



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

## PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES Y APLICACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE EN CAMPOS PETROLEROS DE MÉXICO

### T E S I S

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

PRESENTA  
**ISRAEL CRUZ SÁNCHEZ**

DIRECTOR:  
**M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA**



CD. UNIVERSITARIA, MÉXICO. D. F. FEBRERO DEL 2004



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

**ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-010

**SR. ISRAEL CRUZ SÁNCHEZ**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES Y APLICACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE EN CAMPOS PETROLEROS DE MÉXICO**

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I ANTECEDENTES
- II COMPONENTES PRINCIPALES DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE
- III PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PARA OPERAR EQUIPOS DE TUBERÍA FLEXIBLE
- IV APLICACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE
- V EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LA TUBERÍA FLEXIBLE
- VI RECOMENDACIONES PRÁCTICAS PARA OPERAR EQUIPOS DE TUBERÍA FLEXIBLE
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D.F., a 13 de enero de 2004  
EL DIRECTOR

**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFR\*JAGC\*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional:  
NOMBRE: Israel Cruz Sánchez

FECHA: 26/02/04  
FIRMA: [Firma]

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

Alumno: Israel Cruz Sánchez

Número de cuenta: 8707320-5

Tesis: **"Procedimientos Operacionales y Aplicaciones de Tubería Flexible en Campos Petroleros de México"**

Director de tesis: M.I. José Ángel Gómez Cabrera

**JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL**

PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Viguera

VOCAL: M. en I. José Ángel Gómez Cabrera

SECRETARIO: Ing. Martín Terrazas Romero

1ER. SUPLENTE: Dr. Carlos Oropeza Vázquez

2DO. SUPLENTE: Ing. Martín Carlos Velázquez Franco

Handwritten signatures and dates for the jury members. The signatures are written over horizontal lines. The dates are: 22 ene 04, 23 ene 04, and 24 ene 04.

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

*El obtener un título profesional requiere del apoyo de muchas personas. Es por ello que les agradezco a mis padres:*

*Gustavo y Florencia.....*

*El apoyo y dedicación que me brindaron durante mi vida escolar. Muchas gracias.*

*A mi hermano:*

*Henry.....*

*.....por su apoyo y dedicación*

*A mi esposa:*

*Elena.....*

*.....Por su apoyo incondicional.*

*A mi Hijo:*

*Ángel Israel.....*

*.....Como un ejemplo de superación, dedicación y empeño en cumplir cualquier meta que se fije.*

*A mis hermanos:*

*Gustavo*

*Héctor*

*Karina*

---

*A mis sobrinos:*

*Frida*

*Gustavo*

*Jessica*

*Alison*

*Jesús*

*Héctor Tadeo*

*Tadeo Uriel.....*

*.....Como una muestra de esfuerzo  
constante en el logro de sus propósitos.*

*A mis cuñados:*

*Julieta*

*Dellanira*

*César*

---

*Un agradecimiento especial al M.I. José Ángel Gómez Cabrera, por el apoyo que me brindó en la dirección de éste proyecto.*

*A la facultad de ingeniería y a mis compañeros, como una experiencia inolvidable.*

---

---

**PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES Y APLICACIONES DE TUBERÍA  
FLEXIBLE EN CAMPOS PETROLEROS DE MEXICO****INDICE**

<b>RESUMEN</b>	1
<b>INTRODUCCIÓN</b>	2
<b>I. ANTECEDENTES</b>	3
I.1 Trabajo potencia y energía	3
I.2 Presión	3
I.3 Flujo de fluidos	4
I.4 Propiedades de los fluidos	5
I.5 Perdidas de presión en la tubería flexible	8
I.6 Circuitos hidráulicos	9
I.7 Ingeniería de pozos petroleros	11
<b>II. COMPONENTES PRINCIPALES DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE</b>	
II.1 Unidad de potencia	18
II.2 Carrete de tubería	19
II.3 Cabina de control	21
II.4 Cabeza inyectora	22
II.5 Equipo de control del pozo	26
II.6 Equipo auxiliar	28
<b>III. PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PARA OPERAR EQUIPOS DE TUBERÍA FLEXIBLE</b>	
III.1 Objetivo	30
III.2 Áreas de aplicación	30
III.3 Referencias	30
III.4 Responsabilidades	30
III.5 Procedimiento de trabajo inicial	31
III.6 Procedimientos de trabajo para operar equipos de tubería flexible	33
<b>IV. APLICACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE</b>	
IV.1 Inducciones con nitrógeno	57
IV.2 Limpiezas	62
IV.3 Cementación a través de la tubería flexible	73
IV.4 Estimulaciones con tubería flexible	81
IV.5 Registros y disparos con tubería flexible	91
IV.6 Servicios de pesca	101

---

---

IV.7 Terminaciones	108
IV.8 Perforación con tubería flexible	118
<b>V. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE TUBERÍA FLEXIBLE</b>	122
<b>VI. RECOMENDACIONES PRÁCTICAS PARA OPERAR EQUIPOS DE TUBERÍA FLEXIBLE</b>	
VI.1 Descripción general de los equipos de tubería flexible	139
VI.2 Sistema de tubería en superficie	149
VI.3 Guías operacionales	150
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	159
<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS</b>	161

---

## RESUMEN

En el presente proyecto se presentan la literatura y experiencias de campo sobre los procedimientos operativos y aplicaciones de tubería flexible en algunos campos petroleros de México. Lo anterior con el fin de que los alumnos interesados en el tema cuenten con material que les ayude a entender mejor las operaciones de tubería flexible que se realizan en el campo y que las áreas operativas dispongan de un documento de consulta donde se describan las nuevas tecnologías para planear, diseñar y ejecutar las operaciones con tubería flexible en la perforación, terminación y reparación de pozos.

En el capítulo uno se mencionan los antecedentes generales. Se mencionan conceptos como presión, trabajo, propiedades de los fluidos, pérdidas de presión y circuitos hidráulicos y conceptos sobre ingeniería petrolera como son terminaciones y tipos de tuberías de revestimiento. Lo anterior con el propósito de entender mejor los capítulos subsecuentes.

En el capítulo sobre componentes de tubería flexible se describen los componentes principales de la unidad de tubería flexible.

Uno de los principales componentes de la unidad de tubería flexible es la cabeza inyectora, la cual tiene la función de sujetar la tubería de longitud continua y proveer las fuerzas necesarias para introducirla y extraerla del pozo.

El arco guía es otro de los componentes principales de la unidad de tubería flexible y tiene la función de soportar la tubería a lo largo de todo el radio de doblado y guía la tubería del carrete hacia las cadenas de la cabeza inyectora.

El carrete tiene la función de almacenar la tubería flexible durante el transporte y como dispositivo de bobinado durante las operaciones de tubería flexible.

Como fuerza motriz, en lo que se refiere a la unidad de potencia, se utiliza en general motores diesel y bombas hidráulicas de etapas múltiples; adicionalmente el conjunto del acumulador para la operación de control de pozos, debe tener suficiente volumen y capacidad de presión para permitir el cierre y la apertura del preventor, sin requerir recargado de líquidos o presión de la unidad de potencia durante su operación.

Por último, la consola de control contiene los controles e indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso.

En los capítulos siguientes se dan a conocer los procedimientos de cómo llevar a cabo las operaciones con tubería flexible en sus diferentes aplicaciones, para lograr una operación exitosa y segura.

## INTRODUCCIÓN

La tubería flexible tuvo su aparición durante la segunda guerra mundial en el proyecto llamado PLUTO (PIPE LINE UNDER THE OCEAN) el cual tenía como objetivo abastecer de combustible a los aliados al otro extremo del mar mediterráneo.

El auge de la utilización de la tubería flexible con fines industriales fue hasta mediados de los 80's. Con el desarrollo de nuevas tecnologías y modelos matemáticos se ha llegado a obtener tubería flexible con características y propiedades que satisfacen las demandas técnicas actuales.

La tubería flexible ha alcanzado en los últimos veinte años un gran desarrollo tecnológico en la industria petrolera mundial, quizás la contribución más grande en el mercado ha sido la promoción y desarrollo de nuevas aplicaciones y herramientas.

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

La tubería flexible se aplica en las áreas de perforación, terminación, reparación y producción de pozos petroleros.

Las operaciones que se pueden realizar con tubería flexible son: limpieza de pozos, inducciones, estimulación de las formaciones, cementaciones, colocación de tapones de arena, servicios a las líneas de producción y de flujo, servicios de moliendas para resistencias dentro del pozo, servicios con herramientas de fondo, instalación de tubería flexible con su colgador, taponamientos y abandonos, servicios de pesca, servicios de modificación del perfil del pozo y desviaciones.

En este trabajo se describen los equipos principales de tubería flexible los procedimientos de trabajo para operar los equipos de tubería flexible, ejemplos de aplicación y recomendaciones prácticas de las operaciones con tubería flexible.

## CAPITULO I

### ANTECEDENTES

En este capítulo se mencionan los conceptos básicos para entender el funcionamiento de los equipos de tubería flexible y la ejecución de los trabajos

#### I.1 TRABAJO, POTENCIA Y ENERGÍA

##### Trabajo

Se hace un trabajo cuando una fuerza mueve un cuerpo venciendo una resistencia que se le opone. En todos los casos se valúa el trabajo multiplicando la fuerza que mueve al cuerpo por la distancia recorrida.

##### Potencia

Es el trabajo realizado por cada unidad de tiempo y se define en la siguiente ecuación:

$$P=w/t$$

Donde:

w : trabajo realizado (Kg-m) o (lb-pie)

t : tiempo (s)

P. potencia (Kg m/s)

##### Energía

Es la capacidad o facultad de realizar un trabajo, el cual puede ser producido por fuerzas exteriores y por los cuerpos propiamente dichos

#### I.2 PRESIÓN

Es la fuerza ejercida perpendicularmente, es la medida de la intensidad de la fuerza y se puede definir con la ecuación:

$$P=F/A$$

Donde:

F= Fuerza (Kgf) o (lbf)

A= Área (cm<sup>2</sup>) o (pg<sup>2</sup>)

---

$P =$  Presión ( $\text{Kg}/\text{cm}^2$ ) o ( $\text{lb}/\text{pg}^2$ )

### Transmisión de la presión hidráulica

La ley de la transmisión de la presión se expresa así: “considere una superficie de área “A”, y un líquido encerrado en un depósito, la presión “P” del líquido se transmite en todas direcciones”, de modo que cualquier punto del área “A”, de la pared del recipiente, recibe la misma presión “P”. (principio de Pascal).

Es decir, la presión es la misma en todas direcciones.

### Coefficiente de compresión

Es la reducción del volumen que experimenta un litro de líquido dado bajo la acción de un  $\text{Kg}/\text{cm}^2$  (1 atm.). a continuación se presentan los coeficientes de algunos líquidos:

Para el agua :	0.000050	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
Para el mercurio:	0.000003	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$
Para el alcohol:	0.000080	$(\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$

### Fuerza de flotación

Se llama fuerza de empuje o simplemente empuje a la fuerza hacia arriba, que hace que un cuerpo flote.

**Principio de Arquímedes** “ todo cuerpo que se sumerge en un líquido experimenta un empuje vertical de abajo hacia arriba, igual al peso del volumen de líquido desalojado”.

Cuando se sumerge un cuerpo en un líquido puede suceder que el empuje sea menor, igual o mayor que su peso.

- Si el empuje es menor que su peso, el cuerpo se hunde; ejemplo, una piedra se arroja a un lago.
- Si el empuje es igual al peso, el cuerpo flota en el seno del líquido; ejemplo, un huevo en agua salada.
- Si el empuje es mayor que el peso, el cuerpo flota en la superficie; ejemplo, un tapón de corcho en agua.

## 1.3 FLUJO DE FLUIDOS

Un fluido es una sustancia (líquido o gas) que se deforma continuamente cuando se le sujeta a una esfuerzo.

La mecánica de fluidos es la ciencia de la mecánica de los líquidos y los gases. Y se divide en tres ramas:

- 1) Estática de los fluidos: Estudia la mecánica de los fluidos en reposo
- 2) Cinemática de los fluidos: Trata de la velocidad y trayectoria de los fluidos sin considerar la fuerza o energía que la provoca.
- 3) Hidrodinámica: se encarga de la relación entre la velocidad y la aceleración y la fuerzas ejercida por o sobre los fluidos en movimiento.

Las moléculas de un sólido tienen entre sí mayor cohesión que las de un fluido en un sólido, las fuerzas de atracción entre sus moléculas son tan grandes que éste tiende a mantener su forma, mientras que en un fluido las fuerzas de atracción molecular son menores, por lo cual no tienen forma propia, sino que adoptan la del recipiente que los contiene.

Se considera fluido a un líquido o un gas indistintamente. En un gas las moléculas se encuentran muy separadas entre sí, por lo tanto es un fluido muy compresible y además cuando la presión externa desaparece tiende a expandirse indefinidamente. Así pues, un gas está en equilibrio sólo cuando se encuentra confinado. Un líquido es relativamente compresible y si la presión externa desaparece la cohesión existente entre sus moléculas lo mantiene unido, de tal manera que el líquido no se expande indefinidamente; por ésta razón los líquidos pueden presentar una superficie libre sin necesidad de que esté actuando una presión sobre ella.

Para entender el comportamiento del flujo de fluidos se requiere de un conocimiento previo de la propiedades físicas de los fluidos en cuestión.

## I.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

### a) Viscosidad

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

$$\begin{aligned}\mu &: (\text{gr/cm s} = 1 \text{ poise}) \\ 1 \text{ cp} &= 0.01 \text{ poise}\end{aligned}$$

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

$$\nu = \mu / \rho \text{ (cm}^2\text{/seg}^2\text{)} = 1 \text{ stoke}$$

La medición rutinaria de la viscosidad cae en dos categorías: una cualitativa para detectar una variación apreciable en las propiedades del fluido, para ello utiliza el viscosímetro de embudo Marsh. La medida de la viscosidad cuantitativa se hace con el

viscosímetro Fann obteniendo lecturas a 600 y 300 rpm, que se pueden relacionar de la siguiente manera:

$$\mu = \theta_{600} - \theta_{300} \text{ (cp)}$$

### b) Densidad

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

$$\rho = m/v \text{ (gr/cm}^3\text{) o (lb/gal)}$$

La densidad relativa de un líquido está dada por la densidad del líquido en relación a la densidad del agua pura a 4°C y a 1 atm.

$$\rho_r = \rho / \rho_w \text{ (adimensional)}$$

En el campo la densidad del fluido se determina por medio de una balanza convencional, la mayoría de las balanzas tienen una regla graduada de tal manera que se puede leer la densidad directamente, en diferentes unidades, lb/gal, gr/cm<sup>3</sup>

### c) Volumen específico

Es el volumen ocupado por unidad de peso del fluido

$$V_s = v/w \text{ (gal /lb) o (cm}^3\text{/gr)}$$

### d) Peso específico

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

$$\gamma = w/v \text{ (gr/cm}^3\text{) o (lb/gal)}$$

### Regímenes de flujo en tubería

Existen dos tipos de regímenes de flujo en tubería: el flujo laminar y el flujo turbulento y se definen de la siguiente manera:

**a) Flujo laminar:** es aquel donde las partículas del fluido se mueven en una trayectoria recta y en planos paralelos, en este caso la viscosidad del fluido es dominante y detiene cualquier tendencia hacia las condiciones de turbulencia.

**b) Flujo turbulento:** Es cuando hay un movimiento irregular del fluido, las partículas del fluido se mueven en todas direcciones y de forma aleatoria.

En el flujo de fluidos a través de un conducto completamente lleno la gravedad no afecta al régimen de flujo. También es evidente que la capilaridad carece de importancia y por lo tanto las fuerzas significativas son las de inercia y las de fricción del fluido, debidas a la viscosidad.

Considerando la relación de las fuerzas de inercia a las viscosas, se obtiene el número de Reynolds:

$$N_R = \rho v D / \mu$$

Donde :

D: diámetro del tubo

v: velocidad del flujo

$\mu$ : viscosidad del fluido

El número de Reynolds sirve para saber si un fluido está en régimen turbulento o laminar. Cuando el número es menor de 2000 se dice que el fluido está en régimen laminar y cuando es mayor de 2000 se dice que está en régimen turbulento.

### Presión en un punto

La intensidad de la presión se define como la fuerza normal que actúa sobre una superficie, en otras palabras es la fuerza por unidad de área .

Si F representa la fuerza total en un área finita A y la presión está uniformemente distribuida sobre el área total, se tiene:

$$P = \frac{F}{A}$$

Considerando un fluido incompresible de densidad y peso específico constantes, la presión frecuentemente se escribe de la siguiente manera:

$$P = \gamma h$$

En la cual h es la profundidad y se mide verticalmente hacia abajo y P es el correspondiente aumento de la presión

### Teorema de Bernoulli

Este teorema se puede considerar como la ecuación fundamental de la hidrodinámica. Relaciona las presiones, alturas y velocidades de dos partículas de un líquido incompresible y carente de viscosidad, situados en distintos puntos de una conducción. El teorema se enuncia a continuación: " la suma de la presión estática , p (debida al movimiento aleatoria de las partículas), de la presión dinámica,  $1/2 \rho v^2$ , y de la presión hidrostática,  $\rho gh$  ( debida al propio peso del líquido), permanece constante a lo largo del líquido en movimiento"

### Relación entre presiones

Cualquier líquido en un recipiente abierto es afectado por la presión atmosférica además de su propio peso. La mayor parte de los dispositivos que miden la presión

directamente, miden la diferencia entre la presión absoluta y la presión atmosférica. El resultado se llama presión manométrica. Lo cual se expresa de la siguiente manera:

$$\text{presión absoluta} = \text{presión manométrica} + \text{presión atmosférica}$$

### Medidores de presión

A continuación se describen algunos de los instrumentos más usuales en la medición de la presión.

- **Barómetro.** Nos sirve para medir la presión absoluta de la atmósfera y consiste esencialmente en un tubo cerrado en uno de sus extremos, el cual se sumerge en un líquido expuesto a la presión atmosférica; al desalojar el aire del tubo, el líquido subirá en su interior.
- **Manómetro de Bourdon.** Consta de un tubo de sección transversal elíptica y curvado, por lo que al haber un cambio de presión dentro del tubo, éste varía su curvatura. Conectado a un juego de eslabones, al moverse el tubo de Bourdon mueve una aguja sobre una carátula graduada en donde se puede leer directamente la presión.

### 1.5 PERDIDAS DE PRESIÓN EN TUBERÍAS FLEXIBLES

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

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

$$N_R = \frac{2125.7Q\rho}{D\mu}$$

Donde

$N_R$  = Número de Reynolds

$Q$  = Gasto (bpm)

$\rho$  = Densidad (lb/pie<sup>3</sup>)

$D$  = Diámetro interior del tubo (pg)

$\mu$  = viscosidad (cp)

Si  $N_R$  es menor de 2000 el flujo esta en régimen laminar y cuando es mayor esta en régimen turbulento

Posteriormente se calcula el factor de fricción  $f$  de la siguiente manera:

Para flujo laminar:

$$f = \frac{0.316}{N_R^{0.25}}$$

Para flujo turbulento:

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

donde :

$$A = \left( 2.457 \ln \left( \frac{1}{(7/N_R)^{0.9} + (0.000486d)} \right) \right)^{16}$$

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

Y la caída de presión por fricción cada 1000 pies se calcula de la siguiente manera

$$\Delta P_{1000} = 380.9 \rho f \left( \frac{Q^2}{d^5} \right) \quad (\text{lb/pg}^2)$$

## 1.6 CIRCUITOS HIDRÁULICOS

### Transmisión de potencia hidráulica a fuerza mecánica

El trabajo es la fuerza aplicada a través de una distancia, por lo que:

$$\text{Trabajo} = \text{fuerza} \times \text{distancia}$$

Y si se considera el tiempo en que se realiza el trabajo, se obtiene la potencia, la cual se expresa generalmente en hp (caballos de fuerza)

### Circuito hidráulico simple

El diseño de un circuito hidráulico depende del trabajo que será realizado. Tales como levantar una carga, rotar alguna herramienta, etc.

El trabajo a realizar determina el tipo de actuador a utilizar. Por ejemplo consideremos levantar una carga, con un cilindro hidráulico colocado debajo de la misma.

La longitud de la carrera del cilindro será finalmente igual a la distancia que la carga requiera ser levantada. Su área se determina por la fuerza necesaria para levantar la carga.

Consideremos por ejemplo una carga de 8000 lb de peso que será levantada a una distancia de 30 pg. Y la presión de operación máxima está limitada a 1000 psi. La mejor selección será un cilindro de 10 pg<sup>2</sup> que permite levantar la carga con 8000 psi y proporciona la capacidad de carga de hasta 10 000 lb. El viaje de subida y bajada del pistón podrá ser controlado por una válvula direccional. Si la carga es detenida en un punto intermedio de su viaje, la válvula direccional tendrá una posición neutral en el cual el flujo de aceite de la parte inferior del pistón esta cerrado para soportar el peso sobre el cilindro.

El pistón de 10 pg<sup>2</sup> desplaza 10 pg<sup>3</sup> por cada pulgada de desplazamiento. Si se desplaza el vástago del pistón 30 pg requeriremos 300 pg<sup>3</sup> de fluido. Si sé esta moviendo con una velocidad de 10 pg/seg, entonces requeriremos 100 pg<sup>3</sup> de fluido por segundo o 6000 pg<sup>3</sup> por minuto.

$$6000/231 = 26 \text{ gpm}, 1 \text{ gal} = 231 \text{ pg}^3$$

La potencia para operar la bomba está en función de la capacidad de descarga y la presión máxima de operación. La siguiente formula determina la potencia del motor requerido:

$$\begin{aligned} \text{Hp} &= \text{QP} \times 0.0007 \\ \text{Hp} &= 26 \times 1000 \times 0.0007 = 18.2 \text{ hp} \end{aligned}$$

### Pistones hidráulicos

Son dispositivos hidráulicos que transforman la energía hidráulica en mecánica de forma lineal. La velocidad con la que viaja un pistón o rota un motor hidráulico depende de su tamaño y el gasto de aceite. El gasto se relaciona con la velocidad considerando el volumen del cilindro, la fuerza sobre un pistón es directamente proporcional a la presión e independiente del gasto y la velocidad o rango de viajes del pistón dependerá del gasto sin considerar la presión.

### Bombas hidráulicas

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

### Tipos de bombas

Existen varios tipos de bombas, uno de ellos es la bomba de **desplazamiento negativo**. Este diseño es usado principalmente para transferir fluidos en un sistema donde la única resistencia encontrada es creada por el peso del fluido mismo y la fricción. La mayoría de las bombas de desplazamiento negativo operan por fuerza centrífuga. Los fluidos entran al centro de la armadura de la bomba los cuales son desviados hacia la salida

---

por medio de impulsos dirigidos. No hay un sentido positivo entre los puertos de entrada y salida y la capacidad de presión esta en función de la velocidad.

### **Bomba de desplazamiento positivo**

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

### **Motores hidráulicos**

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

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

### **Acumuladores hidráulicos**

Son dispositivos hidráulicos que almacenan presión hidráulica, esta presión constituye energía acumulada que es convertida a energía operativa.

La función principal del acumulador es accionar el conjunto de preventores cuando la unidad de potencia no esta trabajando (esto se presenta en una situación de emergencia).

### **Control de energía hidráulica (válvulas)**

Son válvulas que controlan el fluido hidráulico. Las válvulas son dispositivos mecánicos que consisten de un cuerpo y una parte interna móvil que conecta y desconecta los conductos hidráulicos.

## **1.7 INGENIERIA DE POZOS PETROLEROS**

### **Qué es un pozo petrolero**

Un pozo petrolero es el medio que comunica la formación productora de hidrocarburos con la superficie mediante un arreglo ordenado de tuberías previamente diseñadas.

Existen diferentes tipos de pozos petroleros tales como:

- a) Pozos productores
- b) Pozos inyectores
- c) Pozos exploratorios

Los objetivos de estos pozos son muy diversos pues pueden ser exclusivamente de información geológica y hasta almacenadores de hidrocarburos.

Dentro de la perforación de pozos para la obtención de hidrocarburos (aceite, gas) el método más común y aceptado es el rotatorio. La operación de un equipo de perforación implica la rotación de una barrena por medio de un tubo llamado tubería de perforación, en el cual se hace necesario la utilización de un fluido que circula por su interior y regresa a la superficie por el espacio anular (espacio entre la tubería de perforación y el agujero), arrastrando los recortes de la formación.

### **Tuberías de revestimiento**

Uno de los aspectos de mayor importancia en las operaciones que se efectúan para perforar un pozo, es el que se refiere a la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de la formación.

Dicha protección se lleva a cabo mediante tuberías de ademe o revestimiento, las cuales se introducen en el pozo en forma telescópica, es decir que los diámetros de las tuberías utilizadas van del mayor al menor, por razones fundamentalmente técnicas.

Para la programación de las tuberías de revestimiento se toman en cuenta los siguientes factores:

- a) Profundidad del pozo
- b) Fluido de control, el cual esta en función de las características físicas de la formación.
- c) La disposición de los diferentes horizontes productores a encontrar.

Un pozo exploratorio puede requerir varias tuberías de revestimiento. En los pozos de desarrollo normalmente se continúa con un programa previamente establecido.

Las tuberías de revestimiento son tubos de acero que van desde la superficie hasta distintas profundidades en el pozo y tienen las siguientes funciones básicas:

- a) Evitar los derrumbes de las paredes del pozo
- b) Previenen la contaminación de los acuíferos dulces por fluidos de perforación.
- c) Impide la contaminación proveniente de zonas problemáticas (ácido sulfhídrico, formaciones salinas).
- d) Confina la producción del intervalo seleccionado al aislar la zona productora del agua del yacimiento
- e) Suministra un medio para la instalación del equipo de control del pozo.
- f) Permite la instalación de equipo para la terminación del pozo.

A continuación se describen las tuberías de revestimiento utilizadas

### Tubería conductora

La primera tubería de revestimiento recibe el nombre de "Tubería Conductora", la cual se cementa totalmente, generalmente de longitud corta, permite establecer desde el inicio el retorno del fluido de perforación, también soporta los cabezales de las subsecuentes tuberías. Los diámetros de estas tuberías van desde 16 hasta 30 pg y depende del programa de profundidad del pozo.

### Tubería superficial

Sé cementa con la finalidad de aislar zonas que contengan presiones anormales, flujos de agua, derrumbes y perdidas de circulación; en si se utiliza como protección del agujero descubierto, para tratar en la mayoría de los casos, de incrementar la densidad de los fluidos de perforación y controlar las zonas de alta presión, con el propósito de poder perforar hasta la profundidad programada.

### Tubería de explotación

Tienen como propósito principal aislar el yacimiento de fluidos indeseables en la formación productora y de otras zonas del agujero, también para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo

Dentro de estas tuberías de explotación actualmente la tecnología de punta en estos aspectos ha propiciado el uso de la tubería de revestimiento "Liners" (fig. I.1) que se les denomina "Tuberías Cortas". Una tubería corta o Liner es una sección de tubería de revestimiento que se coloca debajo de la zapata de la ultima T.R. y no es continua hasta la superficie, según se puede ver en la siguiente figura:

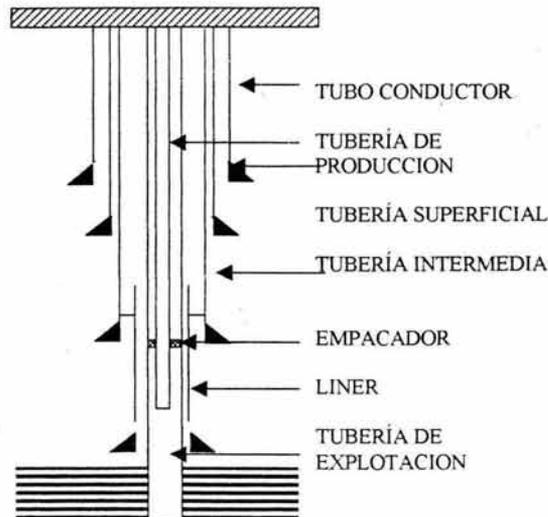


Fig I.1 Tuberías de revestimiento en un pozo típico

En la actualidad y principalmente en la región norte los pozos se están terminando con "TUBING LESS" o tubería esbelta (fig. 1.2), desde la superficie y tiene tres funciones primordiales. La primera es que se utiliza como tubería de perforación, también nos sirve como tubería de revestimiento y se queda como tubería de producción, como se muestra a continuación:

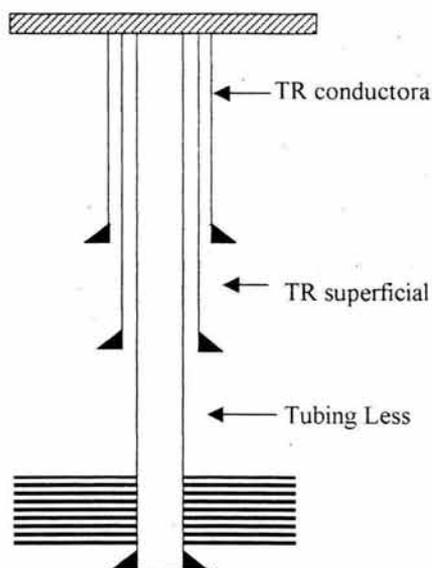


Fig. 1.2. Pozo terminado en Tubing Less

### Tuberías de producción

El aparejo de producción es el elemento de mayor relevancia en la explotación de hidrocarburos ya que constituye el único medio a través del cual se logra la comunicación entre el yacimiento y la superficie. De la eficiencia y la seguridad de este, depende en términos técnicos la rentabilidad y la adecuada explotación del yacimiento, de ahí que los objetivos básicos del aparejo al conducir los hidrocarburos a la superficie sean los siguientes:

- 1). Proteger las tuberías de revestimiento (todo el pozo) soportando en todo momento las condiciones más severas de operación y prueba (presión y corrosión).
- 2). Constituir una instalación simple y versátil que comunique la formación productora con la superficie.
- 3). Optimizar la rentabilidad del pozo y del yacimiento.

Los tamaños más comunes de tuberías de producción van desde 2 3/8" hasta 3 1/2", variando en su diámetro interior de una a varias fracciones de pulgada, esta variación es lo que determina el grado (libraje) de la tubería.

### Terminación de pozos

La terminación de un pozo petrolero, complementa la perforación y es tan importante como ésta. Por medio de la terminación de un pozo se pueden extraer los hidrocarburos de los yacimientos a la superficie.

La terminación se lleva a cabo después de que se ha cementado la tubería de revestimiento de explotación o bien agujero descubierto.

Para cualquier terminación se tendrán tres tipos de pozos que son los siguientes:

- a) Pozo en agujero descubierto
- b) Pozo en agujero revestido
- c) Pozo con liner

Las terminaciones más comunes en la industria petrolera mexicana son las siguientes :

**1) Terminación sencilla con tubería de producción franca.** Este tipo de terminación (fig. I.3) tiene su formación productora en agujero descubierto como se muestra en la siguiente figura:

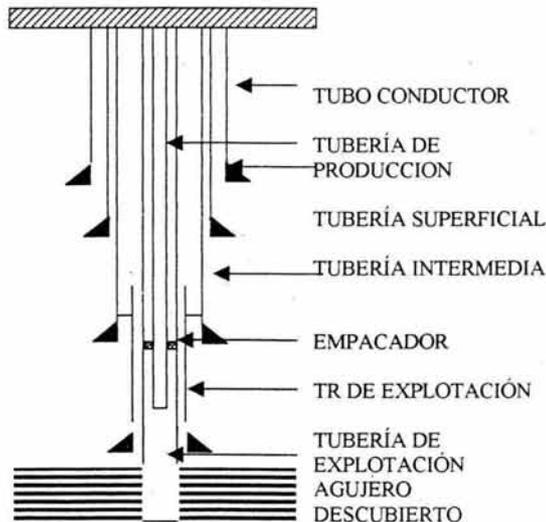


Fig. I.3. Pozo con terminación sencilla y en agujero descubierto

Esta terminación puede realizarse cuando la formación productora no es deleznable y no tenga contacto gas-aceite o aceite-agua, es decir, que su producción sea sólo de aceite o en su caso gas. Dentro de las ventajas que se tienen al terminar un pozo de esta manera se tienen las siguientes :

- terminación rápida y de bajo costo.
- Tiempo de operación menor
- Se pueden obtener grandes gastos de producción.

Desventajas:

- La TR de explotación está en contacto con los fluidos del yacimiento y si éstos contienen sustancias corrosivas pueden dañarla.
- Las presiones ejercidas por el yacimiento son aplicadas a la TR, por lo cual siempre estará fatigada.
- No se pueden efectuar tratamientos cuando las presiones de inyección son mayores que la presión interna que resiste la TR.

**2) Terminación sencilla en agujero revestido, TP, empacador y accesorios.** Esta terminación (fig. I.4) puede realizarse con empacador recuperable o permanente, el yacimiento puede tener contacto gas-aceite o aceite-agua, ya que mediante la cementación de la TR se puede seleccionar el intervalo para la terminación. El tipo de empacador dependerá de las presiones que se esperen del yacimiento, así como del tipo de hidrocarburo (aceite o gas). Las ventajas que se tienen al instalar este tipo de terminación son las siguientes.

- La presión del yacimiento y la presencia de fluidos corrosivos, no afectan a la tubería de revestimiento, por estar aislada mediante un empacador y la TP.
- Se pueden manejar mayores presiones en el caso de alguna intervención posterior a su instalación.
- Cuentan con válvulas de circulación que comunican el espacio anular.

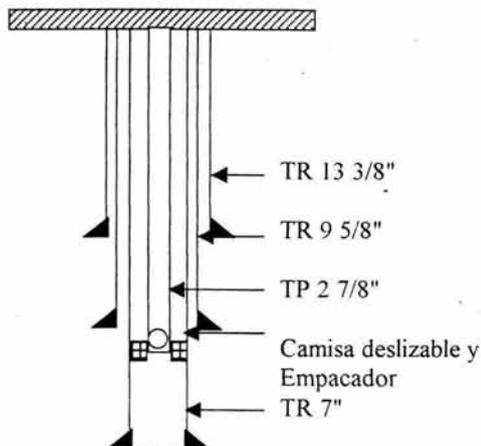


Fig. I.4. Instalación sencilla en agujero revestido, TP, empacador y accesorios

**Desventajas:**

- a) Mayor tiempo para la terminación debido a los diversos viajes que se hacen con diferentes herramientas, así como mayor costo.
- b) Mayor costo por los accesorios que lleva el aparejo de producción.
- c) Se puede tener una reducción en el diámetro causada por la acumulación de carbonatos, parafinas y/o sales minerales.

**Terminación con tubing less**

Las terminaciones con Tubing Less son técnicas avanzadas de perforación y terminación de pozos petroleros, básicamente después de cementada la TR intermedia se perfora con el Tubing Less que una vez llegado a la profundidad programada se cementa quedando como TR y al mismo tiempo como aparejo de producción. Dentro de las ventajas de utilizar el Tubing Less tenemos las siguientes:

- a) Se utiliza una sola tubería que sirve como tubería de perforación, tubería de revestimiento, y tubería de producción.
- b) El tiempo de perforación es menor.
- c) El tiempo de terminación es menor.
- d) Se pueden instalar aparejos de producción de diámetros pequeños.
- e) Se pueden manejar altas presiones en el caso de alguna intervención, (por fractura, estimulación, etc.).

**Instalaciones superficiales**

En lo referente a instalaciones superficiales de un pozo petrolero se pueden tener dos tipos de instalaciones según sea el caso.

- a) Cuando el equipo de perforación está instalado
- b) Cuando el pozo está terminado

En la etapa de perforación se utiliza un conjunto de preventores para cerrar el pozo en la eventualidad de una emergencia. Mientras que la finalidad del ensamble de producción (árbol de producción) es conectar y controlar los hidrocarburos del pozo a la estación o batería de recolección.

En ambos casos las primeras tuberías son TR -16" y TR- 13 3/8" con cabezal soldable o roscable. Todas las demás conexiones son roscables y unidas por medio de pernos con anillos aisladores y bridas adaptadoras hasta llegar de abajo hacia arriba al colgador de TP, el cual lleva un bonete que conecta todo el sistema superior de válvulas de terminación. En el caso donde está el equipo de perforación instalado en lugar del sistema de válvulas de terminación estarán las conexiones al sistema de preventores con sus respectivas líneas al múltiple de estrangulación y de aquí al quemador por un lado y por el otro estará conectado al separador de gas- lodo para el caso que el pozo estuviera fluyendo lodo de control y con el fin de recuperarlo se fluiría por este lado mientras tenga aportación de lodo, una vez que deje de hacerlo se conectará por el otro lado al quemador.

## CAPITULO II

## COMPONENTES PRINCIPALES DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE

Los componentes principales de la unidad de tubería flexible (fig. II.1) son :

- Unidad de potencia.
- Carrete de tubería.
- Cabina de control.
- Cabeza inyectora.
- Equipo de control del pozo.
- Equipo auxiliar.



Fig. II.1 Unidad de tubería flexible

## II.1 UNIDAD DE POTENCIA

Consiste de un motor de combustión interna diesel, que puede ser en un arreglo de 8 ó 6 cilindros en "V" ó en línea, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible (sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y carrete). Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todo los sistemas en caso de que fallara el motor. (Fig. II.2).

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

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

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

La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico una presión de 2500 lb/pg<sup>2</sup> para operar cada uno de los componentes del sistema y es regulada mediante válvulas de control de presión.

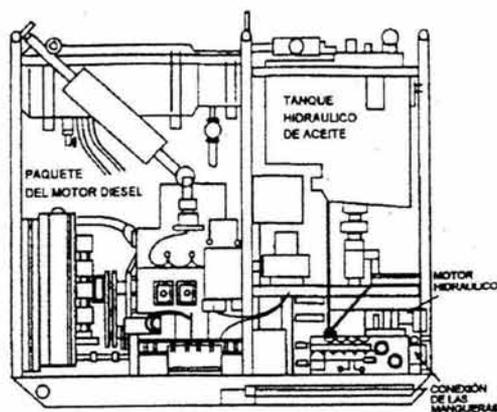


Fig. II.2 Unidad de potencia

## II.2 CARRETE DE TUBERÍA.

Consiste de varios elementos y mecanismos los cuales facilitan el embobinado y operación de la tubería, estos elementos combinados proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando es enrollado en el carrete. Se opera por medio de un motor hidráulico que imprime la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas (sprockets).

Cuenta con un tambor central con diámetros que varían de acuerdo a los diámetros de la tubería a emplear (48" a 92"). El carrete no suministra fuerza para introducir y recuperar la tubería dentro del pozo.

### Los componentes principales del carrete son:

Unión giratoria, guía de enrollado, lubricador de tubería y medidor de profundidad. A continuación se hace una descripción de los mismos en la Fig. II.3.

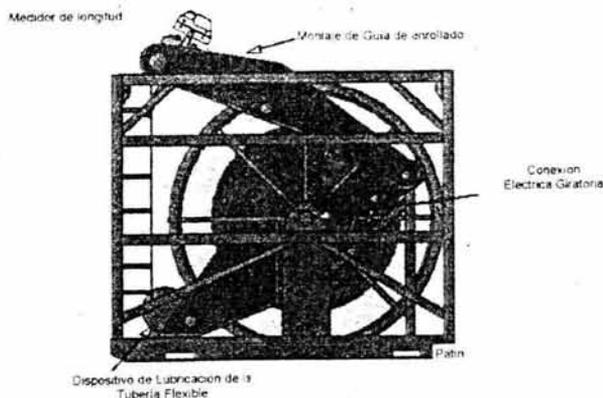


Fig. II.3. Carrete de tubería flexible y sus componentes

**Unión Giratoria.-** Permite el bombeo de fluidos a la sarta de la tubería flexible, mientras gira el carrete. Se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques que evitan la fuga de líquidos durante las operaciones.

**Guía de tubería.-** Es una guía automática que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción (desenrollado) ó extracción (enrollado) en un pozo, su movimiento está sincronizado con el giro del carrete y se opera desde la cabina de control. (Fig. II.4).



Fig. II.4. Guía de tubería en el carrete

**Medidor de Profundidad.-** Es un mecanismo que indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Se encuentra instalado frente a la barra guía del carrete junto con el lubricador de tubería para observarlo con facilidad desde la cabina (Fig. II.5).

Cuando la tubería pasa a través de este contador hay contacto con una polea que transmite el giro a un sistema de engranes, para ir cuantificando la longitud de tubería introducida o recuperada. También se cuenta con otro contador de profundidad en la cabeza inyectora, por debajo de las cadenas, el cual proporciona una medida más real, al eliminar las diferencias de profundidad por defasamiento. Cuenta también con un sistema digital de medición.



Fig. II.5. Medidor de profundidad

**Lubricador de Tubería.**- Es un dispositivo montado sobre el carrete de tubería que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la misma.

### II.3 CABINA DE CONTROL

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

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

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

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

arietes del conjunto de preventores (BOP), paro automático de emergencia, control de la unidad de potencia, y equipo electrónico. (Figuras II.6 y II.7).



Fig. II.6. Cabina de control

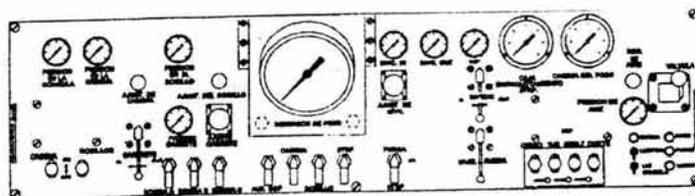


Fig. II.7. Panel de control

#### II.4 CABEZA INYECTORA

Es el componente más importante de la unidad de tubería flexible. Su función es la de introducir y extraer la sarta continua en el pozo. Está constituida por diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia requerida para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño al equipo en general.

Los componentes principales de la cabeza inyectora son los siguientes: cuello de ganso, cadenas, motores hidráulicos e indicador de peso. (Fig. II.8).

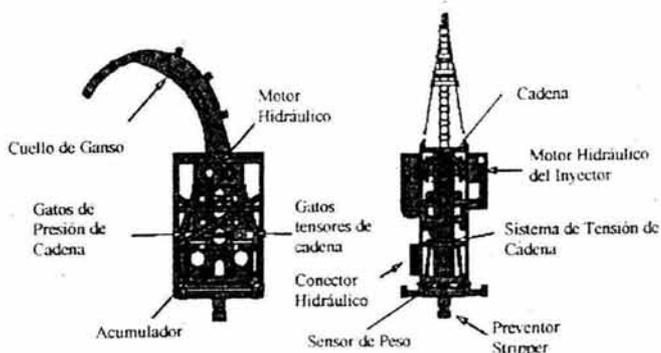


Fig. II.8. Cabeza inyectora y sus componentes

**Cuello de Ganso.-** Es un arco de acero con roles montado sobre la cabeza inyectora, que actúa como guía a la sarta de tubería flexible.

Dimensiones de los cuellos de ganso:

Radio	Diámetro de la Tubería
50"	1"
72"	1 1/4" - 2"
90"	2" - 2 3/8"
120"	3 1/2"

**Cadenas.-** Es una serie de eslabones, roles y blocks de acero con caras semicirculares que corresponden al diámetro de la tubería que se esté usando, y transmiten la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería del pozo.

Cuando la tubería es introducida en el pozo, la carga en las cadenas se incrementa y se requiere aumentar la fuerza de los blocks, para mantener una fricción eficiente. Esto se logra por medio de un sistema de tensión de cadenas, usando presión hidráulica a través de engranes o catarinas. (Figuras II.9 y II.10)

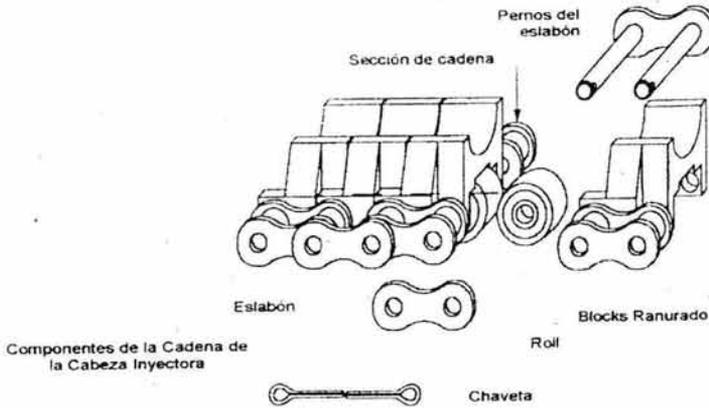


Fig. II.9. Componentes de la cadena de la cabeza inyectora

Existen varios tipos de cadenas, las más comunes son:

Los diseños de grapa block tipo "S" que tienen roles o apoyos incorporados en el ensamblaje de los eslabones de la cadena, y el tipo "R" en la cual la grapa block se mueve con los apoyos incorporados en el diseño de la cabeza inyectora (Fig. II.9).

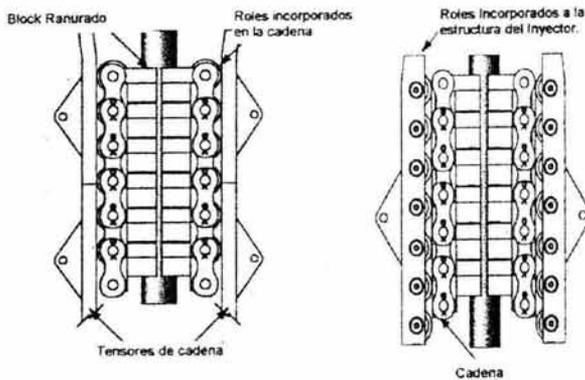


Fig. II.10 Cadenas de la cabeza inyectora.

## Capacidades de Cabezas Inyectoras

Serie	400	800	1100	2000
Cap. De jalón lb	40,000	80,000	110,000	200,000
D. Tuberías pg.	1-3 1/2	1-3 1/2	1-3 1/2	1-6 5/8
Peso lb	5500	6000	6900	13500
Altura pg.	82.5	82.5	96.5	140.94
Ancho pg.	49.5	49.5	49.5	69.5

Serie	HR 210	HR 240	HR 260	HR 440	HR 480
Cap. De jalón lb	10,000	40,000	60,000	40,000	80,000
D. Tuberías pg.	3/4 - 1 1/2	1 - 1 3/4	1 1/4 - 2	2 - 2 3/8	3 1/2

**Motores hidráulicos.**- Suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas. Una serie de catarinas (sprockets) están conectados a cada uno de los motores hidráulicos para operar dos cadenas independientes.

**Indicador de Peso.**- Proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual esta en función de las características y dimensiones de la sarta, así como de las condiciones del pozo. El incremento de peso esta en función de la profundidad que se esta operando; por lo que, una disminución observada en el indicador manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo. Este dispositivo opera hidráulica y/o electrónicamente (Fig.II.11).

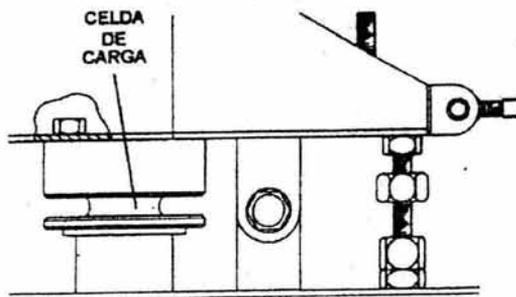


Fig. II.11. Dispositivo indicador de peso

## II.5 EQUIPO PARA EL CONTROL DE POZO

### Preventores

Su función es proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. La configuración de los rams del preventor y el puerto de matar, facilitan las operaciones de control en diferentes situaciones, el más común es el de 3" de diámetro interior, para presiones de trabajo de 10,000 psi y resistente al ácido sulfhídrico. El conjunto de preventores esta equipado con 4 juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotatoria de equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno). Para cierres de emergencia los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego rams que permiten el control del pozo, o bien pueden ser cerrados manualmente (Fig. II.12).

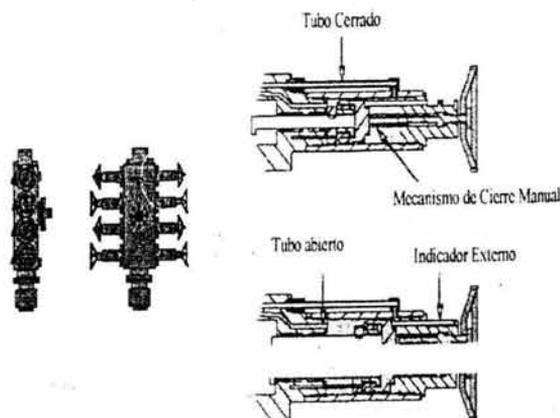


Fig. II.12. Preventores

**El preventor cuádruplex tiene la siguiente configuración (fig. II.13):**

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

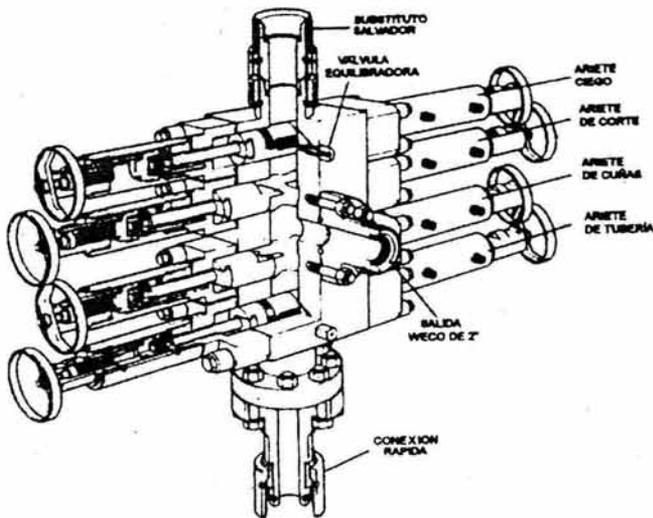


Fig. 11.13. Preventor cuadruplex.

### Preventor Combi

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

- Rams ciego y corte.- Cierra para cortar la tubería y efectuar sello en el diámetro interno del preventor.
- Rams de tubería y cuñas.- Está diseñado para que al cerrar sujeten la tubería y efectúen un sello alrededor de la misma sin dañar la superficie.

La ventaja de combinar las funciones de los rams es reducir altura y peso, en el sistema de preventores.

El más común es de 4 1/16" para presiones de trabajo de 10,000 lb/pg<sup>2</sup> y resistentes al ácido sulfhídrico.

### Estopero (STRIPPER)

Es un preventor de trabajo, que tiene la función de controlar la presión del pozo durante las operaciones con tubería flexible. Permite trabajar en pozos fluyentes ya que las presiones son controladas por dos elementos de sello (uretano y nitrilo), que al efectuar presión sellan sobre el cuerpo de la tubería flexible, durante la introducción y extracción de la misma.

El mecanismo de operación es hidráulico y se realiza desde la cabina de control. El stripper está localizado en la parte inferior de la cabeza inyectora, su rango de trabajo es de 10,000 - 15,000 psi y es resistente al ácido sulfhídrico. (Fig. II.14).

Existen dos tipos de estoperos (stripper), el convencional y el de ventana. En el sistema de stripper convencional, es necesario desmontar la cabeza inyectora para cambiar los elementos de sello, mientras que en el tipo de ventana pueden cambiarse en cualquier momento durante el desarrollo de la operación.

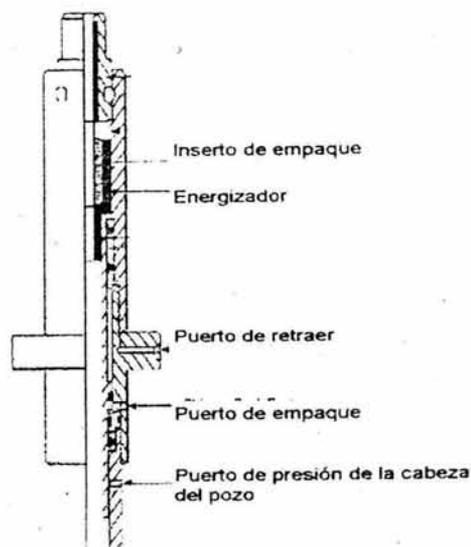


Fig. II. 14. Estopero

## II.6 EQUIPO AUXILIAR

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

**Subestructura.-** Durante las operaciones de perforación y terminación utilizando la unidad de tubería flexible, en pozos donde se cuenta con equipo convencional, se requiere de un sistema auxiliar (subestructura) como soporte de carga, seguro, confiable y práctico para realizar las maniobras requeridas.

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

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

**Equipos para trabajos costa fuera**

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

**Equipos para trabajos terrestres**

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

**CAPITULO 111****PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PARA OPERAR EQUIPOS DE TUBERÍA FLEXIBLE.**

**III.1 OBJETIVO.** Disponer de un procedimiento escrito que permita asegurar que todos los servicios se lleven a cabo cumpliendo con las especificaciones del equipo, los pasos establecidos por la compañía y de acuerdo a los requerimientos especificados contractualmente.

**III.2 ÁREAS DE APLICACIÓN.** Este procedimiento se aplica a todos los servicios de tubería flexible con herramientas de fondo, los cuales son:

1. Instrucciones de trabajo para limpiezas
2. Instrucciones de trabajo para el cambio o acondicionamiento de fluidos.
3. Instrucciones de trabajo para la descarga de pozos e inducción a producción.
4. Instrucciones de trabajo para reconocer profundidad y diámetro interior (calibradores y sellos de plomo).
5. Instrucciones de trabajo para estimulaciones a la formación.
6. Instrucciones de trabajo para cementaciones.
7. Instrucciones de trabajo para empacamiento de arena.
8. Instrucciones de trabajo para realizar moliendas.
9. Instrucciones de trabajo para pescas.
10. Instrucciones de trabajo para empacadores permanentes, recuperables, inflables y tapones mecánicos.
11. Instrucciones de trabajo para instalación de tubería flexible (sarta de velocidad, producción y bombeo mecánico).
12. Instrucciones de trabajo para registros y disparos.
13. Instrucciones de trabajo para taponamientos y abandono.

**III.3 REFERENCIAS**

Manual de servicios con tubería flexible

**III.4 RESPONSABILIDADES**

- El gerente técnico y de servicio es el responsable de la planeación, ejecución y evaluación de los servicios de tubería flexible y herramientas de fondo.
- Es responsabilidad del gerente técnico y de servicio asegurar que se lleve el control de los registros de solicitud de servicios del cliente
- Los supervisores son responsables de autorizar el movimiento de las unidades de tubería flexible a los pozos.
- Es responsabilidad de la gerencia técnica y de servicio asegurar que los servicios al cliente sean proporcionados siguiendo los pasos de este procedimiento y las indicaciones de las instrucción de trabajo correspondientes .
- Las personas que tienen autoridad para detener un proceso de servicio en situaciones delicadas son: supervisor de operaciones, coordinador técnico y de operaciones, gerente técnico y de servicio y gerente de distrito.

### III.5 PROCEDIMIENTO DE TRABAJO INICIAL :

#### Pasos a realizar

1. Se recibe la llamada telefónica del cliente y se anota en el formato de solicitud del servicio del cliente, la información que corresponde.
2. Se transmiten las indicaciones al operador de la unidad de tubería flexible
3. Antes de mover la unidad a la nueva localización se efectúa la revisión del tractocamión y se registra en el mismo formato para asegurar que las unidades se transportarán adecuadamente.
4. Se transporta la unidad de tubería flexible y el equipo al pozo.
5. Al llegar al pozo se elabora por escrito el reporte de localización del pozo y se transmite por radio a la base para recibir instrucciones de seguir o detener la operación.
6. El responsable de operaciones de la base, confirma el programa con el supervisor del cliente, las condiciones de operación del pozo y los apoyos para realizar el servicio. Se anota lo anterior en el registro de solicitud de servicio del cliente.
7. El responsable de operaciones de la base confirma, por radio, el programa a realizar en el pozo.
8. Se revisa el equipo de tubería flexible y se llena el formato "revisión de equipo" durante la instalación.
9. Se alinea el equipo, se pone en funcionamiento la unidad de potencia, se ancla y se sube la cabina de control.
10. Se revisa el BOP, y se confirma que las válvulas igualadoras de presión del preventor se encuentren cerradas antes de instalarlo. Se instala y se prueba de acuerdo a la categoría del pozo y se instalan los tubos lubricadores en caso de ser necesario.
11. Se levanta la cabeza inyectora, se saca de su base del low -boy y se pone sobre las patas cortas a un costado, se revisa el estado de los hules del estopero, si están en mal estado, se cambian y se continúa con la revisión del equipo. Recordar que la revisión de los baleros de la cadena debe hacerse con la unidad de potencia apagada
12. Se alinea el carrete al centro del pozo. De acuerdo al estado mecánico del pozo y al programa operativo se identifican las herramientas de fondo a utilizar, se revisan y se arma la sarta de herramientas sobre los soportes.
13. Se levanta la cabeza inyectora de 5 a 6 m, se baja la tubería con ayuda de las cadenas del inyector hasta ponerlo en posición horizontal sobre los soportes (previamente anclados) y se asegura con prensas o grapas.
14. Se instala el conector de enlace de tubería y herramientas de fondo.
15. Se instala la sarta de la herramienta de fondo al conector, apretándolas dos personas usando llaves stilson n° 24 y se sube lentamente la tubería hasta que tope con el estopero asegurándose de no dejarla tensionada.
16. En caso necesario se instalan los tubos lubricadores de acuerdo al programa operativo.
17. Con ayuda de la grúa se instala la cabeza inyectora sobre el conjunto de preventores (BOP).

18. Se alinea la cabeza inyectora al centro del carrete, se sujeta con las cadenas y tensores al árbol de válvulas y se ajustan los contravientos.
19. Se pone en ceros el contador mecánico y se inicia la operación del programa de computo que registra datos de la operación.
20. Se llena la tubería con agua, lodo o fluido de tratamiento (nunca gases ni fluidos inflamables) y se efectúa la prueba hidráulica a la presión máxima de trabajo más 1000 psi durante 15 minutos; si la prueba es satisfactoria se desfoga la presión a través de la válvula tapón de la bomba y el BOP.
21. A través de la válvula tapón del BOP se prueban la válvula check, los lubricadores y el estopero a la presión máxima de trabajo más 1000 lb/pg<sup>2</sup> durante 15 minutos y se desfoga a través de la válvula tapón de la bomba.
22. Se igualan las presiones del pozo, de la TF y del BOP, se abre el pozo (contando las vueltas necesarias para abrir la válvula). Se inicia la operación bajando la TF en el pozo de acuerdo al tipo de servicio que se va a efectuar, anotando y verificando el peso, tensión, presión de pozo, presión de circulación cada 500 m o cada que lo marque el programa de trabajo. Recuerde durante el desarrollo de la operación observar y escuchar el correcto funcionamiento de la cabeza inyectora y de la unidad de potencia, al presentarse cualquier anomalía se debe detener la operación para corregir y verificar la falla.
23. Una vez concluido el servicio en el pozo, cierre la válvula maestra e inicie los pasos de desinstalación indicados a continuación.
24. Se desfoga la presión de acuerdo al tipo de servicio y al tipo de pozo y se desplazan de la tubería flexible fluidos inflamables, corrosivos, lodo y cemento utilizando en caso de ser necesario, agua limpia.
25. Se llenan el reporte diario de operación, la certificación del servicio y se solicita la firma del supervisor del cliente.
26. Se apaga el sistema de computo que registra datos de la operación y se guarda la computadora.
27. Se desconecta la cabeza inyectora y se mueve hacia un lado y con las cadenas del inyector se baja la TF hasta ponerla en posición horizontal y se desconecta la sarta de herramientas.
28. Con las cadenas del inyector se sube la tubería hasta topar con el estopero asegurándose de no dejarla pensionada y se coloca el inyector en su base en el remolque y se regresa el carrete a su posición original.
29. Se desmantela el conjunto de preventores y se pone en su base en el remolque.
30. Se desarma la sarta de herramientas, se limpia y se llena el reporte de herramientas de fondo.
31. Se baja la cabina de control, se pone la grúa en su base y se engancha el block viajero al remolque.
32. Se apaga la unidad de potencia, o se desembra la transferencia, según la UTF que se este operando.
33. Se retira la UTF a un lugar seguro, se revisa el área donde se realizó la operación, se revisa que no haya herramientas o materiales diversos olvidados. Se recoge todo material de desperdicio o derrame que se haya generado durante la operación, se limpia el equipo y se completa el reporte de UTF al término del servicio.
34. El operador se reporta por radio o teléfono a la base para solicitar programa.

### III.6 PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PARA OPERAR TUBERÍA FLEXIBLE

#### EN LIMPIEZA DE POZOS

##### Indicaciones:

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique lo siguiente:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado en el programa operativo el diámetro de la herramienta de fondo a utilizar, si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización a la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: conector de enlace entre tubería flexible y herramienta, válvula check y trompo difusor (optimizador hidráulico).
4. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
6. Iniciar la bajada de la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
7. Continuar bajando a una velocidad máxima de 25 metros por minuto si las condiciones del pozo lo permiten.
8. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo, presión de circulación.
9. Al detectar resistencia inicie el bombeo de fluido de tratamiento a bajo gasto, aumentando el mismo en caso de ser necesario, considerando la presión del pozo, la unidad de bombeo y la tubería flexible, sin exceder la presión máxima de bombeo permitida, asegurándose de que exista siempre circulación de fluidos a la superficie.
10. Repasar los metros avanzados continuamente, verifique peso y tensión para evitar atrapamientos.
11. Continuar bajando hasta la profundidad programada.
12. Estacionado en la profundidad programada, continúe el bombeo del fluido de tratamiento al gasto máximo que permita el pozo, la unidad de bombeo y la tubería flexible.
13. Vigilar constantemente la circulación de fluido a la superficie.
14. Al terminar el tiempo de atraso y cuando no se observen materiales producto de la limpieza en la superficie, inicie la extracción de la tubería flexible (a máximo 25 metros por minuto) con bombeo del fluido de tratamiento considerando: la presión del pozo, la unidad de bombeo y la tubería flexible hasta la profundidad que señale el programa operativo.
15. Continuar sin bombeo a superficie observando que no existan obstrucciones. Antes de llegar a la superficie, hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería flexible y no la deje tensionada.
16. Realizar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

---

## EN CAMBIO O ACONDICIONAMIENTO DE FLUIDOS

### Indicaciones:

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique lo siguiente:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado en el programa operativo el diámetro de la herramienta de fondo a utilizar, si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización a la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: conector de enlace entre tubería flexible y herramienta, válvula check y trompo difusor (optimizador hidráulico).
4. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
6. En el programa operativo, identifique la profundidad a la que iniciará el bombeo de fluido de tratamiento.
7. Apartir de aquí y de acuerdo a lo especificado por el programa operativo siga las indicaciones del inciso a) o b)

#### a) Circulación continua.

1. Iniciar la bajada de la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
2. Anotar y verifique cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo, presión de circulación.
3. Iniciar el bombeo de fluido con presión y gasto de acuerdo al programa operativo. Continúe la bajada de la tubería flexible a una velocidad máxima de 25 metros por minuto hasta la profundidad señalada por el cliente e inicie el bombeo del fluido de tratamiento hasta llegar a la profundidad programada.
4. Estacionado en esa profundidad continúe con el bombeo de fluido de tratamiento hasta que obtenga circulación del fluido de tratamiento limpio en la superficie.
5. Iniciar la recuperación de la tubería a una velocidad de 25 metros por minuto máximo. Antes de llegar a la superficie hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
6. Realizar los pasos del 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial para desinstalar el equipo.

#### b) Por etapas.

1. Iniciar la bajada de la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
2. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo, presión de circulación.

3. Continuar bajando la tubería flexible a una velocidad máxima de 25 metros por minuto hasta la profundidad señalada por el cliente o el programa operativo, como primera estación, e inicie el bombeo del fluido de tratamiento, asegurarse de bombear un bache de fluido inmisible con el fluido a cambiar.
4. Estacionado en esa profundidad continuar con el bombeo de fluido de tratamiento hasta completar el volumen correspondiente a la primera etapa.
5. Repetir las estaciones las veces que indique el programa operativo hasta llegar a la profundidad programada señalada por el cliente.
6. Cuando en fluido de tratamiento salga limpio a la superficie, inicie la recuperación de la tubería a una velocidad máxima de 25 metros por minuto. Antes de llegar a la superficie, hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
7. Realizar los pasos del 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial para desinstalar el equipo.

### EN DESCARGA DE POZOS E INDUCCION A PRODUCCIÓN

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplicar los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo, el diámetro de la herramienta utilizar. Si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización a la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: conector de enlace entre tubería y herramientas, válvula check y trompo difusor (optimizador hidráulico).
4. Seguir los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, presión máxima de bombeo y profundidad a iniciar el bombeo.
6. Iniciar la bajada de la tubería lentamente los primeros 10 metros cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
7. Continuar bajando la tubería flexible a una velocidad máxima de 25 metros por minuto si las condiciones del pozo lo permiten.
8. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo, presión de circulación.
9. Al llegar a la profundidad indicada en el programa operativo inicie el bombeo del fluido de tratamiento y continúe hasta la profundidad programada.
10. Estacionado en la profundidad programada, continuar el bombeo del fluido de tratamiento hasta obtenerlo limpio en la superficie.
11. Iniciar la recuperación de la tubería a una velocidad máxima de 25 metros por minuto con bombeo hasta la profundidad señalada en el programa operativo y continuar sin bombeo, antes de llegar a la superficie hacerlo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no dejarla tensionada.
12. Realizar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

**EN RECONOCER PROFUNDIDAD Y DIÁMETRO INTERIOR DEL POZO**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplicar lo siguiente:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado por el cliente, el diámetro de la herramienta de fondo a utilizar. Si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización a la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: Conector de enlace de tubería flexible y herramientas, válvula check, desconector hidráulico y sello de plomo o calibrador.
4. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión de pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indicado en el programa operativo.
6. Iniciar la bajada de la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
7. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo y presión de circulación.
8. Continuar la bajada de la tubería flexible a 25 metros por minuto máximo hasta la profundidad señalada por el cliente en el programa operativo.
9. Si el cliente lo solicitara, un metro antes de llegar a la profundidad programada, iniciar el bombeo del fluido de tratamiento para limpiar la zona donde se realizara el reconocimiento.
10. Realizar el reconocimiento.
11. Iniciar la recuperación de la tubería flexible a una velocidad de 25 metros por minuto máximo antes de llegar a la superficie hacerlo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no dejarla tensionada.
12. Aplicar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

**EN ESTIMULACIONES A LA FORMACIÓN PRODUCTORA**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplicar los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado por el cliente, el diámetro de la herramienta de fondo a utilizar. Si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización de la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: Conector de enlace de tubería y herramientas, válvula check, y trompo difusor (optimizador hidráulico).
4. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
6. Iniciar la bajada de la tubería lentamente los primeros 10 metros cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
7. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo y presión de circulación.

8. Continuar la bajada de la tubería flexible a una velocidad de 25 metros por minuto máximo hasta la profundidad señalada por el cliente en el programa operativo (zona a efectuar el tratamiento) con circulación de fluido que no dañe la formación.
9. Cerrar válvulas laterales del árbol.
10. Efectuar la inyección del fluido del tratamiento según programa.
11. Circular fluido limpio para desplazar los fluidos de tratamiento.
12. Fluir o inducir el pozo.
13. Iniciar la recuperación de la tubería a una velocidad de 25 metros por minuto máximo antes de llegar a la superficie hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
14. Realizar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

### EN CEMENTACIONES

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado por el cliente, el diámetro de la herramienta de fondo a utilizar, si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización de a la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: Conector de enlace entre tubería flexible y herramienta, válvula check, y trompo cementador (optimizador hidráulico).
4. Realizar las maniobras para correr un balín de acero en el interior de la tubería flexible para contabilizar el volumen interior total de la TF.
5. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
6. Establecer las condiciones del pozo, abierto o cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
7. Iniciar la bajada de la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros, cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
8. Continuar bajando a 25 metros por minuto máximos si las condiciones del pozo lo permiten.
9. Anotar y verificar cada 500 metros lo siguiente: profundidad, peso, tensión, presión del pozo y presión de circulación.
10. Al llegar a la profundidad señalada, practique la velocidad de ascenso de la tubería para igualarla con el gasto y volumen de la lechada establecido en el programa operativo.
11. Con la tubería estática iniciar el bombeo de espaciador-lechada-espaciador y desplácelo con agua hasta tener fuera de la tubería flexible el primer bache espaciador y el volumen de cemento establecido en el programa operativo.
12. Sin interrupción del bombeo, sincronizar la velocidad e iniciar el ascenso (de ser necesario reajuste la velocidad de acuerdo el volumen bombeado) al término del desplazamiento de la lechada la punta de la tubería deberá encontrarse en la cima del tapón de cemento.

13. Continuar levantando la tubería para sacar el segundo bache desplazador de la sarta, asegurándose de continuar con las condiciones del pozo establecidas en el programa operativo señalado por el cliente o el departamento técnico.
14. Iniciar la recuperación de la tubería a una velocidad de 25 metros por minuto máximo. Antes de llegar a la superficie, hacerlo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y dejarla tensionada.
15. Realizar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

#### **EN EMPACAMIENTO DE ARENA**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al programa operativo la herramienta de fondo a utilizar.
3. La herramienta de fondo mínima indispensable a utilizar es: Conector de enlace entre tubería flexible y herramienta, válvula check, y optimizador de flujo para arenamiento.
4. Aplicar los pasos 18 al 23 señalados en el procedimiento de trabajo inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
6. Bajar la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros, cuidando que no existan obstrucciones en el equipo superficial de control.
7. Verificar y anote cada 500 metros, si las condiciones de operación lo requieren, los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión de pozo circulación.
8. Continuar bajando a una velocidad máxima de 25 metros por minuto, si las condiciones del pozo lo permiten.
9. Asegurarse que la compañía contratista que proporciona la arena, éste instalada y lista para operar.
10. Estacionar la tubería flexible a la profundidad indicada en el programa operativo.
11. Colocar el tapón de arena, aditivos y espaciadores, cuidando siempre que la circulación en superficie sea continua.
12. Asegurarse de que este fuera de la tubería flexible arena, aditivos y espaciadores para evitar taponamientos en la misma.
13. Iniciar la recuperación de la tubería a una velocidad de 25 metros por minuto máximo, antes de llegar a la superficie hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
14. Efectuar los pasos del 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

#### **EN MOLIENDAS**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado por el cliente en el programa operativo, el diámetro de la herramienta de fondo a

- utilizar. Si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización de a la base.
3. La herramienta de fondo mínima indispensable a utilizar es: Conector de enlace entre tubería flexible y herramientas, válvula check, desconector hidráulico mark III o IV, motor de fondo y molino
  4. Realizar la prueba de funcionamiento del motor de fondo iniciando el bombeo y compruebe que el motor de fondo funcione. Detenga el bombeo.
  5. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
  6. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
  7. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión de pozo circulación.
  8. Continuar bajando a una velocidad máxima de 25 metros por minuto, si las condiciones del pozo lo permiten.
  9. Continuar bajando la tubería flexible a 25 metros por minuto máximo. Inicie el bombeo del fluido de tratamiento a la profundidad establecida en el programa operativo.
  10. Continuar bajando hasta tocar la resistencia ligeramente.
  11. Iniciar la molienda cuidando de no perder circulación en la superficie y repasar los metros avanzados varias veces chequeando peso y tensión para evitar atrapamientos hasta llegar a la profundidad programada. Si encuentra problemas para realizar la molienda, solicitar instrucciones a la base.
  12. Estacionar la tubería y circular un tiempo de atraso de acuerdo al programa operativo.
  13. Al llegar a la profundidad programada, circular nuevamente un tiempo de atraso.
  14. Al término del tiempo de atraso y cuando no se observen materiales de la molienda en superficie inicie la recuperación de la tubería flexible a una velocidad de 25 metros por minuto máximo con bombeo del fluido de tratamiento considerando: presión del pozo, la unidad de bombeo y la tubería flexible hasta la profundidad que señale el programa operativo. Antes de llegar a la superficie hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
  15. Realizar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial

#### **EN TRABAJOS PARA PESCAS**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado en el programa operativo, el diámetro de la herramienta a utilizar. Si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización de la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar: conector de enlace entre tubería flexible y herramientas de fondo, válvula check, desconector hidráulico y pescante.

4. Instalar el pescante adecuado (y la herramienta de percusión en caso necesario) según el programa operativo.
5. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
6. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
7. Iniciar la bajada de la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros cuidando que no existan obstrucciones en el equipo superficial de control.
8. Continuar bajando de la tubería flexible (a 25 metros por minuto máximo) hasta la profundidad señalada por el cliente en el programa operativo (boca del pescado).
9. Iniciar el bombeo y circule en caso de ser necesario para limpiar la boca del pescado.
10. Operar el pescante, tensione y verifique la pesca en el indicador de peso.
11. Si el agarre fue exitoso, tensione la tubería hasta los límites establecidos en el programa operativo. Si el pescado no se mueve realice las maniobras para liberar la sarta. Si encuentra problemas, solicitar instrucciones de la base.
12. Recuperar la tubería flexible a superficie a una velocidad de 25 metros por minuto máximo, cuidando que no existan obstrucciones y antes de llegar a la superficie hágalo lentamente para evitar tensionar la tubería flexible.
13. Aplicar los pasos del 23 al 28 de desinstalación del equipo del procedimiento inicial, verifique que la pesca haya sido exitosa, si logró el objetivo, continúe con los pasos de desinstalación del equipo señalados en el procedimiento inicial hasta el número 36.
14. Si la recuperación del pez no fue exitosa repita la operación iniciando en el paso número 4 de esta instrucción.

#### **EN EMPACADORES PERMANENTES, RECUPERABLES, INFLABLES Y TAPONES MECÁNICOS**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado por el cliente en el programa operativo, el diámetro de la herramienta de fondo a utilizar, si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización de la base.
3. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: conector de enlace entre tubería flexible y herramientas, válvula check, desconector hidráulico, soltador y empacador.
4. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
6. Considerando lo solicitado por el cliente en el programa operativo, ajuste la velocidad de descenso de la tubería flexible y ajuste la profundidad de anclaje.
7. Iniciar la bajada lentamente de la tubería flexible los primeros 10 metros, cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.

8. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo y presión de circulación.
9. Continuar bajando la tubería flexible a una velocidad máxima de 25 metros por minuto máximo si las condiciones del pozo lo permiten hasta la profundidad señalada en el programa operativo, con circulación de fluido que no dañe la formación.
10. Anclar y realizar el aislamiento del intervalo designado, utilizando lechadas de cemento y de acuerdo a la forma señalada en el programa operativo.
11. Probar el anclaje del empacador y suéltelo de acuerdo a las instrucciones del fabricante y al programa operativo.
12. Iniciar la recuperación de la tubería flexible a una velocidad de 25 metros por minuto antes de llegar a la superficie hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
13. Aplicar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

#### **EN INSTALACIÓN DE TUBERÍAS FLEXIBLES PARA SARTAS DE VELOCIDAD, PRODUCCIÓN Y BOMBEO NEUMÁTICO.**

1. Instalar el colgador para tubería flexible al árbol de válvulas.
2. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
3. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo, al tipo del colgador (solicite al supervisor indicaciones de acuerdo al tipo de colgador que va a utilizar en la operación) y a lo especificado por el cliente, el diámetro de la herramienta de a utilizar, si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización de la base.
4. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: conector de enlace rotable y válvula check desprendible.
5. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.
6. Establezca las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
7. Iniciar la bajada de la tubería lentamente los primeros 10 metros, cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
8. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo y presión de circulación.
9. Continuar la bajada de la tubería flexible a una velocidad máxima de 25 metros por minuto máximo profundidad señalada en el programa operativo.
10. Una vez en la profundidad programada asegúrese que no exista presión dentro de la tubería flexible.
11. Cerrar las cuñas del colgador, libere la presión en los gatos de tracción verifique que no exista presión en el espacio anular y reapriete las cuñas del colgador.
12. Realizar las maniobras necesarias para desconectar el estopero del preventor y subir la cabeza inyectora aproximadamente un metro por encima del preventor.
13. Cortar la tubería flexible y retire la cabeza inyectora al Low-Boy, desmantelar el preventor y colocarlo en su base en el Low-Boy.

14. Cortar y adecuar la altura de la tubería flexible de acuerdo a la altura de la válvula de sondeo.
15. Realizar las maniobras para soltar la válvula check desprendible si se requiere.
16. Realizar los pasos 31 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

### **EN REGISTROS Y DISPAROS**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico, al pozo y a la herramienta a utilizar, la longitud de tubos lubricadores necesaria y ármelos de acuerdo a lo indicado en la instrucción de trabajo referente al conector de enlace.
3. Verificar que el equipo y la herramienta de la empresa contratista que presta el servicio de registro y/o disparos, este instalada en la tubería flexible y lista para comenzar.
4. Seguir los pasos 18 hasta el 23 del procedimiento inicial.
5. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
6. Bajar lentamente la tubería los primeros 10 metros, cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
7. Continuar bajando hasta la profundidad establecida en el programa operativo. Considerando lo solicitado por el cliente y por la empresa contratista que tomará el registro y/o hará los disparos, ajuste la velocidad de ascenso o descenso y la posición de la herramienta hasta que se concluya la toma de registros y/o disparos.
8. Recuperar la tubería flexible hasta superficie, considerando lo que indique el propietario de la herramienta de la empresa contratista antes de llegar a la superficie hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
9. Seguir los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

### **EN TAPONAMIENTO Y ABANDONO DE POZOS**

1. Verificar la existencia de un retenedor de cemento (empacadores mecánicos, inflables o colchón base).
2. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 17 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos:
3. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado en el programa operativo, el diámetro de la herramienta de fondo a utilizar, si el cliente solicitara modificaciones en el programa pida autorización a la base.
4. La herramienta de fondo mínima a utilizar en la operación es: conector de enlace entre tubería flexible y herramienta, válvula check y trompo cementador (optimizador hidráulico).
5. Aplicar los pasos 18 al 23 del procedimiento de trabajo inicial.

6. Establecer las condiciones del pozo: abierto, cerrado, presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, según lo indique el programa operativo.
7. Iniciar la bajada de la tubería flexible lentamente los primeros 10 metros, cuidando que no existan obstrucciones en el equipo de control superficial.
8. Continuar bajando a una velocidad máxima de 25 metros por minuto si las condiciones del pozo lo permiten.
9. Anotar y verificar cada 500 metros los siguientes conceptos: profundidad, peso, tensión, presión del pozo y presión de circulación.
10. Al llegar a la profundidad programada, practique la velocidad de ascenso de la tubería para igualarla con el gasto y volumen de la lechada establecido en el programa operativo.
11. Con la tubería estática inicie el bombeo de espaciador-lechada-espaciador y desplácelo con agua hasta tener fuera de la tubería flexible el primer bache espaciador y el volumen de cemento establecido en el programa operativo.
12. Sin interrupción del bombeo, sincronizar la velocidad e iniciar el ascenso (de ser necesario reajuste la velocidad de acuerdo el volumen bombeado) al término del desplazamiento de la lechada la punta de la tubería deberá encontrarse en la cima del tapón de cemento.
13. Continuar levantando la tubería para sacar el segundo bache desplazador de la sarta, asegurándose de continuar con las condiciones del pozo establecidas en el programa operativo señalado por el cliente o el departamento técnico.
14. Iniciar la recuperación de la tubería a una velocidad de 25 metros por minuto máximo. Antes de llegar a la superficie, hágalo lentamente para evitar tensionar violentamente la tubería y no la deje tensionada.
15. Realizar los pasos 24 al 36 del procedimiento de trabajo inicial.

## EN INSTALACIÓN DEL CONECTOR DE ENLACE ENTRE TUBERÍA Y HERRAMIENTAS

### Instrucción para conector de enlace interior

1. Con la tubería sobre los soportes y asegurada, elimine aproximadamente de 2'' a 2 1/2 '' de la vena interior del tubo y lime los filos.
2. Colocar el conector e introdúzcalo en la tubería aproximadamente 1'' introduzca las cuñas, los barriles y termine de insertar el conector hasta que tope con el tubo.
3. Apretar (una sola persona) la primera rosca del conector con una llave stilson del número 24 y aprietar la segunda rosca del conector, (dos personas) con dos llaves stilson del número 24 y coloque una protección en la rosca inferior.
4. Subir la tubería lentamente y realice la prueba de tensión de acuerdo al programa operativo.
5. Bajar nuevamente la tubería y revise que no esté floja la primera rosca, de ser así reapriete y realice una nueva prueba de tensión y revise otra vez.
6. Si se encuentra flojo inicie desde el paso 1.
7. Si el conector esta bien instale las herramientas subsecuentes.

### **Instrucción para conector de enlace exterior**

1. Ya con la tubería sobre los soportes y asegurada, limar la orilla del tubo para eliminar filos y rebordes, e introducir la parte superior, las cuñas y las rondanas.
2. Instalar la parte inferior asegurándose de que entre en su totalidad.
3. Apretar con las llaves 24, marque la tubería y subir lentamente y realizar la prueba a la tensión indicada en el programa operativo.
4. Bajar la tubería, revise la marca y el apriete, si estuviera flojo reapriete y realice una nueva prueba.
5. Si queda flojo instalarlo nuevamente.
6. Si la prueba es correcta continuar instalando la herramienta que le indique el programa operativo.

### **EN PRUEBA DE PREVENTORES**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 9 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplique los siguientes pasos.
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico del pozo y a lo especificado por el cliente, la categoría del pozo:

I Operaciones con presión moderada de 0 a 3,500 psi.

II Operaciones con presión alta de 3,501 a 7,000 psi.

III Operaciones con máxima presión de 7,001 a 10,000 psi.

3. Instalado el preventor sobre el árbol de válvulas, instalar una línea de alta presión de la bomba a la válvula macho del preventor.
4. Probar el cierre y apertura de cada uno de los arietes hidráulicamente.
5. Cerrar el ariete ciego y pruebe el preventor con bombeo de agua o gel a la presión máxima esperada en el pozo más 1,000 psi, y obsérvelo 15 minutos.
6. En caso de que la prueba sea satisfactoria, desfogue la presión hacia la bomba, abrir el ariete ciego y continuar con los pasos del procedimiento inicial a partir del número 11.
7. En caso de que exista fuga desfogue la presión, desmantelar el preventor para corregir el problema e iniciar en el punto número 1.

### **EN INSTALACIÓN DE TUBOS LUBRICADORES**

#### **Indicaciones si existe equipo de perforación o reparación de pozos:**

1. Iniciar las actividades observando lo indicado en los pasos 1 al 16 del procedimiento de trabajo inicial, posteriormente aplicar lo siguiente.
2. Identificar de acuerdo al estado mecánico, al pozo y a la herramienta a utilizar, la longitud de tubos lubricadores a utilizar y armarlos.
3. Con ayuda de la grúa suba los tubos al piso de perforación y hacer el cambio a la polea viajera o al malacate "ronco" e instalarlos al conjunto de preventores enroscando la conexión rápida.
4. Seguir los pasos 18 hasta el 28 del procedimiento inicial.

5. Desconectar la unión rápida de los lubricadores y el conjunto de preventores y con ayuda del malacate "ronco" o la polea viajera del equipo de perforación subirlos hasta el piso de perforación y haga el cambio a la grúa del equipo de TF.
6. Bajar los tubos con la grúa, desarmarlos, colocarlos en el Low-Boy y guardarlos.

**Indicaciones si no existe equipo de perforación o reparación de pozos:**

1. Identificar de acuerdo al estado mecánico, al pozo y a la herramienta a utilizar, la longitud de tubos lubricadores a utilizar y armarlos.
2. Con la ayuda de la grúa coloque los tubos lubricadores dentro del contrapozo en una esquina del mismo o asegurados en una de las anclas de la grúa.
3. Utilizando la grúa instalar la cabeza inyectora sobre los tubos lubricadores, enroscando la conexión rápida.
4. Seguir los pasos 18 hasta el 28 del procedimiento inicial.
5. Apoyándose con la grúa introducir nuevamente los tubos lubricadores al contrapozo o acercarlos al ancla de la grúa y desconectar la cabeza de los mismos.
6. Utilizar la grúa para desarmar los tubos lubricadores y subirlos a su base del Low-Boy y guardarlos.

**EN OPERACIÓN DE UNIDAD DE BOMBEO**

1. Una vez determinada la aplicación del equipo de bombeo, ya sea como complemento de alguna unidad de tubería flexible o bien solicitada en forma individual para darle servicio al cliente, realizar los siguientes pasos.
2. Si la unidad de bombeo se solicitó para operar sola, llene el formato de registro de solicitud de servicio de la instrucción correspondiente, en caso de ser complemento del equipo de TF, omitir este paso.
3. Antes de mover la unidad a la nueva localización, efectuar la revisión del equipo y registrar los resultados en el formato de revisión.
4. Trasladar la unidad de bombeo al pozo con las cajas de desplazamiento vacías.
5. Alinear la unidad de bombeo e instalar la línea de baja presión o succión al tanque o pipa del fluido de tratamiento.
6. Instalar una línea de alta presión o descarga si la unidad de bombeo atiende un servicio sólo; si va acompañado a la unidad de TF instalar dos líneas de alta presión, una al carrete y otra a la válvula tapón del conjunto de preventores.
7. Revisar la unidad de bombeo y llenar el formato de chequeo "revisión de unidad de bombeo".
8. Poner a funcionar la unidad de potencia de la bomba.
9. Probar la o las líneas de descarga con la presión máxima de trabajo más 1,000 psi. Observar durante 15 minutos asegurándose de que no existan fugas.
10. Hecho lo anterior desfogar la presión hacia las cajas de desplazamiento o a la línea de desfogue.
11. De acuerdo al programa operativo y a lo solicitado por el cliente realizar las pruebas requeridas observando las indicaciones de presión y desfogar de los pasos anteriores 9 y 10.

12. Si el programa operativo lo señala preparar un bache de fluido de tratamiento y desplazarlo según lo que el programa operativo indique.
13. Iniciar el bombeo del fluido de tratamiento de acuerdo a lo señalado por el programa operativo, por el operador o por el supervisor del cliente.
14. En caso de haber trabajado con fluidos: corrosivos, flamables, o lodos, lave los túneles de succión, el cuerpo hidráulico y las cajas de desplazamiento con agua.
15. Apagar la unidad de potencia, desmontar las líneas de succión y descarga.
16. Llenar el reporte diario de operación, la orden de trabajo o certificación de servicio y solicitar la firma del supervisor del servicio por parte del cliente.
17. Retirar la unidad de bombeo a lugar seguro, checar que no haya materiales o herramientas diversas olvidadas, limpie el equipo y completar el reporte de revisión del estado de la unidad de bombeo "revisión de unidad de bombeo".
18. Reportarse a la base por radio o teléfono para solicitar nuevo programa.

### EN MANTENIMIENTO A HERRAMIENTAS DE FONDO

1. El operador después del servicio entrega la herramienta de fondo al departamento de herramientas de fondo, para su revisión, mantenimiento y limpieza.
2. Se desarma la herramienta y se limpia cada parte.
3. Se revisa cada elemento de la herramienta y las partes dañadas se cambian por piezas nuevas.
4. Se arma y se realiza una prueba hidrostática para verificar que funcione correctamente.
5. Si la prueba fue satisfactoria se pinta la herramienta para efectos de presentación y protegerla de la corrosión.
6. Posteriormente se almacenan en el departamento para su control y distribución en los servicios con las unidades de tubería flexible.

### EN FLUIR POZOS A TRAVES DE ENSAMBLES DE ESTRANGULACIÓN HIDRÁULICO Y MANUAL AJUSTABLE

#### Requisitos antes de empezar:

1. Efectuar revisión del equipo.
2. Efectuar revisión a la unidad móvil.
3. Conocer el reporte de localización.
4. Efectuar revisión a todo el equipo de fluir.
5. Asegurarse de contar con suficiente tubería de baja presión.
6. Transportar el equipo de fluir al pozo.

#### Inicio de la operación:

1. Colocar la presa metálica de desechos con el viento a favor.  
**NOTA:** Todas las localizaciones y el medio árbol de producción están situados con viento a favor, por lo que tiene que tomar dicha referencia.

2. Instalar el papalote para verificar y estar observando la dirección del viento, el papalote se debe de colocar en la presa metálica.
3. Colocar el ensamble de fluir con el viento a favor.
4. Instalar la línea del medio árbol de producción o de la lateral del colgador al ensamble de fluir.  
**NOTA:** La línea y el equipo que se utilice hasta el ensamble debe ser de 2" con conexión.
5. Instalar la línea de descarga del estrangulador hidráulico a la presa metálica.  
**NOTA:** La línea y el equipo que se utilice hasta el ensamble debe ser de 2" con conexión. La línea debe quedar sujeta con estacas.
6. Colocar e instalar el panel de control con el viento a favor a cerca de la cabina del equipo de tubería flexible.
7. Purgar la manguera hidráulica que va al sensor de presión del pozo.
8. Probar todo el equipo desde la válvula lateral y uno a uno todas las válvulas macho con la presión del pozo más 1,000 psi. **NOTA:** Para esta prueba se debe instalar la unidad de bombeo por el estrangulador ajustable.
9. Instalar la línea de descarga del estrangulador manual ajustable a la presa terrestre. **NOTA:** La línea y el equipo que se utilice después del ensamble debe ser de 2" con conexión. La línea debe quedar sujeta con estacas.
10. Abrir pozo a través de la válvula lateral del medio árbol o del colgador muy lentamente.
11. Abrir pozo a la presa metálica a través del estrangulador hidráulico por el tamaño de estrangulador que el supervisor del cliente o el programa operativo indicar y verificar que no existan fugas. **NOTA:** La verificación es visual.
12. Monitorear y registrar cada hora la descarga a la presa metálica.
13. Monitorear constantemente la presión de pozo y registrarla cada hora.
14. Registrar el tamaño del estrangulador por el que se esta fluyendo.
15. Registrar cada cambio en el tamaño del estrangulador.
16. Verificar el volumen de líquidos en la presa metálica durante la operación y al final para su achique.
17. En el caso de fluir y quemar a la presa terrestre pida la autorización al supervisor del cliente en el pozo a la base correspondiente.
18. Preparar y colocar el mechón a la salida de la tubería de descarga.
19. Abrir el pozo a través de la válvula lateral del medio árbol o del colgador muy lentamente.
20. Con el estrangulador ajustable abrir el pozo muy lentamente hasta tener fuego a la salida de la tubería de descarga.
21. Ajustar el estrangulador con la apertura que el supervisor del cliente o en su caso el programa operativo indique.
22. Verificar constantemente la dirección del viento.
23. Al finalizar la operación cerrar la válvula lateral y desfogar todo el ensamble, todas las válvulas macho deben quedar abiertas, así como el estrangulador hidráulico y el ajustable.
24. Desmantelar las líneas de descarga y la línea de alta presión.
25. Engrasar todas las válvulas macho, dejarlos en posición abierta.
26. Completar el desmantelamiento del equipo de fluir al 100%.

**Equipo de fluir:**

**DESCRIPCIÓN**

1. Adapter de 2 1/16"-10 k x 2" fig-1502.
2. Adapter de 2 1/16"-15 k x 2" fig-1502.
3. Adapter de 1 13/16"-10 k x 2" fig-1502.
4. Adapter de 2 1/16"-5 k x 2" fig-1502.
5. Chick-san 2" fig-1502.
6. Tubo integral 2" fig-1502 x 7'
7. Tubo integral 2" fig-1502 x 3'
8. Tubo integral 2" fig-1502 x 1'
9. Cruceta 2" fig-1502 FFFM
10. Válvula macho 2" fig-1502.
11. Estrangulador ajustable 2" fig-1502 macho.
12. Niple de estrangulador 2" fig-1502 macho.
13. Adapter 2" fig-1502 hembra x 602 macho.
14. Adapter 2" fig-1502 hembra x flange 3 1/16" BX-154.
15. Adapter 2" fig-1502 macho x 2" fig-602 hembra.
16. Tubería de baja presión 2" fig-602.
17. Válvula macho de 1" fig-1502.
18. Carrete 2" fig-1502 macho x macho.
19. Carrete 2" fig-1502 hembra x hembra.
20. Carrete 2" fig-602 macho x macho.
21. Carrete 2" fig-602 hembra x hembra.
22. "L" 2" fig-1502.
23. "L" 2" fig-602.
24. "L" 2" fig-1502 hembra x 2" fig-602 macho.
25. "L" 2" fig-602 hembra x 2" fig-1502 macho.
26. Sensor de presión de pozo relación 4:1.
27. "T" 2" fig-1502 hembra x macho.
28. Manguera de baja presión núm. 4 con conexiones npt. Num. 4 macho.
29. Manguera de alta presión núm. 4 con conexiones npt. Num. 4 macho.
30. Panel de control.
31. Bomba para engrasar chick-san.
32. Bomba para engrasar válvulas macho.
33. Bomba cebadora.
34. Barras para estacar las líneas.

**EN SOLDAR CONECTOR A TUBERÍA FLEXIBLE**

1. Enderezar el extremo de la tubería flexible que va a ser soldado.
2. El extremo de la tubería debe ser cortado a escuadra con una herramienta de corte recto.
3. Verificar que la tubería quedó recta (en escuadra). Debe ser al final en cuatro diferentes posiciones sobre corte, a 90° uno del otro. Cualquier diferencia de 1/32" o más, fuera de escuadra debe ser cortado de nuevo.
4. Eliminar la soldadura interior del extremo de la tubería hasta 1/2". Debe ser biselado a 30°-40° dependiendo de la preferencia del soldador.
5. Los diámetros interior y exterior de la tubería deben limpiarse con lija para remover óxido, escamas o costras y restaurar el metal.
6. Limpiar el extremo de la tubería con alcohol desnaturalizado o un solvente ligero.
7. Colocar extremo de la tubería en la abrazadera de la herramienta alienadora. Verificar la alineación en los cuatro puntos.
8. Colocar disipador de calor a una distancia de 1/8 a 1/4 del extremo del tubo. Esta separación depende del espesor del tubo. Colocar una protección contra el viento antes de soldar. Coloque el conector al ras y alineado en el extremo de la tubería a la que se va a soldar. **NOTA:** No suelde si la cara y la punta no están perfectamente al ras del conector.
9. Proceder a soldar ambas piezas.
10. Al terminar de soldar, la soldadura debe presentar una ligera joroba no mayor de 1/16".
11. Al enfriar la soldadura esmerile la joroba con un disco abrasivo para dejarla a máximo 0.005" cuidando de no dañar la superficie del tubo.
12. Utilizando el probador de dureza (verifique antes de utilizarlo que esté calibrado, vea las indicaciones de cómo operarlo al final de esta instrucción), realizar la prueba de dureza tomando las lecturas del lado de la tubería a 12" del cordón, posteriormente a 6 y por último a 1/2". Llenar el reporte de prueba de dureza o anótarlo en su bitácora. Reportar estos valores de la prueba de dureza a la brevedad posible al coordinador de operación.
13. Si el cliente lo solicita pedir que se tome una radiografía para verificar el estado del cordón de soldadura en el interior de la tubería y el conector.
14. Posteriormente y antes de utilizar esta tubería y el conector es recomendable que se realice una prueba de presión (hidráulica) a 3,500m psi. Con agua o nitrógeno.
15. Si por alguna razón la prueba demuestra una fuga o bien se revienta la soldadura, habrá que realizar la operación de soldado iniciando en el paso número uno de esta instrucción.

**Indicaciones para operar el probador de dureza.**

1. Seleccionar el penetrador (F) que debe usar.  
Utilizar el penetrador de diamante acero duro o tratado térmicamente  
Utilizar penetrador de bola para materiales no ferrosos o acero de dureza menor a 20 Rc.
2. Seleccionar el asiento adecuado (C) según la forma del material a probar.
3. Asegurarse que la perilla de peso (J) no tenga presión, para que el penetrador no sobresalga de la grapa superior (A).

4. Sujetar firmemente la tubería a probar, previa limpieza de la misma, entre el asiento (C) y la grapa superior (A) utilizando para ello la perilla (E) localizada en la grapa inferior (B). **NO LA FUERCE.**
5. Girar la perilla (J) situada del bajo del mago hasta que el indicador de peso (L) esté situado en "CERO". Gire la carátula del indicador hasta que señale el punto negro pequeño. Continúe girando la perilla (J) hasta que la aguja indique "SET". "SUJETE EL PROBADOR FIRMEMENTE POR EL MANGO PARA EVITAR DAÑO AL PENETRADOR".
6. Girar LA carátula del indicador (P) hasta que la aguja se encuentre en "CERO" NEGRO.
7. Girar la perilla (J) hasta colocar la aguja en el punto "B ROJO" para leer en escala B y en "C NEGRO" para leer en la escala C.
8. Mantenerlo en esta posición durante un minuto y liberar la presión girando la perilla (J) hasta que la aguja indique "SET" nuevamente.
9. Leer la aguja del indicador de letras rojas para escala "B" y de letras negras para escala "C".
10. Aflojar completamente la perilla (J).
11. Aflojar la perilla (E) para liberar las grapas.

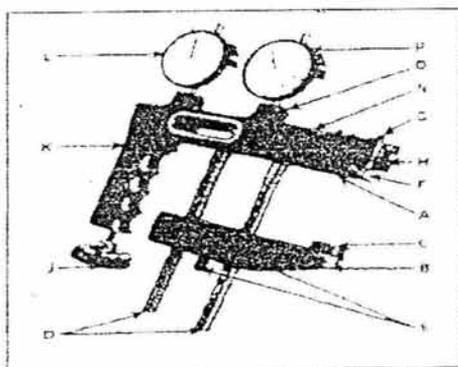


Fig III.6.1 Probador de dureza

### EN SOLDAR TUBERÍA FLEXIBLE .

1. Verificar que las tuberías que va a unir sean del mismo diámetro y tipo, asegurándose que sean compatibles, para ello confirme con la persona que solicito el proceso que haya certificado los datos técnicos de las tuberías que va a unir. Como aseguramiento utilice el calibrador vernier y el probador de dureza.
2. Colocar las tuberías que va a unir en el soporte, asegúrese que quedaron apropiadamente sujetas por las dos personas.
3. Preparar las tuberías para soldarlas, elimine interiormente hasta media pulgada de la costura de ambas tuberías utilizando el Moto-Tool con buril cilíndrico de tungsteno.

- Utilizar posteriormente lija para fierro del número 100 (o equivalente según el proveedor) para limpiarlas y evitar disminuir el espesor de las tuberías.
- Exteriormente bisele las puntas de la tuberías asegurándose que los biselados queden a 30°- 40° dependiendo de la preferencia del soldador.
  - Por fuera de las tuberías lije hasta 6", hacerlo a mano y utilizar lija para fierro del número 100.
  - Limpiar ambas tuberías utilizando alcohol desnaturalizado o un solvente ligero y toallas de papel; asegurarse de haber eliminado cualquier residuo de grasa o polvo.
  - Alinear ambas puntas de las tuberías, utilizar una regla o escuadra en la unión colocándola en cuatro puntos del diámetro (ejemplo: norte, sur, este, oeste) para verificar que están perfectamente alineadas. Recordar que no debe haber separación entre ellas.
  - Instalar los disipadores de calor de bronce o cobre en cada una de las puntas colocándolos de 1/5" a 1/4" a partir de donde empieza el biselado.
  - Ajustar el amperaje de la planta de soldar de acuerdo al espesor de la tubería que va a soldar, consultar de ser necesario las tablas de referencia del manual práctico del soldador.
  - Iniciar la aplicación del cordón de soldadura alrededor de las tuberías utilizando el electrodo consumible que vaya de acuerdo al tipo de tubería que está soldando, iniciar por la parte de abajo a la mitad de la tubería hacia arriba hasta llegar a la mitad. Continuar empezando nuevamente por abajo y terminando arriba uniendo lo que está soldando con la soldadura anterior.
  - Mientras está realizando el proceso de soldar vigilar que el cordón de soldadura que está aplicando no tenga partes cóncavas, observe que el "charco" vaya apropiadamente cubriendo la unión de las tuberías en las partes biseladas. Observar que no le falte soldadura ni le sobre, procurar que quede dentro de la unión ambas.
  - Al terminar de soldar, retire los disipadores de calor, al enfriarse, la soldadura debe presentar una ligera joroba no mayor a 1/16" de pulgada.
  - Verificar que el área de soldado esté fría, utilizando un disco abrasivo esmerilar la joroba de la soldadura para dejarla a máximo a 0.005" cuidando de no dañar la superficie de la tubería, no exceda esta medida por que puede afectar la calidad de la soldadura.
  - Utilizando el probador de dureza (verifique antes de utilizarlo que este calibrado, vea indicaciones de cómo operarlo al final de esta instrucción), realizar la prueba de dureza tomando lecturas de un lado primero a 12" del cordón, luego a 6 y finalmente a 1/2", repetir el procedimiento en el otro extremo del cordón de soldadura. Llenar el reporte de prueba de dureza o anotarlo en su bitácora. Reportar estos valores de la prueba a la brevedad posible al coordinador de operación.
  - Si el cliente lo solicita pedir que se tome una radiografía para verificar el estado del cordón de soldadura en el interior de la tubería.
  - Posteriormente y antes de utilizar la tubería en una operación es recomendable que el área de operación realice una prueba de presión (hidráulica) con agua para detectar alguna fuga.
  - Si por alguna razón la prueba demuestra que hay fuga o bien revienta la soldadura, habrá que realizar la operación de soldado iniciando en el paso 1 de esta instrucción.

### Indicaciones para operar el probador de dureza

1. Seleccionar el penetrador (F) que debe usar.  
Utilizar el penetrador de diamante acero duro o tratado térmicamente.  
Utilizar penetrador de bola para materiales no ferrosos o acero de dureza menor a 20 Rc.
2. Seleccionar el asiento adecuado (C) según la forma del material a probar.
3. Asegurarse que la perilla de peso (N) no tenga presión, para que el penetrador no sobresalga de la grapa superior (A).
4. Sujetar firmemente la tubería a probar, previa limpieza de la misma, entre el asiento (C) y la grapa superior (A) utilizando para ello la perilla (E) localizada en la grapa inferior (B). **NO LA FUERCE.**
5. Girar la perilla (J) situada debajo del mango hasta que el indicador de peso (L) esté situado en "CERO". Gire la carátula del indicador hasta que señale el punto negro pequeño. Continúe girando la perilla (J) hasta que la aguja indique "SET". "SUJETE EL PROBADOR FIRMEMENTE POR EL MANGO PARA EVITAR DAÑO AL PENETRADOR".
6. Girar la carátula del indicador (P) hasta que la aguja se encuentre en "CERO" NEGRO.
7. Girar la perilla (J) hasta colocar la aguja en el punto "B ROJO" para leer en escala B y en "C NEGRO" para leer en escala C.
8. Mantenerlo en esta posición durante un minuto y liberar la presión girando la perilla (J) hasta que la aguja indique "SET" nuevamente.
9. Leer la aguja del indicador de letras rojas para escala "B" y el de letras negras para escala "C".
10. Aflojar completamente la perilla (J).
11. Aflojar la perilla (E) para liberar las grapas.

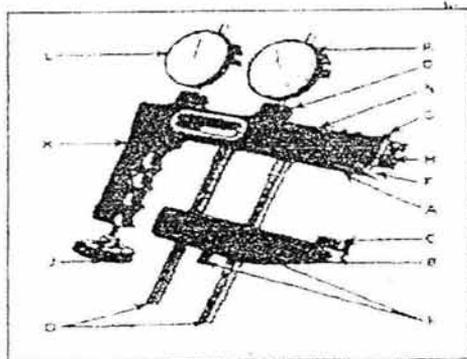


Fig III.6.2 Probador de dureza

## EN PREPARACIÓN DE CONCENTRADO DE GELATINA

1. Antes de iniciar la preparación de "concentrado de gelatina" por primera vez en el día asegurarse que el tanque mezclador esté limpio y libre de grumos. Utilizar guantes de seguridad, lentes de protección y mascarilla.
2. Colocar 40 litros de diesel en el tanque mezclador asegurándose que el diesel esté libre de agua u otros contaminantes.
3. Tapar la mezcladora y enciéndala haciendo girar el diesel en su interior.
4. Colocar el embudo en el tanque mezclador e ir agregando el agente gelificante en polvo poco a poco hasta completar 62.5 libras o más de acuerdo a las especificaciones del fabricante. Asegurarse que los sacos abiertos queden perfectamente cerrados para evitar que se pueda contaminar con polvo y/o humedad del contenido.
5. A partir de que término de vaciar el gel en el tanque mezclador permitir que el contenido se centrifugue por espacio de cinco minutos. Una vez detenida la mezcladora, retirar el embudo, abrir el tanque y verificar que la mezcla esté homogénea y que no haya presencia de grumos.
6. Pasar la mezcla del tanque mezclador al tanque de almacenamiento de 200 litros.
7. Al terminar la última mezcla del día, limpiar el interior del tanque mezclador con una espátula asegurándose de que no queden grumos en el interior. Si fuera necesario por la cantidad de grumos en el interior vaciar un poco de diesel para limpiar los residuos y abrir la llave de salida para retirar lo sobrante. Cubra, para evitar que se contaminen, las cubetas y el embudo.

## EN RECUPERAR TUBERÍA FLEXIBLE

### Preparación:

Antes de iniciar a instalar el equipo de tubería flexible es necesario:

1. Confirmar el tipo de colgador instalado, diámetro de la tubería, marca, tipo y medida del niple de asiento en el extremo de la TF.
2. Verificar que el conector (roll-on) sea para el diámetro y espesor de pared de la tubería flexible que se tienen instalada en la unidad y de la que se va a recuperar.
3. Contar con suficiente tubería flexible en caso de requerirse la pesca de la tubería a recuperar.
4. Contar con sellos de plomo y pescantes en el equipo de tubería flexible.
5. Contar en el pozo con los materiales necesarios.
6. Contar con el dardo para el niple de asiento.
7. Producto para agregar gel.
8. Juego de cuñas auxiliares.
9. Pipa con agua.
10. Unidad de nitrógeno para barrido de limpieza de la tubería a recuperar.

### Procedimiento operativo:

1. Verificar que esté la tubería colgada con la válvula maestra; es caso de no estar, elaborar programa de control del pozo para pescar la tubería.
2. Si la tubería esta colgada, cerrar el pozo a la estación.
3. Apretar nuevamente los tornillos y yugos del colgador.
4. Cerrar válvula maestra superior y abrir la válvula de sondeo (abrir la válvula lentamente).
5. Alojarse el dardo y cerrar la válvula de sondeo y abrir la válvula maestra superior (lentamente); y esperar viaje del dardo (aproximadamente 30 minutos).
6. Con la unidad de bombeo instalada a la lateral del pozo bombear 10 barriles de gel lineal o hasta represar con 1000 psi. Y esperar 30 minutos.
7. Si el pozo mantiene las 1000 psi. Desfogar a 0 psi. Por la línea de bomba y contar cuantos barriles regresan y esperar 1 hora.
8. Durante esta hora se deberá instalar en el extremo de la tubería de la unidad el roll-on, la ventana de acceso y el preventor.
9. Si el pozo se mantiene en 0 psi., desmantelar el medio árbol de válvulas; (si no se mantiene en 0 psi. hacer el programa para controlar el pozo).
10. Acondicionar la punta de la tubería flexible (quitar costura) y enlazar con el conector roll-on.
11. Sentar sobre el colgador: la ventana, el preventor y la cabeza inyectora, cerrar la válvula y recuperar el peso de la sarta colgada hasta levantar 20 cm.
12. Verificar por el preventor que no exista presión en el espacio anular y abrir la ventana, retire las cuñas y recupere la tubería flexible enrollando en el carrete operativo.
13. Al llegar a la superficie cierre la válvula maestra y desmantele equipo al 100% y colgador, e instale el medio árbol de válvulas.
14. Transportar el colgador al taller de herramientas especiales para su mantenimiento y revisión.

### EN SOLDAR TUBERÍA CON CABLE INTERIOR.

1. Enderezar ambos extremos de la tubería que va a ser soldada (de 1 m. a 1.5 m. de cada extremo).
2. Los extremos de la tubería deben ser cortados a escuadra con una herramienta de corte recto.
3. Verificar que la tubería quedó recta (en escuadra) debe ser al final en cuatro diferentes posiciones sobre corte, a 90° uno del otro. Cualquier diferencia de 1/32" o más, fuera de escuadra debe ser cortado de nuevo.
4. Eliminar la soldadura interior de los extremos de la tubería hasta 1/2", ambos extremos deben ser biselados a 30°- 40° dependiendo de la preferencia del soldador.
5. Los diámetros interior y exterior de los extremos de la tubería deben limpiarse con lija para remover óxido, escamas o costras y restaurar el metal.
6. Limpiar ambos extremos de la tubería con alcohol desnaturalizado o un solvente ligero.
7. Envolver el cable eléctrico con tela de fibra de vidrio, suficiente para que quede ajustado en el interior. (4 pulgadas de cada extremo).

8. Colocar los extremos de la tubería en las abrazaderas de la herramienta alienadora con una separación de 0.030 de pulgada máximo. Verificar la alineación en los cuatro puntos.
9. Colocar los disipadores de calor a una distancia de 1/8 a 1/4 del extremo del tubo. Esta separación depende del espesor del tubo. Coloque una protección contra el viento antes de soldar. **NOTA:** No suelde si las caras y las puntas no están perfectamente alineadas.
10. Proceder a soldar ambos extremos de la tubería.
11. Al terminar de soldar, retire los disipadores de calor, al enfriarse la soldadura debe presentar una ligera joroba no mayor de 1/16".
12. Al enfriar la soldadura esmerile la joroba con un disco abrasivo para dejarla a máximo 0.005" cuidando de no dañar la superficie del tubo.
13. Utilizando el probador de dureza (verificar antes de utilizarlo que esté calibrado, vea las indicaciones de cómo operarlo al final de esta instrucción), realizar la prueba de dureza tomando las lecturas del lado de la tubería a 12" del cordón, posteriormente a 6 y por último a 1/2", repita el procedimiento en el otro extremo del cordón de la tubería. Llenar el reporte de prueba de dureza o anótelo en su bitácora. Reportar estos valores de la prueba de dureza a la brevedad posible al coordinador de operación.
14. Si el cliente lo solicita pedir que se tome una radiografía para verificar el estado del cordón de soldadura en el interior de la tubería.
15. Posteriormente y antes de utilizar esta tubería es recomendable que se realice una prueba de presión (hidráulica) con agua para detectar alguna fuga.
16. Si por alguna razón la prueba demuestra una fuga o bien se revienta la soldadura, habrá que realizar la operación de soldado iniciando en el paso número uno de esta instrucción.

### Indicaciones para operar el probador de dureza

1. Seleccionar el penetrador (F) que debe usar.  
Utilizar el penetrador de diamante acero duro o tratado térmicamente.  
Utilizar penetrador de bola para materiales no ferrosos o acero de dureza menor a 20 Rc.
2. Seleccionar el asiento adecuado (C) según la forma del material a probar.
3. Asegurarse que la perilla de peso (J) no tenga presión, para que el penetrador no sobresalga de la grapa superior (A).
4. Sujetar firmemente la tubería a probar, previa limpieza de la misma, entre el asiento (C) y la grapa superior (A) utilizando para ello la perilla (E) localizada en la grapa inferior (B). **NO LA FUERCE.**
5. Girar la perilla (J) situada debajo del mango hasta que el indicador de peso (L) esté situado en "CERO". Girar la carátula del indicador hasta que señale el punto negro pequeño. Continuar girando la perilla (J) hasta que la aguja indique "SET". "SUJETE EL PROBADOR FIRMEMENTE POR EL MANGO PARA EVITAR DAÑO AL PENETRADOR".
6. Girar la carátula del indicador (P) hasta que la aguja se encuentre en "CERO" NEGRO.
7. Girar la perilla (J) hasta colocar la aguja en el punto "B ROJO" para leer en escala B y en "C NEGRO" para leer en escala C.
8. Mantenerlo en esta posición durante un minuto y liberar la presión girando la perilla (J) hasta que la aguja indique "SET" nuevamente.

9. Leer la aguja del indicador de letras rojas para escala "B" y el de letras negras para escala "C".
10. Aflojar completamente la perilla (J).
11. Aflojar la perilla (E) para liberar las grapas.

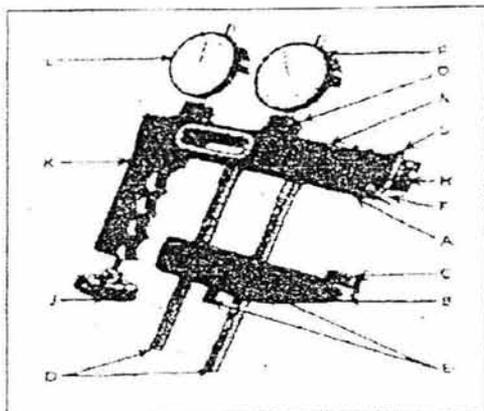


Fig. III.6.3 Probador de dureza

CAPITULO IV

APLICACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE

IV.1 INDUCCIONES CON NITRÓGENO

Objetivo

Aligerar la carga hidrostática generada por los fluidos contenidos en el pozo, mediante el desplazamiento con nitrógeno para crear una presión diferencial en el intervalo productor del mismo y que permita a los fluidos del yacimiento descargarlos a la superficie.

Áreas de oportunidad

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

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

Equipo auxiliar

Equipo de tubería flexible, unidad de bombeo del equipo de tubería flexible, herramientas de fondo, unidad inyectora de nitrógeno, tanques criogénicos (termos) Fig. IV.1.1

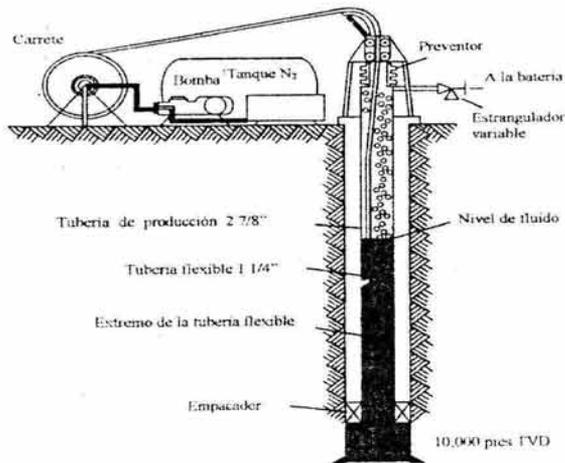


Fig IV.1.1 Inyección de nitrógeno

**Consideraciones para el diseño:**

Se consideran la geometría del pozo, condiciones de la vida útil del aparejo de producción, conexiones superficiales, datos del yacimiento, densidad del fluido en el pozo, presión, temperatura de fondo y las características de la tubería flexible. Así como la norma técnica API - RP SC 7.- Coiled tubing operation in oil and gas well series, first edition 96.

**Aspectos transitorios en las inducciones con tubería flexible**

Los aspectos transitorios requieren ser considerados para determinar el volumen óptimo de nitrógeno y tiempo de operación para realizar la inducción al pozo. Esto es posible calcularlo con el simulador numérico wellbore simulator (WBS), porque tiene la capacidad de manejar todos los parámetros y variables relacionadas con el evento, permitiendo medir el comportamiento de flujos multifásicos y transportación de masa, en diferentes tipos de fluidos para el control de pozos, como los que aporta el yacimiento.

**Volumen requerido de nitrógeno.-** La cantidad se determina en función de la geometría del pozo, tipo de fluido por desplazar y de las condiciones de operación: gastos, presiones de inyección, velocidad de introducción y extracción de la tubería flexible.

La razón de usar nitrógeno gaseoso en los pozos petroleros, está en función de sus características y propiedades.

1. Es un elemento inerte y elimina los peligros de incendio durante las operaciones.
2. Bajo coeficiente de solubilidad en agua y/o aceite.
3. Por su estabilidad e inactividad química, ya que no reacciona con otros fluidos e inhibe la corrosión de partes metálicas.
4. No contamina ni daña las formaciones.
5. Ayuda a reducir el agua contenida en las formaciones, debido a su afinidad con las misma. Por ejemplo: se ha podido comprobar experimentalmente que a  $200 \text{ kg/cm}^2$  y  $80^\circ \text{C}$ ,  $100 \text{ m}^3$  de  $\text{N}_2$ , absorbieron 40.8 litros de agua.
6. Porque mantiene su estado gaseoso a presiones y temperaturas elevadas.
7. Por su alto rendimiento de volumen de gas por volumen de líquido.

Símbolo	N <sub>2</sub>
Peso molecular	28.016
Presión crítica	34.61 kg/cm <sup>2</sup>
1 kg de líquido rinde	0.861 m <sup>3</sup>
Densidad a 20°C	0.0011165 gr/cm <sup>3</sup> @ c.n.
Punto de ebullición	-196.8 °C
Contenido de humedad	2.5 ppm
Temperatura crítica	-141.1 °C
Toxicidad	Nula
Punto de vaporización	-29.81°C
Combustibilidad	Nula

Tabla IV.1.1. Propiedades del nitrógeno gaseoso.

### Comportamiento del nitrógeno gaseoso durante la inducción

- Aumenta la RGO entre el espacio anular de la T.F. y T.P.
- Se produce un efecto de compresión antes de vencer la presión ejercida por el gradiente hidrostático del fluido a desplazar.

Como el punto máximo de inyección se establece en el fondo del pozo, el gradiente de presión se incrementa causando una compresión adicional dentro de la TF, y cuando se inicia el ascenso en el espacio anular, el gradiente de presión de la columna fluyente del líquido disminuye debido a la expansión del nitrógeno.

La expansión se hace dramática debido a que el nitrógeno en el fluido continúa en el flujo hacia la superficie, la velocidad del fluido y la pérdida de presión por fricción en el espacio anular se incrementa significativamente a la velocidad y pérdida de presión por fricción en el fondo del pozo donde se ubica el punto de inyección.

El incremento en la pérdida de presión por fricción es función de la expansión del gas, dependiendo de cómo o que profundo es el conjunto de inyección en el pozo.

El incremento en el gasto de bombeo de N<sub>2</sub> aumenta las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular, disminuyendo la descarga óptima de los fluidos del pozo.

Como la sección transversal decrece, la pérdida de presión por fricción por la equivalencia del nitrógeno y los gastos en la circulación del fluido se hacen dramáticos.

**Metodología para calcular el volumen requerido de nitrógeno**

1. Determinar el volumen necesario ( $V_i$ ) para introducir la tubería flexible a una profundidad considerada ( $L$ ), con una velocidad ( $v_i$ ).

$$V_i = L * Q_{N_2 i} / v_i$$

2. Calcular el volumen para circular en el fondo ( $V_f$ ):

$$V_f = V_{tot} * F_v$$

$$V_{tot} = V_{TR} + V_{TP}$$

$F_v$  = se obtiene de tablas de nitrógeno, considerando la presión de superficie (anular de la tubería flexible y la tubería de producción y con la profundidad en pies).

3. Calcular el volumen durante la extracción de la tubería flexible.

$$V_e = [ L * Q_{N_2 e} ] / v_e$$

4. Volumen total de nitrógeno requerido.

$$V_{TN_2} = V_i + V_f + V_e$$

Donde:

$V_i$  = Volumen de nitrógeno durante la introducción de la tubería flexible, en  $m^3$ .

$V_f$  = Volumen de nitrógeno para circular en el fondo, en  $m^3$ .

$V_e$  = Volumen de nitrógeno durante la extracción de la tubería flexible, en  $m^3$ .

$V_{tot}$  = Volumen total del pozo, en  $m^3$ .

$F_v$  = Factor de Volumen (se obtiene en tablas).

$V_{TR}$  = Volumen de la T.R. de la profundidad interior al empacador =  $Cap. TR * L_1$ .

$V_{TP}$  = Volumen en la tubería de producción =  $Cap. TP * L_2$ .

$L_1$  = Longitud de TR, (de la profundidad interior al empacador).

$L_2$  = Longitud de la tubería de producción.

$L$  = Profundidad programada (de trabajo), en metros.

$Q_{Ni}$  = Gasto de nitrógeno durante la introducción, en  $m^3 / min$ .

$Q_{Ne}$  = Gasto de nitrógeno durante la extracción, en  $m^3 / min$ .

$v_i$  = Velocidad de introducción de la tubería flexible, en  $m / min$ .

$v_e$  = Velocidad de extracción de la tubería flexible, en  $m / min$ .

**Ejecución:**

Se puede realizar la inducción por dos métodos:

- 1). Inyección continua.
- 2). Inyección intermitente.

**1). Inyección continua.**- Es el método más efectivo para realizar una inducción. Consiste en bajar la tubería flexible con circulación continua de nitrógeno, con una velocidad de 25 m/ min, y con un gasto de 18 m<sup>3</sup>/ min. (en tubería flexible de 1 1/4"). Estos son iniciados cuando la punta de la tubería esta justamente por debajo del nivel de fluido. Se continua bombeando hasta la profundidad programada (punto máximo de inyección). En la zona de interés, se incrementa el gasto máximo permisible considerando que la presión máxima de trabajo con tubería flexible de 1 1/4", en movimiento, es de 3500 psi y de 5000 psi con tubería estática. La inyección de nitrógeno se mantiene hasta desplazar el volumen total del pozo.

**2). Inyección intermitente.**- Es similar al anterior, pero con la variante de no bombear nitrógeno mientras se baja, hasta que se llega a la profundidad predeterminada. En este punto la presión de inyección requerida debe ser mayor que la presión hidrostática de la columna del fluido que contiene el pozo. El volumen de nitrógeno que se debe circular es equivalente al volumen total del pozo en su fase líquida, multiplicado por el factor de volumen del nitrógeno a la profundidad de operación, considerando una presión hidrostática en el espacio anular.

Este método, tiene como limitante las presiones de manejo de la tubería flexible.

### Secuencia Operativa

1. Verificar que los datos del estado mecánico del pozo sean los correctos.
2. Verificar el diseño de la intervención.
3. Efectuar una reunión de trabajo y de seguridad, antes de iniciar la intervención del pozo, explicando el objetivo, riesgos y cuidados que se deben mantener durante el desarrollo de los trabajos. Asignar responsabilidades específicas al personal involucrado.
4. Revisar las conexiones superficiales.
5. Proceder a la instalación de las unidades que intervienen en el servicio de inducción, verificando su funcionamiento.
6. Efectuar prueba de presión al equipo y conexiones de las unidades de tubería flexible y del nitrógeno.
7. Proceder a la intervención del pozo, bajando la tubería flexible a la velocidad y gasto de bombeo establecido, de acuerdo al método de inducción seleccionado.
8. Al llegar a la profundidad programada, se debe bombear el volumen previamente calculado, incrementando el gasto, sin rebasar la presión de trabajo, efectuando al mismo tiempo movimientos ascendentes y descendentes para evitar atrapamientos de la tubería flexible.
9. Extraer la tubería flexible, cuando se ha terminado de desplazar la capacidad del pozo, manteniendo el bombeo mientras se saca la tubería. Se recomienda suspender el bombeo cuando faltan 1000 m por sacar.
10. Se recomienda que la línea de descarga se mantenga sin estrangulador, para evitar el efecto de contrapresión y una posible inyección de fluido al intervalo abierto. Solo cuando se observa manifestación o aportación del intervalo productor, se recomienda utilizar estrangulador.
11. Desmantelar el equipo y accesorios utilizados durante la intervención.

12. Evaluar la operación y hacer un reporte final del servicio.

### **Evaluación**

1. Los factores que se deben considerar para determinar la efectividad de la intervención, son los determinados en el diseño y comparados con los parámetros que se manejaron durante la operación
2. Medir la producción del pozo para determinar el porcentaje de incremento.

### **Conclusiones**

La inducción al pozo es una alternativa que permite restablecer las condiciones de producción de los yacimientos, cuando dejan de fluir por diferentes causas.

## **IV.2 LIMPIEZAS**

### **Objetivo**

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

Los asentamientos de las partículas, se dividen en tres categorías:

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

### **Métodos de remoción**

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

### **Áreas de profundidad**

Pozos en exploración con problemas de obstrucción parcial o total debido a la depositación de material orgánico e inorgánico. Estas aplicaciones se caracterizan por su

bajo costo de equipo, tiempos de operación bajos, localizaciones con áreas reducidas, transporte rápido de equipo y por la factibilidad de operar a través de diámetros reducidos.

### Consideraciones del equipo

#### Tratamiento a chorro

El equipo de tubería flexible es el medio apropiado para la remoción de asentamientos en los pozos por la habilidad de circular fluidos a través del interior de ésta, mientras se va penetrando en el material con el impacto hidráulico requerido. Las partículas del asentamiento son incorporadas al flujo del fluido y transportadas a la superficie a través del espacio anular entre la tubería flexible y las tuberías del pozo. Un aspecto importante es que la velocidad anular del fluido debe ser mayor a la velocidad de asentamiento de las partículas. Estas son de baja densidad y dimensiones pequeñas, siendo fáciles de remover y transportar. En la Fig. IV.2.1., se observa la configuración del equipo durante una operación de limpieza.

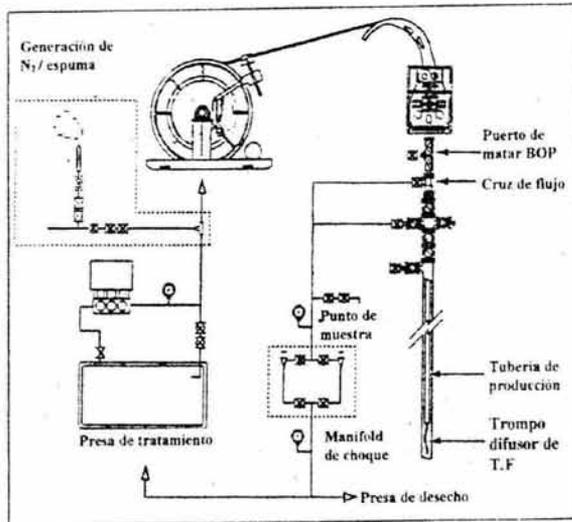


Fig. IV.2.1 Configuración del equipo en una limpieza

Se recomienda la utilización de un equipo de tubería flexible, con un diámetro tal, que la tubería de producción lo permita. Tiene la ventaja de un mayor gasto de bombeo, presión y tensión, que es lo más necesario para efectuar este tipo de trabajo.

#### Tratamiento químico

Son efectivos cuando los depósitos son solubles en solventes y formulaciones ácidas. El impacto creado por la acción de chorro de los fluidos a la salida de la tubería disuelve los depósitos presentes.

---

## Tratamiento mecánico

Se utilizan herramientas como molinos, barrenas y herramientas de impacto, para remover los materiales que presentan mayor resistencia a los métodos de limpieza.

## Selección de los fluidos para el tratamiento de limpieza

La presión del yacimiento es la consideración más importante cuando determinamos y diseñamos un trabajo de limpieza de asentamientos. La presión se requiere para diseñar una cédula de bombeo la cual proporcione un sistema de circulación capaz de transportar las partículas de material a la superficie sin incurrir en pérdidas. Si la presión del yacimiento es insuficiente para soportar la columna de fluidos contenidos en el pozo, se deben considerar los fluidos nitrogenados y espumas.

La limpieza del pozo requiere un fluido que permita el acceso a los sólidos.

En muchos casos el fluido lavador y los sólidos son almacenados en superficie en tanques con un volumen suficiente, haciendo más práctico la recuperación de estos.

Es importante hacer un programa de lavado de arena, seleccionar un sistema de fluido correcto. Por esto el fluido lavador deberá ser capaz de tener balanceada la presión del fondo del pozo y proveer un desplazamiento de pistón para la remoción de los sólidos. Actualmente se cuenta con un software para diseñar el trabajo de limpieza.

## Tipos de fluidos en limpieza con tubería flexible

### Fluidos incompresibles

Los fluidos incompresibles se limitan a los fluidos acuosos e hidrocarburos y pueden ser:

- **Newtonianos**
- **No Newtonianos**

El diseño y la ejecución de limpieza con este tipo de fluidos son menos complicados que para los fluidos compresibles

**Los fluidos Newtonianos** muestran una viscosidad constante y la velocidad de corte es directamente proporcional al esfuerzo de corte y dentro de estos están: el agua, salmueras, glicerina, aceites ligeros, ácidos y mezclas de biopolímeros ligeros (menores a 25 cp), esta es la viscosidad mínima que deberá tener un fluido de reparación y que viene a ser fácilmente colocado en flujo turbulento y creando una energía significativa en la mezcla.

**Los fluidos no-newtonianos.** - tienen una consistencia que es función del esfuerzo de corte, y el esfuerzo relacionado con la velocidad de corte no es lineal. Algunos de estos fluidos

son: los lodos de perforación, gel altamente viscosos y geles complejos, estos fluidos de limpieza tienen una afinidad fuerte de las partículas en su interior, y son generalmente seleccionados en suspensión, así como también tienen la capacidad de controlar la presión de la formación, estos pueden ser puestos en flujo turbulento en el espacio anular, los fluidos no-newtonianos de corte delgado también pueden ser usados como reductores de fricción.

Los fluidos newtonianos son generalmente adecuados dependiendo del tamaño de la tubería flexible cuando los lavados son dentro de la tubería de producción, sin embargo, reducen la velocidad del anular una vez que la tubería flexible sale de la tubería de producción, lo cual no es favorable para la transportación de sólidos a superficie.

### **Fluidos compresibles**

Los fluidos compresibles son más difíciles de diseñar, están compuestos por una variedad de fracción de gas y son usadas para compensar la baja presión de fondo de la formación, para el levantamiento de los sólidos cuando la velocidad anular es insuficiente, entonces el volumen en el fluido cambia con la temperatura y la presión, entrando a un sistema de comprensión, por lo que, los fluidos lavadores de retorno no podrán viajar a la misma velocidad a través del espacio anular.

Una vez que se establece la circulación en un programa de lavado a compresión, la unidad de volumen del fluido lavador es bombeado hacia abajo por la tubería flexible a presiones necesarias para vencer las pérdidas de presión por fricción, de esta forma el fluido lavador baja la alta presión y ocupa el mínimo de volumen, como la unidad de volumen del fluido compresible sale de la tubería flexible, disminuye la hidrostática en el espacio anular y reduce la presión por fricción permitiendo que el gas en el fluido lavador se expanda. Esta expansión incrementa la velocidad y las pérdidas por fricción.

Para predecir la velocidad anular y la capacidad para remover los sólidos, se requieren de cálculos complejos y el uso de programas de cómputo para evaluar el comportamiento de los fluidos lavadores compresibles.

### **Espuma**

Las espumas son formadas por la combinación de gas nitrógeno con un fluido base y un agente espumante. En las operaciones de limpieza por asentamiento el fluido base puede ser agua o aceite. Las espumas con alta viscosidad pueden ser generadas por un fluido base gel. Dos factores influyen en las propiedades de la espuma: la composición del fluido base y la proporción de gas adicionado al líquido.

La medida volumétrica del gas contenido en una espuma es expresada como un porcentaje conocido como calidad de la espuma, se define como:

$$\text{Calidad} = \frac{\text{volumen del gas}}{\text{volumen del gas} + \text{volumen del liquido}} \%$$

Los tipos de espuma generados en diferentes rangos de calidad se muestran en la figura no. IV.2.2. El máximo acarreo de sólidos ocurre cuando la calidad es aproximadamente del 96%, por lo que una operación con espuma debe diseñarse estableciendo un rango de calidad entre el 80 y 92%.

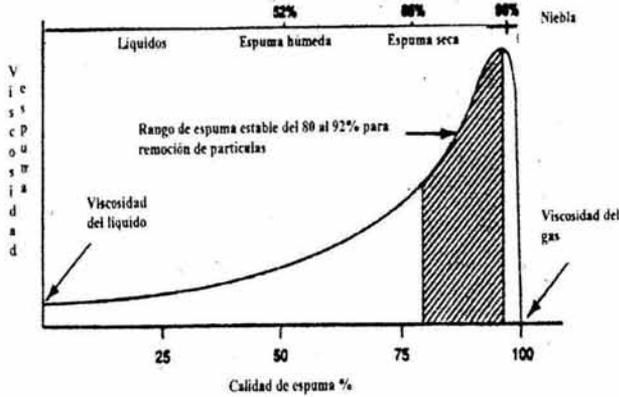


Fig IV.2.2 Calidad de la espuma

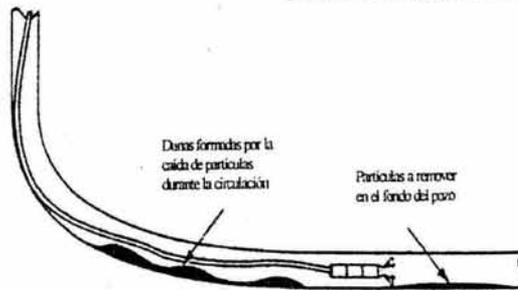


Fig IV.2.3 Partículas a remover en el fondo del pozo

A continuación se muestra una tabla de valores de tamaño de partículas y mallas más comunes.

TAMAÑO DE MALLA	DIÁMETRO DE PARTICULA
	P <sub>g</sub>
3	0.2500
4	0.1870
6	0.1320
8	0.0937
10	0.0787
12	0.0661
16	0.0469
20	0.0331
30	0.0232
35	0.0197
40	0.0165
50	0.0117
60	0.0098
100	0.0059
200	0.0029
270	0.0021
325	0.0017

Tabla IV.2.1. Tamaño de malla en relación al diámetro de la partícula

Para fines ilustrativos se muestra una tabla que contiene las partículas más comunes encontradas en los pozos.

MATERIAL	TAMAÑO DE MALLA	DE	DENSIDAD
Arena	12-70		2.65
arena con resina	12-40		2.56
ISP	12-40		3.20
Bauxita	16-70		3.70
Zirconio	20-40		3.15
Barita	-		4.33
Bentonita	-		2.65
cloruro de calcio	-		1.75
cloruro de sodio	-		2.16
carbonato de calcio	-		2.71
Acero	-		7.90
Cobre	-		8.50
elastómeros comunes	-		1.20
arena y finos	100-350		2.65

Tabla IV.2.2 Partículas encontradas en los pozos

### Consideraciones de diseño

El diseño de una técnica apropiada en la remoción de asentamientos requiere de la investigación y análisis de los siguientes puntos:

### Geometría del pozo

- Tamaño, peso, grado, profundidad de tuberías de producción y T.R's, desviación, nipples o restricciones.
- Densidad de los disparos.
- Características de los fluidos tipo, densidad, pérdidas.

### Parámetros del yacimiento

- Temperatura y presión.
- Porosidad y permeabilidad.
- Sensibilidad de la formación.
- Contactos de los fluidos gas-aceite, agua-aceite

### Datos de producción

- Registros de producción
- Producción acumulada

### Características del asentamiento

- Tamaño y geometría de la partícula
- Densidad
- Solubilidad
- Volumen estimado de los sedimentos

### Tamaño de la partícula y densidad

Para permitir que el fluido transporte las partículas del asentamiento en un pozo vertical, la velocidad de este deberá excederse de la velocidad del asentamiento de la partícula en el viaje del fluido.

La velocidad del asentamiento de la partícula puede ser determinada usando el tamaño y la densidad de la misma, características del fluidos y geometría de la sarta de trabajo. Conocida la velocidad de asentamiento se compara con la velocidad mínima anular para asegurar una eficiente barrido de las partículas.

A continuación se describen las ecuaciones para determinar la velocidad de asentamiento de las partículas utilizando la correlación de Walter y Mayes:

Para régimen turbulento:

$$V_S = \frac{16.62\tau_p}{\rho_p^{1/2}} \quad (1)$$

para régimen transición y/o laminar:

$$V_s = 1.22 \tau_p \left[ \frac{d_p \gamma_p}{\rho_p^{1/2}} \right]^{1/2}$$

Con :

$$\tau_p = 7.9 [hc(\rho_p - \rho_f)]^{1/2}$$

Determinación del régimen de caída de la partícula:

$$\gamma_c = \frac{186}{d_p \rho_p^{1/2}}$$

$$\gamma_p = \left( \frac{\tau_p}{K} \right)^{1/n}$$

Régimen laminar y/o transición:  $\gamma_p \leq \gamma_c$

Régimen turbulento:  $\gamma_p > \gamma_c$

Donde:

$\tau_c$  = Punto de cedencia, lb/100 pies<sup>2</sup>.

$\gamma_p$  = Velocidad de corte desarrollada por la partícula, pies/seg.

$\gamma_c$  = Velocidad de corte crítica, pies/seg.

$h_c$  = Espesor de la partícula, pg ( se puede suponer  $h_c = d_p$ ).

$d_p$  = Diámetro de la partícula, pg.

$\rho_p$  = Densidad de la partícula, lb/gal

$\rho_f$  = densidad del fluido lb/gal.

$V_s$  = Velocidad de deslizamiento de la partícula, pies/min.

$n$  = Índice de comportamiento de flujo, adimensional.

### Solubilidad de la partícula

La remoción de los asentamientos puede ser simple, si el material es disuelto químicamente por ácidos o solventes. Generalmente estos son producto de la colocación de tapones o baches durante las operaciones previas. No obstante lo anterior, algunas acciones

químicas pueden beneficiar en la remoción de los asentamientos compactos por medio de chorros de fluidos especiales.

### **Esfuerzo de compresión**

El asentamiento de las partículas compactas con frecuencia requiere medios mecánicos para su rompimiento y remoción.

### **Selección de la herramienta de fondo:**

#### **Presión de chorro**

El chorro provee una efectiva ayuda en la remoción de asentamiento ligeramente compactos, más aplicaciones son tratadas con baja presión de chorro fijo a través de toberas.

El chorro a baja presión puede afectar un mínimo en la velocidad anular, la alta presión de chorro puede ser efectiva en la remoción de asentamiento de material compacto, sin embargo, la alta presión puede generar una reducción del gasto para generar una apropiada velocidad anular.

Las toberas pueden ser diseñadas para generar una buena acción de chorro y suficiente cobertura en la pared anular del tubo, las toberas rotativas pueden mejorar la cobertura y optimizar la remoción.

### **Velocidades de chorro de los fluidos**

Gas	1800/3400	ft/min.
Agua	100/160	ft/min.
Fluidos gel	60/100	ft/min.
Fluidos espumados	20	ft/min.

### **Motor y molino**

Los motores, molinos, y ampliadoras pueden ser muy efectivos en la remoción de sólidos de los asentamientos compactados, sin embargo, el uso de motores de fondo queda restringido debido a las temperaturas, tipo de lodo y costos de los mismos.

Los rangos de penetración en el asentamiento nunca tiene que exceder la velocidad en que ocurre la máxima carga del fluido, los valores mostrados son basados en la experiencia de campo en pozos verticales y son conservados para ser comparados con ejemplos técnicos sin embargo, el incremento en la presión y fricción resulta del cambio en la reología de los fluidos y podrían minimizar estos niveles.

**Cargas de fluidos máximas recomendadas.**

Agua	1	(lb) peso máximo de asentamiento de las partículas
Fluidos gelificados	3	por galón de fluido.
Espumas	5	

**Ejecución en el trabajo**

1. Efectuar una reunión técnica (metodología del diseño) y de seguridad con los departamentos involucrados y compañías de servicio.
2. Verificar condiciones del equipo superficial de control, líneas y conexiones.
3. Transportar los equipos como son: unidad de tubería flexible, unidad de bombeo, equipo de nitrógeno si el caso lo requiere, tanques de preparación de los fluidos, etc.
4. Instalar y probar equipos (conexiones, herramientas, etc.)
  - a. Para el equipo de tubería flexible probar con presiones que van de 5000 a 8000 psi según sea el caso. Para las herramientas como el conector probar con tensiones que van de 5000 a 1000 libras de tensión según sea el caso.
  - b. Para los equipos de nitrógeno probar con 5000 psi.
5. Verificar y registrar las presiones de T.P y T.R.

NOTA: Si ya tiene determinado (con línea de acero) que tipo de sedimento u obstrucción se tiene, diseñar el programa en base a el análisis de la muestra, si no se tiene, se determinará con la tubería flexible bajando ya sea, un barril muestrero (para fluido o sólido) o un sello de impresión, una vez obtenida la información continuar con el punto No. 6; si es el caso que la obstrucción sea con daño mecánico (tubería de revestimiento, tubería de producción, fierro (que no sea fino), etc., retirar el equipo de tubería flexible del pozo, para una reparación mayor).

6. Conectar la herramienta de fondo adecuada según diseño (trompo, difusor, motor y molino, raspadores, cortadores, etc...) y bajar ésta con la tubería flexible adecuada al trabajo, para estos casos de limpieza el diámetro recomendado de TF es de 1 1/2".
7. Trabajar asentamiento o resistencia con bombeo óptimo (según diseño) cargando sobre ésta de 500 a 1000 lbs (W) verificando que la presión no se incremente (menos de 5500 psi), para cargas arriba de 1000 lbs (W) continuar verificando la presión de bombeo y verificar la vida útil de la tubería (fatiga), en el caso de que se trabaje con un motor de fondo y molino la carga sobre la resistencia o sedimento se hará en base a la presión diferencial del motor de fondo (ver las especificaciones de éste).
8. Si la limpieza se efectúa con solventes químicos se hará de la siguiente manera:
  - Si se baja el difusor éste tendrá un número de orificios programados con un determinado diámetro y en las posiciones adecuadas para una limpieza, la ventaja de este tipo de difusor es tener orificios laterales y en ángulo y un orificio en la parte inferior, y se trabajará de la manera siguiente:

- Depositando los solventes u otros tipo de fluidos (diesel, ácido, etc...) en el área requerida y esperando un tiempo determinado según diseño de laboratorio, para posteriormente atacar con otro fluido ó con éstos mismo.
- Atacar el obturante o sedimento con fuerza de chorro bombeando el fluido diluyente.
- Si la depositación se atacará con motor de fondo y molino éste deberá tener la capacidad de soportar el fluido diluyente (diesel, ácido, solventes, etc...)

9.- Si la limpieza se efectúa con espuma se cuidará que esta tenga buena calidad en base a la formula antes mencionada.

10. - Si la limpieza se efectúa con éxito, dismantelar el equipo de tubería flexible.

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

- Se requiere una "T" de retorno directo afuera del pozo instalada por debajo de los BOP's.
- Instalar un estrangulador en la línea de retorno y tener un sistema de reemplazo en la localización.
- Un plan para la pérdida de fluido adicional en la localización.
- Tener un ataque adecuado en la localización para capturar todo el fluido y sólidos que retornan del pozo, un plan para los líquidos que están saliendo para tratarlos y así faciliten su producción o si es el caso enviarlos a otro sitio para su disposición.
- La velocidad de la tubería flexible hacia abajo del pozo será de 30 a 40 pies por minuto para que en un momento dado se sepa cuando encuentras una resistencia el contacto con ella no sea brusco y dañe la tubería flexible o se cree una pesca.
- Si la resistencia de depósitos de finos es localizada la velocidad no excederá de 60 pies por minuto.
- Mantener la ganancia o retorno siempre en el programa de lavado, si observa decremento en el retorno se detiene la tubería y se levanta hasta que el flujo sea restablecido normalmente.
- El lavado de los sólidos deberá ser lento, cuando se logre vencer la resistencia y se pase a través del puente, se debe circular el tiempo necesario hasta que los sólidos salgan a superficie antes de continuar bajando.
- Verificar el arrastre a una profundidad que usted crea conveniente (1,000, 1,500, 2000 pies, etc...) siempre cambiando estas profundidades si fuera necesario el chequeo de la sarta en un momento dado.
- Tener bien localizado las secciones de la tubería flexible donde tenga exceso en los ciclos y evite los jalones o tensiones para las pruebas de peso tensión en estos intervalos de sección.
- Monitorear en superficie la presión de bombeo y las presiones en el estrangulador mientras circulan grandes baches de fluidos con altas concentraciones de lodo.

**Lo que no se debe hacer:**

- No permitir tener la tubería flexible estacionada por un tiempo mayor que el tiempo de atraso.
- No cortar la circulación abajo por ninguna razón hasta que la tubería flexible no salga del pozo.
- No exceder un diseño de circulación de fluidos con presiones arriba de los 3,500 psi.

**Criterios de evaluación**

Se deberá comparar las condiciones iniciales de producción del pozo, con las obtenidas después de la intervención.

Se deberá hacer un análisis comparativo de los tiempos de intervención y costos programados contra los realizados.

**Conclusiones**

El avance en la tecnología de fabricación de tubería flexible de mayor diámetro, desarrollo de herramientas de fondo, equipos de mayor capacidad y la utilización de programas de computo especializadas para asegurar la limpieza total de los pozos con apego a la protección al medio ambiente, hacen posible la realización de los trabajos de limpieza.

La experiencia obtenida durante el desarrollo de las operaciones con tubería flexible, servirá para retroalimentar las consideraciones de diseño para optimizar tiempos en operaciones a futuro.

**IV.3 CEMENTACIÓN A TRAVÉS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE**

**Objetivo**

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

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

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

### Áreas de oportunidad

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

### Ventajas

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

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

### Consideraciones para el diseño

Antes de efectuar un trabajo de cementación con tubería flexible se deberán tomar las siguientes consideraciones:

- Objetivo de la operación (factibilidad del empleo de la T.F.).
- Registro de fatiga de la tubería flexible a emplear.
- Volúmenes de lechadas de cemento.
- Datos de pruebas de admisión.
- Altas presiones por fricción durante el bombeo del cemento.
- Bajas cédulas de bombeo.
- Control en la profundidad.
- Diseño y sistema de lechada.
- Diámetro y longitud de la sarta.
- Técnica de cementación.
- Valores de energía de mezcla de la lechada.
- Profundidad, temperatura y tiempo de bombeo.

En el cumplimiento para cada una de ellas se deberá tener en cuenta en la elaboración del diseño, la utilización de algunas de las herramientas "Thru Tubing" de fondo como apoyo para cada tipo de operación como puede ser: empacadores inflables permanentes, recuperables, tapones puentes, retenedores de cemento y de algunas herramientas de tamaño normal (arriba de 4 1/2") adaptadas a las características de la T.F.

### Diseño de la lechada

Primeramente se selecciona el tipo de acuerdo a sus propiedades y objetivos del sistema de lechada a emplear:

- cemento convencional.
- cemento latéx.
- cemento tixotrópicos.
- cemento espumado.

Los cuales están en función del esfuerzo de compresión desarrollado, profundidad, temperatura, porosidad, permeabilidad y adherencia requeridas.

### Características de la lechada

#### Propiedades reológicas

- mínimas presiones por fricción
- $\mu_p$  menores de 50 cps (viscosidad plástica)
- $T_y$  de 5 a 10 lb/100 pies<sup>2</sup> (punto de cedencia)
- agua libre: cero (máxima 1 ml)

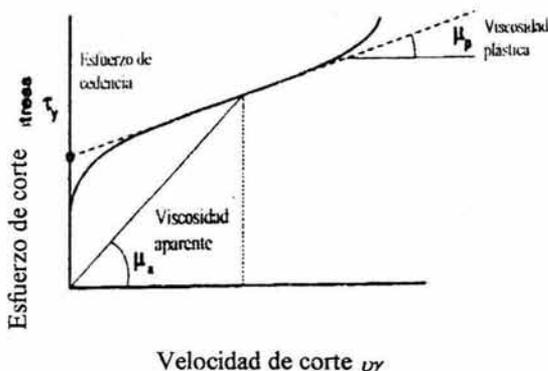


Fig. IV.3.1. Esfuerzo de corte respecto a la velocidad de corte

### Estabilidad de la lechada

- Libre de sólidos
- Punto de cedencia arriba de 5 cp

### Esfuerzo de gel

-Estable para dos horas a temperatura de fondo estática

### Filtrado y pérdida de fluidos

-Valores recomendados de 40 a 100 ml/30 min para pérdida de fluidos

- La altura del enjarre deberá ser sobre 10 mm para permitir la construcción de los nodos.  
Ver Fig. IV.3.2.

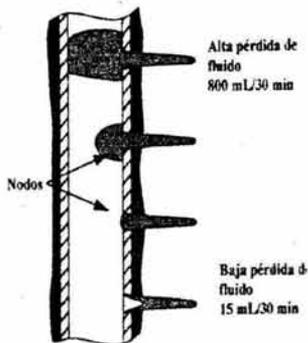


Fig IV.3.2. Pérdida de fluidos

### Densidad de la lechada

#### Para alta densidad

- Desarrolla un buen esfuerzo de compresión
- Desarrolla altas presiones por fricción
- Recomendadas para taponos de desvío o pozos de alta presión

#### Para baja densidad

- Desarrolla bajo esfuerzo de compresión.
- Genera bajas pérdidas de presión por fricción.
- Reduce el efecto "U" durante el desplazamiento de la lechada.
- Recomendadas para bajos gradientes de fractura.
- El cemento espumado es de baja densidad pero genera altas presiones por fricción, recomendadas para pozos con pérdidas de circulación y bajas gradientes de fractura.

### Tiempo de bombeabilidad

- Cédulas de bombeo API modificada por altas energías de mezcla (menores tiempos bombeables, tiempos grandes de colocación, de circulación y lechada estática alrededor y debajo de la T.F.).
- Los procedimientos de mezcla en laboratorio son modificados. Tiempos de corte en altas rpm dependiendo de la energía de mezcla en el campo.
- Altas rpm de mezcla reduce el agua libre y la pérdida de fluidos (lechada estable).

### Pruebas de lechadas en laboratorio

- Dos horas a condiciones atmosféricas de presión y temperatura (bajas rpm de mezcla).
- Dos veces el tiempo de colocación. Incrementar la presión y temperatura de fondo estática.
- Tiempo de curado: 5 horas a presión y temperatura de fondo estática.

### Ejecución del servicio

Para el desarrollo de las operaciones de cementación se determinarán los siguientes parámetros mecánicos para asegurar los óptimos resultados con base a los objetivos o propósitos de la operación:

**Control de la profundidad.**- Para operaciones con volúmenes pequeños de lechadas o de colocación precisa se requiere correlacionar la profundidad de la tubería, con alguna referencia mecánica del pozo mediante el uso de localizadores de extremo de T.P., o de niples existentes en el aparejos o de algunos otros métodos.

**Ensamble de fondo.**- Se recomienda usar trompo cementador con orificios laterales para aumentar la velocidad del fluido homogeneizando la lechada en el fondo, así como el uso de válvula check para evitar la intrusión de fluidos en la tubería.

**Diseño de espaciadores.**- Para prevenir la contaminación de la lechada se determinarán el uso de baches espaciadores con fluidos compatibles o del uso de espaciadores mecánicos (tapones de hule) de desplazamiento.

**Técnica de colocación.**- De acuerdo a los fluidos contenidos en el pozo y de la profundidad del tapón, se colocará una base firme como apoyo al cemento evitando la contaminación por colgamiento del mismo (Fig. IV.3.3), mediante el bombeo de un bache viscoso, arena (Fig. IV.3.4) o de algún medio mecánico (tapones puentes). Así como mantener la tubería en movimiento durante la operación.

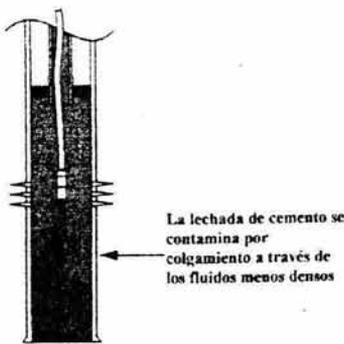


Fig. IV.3.3. Colgamiento de cemento

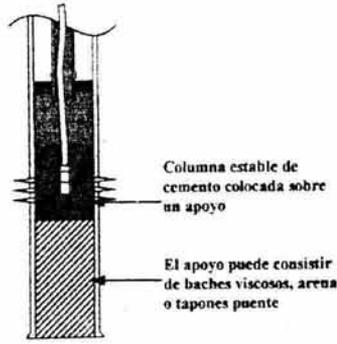


Fig. IV.3.4. Bache viscoso

### Procedimiento general de colocación

Antes de iniciar con las operaciones de colocación del cemento se deberá determinar todos los parámetros necesarios para la ejecución de la cementación como limpieza del pozo, prueba de inyección para el caso de forzadas, correlación de la profundidad, control de pozo, colocación de bache viscoso, velocidad de ascenso de la tubería mientras se coloca el cemento, etc.

- a) Colocar la TF con trompo cementador en la base del tapón programado y circular como se muestra en la Fig. IV.3.5.

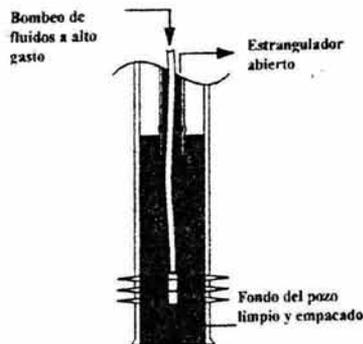


Fig. IV.3.5 Tubería flexible con trompo cementador

- b) Preparar y bombear espaciador-lechada-espaciador  
c) Con la tubería estática sacar el primer bache espaciador y 1.5 bl de lechada de la punta de la tubería. Previamente el operador de la TF, deberá practicar la velocidad de ascenso de la tubería para igualar con el gasto y volumen de la lechada establecido por el diseño. Esta velocidad se puede calcular como:

$$V_{TF} = (Q)(H)/V$$

Donde:

- $V_{TF}$  = Velocidad de ascenso de la tubería flexible (pies/min)
- $Q$  = Gasto de bombeo del cemento y espaciador (bl/min)
- $V$  = Volumen de lechada de cemento (bl)
- $H$  = Altura del cemento en la TR (pies)

Nota: se elaborará cédula de bombeo para el desplazamiento de la lechada

d) Sin interrupción del bombeo, sincronizar la velocidad e iniciar el ascenso (Fig. IV.3.6). Recalcular si varían las condiciones de bombeo

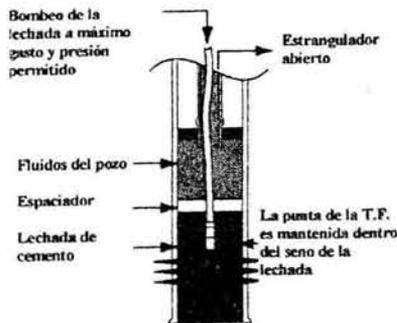


Fig IV.3.6 Ascenso de la tubería.

e) Al término del desplazamiento de la lechada la punta de la TF deberá encontrarse en la cima del tapón del cemento. Continuar levantando la tubería para sacar el segundo bache desplazador de la sarta (Fig IV.3.7). Con la TF estacionada de 3 a 5m circular dos veces la capacidad del pozo para desplazar los espaciadores o el exceso de cemento a la superficie.

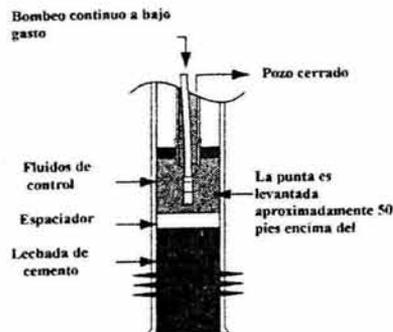


Fig. IV.3.7 Ascenso de la tubería para sacar el segundo bache desplazador.

- f) Recuperar tubería y represar el pozo (menor a la presión de admisión). Esperar fraguado.
- g) En caso de cementación forzada levantar la tubería, si es posible, hasta la TP, cerrar preventores e iniciar la inyección del cemento hasta alcanzar la presión final como se muestra en la Fig IV.3.8.

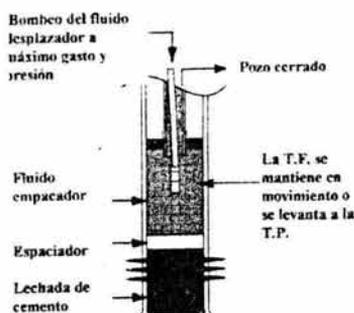


Fig IV.3.8. Inyección de cemento

- h) Abrir pozo estrangulando y circular manteniendo presión positiva sobre la presión final alcanzada. Bajar TF con máxima presión y gasto para la remoción del cemento excedente contaminándolo con bombeo de borato/bentonita (Fig IV.3.9). reducir el gasto al pasar por la zona tratada para no dañar los nodos formados (Fig IV.3.10). Circular durante una hora manteniendo la presión de bombeo como se muestra en la Fig. IV.3.11.



Fig IV.3.9. Bombeo de borato/bentonita.

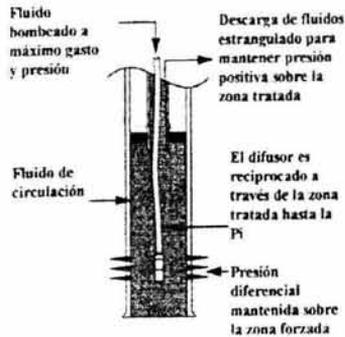


Fig. IV.3.10 Zona tratada.

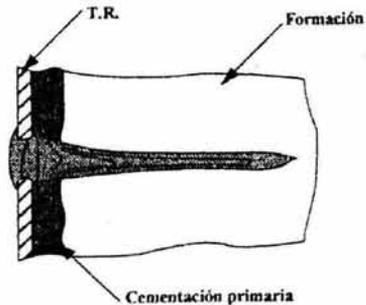


Fig IV.3.11.

Con pozo estrangulado, sacar la tubería a máximos gasto y presión de circulación, observando los fluidos por la descarga.

i) Cerrar pozo represionado y esperar fraguado.

Si durante la prueba de inyección previa a la operación se observa el regreso de los fluidos inyectados, se optará por el uso de algunas herramientas de fondo (retenedores) adecuado al tipo de la operación, existentes en el mercado.

#### IV.4 ESTIMULACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE

##### Definición de estimulación.

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

### **Objetivo del uso de tubería flexible.**

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

### **Tipos de estimulación realizadas con equipos de tubería flexible:**

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

**Estimulación de Limpieza.-** Se caracteriza por la inyección de pequeños volúmenes de solución ácida o no ácida de tratamiento a bajo gasto (1/4 a 2 bpm). Sin rebasar la presión de fractura, normalmente es una limpieza en los disparos..

**Estimulación Matricial.-** Se caracteriza por la inyección de grandes volúmenes de inyección de solución, suficientes para restaurar el daño causado a la matriz de la formación a bajo gasto (2 a 6 bpm), sin rebasar la presión de fractura, lo que permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial rebasando la zona de daño. La aplicación estará en función del diámetro de tubería a utilizar.

**Estimulación Selectiva.-** Este tipo de estimulación se realiza a través de la tubería flexible en pozos donde hay mas de un intervalo productor disparado o bien en pozos horizontales dando mayor cobertura con el uso de divergentes químicos o mecánicos y el movimiento de la tubería flexible al colocar el fluido de tratamiento.

### **Áreas de Oportunidad**

- Bajos costos de intervención.
- No se requiere el uso de equipo convencional.
- Reduce el riesgo de daño al no inyectar los fluidos contenidos en el aparejo de producción.

### **Ventajas:**

- Reducción del costo de intervención debido a no utilizar equipo convencional en el caso de estimulaciones selectivas.
  - Eliminar la necesidad del control del pozo con fluido de reparación.
  - No es necesario recuperar el aparejo de producción para el tratamiento.
  - La tubería puede ser snubbeada, eliminando la necesidad de controlar el pozo.
  - Las incrustaciones o depósitos de óxido contenidas en el aparejo de producción no son inyectadas a la formación.
-

**Desventajas:**

- Las presiones y gastos de inyección están restringidas por las especificaciones de la sarta de tubería.
- Presión de circulación limitada al estar en movimiento la tubería.

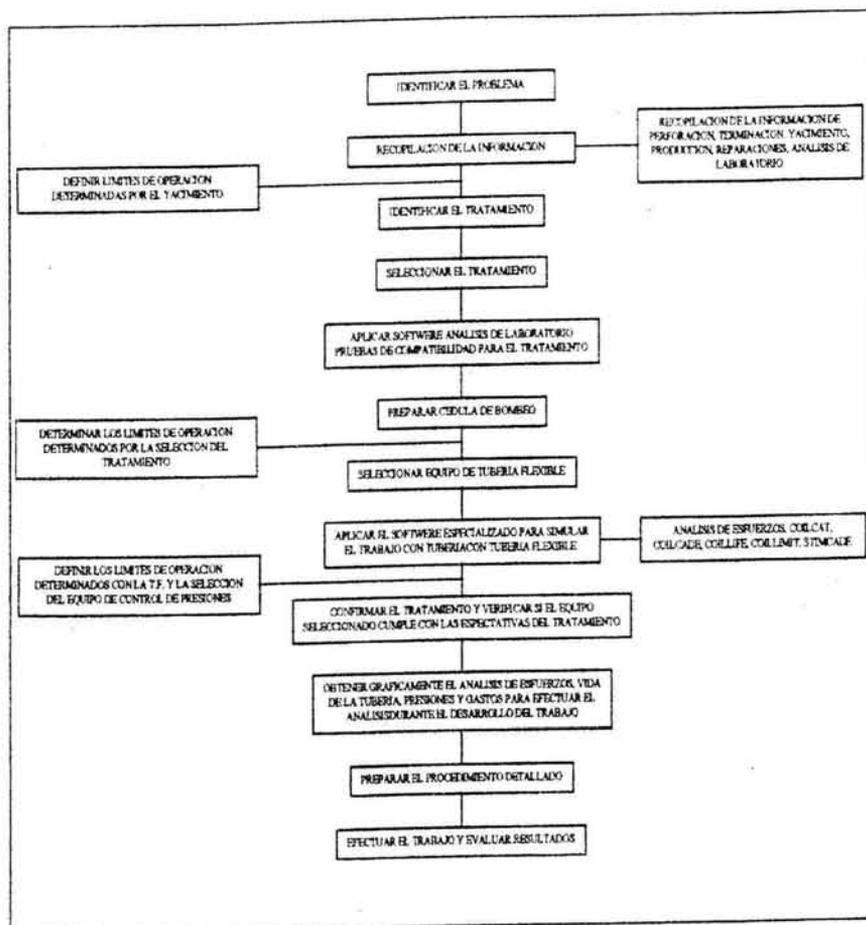
**Consideraciones de diseño de estimulaciones con tubería flexible.**

A continuación se mencionaran las consideraciones generales para el diseño:

- Seleccionar si el pozo es candidato para efectuar el tratamiento con tubería flexible.
- Identificar la zona de daño y origen del mismo.
- Reunir los datos de acuerdo a la tabla IV.1., sobre la perforación y terminación del pozo.
- Efectuar análisis y pruebas de compatibilidad en el laboratorio.
- Seleccionar apropiadamente el fluido de tratamiento.
- Determinar los gastos y presiones de inyección de acuerdo al tipo de tratamiento.
- Determinar el volumen de tratamiento.

**Tabla IV.4.1.- Datos necesarios para el diseño de una estimulación**

<b>Perforación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lodo de perforación utilizado en la zona a efectuar el tratamiento, (tipo, densidad, pérdidas de circulación, etc.).</li> <li>• Cemento utilizado en la zona de interés (cantidad, tipo, densidad, condiciones, pérdidas, evaluación de la cementación).</li> </ul>
<b>Terminación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tuberías de revestimiento y producción (grado, peso, profundidad, desviación, nipples y restricciones).</li> <li>• Disparos (tipo de pistolas), profundidad del intervalo, densidad de carga, etc.</li> <li>• Fluido de terminación (tipo, densidad, pérdidas, etc.).</li> </ul>
<b>Yacimiento</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de la formación.</li> <li>• Presión y temperatura del yacimiento.</li> <li>• Porosidad y Permeabilidad.</li> <li>• Contacto de gas/ aceite y agua/ aceite.</li> </ul>
<b>Producción</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Resultado de pruebas de producción, daño, permeabilidad efectiva, gastos de producción, etc.</li> <li>• Registros e historia de producción.</li> <li>• Resultados de análisis nodal.</li> </ul>
<b>Reparaciones</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reparaciones o tratamientos efectuados previamente a la estimulación.</li> </ul>
<b>Análisis de Laboratorio</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solubilidad en ácido.</li> <li>• Análisis del agua de formación.</li> <li>• Pruebas de compatibilidad de fluidos a emplear.</li> <li>• Pruebas de contenido de hierro.</li> <li>• Permeabilidad y Porosidad.</li> <li>• Pruebas de flujo.</li> <li>• Estudios de petrografía.</li> <li>• Determinación de contenido de parafinas y asfáltenos.</li> </ul>



Cuadro IV.4.1. Metodología de diseño

## Procedimientos de cálculo para determinar los beneficios de un tratamiento con ácido

### Presión y gastos de inyección

El diseño de una acidificación matricial, no solo depende de los volúmenes y tipos de fluidos a inyectar, sino que también depende de la presión y gasto de la inyección que permite manejar el diámetro utilizado de tubería flexible, el método para determinar la presión y gastos de inyección se calculan mediante la siguiente fórmula así como de los resultados de la prueba de admisión.

Para calcular la presión y gastos de inyección es necesario calcular la presión de fractura.

$$Pf(\text{psi}) = Gf(\text{psi/pie}) D(\text{pie})$$

Obtener la presión máxima:

$$P_{\text{máx}} = Pf(\text{psi}) - (0.433 \times \gamma \times D)$$

Determinación del gasto máximo de inyección:

$$q_{\text{max(BPM)}} = \frac{4.97 \times 10^{-6} k(mD)h(\text{pie})(Pf - Pws)(\text{psi})}{\mu(\text{cp})Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)\left(\frac{\text{pie}}{\text{pie}}\right)}$$

Determinar el volumen de tratamiento, dependiendo del intervalo y radio de penetración se recomienda de 2 a 5 pies en longitudes mayores de 50 pies emplear desviadores de flujo para que se realice el tratamiento en forma selectiva, emplear la siguiente fórmula, tanto para tratamientos ácidos como no ácidos cuando estos sean de limpia:

$$V_f = 23.5 \times j \times hf(r_x^2 - r_w^2)$$

Para estimulaciones ácidas en areniscas, se emplea el siguiente método para calcular el volumen de fluido de tratamiento.

**Fluido de prelavado.** El objetivo de este fluido, es crear una barrera física entre el HF y el agua de la formación, previniendo la precipitación de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y de potasio. El volumen dependerá del contenido de material calcáreo y del desplazamiento de agua congénita de la vecindad del pozo. El fluido de prelavado consiste generalmente de un ácido clorhídrico o un ácido orgánico.

El volumen requerido para disolver el material soluble en HCl a una distancia  $r_x$  está dado por:

$$V_{\text{HCL}} = \frac{23.5(1-\phi)hfX_{\text{HCL}}(r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

Donde:

$V_{\text{HCL}}$  Volumen requerido en (gal).

$X_{\text{HCL}}$  Fracción en peso del material soluble en HCl.

$\beta$  Poder de disolución del ácido.

Los cálculos anteriores deben ajustarse a reglas deducidas de la experiencia de campo, ya que no existen fórmulas exactas para su obtención.

**Fluidos de estimulación.-** El objetivo de este fluido es remover el daño y la mezcla más común es 3% de HF y 12% de HCl. Esta mezcla debe ser debidamente inhibida y formulada de acuerdo a pruebas de laboratorio. Existen varios métodos de simulación para

determinar el volumen óptimo de acuerdo con los minerales de la formación y distribución.  
A continuación se presenta el más sencillo:

- a) Calcular la penetración del sistema ácido con la siguiente grafica (fig.IV.4.1):

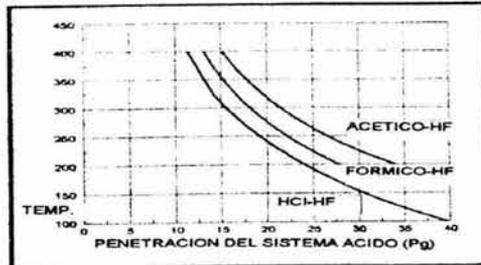
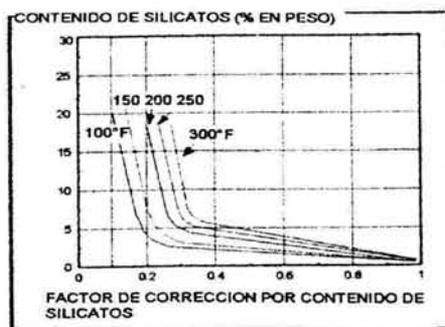
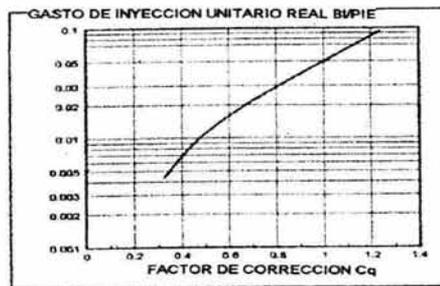


Fig. IV.4.1 Penetración del sistema ácido

- b) El valor obtenido de la penetración debe ser corregido por el gasto de inyección y el contenido de silicatos, mediante las siguientes graficas (figs. IV.4.2 y IV.4.3):



Figs. IV.4.2 y IV.4.3 corrección de la penetración del ácido por el gasto de Inyección y el contenido de silicatos

c) Finalmente se obtiene el volumen de fluido de estimulación mediante la grafica siguiente (fig. IV.4.4):

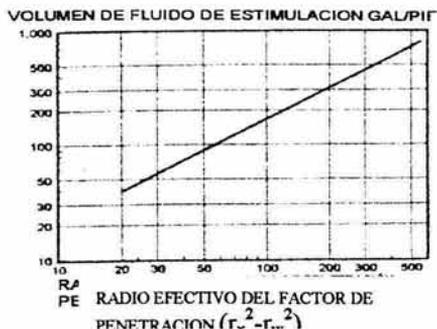


Fig. IV.4.4. Volumen del fluido de estimulación

#### Fluido de desplazamiento

El propósito de este fluido es: desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del HF y facilitar la remoción de los productos de reacción.

Para obtener el volumen de este fluido se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_f = 23.5 \phi h f (r_x^2 - r_w^2)$$

El volumen calculado de fluido de prelavado debe de estar en un rango de 1.5 veces el volumen de fluido de estimulación.

Para determinar el volumen y concentración del fluido de prelavado  $V_1$  (gal):

$$V_p = 23.5 \phi h (r_x^2 - r_w^2)$$

$$V_{HCL} = \frac{23.5(1-\phi)(1-\phi)hfX_{HCL}(r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

Si  $V_p < V_{HCL}$ ,  $V_1 = V_{HCL}$

Si  $V_p > V_{HCL}$ ,  $V_1 = V_p$

Como método alternativo podemos obtener  $V_1$ , a través de la siguiente regla:

Para cero de carbonatos: utilizar HCl al 5% y un volumen de 50 gal/pie, y para 20% de carbonatos utilizar HCl al 15% y un volumen de 100 gal/min.

Calcular el tiempo de inyección de prelavado.

$$t_i = \frac{0.023805V_1(\text{gal})}{q_i \max(\text{bpm})}$$

Calcular el radio de penetración:

$$r_x = r_w + Paq$$

Calcular el radio efectivo del factor de penetración  $r_a$  (pg)

$$r_a = r_x^2$$

Con el valor de  $r_a$ , obtenga el volumen unitario de ácido y finalmente calcule:

$$V_2 = r_a hf$$

Calcular el tiempo de inyección  $t_2$ , para el volumen del sistema ácido

$$t_i = \frac{0.023805V_2(\text{gal})}{q_i \max(\text{bpm})}$$

Determinar el volumen de desplazamiento  $V_3$ :

$$V_3 = 23.5 \phi h (r_x^2 - r_w^2)$$

Calcular el tiempo de inyección para el volumen  $V_3$ .

Calcular el incremento de productividad esperado, para determinar la efectividad del tratamiento, aplicando la siguiente fórmula:

$$\frac{J_x}{J_0} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + k/k_x \ln(r_e/r_w)}$$

Para el diseño de cálculo de una estimulación con tubería flexible se cuenta con un programa de estimulaciones la cual emplea para su diseño los datos mencionados en la tabla No. IV.4.1.

### Ejecución

Una vez que se tiene el diseño de la estimulación se debe seguir con los siguientes puntos:

1.- Realizar una reunión técnica y de seguridad entre las personas involucradas a desarrollar el trabajo de estimulación.

- 2.-Instalar herramientas de fondo y unidad y probar conexiones según normas de seguridad, incluida en el compendio.
- 3.-Bajar herramientas con tubería flexible a la profundidad de la zona a efectuar el tratamiento con circulación de fluidos que no dañen la formación.
- 4.-Cerrar válvulas laterales de medio árbol de válvulas.
- 5.-Efectuar la inyección de los fluidos de tratamiento según programa, efectuando movimientos recíprocos frente a la zona.
- 6.-Bajar la tubería flexible al fondo del pozo y circular con fluido limpio para desplazar los fluidos de tratamiento.
- 7.-Fluir o inducir pozo

#### Cuidados durante la ejecución:

- Asegurarse que los fluidos de tratamiento sean mezclados adecuadamente.
- Asegurarse de tener instalado los módulos necesarios para realizar el trabajo.
- Verificar las líneas de retorno.
- Instalar registrador de presión en espacio anular y tubería flexible.
- Asegúrese que se tiene el equipo para medir la alcalinidad.
- Asegurarse que todo el personal cuente con equipo de seguridad.
- Utilizar filtros en la succión de la unidad de bombeo y tubería flexible.

#### Evaluación

Para la evaluación de tratamientos en tiempo real se cuenta en la actualidad con la herramienta Downhole Sensor Package (DSP), (paquete de sensores de fondo, presión, temperatura, RG, CCI). Es una herramienta de adquisición de datos en el tiempo real, el cual monitorea presión y temperatura a cualquier profundidad de pozo, integrado con un registro de rayos gamma y CCL, el cual ayuda a evaluar el tratamiento.

#### Conclusiones:

Con las herramientas y diámetros de tuberías que se encuentran disponibles en las regiones petroleras del país, en la actualidad únicamente es posible efectuar estimulaciones de limpieza, ya que los gastos, presiones y volúmenes de fluidos de tratamiento representan una restricción muy grande para efectuar los tres tipos de tratamientos mencionados.

#### Nomenclatura

$P_F$ = Presión de fractura, psi.

$G_f$ =Gradiente de fractura, psi/pie.

$D$ =Profundidad, pies.

$P_{max}$ =Presión máxima, psi.

$\gamma$ =Densidad, gal/pg<sup>2</sup>.

$q_{max}$ =Gasto máximo de inyección, bpm.

$k$ =Permeabilidad, md.

$h$ =Profundidad, pies

$P_f$ =Presión de fondo fluyendo, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{ws}$ =Presión de fondo estática lb/pg<sup>2</sup>.

$\mu$ =Viscosidad, cp.

$r_e$ =Radio de drene, pies.

$r_w$ =Radio del pozo, pies

$r_p$ =Radio de penetración, pies.

$h_f$ =Espesor de formación, pies.

$P_a$ =Penetración.

$\frac{J_x}{J_o} = \text{índice de productividad.}$

## IV.5 REGISTROS Y DISPAROS CON TUBERÍA FLEXIBLE

### Objetivo

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

El sistema de los registros eléctricos con T.F., ha sido específicamente diseñado para transportar las herramientas necesarias para registrar información en pozos, cuyas condiciones no permiten el uso de servicios convencionales de registros eléctricos (Fig. IV.5.1).

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

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

### Ventajas

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

- Registrar intervalos muy distantes en agujeros altamente desviados e inclusive en secciones horizontales.
- Se obtiene un registro continuo, ya sea metiendo o sacando, con una gran rapidez y un alto control de la profundidad.
- La combinación de sondas o herramientas de registros de gran longitud pueden deslizarse a través de agujeros con altas severidades en donde el cable eléctrico cumple con esta función.

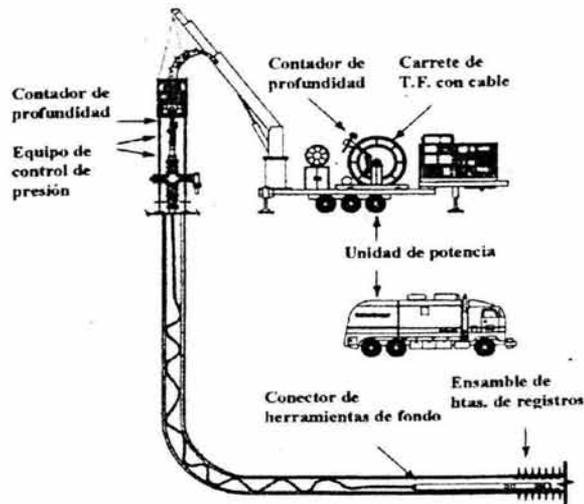


Fig IV.5.1 Registro eléctrico

- Es posible la circulación de fluidos a través de la tubería flexible antes, durante y después de la toma de los registros o la realización de disparos.
- El equipo de control de presiones de la unidad de tubería flexible proporciona una seguridad constante del pozo, por lo que las operaciones son seguras, sobre todo en pozos "arrancados".
- Es posible la toma de registros de producción en pozos de alta presión sin correr el riesgo de que las herramientas sean impulsadas fuera del pozo.
- Debido a que es posible combinar la capacidad de conducción de fluido de la tubería flexible y la transmisión de energía e información del cable eléctrico, es factible llevar a la práctica aplicaciones especializadas, como por ejemplo sísmica de pared del agujero.

Es posible obtener información del fondo del pozo en tiempo real durante la realización de tratamientos a fin de mejorar su diseño y ejecución.

### Diseño

Para el diseño de registros con tubería flexible se debe tomar en cuenta la siguiente secuencia de operación:

- Información o tipo de registro a realizar.

*La naturaleza de la información deseada o el tipo de registro por tomar determinará la herramienta o sonda requerida.*

- Características del cable requerido por la sonda.

*Las características de la herramienta o los criterios operativos, determinarán el tipo de cable y los requerimientos del equipo complementario.*

- Modelado con computadora.

*La habilidad para seleccionar la combinación adecuada de sondas para el registro de las zonas de interés puede ser verificada con la ayuda de programas de computo.*

Además de los puntos anteriores, los primeros pasos que se deben de dar al diseñar una operación de registros eléctricos con tubería flexible es tomar en consideración la información del cuadro 1.

**Cuadro IV.5.1**  
**Información para el diseño de un registro con tubería flexible**

**Características de la sarta de registro**

- Diámetro exterior (OD).
- Distribución de los componentes (diagrama de pesca).
- Especificación de las temperaturas y presiones de trabajo de la herramienta.

**Geometría del pozo y características del agujero**

- Tuberías de revestimiento y de producción (diámetro, peso, grado, profundidad, etc.).
- Accesorios o restricciones (diámetros interiores y ubicación).
- Desviaciones, severidades, inclinaciones y rumbos.
- Intervalos disparados, profundidades, densidad de disparos, profundidad interior.
- Presión y temperatura de fondo.

**Equipo y herramientas disponibles**

- Detalles de la tubería flexible (longitud, diámetro exterior, espesor, fatiga, etc.).
- Tipo de cable (tamaño, temperatura de trabajo, estado de aislamiento y conductores).
- Cabeza adaptadora, diámetro exterior y peso.
- Preventores y equipo superficial (lubricador, estopero, etc.).

**Logística**

- Peso de la unidad de tubería flexible.

## Registros en agujero descubierto

Los registros en agujero descubierto son un servicio principalmente realizado para evaluar las formaciones atravesadas por la barrena antes de ademar el intervalo de interés. En la mayoría de los casos se ensamblan simultáneamente varias herramientas de registros (sondas) de diferente función. Las herramientas más comunes, así como los parámetros que determinan se enlistan a continuación:

- Rayos Gamma-identificación de litología y correlación.
- Doble inducción-mide la resistividad de la formación.
- Lito densidad-mide la porosidad e identifica la litología.
- Neutrón compensado-mide la porosidad, identifica la litología y ubica los contactos de fluidos.
- Sónico-mide la velocidad acústica para identificar porosidad y litología.
- Estratigráfico-identifica la orientación de las capas, la localización de fracturas y la dirección y geometría del agujero.
- Muestreo de roca-para obtener núcleos de pared.
- Muestreo de fluidos-recupera muestras de fluidos a presiones del yacimiento y estima permeabilidades.
- Sísmica de pared del agujero-proporciona información sísmica.

Las operaciones de registros eléctricos con tubería flexible en agujero descubierto se aplican en los siguientes casos:

- En pozos altamente desviados e inclusive con secciones horizontales, en donde el deslizamiento de las herramientas ya no es posible realizarlo simplemente por gravedad.
- Aplicaciones especiales en agujero verticales.

## Aplicaciones en agujeros desviados

En agujeros desviados, las operaciones convencionales de registros eléctricos se realizan empleando la tubería de perforación como medio para deslizar las herramientas hacia el fondo del pozo, sin embargo, efectuarla con tubería flexible tiene las siguientes ventajas:

- Tiempos más cortos por corrida.
- Obtención continua de registros, ya sea metiendo o sacando las herramientas, con mayor velocidad y mejor control de la profundidad.
- El cable eléctrico se protege dentro de la tubería flexible.
- El riesgo de someter la sarta de herramientas a esfuerzos de compresión excesivos es menor cuando se introduce con la tubería de perforación (TLC).

La distancia a la que se introduce la sarta de registros eléctricos con tuberías flexibles depende de varios factores, siendo el principal el peso de la herramienta y la fricción resultante de la misma con las paredes del agujero.

Debido a que las sondas de registros eléctricos son generalmente grandes (diámetros exteriores mínimos de 3 3/8 de pulgada) y pesadas, la generación de fricciones es alta en el agujero descubierto, limitan el alcance que puede esperarse durante las operaciones de registros con tubería flexible.

A fin de predecir los esfuerzos a que va a ser sometido el aparejo de registros a introducir en pozos desviados u horizontales, se utilizan programas de computo.

### **Aplicaciones en agujeros verticales**

Cuando se registra únicamente con cable, la elongación del propio cable y el arrastre del aparejo de registros, bajo ciertas condiciones, se pueden combinar para crear un ligero efecto de "yo-yo" cuando se esta registrando. Bajo condiciones normales se considera que esto tiene un mínimo significado y muy poco efecto en la interpretación de los datos. Debido a que la resistencia a la tensión de la tubería flexible es mayor que la del cable normal utilizado en la corrida de registros eléctricos, la tecnología con tubería flexible frecuentemente es considerada como una aplicación viable en operaciones en donde hay alto riesgo de atrapamiento de la sarta, por ejemplo cuando se registra en formaciones altamente permeables, donde el riesgo de atrapamiento por presión diferencial es alto. Así mismo, la rigidez de la tubería flexible puede emplearse para empujar la sarta de registros a través de pequeñas restricciones del agujero.

La posibilidad de obtener circulación a través de la tubería flexible durante la corrida de los registros puede ser una ventaja adicional en aplicaciones que requieran condiciones de operación limpias.

### **Registros en agujero revestido**

La obtención de registros eléctricos en pozos adermados es principalmente un servicio de evaluación por medio del cual se confirma o identifican las características del yacimiento o de la terminación del pozo. Las principales aplicaciones durante esta etapa comprenden los registros de producción, la evaluación de la cementación y los registros de corrosión.

- Registros de producción Medición de presión, temperatura, densidad y gasto.
- Monitoreo del yacimiento-espectroscopía con rayos gamma y tiempos de decaimiento termal.
- Avances de corrosión-Calibrador mecánico, cámara de televisión
- Evaluación de cementaciones-Registro sónico de cementaciones, imágenes de ultrasonido
- Registro giroscópico-Desviación del pozo
- Localizador de punto libre-Determinación de la profundidad de atrapamiento
- Sísmica del fondo del pozo

La mayoría de registros en agujero revestido son operaciones que por lo general se realizan en pozos que se encuentran en producción. Debido a esto, se tiene la necesidad de

contar con el equipo de control de presiones adecuado, así como estar familiarizado con los procedimientos operativos asociados a fin de contar con el nivel de seguridad requerido.

Los servicios de registro eléctricos con tubería flexible en agujeros revestidos están diseñados para varios tipos de aplicaciones:

- Agujeros altamente desviados u horizontales donde el aparejo de herramientas no puede ser deslizado dentro del pozo.
- Aplicaciones en pozos verticales donde se requiere un gran control de la profundidad y de la velocidad.
- Aplicaciones en donde se requiere bombear fluidos a través de la tubería flexible mientras se registra.

### **Aplicaciones en agujeros desviados**

El principal objetivo de los registros de producción en pozos horizontales es el determinar el perfil de flujo y la productividad de los intervalos a lo largo del agujero (por ejemplo, saber cuales intervalos o fracturas están produciendo, que fluidos están produciendo que grado de aportación de cada intervalo). El perfil de flujo resultante se correlaciona con las variaciones laterales de permeabilidad, saturación, etc. a fin de detectar anomalías de producción. Realizando simultáneamente pruebas transitorias de flujo y presión, es posible cuantificar los parámetros del pozo y el yacimiento.

La información obtenida puede utilizarse para diseñar una reparación o un tratamiento para optimizar la producción de los pozos.

La obtención y la interpretación de información de pozos horizontales puede ser compleja y difícil. Esta dificultad se debe al comportamiento de los fluidos en el agujero y las herramientas en perfil horizontal del pozo. Por ejemplo, el flujo multifásico de fluidos tiende a segregarse de los fluidos más pesados hacia el fondo. Bajo tales regímenes de flujo segregacional, se requieren aplicar técnica avanzadas de interpretación a fin de obtener velocidades de flujo confiables. Por si fuera poco, algunos registros convencionales miden la densidad del fluido comparando dos medidas de presión realizadas entre dos puntos verticales fijos ubicados a cierta distancia uno del otro. Lo anterior no resulta ser valido en agujeros altamente desviados y en pozos horizontales.

El reto impuesto por dichas condiciones de operación han hecho que se desarrollen sensores y combinaciones de herramientas, así como técnicas de operación e interpretación avanzada, especialmente diseñadas para pozos horizontales.

El tipo de terminación tiene también su influencia en la complejidad para adquirir interpretar los datos. En la practica pueden encontrarse tres tipos básicos de terminación horizontal (Fig IV.5.2)

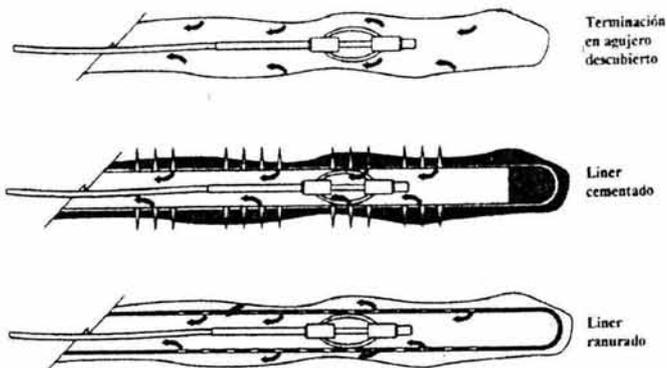


Fig IV.5.2 Terminaciones horizontales

### Registro en agujero descubierto

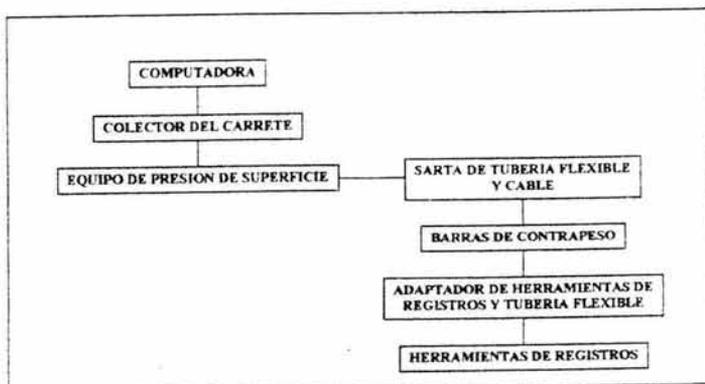
Se practica únicamente en formaciones bien consolidadas capaces de resistir la caída de presión ocasionada durante la etapa de producción. Las operaciones de registros en este tipo de pozos puede verse afectada por la rugosidad de las paredes del agujero debido a secciones deslavadas o erosionadas. Por los demás, los registros proporcionan buena información debido a que el flujo esta circunscrito dentro del agujero

Aunque las variaciones en áreas de cada sección del agujero pueden ocasionar dificultades para la interpretación.

- Registro en tubería corta cementada- El recubrimiento del agujero con una tubería da oportunidad para selectivamente abrir los intervalos de interés del yacimiento. La información que generalmente puede obtenerse en estos casos suele ser muy confiable a todo lo largo del intervalo productor.
- Registro con tubería cortada ranurada- En este tipo de terminaciones se tiene una gran dificultad para registrar e interpretar el perfil de producción de los pozos. Gran parte de la problemática se deriva debido a que parte de la producción se realiza a través del exterior de la tubería ranurada. La presencia de cavidades en las paredes del agujero y sus paredes irregulares ocasionan que el flujo entre y regrese de la tubería ranurada, dando como resultado un comportamiento impredecible en las lecturas de los registros.

### Unidad de tubería flexible para operaciones con cable eléctrico

Principales componentes (Fig IV.5.1)



Cuadro IV.5.1. Componentes principales de un sistema de registros con tubería flexible

### Consideraciones adicionales en la instalación del cable:

Instalación del Cable

Medición de profundidad y peso

Equipo para control de presiones

Consideraciones de logística.

Modelos de esfuerzos de la tubería flexible.

### Disparos con tubería flexible

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

El objetivo principal de la tubería flexible es la de empujar la sarta de disparos (Fig. IV.5.3) para operaciones en pozos altamente desviados y horizontales, así como en casos donde la sarta es demasiado pesada para soportarla con el cable de registros, o disparos en pozos con alta presión.

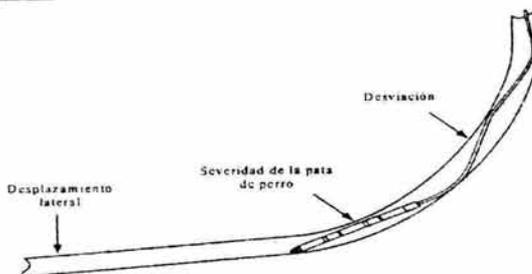


Fig. IV.5.3 Sarta de disparos empujada por la tubería flexible

### Selección de pistolas

Varios tipos de pistolas usadas en operaciones convencionales de disparos, son comúnmente utilizados por este tipo de aplicación (Fig IV.5.4)



Fig IV.5.4. Tipos de pistolas

**Pistolas para disparos de producción.-** son las más comunes para disparos con tubería flexible. Estas aplicaciones consisten en conectar las pistolas a la tubería con cable para ser llevadas hasta el objetivo programado y accionarlas a través de impulsos eléctricos. Estas a su vez se dividen de la siguiente manera:

- **Pistolas desintegrables.-** Estas pistolas (enerjet fase 45 grados) pueden ser usadas solo cuando se puede tolerar que el tamaño de los desechos sean grandes y largos.
- **Pistolas semidesintegrables.-** Estas (enerjet fase 0 grados) sólo pueden ser usadas en aplicaciones donde los desechos moderados pueden ser tolerados.
- **Pistolas recuperables.-** éstas (scapoll/hyperdome) van dentro de un tubo lo cual asegura que los desechos de las pistolas queden dentro de éste después del disparo. En adición proveen una mejor recuperación, permitiendo que éstas trabajen en ambientes de altas temperaturas, presión y desviación.

### Características de los disparos.-

La productividad y efectividad del intervalo disparado depende grandemente de la geometría de los disparos. Los factores que determinan la eficiencia de flujo a través de los disparos son:

- limpieza en los disparos
- fase y densidad del disparo
- diámetro de las perforaciones.

La importancia de cada uno de los anteriores factores dependen del tipo de terminación, características de las formaciones y la extensión del daño a la formación causada por los disparos y operaciones de cementación. Un sistema de computación (SPAN software) fue desarrollado para predecir los resultados de muchos trabajos de disparos.

---

**Mecanismo de los disparos.-**

Existen dos medios o formas de disparos:

**-Eléctricamente**

**-Con presión.**

**El sistema de disparos con presión (CTL)** puede ser usado sin la necesidad de tener un cable en la tubería flexible, correlacionando la profundidad de los disparos a través de una sonda de Rayos Gamma-CCL de memoria para corregir los efectos de pandeos que sufre la tubería en pozos desviados y de algunas otras fuerzas a la que esta sometida (presión, elongación, etc.) vistas en los capítulos anteriores

Este mecanismo de disparos es una alternativa confiable (máx. un pie de defasamiento) para efectuar la operación cuando no se tiene la disponibilidad del carrete de tubería con cable para la toma de información.

**Las detonaciones eléctricas** es el mecanismo más confiable y comúnmente utilizadas para efectuar los disparos a través de la tubería flexible para pozos altamente desviados y horizontales, instalándole un cable de registros a la tubería de trabajo (ó tubería con cable instalado de fábrica) Las precauciones tomadas debido al manejo de explosivos, son los mismos riesgos observados que con los disparos convencionales, por lo que se deberá tomar en cuenta las fuentes de voltaje existentes en la localización como:

-equipo eléctrico

-soldadura

-equipo de potencia catódica

-radio de frecuencia

A causa de la rigidez de tubería, se recomienda la instalación de centradores a la sarta de disparos, para evitar el contacto de las cargas con las paredes de la T.R. y obtener óptimas penetraciones de los disparos en la formación.

A continuación se presenta una tabla (fig IV.5.2) donde se aprecia la compatibilidad del cable con la guía, para las herramientas de registros y disparos:

HERRAMIENTA		HEPTACABLE	MONOCABLE	COAXIAL
SERVICIOS DE EVALUACION				
LTD	HERRAMIENTA DE LITODENSIDAD	X	---	---
CNT	NEUTRON COMPENSADO	X	---	---
GR	RAYOS GAMMA	X	---	X
EPT	PROPAGACION ELECTROMAGNETICA	X	---	---
DI	DOBLE INDUCCION	X	---	---
TCC	CARTUCHO DE TELEMETRIA	X	---	X
SDT	SONICO DIGITAL	X	---	---
RFT	PRUEVAS DE FORMACION	X	---	---
FMS	MICROBARRIDO DE FORMACION	X	---	---
CET	EVALUACION DE CEMENTO	X	---	---
CBL	ADHERENCIA DE CEMENTO	X	---	---
SAT	ADQUISICION SISMICA	X	---	---
DSA	SISMICA DEL FONDO DEL POZO	X	---	---
PISTOLAS DE DISPAROS		X	X	X
SERVICIOS DE REGISTROS DE PRODUCCION				
CCL	LOCALIZADOR DE COPLES	X	X	X
GR	RAYOS GAMMA	X	X	X
PTS	PRESION TEM.YDENSIDAD	X	X	X
HMS	CALIBRACION DE PRESION	X	X	X
FBS	SONDA DE MOLINETE	X	X	X
CFS	SONDA DE MOLINETE	X	X	X
NFD	DENSIDAD NUCLEAR DE FLUIDOS	X	X	X
HUM		X	X	X
TCS	SONDA CALIBRADORA DE T.P.	X	X	X1
TDI	TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMICO	X	X2	X2
RST	EVALUACION DE SATURACION DE	X	---	X
GST	ESPECTROMETRIA DE RAYOS	X	---	X
BHTV	TELEVISION EN EL FONDO DEL POZO	X	---	---
MFC	CALIBRADOR DE DIAMETRO DE TUBERIAS	X	---	---
TGS	GEOMETRIA DE TUBERIA DE PRODUCCION		X	X
1 SOLAMENTE EL CALIBRADOR PUEDE SER CORRIDO EN CABLE MONOCABLE O CABLE COAXIAL				
2 CUANDO EL TDI Y CPLT SON CORRIDOS EN COMBINACION EN CABLE COAXIAL SI SE REQUIERE				

Tabla IV.5.2 Sondas de registros.

#### IV.6 SERVICIOS DE PESCA

##### Objetivo

Ofrecer una alternativa viable de solución en la recuperación de pescados mediante la aplicación de la tecnología de la tubería flexible, aprovechando sus cualidades de alta tensión, empuje, impacto hidráulico y circulación de fluidos.

## Áreas de oportunidad

En los pozos donde representan un alto riesgo las operaciones con línea de acero, así mismo en pozos fluyentes, en pozos sin equipo convencional, localizaciones pequeñas y pozos desviados u horizontales.

## Ventajas

La selección apropiada de las técnicas y sarta de pesca, depende de la naturaleza y configuración del pez, estado mecánico del pozo, condiciones de flujo y equipo superficial. Por lo que cada uno de los trabajos son únicos en su género y que requieren un análisis.

- Mayor resistencia a la tensión en comparación con equipos de línea y cable de acero.
- La rigidez de la tubería permite el acceso en pozos de alto grado de desviación u horizontales.
- Permite circular o lavar el pez mientras se opera.
- Se aprovecha la fuerza hidráulica para operar herramientas especializadas.
- Permite la utilización de herramientas de molienda.
- Reducción del tiempo de intervención.

## Capacidad de carga de la tubería flexible

El éxito en muchas operaciones de pesca se relaciona directamente con la cantidad de fuerza que puede ser liberada en el momento de la pesca. La capacidad de jalón de la T.F., es muy grande comparada con equipos de línea de acero y cable, lo cual depende de dos factores.

**1.- Capacidad de carga de la tubería.-** La capacidad de carga axial de la tubería depende de varias variables. Esta casi directamente relacionado a la cantidad de acero en el tubo para el mismo espesor de pared, un incremento en el diámetro exterior de la T.F., resulta en un incremento en la capacidad de carga. Para algunos diámetros exteriores, en un incremento en el espesor de pared también resulta un incremento en la capacidad de carga, como se muestra en el anexo de especificaciones de la tubería.

**2.- Capacidad de jalón de la cabeza inyectora.-** Determina la fuerza máxima de jalón de la T.F., (tensión), esta dada por la capacidad de extracción de la cabeza inyectora. Generalmente las unidades para diámetros pequeños está limitado en la capacidad de carga de la tubería, mientras las unidades de diámetros grandes su capacidad de jalón es mayor.

## Consideraciones de diseño para el uso de la tubería flexible

Las técnicas de pesca pueden ser clasificadas en dos tipos, ligeras y pesadas, en la tabla IV.6.1 siguiente se muestra la clasificación de las mismas y sus ventajas para la selección adecuada del equipo para una pesca:

Tabla IV.6.1

Técnicas y aplicaciones de pesca

Ligeras ← → Pesadas

	Cable de Acero	T.F.	Unidad snubbing	Equipo de reparación
Pozo vivo	X	X	X	
Pozo desviado		X	X	X
Circulación		X	X	X
Rápida movilización	X	X		
Rotación		X	X	X

El equipo de cable de acero o línea es menos costoso comparado con el equipo de tubería flexible, pero no tienen la capacidad de circular o rotar herramientas.

En la tabla IV.6.2 se muestran los datos requeridos para el diseño, de una sarta y ejecución de un programa de pesca.

Tabla IV.6.2

**Datos para el diseño de los trabajos de pesca****Pez**

- Profundidad de la boca del pez.
- Diámetro interior y exterior del pez.
- Longitud del pescado.
- El pez se encuentra libre o pegado.
- Se puede circular a través del pez?

**Estado mecánico del pozo**

- Obtención del diagrama del estado mecánico del pozo.
- Localización de restricciones.
- Detalle de las desviaciones del pozo.

**Equipo superficial**

- El diámetro interior y longitud del equipo de control de presión deberá ser compatible con el diámetro exterior de la sarta de pesca y pescado.

**Sarta de pesca**

- Elaboración de un diagrama completo de la sarta de pesca con el pez.
- El diámetro interior y exterior de la sarta de pesca deberá ser compatible con el diámetro interior del equipo superficial, y el diámetro interior, exterior del pescado.

**Características del pez:** Existen detalles precisos en un pez y sus dimensiones que a menudo no se encuentra lista y disponible, muchas herramientas de pesca solamente agarran en un rango y tamaño limitado (diámetro exterior e interior) que tienen que prepararse de acuerdo a lo siguiente:

Un diagrama exacto de las dimensiones del pez y la localización de nipples y restricciones, ahora bien, intervienen varios puntos en la selección de herramientas de pesca como:

**Condiciones del pez.**- (si esta libre o empacado) generalmente el pez pegado para su recuperación se requiere de herramientas más fuertes y complejas, en cambio el que se encuentra libre es menos complicado se recuperación.

- Cuando se tiene sedimentos finos o escorias en la superficie del pez, se tiene la ventaja de circular mientras se pesca. En este caso, es importante para los fluidos a emplear y compatibles con los fluidos de la formación y materiales finos.
- Propiedades del material de pez.- Las propiedades del material de las herramientas pueden tener alguna relación con el material del pez, como ejemplo de pequeños objetos ferrosos que pueden ser recuperados por equipo magnético.

### **Estado mecánico del pozo**

Las mínimas restricciones contenidas en el pozo, obviamente determinaran los máximos diámetros exteriores de la sarta de pesca que podrán ser usados. La remoción de los finos pueden también ser considerados para valorar el espacio (drift) existente. La geometría del agujero puede ser considerado para determinar el sobre jalón disponible en el pez. Tal información es requerida por la selección de un ensamble apropiado como martillos o aceleradores.

### **Equipos de control de presión**

En general las operaciones de pesca complejas requerirán más equipo. La longitud total del diámetro del pez por recuperar y la sarta de herramientas determinarán la longitud mínima del lubricador que será requerido.

La selección adecuada de herramientas de pesca, depende de la naturaleza y perfil del pez.

### **Ejecución de los trabajos**

El equipo de tubería flexible deberá reunir las características de capacidad de tensión necesaria en la cabeza inyectora y en la tubería que se espera a usar durante las operaciones para determinar la factibilidad del empleo de este método.

Los parámetros de profundidad y peso son críticos que pueden ser adecuadamente monitoreados y registrados durante toda la operación de pesca. El control preciso de la cabeza inyectora es necesario para obtener una buena operación de las herramientas de fondo.

### **Preparación del pozo**

Antes de iniciar las operaciones de pesca, se realizarán algunas actividades como parte de los procedimientos, que tienen como finalidad la revisión del cuello de pesca, profundidad, posicionamiento en el pozo y llevar a cabo los trabajos de rehabilitación necesarias para incrementar el grado de éxito en la recuperación del pez como pueden ser:

la conformación de la boca del pez, limpieza superficial del cuello, zapateado del pescado, colocación del cuello de ejecución del trabajo, por ser materialmente imposible la disponibilidad de herramientas especialmente para cada tipo de pescado, colocación de cuello de pesca conocido sobre el pez, etc. Así como la utilización de los accesorios adecuados para cada trabajo en particular como se muestra en la Fig IV.6.1

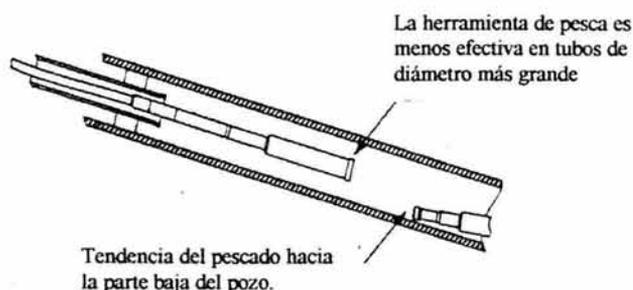


Fig. IV.6.1 Conformación de la boca del pescado

**Tipo de pesca** La clave para las operaciones de pescas es la información precisa. Existen muchas decisiones y selecciones para tomarse en el curso de un trabajo y todo esto es la base en la disponibilidad de la información.

#### Tipo del pescante

En las operaciones cuando no se tiene disponible la información de la descripción exacta del pez o se tiene una " boca" o cuello de pez irregular o desconocido, se puede intentar la operación con la ayuda de algunas herramientas con un determinado rango de alcance, seleccionándolo de acuerdo a la experiencia y escasa información disponible. En algunos de estos trabajos de pescas, normalmente se modifican las herramientas y las necesidades específicas para la ejecución del trabajo, por ser materialmente imposible la disponibilidad de herramientas especialmente para cada tipo de pescado.

#### Sarta de pesca

Nuevamente, la disponibilidad de la información e historial del origen del pescado, determinará el pescante y herramientas de apoyo para la ejecución de la operación. Normalmente, un ensamble de pesca se compone de las siguientes herramientas:

- Pescante
- Centrador, en caso necesario
- Desconector hidráulico
- Junta de seguridad
- Válvula check
- Martillo
- Acelerador
- Conector de extremo de tubería.
- Junta de rodilla, en caso necesario.

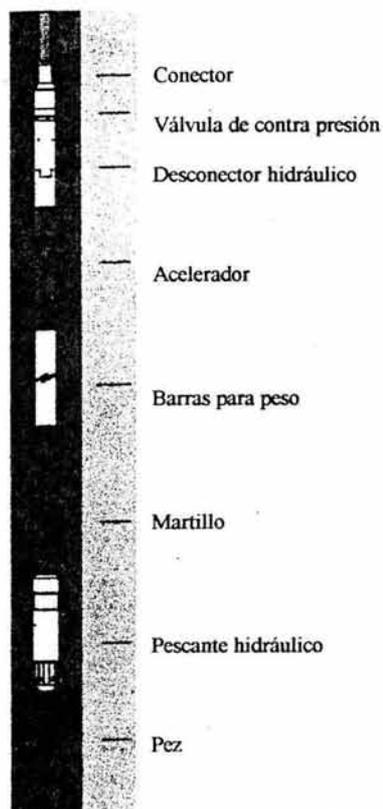


Fig. IV.6.2 Ensamble de pesca.

Una practica obligatoria antes de iniciar las operaciones, es la de efectuar un diagrama completo de la sarta de pesca a utilizar en el pozo, conteniendo datos de longitud de la sarta y de cada accesorio, diámetros interiores y exteriores así como la aplicación del torque óptimo para cada accesorio de la sarta de pesca, y la disponibilidad en la localización del pescante (pull tool) para en caso de utilizar la junta de seguridad por alguna emergencia durante el desarrollo de las operaciones

### Seguridad

Todo el personal involucrado en el diseño o ejecución de operaciones con T.F. para pescas, debe familiarizarse con requerimientos detallados en lo relevante con la seguridad.

El control de la presión y los fluidos deben cumplir con los requerimientos de las normas aplicables por la compañía de servicio y regulaciones locales.

## Procedimiento general de operación

Una vez seleccionada la unidad de tubería flexible y las herramientas de fondo a utilizar, deberán seguir con los siguientes puntos:

1. Instalar conector en el extremo de la tubería flexible y probar con la máxima tensión permitida a la tubería.
2. Instalar sarta de pesca al conector de tubería.
3. Instalar equipo de tubería flexible y probar conexiones.
4. Bajar sarta de pesca a la boca del pescado y circular en caso necesario para limpiar el pez.
5. Operar, tensionar y verificar indicador de peso.
6. Recuperar tubería y pescante.
7. En caso de que haya sido exitosa la operación de pesca desmantelar equipo, en caso contrario repetir operación de pesca.

## Evaluación

Durante el proceso de evaluación de una operación de pesca, parecería ser muy sencillo. Sin embargo, hay varias posibilidades de consecuencias que pueden influir en las operaciones subsecuentes o el retorno a la producción. En el caso de que un pez no sea posible recuperarlo, se debe de hacer un análisis operativo y económico para determinar las acciones a tomar o los procedimientos que deben ser cambiados para obtener un mejor resultado. Esto debe ser documentado como parte del trabajo, para permitir que en las operaciones subsecuentes un mejor diseño y operaciones de pesca.

## Conclusiones

La tubería flexible es una alternativa viable para operaciones de pesca dadas sus cualidades de rigidez y de empuje en posiciones de desviación, circulación de fluidos al tiempo de operar la herramienta y otras ya mencionadas, en la medida de que se aplique dicha tecnología el costo de las intervenciones será menor.

## IV.7 TERMINACIONES

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

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

- El daño potencial del yacimiento durante el control del pozo es mínimo

- La instalación y recuperación del aparejo de producción terminado con T.F. generalmente se realizan en forma rápida.
- Se reduce el número de conexiones o bien son eliminadas, disminuyendo las posibles fugas y los requerimientos de pruebas de las juntas.
- En la mayoría de los casos, el costo de la T.F. está incluido en el equipo y servicios y es comparado con los métodos convencionales.
- Las terminaciones con T.F. son diseñadas generalmente para aparejos con métodos artificiales de producción.

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

### **Desventajas**

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

### **Diseño**

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

- Sartas de velocidad.
- Bombeo neumático.
- Bombeo electrocentrífugo.
- Bombeo hidráulico

El diseño de la terminación requiere de una evaluación inicial de las características del pozo perforado. Generalmente los datos son suministrados a un paquete de cómputo, el cual típicamente se usa para simular múltiples configuraciones de terminación con T.F. Comparando y evaluando los resultados proporcionados por el simulador, en conjunto con los factores económicos y logísticos, permite seleccionar el diseño apropiado de terminación.

Pueden realizarse varias análisis previas para seleccionar un diseño apropiado. Los procedimientos de análisis pueden ser categorizados de la siguiente forma:

### **Yacimiento.-**

- Presión y temperatura del yacimiento.
- Contacto gas-aceite y aceite-agua.

- Intervalo disparado, profundidad, densidad, etc.
- Fluidos contenidos (tipo, densidad, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, etc.)

### **Producción**

- Resultados de las pruebas de producción.
- Registros de producción.
- Resultados de análisis nodal

### **Terminación existente (si la hay)**

- T.R. de producción, liner y aparejo (Diámetro, peso, grado, profundidad, desviación, nipples o restricciones, etc)
- Configuración y diámetro de cabezales, bridas y líneas de flujo.

### **Logística**

- Restricciones de peso y espacio durante la instalación / servicio

### **Sartas de velocidad**

La declinación de la presión del yacimiento, origina la disminución del volumen de gas (velocidad), incrementado la producción de agua obligando a acumular los líquidos en el fondo del pozo y ejerciendo una contrapresión hacia la formación. Estas restricciones en algunos casos impiden la entrada de fluidos de la formación hacia el pozo.

La instalación de una tubería concéntrica de T.F., dentro del aparejo de producción es una alternativa económica, segura y efectiva para recuperar los fluidos estabilizados.

Las sartas de velocidad pueden ser instaladas en pozos productores de aceite o de gas, dependiendo de su patrón de flujo, el cual va a estar determinado por:

- El gasto de líquido.
- El gasto de gas.
- Densidad del líquido.
- Densidad del gas.
- Tensión interfacial.
- Geometría tubular.

### **Una sarta de velocidad incluye:**

- Tubería flexible.
- Nipples de asiento.
- Válvula subsuperficial de seguridad.
- Válvulas de bombeo neumático.

**Equipo superficial incluye:**

- Cabezal.
- Colgador.
- Medio árbol de válvulas.

A continuación se muestra una configuración típica de sarta de velocidad (fig. IV.7.1).

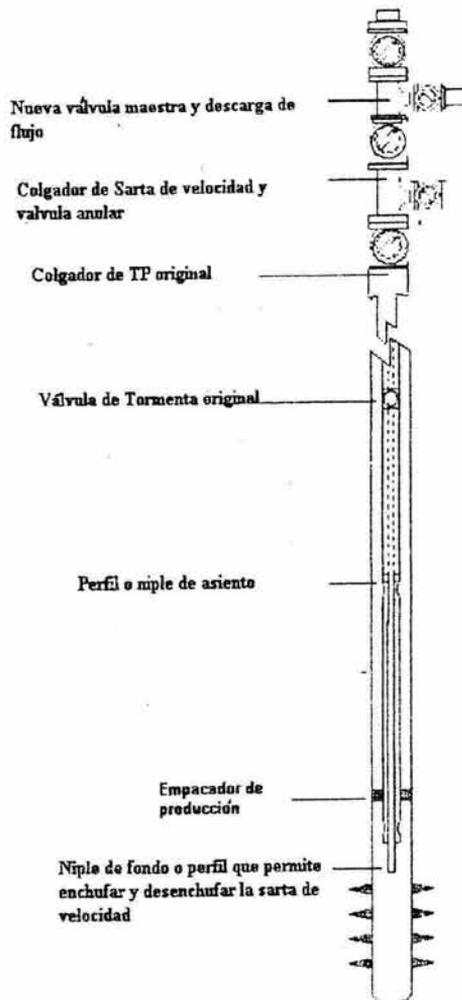


Fig. IV. 7.1. Configuración típica de una sarta de velocidad

La profundidad de instalación de una sarta de velocidad en una terminación dependerá, en la mayoría de los casos, de que exista un niple de asiento colocado en un punto apropiado, preferentemente en la parte más baja del aparejo existente. Las opciones de producción con sartas de velocidad son:

1. Producción por la tubería flexible.
2. Por el espacio anular.
3. Producción combinada.

### **Bombeo neumático**

En algunas aplicaciones en general, puede instalarse la tubería flexible dentro del aparejo existente, como una sarta de velocidad para reducir el área de flujo; sin embargo, en algunas formaciones esto no resulta favorable debido al incremento de fricción que pudiera requerirse en el bombeo neumático.

Nuevas tecnologías han desarrollado productos como válvulas subsuperficiales de seguridad y válvulas de bombeo neumático que forman parte integral de la tubería flexible; esta es la tecnología "spoolable".

### **Diseño**

El diseño de un aparejo de bombeo neumático en una terminación con T.F., es de suma importancia, ya que va a determinar el número de válvulas de gas lift requerido y la profundidad de cada una de ellas.

El proceso de diseño para el cálculo apropiado de los puntos de inyección, es determinado por modelos de cómputo comúnmente usados en el diseño convencional de terminaciones con bombeo neumático.

### **Desventajas:**

- Las válvulas de inyección no pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que tendrá que recuperarse toda la sarta para reemplazar dichas válvulas.
- Incompatibilidad de las restricciones del aparejo existente con la sarta de B.N., debido a la excentricidad de las válvulas.

En seguida se presenta una configuración típica (fig. IV.7.2) de terminación de bombeo neumático con T.F

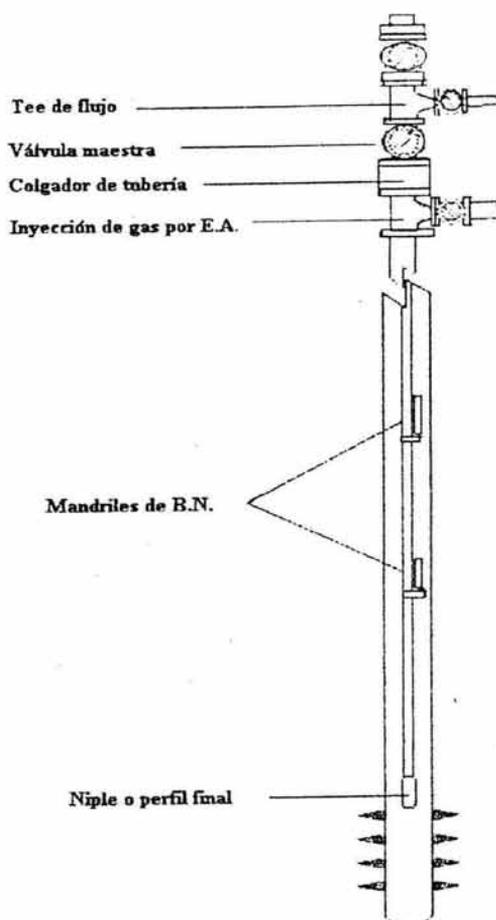


Fig. IV.7.2 Configuración típica de bombeo neumático con tubería flexible

### Bombeo electrocentrífugo

El uso de la tubería flexible para la introducción de aparos de bombeo electrocentrífugo (B.E.C.) ha sido agudizado en los últimos años.

Un sistema simple de B.E.C., consta principalmente de una bomba centrífuga de múltiples etapas con un motor de fondo y una fuente de poder a través de un cable conductor. Este sistema opera con mayor eficiencia en pozos con baja relación gas-aceite y con alta productividad de fluido.

Este sistema puede llegar a producir hasta 80, 000 barriles de fluido por día. Dependiendo de las características de producción del pozo, el promedio de vida del sistema puede ir desde pocas semanas hasta varios años.

### Diseño

El diseño de las dimensiones y capacidades de las bombas y motores va a ser determinado por la compañía proveedora. La selección está basada en los parámetros del yacimiento y las condiciones del pozo. Un factor adicional que debe ser considerado es el incremento de la presión debido a la fricción, causado relativamente por el diámetro reducido de la tubería de producción existente.

La selección de la tubería apropiada está asociada con las fuerzas generadas por la bomba y el motor eléctrico. Los factores que se deben considerar para el diseño del aparejo de B.E.C. son:

- Esfuerzos de tensión y carga.
- Torque.
- Vida útil.
- Cable de potencia.

### Ejecución

La corrida del aparejo de B.E.C. puede hacerse con el cable de potencia dentro de la T.F. o fuera de ella, dependiendo del diámetro de la misma. Es decir, esto es aplicable cuando se ha diseñado para una T.F. de 3 1/2" o mayor. Resultando ahorros sustanciales ya que se reducen los tiempos de introducción y el riesgo de daño del cable disminuye considerablemente.

### Componentes

- **Bomba centrífuga:** Está compuesta de múltiples etapas. Cada etapa comprende de un impulsor y un difusor. La bomba se diseña en función de la altura de columna de fluido por producir (nivel dinámico).
- **Motor eléctrico:** Es de tres fases, separadas a 120 grados, que establece un campo magnético de dos polos; el cual hace mover el rotor y estator contenidos dentro del motor. El conector del cable de potencia que se conecta al motor se denomina "mufa".
- **Protector o sello:** Se instala arriba del motor y debajo de la bomba. Tiene tres funciones principales, soportar el impulso aplicado por la bomba (cojinete), también se encarga de igualar las presiones entre el fluido del motor y los fluidos del pozo, así como para disipar el calor generado.
- **Separador de gas:** Se encarga de separar el gas antes de que el fluido entre a la bomba. Esto se logra con un sistema impulsor especial.

- **Cable de potencia:** Conduce la potencia eléctrica desde la superficie al motor. El conductor se encuentra aislado y rodeado por una chaqueta protegida por una armadura metálica.

A continuación se muestra la configuración típica (fig. IV.7.3) de una terminación de B.E.C con tubería flexible

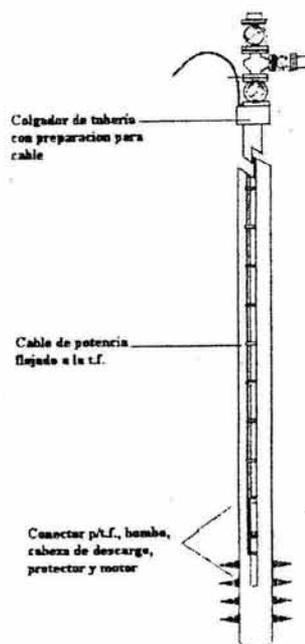


Fig. IV.7.3. Configuración típica de una sarta de bombeo electrocentrífugo con tubería flexible.

Existen accesorios adicionales que pueden instalarse en la parte inferior del motor, como sensores para medir la presión y temperatura de fondo a tiempo real.

Los componentes superficiales incluyen el cabezal con preparación especial y el colgador para la TF.

### Bombeo hidráulico.

Se ha desarrollado un nuevo sistema de bombas hidráulicas durante los últimos años, las cuales son usadas con tubería flexible para la producción de pozos, sobre todo de agujeros reducidos.

## Diseño

Para el diseño de las bombas se toma en consideración los grandes gastos que deberán bombear con grandes contenidos de sólidos, tales como los finos provenientes de la formación. Su diseño especial de desplazamiento permite trabajar con gastos mayores de los normales. Estas bombas utilizan las potencias de un fluido para mover otro, y trabajan de la siguiente manera:

1. Una tobera convierte la presión de fluido de potencia en velocidad
2. Por unos orificios de admisión entra el fluido de producción, dirigiéndose al encuentro del fluido de potencia.
3. Una garganta donde el fluido de potencia, a alta velocidad se mezcla con el fluido de producción.
4. Un difusor donde la velocidad, a un elevada, de mezcla de fluido, se convierte en presión, desplazando el fluido resultante hacia la superficie

Existen dos diseños básicos de bomba Jet: una bomba libre y otro de bomba fija. En el diseño de bomba fija, esta se conecta al extremo de la columna de producción y se baja en el pozo. Para recuperarla o efectuar su mantenimiento es necesario sacar la totalidad de dicha columna. El tipo de bomba libre esta diseñada para efectuar su desplazamiento dentro y fuera del pozo, por el interior de la tubería, lo cual permite su recuperación por circulación inversa. Debido a su diseño, se pueden obtener distintas configuraciones para un proyecto específico dependiendo ésta de los parámetros de producción de un pozo determinado. Los componentes principales de las bombas Jet son:

- El conjunto de fondo
- La caja de la bomba
- El conjunto de garganta y tobera

La compatibilidad de las bombas con los distintos diámetros de TF van desde 1 1/4 " hasta 2 7/8" y pueden ser fabricadas con diámetros desde 3 / 4" y longitudes de 12 ". Esto hace posible producir por bombeo hidráulico el pozo de diámetro reducido con gran desviación y horizontales.

Las áreas de oportunidad ideales para usar las bombas hidráulicas son en pozos de poca producción, donde no es posible el bombeo mecánico o con problemas de parafina. También buenos resultados en pozos cuya presión de fondo es insuficiente para producir en forma constante pero que tiene una alta relación gas-aceite y que su punto de burbuja es próximo a la presión estática en el fondo del pozo.

Para minimizar el costo de instalación en aquellos lugares en que por distintas razones, el efectuar servicio a los pozos es problemático, las bombas Jet pueden instalarse utilizando un niple, un obturador o un asiento de bomba.

## Ejecución

La bomba hidráulica se baja con la tubería flexible hasta una profundidad tal, que permita la producción de fluido. Esta instalación requiere un niple asiento y un obturador colocado en el interior de la TF para empezar la columna de producción. Se deben colocar suficientes tubos de cola debajo de la caja de la bomba para permitir separar el gas del aceite y de esta manera optimizar los gastos de producción.

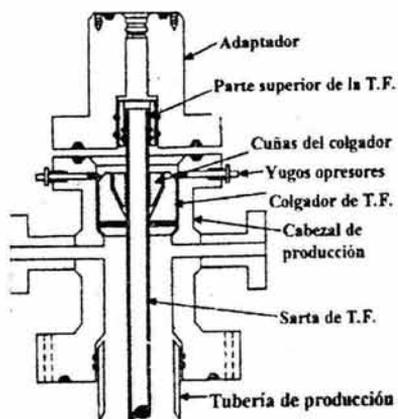


Fig. IV.7.4. Configuración del cabezal y adaptador para colgar tubería flexible

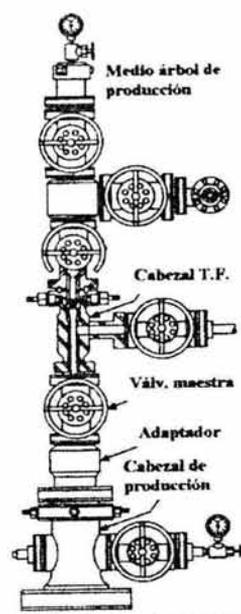


Fig. IV.7.5. Configuración del colgador para tubería flexible

## Conclusiones

Las sargas de tubería flexible tienen fama en los trabajos de reparación de pozos debido a la ductibilidad de la misma, pero generalmente no es considerada para usarse como aparejo de producción permanente. Si los diámetros de tubería existente son reducidos, la tubería flexible es la más apropiada en una terminación, debido al bajo costo y fácil instalación. La calidad actual de la tubería flexible es una ventaja, ya que permite instalar sargas hasta los 6400 m.

## IV.8 PERFORACION CON TUBERÍA FLEXIBLE

### Objetivo

El objetivo de la perforación con tubería flexible es el de explotar las formaciones someras a través de conductos de bajo costo y mínimo impacto ambiental.

### Aplicaciones para perforación con tubería flexible

Existen diversas aplicaciones para intervención y reintervención de pozos aplicando esta tecnología tales como:

### **Perforacion de pozos nuevos.**

La perforacion se ejecuta con el fin de obtener un incremento adicional de produccion apoyado en un programa de perforacion alterna utilizando los recursos e infraestructura de los pozos existentes. Para hacer posible esta aplicacion es necesario efectuar un análisis de la informacion disponible para la seleccion de los pozos candidatas, ejecutar el diseño del pozo, seleccionar el equipo, conocer la infraestructura y logistica aplicada al proyecto durante la realizacion de éste.

**El programa de la intervencion debe contemplar los siguientes aspectos:**

#### **Geometría del pozo**

La geometría del diámetro de agujero esta en función de los factores tales como: profundidad del objetivo, diámetros de barrena, diámetros de TR programadas en sus diferentes etapas.

#### **Profundidad desarrollada.**

La profundidad desarrollada debe estar en función del objetivo programado y este debe ser 200 m menor a la longitud total de la tubería que se instala en el carrete con el equipo de tubería flexible.

#### **Asentamiento de tuberías de revestimiento**

El asentamiento de las tuberías de revestimiento esta en función de las condiciones geoestratigraficas de la columna a perforar.

#### **Condiciones de estabilidad del agujero**

Se debe considerar para una buena estabilidad de agujero, un fluido que sea compatible con el tipo de formación, ser de principal importancia el considerar sus propiedades de sustentación para el acarreo o transporte desde el punto donde se generan los recortes de la barrena hasta la superficie.

#### **Barrenas**

Para la perforación de columnas desde el punto de vista litológico suaves (arcillas) será recomendable el uso de barrenas de diamante policristalino (PDC) o así como también para las demás litologías se recomienda utilizar las barrenas afines a la dureza de las mismas.

---

## Fluidos de perforación e hidráulica.

Para los fluidos de perforación debe observarse como regla cuando se trate fluidos tipo monofásico un contenido de sólidos que debe oscilar entre el 1 -2 % y este depende del tipo de yacimiento teniendo en cuenta dos sistemas, sobrebalanceado o bajobalance, lo cual implica utilizar lodo , espuma o gas respectivamente.

## Trayectoria del pozo

Para desarrollar un pozo con calidad, cuando se trate de perforación vertical la inclinación de este no debe exceder del 2 %.

## Ensamble de perforación

**El ensamble de perforación para un agujero vertical debe contener los siguientes elementos:**

1. Barrena
2. Motor de fondo
3. Sustituto de flotación
4. Drill collar antimagnético
5. MWD
6. Drill collar espirales
7. Martillo hidráulico
8. Conector de tubería flexible

## Conexiones superficiales de control

El diseño de las condiciones superficiales de control debe estar en función de la presión esperada del yacimiento y debe considerarse la técnica de surgencia (Kick-off) inesperada cuando se trate de perforación bajo balance.

## Ejecución del proyecto

Para una buena ejecución del proyecto cuando ya se ha integrado el programa correspondiente a la intervención es necesario considerar en orden los siguientes aspectos:

- **Area de trabajo**

Comparativamente el área de trabajo necesaria para la distribución e instalación del equipo de perforación con tubería flexible en la relación con la perforación normal debe ser más pequeña comúnmente de 25 por 32 m, ya que es el mismo tamaño requerido para la instalación del equipo de perforación con tubería flexible.

La localización requiere una mínima preparación y nivelamiento básico que por lo general es más que suficiente

- **Instalación del tubo conductor**

El conductor de tubería debe ser manejado antes de la movilización del equipo de perforación.

- **Instalación del equipo**

Se requiere provisionar con tensores de cable contra viento o retensores con puntos de anclaje (dependiendo de la configuración del equipo seleccionado).

- **Perforación del pozo según diseño y programa**

La secuencia de diseño y preparación para las operaciones de perforación con tubería flexible comprenden varias tareas en distintas áreas de investigación tales como:

1. Establecer los objetivos de los clientes.
2. Revisión de técnicas posibles
3. Preparación técnica
4. Preparación administrativa

- **Perforación de pozos horizontales**

Respecto al diseño y características del equipo superficial para este tipo de intervención será el mismo que se utiliza en la perforación de pozos nuevos verticales variando únicamente el ensamble de fondo para la perforación y teniendo un mayor cuidado en el uso de simuladores como son:

1. Análisis de torque y arrastre
2. Hidráulica
3. Estabilidad de agujero
4. Trayectoria del pozo
5. Bukle helicoidal
6. Esfuerzos de tubería
7. Vida y fatiga de la tubería flexible.

## CAPITULO V

## EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE TUBERÍA FLEXIBLE

A continuación se presentan algunas aplicaciones de campo utilizando tubería flexible en pozos ubicados en algunos campos petroleros de México.

**APLICACIÓN 1**

Pozo: "Culebra 802"  
 Ubicación: Reynosa Tamps.  
 Operación a efectuar : Limpieza e inducción del pozo  
 Profundidad programada: 1310 m

Equipo y personal requerido:  
 Equipo de tubería flexible:  
 Carrete de TF con tubería de 1 3/4 " OD  
 Cabina de control de TF  
 Unidad de potencia de TF  
 Cabeza inyectora de TF  
 Caja de herramientas de TF

Equipo de bombeo:  
 Unidad de bombeo  
 Unidad de nitrógeno

Personal:  
 Supervisor de TF  
 Operador de TF  
 Operador de bomba  
 Chofer / Ayudante de unidad de TF

Equipo adicional:  
 Pipa con 35 m<sup>3</sup> de agua  
 Producto para preparar salmuera y espumante para 35 m<sup>3</sup> agua  
 Unidad de contra incendio  
 Ensamble de estrangulación

Fluidos programados: agua, gelatina, salmuera y N<sub>2</sub>

Herramientas de fondo: Conector EZ 1 3/4", válvula check 1 3/4", trompo difusor 1 3/4"

Plan de trabajo y tiempos de duración

Descripción	tiempo (hr)
Efectuar junta de seguridad	0.5
Instalar equipo	2.0

Pruebas hidráulicas	1.0
Operación	6.0
Desmantelar equipo	1.0

Los tiempos de operación son estimados y pueden variar de acuerdo al desarrollo de la misma

## 1. OBJETIVO

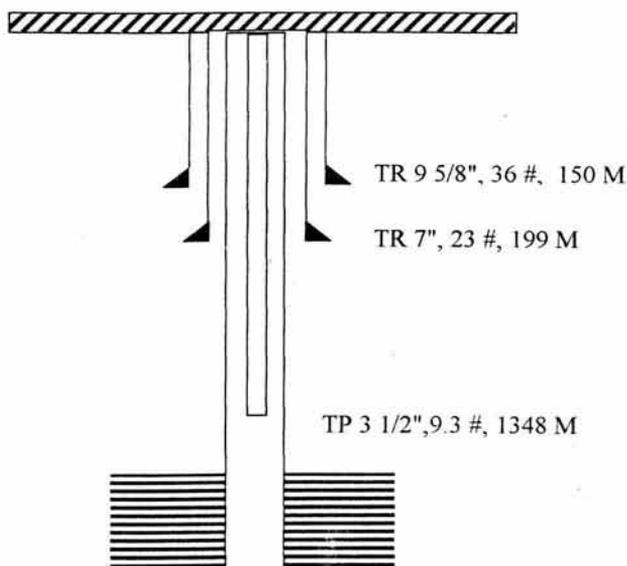
El pozo "culebra 802" ha sido seleccionado para ser intervenido mediante una limpieza con tubería flexible.

## 2. ESQUEMA GENERAL DEL TRABAJO

- Con ULA calibrar pozo
- Movilización del equipo necesario a la localización
- Instalar unidad de TF, unidad de bombeo, auto tanque de agua, ensamble de estrangulación. Con TF de 1 3/4", conector EZ, válvula check y trompo difusor de 1 3/4" reconocer profundidad hasta 1310 m (TL de 3 1/2") con bombeo de espumante y nitrógeno y barrido con baches de gel.
- Al llegar a la profundidad programada bombear baches de gel y posteriormente circular tiempo de atraso
- Suspender bombeo de espumante y continuar con bombeo de nitrógeno e inducir pozo.

## 3. COSIDERACIONES OPERATIVAS

Estado mecánico actual del pozo "culebra 802":



Antecedentes y condiciones del pozo: 06 mayo de 2003 se intento colgar sarta de velocidad de 2" a 1257 m sin éxito por arenamiento de la válvula check desprendible.

#### 4. PROGRAMA OPERATIVO

##### LIMPIEZA E INDUCCIÓN CON TF 1 3/4"

1. Efectuar junta de seguridad
2. Instalar unidad de TF de 1 3/4", equipo de bombeo, pipa con agua, unidad de inyección de nitrógeno y equipo adicional al 100 %
3. Probar el carrete, conexiones superficiales y equipo de control de pozo con una presión de 5000 psi.
4. Instalar las siguientes herramientas en la TF para la limpieza del pozo: conector EZ, válvula check, y trompo difusor de 1 3/4"

Se debe verificar las dimensiones de las herramientas en el pozo.

5. Verificar condiciones del pozo: presión, estrangulador a utilizar, válvulas, líneas, etc
6. Verificar que los fluidos a bombear tengan una mezcla homogénea
7. Con el pozo alineado a la presa de quema o metálica estrangulando por un 32/64", abrir la válvula de sondeo y bajar la TF a una velocidad máxima de 20 m/min. Se recomienda empezar el bombeo desde la superficie con bombeo de espumante a un gasto de 0.5 bpm y con bombeo de nitrógeno a un gasto de 17 m<sup>3</sup>/min. Verificar peso y tensión cada 500m, con relación a los valores de peso y tensión esperados (acorde al diseño) y conforme se baje la tubería flexible dentro del pozo.

NOTA: ASEGURARSE DE QUE EXISTA FLUJO DE FLUIDO EN LA SUPERFICIE DURANTE TODA LA OPERACIÓN, EN CASO DE PERDIDA DE CIRCULACIÓN SUBIR INMEDIATAMENTE LA TF Y CONTINUAR CON BOMBEO HASTA RESTABLECER LA CIRCULACIÓN EN SUPERFICIE.

8. Al llegar a la profundidad de 1285 m(probable resistencia) verificar peso y tensión de la sarta con los mismos parámetros de gastos y presiones de bombeo, incrementar bombeo de espumante a 1 bpm y bombeo de nitrógeno a 25 m<sup>3</sup>/min. Continuar bajando hasta 1310 m repasando cada 10 m de avance.

Estacionado a 1310 m suspender bombeo de nitrógeno y bombear un bache de 20 barriles de gel y posteriormente circular tiempo de atraso con bombeo de espumante nitrogenado con mismo gasto y presión hasta observar en superficie espuma limpia.

OPERAR AL MÁXIMO GASTO PERMISIBLE SIN PASAR DE 3500 PSI CON TF EN MOVIMIENTO O 6000 PSI CON TF ESTÁTICA.

9. Suspender bombeo de espuma e inducir pozo con nitrógeno a un gasto de 25 m<sup>3</sup>/min., hasta observar nitrógeno limpio en superficie.

Recuperar TF a superficie a una velocidad de 20 m/min., con bombeo de nitrógeno a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min., hasta 1000 m.

10. Con la TF en superficie, dismantelar el equipo y continuar fluyendo el pozo por un 16/64 " durante 3 horas minimo.

#### 5. SEGURIDAD .

De acuerdo con las normas de seguridad, que la compañía de TF recomienda en cada uno de sus tratamientos, se destacan las siguientes, que deben mantenerse.

- Designar un encargado de seguridad
- Se debe realizar una reunión de seguridad antes de empezar a instalar la unidad de TF, para asignar responsabilidades durante el mismo así como designar la ruta de evacuación y personal responsable en caso de contingencia.
- Colocar señales de seguridad en los puntos previamente establecidos así como acordar zonas de riesgo.
- Mantener en todo momento de la operación el equipo de contra incendio en óptimas condiciones de operación. Los extinguidores de fuego deben estar ubicados estratégicamente.
- Reunión con personal de PEMEX y compañías para definir aspectos operacionales durante el tratamiento.
- Todo el personal debe utilizar el equipo adecuado de protección. Es de uso obligatorio: casco, botas, overol y anteojos de seguridad.
- Identificar el punto de encuentro en caso de emergencia y el procedimiento de evacuación.
- Si existe el uso de productos químicos durante la operación. Se debe mantener en la localización una copia de las hojas de seguridad de los productos.
- Llenado de la constancia de la junta de seguridad

## RESULTADOS DE LA OPERACIÓN

- Se instala equipo de TF al 100 % con conector EZ, válvula check y trompo difusor de 1 3/4".
- Se llena TF con 32 barriles de gel y prueba conexiones superficiales hasta manifold con 5000 psi.
- Se abre pozo con 850 pci. Posteriormente se abre manifold por un 16/64" fluyendo gas. Se baja TF sin bombeo a 500m. Continúa bajando hasta 1000 m con bombeo de gel a un gasto de 1/4 bpm y presión de bombeo de 550 psi, teniéndose una presión de pozo de 450 psi por un 18/64 " fluyendo gel y trazas de arena. Continúa bajando con bombeo de gel, salmuera y nitrógeno a gastos y presión de 1/4 bpm - 15m<sup>3</sup>/min, y 700 psi, respectivamente; con una presión de pozo de 700 psi por un 18 /64" fluyendo gas, gel y arena. Se baja TF hasta 1310m. (profundidad programada). Por pérdida de circulación levanta TF hasta 1200 m, estableciéndose circulación. Se baja de nuevo TF a 1300 m, donde se incrementa el gasto a 1bpm y 15 m<sup>3</sup>/min. con presión de bombeo y pozo de 3700 y 200 psi respectivamente por un 32/64", fluyendo gel, nitrógeno y arena.
- Con TF en la profundidad programada se bombea tiempo de atraso con bombeo de gel y nitrógeno a gastos y presión de 1-15 bpm y 3700 psi, respectivamente con presión de pozo de 300 psi por un 32/64" fluyendo gel sucia, arena y nitrógeno. Posteriormente fluye gel y nitrógeno limpio.
- Se induce pozo con nitrógeno a gasto y presión de 25 m<sup>3</sup>/min. y 2600 psi respectivamente con presión de pozo de 250 psi por un 32/64", fluyendo gel y posteriormente nitrógeno puro.

**APLICACIÓN 2**

Pozo: "Culebra 802"  
 Ubicación: Reynosa Tamps.  
 Operación a efectuar : Inducción e Instalación de sarta de velocidad  
 Profundidad programada: 1257 m

Equipo y personal requerido:

Equipo de tubería flexible:  
 Carrete de TF con tubería de 2" OD  
 Cabina de control de TF  
 Unidad de potencia de TF  
 Cabeza inyectora de TF  
 Caja de herramientas de TF

Equipo de bombeo:  
 Unidad de bombeo  
 Unidad de nitrógeno

Personal:  
 Supervisor de TF  
 Operador de TF  
 Operador de bomba  
 Chofer / Ayudante de unidad de TF

Equipo adicional:  
 Pipa con 25 m<sup>3</sup> de agua  
 Unidad de contra incendio  
 Ensamble de estrangulación

Plan de trabajo y tiempos de duración

Descripción	Tiempo (hr)
Efectuar junta de seguridad	0.5
Instalar equipo	3.0
Pruebas hidráulicas	1.0
Operación	6.0
Desmantelar equipo	2.0

Los tiempos de operación son estimados y pueden variar de acuerdo al desarrollo de la misma.

### 1. OBJETIVO

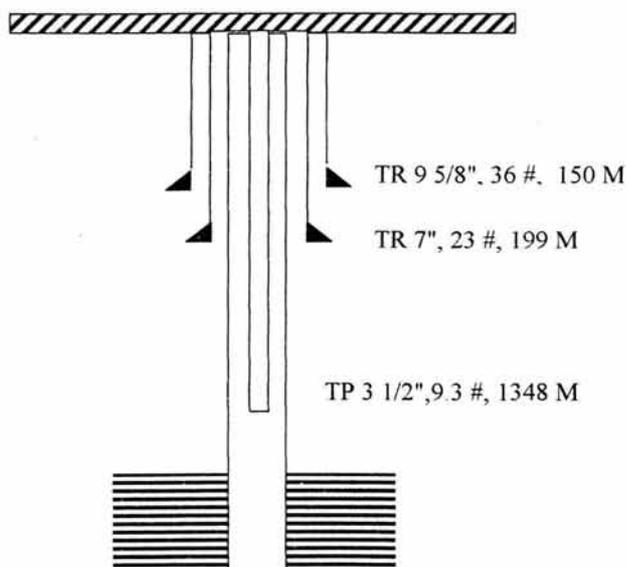
El pozo "culebra 802" ha sido seleccionado para ser intervenido mediante una inducción e instalación de sarta de velocidad con tubería flexible de 2" para el incremento de su productividad.

### 2. ESQUEMA GENERAL DEL TRABAJO

- Movilización del equipo necesario a la localización
- Instalar unidad de TF, unidad de bombeo, auto tanque de agua, ensamble de estrangulación. Con TF de 2", conector EZ, válvula check desprendible y niple de asiento de 2" reconocer hasta 1257m. (T.L 3 1/2 ") con bombeo de nitrógeno.
- Al llegar a la profundidad programada colgar sarta de velocidad de 2".

### 3. COSIDERACIONES OPERATIVAS

Estado mecánico actual del pozo "culebra 802":



Antecedentes y condiciones del pozo:

- El 31 de mayo del 2002 se calibro el pozo con U.L.A, obteniéndose 2.347".

- A 1285m.
- $P_{TP}=280$  psi por un 20/64"

#### 4. PROGRAMA OPERATIVO

##### INSTALACIÓN DE SARTA DE VELOCIDAD DE 2"

- 1 Efectuar junta de seguridad
- 2 Desmantelar medio árbol de producción, instalar unidad de TF de 2", Instalando en su extremo el conector EZ y válvula check desprendible. Instalar equipo de bombeo, pipa con agua, unidad de inyección de nitrógeno y equipo adicional al 100 %
- 3 Probar el carrete, conexiones superficiales y equipo de control de pozo con la presión máxima esperada más 1000 psi.
- 4 Desfogar presión y desplazar el agua de la TF con nitrógeno, instalar bomba por la rama lateral y probar hermeticidad de la válvula check y conexiones superficiales a la presión máxima esperada mas 1000 psi.
- 5 Igualar presión de pozo y preventor, abrir la válvula de sondeo y bajar la TF con bombeo de nitrógeno a un gasto de  $17\text{m}^3/\text{min}$ ; presión máxima de 3500 psi, verificando peso y tensión cada 500m, abrir estrangulador a un 24 y 32/64"
- 6 Incrementar el bombeo a  $35\text{ m}^3/\text{min}$  y presión máxima de 4500 psi, al llegar a la profundidad de 1257 m estacionar la TF y bombear una hora de nitrógeno hasta observar en superficie nitrógeno limpio.
- 7 Accionar rams del anular, desfogar presión entrampada entre el estopero y el anular por válvula del preventor, abrir la ventana y alojar la bola colgadora. Igualar presiones, abrir rams del anular, instalar la bola colgadora y sentar la TF en el colgador. Soltar el peso de la TF confirmando el agarre de las cuñas cargando 500 lb de peso y después dejar la sarta libre confirmando el empacamiento del espacio anular, desfogando la presión a través del preventor y confirmar el sello de la válvula check, desfogando por la TF. Si todo resulta bien, se procederá a cortar la tubería con los arietes de corte del BOP.
- 8 Desmantelar el preventor y cabeza inyectora, acondicionar la boca de TF, guía y colocar la bola metálica para desprender la válvula check.
- 9 Instalar el bonete para la válvula de contra presión, instalar medio árbol y desmantelar el equipo.

#### 5. SEGURIDAD .

De acuerdo con las normas de seguridad que la compañía de TF recomienda en cada uno de sus tratamientos, se destacan las siguientes, que deben mantenerse:

- Designar un encargado de seguridad
- Se debe realizar una reunión de seguridad antes de empezar a instalar la unidad de TF, para asignar responsabilidades durante el mismo así como designar la ruta de evacuación y el personal responsable en caso de contingencia.
- Colocar señales de seguridad en los puntos previamente establecidos así como acordar zonas de riesgo.

- Mantener en todo momento de la operación el equipo de contra incendio en óptimas condiciones de operación. Los extinguidores de fuego deben estar ubicados estratégicamente.
- Reunión con personal de PEMEX y compañías para definir aspectos operacionales durante el tratamiento.
- Todo el personal debe utilizar el equipo adecuado de protección. Es de uso obligatorio: casco, botas, overol y anteojos de seguridad.
- Identificar el punto de encuentro en caso de emergencia y el procedimiento de evacuación.
- Si existe el uso de productos químicos durante la operación. Se debe mantener en la localización una copia de las hojas de seguridad de los productos.
- Llenado de la constancia de la junta de seguridad.

### RESULTADOS DE LA OPERACIÓN

- Se cierra el pozo a una presión de 871 psi, se desmantela medio árbol y línea a la estación, se instala brida adapter 3 1/16" , 10000, BX 154 a 3 1/8", 5000, R-35, colgador bridado 3 1/16" ,10000 ,BX -154 , válvula lateral al puerto del colgador 2 1/16" ,10000, BX -152, ventana de acceso, BOP, cabeza inyectora con conector EZ y niple de asiento, válvula check desprendible de 2". Se llena TF con 17 barriles de agua y se prueban conexiones superficiales hasta manifold con 4000 psi .
- Se desplaza el agua de la TF con nitrógeno a través del manifold a la presa metálica.
- Se abre el pozo con 871 psi y se baja la TF con bombeo de nitrógeno a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min. con presión de 600 psi y presión de pozo de 800 psi por un 16/64" fluyendo gas. Se continúa bajando hasta 1257m. (profundidad programada).
- Se desfoga carrete, se activan anular y cuñas, se desfoga macho del preventor, se levanta la camisa y se instala pack-off y cuñas. Se baja la camisa, se igualan presiones y se recarga TF de 3000 a 0 libras. Se aprietan yugos ajustadores y se realizan cortes de TF.
- Se desmantela la cabeza inyectora, ventana de acceso y BOP. Acondiciona sarta colgada e instala bonete bridado y aloja canica metálica e instala medio árbol.
- Se rompen pines con 2000 psi y se desmantela equipo.

### APLICACIÓN 3

Pozo:	"Corindón 512"
Ubicación:	Reynosa Tamps.
Operación a efectuar :	Inducción e Instalación de sarta de velocidad de 2"
Profundidad programada:	2189 m.

Equipo y personal requerido:

Equipo de tubería flexible:  
Carrete de TF con tubería de 2" OD

Cabina de control de TF  
 Unidad de potencia de TF  
 Cabeza inyectora de TF  
 Caja de herramientas de TF

Equipo de bombeo:  
 Unidad de bombeo  
 Unidad de nitrógeno

Personal:  
 Supervisor de TF  
 Operador de TF  
 Operador de bomba  
 Chofer / Ayudante de unidad de TF

Equipo adicional:  
 Pipa con 25 m<sup>3</sup> de agua  
 Unidad de contra incendio  
 Ensamble de estrangulación

#### Plan de trabajo y tiempos de duración

Descripción	tiempo (hr)
Efectuar junta de seguridad	0.5
Instalar equipo	3.0
Pruebas hidráulicas	1.0
Operación	10
Desmantelar equipo	2.0

Los tiempos de operación son estimados y pueden variar de acuerdo al desarrollo de la misma

### 1. OBJETIVO

El pozo "corindón 512" ha sido seleccionado para ser intervenido mediante una inducción e instalación de sarta de velocidad con tubería flexible de 2" para el incremento de su productividad

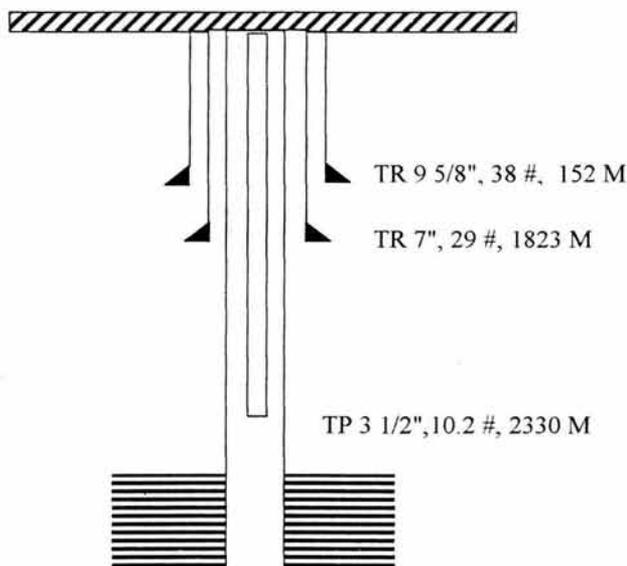
### 2. ESQUEMA GENERAL DEL TRABAJO

- Movilización del equipo necesario a la localización

- Instalar unidad de TF, unidad de bombeo, auto tanque de agua y ensamble de estrangulación. Con TF de 2", conector EZ, válvula check desprendible y niple de asiento de 2" reconocer hasta 2189 m. (T.L 3 1/2 ") con bombeo de nitrógeno.
- Al llegar a la profundidad programada colgar sarta de velocidad de 2".

### 3. COSIDERACIONES OPERATIVAS

Estado mecánico actual del pozo "corindón 512".



Antecedentes y condiciones del pozo:

- El pozo fue calibrado con U.L.A a 2.867 ", el 24 de marzo del 2003  
Se colgara sarta recuperada en el pozo "culebra 616" y colgador reparado y recuperado en el pozo "Arcabuz 173", propiedad de PEMEX

### 4. PROGRAMA OPERATIVO

#### INDUCCIÓN E INSTALACIÓN DE SARTA DE VELOCIDAD DE 2"

1. Efectuar junta de seguridad
2. Desmantelar medio árbol de producción, instalar unidad de TF de 2" instalando en su extremo el conector EZ y la válvula check desprendible. Instalar el equipo de bombeo, pipa con agua, unidad de inyección de nitrógeno y equipo adicional al 100%

3. Llenar y probar el carrete, conexiones superficiales y equipo de control de pozo con una presión máxima esperada más 1000 psi.
4. Desfogar presión y desplazar el agua de la TF con nitrógeno, instalar bomba por la rama lateral y probar hermeticidad de la válvula check y conexiones superficiales a la presión máxima esperada más 1000 psi.
5. Igualar presión del pozo y preventor, abrir la válvula de sondeo y bajar la TF con bombeo de nitrógeno a un gasto de 17 m<sup>3</sup>/min; presión máxima de 3500 psi, verificando peso y tensión cada 500 m, abrir estrangulador a 24 y 32/64"
6. Incrementar el bombeo a 35 m<sup>3</sup>/min y presión máxima de 4500 psi, al llegar a la profundidad de 2189 m estacionar la TF y bombear una hora de nitrógeno hasta observar en superficie nitrógeno limpio.
7. Accionar rams anular, desfogar presión entrampada entre el estopero y anular por válvula del preventor. Abrir ventana y alojar la bola colgadora, igualar presiones, abrir rams del anular, instalar la bola colgadora y sentar la TF en el colgador. Soltar el peso de la TF totalmente confirmando el agarre de las cuñas cargando 500 libras de peso y dejar la sarta libre. Confirmar el empacamiento del espacio anular, desfogando la presión a través del preventor y confirmar el sello de la válvula check, desfogando por la TF. Si todo resulta bien, se procederá a cortar la tubería con los arietes de corte del BOP.
8. Desmantelar el preventor y cabeza inyectora. Acondicionar la boca de TF, guía y colocar la bola metálica para desprender la válvula check.
9. Instalar el bonete para la válvula de contra presión, instalar medio árbol y desmantelar el equipo

## 5. SEGURIDAD .

De acuerdo con las normas de seguridad que la compañía de TF recomienda en cada uno de sus tratamientos, se destacan las siguientes, que deben mantenerse:

- Designar un encargado de seguridad
- Se debe realizar una reunión de seguridad antes de empezar a instalar la unidad de TF, para asignar responsabilidades durante el mismo así como designar la ruta de evacuación y personal responsable en caso de contingencia.
- Colocar señales de seguridad en los puntos previamente establecidos así como acordonar zonas de riesgo.
- Mantener en todo momento de la operación el equipo de contra incendio en óptimas condiciones de operación. Los extinguidores de fuego deben estar ubicados estratégicamente.
- Reunión con personal de PEMEX y compañías para definir aspectos operacionales durante el tratamiento.
- Todo el personal debe utilizar el equipo adecuado de protección. Es de uso obligatorio: casco, botas, overol y anteojos de seguridad.
- Identificar el punto de encuentro en caso de emergencia y el procedimiento de evacuación.
- Si existe el uso de productos químicos durante la operación. Se debe mantener en la localización una copia de las hojas de seguridad de los productos.

- Llenado de la constancia de junta de seguridad

## RESULTADOS DE LA OPERACIÓN

- Se cierra pozo con 400 psi, se desmantela medio árbol y línea a la estación, e instala brida adapter 3 1/16" , 10000, BX -154 a 3 1/8", 5000, R-35, colgador bridado 3 1/16", 10000, BX -154 , válvula lateral al puerto del colgador 2 1/16", 10000 BX-152, ventana de acceso, BOP, cabeza inyectora con conector EZ y niple de asiento, válvula check desprendible de 2". Se llena TF con 40 barriles de agua y se prueban conexiones superficiales hasta manifold con 4000 psi .
- Se desplaza el agua de la TF con nitrógeno a través del manifold a la presa metálica.
- Se abre el pozo con 900 psi y se baja la TF sin bombeo hasta 500m, fluyendo gas por un 16/64". Se continúa bajando TF hasta 1500 m con bombeo de nitrógeno a un gasto de 20 m<sup>3</sup>/min con presión de 1100 psi y presión de pozo de 950 psi por un 20/64", fluyendo gas y nitrógeno. Se continúa bajando hasta 2189 m (profundidad programada) a un gasto de 25m<sup>3</sup>/min. y presión de 1100 psi .
- Se desfoga carrete, se aprietan yugos del colgador, se abre macho del BOP observando presión constantemente posiblemente por el mal asentamiento del pack-off.
- Se saca TF a superficie observando rotura de la guía del pack-off.
- Se desmantela inyector, se abre ventana de acceso, no encontrándose pack-off en su lugar y recuperándose el mismo en la ventana de acceso. Se instala un pack-off nuevo e instala el equipo al 100%.
- Se prueban las conexiones superficiales con 3000 psi.
- Se abre pozo con 900 psi por un 16/64" fluyendo gas. Inicia bajar TF sin bombeo hasta 1000m. Se continúa bajando con bombeo a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min y presión de bombeo de 600 a 900 psi con una presión de pozo de 300 a 400 psi por un 16 hasta 20/64" fluyendo gas con agua y poca arena bajando hasta 2189m. (Profundidad programada).
- Se desfoga carrete, aprieta yugos del colgador observando que no hay comunicación por el espacio anular, levanta camisa y se detecta poca arena, por lo que se procede a lavar el asiento de las cuñas e instala las mismas, recarga la TF con 10000 a 0 libras. Se cierra la ventana de acceso y se realiza el corte de la TF. Se desmantela el equipo, se habilita la antena de TF colgada y se coloca bonete y se aloja la canica metálica.
- Se instala medio árbol y se rompen pines con 2100 psi.

**APLICACIÓN 4**

Pozo: "Jujo n°12 "  
 Ubicación: Comalcalco, Tab  
 Operación a efectuar : Limpieza de aparejo y vecindades del pozo "Jujo n°12"  
 Profundidad programada: 5400-5453 m

Equipo y personal requerido:  
 Equipo de tubería flexible:  
 Carrete de TF con tubería de 1 1/2 " OD  
 Cabina de control de TF  
 Unidad de potencia de TF  
 Cabeza inyectora de TF  
 Caja de herramientas de TF

Equipo de bombeo:  
 Unidad de bombeo  
 Unidad de nitrógeno

Personal:  
 Supervisor de TF  
 Operador de TF  
 Operador de bomba  
 Chofer / Ayudante de unidad de TF

Equipo adicional:  
 Pipa con 20 m<sup>3</sup> de OSA-M + 5 m<sup>3</sup> de Xileno  
 Pipa con 10 m<sup>3</sup> agua  
 Unidad de contra incendio

Herramientas de fondo: Conector EZ 1 3/4", válvula check 1 3/4", trompo difusor 1 3/4"

Plan de trabajo y tiempos de duración

Descripción	tiempo (hr)
Efectuar junta de seguridad	0.5
Instalar equipo	3.0
Pruebas hidráulicas	1.0
Operación	13.0
Desmantelar equipo	3.0

Los tiempos de operación son estimados y pueden variar de acuerdo al desarrollo de la misma

**1. OBJETIVO**

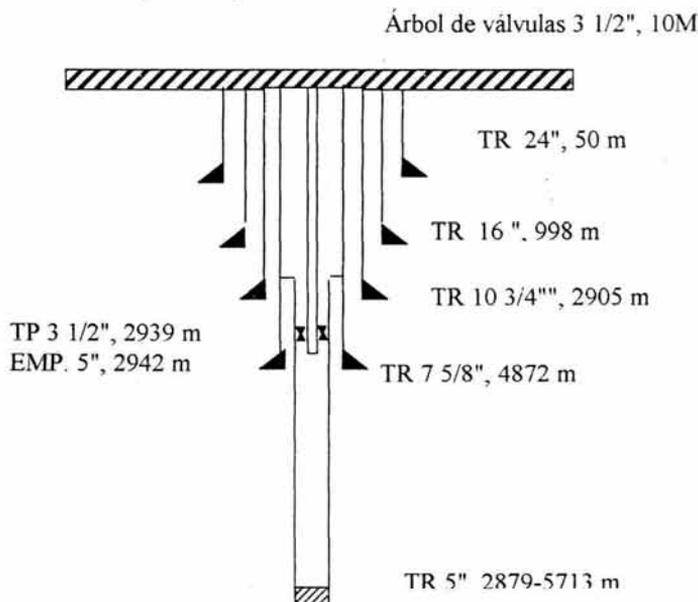
El pozo "Jujo n°12" ha sido seleccionado para ser intervenido mediante una limpieza con tubería flexible en el intervalo 5400-5453 m, con el fin de mejorar las condiciones de flujo del pozo.

## 2. ESQUEMA GENERAL DEL TRABAJO

- Con tubería flexible de 1 1/2" y difusor de 1 3/4", bajar a 2740 m.
- Con TF a 2700m, cerrar TP y TR, bombear colchón de N<sub>2</sub>+20 m<sup>3</sup> de sistema OSA+ colchón de N<sub>2</sub>, posteriormente desalojar los productos.
- Levantar TF a 2740 m, cerrar TP y bombear 5 m<sup>3</sup> de sistema xileno al 2 % targón, repasar carga puncher de 2738 a 2740 m .
- Con TF a 2700 m abrir TP y TR . después bombear N<sub>2</sub> hasta desalojar productos.

## 3. COSIDERACIONES OPERATIVAS

Estado mecánico actual del pozo "Jujo n° 12":



Antecedentes y condiciones del pozo: 03 / FEB. de 20003. Calibro con cortador de parafina de 1 29/32 @ 2741 m, libre según programa (pez de línea @ 2780 m, puncher @ 2740m), (STP=2 3/8" 2954 m), (DISP= 5400-5453m), (PI=5663 m), (PC= 11.57 kg/cm<sup>2</sup>), (EST=104/64"), (Qo=471 BPD).

#### 4. PROGRAMA OPERATIVO

##### LIMPIEZA DE APAREJO Y VECINDADES

##### Instalación y prueba de presión de la TF:

- 1). Posicionar la unidad de tubería flexible de 1 1/2" y el camión grúa, verificar las condiciones del pozo.
- 2). Instalar el adaptador a la cabeza del pozo. Instalar todas las líneas hidráulicas a los BOP'S, hacer prueba de funcionamiento del BOP antes de instalarse en el pozo
- 3). Instalar preventores y tuberías de flujo con válvulas laterales en el cabezal del pozo
- 4). Hacer pruebas de presión de las líneas de tratamiento.
- 5). Probar los preventores con 5000 psi.
- 6). Instalar conector en la punta de la tubería flexible y realizar la prueba de tensión con 10000 lb.
- 7). Instalar la válvula check. Montar la cabeza inyectora en el cabezal de pozo, probar el estopero de 500 a 5000 psi por 10 min, probar la válvula check con 1500 psi de presión diferencial.
- 8). Instalar la barra rígida y difusor de 1 3/4"
- 9). Iniciar los contadores mecánicos y electrónicos en ceros, hacer cero peso antes de abrir la válvula del pozo.

##### Programa operativo para la limpieza:

- 1). Efectuar junta de seguridad con personal de PEMEX y compañías.
- 2). Monitorear con el ayudante de producción las condiciones del pozo, estrangulador, presión en TP, presión en la línea de escurrimiento.  
OJO: Recuperar muestra física.
- 3). Abrir la válvula de sondeo y bajar la TF de 1 1/2" con una velocidad máxima de 20 m/min y bombeo de nitrógeno a un gasto de 10 m<sup>3</sup>/min. Realizar pruebas de tensión cada 500 m; al llegar a la profundidad de 2700m **REDUCIR** la velocidad de la TF a 15 m/min. continuar bajando hasta la profundidad de 2740 m (base de la puncher).

Con la TF a 2700 m, cerrar pozo y bombear colchón de nitrógeno a un gasto de 30 a 150 m<sup>3</sup>/min, Pb= 4000 psi (máxima), hasta observar estabilizar presión, bombear 20 m<sup>3</sup> de sistema OSA nitrogenado a un gasto de 4 bpm y de 30-50 m<sup>3</sup>/min hasta observar estabilizar presión.

**Nota:** Se deberá revisar el peso y la tensión de la sarta en todo momento con relación a los valores de peso y tensión esperados (acorde a diseño) conforme se baje la tubería flexible dentro del aparejo de producción. En caso de hallar resistencia durante el recorrido, se deberá evaluar el poder trabajar dicha resistencia y se deberá de levantar la TF para verificar la tensión de la sarta. Se deberá de evaluar la situación en superficie y acordar con el ingeniero representante de PEMEX el procedimiento operativo a seguir y notificarlo al personal de PEMEX (del distrito).

#### **Evitar exceder los límites de tensión de la tubería**

Con TF a 2700 m, abrir pozo estrangulando, ampliar conforme se estabiliza la presión hasta dejar en las condiciones originales, bombear nitrógeno a un gasto de 20 m<sup>3</sup>/min hasta desalojar productos con Pmax= 4000 psi. Monitorear fluidos de retorno.

Con TF a 2740 m, bombear 5 m<sup>3</sup> de sistema xileno al 2 % de tragón nitrogenado a gastos de 0.5 bpm y 25 m<sup>3</sup>/min, al salir al extremo cerrar TP, desplazar con nitrógeno a un gasto de 25-15 m<sup>3</sup>/min hasta observar desalojar productos. Repasar intervalos 2738-2740 m.

Con TF a 2700 m, abrir pozo por TR a batería y TP cerrada, bombear nitrógeno a un gasto de 10 m<sup>3</sup>/min hasta desalojar productos con Pmax=4000 psi. Monitorear fluidos de retorno, dejando el pozo en condiciones de flujo por TR, abrir TP y recuperar TF con circulación de nitrógeno, dejándolo en condiciones de flujo.

Recuperar TF a superficie a una velocidad de 20 m/min con bombeo de nitrógeno con un gasto de 10m<sup>3</sup>/min; dismantelar UTF.

El pozo quedará con el estrangulador que tenía inicialmente.

**Nota:** El programa podrá tener modificaciones durante su ejecución o antes de acuerdo con los intereses del Activo, quedando de común acuerdo con el supervisor o el personal de ingeniería de pozos

## **5. SEGURIDAD .**

De acuerdo con las normas de seguridad, que la compañía de TF recomienda en cada uno de sus tratamientos, se destacan las siguientes, que deben mantenerse.

- Designar un encargado de seguridad
- Se debe realizar una reunión de seguridad antes de empezar a instalar la unidad de TF, para asignar responsabilidades durante el mismo así como designar la ruta de evacuación y personal responsable en caso de contingencia.

- Colocar señales de seguridad en los puntos previamente establecidos así como acordonar zonas de riesgo.
- Mantener en todo momento de la operación el equipo de contra incendio en óptimas condiciones de operación. Los extinguidores de fuego deberán estar ubicados estratégicamente.
- Reunión con personal de PEMEX y compañías para definir aspectos operacionales durante el tratamiento.
- Todo el personal debe utilizar el equipo adecuado de protección. Es de uso obligatorio: casco, botas, overol y anteojos de seguridad.
- Identificar el punto de encuentro en caso de emergencia y el procedimiento de evacuación.
- Si existe el uso de productos químicos durante la operación, se debe mantener en la localización una copia de las hojas de seguridad de los productos.
- Llenado de la constancia de la junta de seguridad

### RESULTADOS DE LA OPERACIÓN:

- Se instala la UTF y UB al 100 %,
- Se llena el carrete con 34 bl de agua dulce y se prueban conexiones superficiales con 5000 psi.
- Se baja TF hasta 2500 m con bombeo de nitrógeno a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min y P=900 psi.
- Se saca TF a superficie por pérdida de circulación.
- Se continúa bajando TF hasta 2740 m con bombeo de nitrógeno a un gasto de 15 m<sup>3</sup>/min y P=900 psi.
- Se sube TF a 2700 m y la estaciona bombeando 4000 m<sup>3</sup> de colchón de nitrógeno a un gasto de 50 m<sup>3</sup>/min y P=4000 psi, seguido de 20 m<sup>3</sup> de sistema OSA-M nitrogenado a gastos de 1 bpm y 20 m<sup>3</sup>/min con P=3200 psi.
- Desplaza el producto anterior con bombeo de nitrógeno a un gasto de 50 m<sup>3</sup>/min y P=3000 psi.
- Se abre pozo a batería y desplaza productos a batería.
- Se bombean 5 m<sup>3</sup> de xileno repasando disparo puncher.
- Se estaciona TF a 2700 m y se desplazan productos a superficie 100%
- Se saca TF a superficie y se desmantela equipo al 100%.

---

**CAPITULO VI****RECOMENDACIONES PRÁCTICAS PARA OPERAR EQUIPOS DE TUBERÍA FLEXIBLE****V.I DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS EQUIPOS SUPERFICIALES DE TUBERÍA FLEXIBLE****Introducción**

En esta sección se darán las especificaciones de los equipos de superficie de la tubería flexible que a continuación se mencionan:

- a) La cabeza inyectora.
- b) El arco guía o cuello de ganso.
- c) El carrete.
- d) El equipo de control o monitoreo (cabina de control).
- e) La unidad de potencia.
- f) Los conectores de herramienta que usa la TF.
- g) Y el equipo de control o BOP.

**Inyector o cabeza inyectora****Requisitos funcionales**

Los siguientes son requisitos funcionales que aplica a cualquier tipo de cabeza inyectora.

**Fuerza máxima de levantamiento**

Es la fuerza máxima de tensión que aplica el inyector a la TF, esto por encima del estopero, dentro de las recomendaciones de presión de operación que hace el fabricante. La cabeza inyectora debe ser capaz de levantar el 120 % mas de la fuerza que requiera para levantar la tubería de la profundidad del pozo incluyendo las pérdidas por fricción del estopero. La cabeza inyectora y la unidad de potencia deberán suministrar la potencia necesaria cuando la tubería esta en movimiento a 30 pies/min o cuando esta estacionado y se quiera levantar.

**Fuerza máxima de la empaquetadura de fricción (snubbing)**

Es la fuerza máxima de presión que la cabeza puede aplicar a la TF, esto inmediatamente por encima del estopero, todo dentro de las recomendaciones de presión hidráulica de operación que dio el fabricante. El inyector debe tener cuando menos el 120 % de la fuerza total que se necesita para empujar la TF al pozo a través del estopero y en contra de la presión máxima de pozo. El inyector y la unidad de potencia deberán tener la capacidad de suministrar la fuerza necesaria cuando la tubería esta en movimiento a 30 pies/min o cuando esta estacionado y se quiera levantar. Se deben minimizar los riesgos de pandeo o doblamiento en la longitud de la TF que queda sin soporte entre la cabeza inyectora y el estopero.

**Tracción máxima**

Es la fuerza máxima de agarre que es normal a la superficie axial de la tubería. Esta fuerza crea una fricción necesaria que permite la tracción sin que se resbale la TF de entre las cuñas de la cadena aun lubricada la TF. Los daños a la tubería se minimizan cuando se opera bajo condiciones normales y dentro de los rangos de fuerza que se aplican a las cadenas.

### **Velocidad máxima de operación**

Es la velocidad promedio a la cual la cabeza inyectora puede empujar la TF al pozo, o recuperarla.

### **Soporte del inyector.**

El inyector debe ser asegurado para evitar un pandeo o doblado de la tubería, sobre todo bajo las circunstancias normales de operación como la tensión del carrete cuando la cabeza del pozo es mas alta con el BOP y la cabeza instalada. Todo el peso de la cabeza, del BOP y de la TF, debe estar en el eje axial de la cabeza del pozo, y esto se logrará buscando el punto de equilibrio y sujetando la cabeza.

### **Sistemas de frenado**

El inyector debe tener un sistema de frenado que controle el movimiento de la TF ya que este es de mucho peso especialmente cuando no se le esta aplicando presión hidráulica a los motores hidráulicos. Este sistema dinámico puede permitir algo de movimiento debido a la fuga interna en los componentes hidráulicos. El inyector también debería tener un freno mecánico secundario, el cual debe estar instalado para funcionar manualmente o automáticamente cuando la cabeza inyectora se para. Ambos sistemas de freno deben tener la capacidad de aguantar la fuerza máxima de recuperación o de inyección de la TF al pozo

### **Diseños de la cabeza inyectora**

Hay varios diseños de cabezas inyectoras, los cuales proveen de la fuerza que se requiere para agarrar la tubería. Estos diseños pueden ser con cadenas de rotación opuestas, de poleas en forma de garganta, de cadenas con roles de arco, y la de una sola cadena y cuñas opuestas. La mayoría de las cabezas inyectoras usan cadenas de rotación opuestas.

### **Bloques de agarre**

Son los mecanismos de agarre o cuñas, los cuales son presionados contra la tubería con una fuerza normal de agarre. Estos bloques se deben diseñar de tal manera que se minimice el daño a la TF.

### **Sistemas de soporte (seguro) de las cadenas**

- a) La cadena se compone de una leva de roles (cam rollers) los cuales ruedan en un soporte de barras
- b) La parte posterior de la cadena es plana y los roles están asegurados a las barras de soporte para que se deslicen.
- c) Se usa un sistema dual de cadenas con un soporte interior de la cadena exterior.

### **Tracción de la cadena.**

Con barras activadas hidráulicamente, se fuerzan los bloques de agarre contra la cadena y de esta manera se crea la fuerza de agarre para producir la tracción de las cadenas. Esta fuerza de agarre es controlada por el operador cuando se necesita más fuerza de tracción. Si se están utilizando cilindros para proveer de la fuerza de tracción, se necesita de un sistema de emergencia para mantener la tracción en caso de que se pierda la presión hidráulica. Usualmente este sistema de emergencia consiste de un acumulador y una bomba hidráulica manual instalada en la cabina de control.

### **Tensión de la cadena**

Normalmente la tensión de la cadena se debe incrementar cuando se este inyectando la TF, de esta forma se evita el efecto de pandeo o doblado de la cadena. Si se utilizan cilindros de presión para efectuar la tensión, deberá existir un sistema de emergencia para mantener la tensión cuando se pierda la presión hidráulica. Este sistema consiste de un acumulador y una bomba hidráulica manual instalada en la cabina de control.

### **Motores que proveen de potencia y frenado al inyector.**

Son motores hidráulicos para mover los piñones donde van montadas las cadenas con los bloques de agarre. Se usan diferentes combinaciones donde se usan hasta 4 motores que mueven 4 diferentes piñones, 2 superiores y 2 inferiores. El sistema eléctrico de contrabalance es el que se encarga del frenado dinámico cuando se deja pasar presión hidráulica. Muchos motores hidráulicos vienen con sistema interno de dejar pasar presión hidráulica para su frenado, el cual se bloquea automáticamente cuando no hay presión hidráulica que llegue al motor. En otros casos se utilizan sistemas mecánicos externos de frenado.

### **Indicador de peso**

La unidad de tubería flexible deberá tener un indicador de peso, el cual medirá la carga de tensión de la TF, y estará antes del estopero. Este peso deberá verse en forma clara en la cabina, para que el operador pueda tomar sus lecturas durante la operación. También se deberá tener otro indicador el cual medirá la fuerza de compresión en la TF (peso negativo), justo por debajo de la cabeza inyectora cuando la tubería se este empujando o bajando al pozo. Algunos indicadores de peso son capaces de medir cantidades limitadas de peso negativo. Si este tipo de indicador de peso se está utilizando, la fuerza de empuje o inyección no debe de exceder esta cantidad limitada durante las operaciones con la TF, a menos que se tenga una tabla de las presiones de los motores hidráulicos para determinar las fuerzas de empuje o inyección.

### **ARCO GUÍA (CUELLO DE GANSO)**

Guía la TF que viene del carrete y se mete por la parte superior de la cabeza inyectora. En esta guía hay rollers o patines superiores e inferiores, los cuales centran la

---

tubería a medida que se desplaza por el arco guía. El número de patines, el tamaño y la distancia a la que se localizan varían significativamente con los diseños de los arcos.

### Radio

Esta definido como el radio de la curvatura del punto medio de los patines inferiores. Esto determinará que tanto se dobla la tubería y que tanto daño sufre por fatiga al doblado. El doblado en un arco guía es mas serio que en el carrete. Para las tuberías que se usan con mas frecuencia o en perforaciones, el arco guía deberá tener por lo menos 30 veces más del diámetro de la TF.

### CARRETE

El carrete sirve como un mecanismo de almacenamiento de al tubería durante su transporte, como un lugar a donde se enrolle la TF durante las operaciones. El carrete deberá tener un mecanismo que le permita estar fijo y se desenrolle por accidente tanto durante la operación y durante el transporte

### Capacidad del carrete

Es la longitud de una tubería flexible de cierto diámetro que se enrolla exactamente en ese carrete. Una manera conservadora de calcular la capacidad de un carrete se muestra en las ecuaciones siguientes. Toda las dimensiones para estos cálculos están dadas en pulgadas excepto la capacidad máxima del carrete, L, el-cual esta dado en pies. Cuando N y M son calculados, los resultados deberán ser redondeados al próximo valor integral antes de calcular L.

$$N = \frac{(A - F)}{D}$$

$$M = \frac{B}{D}$$

$$L = N M \left[ \frac{R_{REEL} + (DM)}{3.82} \right]$$

Donde:

- A: Distancia entre bordes (pg)
- B: Altura del borde (pg)
- D: Diámetro de la tubería flexible (pg)
- F: Longitud libre del borde (pg)
- R: Radio del núcleo del carrete (pg)
- L: Capacidad máxima del carrete (pies)

**Peso seco:**

Es el peso de la tubería vacía o llena de aire mas el peso del carrete.

**Peso húmedo o mojado.**

Es el peso del carrete mas el peso de la TF y el peso del liquido que contiene la tubería.

**Velocidad del movimiento del carrete**

El sistema de movimiento del carrete debe ser capaz de mover el carrete más rápido que la velocidad máxima de la cabeza inyectora.

**Radio del eje del carrete**

Se define como el doblado más pequeño a la que se doblara la tubería flexible. Para las tuberías que se usan muy seguido y para las tuberías que se usan para perforar el diámetro del eje del carrete deberá ser por lo menos 20 veces más que la del diámetro de la tubería que ira enrollada en ese carrete.

**Retro tensión del carrete**

El sistema de movimiento del carrete debe producir suficiente torque para tensionar la tubería y se pueda formar el ángulo sobre el arco guía y a su vez enrollarlo en el carrete. También debe tener suficiente torque para acelerar el carrete por encima de la velocidad del inyector y mantener una velocidad promedio. A esta tensión que produce el carrete entre la cabeza inyectora y el carrete se le llama retro tensión del carrete. Los requerimientos de esta tensión se incrementaran en forma exponencial con el diámetro de la tubería flexible debido al incremento en la dureza ( resistencia ) al doblamiento.

**Energía de efecto tipo resorte**

La tubería almacenada en un carrete, contiene estrés residual, el cual crea una condición en le que la tubería tiene la capacidad de desenrollarse y soltarse del carrete con un efecto tipo resorte. Esto sucede cuando se releva la retro tensión. Para prevenir esto se debe tener siempre la tubería bajo tensión. Durante las operaciones sucede lo mismo, el carrete se debe mantener con retro tensión para que se suelte. Y cuando no se esta operando el extremo libre de la tubería se deberá asegurar para que no se suelte.

**Frenos**

El freno del carrete se utiliza para asegurar el carrete cuando no se esta operando o durante su transporte. El freno sirve también para minimizar el efecto de resorteo de la tubería cuando se pierde la presión hidráulica y subsecuentemente se pierde también la retro tensión. Este freno no esta diseñado para frenar la inyección de la tubería al pozo porque esto incrementa el tiempo de doblado de la TF en la boca del pozo y en el arco guía.

## **Guía de acomodo de la TF**

Se usa para controlar el enrollado de la TF en el carrete y su acomodo. Sobre esta guía va montado un contador mecánico de profundidad, para medir la longitud de tubería que enrolla o se desplaza del carrete. Esta guía deberá ser lo suficientemente fuerte para aguantar las deformidades y las cargas de lado de la tubería. Durante el transporte se sujeta el extremo libre de la tubería a la guía para prevenir el resorteo. La guía puede estar equipada con una especie de pinza hidráulica o neumática que mantendrá la tubería pegada a la guía.

## **Sistema de lubricación**

Muchas veces el carrete esta equipado con un sistema de lubricación para proteger la TF de las corrosiones por el contacto con el medio ambiente y también para reducir las cargas por fricción sobre todo cuando se esta inyectando al pozo a través de un ensamble de estopeño que este activado.

## **La tubería de bombeo y el swivel**

Son los medios a través de los cuales se bombean fluidos a la TF, mientras esta se encuentra en reposo o en movimiento. Se debe tener consideraciones especiales cuando el swivel y la tubería entren en contacto con los fluidos del pozo. Estos componentes del carrete deberán ser compatibles con los servicios y fluidos que se emplean en las operaciones.

## **UNIDAD DE POTENCIA**

Esta construida en diferentes presentaciones, dependiendo del ambiente donde se operará, la mayoría tienen como su fuente de energía motores diesel, aunque hay algunos que utilizan la electricidad. La unidad de potencia deberá tener la suficiente capacidad de producir fuerza hidráulica y fuerza eléctrica para operar todos los equipos de TF a su máxima demanda de energía.

## **EQUIPO DE CONTROL Y MONITOREO**

### **Parámetros críticos de operación**

#### **Medidas de carga**

Carga esta definida como la tensión o la fuerza de compresión de la tubería por encima del estopero. Es una de las medidas más importantes para operar el equipo de TF. La carga puede ser afectada por varios parámetros y no solo del peso de la tubería que esta colgando, también tiene que ver la presión de pozo, la fricción en el estopero, la retro tensión del carrete y la densidad de los fluidos dentro y fuera de la tubería. La carga deberá ser medida directamente usando una célula (diafragma) el cual mide la fuerza que la TF esta aplicando a la cabeza inyectora. Una segunda manera de medir el peso es obteniendo la presión hidráulica que se le esta aplicando a los motores de la cabeza inyectora.

---

### **Medidas de profundidad**

Las medidas de profundidad se dan por la longitud de tubería que ha pasado a través de la cabeza inyectora. La medida de profundidad puede ser significativamente diferente en el pozo, debido a la elongación, a la expansión térmica, etc. Las medidas de profundidad pueden realizarse en varios lugares de la TF con una rueda de un diámetro determinado y que siempre este en contacto con la superficie de la tubería. Se puede obtener de forma indirecta, midiendo la rotación de los piñones del inyector. Un equipo de TF no podrá ser operado si no tiene un medidor de profundidad que el operador pueda verificar durante el trabajo. Las medidas de profundidad son importantes cuando se está calculando la vida útil de la tubería.

### **Medidor de velocidad**

La velocidad puede ser calculada de un cambio en la profundidad sobre un periodo específico de tiempo.

### **Presión de bombeo en TF**

La presión de bombeo en la TF debe ser monitoreada y el operador debe tener un manómetro en su cabina. Esta presión se debe tomar en cuenta cuando se hacen los cálculos para obtener la vida útil. Este sistema de medida de presión debe de incorporar un método de aislamiento del fluido de la cabina de control. El operador de bombeo deberá tener su propio medio de monitorear.

### **Presión de la cabeza del pozo**

La presión exterior alrededor de la TF a nivel de la cabeza del pozo también se deberá monitorear y que el operador pueda verlo en su cabina de control. Este sistema de medida de presión debe incorporar un método de aislamiento del fluido del pozo y de la cabina de control.

### **Parámetros del equipo**

Los siguientes parámetros del equipo se deben monitorear para asegurar que el equipo está funcionando correctamente:

- a) Fuerza de tracción: fuerza de agarre que la cabeza inyectora aplica a la TF
- b) Tensión de las cadenas ( en los inyectores de cadenas opuestas): la tensión de la cadena que se necesita para inyectar la TF.
- c) El sistema de control de pozo y las presiones hidráulicas.
- d) Tensión de retro tensión en el carrete y las presiones hidráulicas.
- e) Motor hidráulico de la cabeza inyectora y sus presiones
- f) Presión hidráulica del estopero.

## **CONECTORES DE HERRAMIENTAS DE FONDO PARA LA TF**

Hay muchas herramientas que se utilizan en los servicios de la tubería flexible con el propósito de aislar las presiones y transferir la tensión, compresión, cargas de torque de las herramientas a los ensambles de las herramientas que van en el fondo del pozo y a la tubería a su vez. Estas herramientas están diseñadas para instalarse en el campo y poder volver a usar.

### **Conexiones que no tienen punto de cedencia**

Los siguientes conectores tienen la capacidad de asegurar las herramientas y/o cargas al extremo de la TF de una manera tal que no cause punto de cedencia en el extremo o en el cuerpo de la tubería.

#### **Conectores de tipo cuña**

Los conectores de tipo cuña requieren del uso de una cuña del tipo abrazadera, el cual se pone en el diámetro exterior de la tubería. Estas cuñas están fabricadas con forma de dientes filudos en forma de espirales y con estos se asegura el cuerpo de la tubería flexible. El conector presiona mecánicamente las cuñas al diámetro exterior de la TF, cuando se está instalando. La integridad de las presiones se conserva con el uso de o-rings en estas cuñas, o sellos en el cuerpo exterior de la tubería o el OD.

#### **Conectores de tipo rosca**

Este tipo de conexiones se asegura a la tubería por medio de roscas. Esta herramienta requiere que el extremo de la tubería tenga roscas para hacer juego con la rosca de la conexión. La integridad de la presión se mantiene con el ajuste de las roscas mecánicamente y a medida que se ajusten.

### **Conectores que dan punto de cedencia a la TF**

Los siguientes conectores tienen la capacidad de asegurar las herramientas o cargas al extremo de la TF de una manera tal que cuando se está instalando da como resultado un punto de cedencia o elongación en el cuerpo de la TF.

#### **Conexiones de tipo grano**

Este tipo de conexiones se asegura a la tubería por medio de tornillos. Estos tornillos cuando se ajustan crean una especie de granos en la superficie de la TF porque vencen el punto de cedencia del metal. La integridad de la presión se mantiene utilizando o-rings o sellos que van en el cuerpo de la TF.

## **Conectores del tipo Roll-on**

Esta conexión incorpora un inserto maquinado tipo mandril, el cual va instalado por dentro del extremo de la TF. Este mandril tiene unos canales circulares a los cuales se asegura el extremo de la tubería en forma mecánica (manual), con una rueda que tiene la forma del canal circular del mandril, la cual se presiona venciendo el punto de cedencia de la TF. La integridad de la presión se mantiene utilizando O-rings o sellos que van con el cuerpo de la TF.

## **EQUIPO DE CONTROL DEL POZO (BOP)**

El equipo de control del pozo es muy importante en el equipo de tubería flexible, porque está diseñado para intervenir en los pozos que tengan presión. Sin embargo la presión de pozo se deberá mantener en lo más mínimo posible para que el BOP no tenga que sufrir desgaste innecesario.

### **Operaciones convencionales**

Los componentes del BOP deberán ser instalados, probados y usados de una manera tal que se tenga control del pozo durante todo el tiempo que dure la operación.

### **Componentes del BOP**

Cuando se está operando con la TF, el BOP deberá tener como mínimo los siguientes rams:

1) Un componente del tipo anular o estopeño.

2) Un componente ram de sello o ciego

Este ram aísla la presión del pozo cuando el resto del equipo por encima de este ram está libre o abierto. La presión diferencial de pozo mantendrá cerrado el ram. La operación del ram ciego es independiente del diámetro de la tubería.

3) Una línea lateral con válvula para matar el pozo

Es una línea con conexiones apropiadas y probada a la presión de operación. Generalmente se instala entre el ram de corte y el de cuñas. Esta línea sirve para bombear fluidos de control a través del espacio anular o de la TF

4) Un componente ram de corte

Este ram corta el espesor de la TF. Las cuchillas de corte no deben dañar el diámetro de la TF, para que se pueda bombear algún fluido de control, y poder realizar operaciones de pesca. Se le debe realizar una prueba de corte por lo menos cada 120 días, esto con el fin de asegurarse que está operando exitosamente. Las cuchillas se deben checar cada vez que se realiza una operación de corte.

5) Un componente ram del tipo cuña

Este tipo de ram tiene la capacidad de sostener la TF sin dañar su punto de cedencia y realizarlo con las presiones promedio de operación del BOP. El ram debe ser de la medida apropiada para el OD de la TF. El ram debe estar diseñado para minimizar el daño a la TF.

6) Y por último un componente para la tubería

Este componente cierra y sella alrededor de la TF. El cierre es asistido por la presión diferencial del pozo.

En la actualidad existen combinaciones del ram ciego con el de corte, y del ram de cuñas con el de tubería.

### **La presión promedio y la presión a boca de pozo**

La configuración variará en relación a la máxima presión superficial que se anticipe para la operación. Los componentes deberán estar probados a una presión promedio que exceda la máxima presión de superficie de la operación. Nótese lo siguiente:

- 1) Las medidas estandares a las que se puede instalar el BOP son de 2.56, 3.06, 4.06, 5.12, 6.38, y de 7.06 pulgadas. Y las presiones típicas que se manejan serán de 5000, 10000 y de 15000 psi con presiones de prueba de 10000, 15000, y 22500 psi respectivamente.
- 2) Todos los componentes de control de pozo para la TF se deben probar con las especificaciones que manda la API, especificado en la sección 16A VI E 8.4. excepto para los equipos de control que estén por debajo de 4 1/2 pulgadas, se debe referir a las especificaciones de la API 6A tabla II, para ver los tamaños de los mandriles.

### **Válvulas equalizadoras o de equilibrio**

Se puede causar daños severos a los sellos frontales de los rams si un sello ram se abre bajo presiones diferenciales. Por lo anterior, cada set de sello en los rams del equipo de control de pozo (BOP), debe estar equipado con un sistema para igualar presiones. La presión del pozo deberá ser igualada antes de abrir cualquier ram del equipo de control del pozo. Este sistema de equilibrio debe mantenerse cerrado todo el tiempo y solo de debe abrir para igualar la presión diferencial antes de abrir los rams del equipo de control.

### **Las válvulas check**

La válvula check típicamente va conectada en el extremo de la TF y estará en el fondo del pozo, con el propósito de prevenir que regresen los fluidos del pozo a través de la TF. También sirven como un medio de seguridad en el caso de que se dañen los sellos o los o-rings de las herramientas de fondo y se prevenga la contra presión a la TF en el caso de que la tubería se dañe en la superficie. Existen válvulas de tipo bola y de flapper.

Las válvulas check de bola, son las más comunes debido a su fácil fabricación y lo fácil que es darle mantenimiento. Puede haber una variación en el diseño, en vez de una bola se pueden usar dardos, conos o semicírculos; algunos diseños utilizan un resorte para asegurarse que halla un sello efectivo, sin embargo otros confían en el flujo del fluido. Su desventaja principal es el área restringida al flujo, y esto hace que no se pueda bombear una bola por la TF, por ejemplo cuando se tenga que activar o desconectar una herramienta que esta en el fondo del pozo.

Las válvulas check de flapper en las que hay un agujero abierto completamente son las más ideales para usar cuando se sabe que se bombeará una bola, o un dardo a través de la TF.

Cuando se piensa en el diseño de una válvula se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- a) Las características del fluido de trabajo, sus acciones abrasivas, su contenido de sólidos y de que tamaño son las partículas y su acción química.
- b) La presión diferencial máxima a la que estará expuesta en una operación específica
- c) Las aplicaciones de temperatura y presión, las cuales pueden causar que se utilicen sellos especiales.
- d) Las aplicaciones donde se tenga que bombear a través de la TF una bola o un dardo.

## VI.2 SISTEMA DE TUBERÍA EN SUPERFICIE

Los sistemas de tubería superficial deben incluir una línea de bombeo, una línea de control del pozo y una línea de retorno del flujo.

### Conformación de la tubería

- Todas las tuberías o conexiones que tengan roscas deben de estar conformadas de acuerdo al diseño y la tolerancia que se especifican por la American Standard Taper Pipe Threads y avalados por la ANSI B2.1. Todas las uniones de tubería con tubería deben cumplir con las especificaciones de la ANSI B31.3. si se tiene alguna soldadura o se determinara realizar alguna soldadura, el soldador deberá estar certificado.
- Todas las líneas de tubería flexible o rígida y las conexiones deberán tener una resistencia a la presión igual o mayor que las presiones del sistema hidráulico de los componentes del equipo de control del pozo.
- Todas las tuberías interconectadas, mangueras y uniones deberán tener una protección de cualquier daño que le pueda causar la TF durante las operaciones. Siempre deberán estar vigilados por personal de la tubería flexible que están tomando parte en la operación.
- Las tuberías y los componentes del equipo deben operar a presión igual que la presión de los rams del equipo de control del pozo.
- Para las presiones de trabajo que sobrepasen las 3000 psi se debe usar soldadura especial, bridas y conexiones de grapa, las cuales deberán cumplir con las exigencias de la API 6A 918
- Se recomienda instalar dos válvulas entre el equipo de control del pozo (BOP) y el manifold de estrangulación, las cuales deben estar probadas para trabajar por encima de las 5000 psi.
- Durante todas las operaciones normales todas las válvulas de la tubería deberán estar completamente abiertas o completamente cerradas
- El manifold de estrangulación deberá tener una línea alterna para el flujo en el caso de que haya taponamiento o falla en algún accesorio.

- El material del que esta hecho el equipo debe resistir las temperaturas bajas
- Se deben instalar los manómetros para las presiones que se piensan manejar, para que las presiones de la TF y del espacio anular se puedan monitorear con exactitud y se puedan controlar.

### **Pruebas superficiales de la tubería**

- La tubería de la superficie y los componentes de control del flujo deberán pasar una prueba de presión antes de cada operación. Los fluidos recomendados para las pruebas pueden ser agua u otros fluidos que no contengan sólidos. Si no hay una bomba para los fluidos se puede probar con nitrógeno siempre y cuando se cumpla con los requisitos de seguridad para los fluidos energizados.
- Todas las tuberías y los componentes de control de flujo deberán pasar una prueba de presión baja (200- 300 psi) por espacio de 5 minutos. Antes de realizar las pruebas de presión altas, ya que la presión alta pudo haber sellado alguna fuga.
- Se deberá mantener la prueba de presión por lo menos durante 10 minutos.
- Cada válvula en el sistema deberá ser probada en forma secuencial en cada punto de aislamiento en el cual la válvula trabajará.

### **VI.3 GUIAS OPERACIONALES**

Esta sección le proveerá de guías generales, las cuales se pueden usar para diseñar y ejecutar un plan eficiente para las operaciones con la tubería flexible. Los operadores, las compañías de servicios y los fabricantes de los equipos, pueden recomendar otras pautas adicionales que se tengan que realizar.

Estas guías prácticas para las operaciones con la TF, se aplican para la gran mayoría de las operaciones ya sea con equipo de perforación o sin el.

Hay algunas diferencias entre los equipos de TF marinos y los terrestres. Algunos equipos de TF que se utilizan para operar en tierra, también se pueden utilizar en pangas, plataformas fijas y plataformas satélites. Lo que varía mucho es la forma en como se instala en cada ocasión.

#### **Planeación y contingencias**

El propósito de la planeación es minimizar el tiempo de espera cuando se dan los incidentes no planeado. En muchos casos cuando los problemas se alargan en tiempo, también se agrandan en consecuencias.

La planeación no se debe confundir con los procedimientos de emergencia. Los procedimientos de emergencia están hechos para salvaguardar la seguridad del personal y la del pozo, y usualmente es el resultado de un entrenamiento, familiarizarse con el equipo, el conocimiento del pozo y sus características.

Debido a que las condiciones de operación varían de pozo en pozo, no es práctico detallar aspectos de la operación con la TF. Las pautas que se presentan están hechas para

ayudar a planear la operación, tomando en cuenta los factores locales y las condiciones especiales que están relacionadas con la operación específica.

## **APLICACIONES PARA LA TUBERÍA FLEXIBLE**

Las guías prácticas de procedimientos detallados en este documento, son para las aplicaciones generales que a continuación se listan

- a) Limpieza de pozos
- b) Inducciones
- c) Estimulación de las formaciones
- d) Cementaciones
- e) Colocación de tapones de arena
- f) Servicios a las líneas de producción y de flujo
- g) Moliendas para resistencias dentro del pozo
- h) Servicios con herramientas de fondo
- i) Instalación y colocación de TF
- j) Taponamientos y abandonos
- k) Servicios de pesca
- l) Servicios de modificaciones del perfil del pozo. Desviaciones.

### **Preparación y planeación antes de la operación**

Todas las intervenciones en el pozo deberán estar basadas en el completo conocimiento del pozo y sus condiciones actuales. La clave para esto es tener toda la información actualizada del pozo, del estado mecánico del pozo, de las reservas, del historial del pozo, de los equipos de superficie, de los equipos de control y la propuesta técnica de la operación. A continuación se presenta a su consideración la información que se deberá tener en cuenta para las aplicaciones con la TF

### **Diseño de la operación**

Se deberá tener una reunión de planeación, y todas las compañías de servicios y los encargados deberán tener una idea general del objetivo de la operación. El supervisor de la TF, deberá discutir las particularidades de la operación, y en esta reunión se delegarán las responsabilidades para los que están encargados de los equipos y de los materiales. A continuación se presentan los puntos de los que se debe platicar y planear antes de una operación.

### **Estado mecánico del pozo**

Las características físicas del pozo incluyen los siguientes puntos:

- a) Medidas de la TR, peso, grado del acero, longitudes y los tipos de rosca

- b) Las medidas del tubing, peso, grado del acero, longitudes y los tipos de rosca de las conexiones.
- c) Las dimensiones, las profundidades y la descripción completa de la terminación del pozo
- d) Información cuando los pozos son direccionales
- e) Tipo y densidad de los fluidos que estén en el pozo
- f) Diagrama del pozo e información de la última terminación o reparación.
- g) La profundidad a la cual se encuentra la restricción.
- h) Especificaciones del equipo de control del pozo, BOP, y los componentes de los equipos de superficie.
- i) Los componentes de seguridad, donde se encuentran y de que tipo son.
- j) Historial del pozo y los problemas que se conocen.
- k) Las capacidades de degradación de presión de la TR y TP.

### **Parámetros históricos y actuales del yacimiento**

- a) historial general de los trabajos realizados en el pozo, reparaciones, trabajos con ULA, los problemas de tubería y como se resolvieron.
- b) Características del yacimiento
- c) Descripción y localización de todas las zonas que tengan comunicación con el pozo
- d) Presiones de cierre inicial y actual de las tuberías de flujo
- e) Presiones de cierre fluyentes inicial y actual en el fondo del pozo
- f) Presión máxima de cierre del potencial del pozo
- g) Presión de fondo fluyendo
- h) Tipos y gastos de los fluidos que produce el pozo
- i) Condiciones a las que se pueden estimular las erosiones, corrosiones y la acumulación de escamas de óxidos u otros problemas
- j) Problemas del campo conocidos

### **Factores de localización, ambientales y regulatorios**

#### **Terrestres**

Los factores terrestres son los siguientes:

- a) Planos de localización, colindancias o bordes, y las restricciones que existen para llegar a ellas.
- b) Restricciones ambientales.
- c) Restricciones con los dueños de los terrenos.
- d) Restricciones regulatorias del gobierno o de otras dependencias.
- e) Los planes de precaución para casos de emergencias, el cierre del pozo y las evacuaciones.
- f) Trabajos que se estén realizando en las proximidades de la localización.
- g) El impacto que se puede causar al medio ambiente por los trabajos a realizar.

#### **Marinos**

Los factores marinos son los siguientes

- a) El tipo de plataforma (flotantes, estables, satélites o de otro tipo)
- b) Capacidad de las grúas
- c) Precauciones para evitar la contaminación y prevenir la polución
- d) Tomar en cuenta las otras operaciones que se estén realizando en las proximidades
- e) Capacidad de soporte superficial y marino
- f) Apoyos logísticos
- g) Restricciones regulatorias gubernamentales u otras dependencias
- h) Los planes de precaución para casos de emergencias, el cierre del pozo y las evacuaciones
- h) El impacto que se puede causar al medio ambiente por los trabajos a realizar

### **Alineación del equipo en la localización**

#### **Terrestre**

Las consideraciones que se deben tomar en cuenta cuando se alinea el equipo son las siguientes:

- a) Restricciones de la localización (límites de carga, espacio y tamaño)
- b) Identificación y clasificación de las áreas de peligro
- c) Dimensiones físicas de los equipos de las compañías de servicios
- d) Colocación y orientación del equipo
- e) Localización y descripción de los paneles de control del operador y de los controles de emergencia
- f) Rutas de evacuación y que tan accesibles son
- g) Puntos donde se aseguraran las cadenas, equipos y cables.

#### **Marinos**

Las consideraciones que se deben tomar en cuenta cuando se alinea el equipo son las siguientes:

- a) Plano o dibujo del espacio donde se piensa instalar el equipo, las restricciones de carga
- b) Identificación y clasificación de las áreas de peligro
- c) Obstrucciones en el área como tuberías u otros equipos.
- d) Las dimensiones de los equipos de las otras compañías
- e) Colocación y orientación del equipo
- h) Localización y descripción de los paneles de control del operador y de los controles de emergencia
- f) Rutas de evacuación y que tan accesibles son
- g) Posición de las plataformas, pangas o barcos
- h) Puntos donde se aseguraran las cadenas, equipos y cables

### **Equipo de control del pozo**

Los siguientes puntos se aplican para el equipo de control del pozo:

- a) Se debe tener el tipo, tamaño, configuración y capacidad del equipo de control del pozo
- b) Responsabilidad del personal
- c) El tipo de servicio que se prestara
- d) Las herramientas de profundidad que se están planeando operar
- e) La revisión de las pruebas de presión que se realizaron en la localización
- f) Tipos de conexiones en el árbol del pozo y en el carrete

### **Guías de seguridad y documentación**

Los documentos y guías de seguridad son las siguientes

- a) Manuales de seguridad y procedimientos que debe proporcionar el operador
- b) Manuales de seguridad y procedimientos que debe proporcionar el contratista
- c) Los planes, procedimientos y manuales de seguridad de protección a la salud
- d) Las reuniones previas a la operación

### **La unidad de tubería flexible**

Los equipos básicos que debe tener una unidad de tubería flexible para poder completar eficientemente las operaciones son los siguientes

- a) Sarta de TF
- b) Carretes
- c) Cabeza inyectora
- d) Equipo de apoyo y estabilización de la cabeza inyectora
- e) Equipo de control y lubricadores
- f) Cabina de control
- g) Unidad de potencia
- h) Equipo de apoyo y mantenimiento
- i) Equipo para los casos de emergencia

En los equipos anteriores, se necesitan otros equipos que se llaman unidades auxiliares. La necesidad de estas unidades generalmente depende del tipo de operación que se piensa realizar. Estos pueden ser bombas de desplazamiento positivo de alta, línea de alta presión, bombas de nitrógeno, herramientas de fondo y unidades cementadoras.

### **Mantenimiento de las unidades y el check list**

#### **Check list antes de la operación**

---

Siempre se deberá llevar un check list antes de cada operación con todas las unidades de la TF, con el fin de asegurar de que todos los equipos puedan cumplir con los requisitos de la operación y lo que se discutió en las reuniones antes de cada operación. La unidad de tubería flexible deberá tener los siguientes componentes antes de salir de la base:

- a) Unidad de TF completa
- b) Equipos auxiliares
- c) Partes de repuesto
- d) Documentos de transporte
- e) Equipos de seguridad
- f) Equipos y materiales de mantenimiento
- g) Equipos de renta que se necesiten
- h) Herramientas de fondo
- i) La sarta de operación con suficiente vida útil para completar la operación
- j) Documentos adicionales

### **Personal de la unidad**

En lo que concierne al rendimiento y a la capacidad del personal estos deberán estar certificados por las dependencias regulatorias del gobierno o dependencias calificadas para ello. Toda la cuadrilla deberá estar capacitada para ejecutar la operación de acuerdo a sus funciones.

Las compañías de tubería flexible deberán tener a su personal constantemente capacitado y actualizado, con programas acreditados para dar capacitación en:

- a) Control de pozo
- b) Extinción de fuegos
- c) En el uso de equipo de protección
- d) En la conservación del ambiente y de la salud
- e) En la operación de la grúa
- f) Regulación de la secretaría de comunicaciones y transportes

### **Revisión de la operación**

Se deberá realizar una reunión previa a la operación donde deberán estar presentes todo el personal de las compañías que tomarán parte en la operación directa o indirectamente. En la reunión se deberán tomar en cuenta los siguientes puntos, pero no son los únicos puntos sino que pueden salir más durante la reunión

- a) Identificación del personal que estará a cargo de la operación en la localización
- b) Se discutirán los procedimientos de la operación y se harán llegar por escrito a todo el personal

- c) Se revisarán los procedimientos de seguridad y los pasos que hay que seguir especialmente cuando se estén manejando fluidos corrosivos, inflamables y los que se manejarán con presión
- d) Se tienen que discutir los límites de presión del equipo que está en la operación
- e) Revisar los procedimientos de la prueba para los equipos de superficie
- f) Revisar el cabezal del pozo, el árbol y el BOP. Revisar el estado mecánico del pozo y ver si hay alguna obstrucción. Debe existir en la cabina toda la información necesaria del pozo.
- g) Revisar y localizar los lugares donde se encuentran los equipos de protección del personal.
- h) Revisar y localizar todos los extinguidores de fuego y otros equipos que tengan que ver con el control de incendios
- i) Revisar los procedimientos para el control del pozo en caso de emergencia

### **Consideraciones que se deben tomar cuando se instala el equipo**

#### **En las operaciones marinas y las operaciones terrestres**

La siguiente es una lista parcial de las consideraciones que se deben tomar cuando se instala la unidad de tubería flexible:

- a) Si es posible alinear el equipo en contra del viento para que no le lleguen los gases del pozo y que la grúa no esté en la línea del carrete al pozo
- b) Verificar la velocidad del viento, tomar en cuenta los vientos fuertes, la tierra y la arena que pueden arrastrar y la lluvia pesada.
- c) Verificar que las patas de soporte de la cabeza inyectora estén bien aseguradas y sólidas, lo mismo que el BOP.
- d) La cabeza inyectora debe estar bien asegurada para que tenga un mínimo de movimiento
- e) El operador deberá tener la autorización para manipular la válvula maestra, y se deberán contar las vueltas cuando se abre o se cierra.
- f) Verificar la compatibilidad de las conexiones entre el pozo y el BOP
- g) Poner en ceros el contador tomando como referencia un punto y luego saber de éste cuando se recupera la TF.
- h) Hacer una prueba de funcionalidad a todo el equipo
- i) Verificar todo el espacio disponible para que la instalación sea más eficiente
- j) Poner en cero el indicador de peso

#### **Instalación en los equipos semi sumergibles**

En plataformas semi sumergibles la instalación es algo diferente, por los límites de espacio y movimientos abruptos. A continuación se listan algunos puntos que se deberán tomar en cuenta cuando se instala el equipo en este tipo de plataformas:

- a) Se realizara la prueba al BOP, líneas y válvulas siguiendo los procedimientos ya mencionados

- b) El conector entre el pozo y la UTF, válvulas check y las herramientas de fondo se deberán probar a presiones que se manejarán durante la operación

### **Consideraciones que se deben tener para un buen servicio con la TF**

Los siguientes puntos se deben tener en consideración cuando se prepara un servicio con la TF:

- a) Se debe aplicar un buen juicio de ingeniería para que la operación con la TF sea exitosa y segura. Esto implica seguir las reglas de seguridad durante toda la operación.
- b) El bombeo de los gases derivados de los hidrocarburos no son recomendables con la tubería flexible.
- c) El bombeo y/o la producción reversible de fluidos inflamables deben ser bajo estrictos procedimientos que el operador, la compañía de servicios y las dependencias gubernamentales lo dicten.
- d) El bombeo de fluidos energizados y corrosivos como el ácido deberán de seguir las direcciones estrictas que dicten ya sea el operador de la UTF o el proveedor del fluido
- e) Se debe tener cuidado con las presiones diferenciales entre la TF y el espacio anular, ya que se puede colapsar la TF.
- f) Se debe usar por norma, la válvula check a menos que se tenga anticipada una circulación inversa.
- g) La línea de control de pozo no se deberá usar como línea de retorno durante las operaciones con la TF

### **Administración y mantenimiento de la sarta de tubería flexible. Información de la vida útil**

A continuación se describe la manera de llevar el historial de la TF, su vida útil. La información que se tiene de la sarta determinará si está apta para realizar la operación.

#### **Método manual**

Este método se basa en los viajes que realizó la TF o los metros recorridos:

- a) Identificación de la sarta y su composición
  - b) Profundidad máxima de operación
  - c) Presión que se maneja durante la operación
  - d) El número de ciclos (viajes) que se realizaron y las presiones internas que se manejaron
  - e) La longitud del segmento que realizó los ciclos
  - f) Fluidos que se bombearon
  - g) Los radios de los doblados que se efectuaron
  - h) Localización de las soldaduras
  - i) Llevar records de la inspección visual
  - j) La cantidad de TF cortada y la razón por la que se corto
-

- k) Fluidos del pozo a los que se ha expuesto
- l) Presiones máximas con las que se levanto la TF y las profundidades
- m) Presiones en la cabeza del pozo

### **El método de los metros recorridos es bueno para varias operaciones**

#### **El método del modelo**

El método del modelo utiliza datos empíricos y modelos teóricos para determinar con más exactitud lo que le queda de vida útil a la sarta de TF. Este método puede incorporar información a un sistema de adquisición de datos automatizados y añadirlos a los datos que se recopilen en forma manual. Los datos del método del modelo son los siguientes:

- a) Diámetro exterior de la TF
- b) Ovalidad actual de la TF
- c) Espesor actual de la TF
- d) Grabados de intervalos cortos recorridos

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se dieron a conocer las partes que componen la unidad de tubería flexible y se destacó que la cabeza inyectora es la que sostiene, introduce al pozo y endereza la tubería flexible; la unidad de potencia suministra la energía hidráulica a todo el equipo de la unidad de tubería flexible, además de energizar los preventores; y que el equipo de control de pozo es importante en toda operación, ya que es un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante las operaciones normales o de emergencia.

En cuanto a las operaciones que se realicen en los pozos se debe considerar, entre otros factores:

La revisión del equipo de tubería flexible previa a la operación para el correcto funcionamiento durante la operación.

La herramienta de fondo mínima a utilizar es el conector de enlace entre la tubería y la herramienta, válvula check, y por último y dependiendo de la operación a realizar, trompo de flujo o cementador, sello de plomo o calibrador, pescante, soltador y empacador, motor de fondo y molino.

Verificar las condiciones del pozo tales como la presión en la cabeza del pozo, presión máxima de bombeo, diferencial de presión, y fluidos de tratamiento.

Verificar en superficie el correcto funcionamiento de la herramienta de fondo a utilizar y se efectúa la prueba hidráulica a la presión máxima de trabajo más  $1000 \text{ lb/pg}^2$  durante 15 minutos; se igualan las presiones del pozo, de la tubería flexible y del preventor, se abre el pozo (contando las vueltas que dio la válvula al abrir).

Por último se inicia la operación bajando la tubería en el pozo de acuerdo al tipo de servicio que se va a efectuar, anotando y verificando el peso, tensión, presión de pozo presión de circulación cada 500 m o cada que lo marque el programa de trabajo y recordar durante el desarrollo de la operación observar y escuchar el correcto funcionamiento de la cabeza inyectora y de la unidad de potencia, al presentarse cualquier anomalía para corregir y verificar la falla.

Referente a las aplicaciones con tubería flexible, se puede puntualizar que para los tratamientos en un pozo, se pueden llevar cabo tratamientos químicos de la tubería o de la formación, a menudo sin matar la zona de producción o minimizando el tiempo de cierre. Los productos químicos de tratamiento a menudo son inhibidores de corrosión para la tubería, y ácidos para tratamientos en la formación. Frecuentemente se incluye nitrógeno como portador para efectuar el tratamiento. La selección del ácido más adecuado para un trabajo en particular se basa en muchos factores; desde el tipo de características de la formación hasta las recomendaciones de la compañía de servicios e incluyendo la preferencia del operador.

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

En cuanto a la colocación de empaques, muchos de ellos se colocan hoy en día utilizando tubería flexible, debido a su velocidad, eficiencia y economía. Se debe recordar que las altas presiones de las bombas, aparejadas con productos químicos peligrosos son potencialmente letales. Se debe mantener al personal no esencial fuera del área de trabajo.

**BIBLIOGRAFÍA**

- Coiled Tubing..... Operations and Services, part I  
 by A Sas-Jaworsky II, World Oil's Coiled Tubing Handbook, M.E Teel (ed), Gulf publishing Co., Houston (1993). Cap. I, II, IV.
- New Coiled-Tubing Unit Cementing Techniques at Prudhoe Developed To Withstand Higher Differential Pressure.....  
 by R.E Krause and D.C Reem, SPEPF (Nov. 1993) 260. Cap. IV
- Fishing With Coiled Tubing.....  
 by R.L Hiltz, S.H. Fowler Jr., and C.W Pleasants, paper SPE 25499 presented at the 1993 SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 21-23. Cap. IV
- Coiled Tubing Deployed Electric Submersible Pumping System.....  
 by D.J. Lidisky, J.c Pursell., W.K Rusell, J.L Dwiggin, and G S. Coburn, paper SPE 26863 presented at the 1993 . Cap. IV
- Design and installation of Coiled Tubing Velocity String.....  
 by L.S Adams and D.L Marsili , paper SPE 24792 presented at the 1992 SPE . Cap IV
- Recommended Practice For Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services.....  
 by American Petroleum Institute, Dec 1996. Cap. VI
- Coiled Tubing Facilitates Underbalanced Workover. Oil and Gas journal .....  
 By Adams, L. S Overstreet, 1997. Cap. II, IV.
- "Manual de tubería flexible en operaciones de perforación, terminación y mantenimiento a pozos". PEMEX-IMP. Cap. I, II, III
- Coiled Tubing Drilling.....  
 By Newman, K.R SPE Drilling & Completion 1993. Cap. II, IV.
- "Reporte de operaciones de tubería flexible de la región norte y sur". Cap. V.