento

Cuando se trabaja a presiones mayores de  $2,500 \text{ lb/pg}^2$  el número de ciclos que puede trabajar la t. f. sin fallar disminuye considerablemente (Figura 42). Los datos de esta prueba, muestran que la tendencia al abombamiento disminuye significativamente cuando la tubería está sometida a bajas presiones

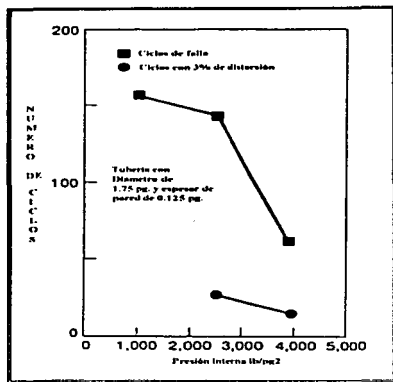


Figura 42. Falla por abombamiento y fatiga

Todas las compañías fabricantes de tubería flexible especifican los límites de diámetro, dentro de los cuales la tubería trabaja con seguridad, por lo que es importante medirlo continuamente ya que su incremento disminuye el espesor de pared, hecho que marca el final de la vida útil de la tubería.

### V.6.2 EFECTOS DE OVALIDAD

La tubería flexible llega a ovalarse debido a la flexión a la que se somete cuando está enrollada en el carrete y cuando pasa por el cuello de ganso; las mordazas (grapas) en las cadenas de la cabeza inyectora tienden a compensar esta ovalidad.

El esfuerzo tangencial o circunferencial es causado por las presiones del pozo, puede aumentar la ovalidad, provocando un incremento en los esfuerzos de compresión y tensión, que causan la deformación plástica Figura 43.

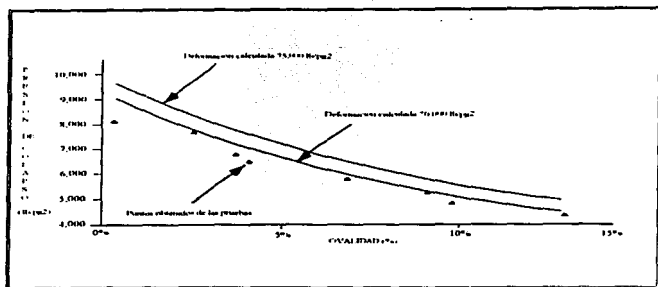


Figura 43. Relación entre la presión de colapso y la ovalidad

Es posible reducir el efecto de ovalidad mediante una distribución de esfuerzos en la tubería al pasar por las cadenas de la cabeza inyectora.

Por otra parte, un factor que reduce drásticamente el esfuerzo de cedencia es la inestabilidad elástica, causada por el adelgazamiento de la pared en algunas secciones de la tubería debido al ovalamiento provocado por la presión externa, consecuentemente, puede ocurrir su colapso.

La ovalidad reduce la resistencia al colapso, por lo que es necesario extremar los cuidados para resistir la presión interna y el colapso. Si la t.f. fallara por fatiga se tiene que controlar el pozo y sacarla, lo que representaría gastos adicionales. Por tal razón se requiere un registro continuo en tiempo real de la tubería, para asegurar que no esté dañada mecánicamente, ya sea abombada, abollada u ovalada.

La ovalidad debe ser medida continuamente. Los factores de diámetro permitido en la tubería flexible son: diámetro mínimo de 96% del diámetro nominal y máximo de 106%. La ovalidad máxima dentro de estos límites es de 110%; sin embargo, debido a las mordazas de las cadenas, es poco frecuente que las tuberías tengan ovalidades apreciables.

### **V.6.3 EFECTOS POR CORROSION**

Cuando la tubería flexible es almacenada a la intemperie por mucho tiempo, la humedad, temperatura y ambientes corrosivos pueden afectar las propiedades físicas y mecánicas del material. Esto ocasionará fallas prematuras al utilizar dicha tubería. La corrosión, está relacionada con el oxígeno, humedad y temperatura, los cuales actúan independientemente del espesor de pared y niveles de resistencia de la tubería.

Existen diferentes tipos de corrosión, además de la causada por el manejo de soluciones ácidas, tal es el caso de la corrosión filiforme, que es un tipo especial de corrosión de fisura. En áreas de humedad excesiva (>65%) y clima caliente, se forman filamentos que crecen en la pared interna del tubo, el contenido de oxígeno entre éstos puede ser muy alto y causar picaduras de diferente magnitud dentro de la tubería. Este proceso se desarrolla en poco tiempo. Según información especializada, esta picadura es extremadamente estrecha y profunda. Al ocurrir ésto, es evidente que el tubo pierde propiedades de resistencia y en consecuencia falle. Otro caso de corrosión sucede en las operaciones de estimulación ácida a los pozos, a pesar de que el ácido es inhibido, la corrosión existe. En pozos inyectoros de gas no es recomendable usar la tubería flexible debido a la corrosión, la presión y propiedades de dicho fluido.

### **V.7 METODOS PARA DETERMINAR LA VIDA UTIL DE LA TUBERIA FLEXIBLE**

En un principio el método para determinar la vida operacional de la tubería flexible fue conocido como los "metros recorridos", esto es: la profundidad acumulada de la sarta, resultado de los continuos viajes. Este método no es aceptado en la actualidad en razón de los repetidos ciclos de flexión que sufre la tubería desde el carrete y a través del cuello de ganso. Estos ciclos de flexión son la causa principal de la fatiga y las fallas en la t. f.. Debido a que una unidad de tubería puede realizar toda una gama de operaciones (desarenamiento, desparafinación, acidificación, etc.), en pozos con diferente profundidad y presiones, existen secciones de la sarta que son sometidas continuamente a múltiples esfuerzos, en cambio existen tramos que tal vez nunca pasen por la guía de la tubería, lo que implica que está menos fatigada. Por ello la medida de metros recorridos no es apropiada para determinar la vida de la tubería.

Existen métodos simples para determinar la vida operacional de la t.f., como los descritos a continuación:

1. Mantener un registro de todos los factores (presión, temperatura, abombamiento, etc.) que afectan a cada sarta.
2. Establecer una base de datos de las condiciones de cada operación.
3. Hacer una gráfica desde el uso inicial de la t.f. considerando la longitud total de la sarta, de tal manera que pueda registrar la profundidad y la presión, la temperatura y otros parámetros para correlacionar cada sección de tubería sistemáticamente durante toda operación para poder determinar en un momento dado la vida útil.
4. Registrar la presión interna conforme la sarta es introducida o sacada del pozo. De los datos obtenidos de algunas pruebas se determinó lo siguiente: si una sección específica de la tubería avanza o retrocede entre el carrete y el cuello de gancho a una presión de 2000 lb/pg2, se considera como una unidad de ciclo de presión (UCP); entonces un ciclo a 3000 lb/pg2 será igual a 1.5 UCP. Un ciclo a 4000 lb/pg2 será igual a 2 UCP, un ciclo a 5000 lb/pg2 es igual a 3.0 UCP. El salto que hay entre 4000 y 5000 lb/pg2 se determinó empíricamente. Estos valores son ejemplos de algunas tuberías, sin embargo no deberán usarse arbitrariamente para determinar la vida de la tubería.
5. Las UCP de cada elemento de la sarta, deberán ser registradas y acumuladas a lo largo de la vida de la tubería, la Figura 44a es una muestra de las UCP acumuladas de una sarta, la Figura 44b ilustra a la misma tubería con más ciclos de trabajo.
6. Localización de los puntos de soldaduras para identificar las UCP acumuladas.

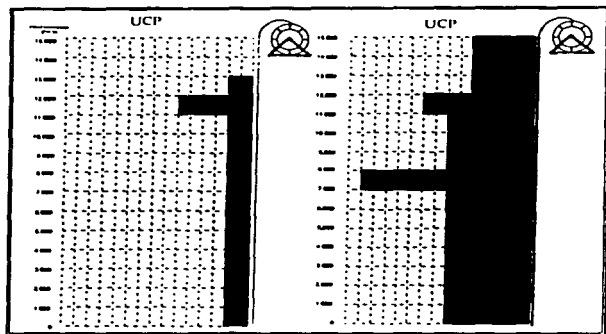


Figura 44. Registro del UCP de una tubería flexible después del primero y segundo trabajo

Aunque el método descrito es más útil que el criterio de "metros recorridos", existen inconvenientes para éste método, ya que en el campo los ciclos de fatiga se determinan a diferentes condiciones de presión. Los datos empíricos y las correlaciones con datos obtenidos en pruebas a tuberías a condiciones similares, usadas en conjunto con este método, pueden lograr un acercamiento para determinar la vida operativa de la t. f.

Se ha desarrollado un sistema electromecánico muy avanzado para determinar la vida de la tubería, el cual mide continuamente el diámetro y su ovalidad, la inspección de canales, huecos e incisiones. El monitor integral de tubería (Tubing Integrity Monitor T.I.M.) es una herramienta que se monta frente al carrete de la tubería (Figura 45).



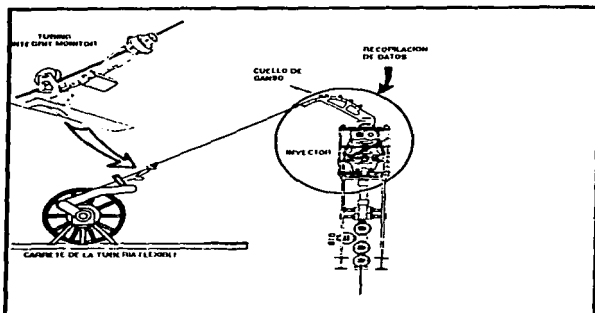


Figura 45. Monitor integral de tubería flexible

El modelo TIM y la operación de otros sistemas de instrumentos en el cuello de ganso/cabeza inyectora, y los registros de datos de operación incluyendo la profundidad, velocidad de viaje, tensión y presión, son introducidos en un modelo de computación. Los resultados del análisis indicarán el tiempo de vida que le queda a la sarta para ser utilizada en el futuro. Un ejemplo de los resultados que arroja este modelo se presenta en la Figura 46.

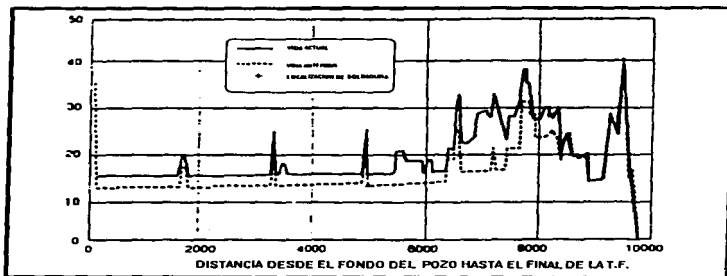


Figura 46 Análisis del tiempo de vida de la tubería flexible

## V.8 CONCLUSIONES OBTENIDAS A PARTIR DE APLICAR LOS MODELOS DE PREDICCIÓN DE LA VIDA ÚTIL

Las conclusiones a las cuales han llegado las compañías al utilizar los diferentes modelos que determinan la vida útil de la tubería flexible son las siguientes:

La fatiga es el elemento primario en los modelos de vida de la tubería flexible

La vida de la tubería flexible se incrementa si aumenta el espesor de pared

Si aumentan tanto el diámetro del carrete como la guía de la tubería se incrementa la vida de la tubería.

La vida de la tubería flexible disminuye si el diámetro disminuye

Los ciclos de presión y enrollamiento afectan la vida de la tubería

Siempre que se evalúa la fatiga se debe medir el diámetro, para encontrar deformación por abombamiento.

## VI. CONCLUSIONES

De acuerdo a la información recopilada para la elaboración de este trabajo la tubería flexible ofrece más ventajas que limitaciones al ser empleada en la industria petrolera.

La experiencia obtenida en los campos petroleros por las compañías que ofrecen servicios demuestra que esta tecnología puede ser aplicada con éxito en prácticamente todas las áreas, de esta manera se ha usado en operaciones de terminación y reparación de pozos, perforación de agujeros tanto verticales como dirigidos inclusive se puede utilizar como tubería de producción.

En los trabajos de perforación el equipo de tubería flexible que se usa es mucho más pequeño que el equipo de perforación convencional por lo tanto es más fácil de movilizar, requiere menos maniobras en la superficie y es reducido el número de personas que se necesita para su operación, además el área de trabajo es mínima. Por otra parte ofrece muchas ventajas al operar en formaciones con bajo gradiente de presión ya que se puede perforar en forma abajo de balance es decir con baja presión hidrostática, además el bombeo no se interrumpe debido a que no se tienen que realizar conexiones de tubería. El pozo no necesita cerrarse cada vez que se requiere hacer un viaje de la sarta. Otros de los beneficios que contempla el uso de la tubería flexible es la reducción del daño a la formación y el incremento de los ritmos de perforación.

Como se mencionó anteriormente cuando se utiliza la tubería flexible se reduce significativamente el tiempo de viaje, ya que al ser una tubería continua no es necesario hacer conexiones ni desconexiones. Además la circulación de fluidos no se detiene cuando se están realizando maniobras en el pozo.

La perforación con tubería flexible nunca reemplazará a la perforación convencional pero es ideal cuando se desean perforar agujeros con diámetro reducido o perforación de reentrada. Entre las aplicaciones prácticas que se han encontrado para la sarta flexible están las siguientes:

- Recentradas horizontales desde pozos verticales ya existentes
- Profundizar pozos tanto verticales como horizontales
- Perforación en zonas con pérdida de circulación
- Como tubería de exploración

Algunas de las limitaciones del uso de la tubería flexible es que requiere la intervención de un equipo de perforación convencional para preparar el pozo para la

perforación debido al gran diámetro inicial del agujero. Además, este mismo equipo debe instalar la tubería de producción. Cuando se utiliza tubería flexible, implícitamente se considera que se va a trabajar en un diámetro pequeño. Aunque esta tecnología ha avanzado considerablemente, aún no es posible en la práctica perforar a grandes profundidades debido a los esfuerzos a que se somete toda la unidad y que reducen significativamente su vida útil.

En las operaciones de terminación y reparación de pozos es donde históricamente la tubería flexible ha tenido su mayor aplicación, debido a que los trabajos que allí se realizan están sometidos a mayores restricciones dimensionales y de curvatura o desviación de los pozos. Las primeras aplicaciones de la tubería flexible en la industria petrolera fueron en operaciones de reparación (desarenamiento) y hasta la fecha se ha podido utilizar también en labores de desparafinación, cementaciones, inyección tanto de inhibidores como de otros fluidos, fracturamiento hidráulico, además se utiliza con mucho éxito para conducir cables y herramientas para la toma de registros.

La operación donde la t.f. ha brindado sus mayores servicios es en la cementación forzada debido a su fácil manejo, movilidad y a sus bajos costos de operación. Los nuevos diseños de las herramientas de fondo permiten una correcta distribución del cemento inyectado. Algunas de las ventajas de utilizar esta tubería en operaciones de terminación son:

- El cemento puede ser desplazado por circulación inversa a través de la tubería para eliminar el exceso y/o residuos de la lechada
- Una cementación forzada puede ser terminada en un tiempo de 12 horas o menos dependiendo de las condiciones del pozo
- Las operaciones pueden ser realizadas con seguridad y eficiencia

La tubería flexible ha sido utilizada para aislar, disparar, probar y estimular durante trabajos de terminación.

Otra ventaja de emplear la tubería flexible es durante operaciones de acidificación en las que se coloca con precisión el fluido reduciendo considerablemente el daño a la formación y minimizando el volumen de ácido. Además, al colocarlo en el lugar preciso evita canalizaciones en zonas no deseadas.

En la actualidad se dispone de tres formas para conducir la herramienta en pozos horizontales para efectuar disparos a la formación: tubería de producción, tubería de perforación y tubería flexible. Cuando se utilizan las dos primeras los costos se incrementan enormemente, aunque tienen la ventaja de poder seleccionar cualquier

tamaño de pistolas. Al utilizar la sarta flexible los costos son mínimos, pero sólo se pueden emplear pistolas pequeñas, lo que reduce el intervalo disparado.

La instalación y retiro de empacadores con tubería flexible es una operación que se considera rutinaria. De este modo es posible realizar de manera rápida una operación para aislar una zona o inyectar un fluido.

En general algunas de las desventajas que tiene la tubería flexible son:

- a) Su vida útil es reducida debido a los esfuerzos que acumula el material durante la acción de enrollar y desenrollar
- b) La profundidad de operación es menor en comparación con la que se puede alcanzar con un equipo convencional
- c) El diámetro del agujero en el cual se trabaja es reducido
- d) No puede trabajar bajo compresión
- e) En muchas operaciones se requiere la ayuda de un equipo convencional para iniciar o terminar el trabajo.

Se debe establecer un método para evaluar constantemente las condiciones de la tubería flexible después de ser utilizada, ya que el material con el que está fabricada acumula fatiga debido a la acción progresiva de las fuerzas a las que se somete durante las operaciones, como el enrollar y desenrollar en el carrete o cuando pasa a través de la guía de la tubería

En el futuro, los retos serán la innovación de nuevas herramientas para optimizar los trabajos en el fondo del pozo, así como la búsqueda de nuevas aleaciones de metales para la fabricación de la tubería, ampliar su rango de aplicación y mayores profundidades. Todo ello permitirá aún más la utilización de la tubería flexible en la industria petrolera.

**BIBLIOGRAFIA**

Sas-Jaworsky, (1992): "Coiled Tubing...Operations and Services-Part 3, Tube Technology and Capabilities" World Oil, Enero, pp. 18-25.

Newman, K.R., (1991): "Coiled-Tubing Pressure and Tension Limits", SPE 23131, presented at the Offshore Europe Conference Held in Aberdeen, Scotland, Septiembre, pp. 3-6.

Walter, E.J., and Mason, C. M., (1990): "Coiled Tubing... Operations and Services-Part 7, Cementing", World Oil, junio, pp. 15-24

Stadlwieser et al., (1992): "Coiled Tubing Fishig Operations on a Deep, High Pressure, Sour Gas Well" Paper CIM 92-01 presented at the CIM 1992 Annual Technical Conference in Calgary, Junio, pp., 7-10

Falk, Kelly, and Wilde, Grahm, (1991): "Coiled Tubing Computer Model" CIM/AOSTRA 91-52 presented at the Petroleum Society of CIM/AOSTRA Technical Conferences in Banff, Canadá, Abril, pp. 21-29

Walker, Erik J., Gantt, Lamar and Crow, Walter, (1992): "Coiled Tubing...Operations and Services-Part 7, Cementing", World Oil, Junio, pp. 67-75

Harrison, T. W. and Blount, C. G., (1986): "Coiled Tubing Cement Squeeze Technique at Prudhoe Bay, Alaska," SPE 15104, 56 California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers held in Oakland, California, Abril, pp. 12-24

Hearn D. D., Blount, C.G., and Hightower, C. M., (1990): "Coiled Tubing Underreaming," Paper presented at Hilton Hotel, Texas, Febrero, pp. 26-35

Rike, J. L. (1973) "Obtaining Successful Squeeze-Cementing Results" SPE paper 4608 presented at the 1973 SPE 48 Annual Fall Meeting, Las Vegas, NV., Septiembre, pp. 19-27

Leising, L., Newman, K., (1992): "Coiled Tubing Drilling", SPE paper 245964, 67 conferencia anual de técnicos, Washington, D. C., Octubre, pp 45-57

Traonmilin, E., Couteille, J-M., Bergerot, (1992): "First Field of a Coiled Tubing for Exploration Drilling", SPE paper 23876, Enero. pp. 32-39

Newman, KR and Newburn D. A. (1991): "Coiled Tubing Life Modeling". paper SPE 22820, Texas, USA, Julio, pp. 5-15

Ramos, A. B., (1992): " Horizontal Slim-Hole Drilling whit Coiled Tubing and Operator's Experience" IADC/SPE 23875. Louisiana, E. U. Febrero, pp. 88-95

Wasson, M., Pittard, F and Robb, L., (1991): "Horizontal Workover Whit Coiled Tubing and Motors", Petroleum Engineer international, Junio, pp. 13-28

Lawrence W. Smith (1985): "Métodos para Determinar la Vida Operativa de tuberías Flexibles". Quality Tubing, Inc, Houston, Texas