



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TUBERIA FLEXIBLE

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

JAVIER MARTINEZ CANO

ROLANDO LUNA PASTEN



MEXICO, D.F.

2007



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A DIOS...por todas las cosas...por la vida misma

Dedico y agradezco a mis padres Antonia y Ranulfo:

Como un testimonio de infinito amor y agradecimiento por toda una vida de esfuerzos y sacrificios, brindándome siempre su confianza, cariño, apoyo y cuanto mas he necesitado, por ser mi guía y mí ejemplo. Deseo de todo corazón que mi triunfo como hombre y profesionista lo sientan como el suyo propio, para ustedes...con admiración y respeto.

A mis hermanos

Con todo mi amor, en agradecimiento, comprensión y confianza siempre brindados en testimonio del infinito amor por el cual he llegado a lograr una de las metas de mi vida compartiendo tristezas y alegrías, éxitos y fracasos, por ser mis mejores amigos e inigualables hermanos.

A mis sobrinos

Por ser una luz y un aliento mas en mi camino, esperando ser un ejemplo a seguir. Con amor confianza y respeto, gracias por existir.

A mí querida novia...

Ojala que tengas siempre presente que eres uno de mis principales motivos para seguir adelante, gracias por tu amor, paciencia y comprensión, ten presente, que esto representa la primera de muchas metas que quiero conseguir junto a ti.

A mis amigos:

No es fácil llegar, se necesita ahínco, lucha y deseos, pero sobre todo apoyo como el que he recibido de ustedes, ahora mas que nunca se acrecenta mi cariño, admiración y respeto, gracias por lo que hemos logrado.

A mi M. C Jaime Ortiz Ramírez:

Con gratitud a mi director de este trabajo que con su confianza, apoyo y consejos me ha convertido en una persona de provecho, ayudándome a logro de una meta mas, mi carrera profesional, por ser una gran ejemplo a seguir, con admiración y respeto...por la realización de este trabajo...un infinito agradecimiento...

A mis sinodales:

Por su valioso tiempo, y sus gratas atenciones, por la revisión y criticas a este trabajo, gracias...

A la facultad de ingeniería...

Gracias a la facultad de ingeniería, por haberme preparado inmejorablemente para ejercer la profesión de Ingeniero Petrolero, estoy muy orgulloso de pertenecer de ahora en adelante a tan noble gremio.

Con eterna gratitud a mi Universidad...

Gracias, a la **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**, no solo por la formación que he recibido, si no también por haber dejado en mi la certeza de ser un mejor hombre, comprometido con la sociedad, mi trabajo y mi patria. Gracias por haberme permitido ser uno de los afortunados, que logran egresar de tus aulas; siempre llevare dentro de mi con orgullo y dignidad, la enorme responsabilidad, que implica ser un universitario, jamás defraudare tus colores y en cada acto trascendental de mi profesión, siempre tendré presente tu lema que ha quedado grabado en mi;

" Por mi raza hablara el espíritu "

JAVIER MARTINEZ CANO

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento a "DIOS"

Agradezco a dios por haberme dado la vida y salud. Le doy las gracias por darme la oportunidad de llegar a realizarme como profesionista y de tener unos excelentes padres y unan gran familia.

Agradecimiento a "Mis padres"

Agradezco a mis padres por haberme dado la educación que hasta ahora llevo, ellos han estado conmigo en todo momento en las buenas y en las malas, que me ensaaron a ser responsable en todo momento; por eso les digo muchas gracias por todo, que dios los bendiga hoy y siempre, y aunque mi padre no se encuentre con nosotros se que donde quiera que este nos cuida, nos apoya, nos alienta y sobre todo que esta en nuestros corazones.

Agradecimiento a todos "Mis Hermanos"

Agradezco el apoyo que cada uno de mis hermanos, ya que me han tendido la mano en los momentos más difíciles de mi vida, muchas gracias hermanos, y siempre les estaré agradecido por todo el cariño y atención que me han brindado.

Agradecimiento a todos "Mis profesores"

Agradezco a todos mis profesores por todas sus enseñanzas, por su paciencia en cada clase, en cada examen, en cada práctica en fin muchos y tantos momentos que pasamos juntos. Los profesores demostraron una gran capacidad como docentes, y fueron todos parte de mi familia.

Agradecimiento a mi Institución la "UNAM"

La agradezco a la que fue mi segunda casa junto con todas las demás instituciones que tuve que pasar para llegar a esta gran escuela donde pase parte de mi vida, y solo me resta decirle que por mi raza hablará el espíritu.

ROLANDO LUNA PASTEN

TUBERIA FLEXIBLE
INDICE**OBJETIVO E INTRODUCCION**

CAPITULO 1.- DESCRIPCION DEL EQUIPO DE TUBERIA FLEXIBLE	Pagina.
1.1 Componentes principales.....	2
a) Unidad de potencia.....	3
b) Carrete de tubería.....	3
c) Cabina de control.....	6
d) Cabeza inyectora.....	7
e)Equipo para el control del pozo.....	12
f) Equipo auxiliar	16
g) Equipo para trabajos terrestres.....	16
CAPITULO 2.- NORMAS DE SEGURIDAD Y POLITICA EN LOS SERVICIOS DE TF	
2.1 Normas de seguridad en operaciones con tubería flexible.....	17
2.2 Categorías de trabajo.....	19
2.3 Equipos y limitaciones mínimas.....	19
2.4 Pruebas de presión	23
2.5 Procedimientos de emergencia	26
2.6 Control de brotes.....	31
2.7 Métodos de control de pozos	32
1.- Método de esperar y densificar.....	32
2.- Método del perforador.....	35
3.- Método concurrente.....	35
4.- Método del ingeniero.....	36
2.8 Protección al medio ambiente.....	37
CAPITULO 3.- HERRAMIENTAS DE FONDO	
3.1 Tipos de conexiones.....	39

3.2	Conectores para tubería flexible.....	40
3.3	Válvulas de contrapresión (check).....	43
3.4	Juntas de seguridad.....	44
3.4.1	Clasificación de las juntas de seguridad.....	45
3.5	Aceleradores.....	45
3.6	Martillos.....	46
3.7	Pulling tool.....	48
3.8	Pescantes exteriores.....	48
3.9	Pescantes interiores.....	49
3.10	Operadores de camisa.....	50
3.11	Empacadores.....	51
3.12	Motores de fondo.....	53
3.13	Herramientas perforadora de impacto (hipp tripper).....	54
3.14	Escariadores.....	55
3.15	Trompos difusores.....	55
3.16	Juntas de rodilla.....	56
3.17	Centradores.....	57
3.18	Cortadores de tubería.....	60
3.19	Herramientas giratorias (swivel).....	60
3.20	Conector rápido.....	61
3.21	Localizadores de accesorios de aparejos de producción.....	61
3.22	Block de impresión.....	62
3.23	Filtros.....	62
3.24	Válvulas de relevo o alivio.....	63
3.25	Válvulas de circulación.....	64
3.26	Tapón expulsable.....	65
3.27	Herramientas de molienda.....	65

CAPITULO 4.- APLICACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE

4.1	Inducciones con nitrógeno.....	67
4.2	Limpiezas.....	72
4.3	Cementaciones.....	84
4.4	Estimulaciones.....	95
4.5	Registros y disparos.....	104
4.6	Operación de pesca.....	117
4.7	Terminaciones.....	123
4.8	Perforación.....	132
	CONCLUSIONES.....	148
	BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS.....	149

OBJETIVO

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.

INTRODUCCION

Como es del sobrado conocimiento, la tubería flexible ha alcanzado un gran desarrollo tecnológico en los últimos 10 años en la industria petrolera mundial, quizás la contribución más grande en el mercado ha sido la promoción y desarrollo de nuevas aplicaciones y herramientas.

Datos estadísticos ilustran que actualmente con la tubería flexible se cubren las siguientes actividades: Limpieza de Pozos (58%), Inducciones (7%), Estimulaciones (10%), Anclaje de herramientas de fondo (11%), Registros y Disparos (4%), Pesca (3%), Cementaciones (2%) y Perforación (5%). La integración de la tubería flexible entre el equipo y la ingeniería que la soportan es una alternativa en muchas de las actividades de operación de perforación, terminación y mantenimiento a pozos.

Ante tales expectativas, se gestó el curso para asimilar la tecnología de vanguardia de la tubería flexible usada en las aplicaciones citadas anteriormente, el cual fue concertado e impartido por la Compañía Dowell Schlumberger durante 10 semanas en sus instalaciones de Tulsa Oklahoma y asimilada por nueve Ingenieros de la Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos, dos Ingenieros de los Activos de la Región Marina y Región Sur, respectivamente, y uno del Instituto Mexicano del Petróleo.

El compendio básicamente describe los componentes principales del equipo de la tubería flexible, los fundamentos en los cuales esta basado el desarrollo del Modelo de Fuerzas y los algoritmos que sirvieron a la compañía Dowell Schlumberger para diseñar su software, el cual fue utilizado para los ejercicios más importantes y que además, fueron contemplados para el desarrollo del curso, el mismo que fue diseñado previamente con la participación de ingenieros de perforación de las tres Regiones, de Perforación SEDE-Villahermosa y por el Instituto Mexicano del Petróleo dentro del programa FIDPEMEX.

También, se incluye la infraestructura informática de la Compañía que se ha desarrollado para hacerla competitiva en el mercado de las aplicaciones de la tubería flexible y que sistemáticamente se usa en los diseños, ingeniería de operación y evaluación de las operaciones con dicha herramienta.

Mereció atención especial la inclusión de normas vigentes para la operación, el control de pozo y protección al medio ambiente basado en la tubería flexible.

Por lo anteriormente expuesto y no obstante que la tubería flexible ya se conoce y se está utilizando en las 3 regiones, en las actividades de perforación, terminación y mantenimiento de pozos, se espera que la edición de este documento pueda enriquecer las ideas y fortalecer los criterios de todos los involucrados en el diseño y programación de las distintas intervenciones con dicha tubería.

a) Unidad de potencia

Consiste de un motor de combustión interna diesel, que puede ser en un arreglo de ocho ó seis 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 todos los sistemas en caso de que fallara el motor. (Fig. 1.2).

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 stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Existen varios tipos de configuraciones de las unidades de tubería flexible, los cuales están en función de las necesidades de operación. En la actualidad hay tres tipos y son los siguientes:

- Unidad de potencia del mismo tracto-camión.
- Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.
- Integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.

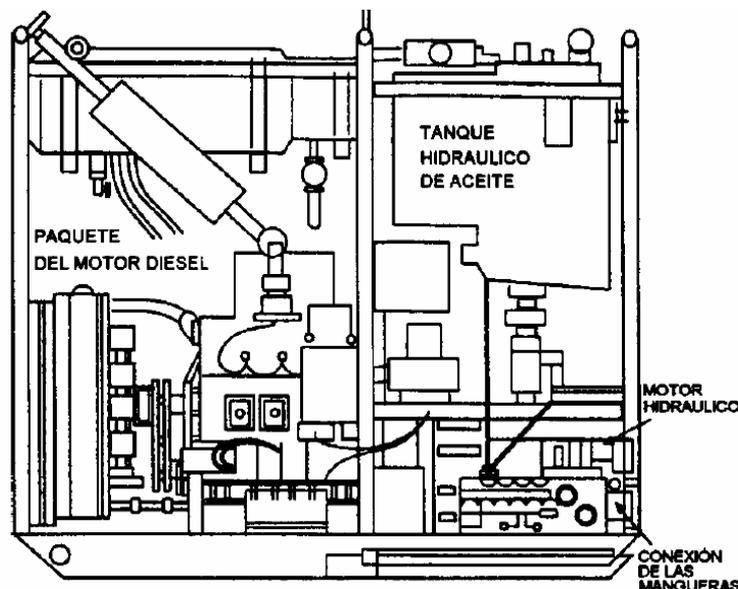


Fig. 1.2 Unidad de potencia.

b). - Carrete de tubería

Consta de varios elementos y mecanismos, los cuales facilitan el embobinado y operación de la tubería, estos elementos combinados proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando es enrollada al 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 48" a 92" de acuerdo a los diámetros de la tubería a emplear. El carrete no suministra fuerza para introducir y recuperar la tubería dentro del pozo; sin embargo, actualmente algunos diseños cuentan con carretes dotados con motor para girar sincronizadamente durante el enrollado.

Los componentes principales del carrete son: Unión giratoria, guía de enrollado, lubricador de tubería y medidor de profundidad (Fig. 1.3).

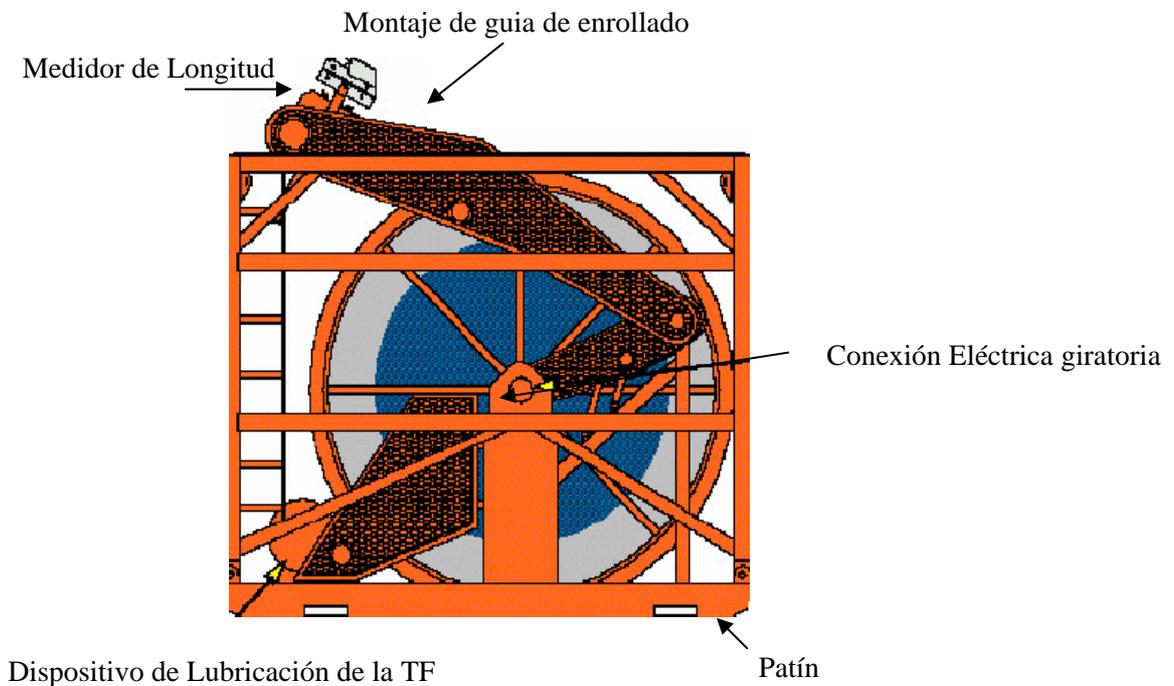


Fig. 1.3 Carrete de tubería flexible y sus principales componentes.

A continuación se hace una descripción de cada componente:

Unión giratoria. Permite el bombeo de fluidos a la sarta de 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.

Carrete de enrollado. 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.1.4).



Fig. 1.4 Carrete de enrollado

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.

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. 1.5).

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 cantidad de tubería introducida o recuperada. También, se cuenta con otro contador de profundidad en la cabeza inyectora, por debajo de las cadenas, el cual proporciona una medida más real, al eliminar las diferencias de profundidad por defasamiento. Así mismo posee un sistema digital de medición.



Fig.1.5 Medidor de profundidad

c).- 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 o de las condiciones de diseño que el cliente establece.

La cabina de control se eleva de su posición original mediante un sistema de gatos neumáticos, para facilitar al operador la visibilidad amplia sobre el funcionamiento confiable, efectivo y seguro de los componentes externos de la tubería flexible: carrete de tubería, cabeza inyectora y de la operación.

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 como son presión de circulación y 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 carrito sistemas para el control de enrollamiento en el carrito de la tubería, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería, control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores (BOPs), paro automático de emergencia, control de la unidad de potencia, y equipo electrónico (Fig. 1.6). Los diseños y construcción de las cabinas de control actuales incluyen: trailer montado/tractor, patín para operaciones costafuera y diseños solicitados por el cliente.



fig. 1.6 Cabina de control.

d).- Cabeza inyectora.

Es el componente más importante de la unidad de tubería flexible. Su función es la de introducir y extraer la sarta en el pozo. Está provista de 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.

La cabeza inyectora tiene los siguientes componentes: cuello de ganso, cadenas, motores hidráulicos e indicador de peso. (Fig. 1.7). En el mercado existen varios fabricantes, los más conocidos son: Hidra Rig, Stewart & Stevenson y Dresco, los cuales con sus productos manejan por lo menos siete diferentes diámetros de tubería flexible y cuya capacidad para levantar la sarta varía de 40,000 a 2 000,000 lbs. ⁽⁵⁾

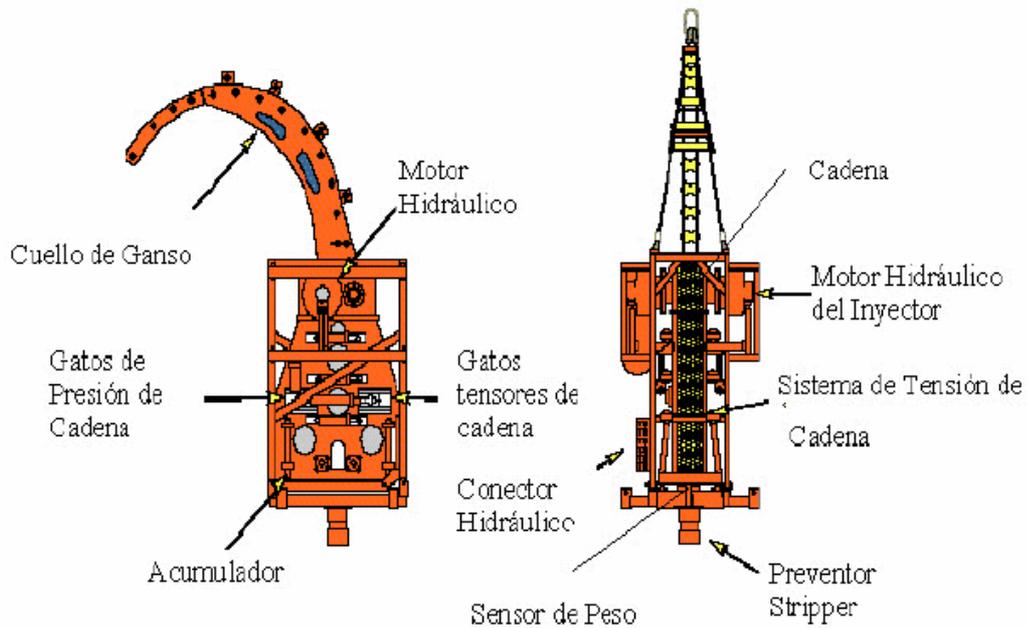


Fig. 1.7 Cabeza inyectora y sus componentes.

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 (Fig. 1.8). La vida de la TF en gran medida depende de la alineación del cuello de ganso con respecto a la cabeza inyectora, ya que de no prevenirse, se acelerarán deformaciones en la TF.



Fig. 1.8 Cuellos de Ganso para diferentes diámetros de TF.

DESCRIPCION DEL EQUIPO DE TUBERIA FLEXIBLE

Tabla 1.1 Dimensiones de los cuellos de ganso

Radio de la tubería (pg)	Diámetro de la tubería (pg)
50	1
72	1 ¼ – 2
90	2 – 2 3/8
120	3 ½

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 con el fin de 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. (Figs. 1.9 y 1.10).

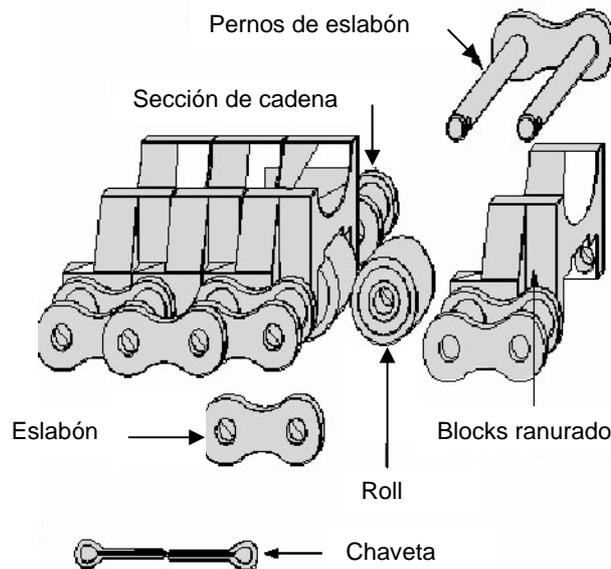


Fig.1.9 Componentes de la cadena de la cabeza inyectora.

Existen varios tipos de cadenas, las más comunes son:

Los diseños de grapa block tipo “S”, que tiene roles o apoyos incorporados en el ensamblaje de los eslabones de la cadena, y el tipo “R” en la cuál la grapa block se mueve con apoyos incorporados en el diseño de la cabeza inyectora (Fig. 1.10).

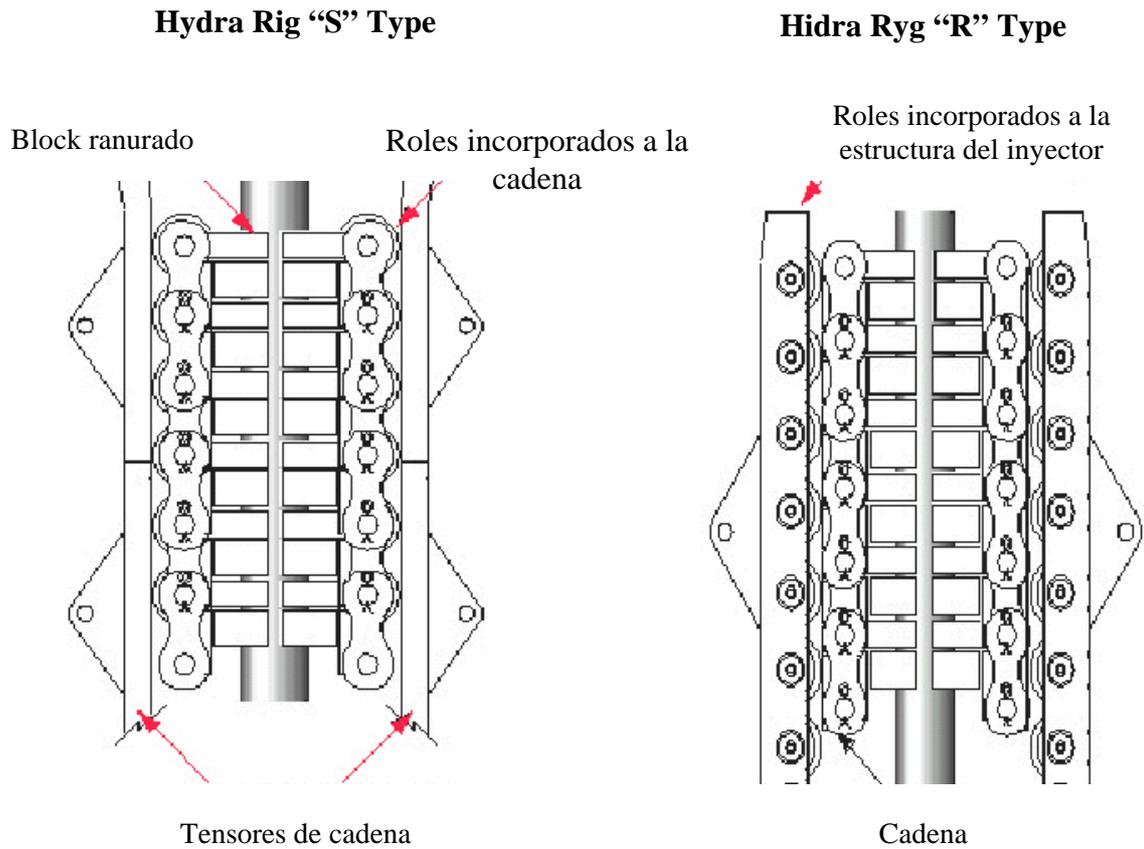


Fig. 1.10 Tipos de cadenas utilizados en TF.

DESCRIPCION DEL EQUIPO DE TUBERIA FLEXIBLE

Tabla 1.2 Capacidades de Cabezas Inyectoras

Serie	Capacidad de jalón (Lbs)	Diámetro (Pg)	Peso (Lbs)	Altura (Pg)	Ancho (Pg)
400	40,000	1 – 3 1/2	5,500	82.5	49.5
800	80,000	1 – 3 1/2	6,000	82.5	49.5
1100	110,000	1 – 3 1/2	6,900	96.5	49.5
2000	200,000	1 – 6 5/8	13,500	140.94	69.5
HR 210	10,000	3/4 - 1 1/2	-	-	-
HR 240	40,000	1 – 1 3/4	-	-	-
HR 260	60,000	1 1/4 - 2	-	-	-
HR 440	40,000	2 – 2 3/8	-	-	-
HR 480	80,000	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 está en función de las características y dimensiones de la sarta, así como de las condiciones del pozo. El incremento de peso está en función de la profundidad que se está operando; por lo que una disminución en el indicador de peso al introducir la TF nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo. Este dispositivo opera hidráulica y/o electrónicamente (fig. 1. 11).



Fig. 1.11 Indicador de peso

e) Equipo para el control de pozo⁽²⁾

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 de 3" de diámetro interior, para presiones de trabajo de 10,000 psi y resistente al ácido sulfhídrico. El conjunto de preventores está equipado con 4 juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático (nitrógeno). Para cierres de emergencia los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams que permiten el control del pozo, o bien pueden ser cerrados manualmente (Fig. 1. 12).

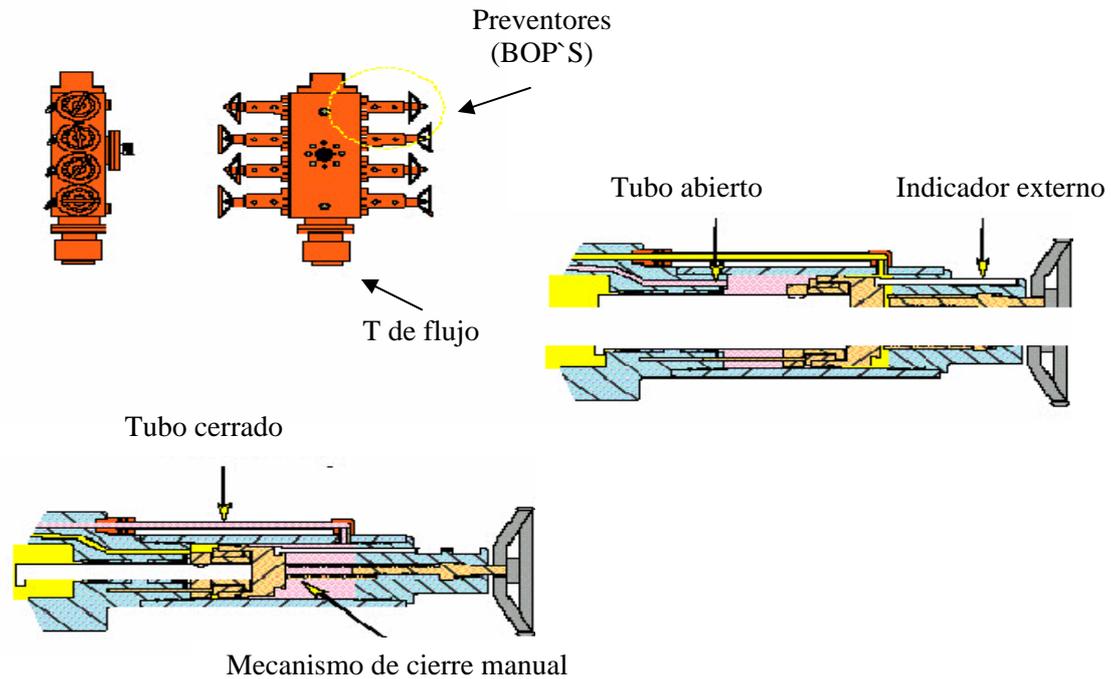


Fig. 1.12 Preventores y sus principales componentes.

El preventor cuádruple tiene la siguiente configuración (Fig.1.13):

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

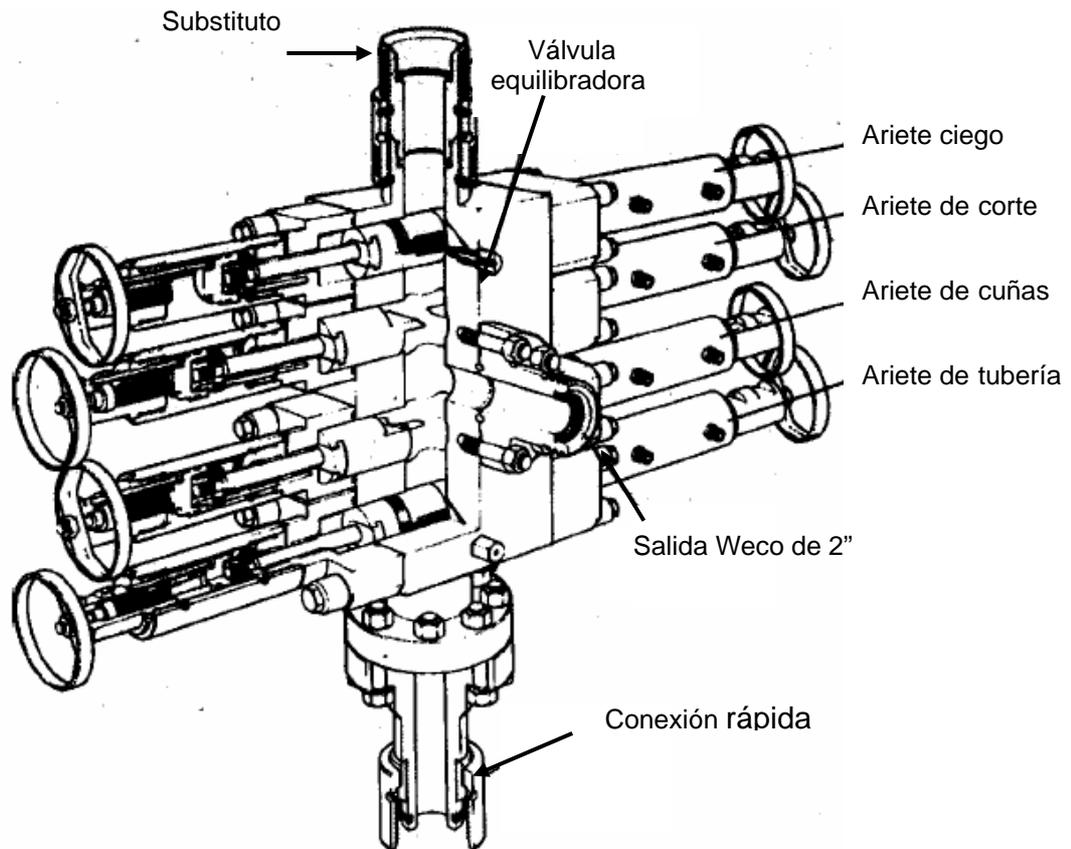


Fig.1.13 Preventor cuádruple.

Preventores combi. Los preventores tipo combi están equipados con dos juegos de rams: de corte y sello y/o anular y cuñas, los cuales se pueden operar en forma combinada ante cualquier descontrol del pozo, cuya función es la siguiente:

- a).- Rams ciego de corte. Cierra y corta la tubería.
- b).- Rams de tubería y cuñas. Está diseñado para que al cerrar sujeten la tubería y efectúen un sello al rededor de la misma sin dañar la superficie.

Estopero (stripper). Es uno de los componentes principales, su función es la de soportar la presión del pozo o cualquier flujo durante las operaciones con tubería flexible. Asimismo, trabaja en pozos en condiciones fluyentes, ya que las presiones son controladas por dos elementos de sello (uretano y nitrilo). Ante cualquier efecto de presión de algún sistema hidráulico, sellan sobre el cuerpo de la tubería flexible, ya sea durante la introducción y extracción de la misma.

El mecanismo de acción hidráulica se realiza desde la cabina de control, el stripper está localizado en la parte inferior de la cabeza inyectora, y tiene un rango de trabajo de 10,000-15,000 psi y, además, es resistente al ácido sulfhídrico. (Fig. 1.14).

DESCRIPCION DEL EQUIPO DE TUBERIA FLEXIBLE

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

El stripper convencional es el más complicado para reparar los repuestos sellantes, el de ventana es más versátil, ya que las maniobras de conexiones son más rápidas, ambos operan a presiones superiores a 10,000 psi y no tienen limitaciones en el manejo de cualquier diámetro de tubería flexible. En cambio el stripper tipo radial opera a presiones hasta de 15,000 psi, pero tienen la limitante de manejar diámetros mayores de 2 3/8".

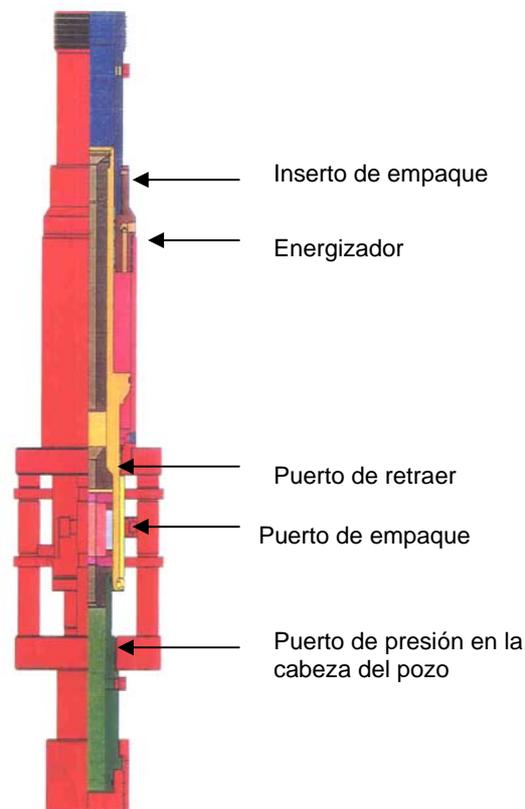


Fig. 1.14 Stripper o estopero y sus principales componentes.

f).- 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 TF en lugar del equipo convencional, se requiere de un sistema auxiliar (subestructura) como el fin de soportar la carga, y como un medio seguro y práctico para realizar las maniobras. Actualmente, se han desarrollado diferentes tipos de estructura, la tradicional con cuatro patas ajustables en forma hidráulica y los nuevos diseños capaces de soportar cargas vivas de 200,000lbs, ya que permiten la colocación de la cabeza inyectora sobre el piso de la misma estructura o en el tazón de las cuñas, también ubicado sobre el piso de la estructura.

Presas de fluidos. Son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y similar a las utilizadas en equipos convencionales de perforación.

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 ⁽²¹⁾

En operaciones costafuera, 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 permiten dar flexibilidad y versatilidad en la operación de los mismos.

Equipos para trabajos terrestres ⁽²²⁾

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 2

NORMAS DE SEGURIDAD Y POLÍTICA EN LOS SERVICIOS DE T.F.

2.1. Normas de Seguridad en operaciones con tubería Flexible^(3,23)

a).- Objetivos

- Prevenir lesiones al personal
- Evitar pérdidas de equipos
- Evitar daños al medio ambiente
- Evitar pérdidas del proceso (tiempo, materiales, etc.)

Antes, durante y después de un trabajo con tubería flexible

b).- Alcance de la norma

- Esta norma define los requisitos mínimos de operación para los trabajos de Tubería flexible.
- Esta norma cumple con la API RP5C7, sobre operaciones de tubería flexible en el servicio de pozos de gas y aceite, la cual se integra a este trabajo.
- Respetar todas las normas que se apliquen durante las operaciones con tubería flexible.

c).- Política

- Esta norma debe cumplirse invariablemente para todas las operaciones con tubería flexible.
- SIPAC debe ser desarrollada como norma local de SPMP.

d).- Responsabilidad

El Gerente de la compañía de servicio es responsable de proveer:

1. Equipo con un adecuado mantenimiento para realizar trabajos sin problemas.
2. Estructura de gerencia del trabajo.
3. Capacitación adecuada al personal de trabajo para cumplir con la norma.

e).- El personal de ventas y técnico son responsables de:

1. Conocer y entender ésta norma y todas las aplicables
2. Conjuntamente con el cliente, lograr que todos los trabajos se hagan según las normas aplicables.

El supervisor del equipo deberá hacer cumplir ésta norma. No debe exponer al personal y equipos a riesgos innecesarios.

f).- Personal

- El supervisor del pozo y el gerente de la compañía de servicio son responsables de asegurarse que le asignen a un trabajo suficientes personas para realizarlo con seguridad y eficiencia. Deben considerar la cantidad de equipo, montaje, duración y complejidad del trabajo.
- Igualmente deben asegurarse que la persona tenga la capacitación y experiencia necesarias para hacer el trabajo.
- Para ser operador o supervisor se debe haber completado el curso SEC o FES y haber asistido a un curso de control de pozos.
- Personal con entrenamiento y experiencia para operaciones con presiones mayores de 3500 psi en la cabeza del pozo.

Planificación y diseño de la operación

Es práctica común a nivel internacional establecer sistemas de trabajo los cuales se diseñan bajo esquemas de participación de grupos, generación y análisis de información y de común acuerdo para obtener una decisión final. En el segmento de planeación y diseño de la operación hay reuniones obligatorias como los siguientes trabajos:

- Operación en pozo con presión.
- Perforación o molienda de cualquier tipo.
- Pesca.
- Disparos o registros con TF.
- Control de pozos con TF.
- Cualquier operación arriba de 3,500 psi en la cabeza del pozo.

Se deberá recopilar algunos datos como el estado mecánico del pozo, información del yacimiento, etc.

2.2 Categorías de trabajo

Tres divisiones están basadas en la máxima presión del cabezal esperada durante la operación:

1. 0 a 3,500 psi, normal
2. 3,500 a 7,000 psi, alta presión
3. 7,000 a 10,000 psi, alta presión

No se permiten operaciones con TF arriba de las 10,000 psi.

Requisitos y limitaciones mínimas

Todos los trabajos requieren del empleo de simuladores y modelos, tolerándose un máximo del 6% en el crecimiento del diámetro exterior de la TF y la fatiga permitida es de:

- Hasta 99% en operaciones de 0 a 3,500 psi
- Hasta 50% en operaciones de 3,500 a 7,000 psi
- Hasta 20% en operaciones de 7,000 a 10,000 psi.

La máxima presión de bombeo con la tubería estática y en movimiento será de:

CATEGORIA	ESTÁTICO	DINAMICO
0 - 3,500 psi	5,000 psi	4,000 psi
3,500 - 7,000 psi	8,500 psi	7,000 psi
7,000 - 10,000 psi	10,000 psi	9,000 psi

2.3 Equipos y limitaciones mínimas ^(20,23)

- Todos los trabajos requieren doble válvula check, preventor de 10,000 psi y el equipo para monitorear en tiempo real la ovalidad de la tubería.
- Strippers de 0-3,500 psi y 3,500 a 7,000 psi, un stripper de 10,000 psi y en el rango de 7,000 a 10,000 psi, se requieren dos, uno superior de 10,000 psi y uno inferior de 15,000 psi.
- Conexión de la cruceta de flujo de la compañía con las siguientes características, de 0 a 3500 psi brida con adaptador Weco 1502, y de 3,500 a 7,000 psi y de 7,000 a 10,000 psi, usar uniones de bridas.
- La tubería debe ser de 70,000 psi o más, de resistencia al punto de cedencia.
- Categorías

Especificaciones de tuberías para diferentes rangos de presión.

Categoría (psi)	Diámetro (pg)	Espesos min. (pg)
0 a 3,500	1 o mayor	0.087
3500 a 7000	1 a 1 ¾	0.156
7000 a 10000	1 a 1 ¾	0.175

2.3.1 Equipo requerido para operaciones con presiones de 0 - 3500 psi

Todo el equipo es de 10,000 psi de trabajo y 6,000 psi de prueba

- Stripper convencional
- Conector rápido
- Ariete ciego
- Ariete de corte
- Puerto de matar
- Ariete de cuñas
- Ariete de tubería

Si van a retornar fluidos corrosivos o abrasivos, se debe usar una cruceta de flujo (con dos salidas de brida y con válvulas dobles) debajo del ariete de tubería.

2.3.2 Equipo requerido para operaciones con presiones de 3,500 - 7,000 psi.

Todo el equipo es de 10,000 psi de trabajo y 8,000 de prueba

- Guía anti-pandeo
- Stripper convencional
- Puerto igualador y de bombeo
- Stripper radial o de ventana
- Ariete ciego
- Ariete de corte
- Puerto de matar
- Ariete de cuñas
- Ariete de tubería
- Cruceta de flujo con dos salidas de bridas y con válvulas dobles
- Ariete ciego de corte
- Ariete de tubería.

Equipo requerido para operaciones con presiones de 7,000 - 10,000 psi.

Todo el equipo es de 15,000 psi de trabajo y 13,000 psi de prueba.

- Guía anti-pandeo
- Stripper convencional de 10,000 psi
- Puerto igualador y de bombeo
- Stripper radial 10,000 psi
- Ariete ciego
- Ariete de corte
- Puerto de matar
- Ariete de cuñas
- Ariete de tubería
- Cruceta de flujo con dos salidas de bridas y con válvulas dobles
- Ariete ciego de corte
- Ariete de tubería

2.3.3 Equipo adicional ⁽²⁰⁾

Los sistemas de acumuladores deberán tener las siguientes características:

- Deben cumplir con la norma ASME Sección VIII Div 1.
- Debe revisarse la precarga antes de cada trabajo, una placa permanente debe indicar la presión de precarga.
- El acumulador debe tener suficiente volumen para poder Cerrar-Abrir-Cerrar todos los componentes de los preventores a la presión máxima esperada.

1.- Otras consideraciones son:

- El encargado de pozo puede autorizar la eliminación de las válvulas check
- Se deben usar detectores de gas en los pozos de gas o cuando hay líneas de venteo de gas.
- Se deben colocar conos de viento si hay riesgo de H₂S
- Solo se permite levantar presión hasta 3,500 psi.
- Debe haber un diagrama del arreglo de preventores en la cabina de control indicando función y posición de abierto y cerrado.

2.- Colocación del equipo

Se debe colocar el equipo contra el viento dominante, tratando de evitar que las líneas pasen por debajo del camión. Coloque la grúa opuesta a la unidad de TF respecto al pozo, así mismo, el operador debe tener visibilidad a la cabeza inyectora y carrete de tubería.

3.- Armado del equipo

- El equipo deberá de armarse con las siguientes recomendaciones:
- Reduzca la exposición a trabajos en altura y debajo de cargas suspendidas. Solamente se puede trabajar debajo de la cabeza inyectora si está colgada del block viajero y con el freno asegurado.
- Las velocidades del viento, de 40 Km./hr para armar. Ya instalado el trabajo puede continuar hasta los 64 km/hr máximo.
- Si se coloca la cabeza inyectora en el piso, solo se pueden usar las patas de acero cortas.
- Se debe instalar un freno de caída y un pescante en la cabeza inyectora
- Las mangueras deben de tener conexiones tales, que solo sea posible conectarlas correctamente.
- Cuando se inserte tubería de 1 ¾" o mayores en la cabeza inyectora se debe de usar una línea de acero de guía.
- Probar el conector de la TF al menos con 5,000 lb de tensión
- Asegúrese de que la válvula maestra esté cerrada y abra la válvula de sondeo para desfogar el cabezal del pozo. No continúe la operación si la válvula maestra tiene fuga.
- Instale y efectúe las pruebas de funcionalidad y de presión de los preventores.
- Instale la cabeza inyectora, asegúrese de que la grúa sostenga el peso de los preventores y la cabeza inyectora.
- Realice la prueba de presión final a PT2
El cliente debe operar el ½ árbol de válvulas. La compañía puede hacerlo bajo su orden directa. Se deben contar y anotar las vueltas para abrir o cerrar la válvula maestra.

4.- Conexión roscada al pozo

Se permite conectarse al pozo con una unión roscada solamente si se cumplen todas las siguientes condiciones:

- La máxima presión esperada durante las operaciones es de 2,000 psi
- No existe una conexión de brida en el pozo para poder conectarse.
- No hay presencia de H2S.
- El encargado del pozo ha autorizado la operación.

En este caso se debe:

- Usar adaptadores roscados integrales de 10,000 psi de trabajo
- La TF debe ser de 1 ¾" o menor
- La cabeza inyectora debe ser sostenida por patas de acero y con cuatro vientos de cadena o cable.
- El preventor debe estar justo sobre el adaptador roscado. No se permite lubricadores o
- madrinas debajo de los preventores.

- Conexión con bridas al pozo
- Se deben usar adaptadores integrales de una sola pieza, la presión de trabajo debe ser de 10,000 o 15,000 psi.
- Nunca use anillo mas de una vez, se deben desechar los usados.
- No se realizará la conexión si la válvula de sondeo fuga
- No se permite colocar madrinan debajo del ariete de ciego de corte.

2.4 Pruebas de presión

- Efectuar antes de cada trabajo o cada siete días de operación continua
- Las pruebas de presión deben ser registradas, documentadas y certificadas por el cliente.
- La prueba se hace en dos pasos de cinco minutos cada una:
 - 1.- Hasta 250 psi para evidenciar fugas mayores
 - 2.- Hasta la presión de prueba
- Solo se puede probar con agua o con fluido limpio. Se puede usar N2 solo si no hay otro fluido en la localización.

2.4.1 Pruebas de presión 1 (PT1)

1. Asegurar todas las conexiones hidráulicas, realizar pruebas de funcionamiento de cada ariete de los preventores (Abrir y cerrar).
2. Instalar el preventor en el pozo.
3. Montar las líneas de tratamiento desde la unidad hasta el carrete, cabeza del pozo y preventor de la TF según las normas establecidas por SIPAC. Llenar las líneas de tratamiento y realizar las pruebas de presión según las normas de SIPAC.
4. Asegurarse de que cada válvula de aislamiento sea probada, incluyendo el manifold del carrete y la válvula interna del carrete.
5. Llenar los preventores con fluido, bombeando a través de la línea de matar o de la cruz de flujo. Parar de bombear y cerrar los arietes ciegos abrir la válvula igualadora y establezca circulación a través del puerto de igualación
6. debido a la extrema restricción en el puerto igualador y la obstrucción potencial del mismo, se recomienda usar la bomba centrífuga para establecer la circulación.
7. Cerrar el puerto igualador del ariete ciego, y realizar prueba de presión del cuerpo del preventor, arietes ciegos, línea de matar y "T" de flujo.
8. Purgar la presión a través de la línea de descarga. Cuando la presión sea 0 psi, abrir los arietes ciegos.

2.4.2 Pruebas de presión 2 (PT2)

1. Insertar la tubería en la cabeza inyectora y aplique suficiente presión en los patines, (mínimo 300 psi). Asegure la cabeza inyectora. Llene el carrete con fluido.
2. Instale el conector de la TF y la válvula check, bombear para asegurarse que la válvula check está bien colocada. Use la velocidad más alta de la bomba y ajuste la válvula de seguridad (clavo) a 1,500 psi.
3. Pruebe el conector por lo menos con 5,000 lb de tensión, libere la tensión.
4. Instale el aparejo de fondo.
5. Instale la cabeza inyectora y tocar el stripper con el aparejo de fondo ajustar el indicador de profundidad e indicador de peso a cero.
6. Mida desde el ariete de tubería hasta el cuadro inferior de la cabeza inyectora. Cierre el ariete de tubería.
7. Abrir la válvula igualadora de los arietes de tubería, cerrar la válvula de aislamiento montada en la línea de matar de los preventores.
8. Retraiga los strippers y bombeeé a través de la tubería flexible hasta que el fluido se vea salir entre las gomas del stripper.
El bombeo debe ser realizado con extremo cuidado debido a la restricción de la válvula igualadora.
9. Suspanda el bombeo y cierre la válvula igualadora de los arietes de tubería. Lleve a cabo la prueba de presión de los arietes de tubería bombeando a través de la tubería flexible hasta PT2.
10. Energizar el sistema de empaquetadura del stripper superior (mínimo 500 psi). Abra la válvula igualadora de los arietes de tubería. Permita que la presión se iguale y pruebe el stripper hasta PT2.
11. Verifique que todos los manómetros muestren la misma presión.
12. Energice el stripper superior, si está presente. Retraiga el stripper superior. El stripper inferior deberá soportar la presión.
13. Cierre la válvula igualadora de los arietes de la tubería. Abra el ariete de la tubería.
14. Purgar la presión a través de la línea de matar o a través de la cruceta de flujo hasta 1,500 psi.
15. Purgue la presión de la tubería flexible a través del manifold del carrete hasta 0 psi. En este momento se está aplicando una presión diferencial de 1,500 psi contra las válvulas check.
16. Verifique que las válvulas check resistan la presión.
17. Después de esta prueba, purgue la presión a través de la línea de matar.
18. Descargue toda la presión a través de la línea de matar por la cruceta de flujo.
19. Cierre todos los estranguladores y las válvulas de las líneas de matar.
20. Energice el stripper, iguale la presión debajo del stripper con la presión del pozo. Abra la válvula maestra de la cabeza del pozo y comience a meter la tubería.

2.4.3 Pruebas en árboles de válvulas

Si se está instalado en un árbol de válvulas y al realizar la prueba de presión y hay abatimiento de la misma sin observar fuga en sondeo no sella la presión desde arriba. Se debe acordar entre el encargado de pozo y equipo si se continua con la operación.

Si se está conectando a un preventor que no sea de la compañía, se debe verificar el registro de una prueba de presión realizada en los últimos siete días, y que el preventor pueda cortar la TF.

2.4.4 Operaciones normales

Introducir y retirar la TF del pozo

- Las presiones del motor de la cabeza inyectora deberán ser las menores necesarias para evitar daños a la sarta si se encuentra un obstáculo.
- El operador debe estar atento al indicador de peso. Si se manifiesta cualquier obstrucción se debe detener la tubería inmediatamente.
- La válvula de suministro al preventor deberá estar abierta mientras haya tubería en el pozo.
- El área debajo y a los lados de la TF entre el carrete y la cabeza inyectora se debe considerar de alto riesgo.
- Revise los cables de la cabeza inyectora y el indicador de peso de la grúa durante el trabajo, para asegurarse que la grúa sostiene el peso de la cabeza inyectora y de los preventores.
- Cuando se pase a través del cabezal del pozo o de los preventores, la velocidad de la TF será menor a 20 pie/min.

2.4.5 Bombeo de fluidos

- Los cortes deberán ajustarse a la máxima presión admisible de bombeo.
- Todas las unidades de bombeo tendrán un operador calificado.
- Durante la circulación se deberá verificar lo siguiente, de manera que el pozo no fluya más de lo que se bombea:

1. El gasto de bombeo.
2. El gasto de retorno.
3. El volumen en presas activas.
4. La presencia de gas o aceite en el lodo.

El flujo del pozo se controlará con un estrangulador variable.
Use inhibidor si usa ácido. Si es necesario desplace el carrete con N2 después del trabajo.

2.4.6 Operaciones realizadas después de la aplicación de la T. F.

- Se debe retirar la TF del pozo.
- Se debe cerrar la válvula del pozo. Y descargar toda la presión sobre esta válvula.
- Se debe apoyar la cabeza inyectora sobre las patas de acero o sobre una mesa hidráulica y estar sujeta con cadenas en las cuatro esquinas, retirar la cabeza inyectora del pozo.
- Cierre y asegure manualmente los arietes ciegos.

- Si uno de los puntos anteriores no es posible cumplirlo, debe quedar en localización un operador de TF con experiencia de control de pozos en la localización y alguien capaz de manejar la grúa. Se debe haber retirado la tubería del pozo y cerrar los arietes ciegos.

Procedimientos de emergencia

2.4.7 Cierre de los preventores

- Detenga la TF, cierre arietes de cuñas y anular. Discútase el procedimiento a seguir con el cliente si la situación lo permite.
- Detenga el bombeo.
- Cierre el ariete
- Levante la tubería sobre los arietes ciegos.
- Cierre los arietes ciegos.
- Asegure manualmente todos los arietes.
- Prepárese para circular a través de la TF que permanece en el pozo.

2.4.8 Falla de la tubería en la superficie

- Detenga la tubería cuando el daño haya librado las cadenas. Alerta al personal y reduzca de gasto de bombeo al mínimo posible sin provocar colapso.
- Evalúe la situación. Existe riesgo inmediato para el personal o equipo (H2S, fluidos inflamables, fluidos energizados).
- Si la respuesta es Si:
 1. Efectúe el procedimiento de cierre de emergencia de los preventores.
 2. Controle el pozo y prepárese para pescar la TF.
 3. Si la respuesta es NO hay tres opciones:
 - Ø Colocar la fuga entre el stripper y el ariete de tubería
 - Ø Continuar sacando tubería
 - Ø No es crítico, se trata de reparar la falla

2.5 Falla de la tubería en la superficie: ⁽²³⁾

Tratar de colocar la fuga entre el ariete de tubería y el stripper (Figura 2.1)

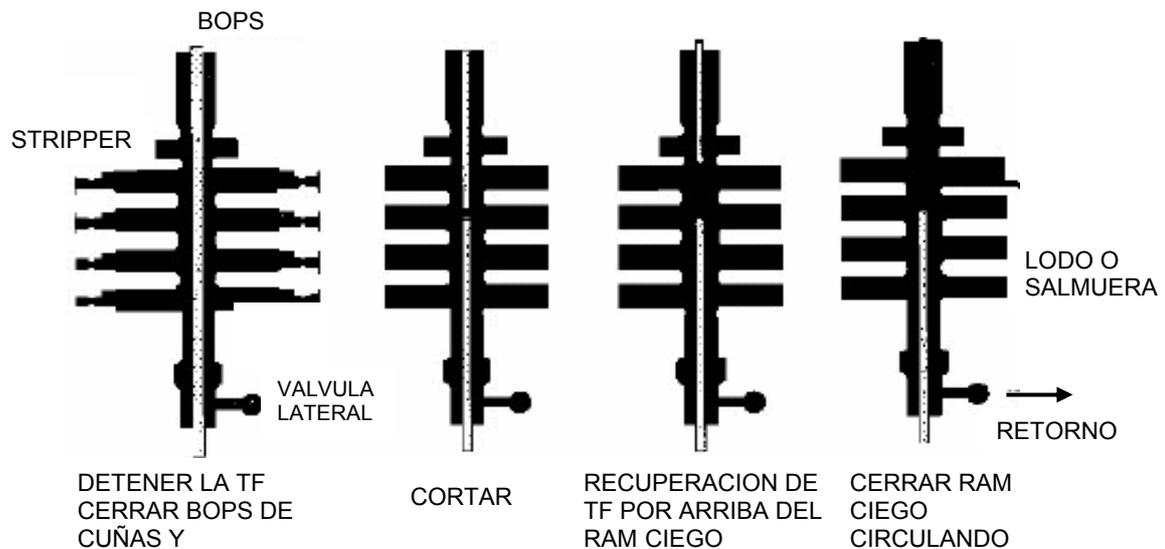


Fig.2.1 Procedimiento de cierre de emergencia

a).- La falla es relativamente grande y se ha decidido colocarla dentro del pozo

- Meter la TF y posicionar la falla de la tubería entre el ariete de tubería y el stripper.
- Detenga la tubería y cierre los arietes de cuñas y tubería.
- Inicie la operación de control dentro del pozo.
- Cuando el pozo está controlado, retire la TF y efectúe la reparación.

b).- Falla de la tubería en superficie: Continuar sacando tubería

La falla es relativamente pequeña y se puede continuar sacando tubería

- Mantenga el mínimo gasto de bombeo
- Desplace el fluido del carrete con agua si es posible
- Retire toda la sarta del pozo.

c).- Falla de la tubería en superficie: Tratar de reparar la TF

La falla no es crítica, ni hay peligro inmediato (Por ejemplo el pozo está controlado).

- Detenga la tubería y cierre los arietes de cuñas y tubería
- Desahogue la presión sobre el ariete de tubería y de la TF
- Verifique que las válvulas check estén sellando
- Si no están sellando, realice el cierre de emergencia de los preventores
- Si están sellando, asegure la tubería con una grapa en la cabeza del contador de profundidad
- Desplace el fluido del carrete con agua si es posible

- Coloque grapas a ambos lados de la falla y conéctelas con un cable de acero apropiado
- Retire el personal del área entre el carrete y la cabeza inyectora.

b).-Falla de la tubería en superficie: Tratar de reparar la TF

- Abra el ariete de tubería y cuñas
- Retire la grapa de la cabeza del contador
- Levante hasta que la falla esté cerca del suelo donde se pueda reparar
- Cierre el ariete de cuñas y de tubería
- Coloque una grapa en la cabeza del contador
- Corte la tubería que ha fallado y reconecte con un conector doble roll-on o un conector doble grapa
- Retire las grapas, continúe sacando tubería.

2.5.1 Colapso de la TF

- Levante hasta colocar una sección de TF en buen estado en el ariete de tubería
- Cierre y asegure los arietes de tubería y de cuñas
- Pruebe el ariete de cuñas apoyándole el peso de la TF lentamente
- Cierre y controle el pozo. Planifique la pesca.

2.5.2 Fuga entre los preventores y el cabezal del pozo

- Detenga el bombeo y verifique si hay flujo en la superficie
- Si no hay presión en superficie: continúe sacando la TF lentamente bombeando para evitar que el pozo aporte fluidos. Cuando la TF quede arriba de la válvula maestra, cierre la válvula maestra.
- Si hay fuga en la superficie, comience a bombear fluido mas pesado disponible por el anular y la TF simultáneamente. Trate de retirar la tubería del pozo rápidamente. Asegúrese de que el pozo siempre esté lleno. Al quedar arriba de la válvula maestra, cierre la válvula maestra.
- Si durante la operación descrita arriba aumenta el riesgo de fuga de (H_2S , hidrocarburos, gas, etc.) se sacará la tubería y se cortara para garantizar que al dejarla caer, dejará libre las válvulas del árbol para cerrar la válvula maestra.

2.5.3 Fuga en el stripper

- Detenga la tubería
- Aumente la presión hidráulica del stripper o active el segundo stripper
- Decida si se puede cambiar las gomas o continuar el trabajo con mayor presión en el
- Empaque
- Si se van a cambiar los empaques:
 - 1. Cierre los arietes de cuñas y tubería y asegure manualmente
 2. Drene la presión sobre el ariete
 3. Reemplace los empaques
 4. Aplique presión hidráulica al empaque, usando la válvula igualadora, permita que la presión sobre y debajo del ariete de tubería sea la misma
 5. Quite el seguro manual y abra los arietes de cuñas y de tubería.

2.5.4 Descenso incontrolable de la TF

- Alerta al personal
- Aumente la presión del sistema de tracción
- Si no se logra control, aplique presión de tracción de emergencia. Mantenga la válvula reguladora de presión (Monsun Tison) en la posición de “meter tubería “
- Si no se logra control, aplique la máxima presión al stripper.
- Si no se logra control, abandone la cabina de controles
- Cuando la TF haya tocado el fondo del pozo, cierre los arietes de cuñas y tubería
- Verifique las presiones de bombeo para determinar si ha ocurrido daño a la sarta en el fondo del pozo
 - ◆ Inspeccione los bloques de agarre. Limpie o repare según el caso.
 - ◆ Coloque presión apropiada a los gatos de tracción y tensión
 - ◆ Si se tiene control del pozo y no hay falla mecánica, abra los arietes de cuñas y de tubería.
 - ◆ Lentamente saque la tubería.

2.5.5 Extracción descontrolada de la tubería

- ◆ Alerta al personal
- ◆ Aumente la presión del sistema de tracción
- ◆ Si no se logra el control: Aplique presión de tracción de emergencia, mantenga la válvula Monsun Tison en la posición de “sacar tubería”
- ◆ Si no se logra control, aplique máxima presión al stripper
- ◆ Si no se logra control, abandone la cabina de controles
- ◆ Si es posible, se debe cerrar la válvula maestra y el ariete ciego

2.5.6 Falla del cuello de ganso

- ◆ Detenga la tubería
- ◆ Cierre y asegure manualmente los arietes de cuñas y tubería
- ◆ Retire la tensión del carrete y aplique el freno del carrete. Coloque una grapa en la tubería en la cabeza del contador
- ◆ Revise el daño. Si la TF está dañada, trátelo como tubería partida
- ◆ Si la tubería no está dañada, repare el cuello de ganso y continúe sacando tubería.

2.5.7 Fuga en las líneas de superficie

- ◆ Detenga el bombeo
- ◆ Detenga la tubería
- ◆ Cierre las válvulas de aislamiento de la tubería y la línea de matar
- ◆ Se puede decidir cerrar los arietes de cuñas y tubería, a juicio del supervisor
- ◆ Mantenga presión en la TF de acuerdo al resultado del simulador. Drene la presión de las líneas de superficie
- ◆ Repare las líneas de superficie, pruebe a PT1, continúe el trabajo.

2.5.8 Falla del paquete de potencia

- ◆ Detenga la cabeza inyectora, aplique los frenos, asegúrese que la TF esta detenida
- ◆ Aplique el freno del carrete
- ◆ Cierre y asegúrese los arietes de cuñas y tubería
- ◆ Mantenga la circulación, si es necesario
- ◆ Repare o reemplace el paquete de potencia
- ◆ Energice el stripper, iguale la presión arriba y abajo del ariete de tubería, abra el ariete y continúe la operación.

2.5.9 Falla en la grúa sobre la cabeza del pozo: Al fallar la grúa ocurren dos casos:

- ◆ Se ha dañado el cabezal del pozo
- ◆ Cierre el ariete de corte, cierre el ariete ciego
- ◆ Evacue la localización
- ◆ No se ha dañado el cabezal, y no hay fugas en la superficie
- ◆ Cierre los arietes de cuñas y de tubería. Prepárese a sacar la tubería

2.6 Control de brotes ^(1,2)

Introducción

El atractivo principal para realizar la actividad de perforación no convencional con tubería flexible, es la disponibilidad de diámetros y espesores de tubería mayores, lo cual proporciona el peso necesario para un avance eficiente.

Los procedimientos y precauciones para el control de pozos en perforación convencional son utilizados en la perforación con tubería flexible con algunas modificaciones. Por ejemplo, en agujeros esbeltos es muy importante que un brote sea detectado tan pronto como sea posible con ganancias no mayores a un barril. Las tuberías y equipos asociados a la Perforación con tubería flexible, actualmente en pleno desarrollo desde los primeros intentos en 1991. El estímulo principal para realizar esta actividad fue la disponibilidad de grandes diámetros que permiten pequeñas aportaciones de fluidos del yacimiento, pero pueden desplazar un volumen considerable de fluido de perforación, resultando un brote de gran magnitud. El sistema de detección de brotes más común para la perforación con tubería flexible es un medidor de flujo en la línea de retorno.

Si se usa espuma o aire como fluido de perforación implica que la presión del yacimiento es muy baja; en caso de presentarse un brote, el pozo generalmente se controla solo, en caso de complicaciones se bombea agua para controlarlo.

2.6.1 Conexiones superficiales

Un aspecto fundamental de la perforación con tubería flexible es la de strippear la sarta, en caso de que de presentarse un brote mientras se este efectuando un viaje. Sin embargo, se requiere generalmente un preventor anular el cual esta disponible en 4 1/16" y 7 1/16".

2.6.2 Tamaño y rango de presión de trabajo de los preventores.- El tamaño del paso del preventor, depende del diámetro del agujero o de la terminación planeada. Comúnmente son usados dos diámetros de 4 1/16" y el de 7 1/16", en casos especiales se usan de 11". Para muchas aplicaciones de perforación con tubería flexible se puede utilizar de serie 5000 psi, pero el rango de trabajo puede exceder.

De 4 1/16", 10,000 psi, quad (Preventor cuádruple), preventores de rams, estándar en operaciones de perforación con tubería flexible.

De 7 1/16", preventores de rams.- Sencillo o doble, en configuración de cuñas o de sello. El ram de cuñas puede ser de paso de 3" de diámetro exterior..

Preventor anular/stripper de TF.- Para la perforación con tubería flexible, la función es solamente de cerrar en el ensamble de fondo cuando se viaja.

Línea de matar.- Usada para matar el pozo, bombeando a través del espacio anular.

Línea de estrangular.- Usada para desviar la línea del múltiple de estrangulación controlando un brote y estrangulando el flujo que regresa del agujero.

2.6.3 Múltiple de estrangulación.- El rango de presión puede ser consistente con el rango de los preventores. El múltiple puede ser del tipo de perforación con dos estranguladores manuales, un manómetro (Algunas aplicaciones pueden requerir un estrangulador hidráulico variable). Este equipo es tan importante como los BOPs en la seguridad del equipo.

2.6.4 Línea de retorno del fluido.- Normalmente no es parte del equipo de control de pozos, pero cuando se usan dos juegos de preventores, la línea de retorno puede ser cerrada, si es necesario cerrar el pozo. Esto se hace con una válvula de control remoto instalada en la salida de la línea de retorno.

2.6.5 Control de preventores e instrumentos.- El Stripper y los preventores son controlados desde la cabina de control de la UTF, para los preventores de 7 1/16", y las válvulas operadas a control remoto en la línea de retorno o líneas de estrangular, la posición del control remoto esta ubicado en la Unidad Acumuladora o Unidad Koomey, que puede ser posicionada enseguida de la cabina de la UTF.

2.7 Métodos de control de pozos ^(1, 4,9)

Método de esperar y densificar

Es aquel que mantiene la presión de fondo constante. Desde que el pozo es cerrado hasta que se controla, la presión en el fondo puede ser mantenida o ligeramente mayor a la presión de la formación. Si esto se consigue sin tener pérdida de fluido o falla del equipo, el pozo se puede controlar sin permitir la entrada de más invasor.

Este método es el mejor en cuanto a ventajas y desventajas en comparación con otros métodos, ya que se efectúa en un tiempo corto y se consigue manejar en superficie las presiones más bajas que otros métodos.

En este método el pozo es cerrado después de ocurrir el brote. Se registran las presiones y se determina el tamaño del brote. El peso del lodo es aumentado antes de iniciar a circular, el fluido es bombeado al pozo, manteniendo la densidad y la presión, mientras se controla el pozo.

En las prácticas actuales es casi imposible controlar el pozo en una sola circulada, por la ineficiencia de desplazamiento en el espacio anular. Incluso en cualquier método de control.

a).- Inicio de la circulación

Una vez que es elegido el gasto para controlar, no se debe cambiar. Si la velocidad de la bomba varía, entonces los cálculos realizados con la (PIC) Presión Inicial de Circulación, la (PFC) Presión Final de Circulación y la cédula de bombeo deben de cambiar. Cuando el gasto de la bomba es llevada al gasto reducido y la presión en TR es ajustada con el estrangulador a la misma presión que se tenía cuando se cerró el pozo, el control cambia manteniendo la presión en TP, la cual debe ser igual a la PIC, la cual es la suma de la presión de cierre en la TP más la Presión Reducida (PR).

b).- Cédula de bombeo

El proceso de control de un pozo con TF tiene variaciones con respecto a las operaciones convencionales, debido a otras condiciones mecánicas como la longitud total de la tubería enrollada en el carrete. Otras variaciones importantes son el espacio anular, en el método convencional éste tiene la misma profundidad de la tubería de perforación o de producción, en cambio para la TF el espacio anular considerado sería mucho menor en todos los casos.

Los esquemas de bombeo usados en la TF son los mismos que los empleados en forma tradicional, no existe hasta ahora uno proceso.

c).- Ajustes en las presiones

Cuando se bombea el fluido de control dentro de la TP hasta que el pozo es controlado, se debe de ajustar la presión en TP, de acuerdo a la tabla o la gráfica de la cédula de bombeo. Si la presión en TP es incorrecta, debe ser ajustada al valor adecuado. Para hacer esto se debe considerar un pequeño margen no mayor de 50 psi.

d).-Brote en la superficie

Al llegar un brote de gas a la superficie, la presión en la TR y en la TP, disminuirán conforme el gas pasa por el estrangulador. Este último puede ser ajustado rápidamente hasta llevar la presión de TR al valor que tenía antes de llegar el gas al estrangulador. Esto es recomendable para mantener un control de presión en TR. Después de que la presión de TR regresa a un valor adecuado, y después de que se estabiliza un tiempo apropiado la presión en todo el sistema, entonces se deben hacer las correcciones necesarias para mantener la presión en TP a un valor programado. Cuando inicia a salir el brote a la superficie, la presión en TR puede incrementar, nuevamente se ajustará la presión en TR al último valor registrado.

e).- Circulación continúa

Una vez que el brote a salido a la superficie, mantendremos la presión final de circulación hasta que el fluido de control llegue a la superficie. Si la presión no cae por debajo de los valores planeados el brote ha sido circulado, entonces el pozo puede ser cerrado nuevamente. La presión en TP y en TR debe ser igual a cero. (Observando de 15 a 30 min). Si la presión es cero, el pozo está controlado, si la presión es mayor a cero, inicie a circular de nuevo. El problema puede ser que la densidad del lodo no haya sido constante, en este caso es posible que en el pozo pueda existir otro brote en camino. Si el pozo está controlado, se pueden abrir los preventores, teniendo precaución, porque puede haber una presión atrapada.

En el caso de trabajar con tubería flexible, el problema se minimiza por las dimensiones de los preventores y la facilidad de desfogar a través de las salidas laterales de los preventores cualquier presión.

2.7.1 Procedimiento general de control^(1,2)

1. El pozo es cerrado después de que se presenta el brote y se deben registrar las presiones estabilizadas en TP y TR, adicionalmente, se debe registrar el tamaño del brote.
2. El primer cálculo es la densidad de control, se debe densificar el lodo en las presas, al valor de la densidad de lodo en presas.
3. El resto de la hoja de trabajo se llena, mientras se incrementa la densidad al lodo en presas.
4. Cuando iniciamos la circulación, la bomba se lleva al gasto reducido mientras se mantiene una adecuada contrapresión.
5. Se debe mantener la presión en la TP de acuerdo a la cédula de bombeo. Todos los ajustes de presión, inician ajustando la presión en TR con el estrangulador. Cada ajuste de presión debe ser registrado.
6. Cuando el fluido de control llega a la barrena, se debe mantener el valor de la presión final de circulación calculada, hasta que el fluido de control llegue a la superficie.
7. Cuando el gas, o el lodo seguido de gas inician a pasar por el estrangulador, la presión en TR puede ser estabilizada al último valor ajustado y se debe mantener un valor adecuado, hasta que el pozo esté controlado.

2.7.2 Método del perforador

Este método es generalmente usado cuando no es necesario densificar lodo o cuando éste no es disponible. También es para circular un brote de un fluido invasor donde se tienen altas velocidades de migración y pueda provocar problemas el mantenerlo cerrado. Además, es empleado en equipos de tierra donde se tiene una cuadrilla pequeña y no se cuenta con facilidades para preparar lodo pesado, o cuando no se encuentra el coordinador de operaciones. El método del perforador es simple y seguro, pero puede causar altas presiones y requiere más tiempo para matar el pozo.

Este método no debe ser usado cuando se anticipa una pérdida de circulación. El método del perforador es una técnica para circular pozos, además puede ser el inicio del control del pozo.

Las operaciones para controlar el pozo son simples, si se siguen las técnicas básicas. Los procedimientos del método del perforador para controlar el pozo es la de circular el brote fuera del pozo. Entonces reemplazamos el fluido contaminado del agujero con un fluido que es más pesado, para dominar la presión de la formación. Entonces los preventores pueden abrirse y se normalizan las operaciones del equipo para poder continuar.

En el método del perforador:

1. El pozo es cerrado después de ocurrir el brote
2. La presión de cierre en TP estabilizada y la presión de cierre en TR son registradas.
3. El brote es circulado inmediatamente fuera del agujero.
4. Cuando se terminó de circular el ciclo completo, el pozo debe cerrarse en un segundo periodo.
5. Se circula por segunda vez con el lodo de control.

2.7.3 Método concurrente

En este método concurrente considera densificar el lodo mientras se está circulando. Esto es más complejo que otros métodos y ofrece pequeñas ventajas sobre el método de Esperar y Densificar, así que éste no es usado frecuentemente. Este método tiene la complicación de tener dos o más fluidos pesados a través de la tubería de perforación al mismo tiempo. Por lo tanto el cálculo de la presión hidrostática de fondo es más difícil.

Los principales cálculos mienten por el hecho de que las operaciones de control se inician tan pronto como se cierre el pozo y puede ser que la máxima presión permisible en superficie sea excedida. Se deberá esperar hasta que el fluido pesado llegue a la superficie, iniciándose la circulación con gasto reducido y la densidad del lodo se incrementa mientras se está circulando.

Las facilidades de mezcla en el equipo determinan el incremento del gasto.

Procedimiento.

Cuando todos los datos del pozo han sido registrados, se pone la bomba en línea, por uno de los métodos previos. Cuando se tiene el gasto reducido deseado, se establece la presión inicial de circulación. El fluido de control puede ser densificado a la máxima velocidad disponible con la bomba del equipo y los equipos de mezcla. Como la densidad del lodo cambia en la presa de succión, el operador del estrangulador deberá estar enterado.

El operador del estrangulador verifica y registra las emboladas de la bomba y anota el nuevo peso del fluido, para iniciar el bombeo sobre esos nuevos datos. Las emboladas para bombear fluido pesado desde la superficie hasta la barrena deben ser calculadas. Cuando el fluido alcance la barrena, la presión en la TP ha sido reducida, o corregimos para circular un fluido pesado a través del pozo. Cada cambio en la densidad del fluido debe ser anotado, también se deberán hacer los ajustes en la presión de la TP.

Una vez que el último fluido de control alcance la barrena, la presión final de circulación, puede ser alcanzada y desde este punto, mantener la presión constante hasta que la operación haya terminado.

2.7.4 Método del ingeniero

Procedimiento.-

1. Una vez detectado el brote, abrir el estrangulador y simultáneamente iniciar el bombeo del lodo con densidad de control a un gasto reducido.
2. Ajustando el estrangulador, igualar la presión en el espacio anular a la presión de cierre de la TR (PCTR).
3. Mantener la presión en el espacio anular constante (con ayuda del estrangulador) hasta que la densidad de control llegue al extremo inferior de la TF. Leer y registrar la presión en la TF.
4. Mantener constante el valor de la presión en TF (PFC) con ayuda del estrangulador. Si la presión se incrementa, abrir el estrangulador; si disminuye, cerrarlo.
5. Continuar circulando con la presión de TF. constante, hasta que salga lodo con densidad de
6. control en la superficie.
7. Suspender el bombeo y cerrar el pozo.
8. Leer y registrar las presiones en TP y TR.

Si las presiones son iguales a cero, el pozo estará bajo control. Si las presiones son iguales, pero mayores a cero, la densidad del lodo bombeado, no fue la suficiente para controlar el pozo.

Se deberá repetir el procedimiento con base a las nuevas presiones registradas. Si la presión en TP es cero, pero en TR se registra una presión, se tendrá el indicativo de que no se ha desplazado totalmente el espacio anular con densidad de control, debiéndose restablecer el bombeo con las presiones al cierre.

2.8. Protección al medio ambiente ⁽³⁾

Con objeto de garantizar la protección del medio ambiente en el cual se realizan las actividades con tubería flexible, deberá cumplir invariablemente las siguientes leyes y convenios:

Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Medio Ambiente.

Convenio para Prevenir la contaminación del Mar.

Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por vertimiento de Desechos y otras materias.

Norma API RP5C7, Para servicios con tubería flexible en pozos de gas y aceite.

Para lo cual Petróleos Mexicanos exigirá y vigilara que se cumplan las siguientes normas y reglamentos así como las recomendaciones editadas por la empresa.

No. Norma	Descripción
NO.01.01.19	Protección, contra incendio para plataformas en instalaciones marinas.
NO.05.1.01	Manejo, transporte y almacenamiento de explosivos.
NO.05.2.07	Manejo, transporte y almacenamiento de HCl.
NO.05.0.34	Manejo, transporte y almacenamiento de cilindros metálicos para gases comprimidos.
NO.05.1.35	Uso, almacenamiento y transporte de materiales y equipos que emiten radiaciones,
NO.10.1.01	Operaciones de perforación, reparación y terminación de pozos petroleros terrestres.
NO.10.1.02	Operaciones de perforación, reparación y terminación de pozos petroleros desde plataformas fijas, móviles, barcasas, y barcos perforadores en áreas marinas, aguas interiores y pantanos.
NO.10.1.03	Eliminación de desechos resultantes de las operaciones de perforación, reparación, estimulación e inducción a producción de pozos petroleros terrestres.

Boletines

- BO.01.1.03 Recomendaciones de seguridad para prevenir incendios en equipos de perforación y reparación de pozos.
- BO.05.1.01 Recomendaciones para el personal que transporta, almacena y emplea explosivos.
- BO.10.0.02 Recomendaciones especiales para el personal que ejecuta trabajos de perforación o reparación de pozos marinos o en aguas interiores.
- BO.10.1.01 Recomendaciones de seguridad para el personal que ejecuta labores de perforación y reparación de pozos petroleros.
- BO.10.1.23 Recomendaciones para el manejo seguro de herramientas manuales y mecánicas en equipos de perforación y reparación de pozos.
- BO.10.1.31 Recomendaciones de seguridad para la eliminación de desechos de pozos petroleros terrestres.

2.8.1 Reglamentos de seguridad

- RG.98.0.01 Reglamento de seguridad e higiene de Petróleos Mexicanos.

La tecnología ambiental debe buscar su aplicación a través de normas internas de operación, ambientales dentro del programa nacional de normalización.

CAPITULO 3

HERRAMIENTAS DE FONDO ^(4,20)

En los últimos años se ha incrementado el uso de la tubería flexible en las operaciones de pozos, es por ello que los fabricantes se han preocupado por desarrollar más y mejores herramientas de fondo. Debemos mencionar que las herramientas de fondo desarrolladas para operaciones con línea de acero han presentado una serie de cambios y se han adaptado a la tubería flexible, también se ha incrementado el uso de herramientas en las unidades de registros, llevando un gran avance ya que en la actualidad se pueden tomar registros de fondo en agujero descubierto y entubado.

Citaremos algunas ventajas de utilizar la tubería flexible con respecto a los equipos de línea de acero, de registros eléctricos y equipos convencionales de terminación y reparación de pozos.

1. Permiten el paso de fluidos a través de ellas. (Circulación constante).
2. Tener mayores rangos de tensión.
3. Rotación de herramientas con un motor de fondo.
4. Permite realizar operaciones a través de aparejos de producción.

Para operaciones con TF se han desarrollado diferentes tipos de herramientas, las cuales de cada fabricante tiene sus propias conexiones.

3.1. Tipos de conexiones

Actualmente las herramientas de fondo utilizadas para las operaciones con TF existen dos tipos: roscables y no roscables.

Conexiones roscadas. Los tipos de roscas más comunes en operaciones de tubería flexible son:

- ⇒ Conexión Dowell Estándar, Hydril CS, AW / BW ROD, API Regular y API Internal Flush.
- ⇒ Otras que dependen de las especificaciones del fabricante, como son paso, conicidad, sello, etc.

Conexiones no roscadas.- Este tipo de conexiones se utilizan donde es difícil hacer rotación de herramientas al realizar la conexión en la superficie como son herramientas de registros eléctricos que tengan un diámetro interior reducido para el paso de canicas o dardos y se dispone para diámetros de 1 1/8", 1 1/4".

3.2. Conectores para tubería flexible

Los conectores son la parte fundamental del enlace de la TF con las diversas sartas de fondo, para las diferentes aplicaciones. A continuación se citan los siguientes:

- 1.- **Conector de grapa.-** Este tipo de conector se sostiene y sella sobre el diámetro exterior de la TF, además provee de una conexión roscable con un sello O-ring para conectar una amplia variedad de herramientas de fondo (figura 3.1).

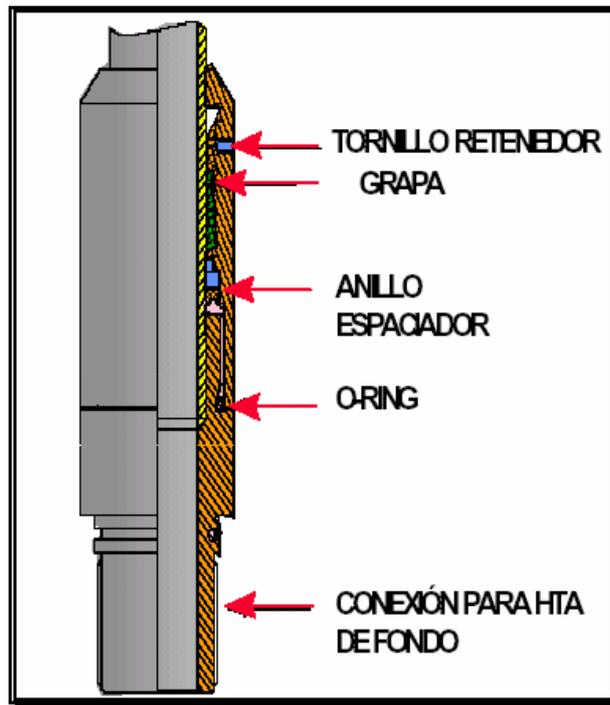


Fig.3.1 Conector de grapa.

- 2.- **Conector atornillado.-** Este tipo de conector es instalado en la tubería flexible y sujetado por una serie de tornillos en dos secciones y colocados a 90° cada uno, para tener mayor sujeción de la tubería. (Fig. 3.2)

Una de las desventajas de este tipo de conector es que restringe el diámetro interior de la sarta, no permite el paso de esferas o dardos. Para activar juntas de seguridad, válvulas de contrapresión, empacadores etc., entre las ventajas podemos citar la resistencia al torque, tensión y cuando se operan herramientas rígidas.

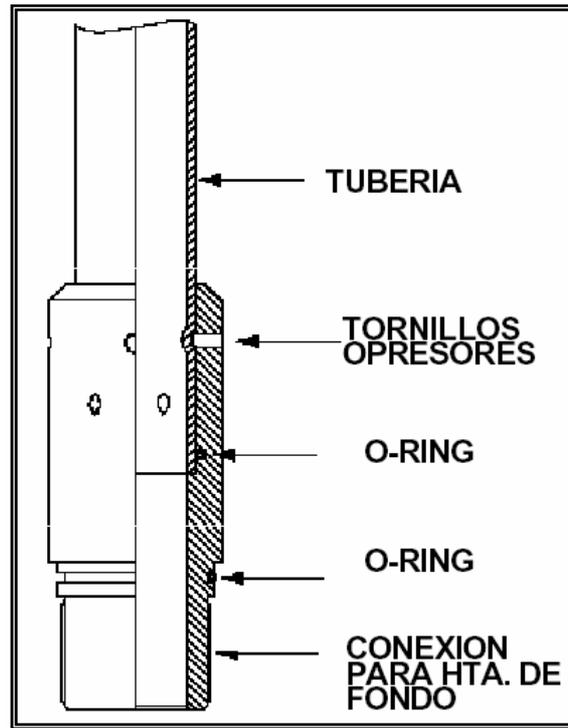


Fig. 3.2 Conector atornillado.

3. - **Conector roll - on.** - Existen dos tipos de conectores roll - on: sencillo y doble. El Sencillo es insertado en el extremo de la TF para sartas de pequeña longitud o para pruebas superficiales de presión y el doble es utilizado en la mayoría de los casos cuando hay daño superficial en la tubería permitiendo conectar con ello los dos extremos de la tubería para continuar enrollando la sarta en el carrete, la desventaja de utilizar este tipo de conectores es la reducción del diámetro interior y no poder tensionar la sarta en caso de atrapamiento.

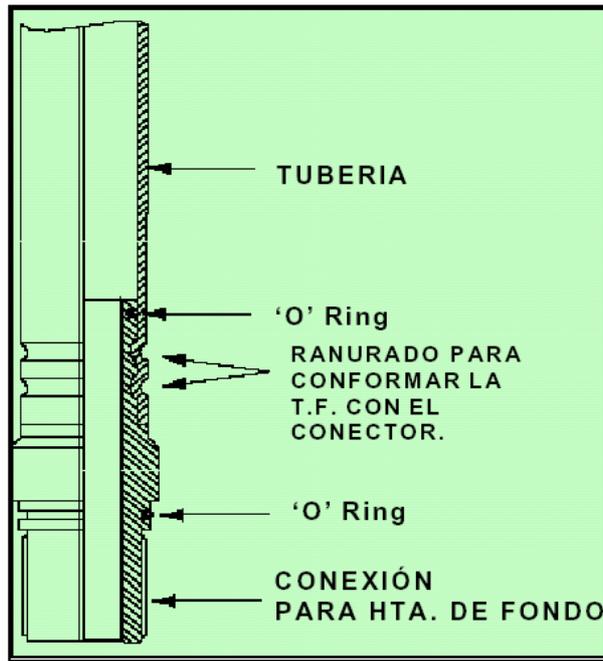


Fig. 3.3 Conector roll-on.

4. - **Conector roscado.** Este conector es el más utilizado en las sargas de herramientas de fondo ya que permite operar bajo tensión, torsión y no reduce el diámetro interior de éste.

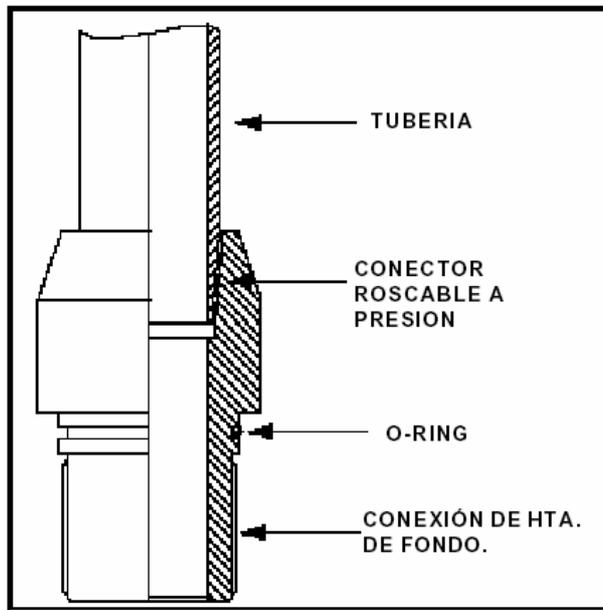


Fig. 3.4 Conector roscado.

5.- Conectores soldables.- Estos en la actualidad son de poco uso ya que existe el riesgo de atraparse y presentan el punto más débil en la soldadura de éste con la tubería. Una de sus ventajas es que el diámetro exterior de la sarta es uniforme.

3.3. Válvulas de contrapresión (Check)

Generalmente, las válvulas de contrapresión son instaladas dentro de la sarta de trabajo abajo del conector de tubería y se utilizan para prevenir la entrada de flujo de fluidos del pozo al interior de la TF y trabaja como una válvula de seguridad de fondo cuando se presentan fracturas o daños en la tubería que se encuentra fuera del pozo (superficie).

Existen dos tipos de válvulas de contrapresión:

a).-Válvula de contrapresión con asiento para esfera.- El diseño de esta válvula restringe el uso de herramientas de fondo ya que en el interior de esta se aloja una esfera de acero que impide el paso de otras herramientas, restringe el flujo de fluidos presentándose erosión en el asiento de la esfera ocasionado por los sólidos contenidos en el fluido de circulación. (Fig. 3.5.)

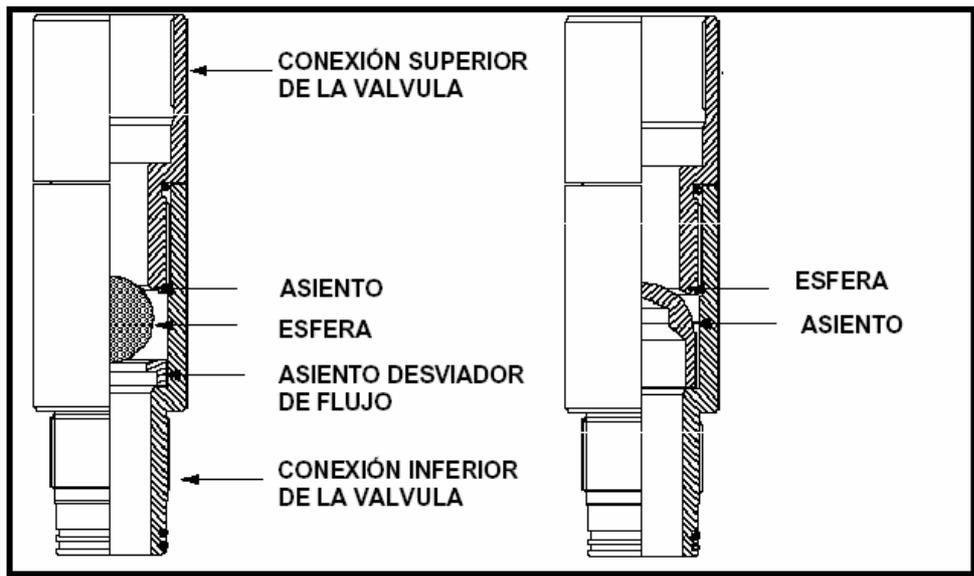


Fig. 3.5 Válvula de contrapresión con asiento para esfera.

b). - **Válvula de contrapresión de charnela.**- Por su diseño son comúnmente usadas ya que permiten el manejar herramientas de fondo como empacadores mecánicos o soltadores hidráulicos, fluidos con alto contenido de sólidos y utilizar técnicas de operación más complejas, reducen la erosión en su interior debido a que no se origina turbulencia. (Fig. 3.6.)

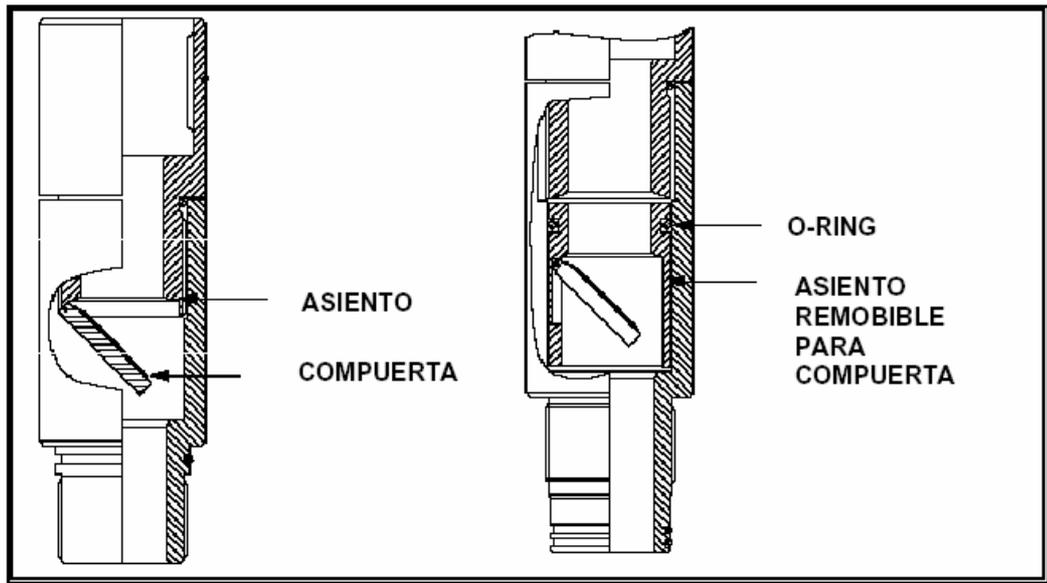


fig. 3.6 Válvula de contrapresión de charnela.

3.4. Juntas de seguridad

Estas herramientas se instalan abajo de las válvulas de contrapresión, cuya función principal de su diseño es dejar una boca de pez o cuello de pesca conocida, cuando se tenga que desconectar por algún motivo como una pegadura por presión diferencial, o por algún tipo de atrapamiento (colapso, sólidos, asfáltenos, carbonatos etc.), estas herramientas son diseñadas para poder reconectarse con la sarta apropiada para recuperar el pez. (Fig. 3.7.)

Para la selección apropiada de una junta de seguridad deben considerarse los siguientes factores:

- ❖ Método de operación.
- ❖ Pescado por recuperar.
- ❖ Cuello de pez.
- ❖ Aplicación de los requerimientos de operación.

3.41 Clasificación de las juntas de seguridad esta dada por el método de operación:

- **Tensión.-** Este debe ser el punto más débil de la sarta, ya que cuando se opere la tubería no sufra daño por elongación.
- **Presión.-** La presión aplicada a través de la tubería ejerce una presión diferencial dentro y fuera de la herramienta para actuar en el mecanismo.
- **Tensión - Presión.-** Es la combinación de los dos puntos anteriores.

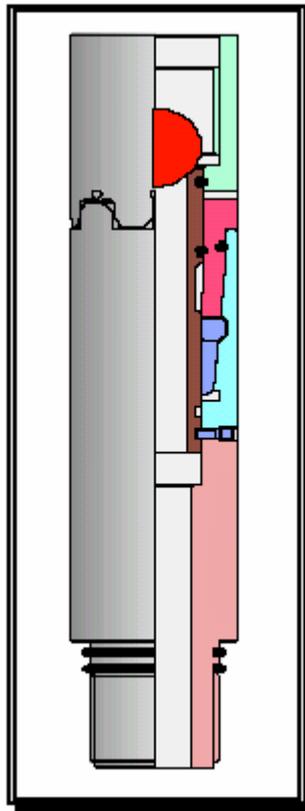


fig. 3.7 Juntas de seguridad.

3.5. Aceleradores

El acelerador generalmente se incluye en la sarta de herramientas de fondo cuando va integrado un martillo.

Los aceleradores consisten de un mandril deslizante a compresión el cual amortigua la energía liberada por el martillo cuando es forzado en la dirección de operación, su función principal es la de proteger las herramientas colocadas en la parte superior de la sarta y restablecer la energía liberada a éste. (Fig. 3.8)

Los aceleradores son clasificados en dos grupos:

1. Mecánicos.
2. Hidráulicos

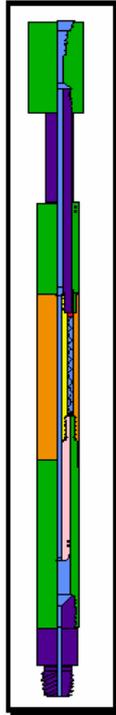


Fig. 3.8 Acelerador.

3.6. Martillos

Un martillo es una herramienta por medio de la cual se transmite un golpe súbito hacia arriba o hacia abajo al aparejo de herramientas, con el objeto de liberar la sarta. (Fig. 3.9)

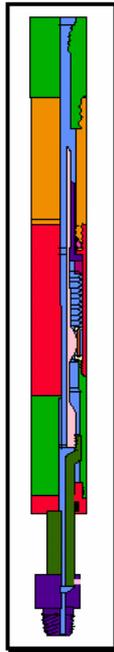


Fig. 3.9 Martillo.

En aplicaciones con tubería flexible el martillo generalmente incluye un mandril deslizante el cual permite la aceleración rápida de la sarta arriba del martillo, el viaje del mandril esta limitada por la longitud de carrera de éste, el cual golpea el freno en el exterior del mandril.

Comúnmente los martillos usados en tubería flexible pueden operar mecánica e hidráulicamente.

3.7. Pulling tool ⁽⁸⁾

Es una herramienta para recuperar pescados, los cuales tienen un cuello de pesca bien definido, pueden ser internos o externos y ser operados hidráulica o mecánicamente con liberación tipo "J". (Fig. 3.10)

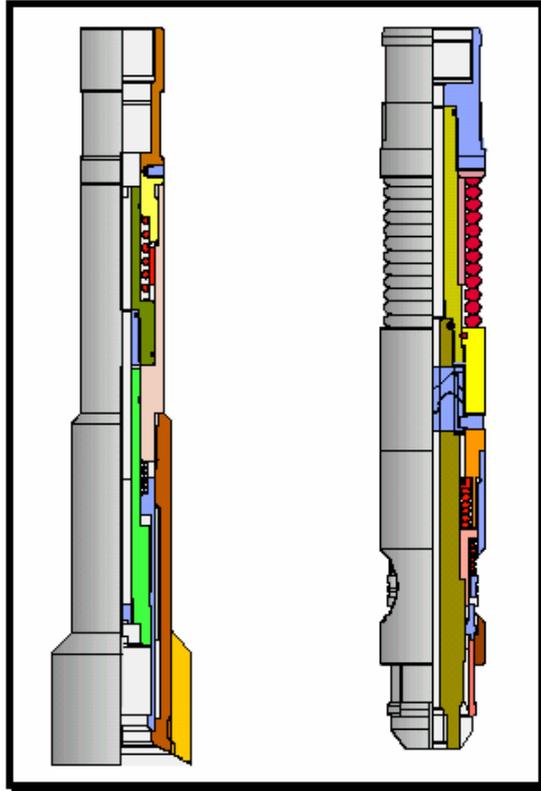


Fig. 3.10 Pulling Tool.

3.8. Pescantes exteriores ⁽⁸⁾

Este tipo de pescante está diseñado para operar sobre el cuello del pez que será recuperado, estos consisten de un juego de grapas las cuales giran sobre el interior de un tazón con cierto grado de inclinación para ir oprimiendo o cerrando las grapas y un seguro de éstas (Fig. 3.11), por cada giro se aumenta la torsión, incrementa el cierre de las grapas sobre el exterior del pez. Este tipo de pescante permite la circulación si el pez no puede ser removido los pescantes cuentan con un sistema de liberación.

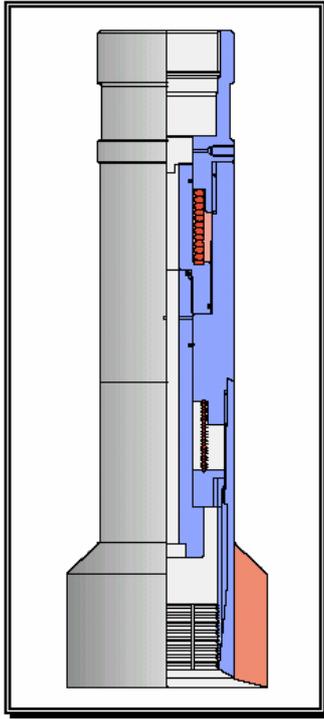


Fig. 3.11 Pescantes Exteriores.

Entre los pescantes exteriores mencionamos los siguientes:

- Over - Shot series 10, 20 y 150.
- Continuos.
- Kellog Socket.
- Zapatas de fricción.
- Tarrajas.
- Magnéticos.

3.9. Pescantes interiores

Este tipo de pescantes se utilizan para operarse dentro de la boca del pez, los arpones son los más comunes en operaciones de pesca. (Fig. 3.12)

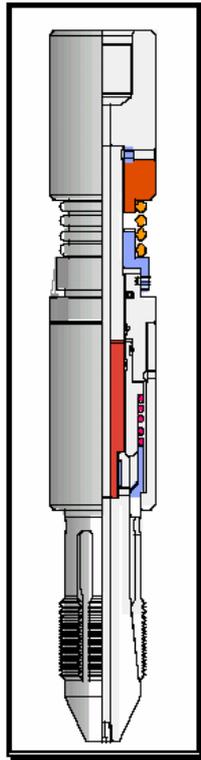


Fig. 3.12 Pescantes Interiores.

3.10. Operadoras de camisa

Actualmente las operadoras de camisas se instalan en sartas de tubería flexible y son empleadas en pozos de alta presión o alto gasto donde el flujo no permite realizar la operación con línea de acero, donde se requiere mayor tensión para operar a abrir o cerrar la válvula de circulación; éstas pueden ser activadas mecánica o hidráulicamente. (Fig.3.13)

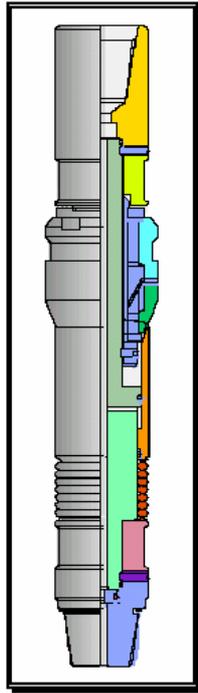


fig. 3.13 Operadoras de camisa.

3.11. Empacadores ^(4,23)

En operaciones de terminación con tubería flexible pueden utilizarse tres tipos de empacadores tales como:

- Mecánicos
- Hidráulicos
- Tapón puente

1.-Empacadores mecánicos

Los empacadores mecánicos se operan hidráulicamente por tensión y/o compresión y en diferentes diámetros.

La ventaja de los empacadores mecánicos es que son fabricados en diámetros pequeños y permiten el paso a través de nipples con diámetros reducidos, son operados por tensión y no se ven afectados por la hidráulica del pozo.

Las aplicaciones principales de los empacadores son:

Tapón puente temporal.- Para aislar zonas, controla el pozo o cuando se reparen las conexiones superficiales.

Tapón puente permanente.- Para abandono de intervalos.

Empacadores de prueba.- Para probar intervalos o realizar tratamientos en zonas, como estimulaciones, control de agua o arena, etc.

Empacadores de terminación.- Utilizados para la terminación o reparación de pozos.

2.- Empacadores hidráulicos

Se utilizan donde el anclaje mecánico no es confiable debido a las condiciones mecánicas del pozo. Los empacadores hidráulicos requieren para su anclaje del lanzamiento de una esfera y de aplicar presión en la sarta para activar el sistema de anclaje.

3.- Empacadores inflables

Tienen la habilidad de expandirse a un diámetro mucho mayor que el diámetro exterior del cuerpo original del empacador, se corren a través del aparejo de producción y se expanden en una relación máxima de 3:1, reduciendo proporcionalmente su capacidad de presión diferencial (Fig. 3.14).

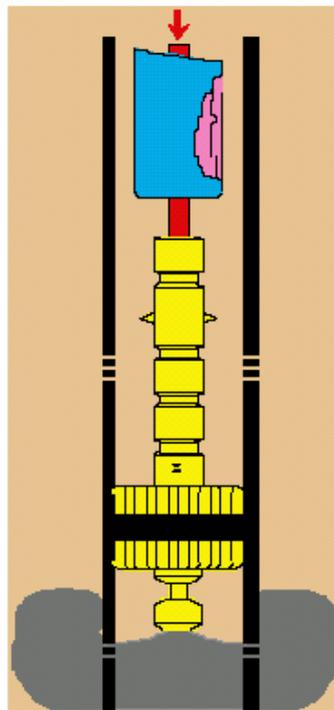


Fig. 3.14 Empacadores inflables.

3.12. Motores de fondo ⁽²³⁾

Son herramientas hidráulicas que sirven para proporcionar rotación, velocidad y torque a la barrena o molino durante la perforación o limpieza de un pozo.

La energía para hacer rotar el motor es proporcionada por el fluido que se circula a través de la sarta de herramientas desde la superficie.

3.12.1 Tipos de motores de fondo:

1).- Motores tipo turbina. Actualmente se inicia el uso de diámetros pequeños y se utilizan para pozos con alta temperatura.

2).- Motores vane. Estos motores se encuentran en una fase de prueba.

3).- Motores de desplazamiento positivo. Este tipo de motores consta principalmente de cuatro componentes:

- Sección de potencia. Compuesta por el rotor que es la parte móvil de acero y el estator que es la parte fija de la herramienta (elastómero).
- Sección de cojinetes
- Sección de transmisión
- Caja de barrena

Los motores de desplazamiento positivo están disponibles en todos los diámetros, pero especialmente en diámetros pequeños.

Los criterios para seleccionar un motor de fondo son los siguientes:

- Temperatura
- Diámetro exterior
- No. de etapas para calcular la velocidad
- RPM vs Gasto
- Torque vs Gasto
- Máximo gasto
- Máxima caída de presión

Se recomienda seleccionar el diámetro exterior máximo posible, una alta velocidad para agujeros reducidos (slim hole). Con el torque máximo y gasto para permitir una mejor limpieza del agujero especialmente en lutitas. Para motores de 4 3/4" asegurarse que el máximo torque multiplicado por dos sea menor que el máximo torque permisible en la T.F. y seleccionar un motor de baja velocidad o modificado.

Las desventajas de este tipo de motores son:

- No pueden circular fluidos corrosivos.
- Altas temperaturas de fondo.

3.13 Herramienta perforadora de impacto (Hipp Tripper)⁽²³⁾

Esta herramienta es de rotación e impacto en una sola dirección, puede trabajar con la mayoría de los fluidos incluyendo el nitrógeno, sus componentes no son afectados por solventes, aceite o diesel, sin embargo no están diseñados para trabajar con ácido o en ambientes con alta concentración de H₂S.

La potencia de esta herramienta es proporcionada por el fluido que se bombea a través de la TF y produce una acción recíprocante de rotación, la frecuencia de las reciprocidades depende del peso que se le aplica a la misma y del volumen bombeado.

El motor no iniciará a girar y golpear hasta que encuentre resistencia. Esto permite circular mientras se está introduciendo o sacando la herramienta sin dañar la tubería de producción. Esta herramienta utiliza un acelerador, el cual se puede describir como dos tubos telescopiados que se deslizan parcialmente hacia abajo a través de un resorte.

La herramienta puede ser introducida con o sin acelerador. Sin embargo, es recomendable cuando se pruebe en superficie y trabaje a profundidades mayores de 600 pies o con diámetros de tubería mayores de 1¼".

Ventajas

- Opera sobre la mayoría de los fluidos inclusive Nitrógeno
- No opera hasta encontrar resistencia
- Puede rotar y golpear
- Existen varios tipos de barrenas para operar según el tipo de resistencia
- Permite circular en cualquier momento

Aplicaciones más comunes:

- Tapones de resinas.
- Empacamiento de grava
- Cemento
- Incrustaciones de carbonatos
- Parafinas
- Puentes de cerámica
- Resistencias de Fierro

3.14. Escariadores

Se utilizan para limpiar el enjarre de las paredes del pozo o algún tipo de incrustaciones depositadas en la tubería de producción, se deben instalar junto con un motor de fondo y una barrena o un molino piloto como guía.

Estas herramientas tienen la capacidad de pasar a través del aparejo de producción y expandir sus brazos hasta alcanzar su máximo diámetro, los hay disponibles de dos y tres cuchillas.

3.15. Trompos difusores

Utilizados en el extremo de la sarta de tubería flexible, son de simple diseño y construcción. La posición y diámetro de la boquilla o puertos se determina por la acción de jet requerido para una específica aplicación de operación.

El tamaño y número de puertos maquinados en un trompo es determinado por la aplicación deseada, en general estas herramientas caen en dos categorías:

Trompo de circulación. Son utilizados donde los fluidos serán circulados sin el requerimiento de jet, tendrán un área de puerto mayor, pueden ser de varios puertos pequeños o un puerto de mayor diámetro, el criterio es que sea donde haya menor caída de presión a través de los orificios del trompo. (Fig. 3.15)

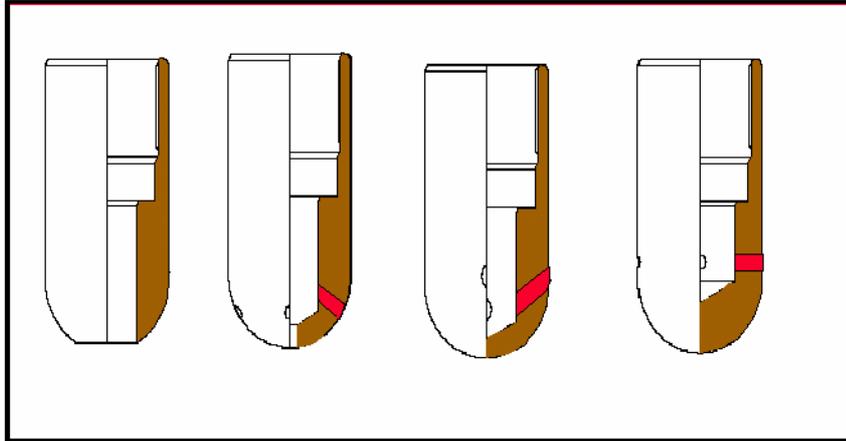


Fig. 3.15 Trompo de circulación.

Trompo tipo Jet. La eficiencia de este tipo de trompo es mayor y depende de la velocidad a través del puerto. Para generar la velocidad requerida, el gasto y la caída de presión a través del trompo deben ser los adecuados debido a la gran presión por fricción generada en la tubería flexible y toberas del trompo. (Fig.3.16)

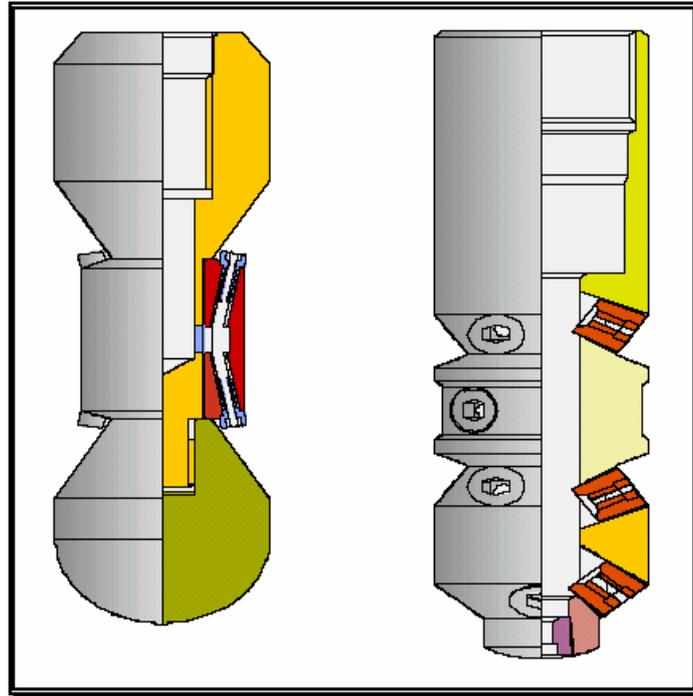


Fig. 3.16 Trompo tipo Jet.

Posición y Dirección de Orificios. La posición, forma y diseño de los orificios del jet afectan la acción del jet del trompo y en la mayoría de los casos será determinado por la aplicación deseada, son diseñados para realizar una de las siguientes funciones:

- Jet con orificios hacia abajo. Utilizados generalmente para lavado de pozos.
- Jet con orificios laterales. Utilizados para limpiar las paredes del pozo, y colocación de tapones de cemento.
- Jet para crear turbulencia. Útiles para la remoción y dispersión de sólidos.
- Jet tipo combinado. Para realizar cualquier tipo de trabajo y cambia la dirección de flujo por medio de una canica.

3.16. Juntas de rodilla⁽²⁰⁾

Son similares a las juntas de rodilla utilizadas con línea de acero, generalmente se instalan en la sarta de tubería flexible entre el martillo y el pescante, proporcionan cierto grado de flexibilidad a la sarta, por su diseño permiten la circulación a través de estas y son requeridas en las sarts para pozos desviados, horizontales o en instalaciones de bombeo neumático. (Fig. 3.17)

Estas herramientas son diseñadas para:

- Movimiento angular a la sarta de herramientas
- Permitir +/- 10 grados en cualquier dirección
- Permite rotación.

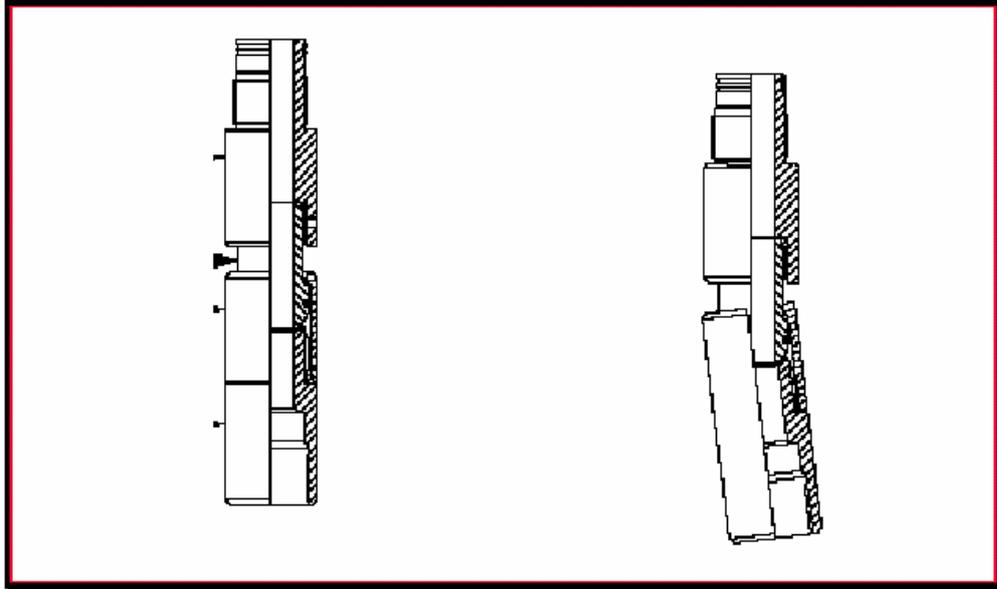


Fig.3.17 Juntas de rodilla.

3.17. Centradores ⁽²⁰⁾

Los centradores son incluidos dentro de la sarta de tubería flexible para mantener la herramienta lejos de las paredes del pozo, esto ayuda a lograr las siguientes condiciones:

- Prevenir el colgamiento tubular sobre las paredes del pozo
- Localizar la boca de pescado o herramienta a recuperar
- Minimizar el flambeo de la tubería.
- Proveer centralización de herramientas de registro
- Prevenir la estabilización de las herramientas de molienda y/o perforación
- Mejorar el desplazamiento de los fluidos

Los mecanismos de centradores comúnmente utilizados en operaciones con TF pueden ser configurados en tres clases:

- La centralización es una parte integral de la herramienta o sarta que soporte.
- El mecanismo de centralización está diseñado para sujetarse con grapas
- El mecanismo de centralización esta separado de la sarta de herramientas.

Tipos de centradores

Rígidos. Generalmente son configurados de 3 o 4 flejes, el diámetro exterior será ligeramente menor que el diámetro interior de la tubería donde va a ser corrido, algunos están diseñados con rolos o canicas lo cual permite reducir la fricción con la tubería. (Fig. 3.18)

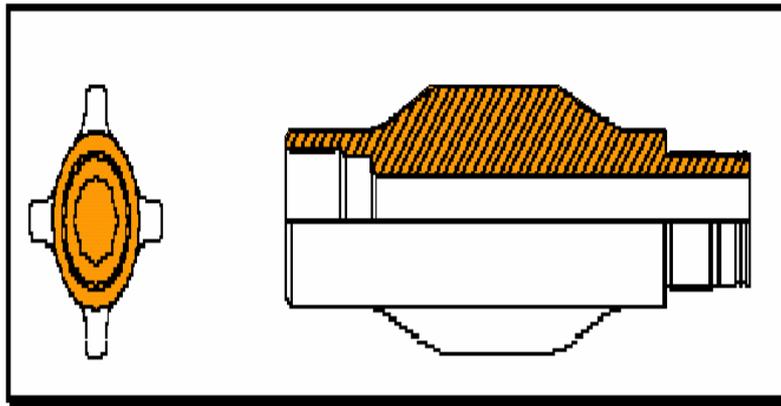


Fig.3.18 Centradores rígidos.

Flexibles. Son configurados con tres resortes flexibles en forma de arco, los cuales permiten ser efectivos en un amplio rango de diámetros. Tienen la habilidad de reducirse o expandirse, lo cual les permite ser corridos dentro del aparejo de producción, son utilizados en operaciones de molienda, para centrar cortadores de tubería, perforación y centrar empacadores. (Fig. 3.19).

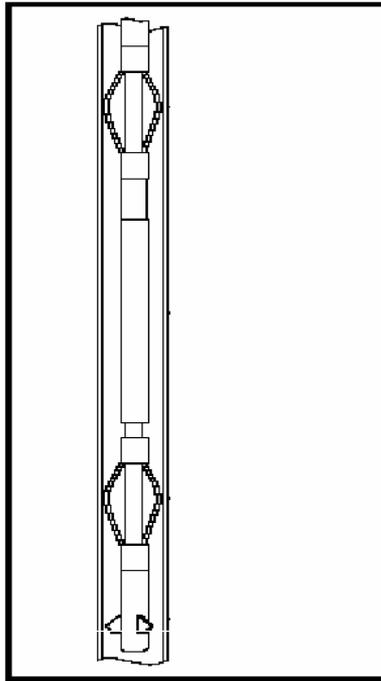


Fig.3.19 Centrador flexible.

Centrador de Eslabón. Son similares a los tipos flexibles, su característica principal es que cuentan con roles en el punto de contacto. Como función secundaria pueden ser utilizados como localizadores de extremo de aparejos de producción. (Fig. 3. 20)

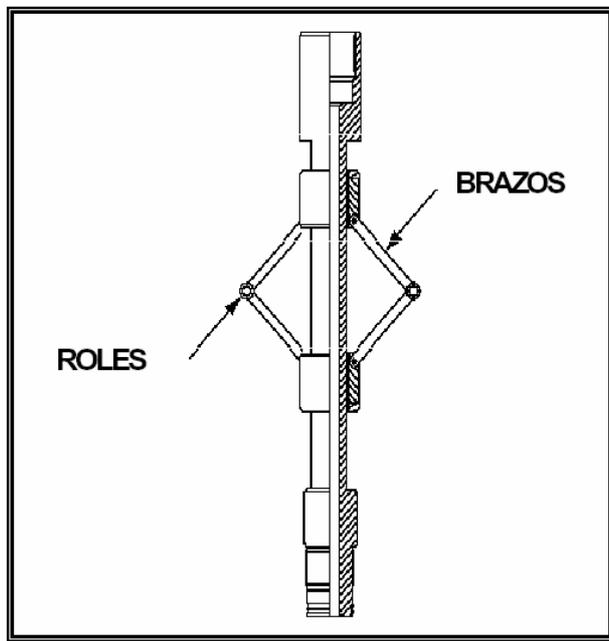


Fig.3.20 Centrador de eslabón.

3.18. Cortadores de tubería ⁽²⁰⁾

Esta herramienta está diseñada con una serie de cuchillas de alta dureza (dos ó tres), y se utiliza para cortar por el interior de tuberías de producción o revestimiento, esta herramienta debe ser corrida con un motor de fondo y un centralizador hidráulico para reducir los esfuerzos de las cuchillas.

Es recomendable que antes de iniciar el corte de la tubería, se ancle la tubería flexible para evitar movimientos descendentes y ascendentes del motor de fondo, evitando así la ruptura de las cuchillas.

3.19. Herramientas giratorias (swivel) ^(4,20)

Es una herramienta que permite el giro durante la conexión de otras herramientas que no pueden ser giradas. El rango máximo de operación es de 5000 psi, y su diseño es similar al swivel instalado en el carrete de tubería flexible. (Fig. 3.21)

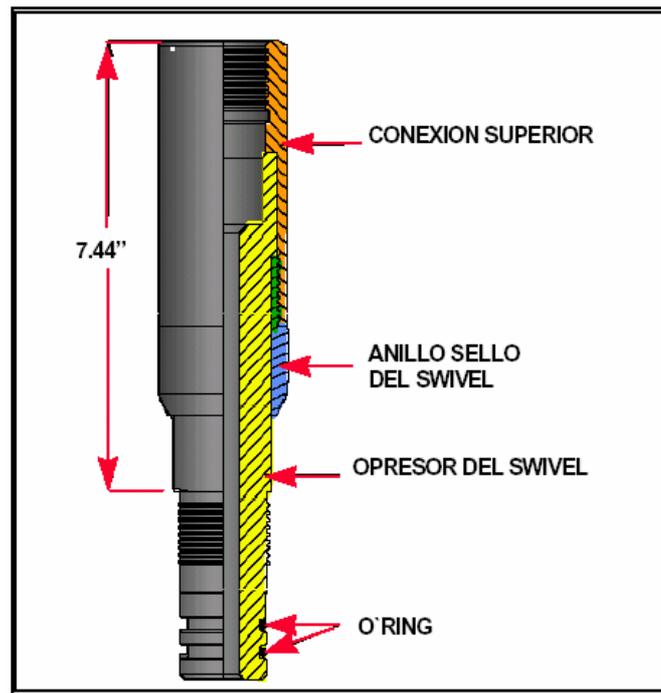


Fig.3.21 Herramientas giratorias.

3.20. Conector rápido ⁽²⁰⁾

Son conexiones que aceleran el tiempo de instalación de la sarta de herramientas, comúnmente se utilizan en sartas de gran longitud y requieren de ¼ de vuelta para ser activadas. Su aplicación principal es de reducir el tiempo de maniobras del personal bajo la cabeza inyectora.

Actualmente, como innovación se cuenta con un conector operado hidráulicamente desde la cabina de control, además, éste tiene un programa preventivo de mantenimiento para operaciones seguras.

3.21. Localizadores de accesorios de aparejos de producción ⁽⁴⁾

Se utilizan para localizar o detectar niples de asiento y extremos de aparejos de producción, son capaces de detectarlos al estar bajando o bien sacando la sarta de tubería. Generalmente son instalados en sartas donde se integra algún tipo de empacador y auxilian a determinar la profundidad de las herramientas, la ventaja de utilizar estas herramientas es la de detectar el defasamiento ocurrido en el contador mecánico de profundidad de la unidad de tubería flexible. (Fig. 3.22)

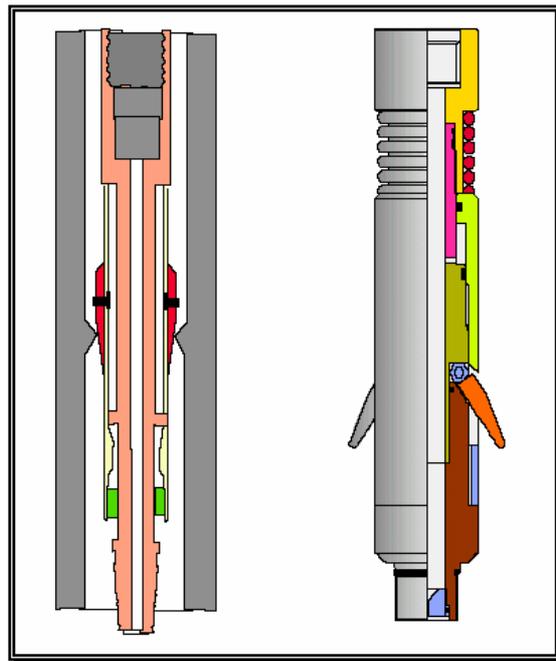


Fig.3.22 Localizadores de accesorios de aparejos de producción.

3.22. Block de impresión ⁽²³⁾

Estas herramientas están diseñadas para recuperar la impresión de las obstrucciones o bocas de pescado que se encuentran dentro del pozo, normalmente su cuerpo esta fabricado en acero y el área de impresión con plomo. Esta herramienta cuenta con cuatro vías de circulación laterales direccionadas a 60° hacia el fondo para poder remover sedimentos sueltos y desplazarlos hacia la superficie.

3.23. Filtros

Es un filtro diseñado con una malla metálica que puede ser de diferentes calibres, esta malla es sostenida por dos pernos de corte los cuales se rompen cuando la presión diferencial excede 500 psi, donde se expone un desviador de flujo de 2 ½" de diámetro para permitir la circulación sin filtro, normalmente son instalados en la superficie. Se utilizan para proteger herramientas de fondo que son sensibles a materiales finos, como jet's, o sistemas de tratamiento selectivo de la formación. (Fig. 3.23)

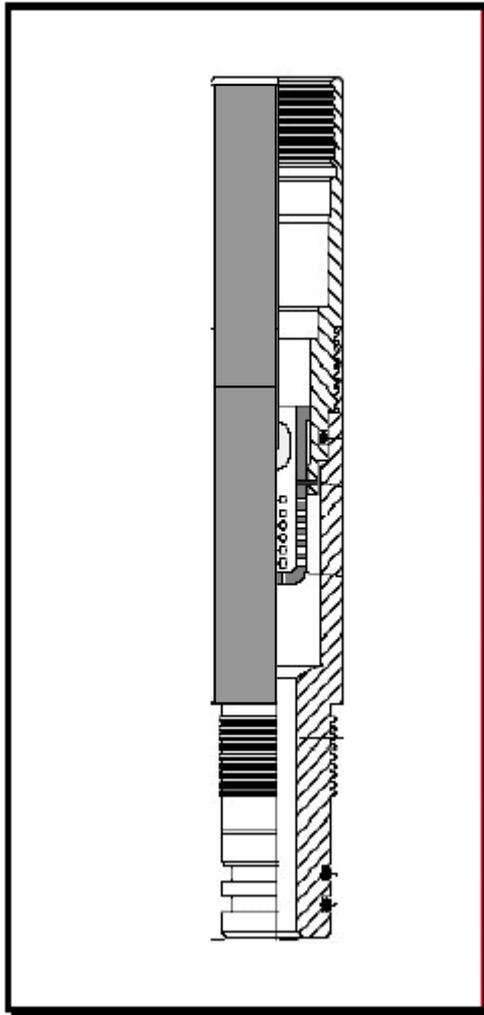


Fig.3.23 Filtros.

Filtros chicksan ⁽²³⁾

Estos comúnmente son instalados en las líneas superficiales del circuito hidráulico, su función principal es filtrar los fluidos bombeados y evitar la depositación de sólidos dentro de la tubería y herramientas de fondo.

3.24. Válvula de relevo o alivio ⁽²⁰⁾

Esta válvula abre a una predeterminada presión diferencial, evitando de ese modo presurizar la sarta originalmente diseñada para pruebas selectivas de formación y prevenir la sobre presión de los elementos de empaque. Sin embargo, pueden ser utilizadas en cualquier aplicación donde la presión diferencial máxima no debe ser excedida, esta válvula es bidireccional y debe ser corrida siempre abajo de las válvulas de contrapresión, es ajustada de 500 a 2500 psi, incrementando un número de arandelas internas tipo "V". (Fig. 3.24)

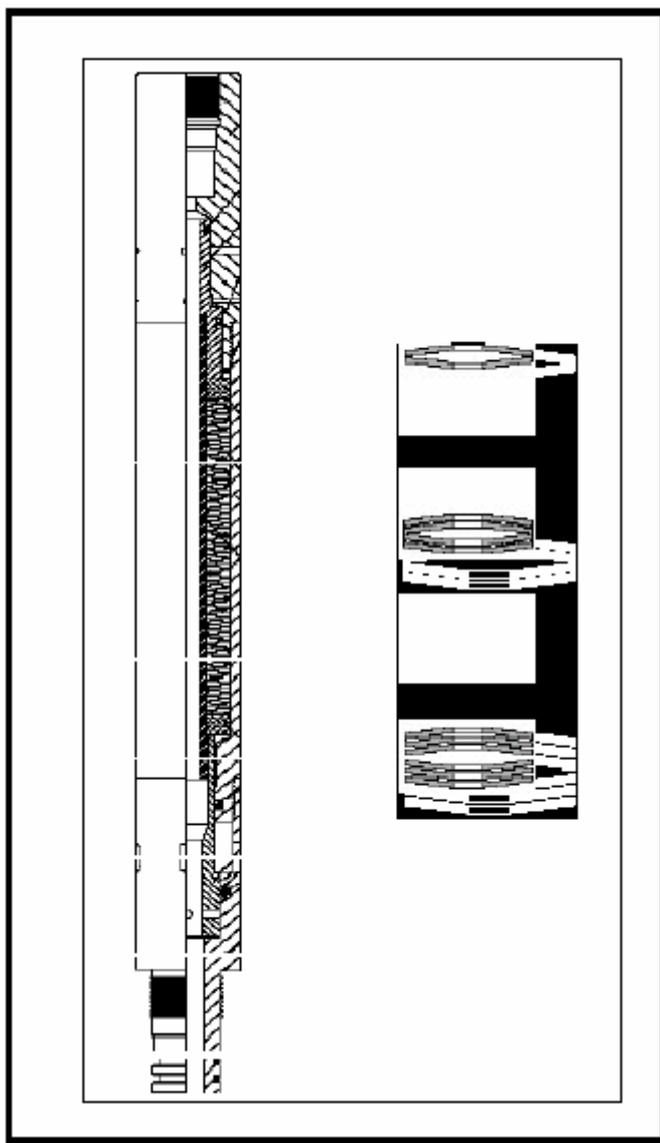


Fig.3.24 Válvula de alivio.

3.25. Válvulas de circulación⁽²³⁾

Esta válvula va instalada abajo del desconector hidráulico y es activada por circulación de una bola hasta el asiento. Cuando abre, la trayectoria del fluido es desviada arriba del equipo MWD, del motor de fondo y del soltador del empacador cuando es introducido, y este dirige el flujo radialmente a través de los puertos de salida, permitiendo incrementar los gastos por pérdidas de fricción en la herramienta de fondo sin la restricción de gastos que limitan al motor de fondo.

La válvula de circulación es comúnmente abierta antes de efectuar el viaje de salida del pozo para aumentar la remoción de recortes.

3.26. Tapón expulsable⁽²⁰⁾

Es un tapón colocado en el extremo de la tubería flexible o sarta de fondo el cual evita que entre presión en la sarta cuando es introducida al pozo sin circulación, el cual es activado cuando se ha llegado a la profundidad deseada y expulsado con el bombeo de fluido; este se conecta en el extremo mediante dos anillos O - ring. (Fig.3.25)

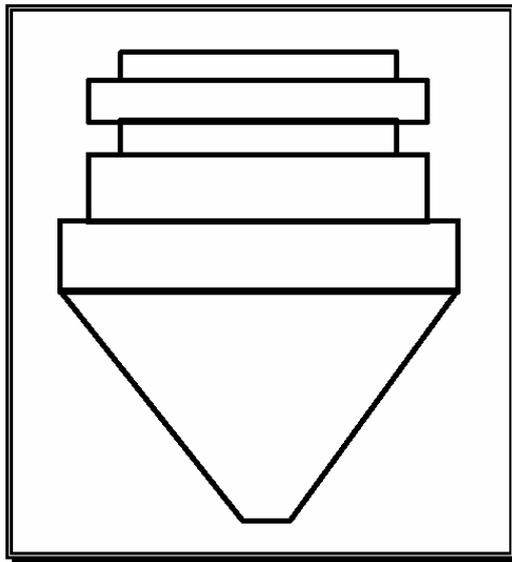


Fig. 3.25 Tapón expulsable.

3.27. Herramientas de molienda⁽²⁰⁾

Existe gran variedad de herramientas de molienda, clasificadas en dos tipos: las revestidas con pastillas de carburo de tungsteno (metal muncher), o bien con carburo de tungsteno.

Actualmente en las operaciones de molienda se emplean molinos revestidos (fig.3.26) con metal Muncher. A continuación se mencionarán los diferentes tipos de molino:

- Bladed Mill
- Step Mill
- Junk Mill
- Plano
- Zapatas lavadoras
- Molinos Ampliadores

Todas las herramientas de molienda son integradas a las sartas de trabajo en el extremo inferior del motor de fondo y en ocasiones después de la canasta colectora, estas permiten la circulación a través de ellas.

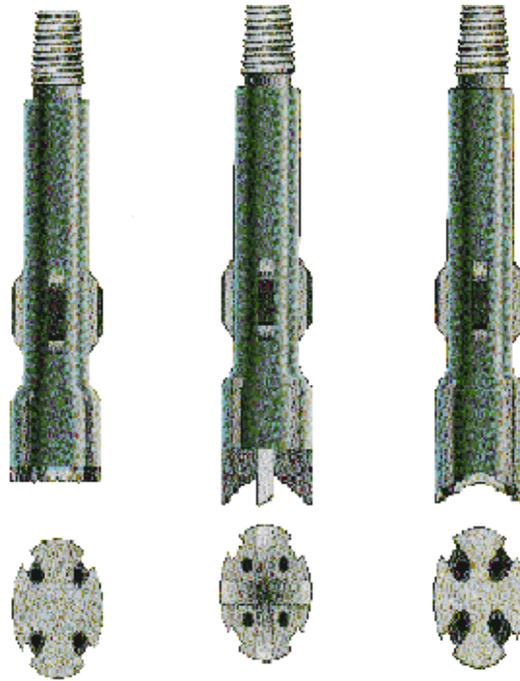


Fig. 3.26 Molino tipo Junk Mill.

CAPITULO 4

APLICACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE

4.1. Inducciones con nitrógeno ^(2, 7,20)

Objetivo

Aligera 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 superficie.

Áreas de oportunidad

En todos los pozos petroleros que tienen una carga hidrostática mayor que la del yacimiento puede ser por razones de control, durante alguna intervención o cuando se tienen formaciones depresionadas que requieren ser inducidas con N₂ para mantener la producción.

Equipo a utilizar

Equipo de tubería flexible, unidad de bombeo del equipo de tubería flexible, herramientas de fondo, unidad inyectora de nitrógeno, tanques criogénicos (termos) (Fig. 4.1)

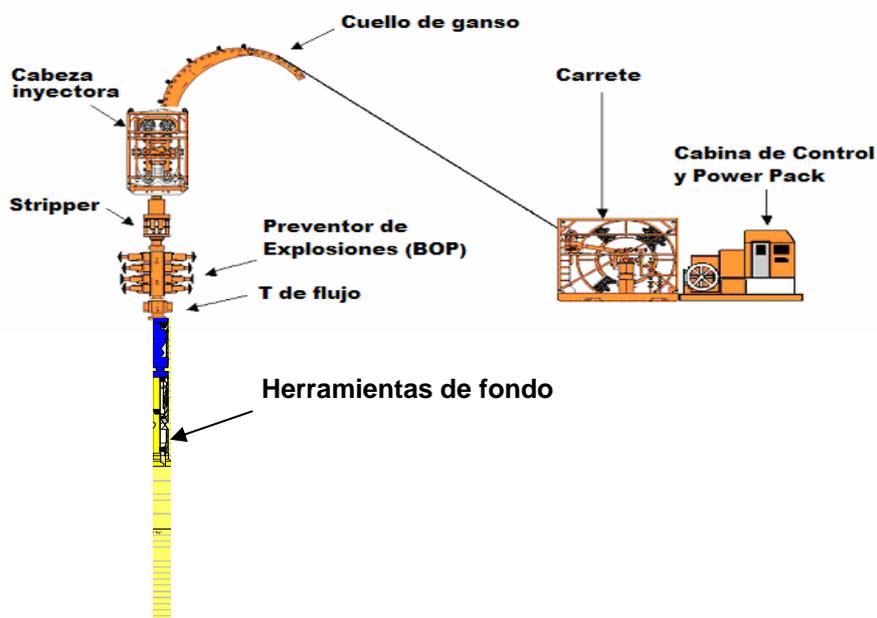


Fig. 4.1 Equipo de tubería flexible para inducción con Nitrógeno.

Consideraciones para el diseño

Dentro de las consideraciones para el diseño de un trabajo de inducción se toman en cuenta: geometría del pozo, nivel de fluido en el pozo, condiciones de la vida útil del aparejo de producción, conexiones superficiales, datos del yacimiento, densidad de fluido en el pozo, presión y temperatura de fondo y las características de la tubería flexible. Así como la norma técnica API- RP 5C 7.- Coiled tubing operation in oil and gas well series, first edition 96. , Estandar 22 y 11 (de la Cía. Dowell), Normas de seguridad y ecología de SIPAC.

a).- 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, con el simulador numérico wellbore simulator (WBS, de la Cía. Dowell - Schlumberger), 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.

b).- Volumen requerido de nitrógeno.- La cantidad óptima 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, esta 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 la misma. Por ejemplo: se ha podido comprobar experimentalmente que a 200Kg / cm² y 80 °C , 100 m³ de N₂ , 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.

c).- Propiedades del nitrógeno gaseoso:

Símbolo	N ₂	Presión crítica	34.61 Kg /cm ²
Peso molecular	28.016	1 Kg. de líquido rinde	0.861 m ³ de gas
Densidad a 20 ° C	0.001165 gr/ cc		a condiciones normales
Punto de ebullición	-196.8 ° C	Contenido de humedad	2.5 ppm (v)
Temperatura crítica	- 147.1 ° C	Toxicidad	nula
Punto de vaporización	- 29.81 ° C	Combustibilidad	nula

d).- Comportamiento del nitrógeno gaseoso durante la inducción

- Aumenta la RGL 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 T.F. y cuando se inicia el ascenso en el espacio anular, el gradiente de presión de la columna fluente 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 anular 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 como o que tan profundo es el punto de inyección en el pozo.

El incremento en el gasto de bombeo de N₂ 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.

e).- Metodología para calcular el volumen requerido de nitrógeno

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

$$V_i(m^3) = L * Q_{N_2} / v_i$$

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

$$V_f (m^3) = V_{tot} * F_v$$

$$V_{tot} (m^3) = V_{TR} + V_{TP}$$

Fv: 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.

$$V_e \text{ (m}^3\text{)} = [L * Q_{N_2 e}] / v_e$$

4. Volumen total de nitrógeno requerido.

$$VTN_2 \text{ (m}^3\text{)} = V_i + V_f + V_e$$

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 de 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 m.

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

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

v_i = Velocidad de introducción de la tubería flexible, en $m / \text{min.}$

v_e = Velocidad de extracción de la tubería flexible, en $m / \text{min.}$

f).- Ejecución:

Métodos de inducción

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 $m^3 / \text{min.}$ (en tubería flexible de 1 ¼"). Estos son iniciados cuando la punta de la tubería de la tubería esta justamente por debajo del nivel de fluido. Se continúa 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 ¼", 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.

g).-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 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 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 flexible. 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 en determinar la efectividad de la intervención, son los determinados en el diseño y comparados con los parámetros que se manejaron durante la operación. Con apoyo de los módulos contenidos en el simulador numérico Coil CADE, se puede evaluar y definir el procedimiento a seguir durante una inducción.
2. Medir la producción del pozo para determinar el porcentaje de incremento.
3. Hacer un análisis de costo – beneficio

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.

4.2. Limpiezas ^(15,18)

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 partículas, se dividen en tres categorías:

- Partículas muy finas
- Partículas no consolidadas
- Partículas consolidadas

1.- Métodos de remoción

- Mecánicos
- Químicos
- A chorro (jet).

Áreas de oportunidad

Pozos en explotación 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, localizaciones con áreas reducidas, transporte rápido de equipo y por la factibilidad de operar a través de diámetros reducidos.

2).- Consideraciones del equipo

a).- Tratamientos 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.4.2) se observa la configuración del equipo durante una operación de limpieza.

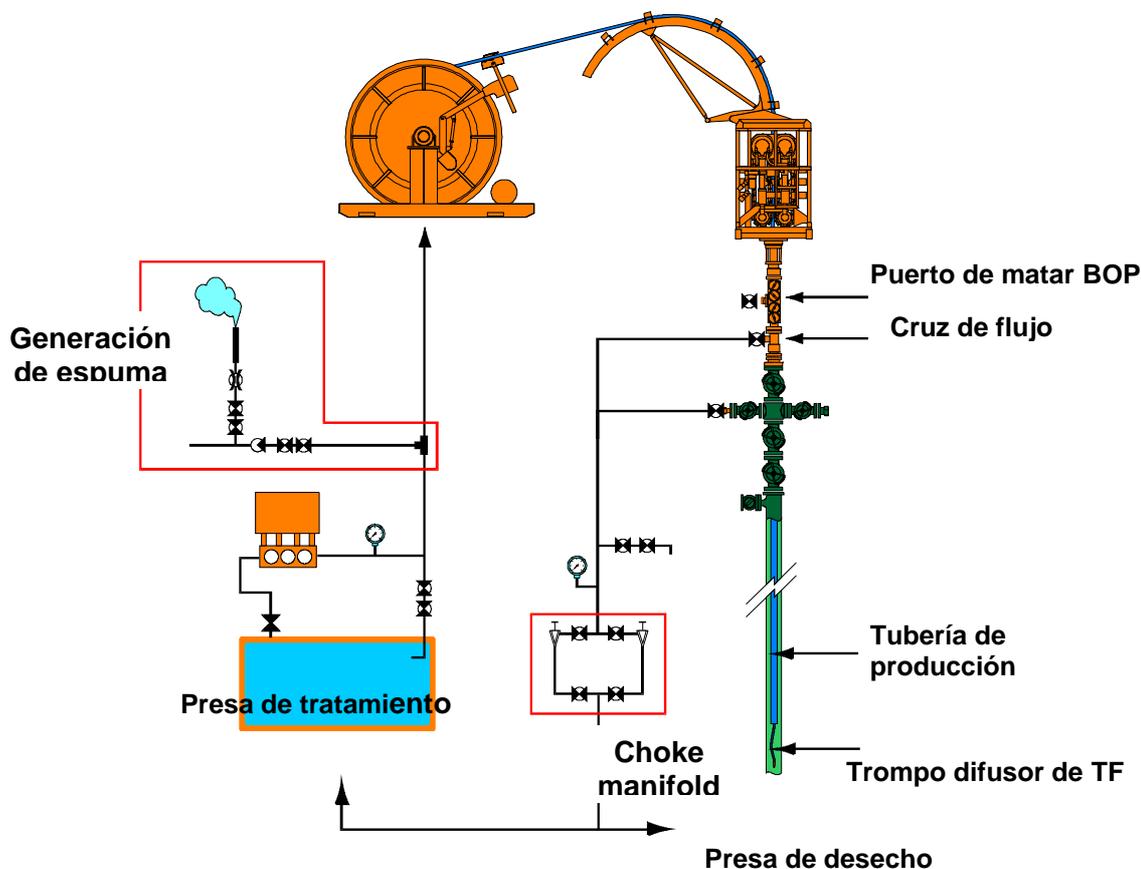


Fig. 4.2. Componentes del equipo necesario para trabajos limpias.

Se recomienda la utilización de un equipo de tubería flexible (en base al Capítulo 1), 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.

b).- Tratamientos químicos

Son efectivos únicamente cuando los depósitos son solubles en fluidos como 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.

c).- 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.

3.- 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 cuál proporcione un sistema de circulación capaz de transportar las partículas del 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.

4.21 Tipos de fluidos utilizados en limpiezas con tubería flexible ^(2,18)

a).- Fluidos Incompresibles

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

- Newtonianos
- No Newtonianos

El diseño y la ejecución de limpiezas con este tipo de fluido 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, dentro de estos están: el agua, salmueras, glicerina, aceites ligeros, ácidos y mezclas de biopolímeros ligeros (menores a 25 cp), ésta 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.

b).- Fluidos compresibles

Estos fluidos compresibles son más difíciles de diseñar, están compuestos por una variedad de fracción de gas y son usados 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 compresión, 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 un 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.

c.)- 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 asentamientos 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:

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

Los tipos de espuma generados en diferentes rangos de calidad se muestran en la (Fig. 4.3).

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 %.

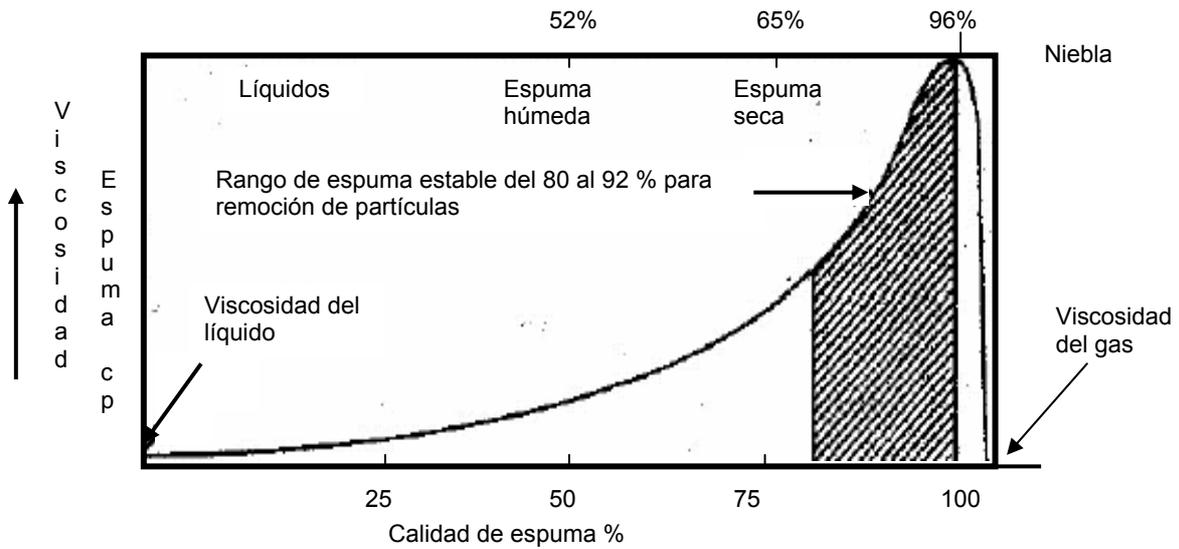


Fig. 4.3 Gráfica para observar la calidad de espuma.

4.22 Pozos desviados ^(13,18)

Las técnicas de remoción en pozos altamente desviados u horizontales requieren de un diseño especial y de algunas consideraciones.

Durante las operaciones de remoción, el material puede asentarse rápidamente en la parte baja donde inicia la desviación del pozo. Una vez que las partículas se asientan es difícil restablecer el acarreo.

En algunos casos, la velocidad de los fluidos puede ser suficiente para el acarreo de los sedimentos en una sección horizontal pero, será insuficiente en la zona donde inicia la desviación hacia la vertical del pozo. Esto es debido a los efectos gravitacionales los cuales causan la acumulación y formación de camas.

Algunos efectos son más evidentes en inclinaciones de 30 a 60°. En pozos con desviaciones mayores a 60°, las partículas tienden a asentarse en la pared de la tubería. Ver (figura 4.4).

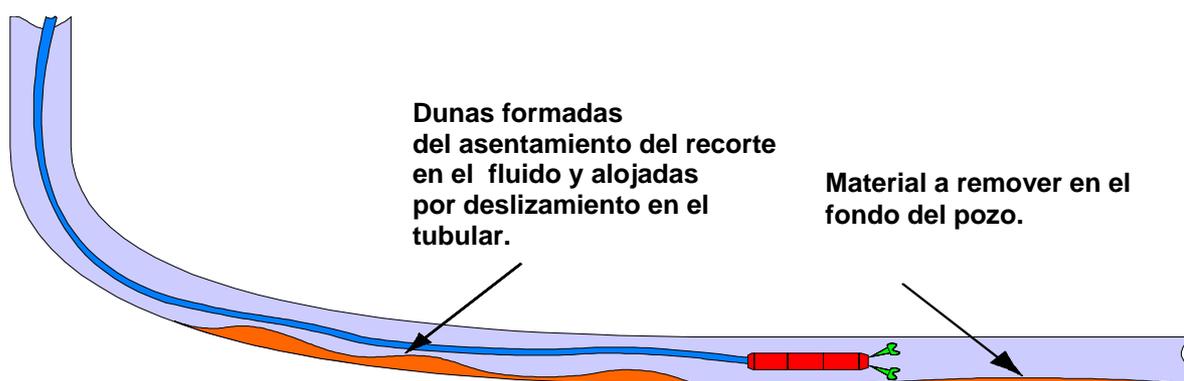


Fig.4.4 Comportamiento de las partículas en pozos desviados.

4.23 Generalidades de diseño

Para asegurar la eficiencia de cualquier operación de remoción de asentamientos, las propiedades físicas de éstos deben ser analizadas, se requiere una muestra del material a remover para hacerle un análisis físico y químico, la muestra del asentamiento deberá ser la aportada por los fluidos de la formación o bien recuperarla con herramientas de fondo.

Tabla 4.1. Se muestran los valores de tamaño de partículas y mallas más comunes.

Tamaño de mallas	Diámetro de partícula μg
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 4.2 se presentan las densidades de las partículas más comunes encontradas en los pozos.

Material	Tamaño de malla	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 cobre	-	2.16
Carbonato de calcio	-	2.71
Cobreacero	-	7.90
Cobre	-	8.50
Elatómeros mas comunes	-	1.20
Arena y finos	100-350	2.65

Consideraciones de diseño

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

a) Geometría del pozo

- Tamaño, peso, grado, profundidad de tuberías de producción y TR's, desviación, nipples o restricciones.
- Densidad de los disparos.
- Características de los fluidos - tipo, densidad, pérdidas.

b) Parámetros del yacimiento

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

c) Datos de producción

- Registros de producción
- Producción acumulada

d) Características del asentamiento

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

e) 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 exceder 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 fluido y geometría de la sarta de trabajo. Conocida la velocidad de asentamiento se compara con la velocidad mínima anular para asegurar un eficiente barrido de las partículas.

A continuación se describen las ecuaciones para determinar la velocidad de asentamiento de las partículas:

$$v = \frac{9.28\beta g (8.34 SGp-pl) d^2}{18 \mu a} \quad (1)$$

v = Velocidad de asentamiento de la partícula (pg/seg)

β = 0.22 para ley de potencias

g = Aceleración de la gravedad (32.2 pies/seg/seg)

pl = Densidad de acarreo

Sgp = Gravedad específica de las partículas

d = Diámetro de la partícula

μa = Viscosidad del fluido de transporte de la partícula (cp)

La viscosidad aparente (μa) del fluido de acarreo debe calcularse con la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{1647.18 (Q)}{(D1-D2)(D1^2-D2^2)} \quad (2)$$

Donde:

Q = Gasto de bombeo (bls/min)

D1= Diámetro interior de la tubería anular (pg)

D2= Diámetro exterior de la tubería flexible (pg)

Para un fluido newtoniano la velocidad de corte se calcula con la siguiente ecuación:

$$Y_{pc} = \frac{(3n' + 1) \mu}{4 n' (3)} \quad (3)$$

Donde:

Y_{pc} = Velocidad de corte para ley de potencias

n' = Índice de comportamiento de flujo

Usando el resultado de la ecuación (3) se calcula la viscosidad aparente (μ_a)

$$\mu_a = \frac{47880 K'}{Y(L-N') (4)} \quad (4)$$

El resultado de la viscosidad aparente (μ_a) es utilizado en la ecuación 1 para determinar la velocidad de asentamiento de la partícula. El criterio a utilizar durante una limpieza de sedimentos, es que la velocidad del fluido sea 2 veces la velocidad de asentamiento de la partícula.

f).- 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.

g).- Esfuerzo de compresión

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

4.24 Selección de la herramienta de fondo:

a).- Presión de chorro

El chorro provee una efectiva ayuda en la remoción de asentamientos 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.

b).- Velocidades críticas de los fluidos removedores.

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

c).- 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 tienen 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 de 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	

d).- Ejecución del 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 5,000 a 8,000 psi

Según sea el caso. Para las herramientas como es el conector probar con tensiones que van de 5000 a 10000 lbs de tensión según sea el caso.

- b) Para los equipos de nitrógeno probará con 5,000 psi

5. Checar y registrar las presiones de TP y TR.

Nota: Si ya se 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 esta de 500 a 1,000 lbs (W) checando que la presión no se incremente (mas de 5,500 psi), para cargas arriba de 1,000 lbs (W) continuar checando 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 un difusor este 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, en ángulo y un orificio en la parte inferior, y se trabajará de la manera siguiente:
 - Depositando los solventes u otros tipo de fluido (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 mismos.
 - 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 con base a la formula antes mencionada.
10. Si la limpieza se efectúa con éxito, desmantelar el equipo de tubería flexible y retirar.

4.25 Recomendaciones que se deben tomar en cuenta en las operaciones de limpieza:⁽¹⁵⁾

- Se requiere una “T” de retorno directo a fuera del pozo instalada por abajo de los BOP’s.
- Instalar un estrangulador en la línea de retorno y tener un sistema de reemplazo en la localización.

- Un plan para la pérdida de fluidos y tener fluido adicional en la localización.
- Tener un tanque adecuado en la localización para capturar todo el fluido y sólidos que retornan del pozo, un plan para los líquidos que están saliendo para tratarlos y así faciliten su producción o si es el caso enviarlos a otro sitio para su disposición.
- La velocidad de la tubería flexible hacia abajo del pozo será de 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.
- Cheque el arrastre a una profundidad que usted crea conveniente (1,000, 1,500, 2,000 pies, etc.) siempre cambiando estas profundidades si fuera necesario el chequeo de la sarta en un momento dado.
- Tenga bien localizado las secciones de la tubería flexible donde tenga exceso en los ciclos y evite los jalones o tensiones para las pruebas de peso tensión en estos intervalos de sección.
- Monitoreo en superficie la presión de bombeo y las presiones en el estrangulador mientras circulan grandes baches de fluidos con altas concentraciones de lodo.

1.- Lo que no se debe hacer:

- No permita tener la tubería flexible estacionada por un tiempo mayor que el tiempo de atraso.
- No corte la circulación abajo por ninguna razón hasta que la tubería flexible no salga del pozo.
- No exceda un diseño de circulación de fluidos con presiones arriba de las existentes en los pozos.

2.- 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.

4.3. Cementaciones ^(19,22)

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 alto.

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 TF se mantiene en movimiento reduciendo los riesgos de pegaduras).
- En las cementaciones forzadas se puede desplazar el exceso de cemento contaminándolo con boratos.

a).- 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 TF).
- 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 descritas en el “capítulo 3” como apoyo para cada tipo de operación como pueden 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 TF.

b).- Diseño de la lechada

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

- cemento convencional
- cemento látex.
- cemento tixotrópico.
- cemento espumado.

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

c).- Características de la lechada

1.- Propiedades reológicas

- Mínimas presiones por fricción.

μ_p menores de 50 cps (viscosidad plástica).

Ty de 5 a 10 lb/100 pies² (punto de cedencia).

Agua libre: cero o hasta un máximo de un 1ml.

2.- Estabilidad de la lechada

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

3.- Esfuerzo de gel

- Estable para 2 horas a temperatura de fondo estática.

4.- Filtrado y pérdida de fluidos

Las pérdidas de circulación se definen como la pérdida parcial o total de fluido hacia una formación muy permeable o depresionada (Fig 4.5). Este problema se presenta ocasionalmente en la perforación de pozos y se manifiesta cuando retorna parte o no hay retorno de fluido de perforación.

- 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.

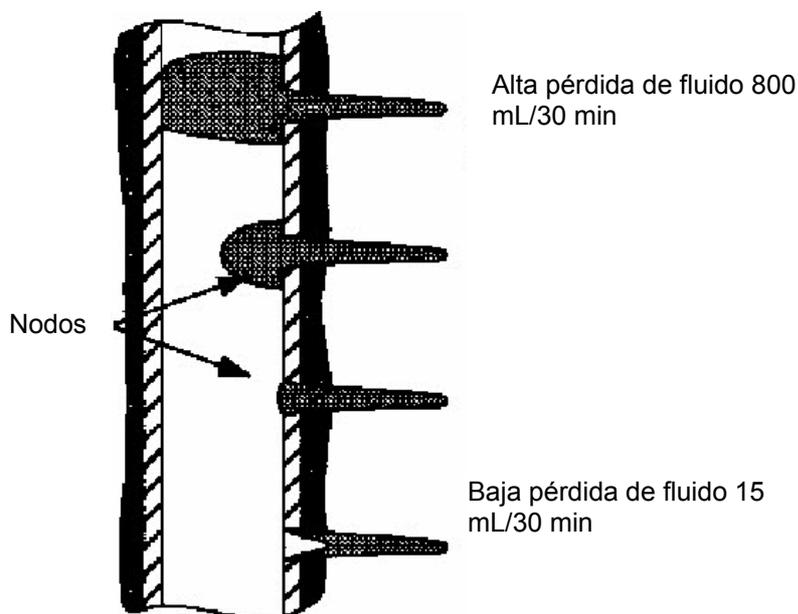


Fig. 4.5 Pérdidas de fluido en zonas muy permeables o de baja presión.

5.- Densidad de la lechada

- Para alta densidad
- desarrolla buen esfuerzo de compresión.
- desarrolla altas presiones por fricción.
- recomendadas para tapones de desvío o pozos de alta presión.

6.- 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 bajos gradientes de fractura.

7.- Tiempo de bombeabilidad

- Cédulas de bombeo API modificada por las altas energías de mezcla (menores tiempos bombeables, tiempos grandes de colocación, de circulación y lechada estática alrededor y abajo de la TF)

- 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).

4.3.1 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

a).- 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. Con el módulo de fuerzas de la tubería (TFM) se determinarán los parámetros de esfuerzos sometidos a la TF, durante la cementación para simular las condiciones de operación.

b).- 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 TP o de niples existentes en los aparejos o de algunos otros métodos.

c).- 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.

d). 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 de desplazamiento (tapones de hule).

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. 4.6), mediante el bombeo de un bache viscoso, arena (fig.4.7.) o de algún medio mecánico (tapones puentes). Así como mantener la tubería en movimiento durante la operación.

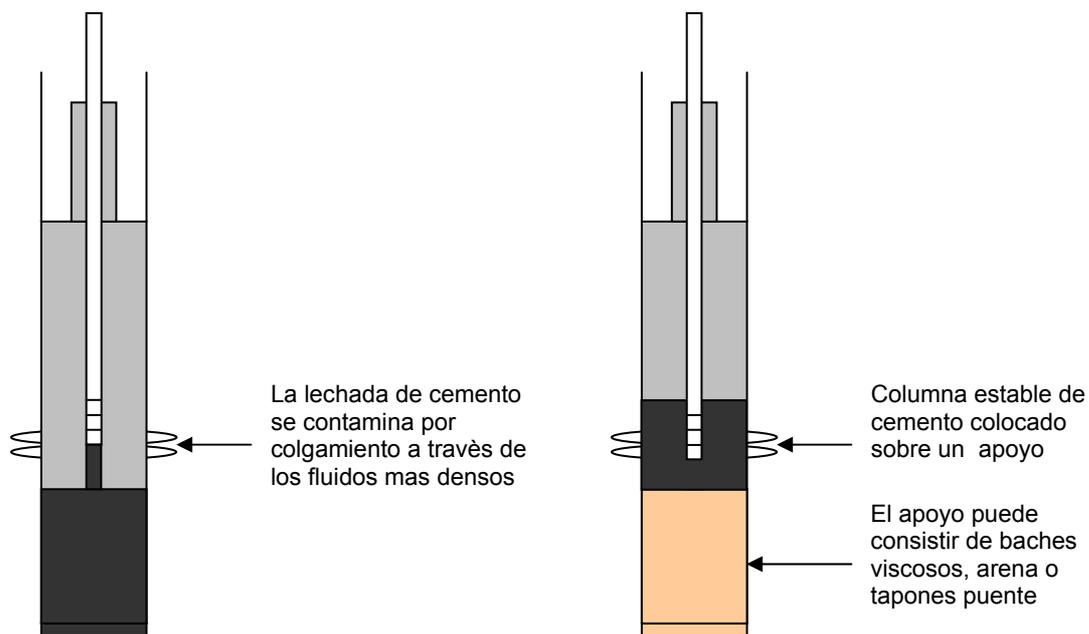


Fig. 4.6 y Fig. 4.7 Técnica de colocación de tapones.

4.3.2 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 del pozo, colocación de bache viscoso, velocidad de ascenso de la tubería mientras se coloca el cemento etc.

a) Colocar la TF. (Trompo cementador) en la base del tapón programado y circular como se muestra en la (fig. 4.8).

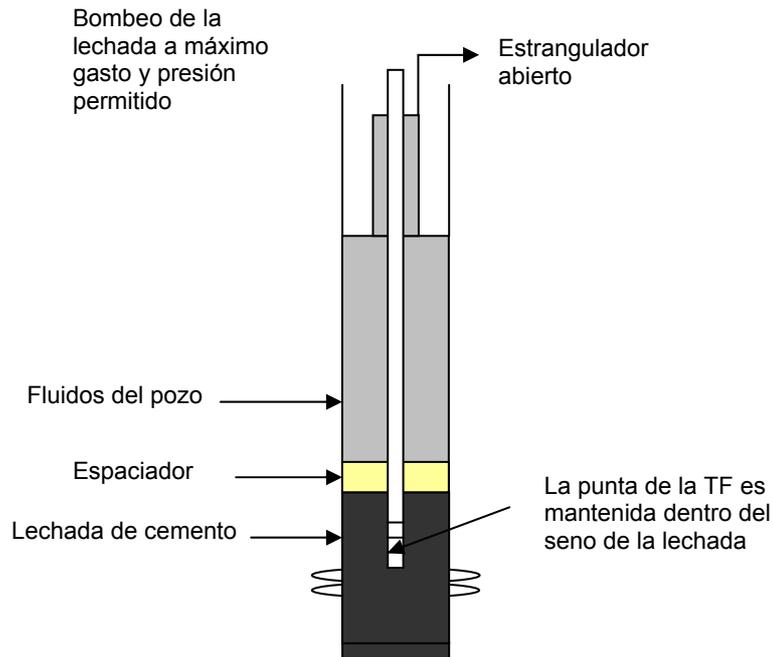


Fig. 4.8 Colocación de espaciadores de cemento.

b) Preparar y bombear espaciador-lechada-espaciador.

c) Con la tubería estática sacar el primer bache espaciador y 1.5 bls 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 lechada establecido por el diseño. Esta velocidad se puede calcular como:

$V_{t.f.} = (Q) (H)$ donde:

$V_{t.f.}$ = Velocidad de ascenso de la tub. Flexible

Q = Gasto de bombeo del cemento y esp.

H = Altura del cemento en la T.R.

V = Volumen de lechada de cemento.

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.4.9). Recalcular si varían las condiciones de bombeo.

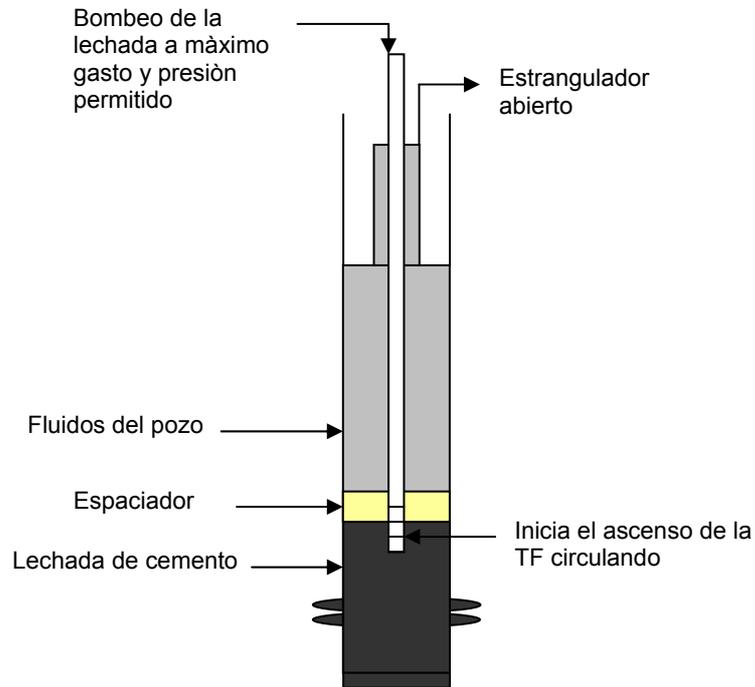


Fig. 4.9 Inicia ascenso de TF.

e) Al término del desplazamiento de la lechada la punta de la T.F. deberá encontrarse en la cima del tapón de cemento. Continuar levantando la tubería para sacar el segundo bache desplazador de la sarta (Fig. 4.10). Con la TF estacionada de 3 a 5 m y circular dos veces la capacidad del pozo para desplazar los espaciadores o el exceso de cemento a la superficie.

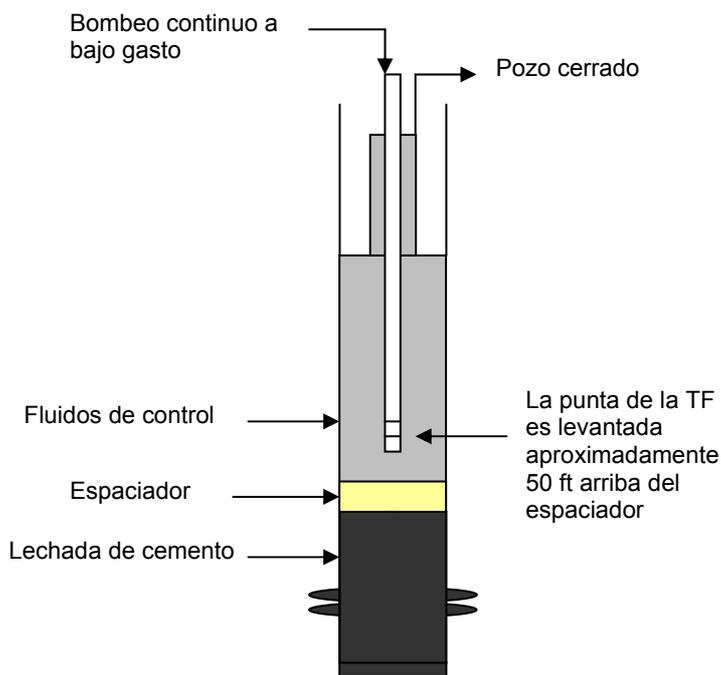


Fig. 4.10 Saca TF para desplazar espaciadores.

- f) Recuperar tubería y represionar pozo (menor a la presión de admisión). Esperar fraguado.
- g) En caso efectuar forzada, levantar tubería, si es posible hasta la TP, cerrar preventores e iniciar la inyección del cemento hasta alcanzar presión final.
- h) Abrir pozo estrangulado 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. 4.11). Reducir el gasto al pasar por la zona tratada para no dañar los nodos formados. (Fig. 4.12). Circular durante una hora manteniendo la presión de gasto y bombeo positiva como se muestra en la (fig. 4.13).

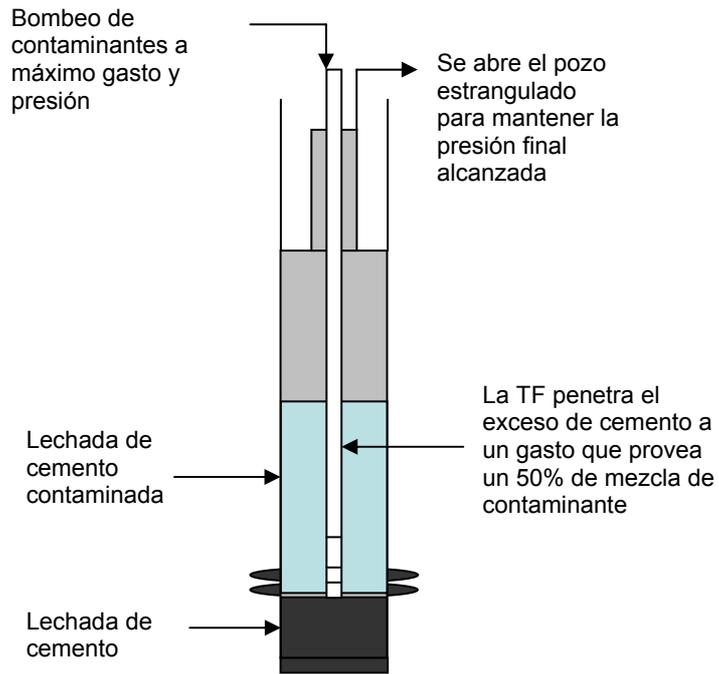


Fig. 4.11 Remoción de cemento excedente con cemento contaminado.

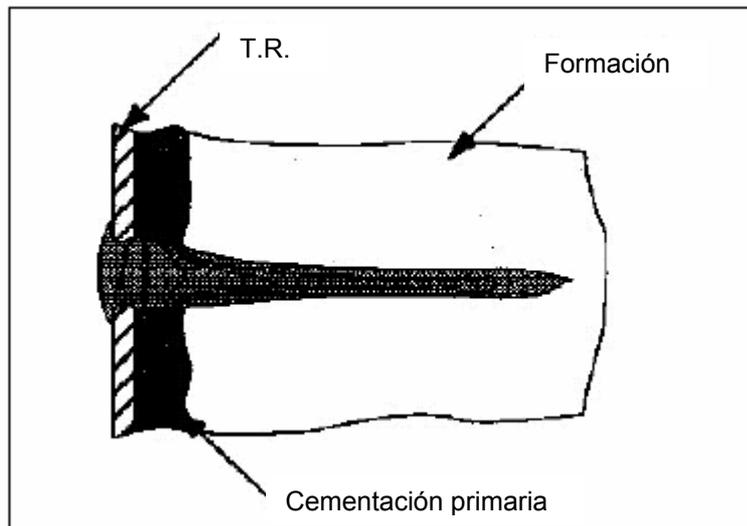


Fig. 4.12 Cementación forzada hacia la formación.

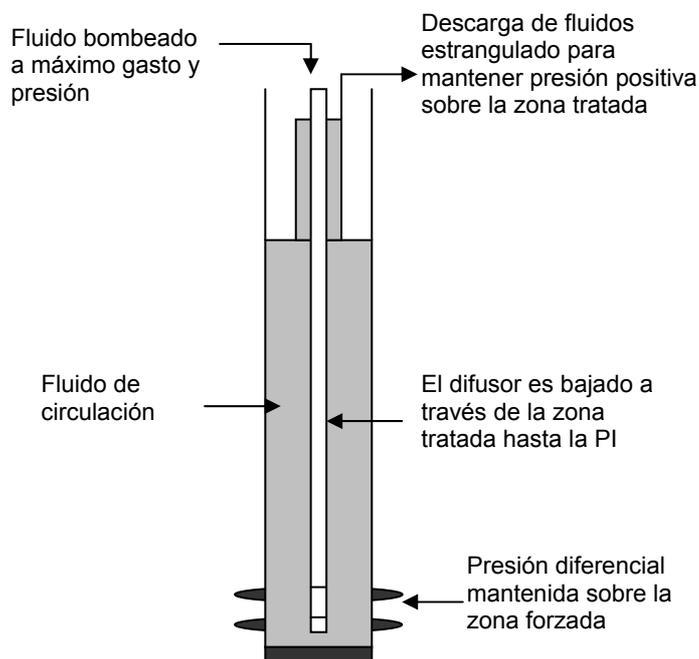


Fig. 4.13 Desplazamiento con fluido de circulación.

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

i) Cerrar pozo represionado y esperar fraguado. Si durante la prueba de inyección efectuada previa a la operación se observa el regreso de los fluidos inyectados se optarán por el uso de algunas herramientas de fondo (retenedores) adecuado al tipo de operación, existentes en el mercado.

4.3.3 Evaluación del servicio

Al término de las operaciones, se puede evaluar la eficiencia obtenida en la ejecución de los trabajos a través de diferentes pruebas dependiendo del tipo y objetivos de la operación, como por ejemplo pruebas de presión, de flujo o de producción, además de verificar las condiciones del pozo con línea de acero o la misma TF. En caso de obstrucciones o afinar cimbras de cemento se puede corregir mediante el uso de barrenas ampliadores para remover el excedente.

4.3.4 Estimulaciones ^(2,22)

Definición de estimulación:

Consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca.

Es el método para restituir la permeabilidad del yacimiento o bien para formar canales de flujo en la cercanía de la zona productora, obteniendo así una conductividad óptima para la producción del pozo.

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 más 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 fluidos 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.

a.) Ventajas:

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

b).- 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.

c).- 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 4.3. 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 4.3 Datos necesarios para el diseño de una estimulación.

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

4.41 Procedimiento de cálculo para determinar los beneficios de un tratamiento ácido.

1.- 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 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:

$$P_{max} \text{ (psi)} = PF \text{ (psi)} - 0.433 \gamma D$$

γ = Densidad, gr./cm³

Determinación del gasto máximo de inyección:

$$Q_{max}(\text{BPM}) = \frac{497 \times 10^{-6} k \text{ (mD)} h \text{ (pie)} (P_{wf} - P_{ws}) \text{ (psi)}}{\mu \text{ (cp)} \text{Ln} (r_e/r_w) \text{ (pie/pie)}}$$

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,

2.- 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:

$$V_{HCL} = \frac{23.5(1-\Phi) hf \cdot X_{HCL} (r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

Donde:

V_{HCL} = Volumen requerido en (gal).

X_{HCL} = Fracción en peso del material soluble en HCl.

β = Poder de disolución del ácido.

r_w = Radio del pozo, pies.

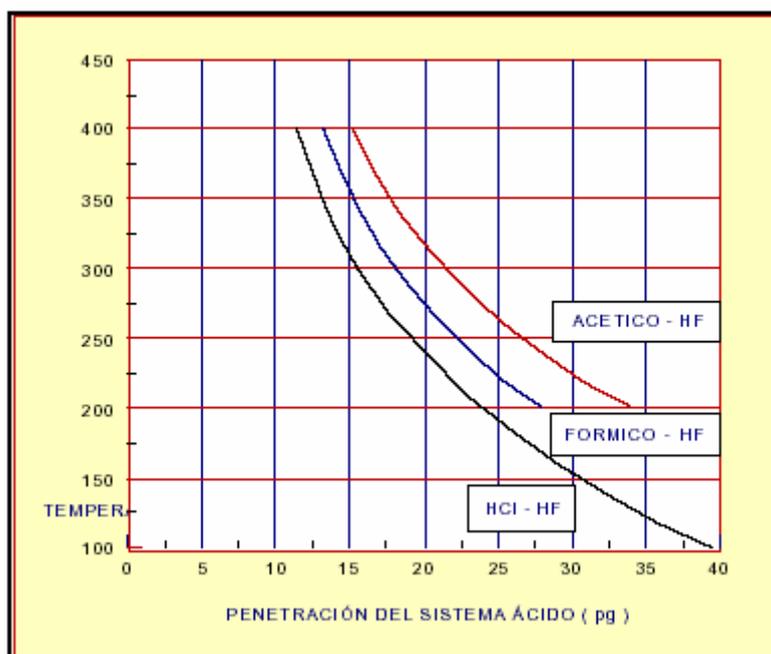
r_x = Radio de penetración, pies

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

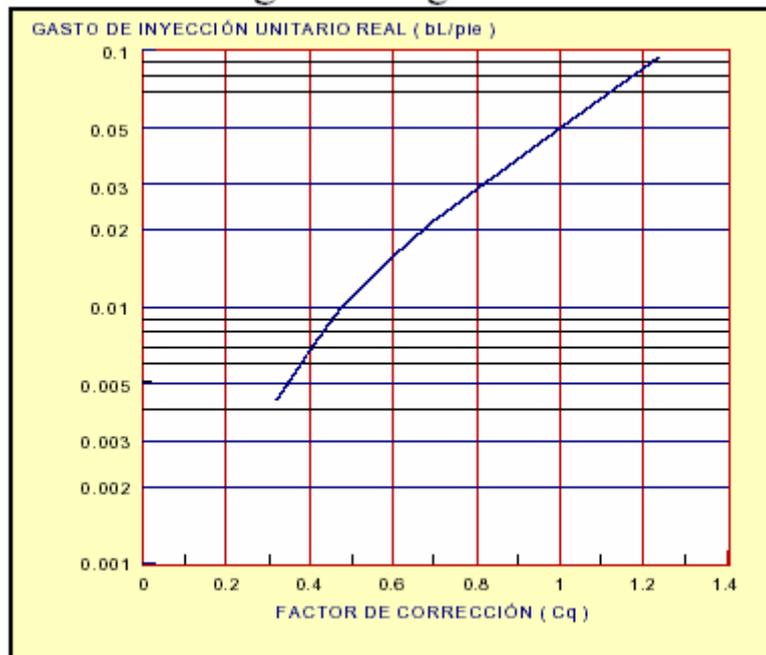
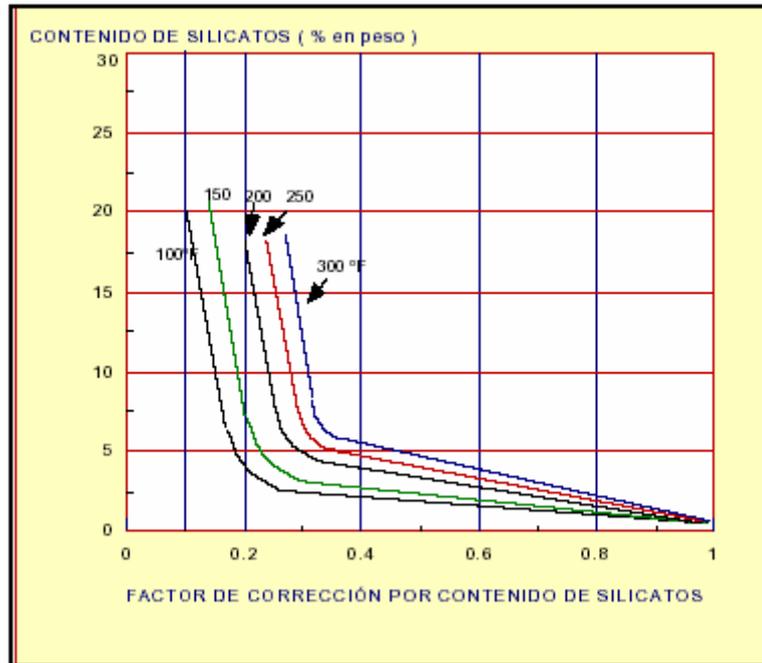
3.- Fluido de estimulación

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 su distribución. A continuación se presenta el más sencillo:

a).- Calcule la penetración del sistema ácido con la siguiente gráfica:

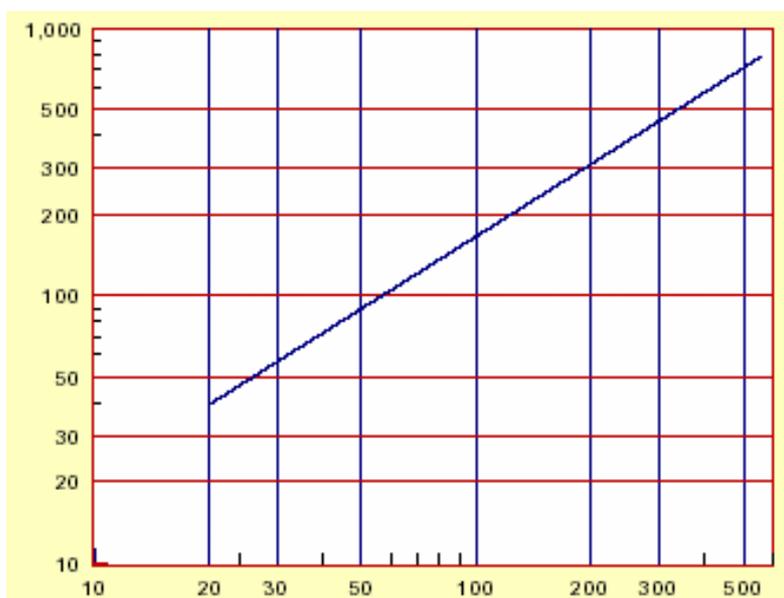


b).- El valor obtenido de la penetración debe ser corregido por el gasto de inyección y el contenido de silicatos, mediante las siguientes gráficas:



c).- Finalmente se obtiene el volumen del fluido de estimulación mediante la siguiente gráfica

VOLUMEN DE FLUIDO DE ESTIMULACION (GAL/FT)



RADIO EFECTIVO DEL FACTOR DE PENETRACION ($r_x^2 - r_w^2$)

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:

$$V_f = 23.5 \text{ fi } hf (r_x^2 - r_w^2)$$

r_w = Radio del pozo, pies.

r_x = Radio de penetración, pies

Donde r_x , toma el valor de 4 pies aproximadamente. El volumen calculado de fluido de prelavado debe 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):

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

$$V_{HCL} = \frac{23.5(1 - \Phi)(1 - \Phi)hf \cdot X_{HCL}(r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

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

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

V_p = volumen y concentración del fluido prelavado

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 del prelavado

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

Calcular en radio de penetración:

$$r_x = r_w + Paq$$

Calcular en 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:

$$V_2 = r_a \cdot hf$$

Calcular el tiempo de inyección t_i , para el volumen del sistema ácido

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

Determine el volumen de desplazamiento V_3 :

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

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:

$$J_x/J_o = \frac{\text{Ln}(r_e/r_w)}{\text{Ln}(r_e/r_w) + [k/k_x(\text{Ln}(r_e/r_w))]}$$

Para el diseño de cálculo de una estimulación con tubería flexible la Cia. Dowell cuenta con un programa de estimulaciones la cual emplea para su diseño los datos mencionados en la tabla 4.1

4.42 Ejecución

Una vez que se tiene el diseño del la estimulación se deben 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 herramienta 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 la 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 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, y en menor proporción las estimulaciones matriciales y las estimulaciones selectivas debido a su poca aplicación.

Nomenclatura

PF = Presión de Fractura, psi.
GF = Gradiente de fractura, psi/pie.
D = Profundidad, pies.
Pmax = Presión máxima, psi.
 γ = Densidad, gr./cm³.
Qmax = Gasto máximo de inyección en BPM.
K = Permeabilidad, md.
h = Profundidad, pies.
Pwf = Presión de fondo fluyendo, lb/pg².
Pws = Presión fondo estática, lb/pg².
 μ = Viscosidad, cp.
 r_e = Radio de drene, pies.
 r_w = Radio del pozo, pies.
 r_x = Radio de penetración, pies.
hf = Espesor de formación, pies.
Pa = Penetración
 J_x/J_o = Índice de productividad.

4.5. Registros y disparos ^(14,15)

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 registros eléctricos con TF 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. 4.14.)

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 grado de 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.

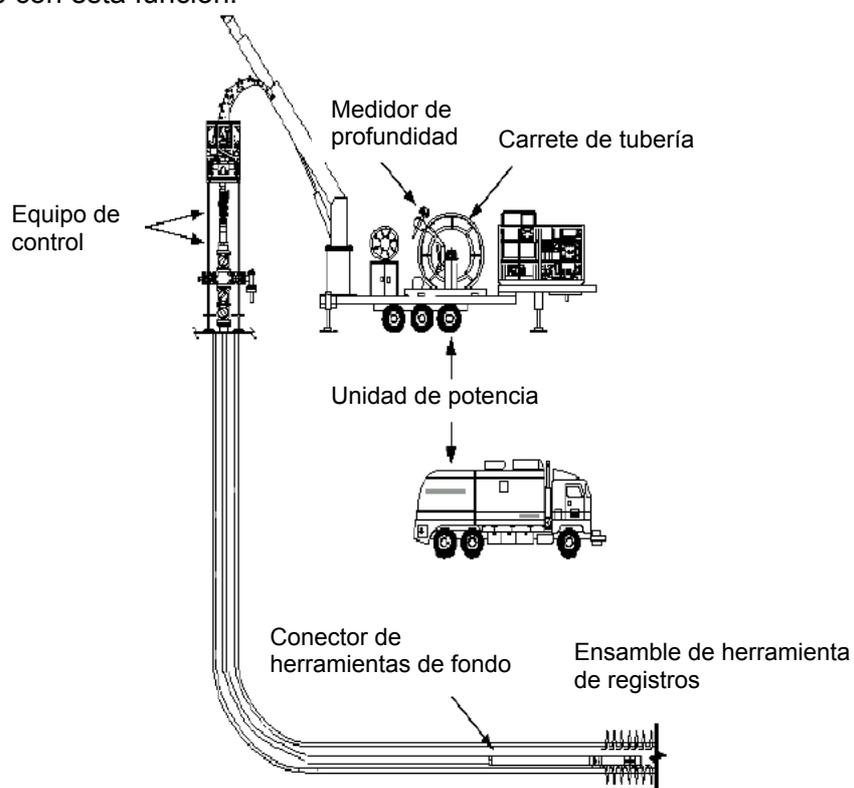


Fig. 4.14 Unidad de registros eléctricos.

- 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.

4.5.1 Diseño

Para el diseño de registros con tubería flexible se deben 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 cómputo.

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 siguiente información.

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).
- 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 del aislamiento y conductores)
- Cabeza adaptadora, diámetro exterior y peso.
- Preventores y equipo superficial (lubricador, estopero, etc.)

- Peso de la unidad de tubería flexible

4.5.2 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 agujeros 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 que cuando se introduce con la tubería de perforación (TLC).

La distancia a la que se introduce la sarta de registros eléctricos con tubería flexible 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 cómputo.

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 "yoyo" cuando se está 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.

4.5.3 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-espectroscopia con rayos gamma y tiempos de decaimiento termal
- Avance 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 los 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 registros 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 requiera bombear fluidos a través de la tubería flexible mientras se registra.

4.5.4 Aplicaciones en agujeros desviados

El principal objetivo de los registros de producción en pozos horizontales es el de 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 de flujo y presión, es posible cuantificar los parámetros del pozo y del yacimiento.

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

La obtención e 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 el 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 técnicas 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 ha 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 e interpretar los datos. En la práctica, pueden encontrarse tres tipos básicos de terminación horizontal (Fig. 4.15).

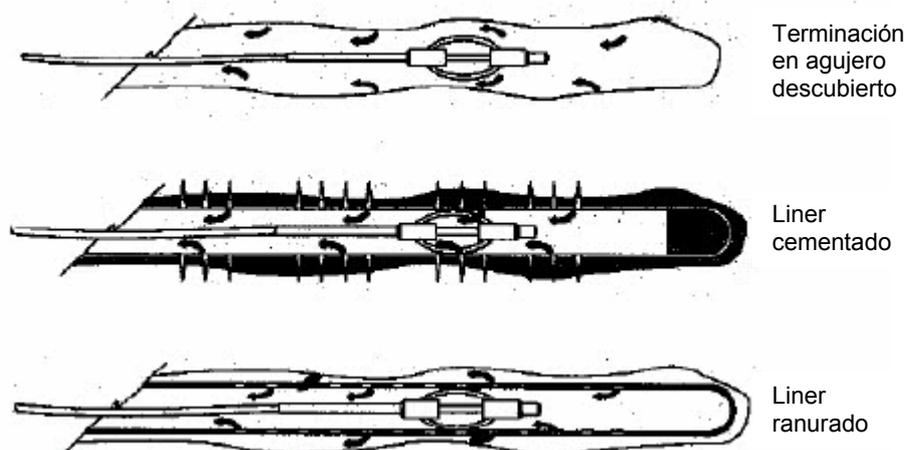


Fig. 4.15 Tipos de terminación en pozos horizontales.

a).-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 lo demás, los registros proporcionan buena información debido a que el flujo está circunscrito dentro del agujero; aunque las variaciones en áreas de cada sección del agujero pueden ocasionar dificultades para la interpretación.

b).-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.

c).-Registro con tubería corta 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.

4.5.5 Unidad de tubería flexible para operaciones con cable eléctrico⁽¹⁷⁾

1.- Componentes Principales de un Sistema de Registros con Tubería Flexible

*COMPUTADORA

*COLECTOR DEL CARRETE

*EQUIPO DE PRESION DE SUPERFICIE:

- SARTA DE TUBERIA FLEXIBLE Y CABLE
- BARRAS DE CONTRAPESO
- ADAPTADOR DE HERRAMIENTAS DE
- REGISTROS Y TUBERIA FLEXIBLE
- HERRAMIENTAS DE REGISTROS

2.- Tipos de Cable

Instalación del Cable

Medición de profundidad y peso

Equipo para control de presiones

Consideraciones de logística.

Modelo de esfuerzos de la tubería flexible.

3.- Disparos con tubería flexible

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

La tubería flexible ha sido una de las mayores soluciones para disparar zonas productoras en pozos altamente desviados u horizontales, ya que con los sistemas de cables no ha sido posible bajar las pistolas en pozos de alto grado de desviación y de mayores profundidades. Los casos resueltos se han realizados con tubería flexible y el sistema de disparo TCP (tubing conveyed perforating), el cual ha sido la mejor opción, debido a que esta técnica permite obtener una mayor respuesta en la profundidad del pozo, además de evitar gastos innecesarios por los problemas causados por la geometría del pozo, como puede observarse en la (figura 4.16).

La mayor ventaja que esta técnica ofrece, es que pueden activarse hidráulicamente o eléctricamente dependiendo de las condiciones de diseño y de disponibilidad de la tubería flexible con cable interno, además de que se ha ido incrementando el uso de la técnica de disparos bajo balance.

Para disparos con tubería flexible en pozos altamente desviados u horizontales, el control de la profundidad y su correlación se logra mediante sensores y registro de rayos gamma.

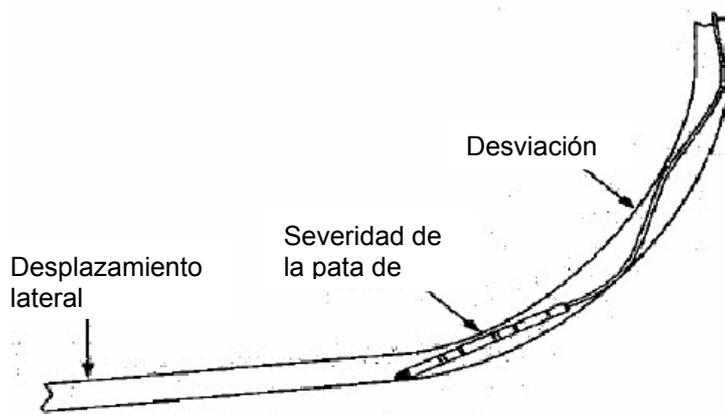


Fig. 4.16 Configuración de la TF en pozos desviados.

En la actualidad, se dispone de un sistema de computación de nombre SPAN, que es un software que fue desarrollado para predecir los resultados de trabajos de disparos

4.- Selección de pistolas ⁽¹⁾

Varios tipos de pistolas usadas en operaciones convencionales de disparos, son comúnmente utilizados por este tipo de aplicación (Figura 4.17).



Fig. 4.17 Tipos de pistolas para operaciones convencionales de disparos.

a).- 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:

b).- Pistolas desintegrables

Estas pistolas (enerjet fase 45 grado) pueden ser usadas solo cuando se puede tolerar que el tamaño de los desechos sea grandes y largos.

c).- Pistolas semidesintegrables

Éstas (enerjet fase 0 grados) solo pueden ser usadas en aplicaciones donde los desechos moderados pueden ser tolerados.

d).-Pistolas recuperables

Estas pistolas (scallop/hyperdome) van dentro de un tubo lo cual asegura que los desechos de las pistolas queden dentro de este después del disparo. En adición, proveen una mejor recuperación, permitiendo que estas trabajen en ambientes de altas temperaturas, presión y desviación.

4.5.6 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 depende 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.

4.5.7 Mecanismo de los disparos

Existen dos medios o formas de disparos: Eléctricamente ó 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 algunos otras fuerzas a la que está sometida (presión, elongación etc.).

Este mecanismo de disparos es una alternativa confiable (máx. un pié 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 TR y obtener óptimas penetraciones de los disparos en la formación.

A continuación se presenta una tabla donde se aprecia la compatibilidad del cable con la guía, para las herramientas de registro y disparos: Tabla 4.4.

APLICACIONES DE LA TUBERIA FLEXIBLE

Tabla 4.4 Sondas de registros eléctricos.

HERRAMIENTA	HEPTACA- BLE	MONOCA- BLE	COA- XIAL
SERVICIOS DE EVALUACION			
LTD HERRAMIENTA DE LITODENSIDAD	X	-----	----
CNT NEUTRON COMPENSADO	X	-----	----
GR RAYOS GAMA	X	-----	X
EPT PROPAGACION ELECTROMAG.	X	-----	----
DI DOBLE INDUCCION	X	-----	----
TCC CARTUCHO DE TELEMETRIA	X	-----	X
SDT SONICO DIGITAL	X	-----	----
RFT PRUEBAS 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
SEVICIOS DE REGISTROS DE PRODUCCION			
CCL LOCALIZADOR DE COPLES	X	X	X
GR RAYOS GAMA	X	X	X
PTS PRESION TEMP. Y DENSIDAD	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
TCS SONDA CALIBRADORA DE TP	X	X	X1
TDT TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMICO	X	X2	X2
RST EVALUACION DE SATURACION	X	-----	X
GST ESPECTROMETRIA DE RAYOS	X	-----	X
BHTV TELEV. EN EL FONDO DEL POZO	X	-----	----
MFC CALIBRADOR DE DIAMETRO DE TUB	X	-----	----
TGS GEOMETRIA DE TP		X	X
1 Solamente el calibrador puede ser corrido en cable en monocable o cable coaxial			
2 Cuando el TDT y CPLT son corridos en combinación en cable coaxial			

4.6. Operación de pesca ⁽⁸⁾

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, dependen 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 es único 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 deliberada 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 es casi directamente relacionada a la cantidad de acero en el tubo para el mismo espesor de pared, un incremento en el diámetro exterior de la TF 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 TF (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.

4.6.1 Consideraciones de diseño para el uso de la tubería flexible ⁽¹⁷⁾

Las técnicas de pesca pueden ser clasificadas en dos tipos, ligeras y pesadas, en la tabla 4.5 siguiente se muestra la clasificación de las mismas y sus ventajas para la selección adecuada del equipo para una pesca:

1.- Software utilizado para el diseño de las operaciones de pesca

- a).- **Coilife.**- Módulo para el control de la vida útil de la tubería flexible en tiempo real, en éste se determina la fatiga desarrollada por las operaciones realizadas con la tubería, minimizando los riesgos de falla durante la operación.
- b).- **Coilimit.**- Se emplea para determinar los límites de presión y tensión de la sarta sometida a condiciones de pozo y se basa en el modelo de cedencia Von Misses que determina los límites de cedencia de la tubería flexible.

Tabla 4.5 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 4.6 se muestran los datos requeridos para el diseño de una sarta y ejecución de un programa de pesca.

Tabla 4.6 Datos para el diseño de los trabajos de pesca

Pez	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Obtención del diagrama del estado mecánico del pozo - Localización de restricciones - Detalle de las desviaciones
Equipo superficial	<ul style="list-style-type: none"> - El diámetro interior y la longitud del equipo de control de presión deberá ser compatible con el diámetro exterior de la sarta de pesca y pescado.
Sarta de pesca	<ul style="list-style-type: none"> - 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

2.- 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 niples y restricciones, ahora bien, intervienen varios puntos en la selección de herramientas de pesca como:

3.- Condiciones del pez. (Si está 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 su 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 del 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.

4.- Estado mecánico del pozo

Las mínimas restricciones contenidas en el pozo, determinarán 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 jalón disponible en el pez. Tal información es requerida por la selección de un ensamble apropiado como martillos o aceleradores.

5.- 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.

6.- 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.

7.- Preparación del pozo

Antes de iniciar las operaciones de pesca, se realizarán algunas actividades como parte de los procedimientos, que tiene 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 confirmación de la boca del pez, limpieza superficial del cuello, zapateado del 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. 4.18).

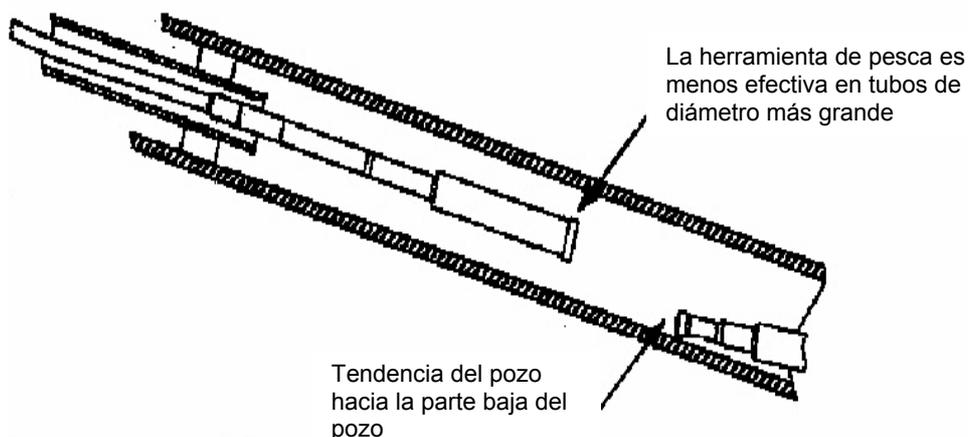


Fig. 4.18 Detección de la boca de pez y posición del mismo en el pozo.

4.6.3 Tipo de pesca ⁽⁸⁾

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

1.- 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 agarre, seleccionándolo de acuerdo a la experiencia y escasa información disponible. En algunos de estos trabajos de pescas, normalmente se modifican las herramientas a las necesidades específicas para la ejecución del trabajo, por ser materialmente imposible la disponibilidad de herramientas especialmente para cada tipo de pescado.

En el capítulo 3 se describen algunos pescantes disponibles en el mercado como hidráulicos, recuperables etc.

2.- 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 (Fig. 4.19). 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.

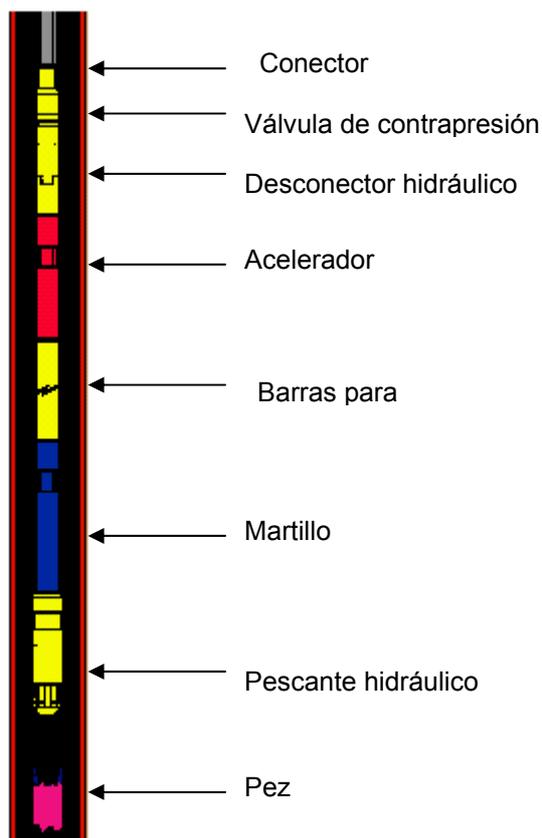


Fig. 4.19 Principales componentes de la sarta de pesca.

Una práctica 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

3.-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.

4.6.4 Procedimiento general de operación ⁽¹⁰⁾

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

- Instalar conector en el extremo de la tubería flexible y probar con la máxima tensión permitida a la tubería.
- Instalar sarta de pesca al conector de tubería.
- Instalar equipo de tubería flexible y probar conexiones según norma descrita en el capítulo 2.
- Bajar sarta de pesca a la boca del pescado y circular en caso necesario para limpiar el pez.
- Operar, tensionar y verificar indicador de peso.
- Recuperar tubería y pescante.
- 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 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 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.

4.7 Terminaciones ^(12,22)

En el escenario de las terminaciones con la TF se han iniciado una serie de innovaciones tecnológicas, aunque sus avances son relativos, ya que sólo representa un porcentaje mínimo de las aplicaciones totales con la herramienta, en algunos conceptos ha avanzado más que otros.

Por ejemplo, en sargas de velocidad se han obtenido excelentes resultados, en 1995 ARCO hizo alrededor de 700 terminaciones en Alaska y en 1996 la compañía Dowell-Schlumberger terminó alrededor de 600 pozos en América Latina.

a).- Sartas de velocidad

Otra de las aplicaciones de TF donde va adquiriendo un mayor auge en el renglón de las terminaciones, cuyo éxito ha incidido mayormente como sartas de velocidad para mejorar el flujo en la tubería de producción de los pozos de aceite, o también para casos de pozos productores de gas con agua. En los pozos marginales por su condición geográfica, el uso de esta tecnología de terminación, ha permitido ahorros substanciales en tiempo y costo. Con esta tecnología, también se han resuelto casos de pozos productores de gas amargo con 40 a 60 % de H₂S.

b).- Diseño

- Selección del pozo candidato
- Análisis nodal del comportamiento del pozo mediante los paquetes de cómputo.
- Seleccionar el diámetro óptimo de la TF y la profundidad de instalación.
- Determinar el incremento de producción esperado.

c).- Componentes de la sarta de velocidad.

1.- Una sarta de velocidad incluye:

Tubería flexible
Niples de asiento
Válvula subsuperficial de seguridad
Válvulas de bombeo neumático

2.- Equipo superficial incluye:

Cabezal
Colgador
Medio árbol de válvulas

A continuación se muestra una configuración típica de sarta de velocidad.

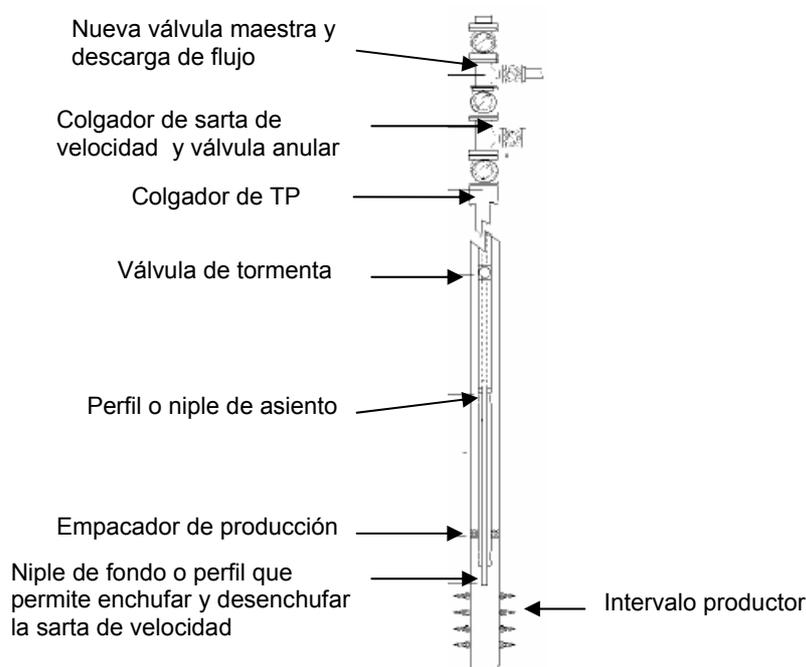


Fig.4.20 Configuración de una Sarta de Velocidad

d).- Aparejos de producción

Recientemente, se han ejecutado terminaciones de pozos con diámetros de 3 1/2" de TF como aparejo de producción, aprovechando su alta resistencia y eliminando el uso del equipo convencional para las intervenciones

Los tipos más comunes de terminaciones hasta ahora desarrollados son:

- 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 cuál 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 varios análisis previos 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, H₂S, CO₂, etc.)

Producción.

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

Terminación existente (si la hay).

- TR 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/ servicios.

4.7.1 Aparejos con bombeo neumático^(6,16)

Otra de las alternativas para restituir la producción de aceite de pozos que tienen baja presión de fondo, es el uso de la tubería flexible como aparejo de producción y de válvulas para bombeo neumático. El arreglo depende de las condiciones futuras del comportamiento Inflow Performance Relationship (IPR) del pozo. Si es un pozo nuevo, o si es depresionado, también se analizará su comportamiento.

Existen diferentes tipos de sarta con cople externo, las cuales no pueden ser corridas a través de la cabeza inyectora, asimismo requieren de herramientas y equipo especial para su instalación.

La tipo "spoolable" ha sido la más común en las terminaciones realizadas por su versatilidad, ya que se puede recuperar con equipo de tubería flexible estándar además, está diseñada para su instalación en pozos.

Diseño

- Seleccionar el pozo candidato
- En el caso de una terminación, como pozo nuevo, deberán considerarse otros factores para seleccionar su terminación con tubería flexible por ejemplo: si es marginal, pozo costafuera u otros factores que influyen en el costo de intervenciones durante su vida productiva.
- Analizar el comportamiento del pozo o IPR y el Vertical Lift Performance (VLP) para determinar la profundidad óptima de inyección.
- Mediante programas de cómputo se hace el análisis de los escenarios de producción esperados y con, el cual se establece el arreglo óptimo del aparejo con tubería flexible.

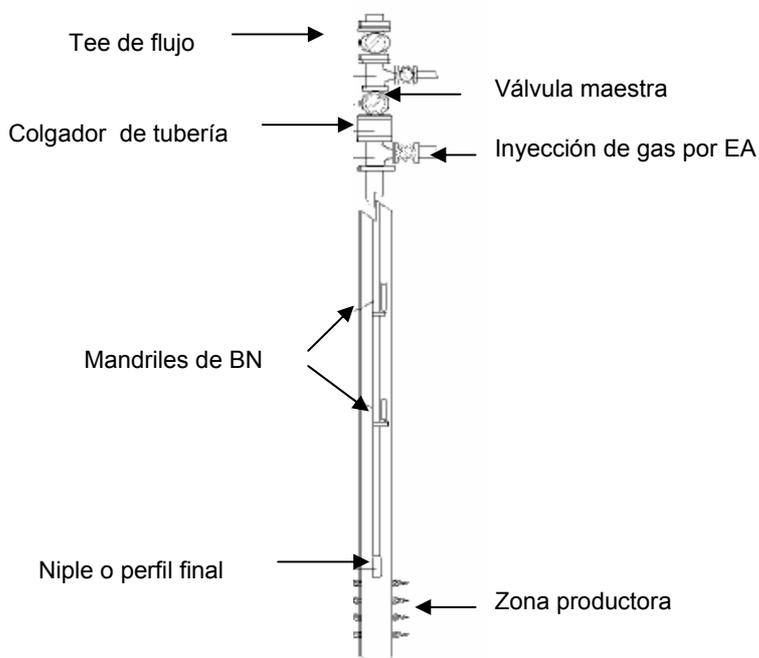


Fig. 4.21 Configuración típica de bombeo neumático con TF.

4.7.2 Aparejo con bombeo electrocentrífugo^(9,16)

El uso de la tubería flexible para la introducción de aparejos de bombeo electrocentrífugo se caracteriza por los altos volúmenes de producción y se emplea en pozos profundos con una mezcla de hidrocarburos con poco gas, el cual 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.

1.- Diseño

El diseño de las dimensiones y capacidades de las bombas y motores va 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.

Para la selección de la tubería apropiada, va estar asociada con las fuerzas generadas por la bomba y el motor eléctrico. El análisis de éstas fuerzas puede efectuarse haciendo uso de un programa de cómputo denominado "CoiLIMIT", . 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

2.- 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 ½" o mayor. Resultando ahorros sustanciales ya que se reducen los tiempos de introducción y el riesgo de daño del cable disminuye considerablemente.

3.- Componentes

a).-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).

- b).-Motor eléctrico:** Es de tres fases, separadas a 120 grados, que establece un campo magnético de dos polos; el cuál hace mover el rotor y estator contenidos dentro del motor. El conector del cable de potencia que se conecta al motor se denomina “mufa”.
- c).-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.
- d).-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.
- e).-Cable de potencia:** Conduce la potencia eléctrica desde superficie al motor. El conductor se encuentra aislado y rodeado por una chaqueta protegida por una armadura metálica.

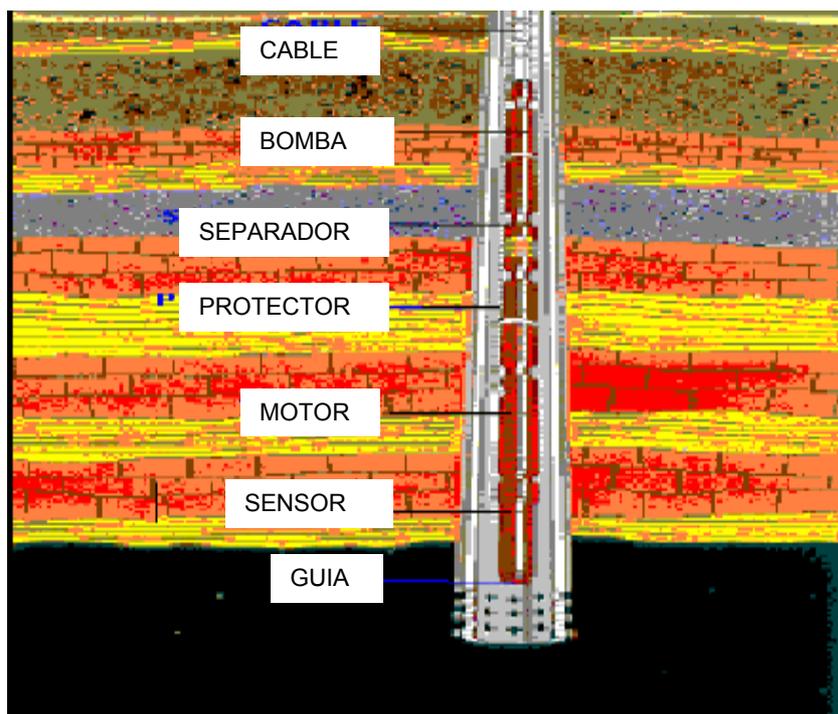


Fig.4.22 Configuración típica de un aparato de BEC con TF.

- 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.

4.7.3 Bombeo hidráulico ⁽¹⁸⁾

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.

a).- Diseño

Para el diseño de todo, el sistema se toma en cuenta el fluido potencia y los fluidos producidos del pozo. Otra forma de diseño es la de convertir la potencia del fluido presurizado a una velocidad de chorro que se mezcla directamente con los fluidos del pozo para ser producidos en la superficie. Los mecanismos del proceso, así como la técnica empleada en los aparejos con tubería flexible son similares a los de un sistema convencional.

Existen dos diseños básicos de bombas Jet: una bomba libre y otro de bomba fija. En el diseño de bomba fija, ésta 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 es diseñada para efectuar su desplazamiento dentro y fuera del pozo, por el interior de la tubería, lo cuál 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 T.F. van desde 1 ¼" hasta 2 7/8" y pueden ser fabricadas con diámetros desde ¾" y longitudes de 12 pulgadas. Esto hace posible producir por bombeo hidráulico en pozo de diámetro reducido con gran desviación y horizontales.

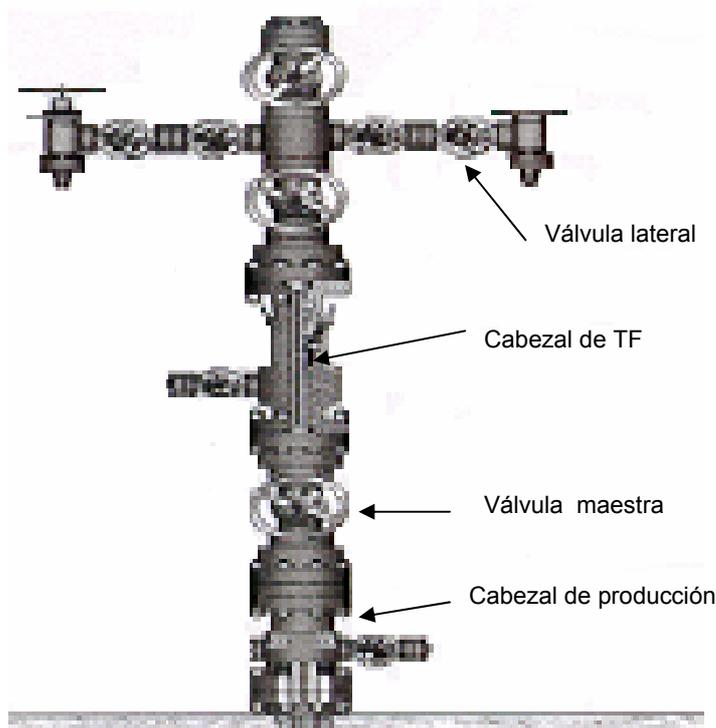
Las áreas de oportunidad ideales para usar las bombas hidráulicas son en pozos de poca producción, donde no es posible el bombeo mecánico o con problemas de parafina.

También se obtienen buenos resultados en pozos cuya presión de fondo es insuficiente para producir en forma constante, pero que tienen 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 servicios a los pozos es problemático, las bombas jet pueden instalarse utilizando un niple, un obturador o un asiento de bomba.

b).- Ejecución

La bomba hidráulica se baja con la tubería flexible hasta una profundidad tal, que permita la producción de fluidos. Esta instalación requiere un niple asiento y un obturador colocado en el interior de la T.F. para empaquetar 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 ésta manera optimizar los gastos de producción.



4.23 Configuración del cabezal y 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 6,400 m.

4.8. Perforación

Objetivo

El objetivo de perforar pozos con TF trae varios beneficios como los siguientes:

- Eliminar las conexiones de la tubería
- El ruido del equipo es mínimo
- El manejo de los fluidos es a través de un circuito cerrado
- La circulación continua reduce problemas de pegaduras
- En la perforación bajo balance hay una mayor seguridad
- Costos menores en la movilización e instalación de equipos

Puede decirse que la perforación es una tecnología en etapa de perfección, ya que los acontecimientos recientes describen la perforación de agujeros hasta de 12 1/2". Esta situación revolucionará el uso actual de TF en pozos cuyos diámetros será mayor que los actuales.

4.8.1 Aplicaciones para perforación con tubería flexible. ^(19,22)

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

Perforación de pozos nuevos.

La perforación se ejecuta con la finalidad de obtener un incremento adicional de producción apoyado en un programa de PERFORACION ALTERNA utilizando los recursos e infraestructura de los pozos existentes.

Para hacer posible esta aplicación es necesario efectuar un análisis de la información disponible para la selección de los pozos candidatos, ejecutar el diseño del pozo, seleccionar el equipo, conocer la infraestructura y logística aplicada al proyecto durante la realización de este.

El programa de la intervención debe contemplar los siguientes aspectos:

1.- Geometría del pozo.

La geometría del diámetro de agujero estará en función de factores tales como: Profundidad del objetivo, diámetros de barrena, y los diámetros de tuberías de revestimiento programados en sus diferentes etapas.

2.- Profundidad desarrollada.

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

3.- Asentamiento de tuberías de revestimiento. El asentamiento de las tuberías de revestimiento está en función de las condiciones geoestratigráficas de la columna a perforar.

4.- Condiciones de estabilidad del agujero.

Se debe considerar para una buena estabilidad de agujero, un fluido que sea compatible con el tipo de formación, debe 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.

5.-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 es recomendable utilizar barrenas afines a la dureza de las mismas.

6.-Fluidos de perforación e hidráulica.

Para los fluidos de perforación deberá observarse como regla cuando se trate de fluidos tipo monofásico un contenido de sólidos que deber oscilar entre el 5% y 10% y este depende del tipo de yacimiento teniendo en cuenta dos sistemas, sobrebalanceado o bajobalance, lo cual implica por decir lodo, espuma o gas respectivamente.

7.-Trayectoria del pozo

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

Para poder planificar un pozo direccional se necesita conocer 3 puntos muy importantes que son: posición de la localización, posición del objetivo y la profundidad vertical del objetivo. Conocidos estos puntos se puede planificar la trayectoria del pozo.

Los tipos de trayectoria direccional son:

8.-Ensamble de perforación.

El ensamble de perforación para un agujero vertical deber contener los siguientes elementos (Fig. 4.24):

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

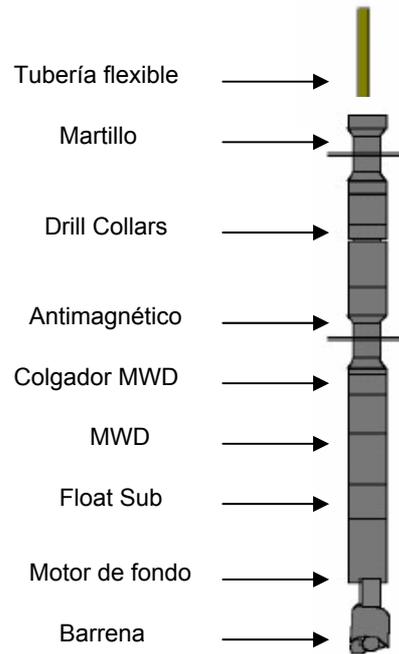


Fig. 4.24 Ensamble de fondo para perforar con TF para agujero vertical.

9.- 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 inesperada cuando se trate de perforación bajobalance (Fig. 4.25).

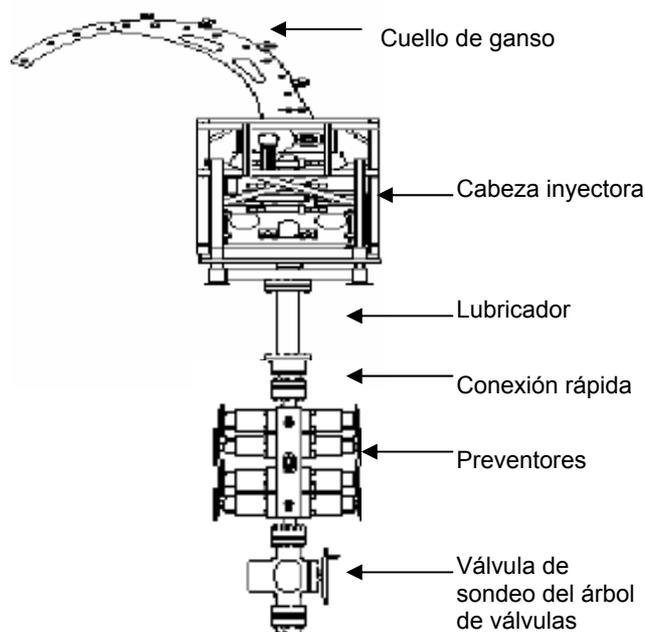


Fig. 4.25 Conexiones superficiales de control.

10.- 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:

11.- Área de trabajo.

Comparativamente el rea de trabajo necesaria para la distribución e instalación del equipo de perforación con tubería flexible en relación con la perforación normal deber ser mas pequeña comúnmente de 25 x 32 metros, ya que es el mínimo 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.

12.- 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 tensores con puntos de anclaje. (Dependiendo de la configuración del equipo seleccionado).

13.- 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 reas de investigación tales como:

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

4.8.2 Perforación de pozos horizontales. ⁽¹¹⁾

Respecto al diseño y características del equipo superficial para este tipo de intervención puede ser 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 de pozo.
5. Bukle helicoidal.
6. Esfuerzos de tubería.
7. Vida y fatiga de la tubería flexible.

Con respecto al ensamble de fondo usado para la perforación de pozos horizontales probado en el campo y como parte del procedimiento se describe en forma detallada la distribución de las herramientas (Fig. 4.26):

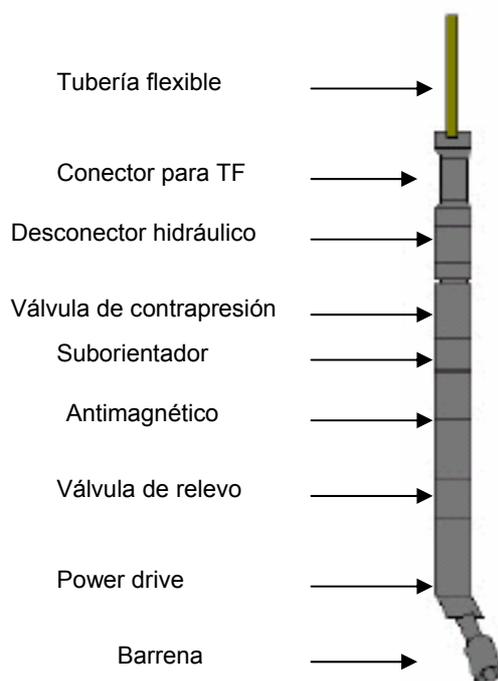


Fig. 4.26 Ensamble de fondo para perforar con TF para pozos desviados.

- * Barrena PDC 5 7/8" tipo FM-2643 security, No.serie35426 0.20M
- * Motor de fondo 4 3/4 SPERRY DRILL No, 475251; lobe 4/5 8.30M
- * Combinación con doble caja 3 1/2"IF; di metro E=5" DI=2" 0.60M
- * Combinación 3 1/2"IF (pin) a 2 3/8" IF (caja) diámetro E 3 3/4"x1 1/2" 0.51M
- * Válvula de relevo (igualadora) di metro E 3 3/4" 2 3/8" IF (pin)x2 3/8"IF(caja) 0.51M
- * Lastrabarreras antimagnético diamt.ext.=3 3/4", 2 3/8" IF (pin)x Acme (pin) 4.50M
- * Colgador diamt.ext.3 1/2"doble caja ACME 0.95M
- * Combinación diamt. ext. 3 1/2 "x ID=13/4" ACME(Pin)x 2 3/8"IF (caja) 0.81M
- * Suborientador 3 5/8"x 11/2" 2 3/8 IF (pin)x 2 3/8"IF (caja) 2.90M
- * Válvula de contra presión 3.675" 2 3/8"IF (pin) x2 3/8"IF (caja) 0.46M
- * Desconector hidráulico 3 5/8"x 1" 2 3/8"IF(pin)x 2 3/8"HD(caja) 0.51M
- * Conector para TF 4 1/8", 2 3/8"HD (pin) 0.30M
- * TF diámetro 2 3/8"; D:l:2.063" long. Total 1854.0M

El control de la trayectoria durante la perforación del pozo horizontal debe darse de manera estricta ya que en ocasiones esta limitada por tener la necesidad de navegar con el conjunto de ensamblaje de fondo a través de espesores de yacimientos limitados con fronteras o contactos próximos como son casquete de gas, y contacto agua aceite, por lo que convendrá si existe la posibilidad, de incluir en el ensamblaje de fondo la herramienta LWD la cual nos proporciona información en tiempo real de registro de Rayos Gamma, resistividad, desviación, neutrón compensado y densidad compensada.

a).- Profundizaciones y reentradas convencionales. ⁽¹³⁾

Al referirnos a profundización estamos estimando la posibilidad de alcanzar yacimientos incrementando la profundidad del agujero atravesando o perforando la zapata de la tubería de explotación ya sea en una forma vertical o alcanzando desplazamientos programados hacia objetivos establecidos en función del desarrollo del campo

Una reentrada convencional es la perforación vertical o direccional aprovechando un pozo ya perforado para explotar una formación inaccesible desde el pozo original, por lo general la localización ha sido establecida más grande de lo requerido, ya que el conducto original fue perforado con un equipo convencional (Fig. 4.27).

Algunas ventajas que se pueden obtener son las de incorporar nuevas zonas a producción explorar nuevas formaciones, librar pescas complejas y convertir el pozo vertical en horizontal incrementando la capacidad original de drenado antes de la reentrada.

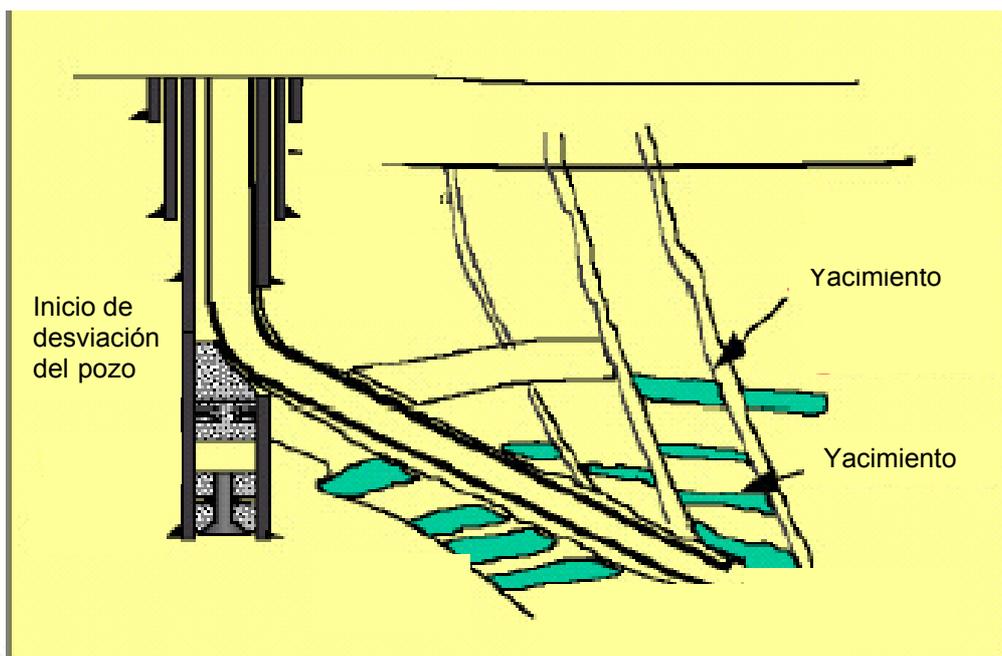


Fig. 4.27 Pozos de reentrada.

b).- Multilaterales.

La técnica de perforar agujeros multilaterales se describe tomando en cuenta la construcción de conductos a partir de un pozo normal como tronco que puede ser vertical direccional u horizontal (Fig. 4.28).

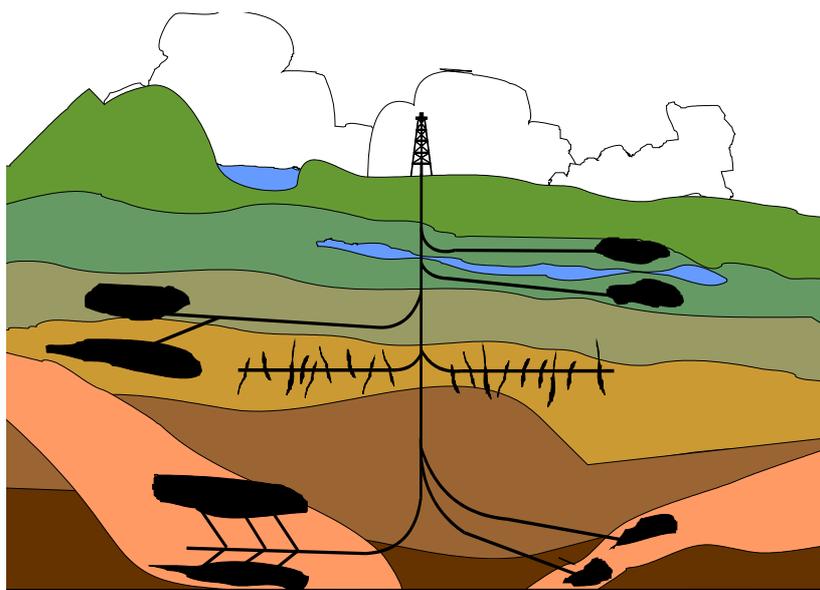


Fig. 4.28 Pozos multilaterales.

Existe una clasificación de 3 niveles para la construcción de pozos multilaterales siendo estos:

Nivel 1. Originalmente este nivel nos da como resultado un pozo en donde existe el tronco y agujero lateral sin terminación, en agujero descubierto.

Nivel 2. Con respecto a este nivel cabe mencionar que el conducto aunque también permanece sin ser revestido, su desplazamiento inicia en el tronco ya revestido por medio de una ventana.

Nivel 3. El conducto se construye de la misma forma que en el nivel 2 pero con la diferencia de que en la rama construida se ubican herramientas integrales de terminación con el objeto de seleccionar y aislar intervalos no deseados.

c).- Reentradas a través de tubería de producción.

El término de reentradas a través de tubería de producción se aplica a las operaciones de tubería flexible que son realizadas bajo las condiciones siguientes:

Operaciones realizadas sobre o a través del árbol de válvulas.

- Cuando la tubería original de producción permanece en su lugar.
- El equipo de control del pozo es utilizado para las operaciones de perforación de bajo o sobrebalanceo.

Este tipo de intervenciones aunque minimiza los costos de explotación con respecto al desarrollo del campo ya que se perfora a través de la tubería de producción, esta limitado por los diámetros interiores del mismo aparejo, debido a la introducción de herramientas mecánicas con sistemas de ensanchamiento que deberán trabajar en diámetros de tuberías de explotación localizadas abajo del aparejo de producción, por lo que el mínimo diámetro recomendado para estos trabajos es de 4 1/2".

4.8.3 Pozos costa afuera. ⁽²¹⁾

La localización y selección del equipo de perforación con tubería flexible es determinado por el espacio, la profundidad, el diámetro y la capacidad de manejo de la plataforma (Fig. 4.29).

Se debe tomar como consideraciones básicas los siguientes aspectos, dimensiones exactas y espacio disponible incluyendo detalles del área afectada y requerimientos de zonificación.

Capacidad de carga de las placas incluyendo lugar y orientación del peso de las vigas y áreas restringidas.

Tomar en cuenta detalles de la capacidad de la grúa y la capacidad de extensión de la pluma.

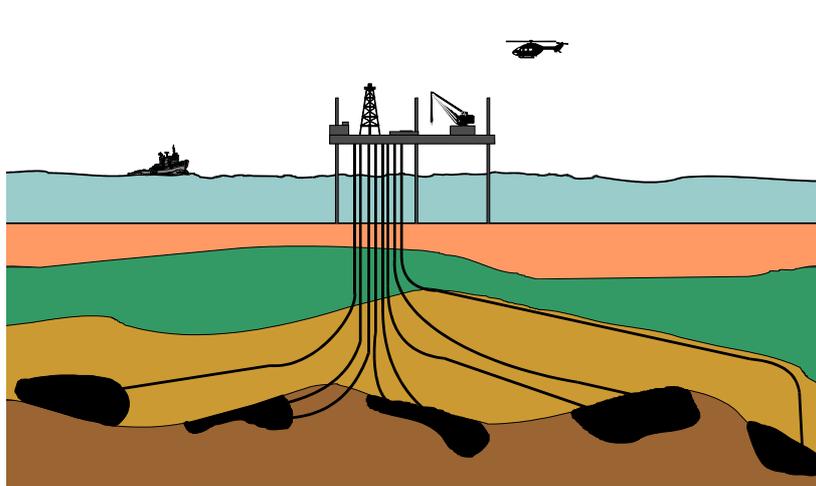


Fig. 4.29 Pozos múltiples en plataformas marinas o costa afuera.

a).- Equipo.

El tipo de aplicación, localidad y complejidad de la operación determinara que tipo de equipo que será seleccionado.

Los componentes principales requeridos para completar casi todos los proyectos de perforación con tubería flexible son categorizados como sigue:

- Equipo de perforación o estructura de tubería flexible
- Equipo de tubería flexible.
- Equipo de control del pozo
- Equipo de bombas.
- Equipo de tratamiento y tanques de lodo.
- Equipo de manejo de tubería.
- Equipo auxiliar de superficie
- Equipo de observación y registros.
- Equipo de seguridad y emergencia.
- Equipo de bajobalance.

b).- Consideraciones de diseño.

Para la perforación de pozos con la técnica de tubería flexible es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones de diseño:

- 1.- Diámetro de agujero.** Es posible perforar hasta diámetros máximos de 12 1/4" haciendo notar que para agujeros mayores de 6 3/4" se debe diseñar la sarta con motores adecuados en función del torque y de su hidráulica afines con el diámetro y características de esfuerzo de tubería flexible.
- 2.- Profundidad.** La profundidad depende del diámetro del pozo y características de la formación generalmente, con respecto a pozos nuevos existen profundidades limitadas en cuanto a alcance entre 1500 y 2200m con 3 o 4 ensambles de fondo diferentes.
- 3.- Limitaciones.** La tolerancia al torque de la tubería flexible limita el tamaño del motor, la presión de bombeo limita la profundidad del agujero en diámetros mayores de 4 3/4".
- 4.- Diámetro de la tubería flexible.** En diámetros de 2 3/8" de tubería flexible es recomendado para diámetros de agujero mayores de 6 3/4" para 4 3/4" cuando se desean realizar secciones mas profundas de 1500m.
- 5.- Peso sobre barrena.** El peso necesario sobre la barrena para mantener la penetración puede obtenerse de dos medios:
 - Perforación vertical o ligeramente desviada.
 - Perforación de pozos con alto ángulo de desviación u horizontales.

En el primer caso los lastrabarrenas de perforación son usados para proporcionar este peso, la tubería flexible esta se mantiene en tensión para asegurar una trayectoria estable. En el segundo caso cuando se perforan agujeros horizontales o con alto ángulo de desviación la tubería flexible es usada para proveer el peso necesario a la barrena.

El mínimo peso disponible recomendado sobre la barrena para la perforación con tubería flexible es mostrado en la tabla 4.6.

Tabla 4.7 Mínimo peso de la barrena para un diámetro en común.

Diámetro del agujero (pg)	Mínimo peso sobre barrena recomendado (lb _f)
3 ¾ a 4	1000
4 1/8 a 4 ¾	1500
5 a 6 ¼	2500

6. Velocidad anular.

Será necesario determinar si la velocidad anular disponible es suficiente para proveer una adecuada limpieza del agujero ya que esto es crítico en 2 áreas:

- Secciones horizontales y altamente desviadas
- Tubería de revestimiento de diámetro grande o cambios bruscos de diámetro.

La geometría del agujero, tamaño del corte influirá grandemente en el sistema de limpieza del agujero, sin embargo, debido a la alta velocidad de los motores y combinaciones de barrenas el tamaño de cortes es por lo general muy pequeño (menor de 50 micrones).

La siguiente recomendación con respecto a velocidades anulares pueden ser tomadas en cuenta como guía para elaborar los diseños de trabajo.

Secciones de agujero vertical de 30 a 50 pies por minuto en secciones de agujero horizontal, aunque esto es variable y depende mucho de la sección horizontal y las características del fluido de perforación. La recomendación será obtener velocidades anulares de 100 pies / minuto.

Tabla 4.7 muestra las velocidades anulares en función de la relación que existe entre el agujero y diferentes diámetros de motor, tomando en cuenta los diámetros de tubería flexible.

Tabla 4.7 Velocidades anulares en función de los diámetros y gastos.

Diámetro de motor (Pg)	Gasto (BPM)	Diámetro del agujero (Pg)	Diámetro de TF 2 3/8" Velocidad anular pies/min
2 7/8	2	3.75	244
	2	4.125	181
	2	4.75	222
	2	6.125	65
	2	7	47
	2	8	35
	2	9	27
2 3/8	2.3	3.75	281
	2.3	4.125	208
	2.3	4.75	140
	2.3	6.125	74
	2.3	7	55
	2.3	8	41
	2.3	9	31
3 1/2	2.3	4.125	208
	2.3	4.75	140
	2.3	6.125	74
	2.3	7	55
	2.3	8	41
	2.3	9	31
3 1/2	2.6	4.125	235
	2.6	4.75	158
	2.6	6.125	84
	2.6	7	62
	2.6	8	46
	2.6	9	36
4 3/4	4.75	6.125	153
	4.75	7	113
	4.75	8	84
	4.75	9	65
4 3/4	6	6.125	194
	6	7	142
	6	8	106

7.- Presión y gasto de bombeo.

Las pérdidas de presión por fricción inducidas debido al diámetro de tubería flexible son un factor limitante para ciertas combinaciones de motor, diámetro de agujero, y tubería flexible.

Como guía general en la tabla 4.8 se muestran los valores de pérdidas de presión por fricción para diferentes conjuntos de ensambles.

Tabla 4.8 Pérdida de presión por fricción de acuerdo al diámetro de conjunto de ensamble.

Diámetro de conjunto de ensamble (pg)	Pérdida de presión por fricción (psi)
4 ¾	400
3 5/8	800
3	1000

8.- Torque.

Como práctica recomendada el torque especificado del motor debe estar en relación al torque permisible en la tubería flexible y este deber ser 2 veces mayor que la del motor.

9.- Fatiga de la tubería flexible

Existen 2 factores de importancia en consideración a la vida y fatiga de la tubería flexible.

- Un estudio cuidadoso de los ciclos anticipados y condiciones de operación deben ser tomadas en cuenta para lograr la seguridad en las operaciones de perforación con tubería flexible.
- Una vez iniciada la operación, un control cuidadoso de los esfuerzos a que se sujeta la tubería flexible se debe seguir y regularmente reconsiderarlo para estar dentro de los márgenes de seguridad estimados.

10.- Requerimientos direccionales.

Debido a que los incrementos de desviación están en función de la longitud y rectitud del conjunto de ensamble de fondo, por lo general conjuntos más largos obedecen a incrementos más bajos de desviación. También un incremento agresivo puede limitar la eficiencia de orientación de la herramienta.

En la actualidad existen herramientas diseñadas para operar con severidades de 30 grados/100 pie. El diseño de las herramientas ha evolucionado de tal manera que en el mercado existen las de tipo slim que alcanzan a construir conductos con severidades hasta de 55 grados/100 pie.

4.8.4 Ejecución.

Para la ejecución de las operaciones de perforación con tubería flexible es necesario contar con la siguiente organización.

- 1 Operador de tubería flexible
- 1 Supervisor de operaciones.
- 1 Operador de bomba.
- Ayudantes de trabajos de perforación.
- 1 Mecánico.
- 1 Ayudante.

Existen dos formas para la apertura de ventanas antes de la ejecución de la perforación con tubería flexible. Reentrada moliendo tubería de revestimiento y apertura de ventana utilizando cuchara desviadora como se muestra en las (figuras 4.30 y 4.31).



Fig. 4.30. Sarta y molino para abrir la ventana.



Fig. 4.31 Sarta y cuchara desviadora para abrir ventana.

a).- Secuencia operativa.

La secuencia operativa se establece considerando el estado del pozo y el tipo de herramientas a utilizar.

Transportar e instalar equipo.

Recuperar aparejo sencillo fluyente.

Armar barrena y escariador y bajar a escariar hasta la profundidad deseada.

Tomar registro sónico de cementación CBL.

Tomar registro giroscópico de o en su defecto detectar la profundidad de molienda de TR

Bajar retenedor de cemento y efectuar cementación forzada para mejorar adherencia.

Instalar conexiones superficiales de control.

Tomar registro giroscópico de cuchara

Bajar cuchara desviadora

Abrir ventana

Armar aparejo para perforar curva y perforar la misma.

Armar aparejo para perforar tangente y perforar tangente

Bajar y cementar T.R. cuando así sea determinado por el programa de intervención.

Continuar perforando hasta el objetivo.

b).- Evaluación.

La principal forma de evaluar la operación de perforación con tubería flexible se hace en cuanto a la seguridad y medio ambiente:

Medio ambiente.

Minimiza los derrames de fluido.

Mínimo impacto visual.

Menor nivel de ruidos.

Menor afectación.

Menor índice de contaminación por consumo de combustible.

RESULTADO: Mínimo impacto al entorno ecológico.

c.-) Seguridad.

Reducción de personal.

Disminución de accidentes por conexión y desconexión de tuberías.

Mayor control del pozo durante las operaciones.

Tiempos de exposición de personal en el piso de trabajo nulo.

Supervisión concentrada en un solo lugar.

Medio ambiente laboral salubre.

RESULTADO: Reducción al mínimo en accidentes de trabajo.

Al término de la perforación de un pozo con esta tecnología es necesario contar con el que sigue en turno, es decir para cuando se decide perforar bajo la tecnología de tubería flexible es necesario contar con un movimiento de equipos para disminuir los costos de operación.

CONCLUSIONES.

- Para aplicaciones de perforación y terminación en pozos someros es conveniente utilizar la tecnología de vanguardia con equipos de tubería flexible, ya que esta abate los costos y los tiempos de realización, así como la reducción de riesgos que pueden influir negativamente tanto en la seguridad operativa como en el impacto ambiental.
- En la actualidad se han perforado pozos con barrena de 5 7/8" en forma direccional con 40 grados de inclinación en forma rápida (1m/3min promedio), siendo factible aplicar esta tecnología a otros campos y obtener los mismos o mejores resultados.
- Es posible tener la tecnología para perforar con Tubería Flexible dentro de PEP, esto se debe a que cuenta con personal dispuesto a dominar esta técnica de perforación, también cuenta con algunos equipos de tubería flexible susceptibles de reacondicionar la perforación de pozos petroleros.
- Se recomienda continuar aplicando esta tecnología con más planeación y apegarse a los programas establecidos antes de dar inicio a la perforación de un pozo, en cuanto al equipo es necesario eficientar el bombeo de fluido a fin de evitar paros indeseados.
- Es recomendable continuar con la misma organización en el pozo a fin de tenerlo preparado y hacerlo experto en el uso de esta tecnología.
- Es altamente recomendable utilizar equipo de monitoreo en tiempo real para facilitar la supervisión de la operación y determinar con mayor aproximación los parámetros que gobiernan el proceso de perforación con tubería flexible.
- Los fluidos recomendados para la perforación sobrebalance deben caracterizarse y ofrecer bajas pérdidas de presión por fricción.
- Siempre que sea posible debe utilizarse equipo bajobalance con el fin de no dañar la formación e incrementar el ritmo de penetración.
- La Tubería Flexible debe contar con una computadora en su cabina para visualizar la medición de par metros en tiempo real de la vida de la tubería flexible.

REFERENCIAS

1. Coiled Tubing Engineering Manual .- Schlumberger Dowell
2. Coiled Tubing Operator'S Manual .- Schlumberger Dowell
3. Location Safety Standards .- Schlumberger Dowell
4. Hydra Rig Training Manual .- Hydra Rig
5. Stewart and Stevenson Manual .- Cia. Stewart and Stevenson
6. World Oil'S , Coiled Tubing Handbook .- Mark E. Teel . 1993
7. Manual De Servicios Con Nitrógeno .- Nitropet- Linde
8. Coiled Tubing Conveyed Fishing Services .- Baker Oil Tools
9. Gas Lift Product Catalog .- Cia. Camco
10. Submergible Service .- Cia. Reda
11. Coil Drill .- Schlumberger Dowell
12. Memorias De La Perforación De Los Pozos .- Acuatepan 27 Y Franco Española 36
13. Memorias De Perforación De Pozos Multilaterales En El Mundo .- Schlumberger Dowell
14. Manual De Procedimientos De Evaluación De Formaciones .- Gerencia De Perforación De Pozos , Región Sur
15. A Computer Wellbore Simulator For Coiled Tubing Cleanout Operations .- M. Gu I. Walton And B. Brady, Computer Methods and Advances in Geomechanics, ed.H.J. Siriwardane and M. M. Zaman, A.A. Ballcema, Netherlands, 1994.
16. Transient Aspects of Unloading Oil and Gas Wells with Ciled Tubing, H. Gu, paper SPE 29541, presented at the SPE Production Operations, Symposium , Oklahoma City, OK, April 2-4, 1995.
17. Developement of a Computer Wellbore Simulator for Cioled Tubing Operations .- H. Gu and I. Walton, paper SPE 28222 , presented at the SPE Petroleum Computer Conference.- Dallas, Tx, 31 july - 3 August 1994.
18. Computer Simulator of Coiled Tubing Wellbore Clean-out in Deviated wells recommends Optimum pump Rate and Fluid viscosity.- I. Walton paper SPE 29491, presented at the SPEProduction Operations Symposium. Oklahoma City, OK , April 2-4 , 1995
19. Energy services Ltd.- Cia. DRECO. 1.5.. Practicas Operativas de Intervenciones con Tubería Flexible en Prudhoe Bay, Alaska .- Cia.British Petroleum
20. Utilización del equipo de tubería flexible en la explotación de hidrocarburos.
Juan José Colin Cruz
Tesis U.N.A.M Facultad de ingeniería 1984
21. Manual de procedimientos para la intervención de pozos petroleros costafuera con tubería flexible. 1986
22. La tubería flexible y su utilización en los pozos petroleros.
Cose Oscar Thomas Vega
Tesis U.N.A.M Facultad de ingeniería 1985
23. Tesis U.N.A.M Facultad de ingeniería Equipos hidráulicos especiales para el mantenimiento de pozos, caso de la tubería flexible.
Olivares Torralva Aciel
Tesis U.N.A.M Facultad de ingeniería 1987.