



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA DE TUBERÍA FLEXIBLE Y SUS
VENTAJAS OPERACIONALES EN POZOS PETROLEROS”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:

FUENTES RUBIO EDGAR ERNESTO
ORTÍZ SÁNCHEZ GERARDO

DIRECTOR: ING. ROSAS RIVERO MARIO



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

Por ser nuestra **alma mater**, la cual nos acogió desde nuestra época preparatoria, a la que debemos nuestra inducción y formación profesional y de la que estamos muy orgullosos de representar y ser parte de su comunidad. Donde en sus pasillos, aulas, patios, vestíbulos, edificios e instalaciones, hemos tenido la oportunidad de convivir y formarnos como ingenieros. En la que encontramos grandes alegrías, retos y amistades.

Con gusto hoy podemos decir gracias UNAM, seguiremos tus principios como dignos universitarios.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Nuestra facultad, la facultad de ingenieros, en la cual recibimos la instrucción y el apellido de nuestra profesión **PETROLEROS**, de la cual estamos orgullosos de emanar y a la que representaremos con orgullo en el gremio.

A NUESTROS PROFESORES

Por ser aquellos que sembraron la semilla que nos hizo seguir adelante y descubrir lo maravilloso que es la ingeniería, y los que nos infundieron este gusto por la carrera que desempeñaremos a lo largo de nuestra vida profesional.

ÍNDICE

Introducción	XII
1. Aspectos Generales De La Tubería Flexible	1
1.1 Historia De La Tubería Flexible.	1
1.2 Tubería Flexible.....	2
1.2.1 ¿Qué Es La Tubería Flexible?	2
1.2.2 Materiales Y Fabricación.....	3
1.3 Limites Operacionales De La Tubería Flexible	8
1.3.1 Esfuerzo Axial	8
1.3.2 Esfuerzos Debido A La Presión	10
1.3.3 Esfuerzo De Torsión	11
2. Componentes principales del equipo de TF y Normas de seguridad para las operaciones con tubería flexible.	12
2.1 Componentes Principales Del Equipo De TF.....	12
2.1.1 Unidad De Potencia.	12
2.1.2. Carrete.....	13
2.1.3. Cabina De Control	16
2.1.4. Cabeza Inyectora.....	17
2.1.5. Equipo De Control De Pozos.	20
2.2 Equipo Y Accesorios Utilizados Con La Tubería Flexible	24
2.2.1 Conectores De Tubería Flexible.....	25
2.2.2 Válvulas Check	27
2.2.3 Desconectores De Tubería Flexible	28
2.2.4 Válvulas de control y circulación	29
2.2.5 Motor Head Assembly.....	32
2.2.6 Martillo Hidráulico	33
2.2.7 Barras Y Juntas De Tubería Flexible.....	33
2.2.8 Centralizadores.....	34
2.2.9 Herramientas Y Sistemas De Barra De Despliegue	35
2.2.10 Herramientas De Corrida	35
2.2.11 Localizador De Niples (CT Nipple Locator)	35

2.3. Normas De Seguridad En Los Trabajos Con TF.....	36
2.3.1 Condiciones De Instalación, Operación, Mantenimiento Y Desmantelamiento De Equipos Y Herramientas Durante La Ejecución De Los Trabajos.	36
2.3.2 Seguridad, Salud En El Trabajo Y Protección Ambiental (SSPA).....	37
3. Perforación, Terminación De Pozos Y Operaciones Asociadas Con Tubería Flexible .	38
3.1 Perforación con Tubería Flexible	38
3.1.1 Aplicaciones De Tubería Flexible De Perforación	39
3.1.2 Equipo De Perforación Con Tubería Flexible	41
3.1.3 Conjunto De Fondo De Pozo Para Perforación Con Tubería Flexible.	42
3.1.4 Equipos de Superficie.	48
3.1.5 Procedimiento Operativo.....	49
3.2 Terminación De Pozos Con Tubería Flexible	50
3.2.1 Concepto de Pozo Delgado	52
3.2.2 Aplicaciones De La Tubería Flexible En Operaciones De Terminación De Pozos	53
3.3 Registros De Pozos Con Tubería Flexible	54
3.3.1 Equipo Y Herramientas	56
3.3.2 Proceso De Operación.....	56
3.4 Disparos con Tubería Flexible	57
3.4.1 Equipo Y Herramientas	59
3.4.2 Proceso De Operación.....	61
4. Operaciones De Reparaciones Con Tubería Flexible	63
4.1 Reparaciones Mayores Y Menores.....	63
4.1.1 Reparaciones Mayores	63
4.1.2 Reparaciones Menores	63
4.2 Inducciones Con Nitrógeno Con Tubería Flexible.....	64
4.2.1 Inducciones.....	64
4.4.2 Equipo Y Herramientas	65
4.4.3 Proceso De Operación.....	65
4.3 Estimulaciones Con Tubería Flexible	67
4.3.1 Operaciones De Estimulación	67
4.3.2 Equipo y herramientas	67

4.3.3 Proceso De Operación.....	69
4.4 Fracturamiento Selectivo Con Tubería Flexible	70
4.4.1 Fracturamiento Hidráulico	70
4.4.2 Equipo Y Herramientas	70
4.3.3 Proceso De Operación.....	72
4.5 Limpieza Con Tubería Flexible	73
4.5.1 Operación De Limpieza.....	73
4.5.2 Equipo Y Herramientas	77
4.5.3 Proceso De Operación.....	79
4.6 Pesca Con Tubería Flexible	81
4.6.2 Equipo Y Herramientas	82
4.6.3 Proceso De Operación.....	84
4.7 Cementaciones Con Tubería Flexible.....	85
4.7.1 Cementaciones	85
4.7.2 Equipo Y Herramientas	91
4.7.3 Proceso De Operación.....	92
5. Ventajas, Desventajas y Consideraciones del Uso de Tubería Flexible	94
5.1 Consideraciones del Uso de Tubería Flexible	94
5.2 Ventajas y desventajas del Uso de Tubería Flexible	98
5.3 Ventajas y desventajas del Uso de Tubería Flexible en las diferentes operaciones en pozos petroleros.....	101
Conclusiones	107
Nomenclatura	109
Referencias	112
Bibliografía.....	114
Anexos	115
A-1. Propiedades Mecánicas API de la Tubería Flexible	115
A-2. Daño.....	122
A-3. Métodos de estimulación.	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 1	Proceso de fabricación de la tubería flexible.[2]	5
Figura 1. 2	Sarta telescopada [1]	6
Figura 1. 3	Tipos de soldaduras para la tubería flexible. [1]	6
Figura 1. 4	Zona de soldadura y HAZ (aproximadamente 3/8" de espesor desde la soldadura). [1]	7
Figura 1. 5	Soldadura tipo helicoidal [1]	7
Figura 1. 6	Principales esfuerzos en la tubería flexible [5]	8
Figura 1. 7	Distribución de los esfuerzos presentes en la tubería flexible [1]	9
Figura 2. 1	Equipo de unidad de Tubería Flexible [1]	12
Figura 2. 2	Unidad de potencia [1]	14
Figura 2. 3	Vista lateral del carrete de TF [3]	15
Figura 2. 4	Vista frontal del carrete de TF [3]	16
Figura 2. 5	Diagrama del panel de control ubicado en la cabina de control [1]	17
Figura 2. 6	Vista frontal del cabezal de Inyección [3]	18
Figura 2. 7	Vista lateral del cabezal de inyección [3]	19
Figura 2. 8	Cadenas de tensión [1]	19
Figura 2. 9	Principales componentes del equipo de control de pozos [1]	20
Figura 2. 10	Configuración del Preventor Cuádruple. [3]	22
Figura 2. 11	Conjunto de Arietes Combi [3]	22
Figura 2. 12	Estopero tipo Ventana y sus principales partes.[3]	23
Figura 2. 13	Esquema de un BHA y Lubricador.[3]	24
Figura 2. 14	Conector con cuerda [8, 10]	25
Figura 2. 15	Conector externo o External Slip Connector [8, 10]	26
Figura 2. 16	Conector Roll-On de dos extremos [8, 10]	26
Figura 2.17	Conector Interno [8, 10]	27
Figura 2. 18	Válvula de contrapresión con By Pass [8, 10]	27
Figura 2.19	Válvula de contrapresión Twin Flapper [8, 10]	28
Figura 2. 20	Válvula Dual Kelly Cock [8, 10]	29
Figura 2. 21	Shear Release Joint [8, 10]	29
Figura 2. 22	Válvula de Circulación Tipo Bola [8, 10]	30
Figura 2. 23	Disco de circulación [8, 10]	30
Figura 2. 24	Válvula de Circulación Dual [8, 10]	31
Figura 2. 25	Válvula de cementación [8, 10]	31
Figura 2. 26	Herramienta de activación por flujo [8, 10]	32
Figura 2. 27	Herramienta de ensamble [8, 10]	32
Figura 2. 28	Junta de nudillos [8, 10]	33
Figura 2. 29	Junta giratoria [8, 10]	34

Figura 2. 30. Localizador de Niples [8, 10].....	35
Figura 3. 1. Ejemplo del uso de Tubería Flexible [13].....	39
Figura 3. 2. Configuración del equipo de perforación con TF [14]	41
Figura 3. 3. Unidad de Perforación con Tubería con capacidad para TF de 2" 7/8. [III].....	42
Figura 3. 4. Componentes de un BHA.[16]	43
Figura 3. 5. Sistema de Transmisión de datos en tiempo real.[16]	48
Figura 3. 6. Unidad de Perforación con Tubería Flexible. [14].....	49
Figura 3. 7. Ejemplo de terminación de pozo con TF. [18].....	50
Figura 3. 8. Se observa en la fig. A un pozo maduro sin producción, en la fig. B un pozo profundizado con TF, hacia una zona con hidrocarburo remanente.[18].....	53
Figura 3. 9. Arreglo de terminación doble con sistema Gas lift [20].....	54
Figura 3. 10. Registros petrofísicos pueden ser tomados con sondas transportadas con TF [21].....	55
Figura 3. 11. Unidad de Servicio con TF, equipada con equipo de registro de pozos. [21]57	
Figura 3. 12. Sistemas de Disparos para Tubería Flexible, pistolas entubadas a través de tubería. [21]	58
Figura 3. 13. Sistemas de disparo para tubería flexible. [21]	58
Figura 3. 14. Cabeza de disparo para tubería flexible, de acuerdo a su principio de accionamiento [21]	59
Figura 3. 15. Arreglo de la sarta para disparos con TF.[III]	62
Figura 4. 1. Proceso de inducción de un pozo petrolero con TF [II].	65
Figura 4. 2. Equipo superficial utilizado para el proceso de inducción con TF. [II].....	66
Figura 4. 3. Arreglo del equipo de Tubería Flexible en una operación de estimulación [II] 68	
Figura 4. 4. Herramientas de aislamiento de tubería flexible [1].....	71
Figura 4. 5. Muestra una estimulación selectiva con aislamiento zonal [II]	72
Figura 4. 6. Proceso operacional de una estimulación [24].....	73
Figura 4. 7. Procedimiento de limpieza de arena [II]	75
Figura 4. 8. Esquema equipo de tubería flexible para operaciones de limpieza. [II]	79
Figura 4. 9. Secuencia de limpieza típico.[II]	81
Figura 4. 10. Equipo superficial de Tubería Flexible para operaciones de Pesca [28]	84
Figura 4. 11. Cementación primaria [V]	86
Figura 4. 12. Efecto de pérdida de fluido en las características del nodo de disparo [V] ...	87
Figura 4. 13. Diagrama típico del equipo para operación de cementación [II]	91
Figura 4. 14. Proceso de colocación de tapones para redisparo de pozo. [II].....	93
Figura 5. 1. Aplicaciones de la Tubería Flexible en la Industria Petrolera. [29]	99
Figura 5. 2. Arreglos de BHA, diferentes operaciones con tubería flexible en pozos petroleros. [1]	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. 1. Porcentaje de uso de las operaciones con tubería flexible en la industria petrolera.....	2
Tabla 1. 2. Materiales utilizados en la elaboración de TF con acero al carbón.....	3
Tabla 1. 3. Materiales de la aleación de TF con titanio grado 12.....	4
Tabla 1. 4. Materiales de la aleación de TF con titanio grado 9.....	4
Tabla 2.1. Dimensiones de los cuellos de ganso.....	18
Tabla 4. 1. Principales características para elegir un fluido de limpieza.....	77

Introducción

La Técnica de tubería flexible se ha convertido en una herramienta esencial en muchas operaciones de intervención a pozos. Alguna vez considerada de alto riesgo aplicable solamente a servicios especiales.

La tubería flexible ha alcanzado un gran desarrollo tecnológico en los últimos años en la industria petrolera mundial, la contribución más grande en el mercado ha sido la promoción y desarrollo de nuevas aplicaciones y herramientas. A finales de la década de los 80 y durante la década de los 90 esta tecnología logro mayor aceptación entre los operadores debido a su capacidad para reducir los costos, su confiabilidad significativamente mejorada y la expansión de sus aplicaciones.

Con el uso de la tubería flexible se busca maximizar la rentabilidad, disminuir los tiempos de ejecución y operación de pozos, al igual que reducir los costos en la intervención a pozos. Por otro lado este tipo de tubería nos permite que se lleven a cabo diversas operaciones en los pozos, sin tener que extraer la tubería de producción.

La disponibilidad de tubería flexible (TF), está en función de aceros de mayor resistencia, diámetros más grandes y de las longitudes de carrete. La necesidad de reducir los costos fueron factores clave que detonaron la revolución de la tubería flexible en la década de 1990 y que dieron paso al aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos especialmente reparaciones menores (RME).

Desde su introducción en las operaciones de campos petroleros a inicios del año 1969 el uso de la TF se ha incrementado debido a las mejoras de sus características de fabricación, los diámetros más grandes de los tubos y los avances introducidos en los equipos han mejorado la eficiencia operacional.

En la siguiente tabla se muestran datos estadísticos, sobre los porcentajes de uso que se tienen en la actualidad para la tubería flexible en la industria petrolera.

Operación	Porcentaje de uso en la industria petrolera
Limpieza de pozos	58 %
Inducciones	7%
Estimulaciones	10 %
Anclaje de herramientas de fondo	11 %
Pesca	3 %
Cementaciones	2 %
Perforación	5 %

La tecnología de TF, se ha logrado en poco tiempo gracias al trabajo conjunto de las compañías petroleras, las compañías de servicio de TF y los fabricantes de equipos, que han desarrollado e innovado herramientas y técnicas en esta área.

Como toda tecnología a utilizar en la industria se deben de tomar en cuenta las consideraciones para poder utilizarla de manera eficaz en las diferentes operaciones, para las cuales ofrece cierta versatilidad de trabajo. Así como tomar en cuenta las ventajas que ofrece la tecnología de tubería flexible en condiciones de trabajo y sus limitaciones operativas.

Entre las consideraciones más importantes que se deben de tener, es que la tubería flexible, no cuenta con la capacidad de ser rotada, lo que disminuye la velocidad de penetración, así como la capacidad de remoción de recortes por otro lado a la tubería flexible no puede imprimir peso constante sobre la barrena, estas limitantes en la perforación con TF se ha logrado minimizar gracias al desarrollo de motores de fondo que ayudan a hacer más eficiente y confiable la operación así como técnicas operacionales para la remoción de los recortes. Otro de los factores por los cuales las operaciones se ven limitadas es por la longitud del carrete de la tubería flexible, esto debido a que en longitudes muy grandes la fatiga de la tubería incrementaría considerablemente fracturando o rompiendo la tubería, esto también nos limita el peso de la sarta, no se pueden llevar sartas muy pesadas en las operaciones, se corre el riesgo de perderlas.

Los diámetros de la tubería se consideran como una limitante más a considerar en una operación con TF, donde los gastos de bombeos deben ser diseñados adecuadamente para evitar dañar la tubería durante la operación.

La TF cuenta con diversas ventajas y desventajas que deben ser consideradas para llevar a cabo la operación deseada, pese a estas limitantes que presenta la TF, no ha sido impedimento para que las operaciones que se tiene planeadas realizar se lleven a cabo con éxito y reduciendo de manera considerable los tiempos de operación y con ello los costos de las mismas. El desarrollo de una operación aplicando la TF debe tener una buena planeación para lograr conseguir un éxito total en el desarrollo de la misma. Sumado a esto el avance de la tecnología en el desarrollo de materiales para la fabricación de la tubería, van disminuyendo las desventajas que esta presenta y haciendo más confiable esta tubería para las operaciones, introduciéndola así cada vez más y más en el campo petrolero.

1. Aspectos Generales De La Tubería Flexible

1.1 Historia De La Tubería Flexible.

Los inicios de la tecnología de tubería flexible (Coiled Tubing, CT, por sus siglas en inglés) se remontan al proyecto PLUTO (Líneas de conducción debajo del Océano), un plan súper secreto concebido para instalar líneas de conducción a lo largo del Canal de la Mancha durante la Segunda Guerra Mundial [1].

En junio de 1944, los ingenieros de las Fuerzas Aliadas desplegaron varias líneas de conducción para suministrar combustible a las fuerzas invasoras. La mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 m y 3 pulgadas de diámetro interior, tubos de acero con un espesor de 0.212 pulgadas soldados entre sí para formar secciones de 1,220 m. Estas secciones de tubos más grandes se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores de 40 pies de diámetro y se remolcaban con embarcaciones.

Los elementos de los cabezales para tubería flexible modernos pueden encontrarse en un dispositivo desarrollado por Bowen Tools a comienzos de la década de 1960 para el despliegue de antenas de radio en la superficie del océano, desde submarinos sumergidos hasta 183 m de profundidad. Las antenas eran guardadas en un carrete, por debajo del inyector, para facilitar su extensión y recuperación. Estos conceptos básicos ayudaron a diseñar las unidades de tubería flexible y los sistemas de inyectores. La primera de esas unidades, fue construida por Bowen Tools y California Oil Company en 1962, incluía un carrete de almacenamiento de la unidad, de 2.7 m de diámetro y una campana con una unión giratoria, apta para permitir el bombeo continuo de fluido a través de la tubería flexible.

A principios de la década de 1960 los servicios de reparación de pozos con tubería flexible requirió el desarrollo de tubería de diámetro pequeño que pudiera resistir las tensiones y esfuerzos que se experimenta cuando se embobina a un carrete de diámetro pequeño. Los primeros pioneros en el desarrollo y fabricación de la tubería flexible intentaron aplicar la misma tecnología que se aplicaba en la tubería eléctricamente soldada. En 1962 se fabricó el primer carrete liso para servicio de tubería flexible, utilizando un acero maleable con un espesor de 0.125 pulgadas por la Great Lakes Steel Company. Las longitudes del tubo solo eran de 50 pies. La tubería después se embobino en un carrete de 9 pies de diámetro sujeta a varios ciclos de flexión y de carga [2].

En 1969 la Southwestern Pipe Inc. Comenzó a fabricar tubería continúa para el uso de la tubería flexible. Para esta fecha ya se tenían varias mejoras en la fabricación y tratamiento de la tubería, las cuales aumentaron significativamente su rendimiento general.

Los últimos años de la década de 1970 y el comienzo de la década de 1980 constituyeron un punto de inflexión para la tubería flexible que hasta ese momento se fabricaba o se formaba en secciones de 457 m [1,500 pies].

En 1978, el mejoramiento de la calidad de fabricación permitió fabricación de tubos de 1 1/4 pulgadas de diámetro exterior. En 1980, Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 483 (MPa) para la tubería flexible. Los primeros años de la década de 1980 fueron testigos de la introducción de la tubería flexible de 1 1/4 y 1 3/4 pulgadas de diámetro exterior.

En 1982, Quality Tubing Inc. Suministro tubería flexible a la industria en general y con Southwestern Pipe Inc. dominaron el mercado. La técnica que se utilizó en aquel tiempo permitió la fabricación de tramos continuos de tubería flexible de hasta 1500 pies de longitud [3].

En 1990, se fabricó la primera sarta de tubería flexible de 2 pulgadas para la terminación permanente de un pozo. Inmediatamente después de este evento, los proveedores comenzaron a fabricar tuberías con diámetros exteriores de 2 3/8, 2 5/8, 2 7/8, 3 1/2 y 4 1/2 pulgadas para aplicaciones de servicios a pozos [4].

En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de alto límite elástico de 620, 689, 758 y 827 (MPa), y aleaciones resistentes a la corrosión.

Datos estadísticos indican que en la actualidad la tubería flexible es utilizada en las siguientes actividades como se muestra en la tabla 1.1

Operación	Porcentaje de uso en la industria petrolera
Limpieza de pozos	58 %
Inducciones	7%
Estimulaciones	10 %
Anclaje de herramientas de fondo	11 %
Pesca	3 %
Cementaciones	2 %
Perforación	5 %

Tabla 1. 1. Porcentaje de uso de las operaciones con tubería flexible en la industria petrolera

1.2 Tubería Flexible

1.2.1 ¿Qué Es La Tubería Flexible?

Es una tubería electro-soldada, fabricada con una costura longitudinal única formada por soldadura de inducción de alta frecuencia, sin adición de material de relleno.

Con el uso de la tubería flexible se busca maximizar la rentabilidad, disminuir los tiempos de ejecución y operación de pozos, al igual que reducir los costos de operación,

perforación y reparación de los pozos. Por otro lado este tipo de tubería nos permite que se lleven a cabo operaciones en los pozos sin tener que extraer la tubería de producción.

1.2.2 Materiales Y Fabricación

Materiales utilizados en la elaboración de TF

Existen dos tipos de materiales para la fabricación de la tubería flexible:

- Acero al carbón convencional
- Titanio

Acero al carbón convencional:

La composición de este material se muestra en la tabla 1.2.

Componente	% en peso
Carbón	0.10 – 0.15
Manganeso	0.6 – 0.9
Fosforo	0.25 Máximo
Sulfuro	0.005 Máximo
Silicón	0.3 – 0.5
Cromo	0.55 – 0.7
Cobre	0.2 – 0.4
Níquel	0.25 Máximo
Hierro	96.8 – 98

Tabla 1. 2. Materiales utilizados en la elaboración de TF con acero al carbón

Características:

1. El alto contenido de carbón proporciona una alta resistencia, baja ductibilidad y baja resistencia al H₂S.
2. El alto contenido de Níquel incrementa la resistencia pero reduce la ductibilidad y la resistencia de H₂S.
3. El alto contenido de Cromo y Cobre incrementa la resistencia del material sin afectar la ductibilidad.
4. El incremento de dióxido de azufre reduce la resistencia al H₂S.
5. El material QT-16 es una aleación resistente a la corrosión desarrollada para la exposición larga a ambientes húmedos o en presencia de H₂S. y CO₂.

Titanio:

Este material proporciona una alta relación resistencia/peso lo cual permite introducir la sarta a mayor profundidad y disminuyendo el peso de la misma, de igual manera brinda

una excelente resistencia a la corrosión en ambientes que presenten H₂S, bajo módulo de elasticidad y también una excelente resistencia a la fatiga.

La tubería de titanio permite una mayor longitud que en la sarta de acero antes de que se rompa por su propio peso. La desventaja de este tipo de tubería es su costo, la sarta de titanio es 6 o 7 veces más cara que la de acero, por otro lado este tipo de tuberías presentan una debilidad frente al ácido clorhídrico para lo cual se utilizan inhibidores para el ácido clorhídrico.

Existen principalmente para aplicaciones de la tubería en la industria petrolera dos grados de la tubería, grado 9 y grado 12. La composición de la tubería de titanio grado 12 se muestra en la tabla 1.3.

Componente	Porcentaje [%]
Titanio	99
Níquel	0.7
Molibdeno	0.3

Tabla 1. 3. Materiales de la aleación de TF con titanio grado 12

La composición de la tubería de titanio grado 9 tiene una aleación mostrada en la tabla 1.4.

Componente	Porcentaje [%]
Titanio	94.5
Aluminio	3
Vanadio	2.5

Tabla 1. 4. Materiales de la aleación de TF con titanio grado 9

Proceso de fabricación de la TF:

1. Primero se requiere la adquisición de la materia prima de acero la cual se proporciona en planchas de 48 (in) de ancho y envueltas en rollos de 1100 m aproximadamente.
2. Cuando se selecciona el diámetro de la tubería flexible a fabricar, se corta la plancha de acero en una tira continua para formar la circunferencia del tubo especificado.
3. La faja plana de acero es luego soldada transversalmente mediante el corte de las 2 uniones a 45° y una soldadura llamada al sesgo a otro segmento de tira para formar un rollo continuo, el área soldada se desbasta hasta quedar suave y limpia, se continua inspeccionándolos por medio de rayos X.
4. Las tiras de acero son enrolladas en una bobina maestra se pasa a un proceso de fresado.
5. Las tiras de acero se pasan a través de una serie de rodillos los cuales se encargan de proporcionarles la forma de tubo.

6. El proceso de soldadura longitudinal se provee con una bobina de inducción de alta frecuencia que se coloca frente al último juego de rodillos [5].

En la Fig. 1.1, se muestra el esquema del proceso de fabricación de la tubería flexible.

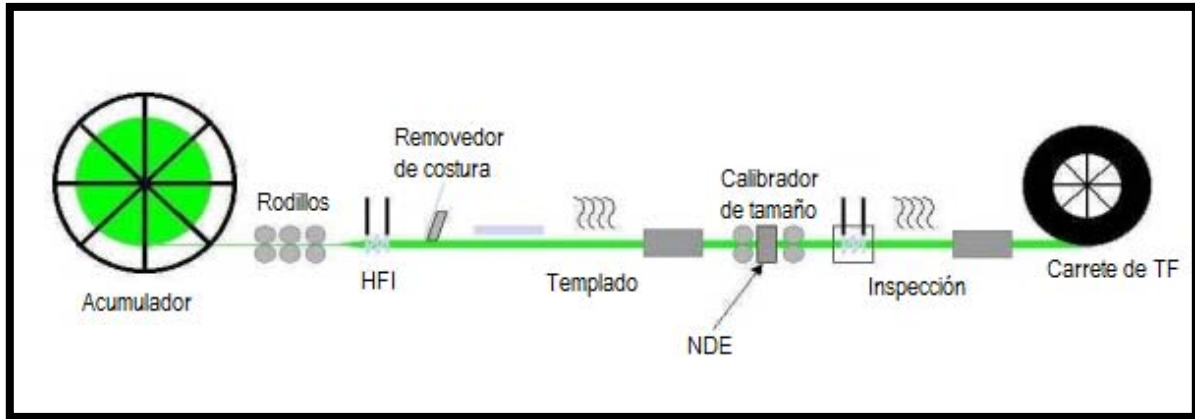


Figura 1. 1 Proceso de fabricación de la tubería flexible.

La tubería flexible es fabricada de dos maneras como tubería de un solo grosor (no telescopada) y tubería con diferente grosor (telescopada).

Sarta no telescopada

Este tipo de sarta están fabricadas con un solo espesor de pared y puede tener dos tipos de soldadura. Por lo general es utilizada en procesos de fracturamiento y perforación (Coiled Tubing Drilling, CTD).

La profundidad máxima de la TF con el fluido de perforación, sin exceder 80 % del límite elástico del material viene dada por:

$$h_{max} = \frac{\sigma_y}{4.245 - 0.06493 W_{df}} \quad (1.1)$$

Dónde:

- σ_y : Esfuerzo de cedencia (lb/in^2)a
- h_{max} : Longitud máxima (ft)
- W_{df} : Densidad del fluido de perforación (lb/gal)

Sarta telescopada (cónica)

Este tipo de sarta se fabrica con diferentes diámetros internos y diferentes espesores de pared y también puede contar con las dos soldaduras como la sarta no telescopada.

Las ventajas de este tipo de tuberías es que en las operaciones se ve reducido el peso colgado de la tubería y al mismo tiempo incrementa el punto de cedencia en superficie. Es eliminada la concentración de esfuerzo en grandes profundidades.

Un carrete cónico contiene secciones con TF de diferentes espesores de pared. Un espesor de pared pesado se utiliza en la superficie, y un espesor de pared más ligero se utiliza en la parte inferior, Fig. 1.2.

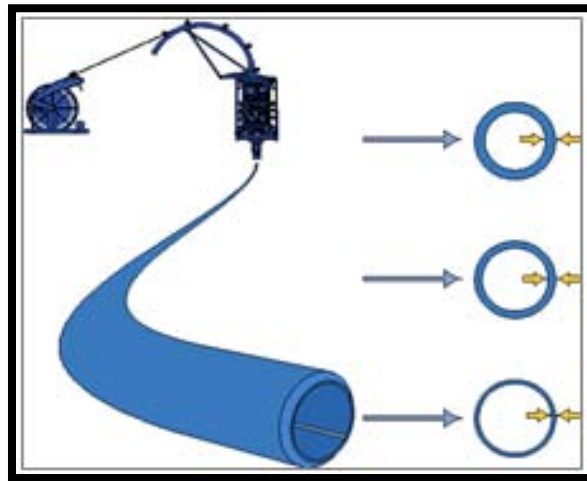


Figura 1. 2. Sarta telescopada

Tipos de soldadura

Después de ser creadas las secciones de TF son unidas por medio de soldaduras. Este tipo de soldadura causa debilidades en el material y restricciones de flujo, la costura interna que se crea, no es uniforme y puede restringir el flujo del fluido. La TF se caracteriza por presentar una soldadura de tipo longitudinal en secciones de la tubería, Fig 1.3.

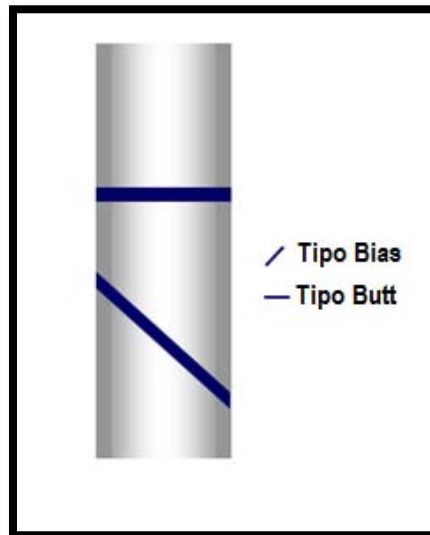


Figura 1. 3. Tipos de soldaduras para la tubería flexible.

La soldadura de tipo butt:

1. Es el único método de reparación en el campo de la sarta del TF.
2. La fatiga se incrementa 40% si es una soldadura de fábrica y 50% por la soldadura de campo.
3. Un alto porcentaje de fallas ocurren en la zona que es afectada por el calor (HAZ). El material en esta área se fatiga mucho más rápido y especialmente en ambientes de gases amargos (Fig. 1.4).

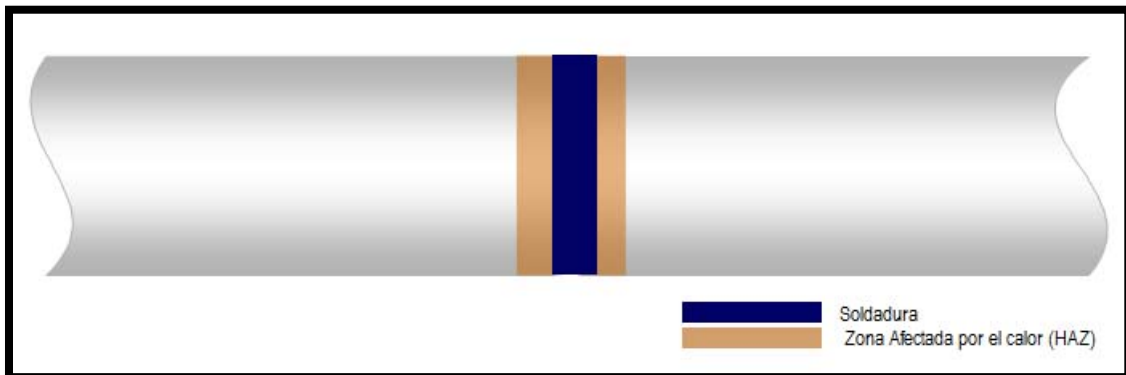


Figura 1. 4. Zona de soldadura y HAZ (aproximadamente 3/8" de espesor desde la soldadura).

Soldadura tipo Bias:

Las láminas del material son soldadas con un ángulo fijo (45°) y la soldadura es distribuida a lo largo de la hélice. Esta geometría distribuye las tensiones mecánicas experimentadas por la zona de soldadura en toda la longitud de la hélice en lugar de concentrar todo el estrés en una sola banda estrecha alrededor de la circunferencia del tubo, Fig. 1.5.

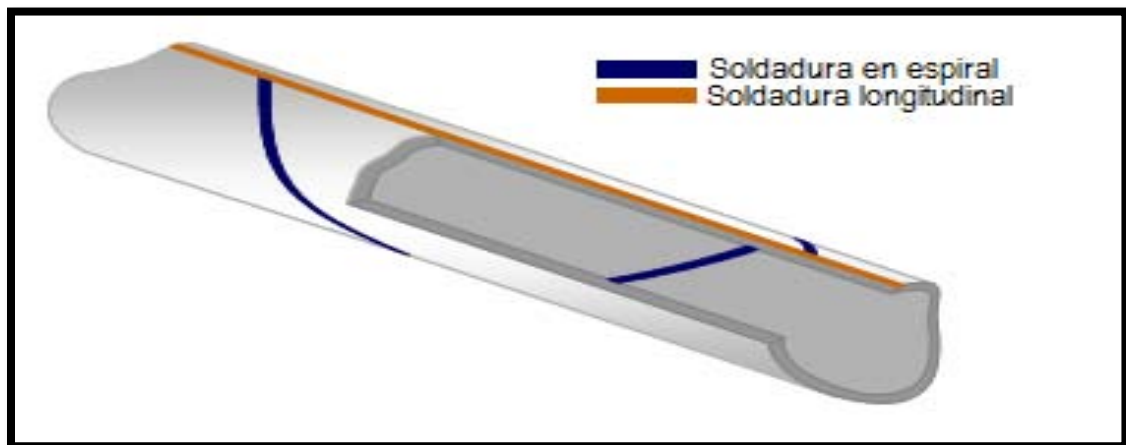


Figura 1. 5. Soldadura tipo helicoidal

1.3 Límites Operacionales De La Tubería Flexible

En las operaciones con tubería flexible, las cargas externas aplicadas a la tubería causan esfuerzos que limitan la vida útil y su capacidad. Estos esfuerzos pueden ser; Axiales, de Presión y Torsión [6, 7].

Los principales esfuerzos que sufre la tubería flexible se muestran en las Fig. 1.6 y Fig. 1.7.

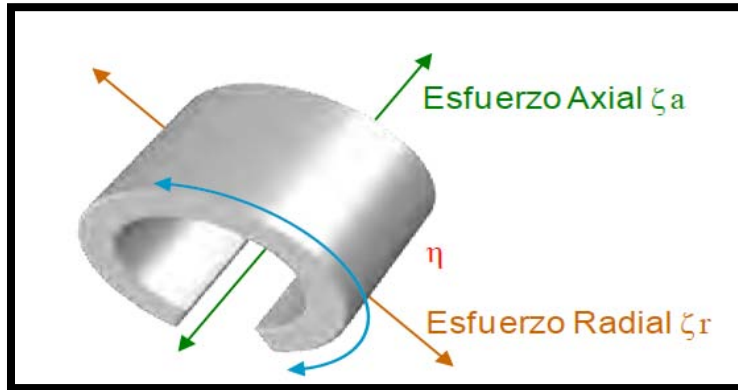


Figura 1. 6. Principales esfuerzos en la tubería flexible

1.3.1 Esfuerzo Axial

La tubería se encuentra constantemente bajo los esfuerzos de tensión y compresión cuando esta se extrae o se introduce al pozo; esto se debe al doblamiento que sufre la tubería tanto en el carrete como en el cuello de ganso durante los viajes.

El esfuerzo axial se define como:

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_{acero}} \quad (1.2)$$

Dónde:

F_a : Fuerza Axial (lb_f)

σ_a : Esfuerzo axial (psi)

A : Área de sección transversal de la tubería (in^2)

Los esfuerzos que sufre la tubería de tensión y compresión se calculan de la siguiente manera:

$$\sigma_{doblamiento} = \pm \frac{\varepsilon D}{2R} \quad (1.3)$$

Dónde:

- $\sigma_{doblamiento}$: Esfuerzo de doblamiento (lb/in^2)
 ϵ : Modulo de elasticidad del material (lb/in^2)
D : Diámetro exterior de la tubería flexible (in)
R : Radio de flexión (in)

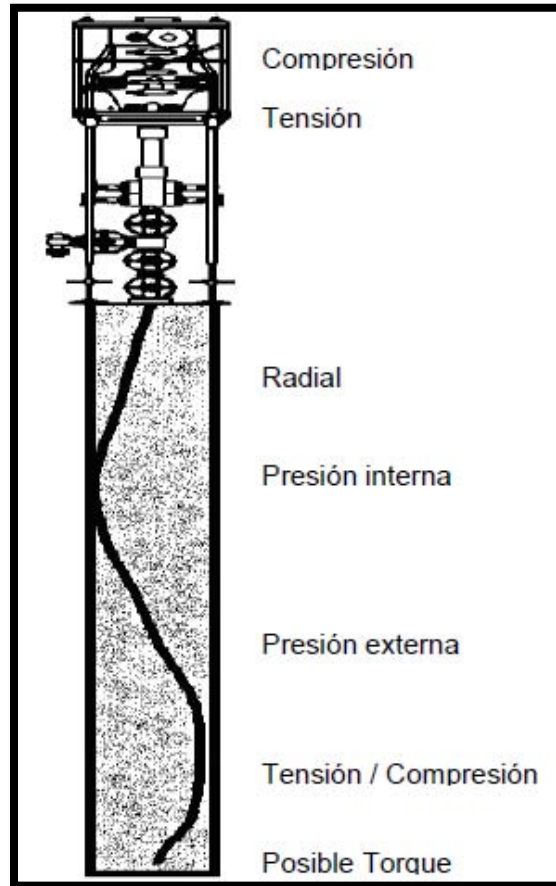


Figura 1. 7. Distribución de los esfuerzos presentes en la tubería flexible

El signo positivo en la ecuación se refiere a que la parte superior del cuerpo de la tubería sobre el radio de flexión se encuentra en tensión y el signo negativo significa que la parte inferior de la tubería sobre el radio de flexión se encuentra expuesta a compresión.

El esfuerzo total en cualquier parte de la tubería flexible es:

$$\sigma_{total} = \sigma_a \pm \sigma_{doblamiento} \quad (1.4)$$

1.3.2 Esfuerzos Debido A La Presión

Al manejar presiones internas y externas, en la tubería flexible se presentan los siguientes esfuerzos:

- Radial
- Circunferencial

Las ecuaciones que define Lamé para el esfuerzo radial y circunferencial son:

$$\sigma_r = \frac{(P_o - P_i)r_i^2 r_o^2}{r^2(r_o^2 - r_i^2)} + \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{(r_o^2 - r_i^2)} \quad (1.5)$$

$$\sigma_h = \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{(r_o^2 - r_i^2)} - \frac{(P_o - P_i)r_i^2 r_o^2}{r^2(r_o^2 - r_i^2)} \quad (1.6)$$

Dónde:

P_o : Presión externa (lb/in^2)

P_i : Presión interna (lb/in^2)

r_o : Radio externo de la tubería flexible (in)

r_i : Radio interior de la tubería flexible (in)

$r_i > r < r_o$

Debido a que los esfuerzos máximos siempre se presenta en el interior de la tubería flexible de las ecuaciones 1.5 y 1.6 se tiene que:

Para $r = r_i$

$$\sigma_r = -P_i \quad (1.7)$$

$$\sigma_h = \frac{(r_o^2 - r_i^2)P_i - 2r_o^2 P_o}{(r_o^2 - r_i^2)} \quad (1.8)$$

Cuando los esfuerzos se presentan en el exterior de la tubería flexible, es decir:

Para $r = r_o$

$$\sigma_r = -P_o \quad (1.9)$$

$$\sigma_h = \frac{(r_o^2 - r_i^2)P_i - 2r_o^2 P_o}{(r_o^2 - r_i^2)} \quad (1.10)$$

El límite de deformación, se basa en la combinación de estos esfuerzos de presión, ocasionando que el material de la tubería flexible comience a deformarse.

1.3.3 Esfuerzo De Torsión

El esfuerzo de torsión de la tubería flexible se presenta en el extremo inferior de la tubería flexible al momento en que la barrena hace contacto con la formación. Si el torque es significativo, entonces la torsión de la tubería flexible ocurre y causa un esfuerzo cortante asociado, el cual está dado por:

$$\tau = \frac{T*r_o}{J} = \frac{T*OD}{2J} \quad (1.11)$$

Dónde:

J: Momento polar de inercia. $J=2I$

2. Componentes principales del equipo de TF y Normas de seguridad para las operaciones con tubería flexible.

2.1 Componentes Principales Del Equipo De TF

En el diseño y configuración de un equipo o unidad de tubería flexible hay que tener en cuenta algunos aspectos importantes como son: el ambiente operacional, el tipo de operación a desarrollar y las dimensiones de la sarta, sin embargo la unidad básica de tubería flexible está compuesta de cinco elementos fundamentales, Fig. 2.1 [2].

Los elementos principales que integran a la tubería flexible son:

Unidad de potencia, (Power Pack): Genera la potencia tanto hidráulica como neumática para la operación de tubería flexible.

Carrete de TF, (Reel): Se utiliza para el transporte y almacén de la tubería.

Cabina de control, (Control Console): En donde el operador monitorea y controla el equipo de la tubería flexible.

Cabeza inyectora, (Injector Head): Suministra en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la tubería flexible.

Equipo de control de pozos, (Well Control Systems): Equipo de seguridad en operaciones con tubería flexible.

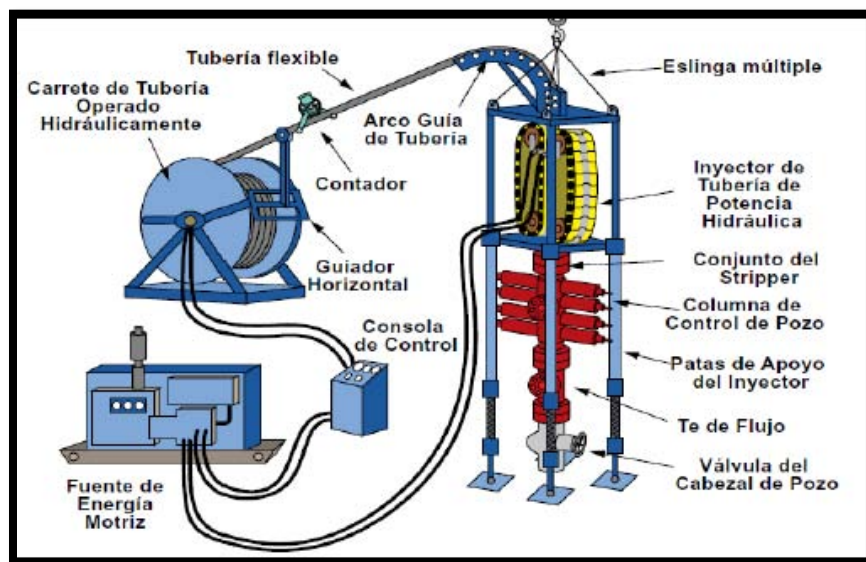


Figura 2. 1. Equipo de unidad de Tubería Flexible

2.1.1 Unidad De Potencia.

Consiste de un motor de combustión interna diésel, este puede tener un arreglo de 6 u 8 ya se en "V" o en línea, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas las cuales suministran la potencia hidráulica necesaria mediante mangueras de alta presión

para operar los componentes del equipo de tubería flexible como el sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y el carrete.

Cuenta también con un compresor el cual suministra aire y sirve para operar los sistemas neumáticos de la unidad como son la bomba que acciona el stripper, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor.

Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia los cuales mantienen re-presionados todos los sistemas en caso de que el motor llegue a fallar.

El diseño del sistema está hecho de tal forma que permite alimentar un generador de corriente alterna el cual suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado.

Se cuentan con diferentes configuraciones de las unidades de tubería flexible de acuerdo a las necesidades de operación las cuales son:

- 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.

Componentes de la unidad de potencia, (Fig. 2.2):

- a) Motor de combustión interna
- b) Bombas hidráulicas
- c) Mangueras de alta presión
- d) Válvulas de control de presión
- e) Filtros e intercambiadores de calor
- f) Controles de emergencia
- g) Compresor para sistema neumático

2.1.2. Carrete

Funciona como un mecanismo de almacenamiento de la tubería flexible durante el transporte y como dispositivo de bobinado durante las operaciones de tubería flexible. Proporciona la tensión atrás y proporciona el control de la TF mientras se enrolla. También cuenta con un mecanismo de frenado cuando la TF se encuentra detenida, y permite el bombeo de fluidos mediante la tubería y la unión giratoria.

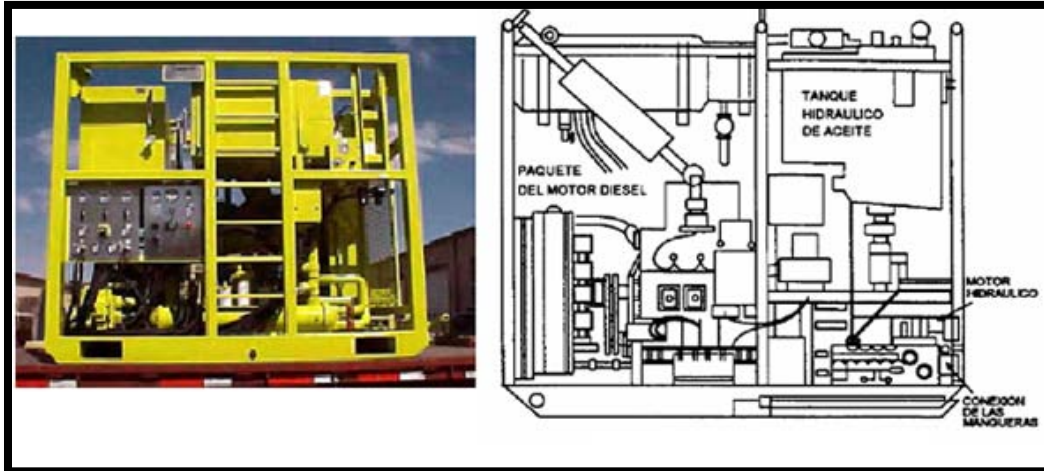


Figura 2. 2. Unidad de potencia

Consta de varios elementos los cuales facilitan tanto el embobinado y operación de la tubería. Se opera por medio de un motor hidráulico que proporciona la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas o sprokets.

La rotación del carrete se controla mediante un motor hidráulico el cual actúa sobre el eje del carrete operando mediante un sistema de cadenas y engranes.

Debe tener un mecanismo para prevenir movimientos rotacionales accidentales en el tambor cuando las condiciones lo requieran y además la estructura que soporta el carrete debe estar segura y prevenir movimientos no deseados durante la operación, Fig. 2.3 y Fig. 2.4.

Los componentes principales del carrete son:

- a) Tambor
- b) Unión giratoria
- c) Guía de enrollado
- d) Lubricador de tubería
- e) Medidor de profundidad

Tambor

El tambor sirve para almacenar la tubería y debe ser escogido según el diámetro y la longitud de la tubería en uso.

Unión giratoria

Se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques que evitan la fuga de líquidos. Permite el bombeo de fluidos a la sarta de tubería flexible mientras el carrete se encuentra girando.

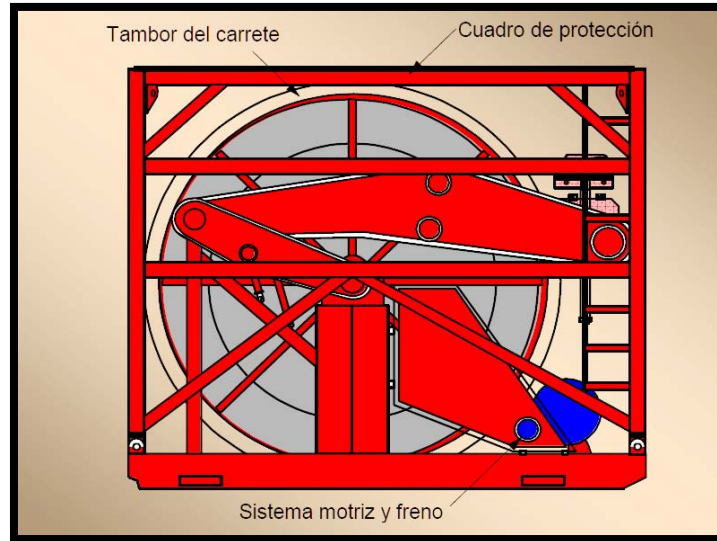


Figura 2. 3. Vista lateral del carrete de TF

Guía de tubería

Es una guía que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción o extracción de la TF en un pozo, el movimiento esta sincronizado con el giro del carrete y es operado desde la cabina de control.

Lubricador de tubería

Dispositivo que se coloca sobre el carrete de la tubería el cual proporciona una película de aceite para protección de la misma.

En muchos casos el carrete de tubería también está equipado con un sistema de lubricación para el exterior del TF evitando con este la corrosión atmosférica y reduciendo la fricción que genera el despliegue de la tubería.

Medidor de profundidad

Indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Este se instala frente a la barra guía del carrete junto con el lubricador de tubería para que se pueda observar con facilidad desde la cabina de control.

Este mecanismo funciona al pasar la tubería a través de un contador con una polea estas hacen girar un sistema de engranes los cuales cuantifican la cantidad de tubería introducida o recuperada.

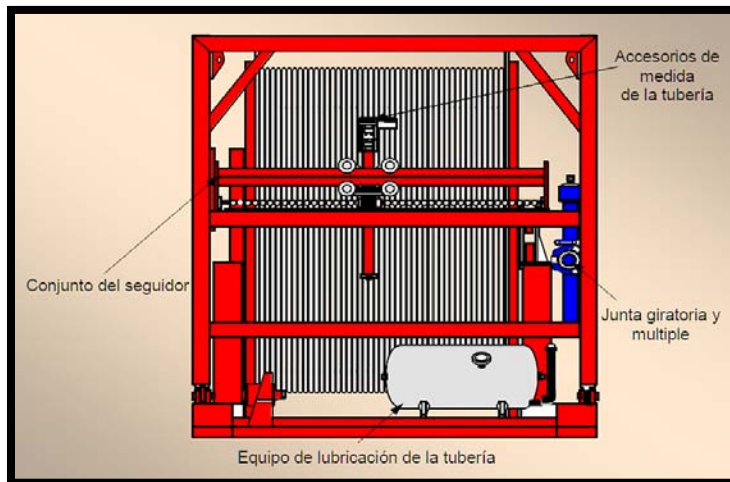


Figura 2. 4. Vista frontal del carrete de TF

2.1.3. Cabina De Control

Contiene todos los controles e instrumentos de cada componente del equipo que interviene. La locación de la cabina de control varía dependiendo de la configuración y el tipo de unidad, esta se eleva durante las operaciones mediante un sistema de gatos neumáticos para facilitar la visibilidad y realizar operaciones con mayor confiabilidad, efectividad y seguridad.

Los principales mandos que se operan en la unidad de Tubería Flexible, (Fig. 2.5), son:

Manómetros: Indican las condiciones de los sistemas del equipo y pozos como son presión de circulación, presión del pozo, válvulas de control, indicadores de la tensión de cadenas de la cabeza inyectora, indicadores de peso de la sarta de tubería, válvulas de control de velocidad de introducción o extracción, freno del carrete, sistemas para el control de enrollamiento en el carrete, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada del lubricador, control para el uso de preventores, paro de emergencia, control de la unidad de potencia y equipo electrónico.

Medida de la carga: La carga debe ser medida utilizando una celda de carga, que mide la fuerza que la tubería está aplicando al inyector.

Profundidad medida: La profundidad medida puede ser muy diferente de la profundidad real de la tubería flexible que está dentro del pozo debido al estiramiento, dilatación térmica, elongación mecánica, etc. La profundidad puede ser observada de distintos lugares de la unidad de tubería utilizando una rueda de fricción que toma contacto con la tubería flexible.

Medida de la velocidad: se puede calcular a partir del cambio en la profundidad medida durante un periodo de tiempo.

Presión de entrada de la tubería: La presión de bombeo en la entrada de la tubería flexible se debe controlar y se debe mostrar al operador para registrarse y utilizarse en diversos cálculos.

Presión del cabezal del pozo: Esta presión se debe de controlar y se debe registrar. Este sistema debe de contar con un método de aislar los fluidos del pozo para evitar que estos se vacíen dentro de la cabina de control en caso de que el manómetro fallara.

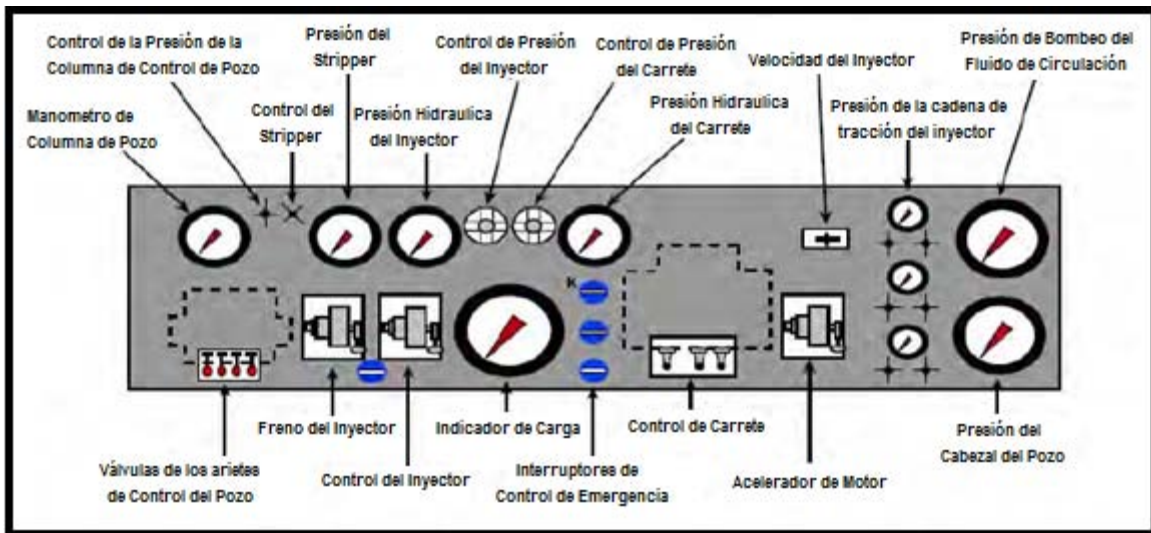


Figura 2. 5. Diagrama del panel de control ubicado en la cabina de control

2.1.4. Cabeza Inyectora.

Es un sistema mecánico que proporciona la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para introducir la sarta en forma continua, (Fig. 2.6 y Fig. 2.7), es el componente usado para sostener la sección de tubería que en el momento esté entrando o saliendo del pozo y suministrar la fuerza necesaria para insertar y retirar la TF dentro del pozo, le permite al operador de la unidad tener un alto nivel de control sobre el posicionamiento y velocidad de la tubería.

Esta cumple con tres funciones básicas que son:

- Proporcionar la confianza para introducir la tubería al pozo en contra de la presión, y superar la fricción
- Controlar la velocidad de entrada de la tubería al pozo.
- Soportar el peso de la tubería suspendida y acelerarlo a la velocidad de operación al extraerla fuera del pozo.

Los principales componentes de la cabeza inyectora son:

- a) Cuello de ganso
- b) Cadena
- c) Motores hidráulicos

d) Indicadores de peso

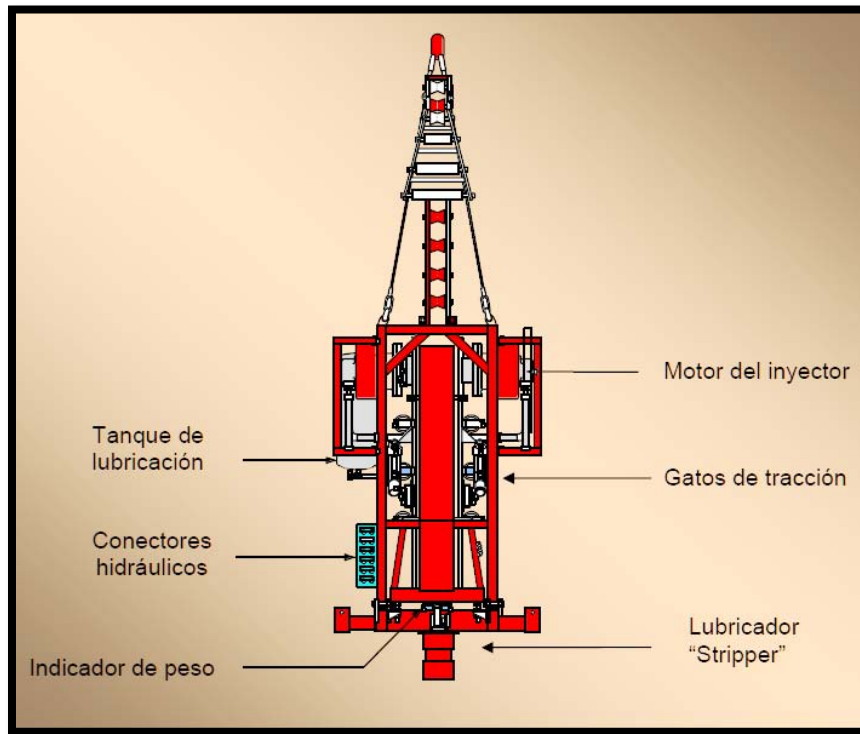


Figura 2. 6. Vista frontal del cabezal de Inyección

Cuello de ganso

Arco de acero con roles que se coloca sobre la cabeza inyectora el cual sirve como guía a la sarta de tubería flexible, tiene como principal función hacer que la tubería entre directamente en la cabeza inyectora sin ninguna complicación y su ángulo y tamaño dependen directamente del diámetro de tubería a utilizar en la unidad de TF, Tabla 2.1.

Radio del cuello de ganso [in]	Diámetro de la tubería [in]
50	1
72	1 ¼ - 2
90	2 – 2 ¾
120	3 ½

Tabla 2.1. Dimensiones de los cuellos de ganso

Es importante tener en cuenta que a medida que la tubería entra o sale del pozo, la parte que se encuentra sobre el cuello de ganso es expuesta a abrasión por el contacto directo con el material del mismo.

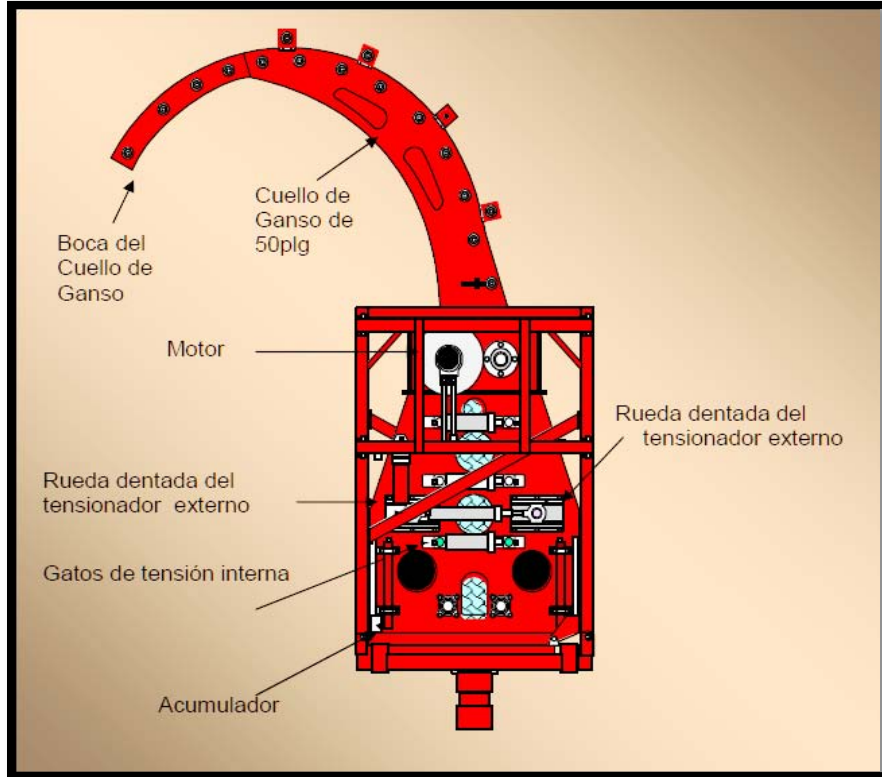


Figura 2. 7. Vista lateral del cabezal de inyección

Cadenas

Serie de eslabones, roles y blocks de acero con caras semicirculares que corresponden con el diámetro de la tubería a utilizar, (Fig. 2.8). Estos transmiten la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería. Al introducirla se incrementa la carga en las cadenas y por lo tanto se necesita aumentar la fuerza de los blocks esto permite mantener una fricción eficiente.

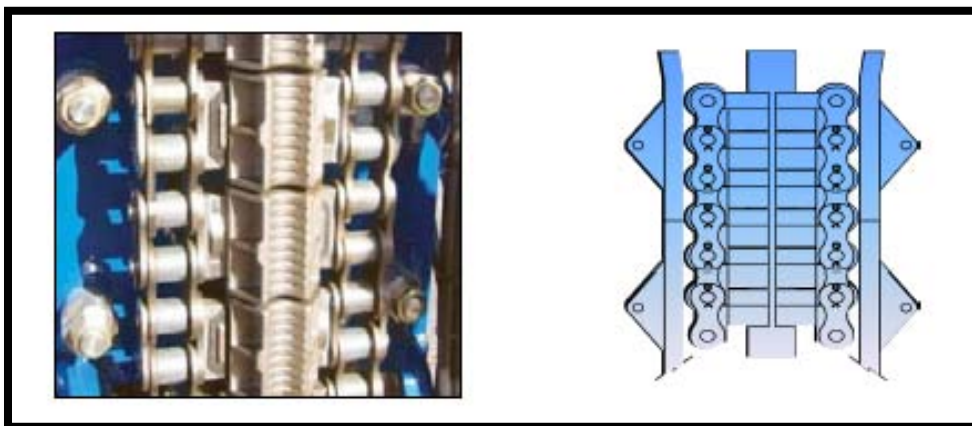


Figura 2. 8. Cadenas de tensión

Motores hidráulicos

Proporcionan la tracción requerida para que se pueda mover la tubería dentro y fuera del pozo. Estos se sincronizan con una caja de velocidades para que puedan operar el movimiento de las cadenas.

Indicadores de peso

Estos dispositivos pueden operar de manera hidráulica o electrónica y se encuentran en la base de la cabeza inyectora. Proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora y está conectado al panel de control de operaciones para poder verificar el peso de la tubería y la fuerza que se requiere para sacar la tubería del pozo.

2.1.5. Equipo De Control De Pozos.

Proporciona el medio de control de las presiones del pozo durante operaciones normales o de emergencia. Este es operado desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y del acumulador neumático, (Fig. 2.9).

El equipo de control básicamente está compuesto por:

- a) Preventores (BOP).
- b) Estopero (Stripper Packer.)
- c) Conector rápido.
- d) Lubricadores.

Todos los componentes deben estar clasificados para la presión en cabeza de pozo y temperaturas máximas posibles para la operación planeada en el campo.

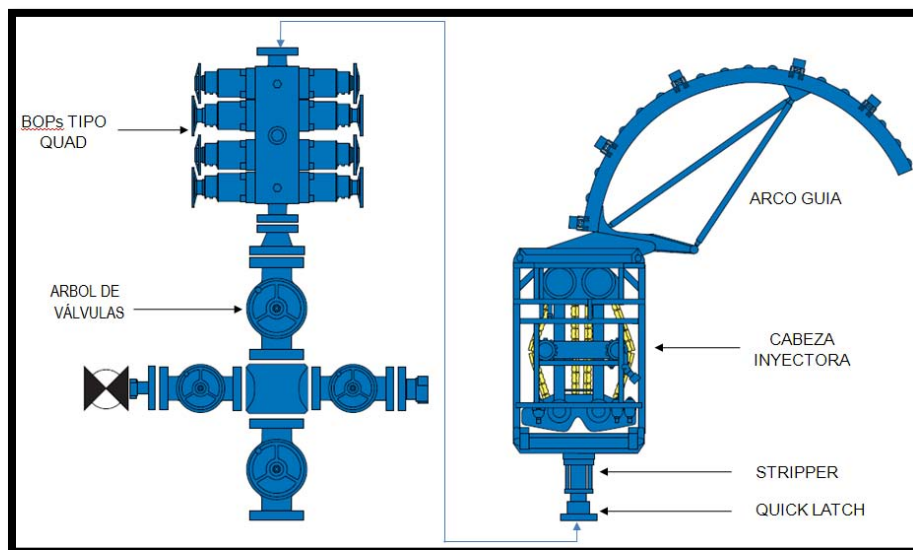


Figura 2. 9. Principales componentes del equipo de control de pozos

Preventores

La función de los preventores (BOP) es proveer un mecanismo para sostener la tubería flexible y aislar el pozo durante una emergencia. Proporcionan un medio de control eficiente y seguro de las presiones durante las operaciones. Es una parte importante en la unidad de tubería flexible, está compuesto por el conjunto de estopero y los arietes especificados para una presión mínima de trabajo de 10,000 psi.

El sistema de preventores debe estar diseñado específicamente para operaciones con TF. Consiste en varias parejas de arietes, con cada pareja diseñada para desempeñar una función específica. El número y tipo de las parejas de arietes en un BOP está determinado por la configuración del BOP, ya sea sencillo, doble o cuádruple. Un sistema cuádruple se utiliza generalmente en la mayoría de las operaciones; Está equipado de arriba hacia abajo con arietes ciegos, arietes de corte de tubería, arietes de cuñas y arietes anulares.

Para cierres de emergencia los acumuladores proporcionan la energía requerida para que se activen los juegos de rams los cuales se encargan del control del pozo. También puede ser cerrado manualmente. Las funciones que efectúan son las siguientes:

- Sellar orificio abierto
- Cortar la tubería
- Sujetar la tubería
- Sellar alrededor de la tubería.

El preventor cuádruple, (Fig. 2.10), tiene la siguiente configuración:

- Arietes ciegos (Blind Rams): sellan el pozo cuando la TF ha sido cortada o está por fuera de las BOP.
- Arietes de corte (Shear Rams): se utilizan para cortar la TF mediante un arreglo de cuchillas. Deben ser utilizados solo en caso de emergencia para prevenir un problema de control de pozo.
- Arietes deslizantes (Slip Rams): sostienen el peso de la TF mediante un sistema de cuñas, colgada por debajo del mismo (algunos son bidireccionales y evitan que la TF se mueva hacia arriba).
- Arietes de tubería (Pipe Rams): sellan alrededor de la TF que está colgada.
- Válvula igualadora: Permite igualar la presión en el interior del preventor para que se abran los arietes
- Puerto de matar: Se ubica en la parte media del cuerpo del preventor y permite bombear fluido para el control del sistema.

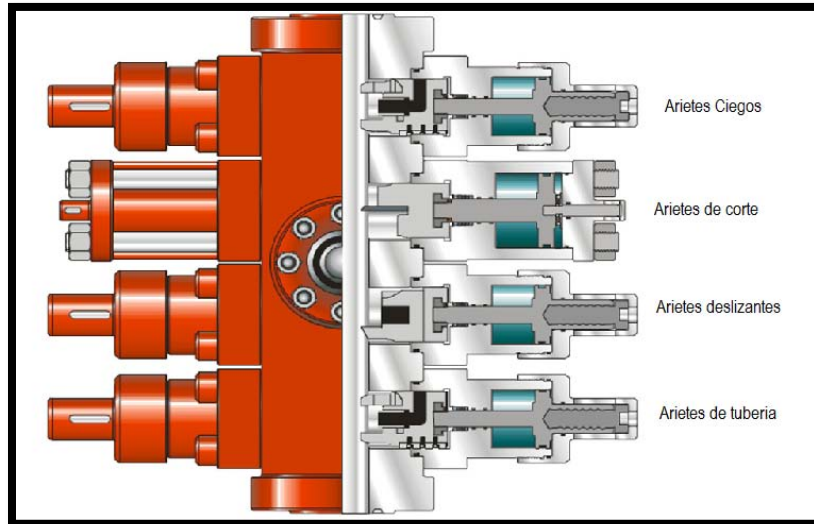


Figura 2. 10. Configuración del Preventor Cuádruple.

Preventores combi

Están equipados con dos conjuntos de Arietes, (Fig. 2.11), los cuales son:

- Arietes ciego y corte: Corta la tubería y efectúa un sello en el diámetro interno del preventor.
- Arietes de tubería y cuñas: Sujeta la tubería y efectúa un sello alrededor de la tubería sin dañar la superficie.

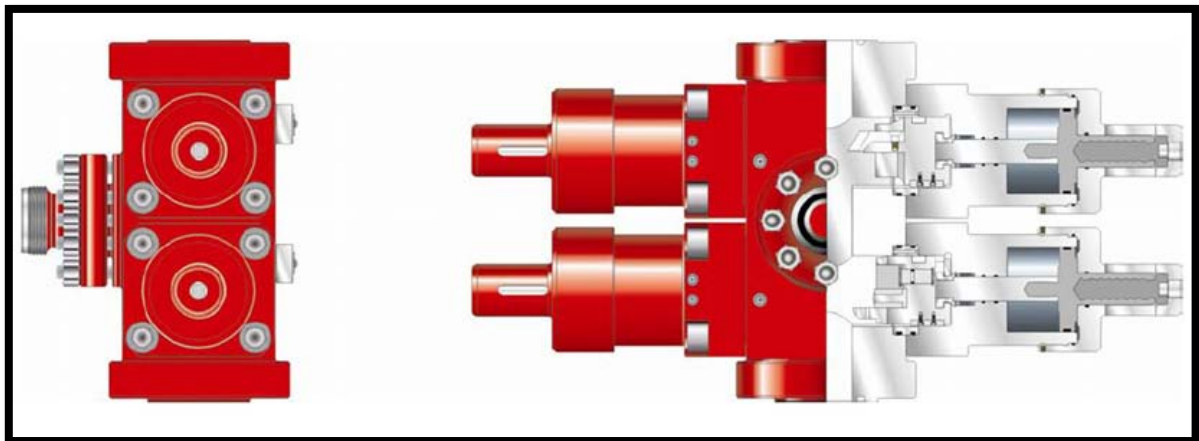


Figura 2. 11. Conjunto de Arietes Combi

Estopero (stripper)

Preventor que tiene como función soportar la presión del pozo o cualquier flujo durante las operaciones con la tubería flexible. Permite trabajar en pozos fluyentes ya que se controlan las presiones por dos elementos de sello. El estopero está localizado en la parte

inferior de la cabeza inyectora y cuenta con un rango de trabajo de 10,000 a 15,000 psi y puede resistir el ácido sulfhídrico, (Fig. 2.12).

El Estopero suministra un sello dinámico alrededor de la TF durante el viaje, y un sello estático alrededor de la TF cuando no está en movimiento, para lograr este sello es requerido una fuerza hidráulica energizante aplicada y controlada desde la cabina de control del operador, adicionalmente sirve para asegurar y alinear la cabeza inyectora con el equipo de control de presión y cabeza de pozo.

Sus funciones son:

- Mantener una barrera primaria contra la presión del pozo y fluidos
- Asegurar y alinear la cabeza inyectora con el equipo de control
- Da un soporte a la TF entre las cadenas de la cabeza inyectora y el sello del estopero.

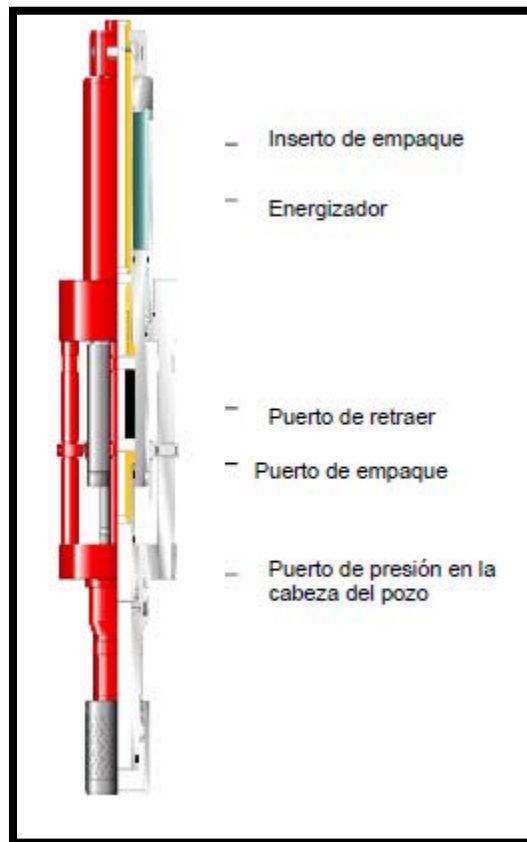


Figura 2. 12. Estopero tipo Ventana y sus principales partes.

Conector rápido (Quick Latch)

El conector rápido es el encargado de suministrar conexión rápida y segura de manera hidráulica entre el lubricador y las BOP.

Lubricadores

Los lubricadores son extensiones de tubería necesarias cuando el montaje de fondo de la tubería flexible (BHA, por sus siglas en inglés, Bottom Hole Assembly) lo requiere debido a su longitud, (Fig. 2.13).

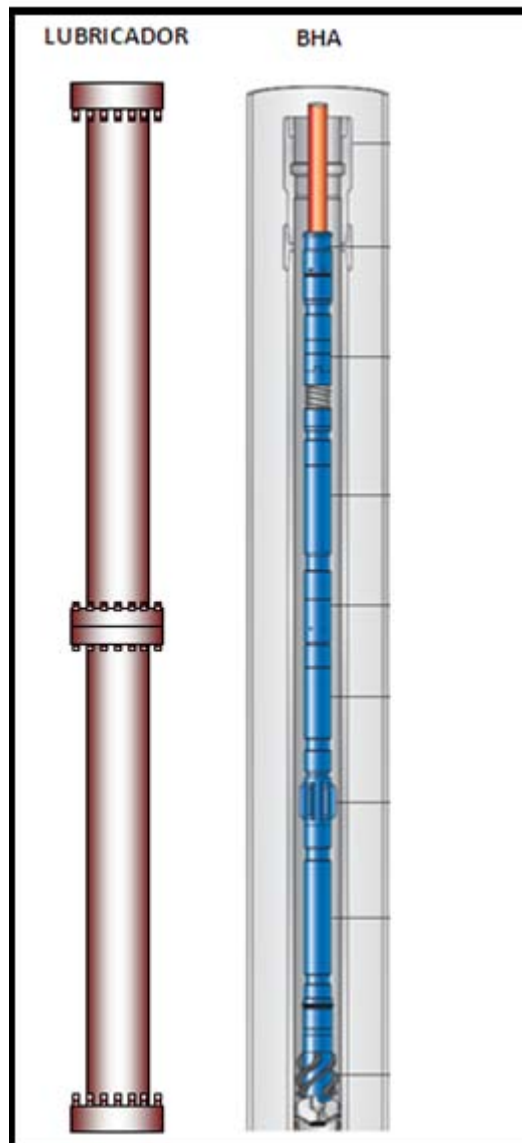


Figura 2. 13. Esquema de un BHA y Lubricador.

2.2 Equipo Y Accesorios Utilizados Con La Tubería Flexible

En la presente sección de este capítulo se describe en términos generales, las herramientas o equipo típico de subsuelo, empleado en operaciones de reacondicionamiento realizadas con una unidad de TF. La industria ofrece una amplia variedad de dichas herramientas, dado que su utilización varía dependiendo del trabajo a realizar [8,9, 10].

2.2.1 Conectores De Tubería Flexible

A Conector con cuerda (Grub Screw Dimple Connector)

Básicamente es una especie de tornillo sin cabeza que se utiliza para conectar la TF a la conexión roscada del BHA. El conector se acopla a la TF mediante un set de tornillos sin cabeza que engranan en cavidades pre-elaboradas ubicadas en la pared del tubing (Ilustrado en la Fig. 2.14).

Es una herramienta resistente a niveles altos de torque, además provee una alta integridad y una alta presión de sello entre la TF y el BHA. Estos conectores son ideales en aplicaciones que involucran motores de fondo y otras herramientas de alta vibración. Es fácil y rápido de instalar y no causa restricción en el área transversal de la TF. Es fabricado con una variedad de roscas adaptadas al tipo de BHA.



Figura 2. 14. Conector con cuerda

b. Conector Externo

Permite el acople de la TF al BHA mediante una conexión roscada. Este conector actúa como una especie de cuña para sostener el tubing, Fig. 2.15. De esta manera, un incremento en la tensión incrementa el agarre. Existen diseños que permiten ser utilizados en operaciones donde la TF será corrida a través de áreas restringidas por un diámetro interno reducido. Esta herramienta ayuda a prevenir la rotación del conector sobre la TF.



Figura 2. 15. Conector externo o External Slip Connector

c. Conector Roll-On

Este conector tiene el mismo diámetro externo de la TF y se conecta al diámetro interno de éste. Se asegura mediante el deslizamiento del tubing dentro de canales previamente realizados al conector con una herramienta especial denominada tubing crimping tool.

d. Conector Roll-On de dos extremos

Básicamente tiene la misma funcionalidad y especificaciones del roll-on sencillo. Su diferencia radica en que permite acoplar dos secciones de TF (Fig. 2.16).



Figura 2. 16. Conector Roll-On de dos extremos

e. Conector Interno Sencillo y Doble

Como su nombre lo indica, permite la conexión al diámetro interno de la TF. Se asegura por un mecanismo que permite su reducción progresiva de diámetro a medida que entra a la TF (Fig. 2.17). Al igual que los conectores externos, los conectores internos también pueden ser de dos extremos para permitir la unión de dos secciones de tubería.

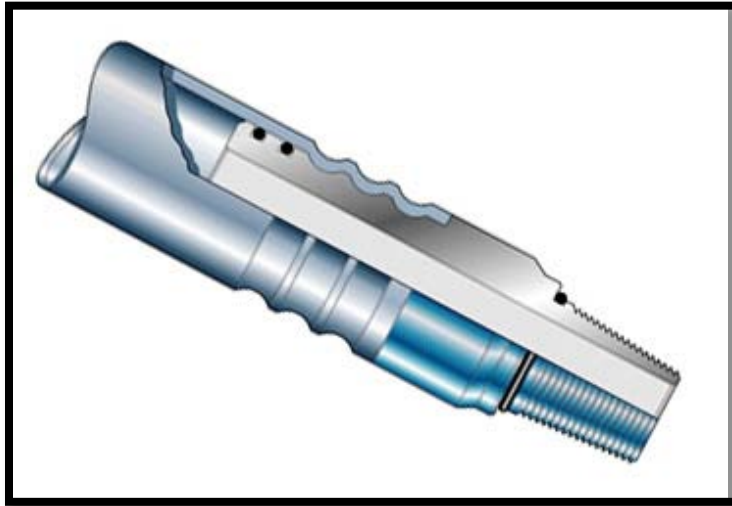


Figura 2.17. Conector Interno

2.2.2 Válvulas de contrapresión (check)

a. Válvula de contrapresión con By Pass

Esta herramienta permite el uso de cable para la toma de registros a través de la sarta de TF (Fig. 2.18).

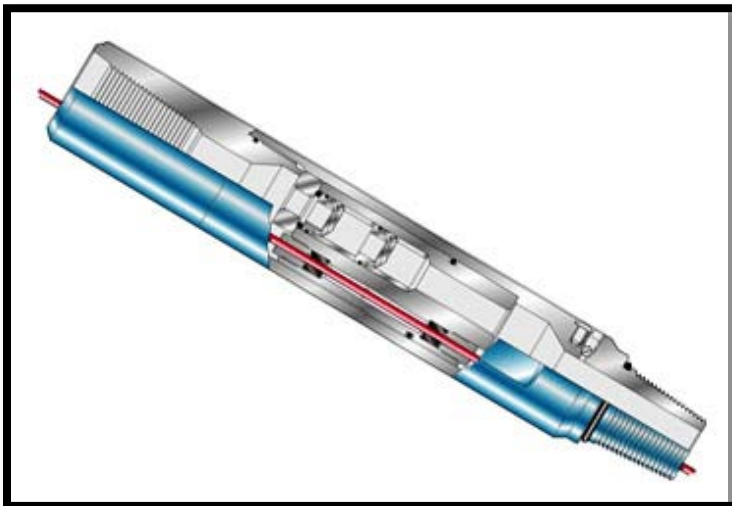


Figura 2. 18. Válvula de contrapresión con By Pass

b. Válvula de contrapresión Twin Flapper

Esta válvula es un componente estándar de una sarta de TF. Provee un medio para prevenir el regreso de fluidos del pozo dentro de la TF en el caso eventual de que ocurra una falla en la sarta o en el equipo de superficie de TF. Esta válvula incorpora un sistema de sello dual para incrementar la seguridad. Un asiento de teflón provee un sello de baja presión, mientras que a presiones más altas el sello es metal-metal (Fig. 2.19).

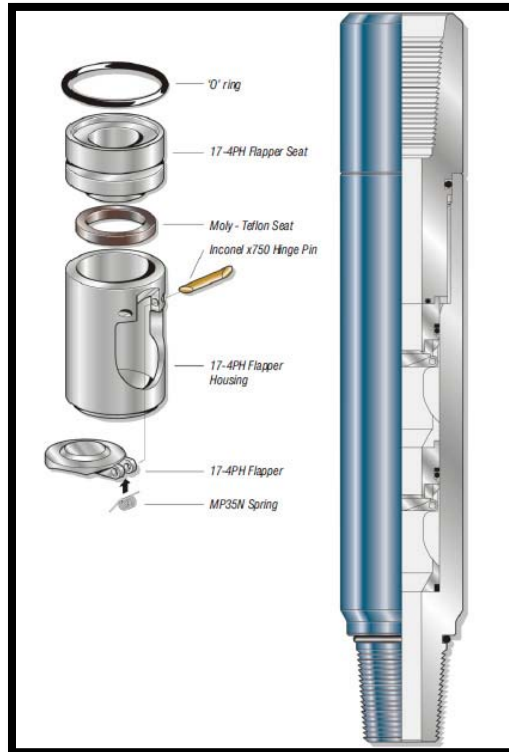


Figura 2.19. Válvula de contrapresión Twin Flapper

c. Válvula de contrapresión

Es un componente de la sarta de TF que provee una trayectoria de circulación al fluido que eventualmente se pueda regresar. Es apropiada en operaciones donde la presión hidrostática de la TF debe ser mayor que la presión en el anular.

d. Válvula de doble gancho

Este dispositivo debe ser utilizado junto con un CARSAC (Combination Anti Rotation Self Aligning Connector) por sus siglas en inglés, para desplegar apropiadamente dentro o fuera del pozo, el ensamble de fondo de pozo de la sarta. La válvula dual puede ser abierta o cerrada desde superficie (Fig. 2.20).

2.2.3 Desconectores de Tubería Flexible

a. Junta de Alivio Boss

Permite liberar la sarta o herramienta de trabajo de TF en un punto determinado.

Presión hidráulica aplicada a la herramienta activará el mecanismo de liberación a una determinada presión. Una vez liberada, la circulación se restablece a través de la parte superior de la herramienta. La parte inferior de la junta de alivio puede ser retirada usando una running/pulling tool convencional.

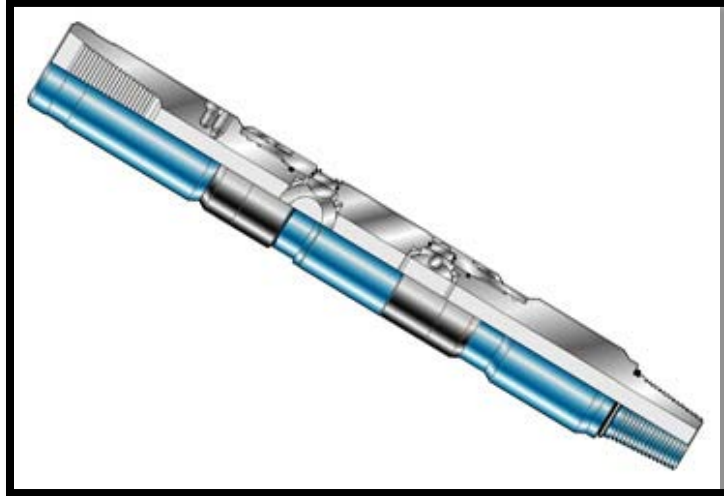


Figura 2. 20. Válvula Dual Kelly Cock

b. Junta liberadora de corte

Permite partir o quebrar la sarta de trabajo de TF mediante aplicación de determinada tensión (Fig. 2.21).

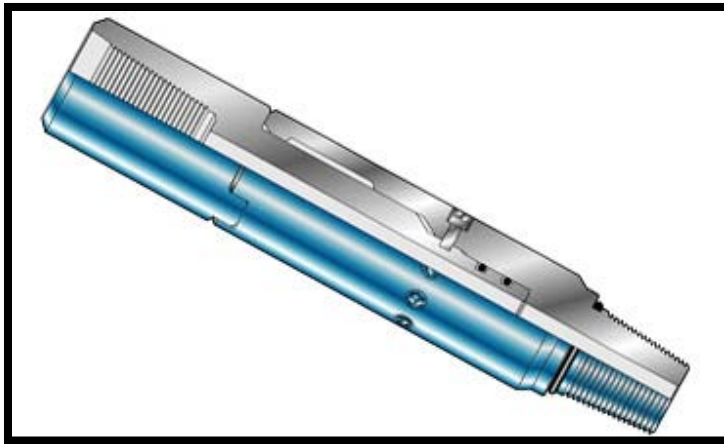


Figura 2. 21. Shear Release Joint

c. Junta liberadora (herramienta de recuperación)

Es una herramienta diseñada para retirar la parte inferior de la junta después de la activación del mecanismo de liberación. Está diseñada para encajar en el cuello de pescado de diámetro estándar dentro de la junta liberada.

2.2.4 Válvulas de control y circulación

a. Válvula de Circulación Tipo Bola

Permite la circulación por encima del BHA. La herramienta se activa al caer la bola mediante presión aplicada desde superficie (Fig. 2.22).



Figura 2. 22. Válvula de Circulación Tipo Bola

b. Disco de circulación

Componente utilizado junto con herramientas que requieren el sistema de caída de bola y además también necesitan circulación a través de la sarta. Se ubica justo debajo de la herramienta que requiere una bola. Ver Fig. 2.23.



Figura 2. 23 Disco de circulación

c. Válvula de circulación doble

Puede ser activada mediante el mecanismo de caída de bola o mediante la sobrepresión del fluido dentro de la sarta. Utiliza un mecanismo de ruptura de disco para facilitar el retorno de la circulación a través de la sobrepresión. Además tiene un sistema de pistón activado por presión diferencial, que puede ser determinada en superficie (Figura 2.24).

d. Válvula de cementación

Diseñada para soportar una columna de fluido y el incremento en presión que a esta le pueda ser aplicada. Una vez la válvula registra el incremento de presión, ésta se abre y permite el flujo a través de sí. Si se disminuye la presión, la válvula se cierra. Ver Fig. 2.25.



Figura 2. 24. Válvula de Circulación Dual

e. Herramienta de activación por flujo

Es una válvula normalmente abierta que permite la circulación a través de la herramienta hasta el anular. Diseñada para trabajar a una presión predeterminada. Su diseño permite una circulación normal mientras se alcanza una presión diferencial en la herramienta. Una vez se excede la presión diferencial de diseño, la trayectoria de flujo se desvía hacia unos agujeros internos de la sarta, facilitando la activación hidráulica de un mecanismo en el extremo inferior de la herramienta.



Figura 2. 25. Válvula de cementación

Cuando se está sacando la sarta del pozo, la válvula se puede utilizar para aliviar en forma segura, la presión interna en el tubing. Cuando se disminuye a un valor determinado, la válvula se abre y permite el alivio a través de unas cavidades que actúan como by pass. Durante este proceso, la presión interna y externa se balancean, evitando acciones prematuras en uno u otro sentido. Ilustrado en la Fig. 2.26.



Figura 2. 26. Herramienta de activación por flujo

2.2.5 Herramienta de ensamble

Básicamente es una herramienta que combina el uso de un conector de TF, una válvula check y un desconector, incorporado en una sola herramienta para minimizar su longitud. Algunas veces el MHA incorpora un disco de circulación para proveer una trayectoria alterna al fluido en caso de que las herramientas de fondo de pozo sufran algún taponamiento.

Para proveer una mayor seguridad funcionalidad, las herramientas se ensamblan en el siguiente orden: (Fig. 2.27).

- Conexión de Tubería Flexible
- Válvula de contrapresión
- Desconector
- Sub de circulación
- Disco de circulación (opcional)

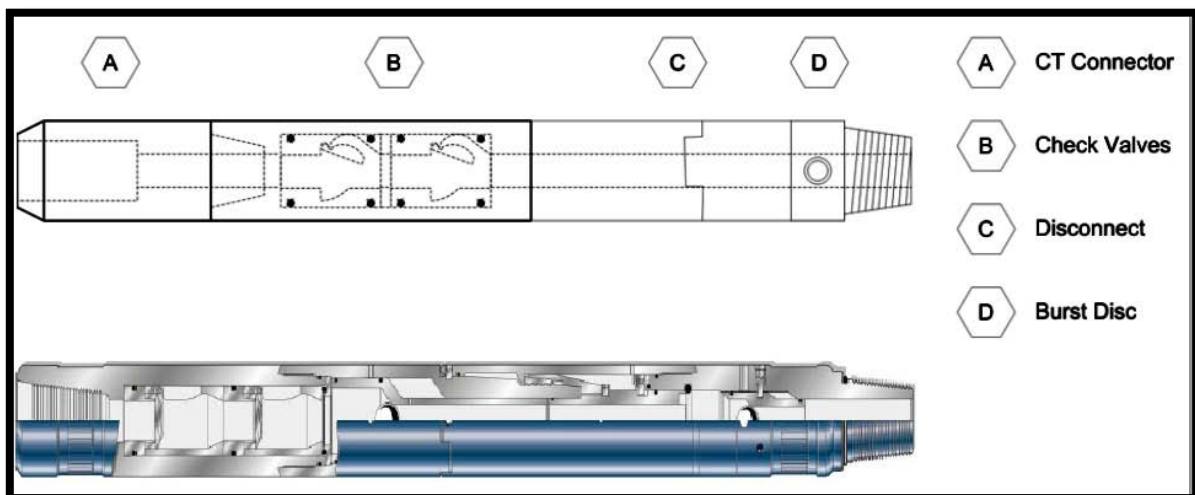


Figura 2. 27. Herramienta de ensamble

Este arreglo facilita la desconexión de las herramientas de fondo de pozo, mientras se mantiene la presión en la TF. El desconector tiene un perfil interno para pesca, para retirar cualquier tipo de herramienta después de su liberación. Esta herramienta siempre debe correrse justo al final de la sarta de TF para minimizar el riesgo de pega.

2.2.6 Martillo Hidráulico

Provee un medio controlado para aplicar golpes a las herramientas cuando la operación lo requiere. Tiene un sistema hidráulico por presión hidrostática, altamente confiable y balanceada. Le permite al operador de TF controlar apropiadamente la acción de martillo que requiera la operación, mediante aplicar una carga sostenida que puede ser infinitamente variable dependiendo de las necesidades. Es apropiado en operaciones donde se debe realizar manipulación de las herramientas en fondo de pozo incluyendo asentamiento y retiro de tapones, válvulas de gas lift, apertura y cierre de camisas y en general, operaciones de pesca de herramientas recuperables.

Se utiliza en trabajos de snubeo, registro y estimulación, especialmente en pozos desviados donde las posibilidades de pega son mayores. Su apropiado sistema hidráulico previene contaminación de los fluidos del pozo, dando así una mayor confiabilidad operacional. Como complemento de su operación existe un acelerador ascendente y otro descendente.

2.2.7 Barras Y Juntas De Tubería Flexible

a. Junta de nudillos

Provee una flexibilidad adicional a la sarta. Incorporadas en el BHA para un movimiento angular en cierta dirección. Dicha flexibilidad es necesaria en pozos altamente desviados o con cierto grado de restricción. Permite una rotación completa de 360° y una desviación angular de 15°, además de una presión de sello durante la rotación de la herramienta. Ver Fig. 2.28.

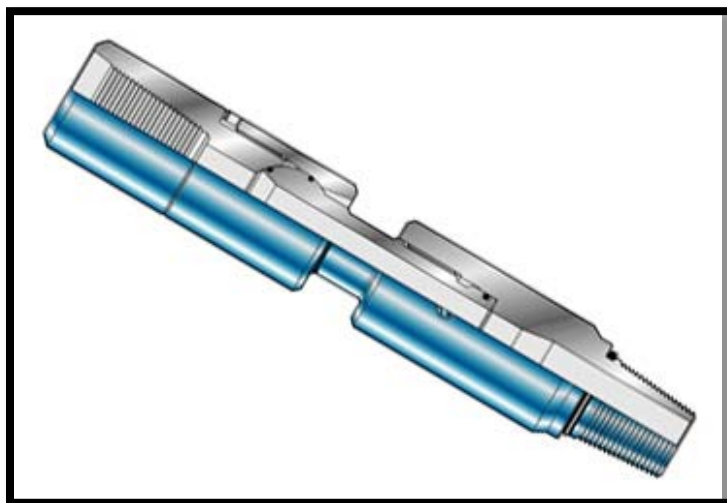


Figura 2. 28. Junta de nudillos

b. Junta de nudillos de torque

Se utiliza cuando no se necesita una rotación de la herramienta, especialmente en operaciones de perforación. Una sarta de TF puede llevar múltiples accesorios como este.

c. Junta giratoria

Permite una rotación completa de todo el conjunto de herramientas ubicadas bajo la junta. Asegura el flujo interno. Es muy funcional en operaciones de corrida y sacada de mandriles de gas lift (Fig. 2.29).

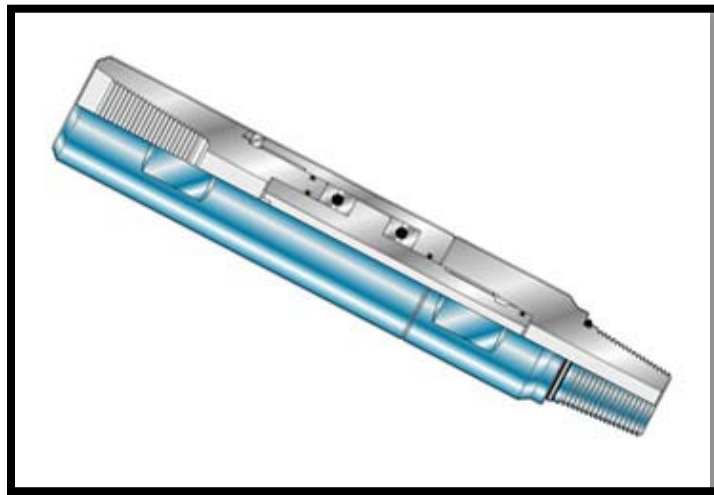


Figura 2. 29. Junta giratoria

d. Barras de Peso

Como su nombre lo indica, se utilizan para dar peso y longitud a la sarta. Además permiten el flujo a través de sí.

e. Conectores

Existe un tipo de conectores con una combinación anti-rotación y auto alineamiento o CARSAC. (Combination Anti-Rotation Selg Aligning Connector, por sus siglas en inglés), que permite transmitir un alto grado de torque a través de sí.

2.2.8 Centradores

a. Centradores Activados por Flujo

Permite centralizar la sarta de herramientas o componentes de la sarta.

Normalmente es retráctil, se expande cuando se aplica una presión diferencial a través de la herramienta. Esto permite al estabilizador pasar a través de áreas restringidas y expandirse dependiendo de la necesidad.

2.2.9 Herramientas Y Sistemas De Barra De Despliegue

a. Herramienta Multipropósito

Combina las tres herramientas básicas requeridas para toda operación de corrida de TF, un conector, una válvula de contrapresión tipo flapper y una junta de liberación de emergencia.

b. Sistema de Barras de Despliegue

Utilizadas para instalar ensambles de cabeza de pozos largos en pozos donde el peso del lubricador es restringido. Al instalar la parte inferior del BHA bajo la barra de despliegue, se pueden cerrar los preventores de ariete de la TF alrededor de la cintura de la barra.

2.2.10 Herramientas De Corrida

a. Activadas por flujo

Utilizadas y diseñadas para bajar y retirar herramientas de fondo de pozo, con cuellos internos de pesca convencionales. Es activada hidráulicamente, con un fluido circulante a través del corazón de la herramienta. A su vez existen herramientas que tienen cuellos externos de pesca convencionales. Su funcionamiento y activación es exactamente igual. Generalmente se utilizan para abrir y cerrar camisas

b. Localizador de Punta de Tubería

Permite la ubicación y localización de la punta de la tubería para efectos de correlación de la profundidad. Se activa por flujo y permite re etiquetar la punta de la tubería cuantas veces sea necesario sin necesidad de removerla del pozo.

2.2.11 Localizador De Niples (CT Nipple Locator)

Se emplea para ubicar niples en el completamiento mientras se realiza una operación de TF. La herramienta se puede ubicar en cualquier parte del BHA y opera mecánicamente. La herramienta no posee ninguna restricción interna al flujo. Ver Fig. 2.30.

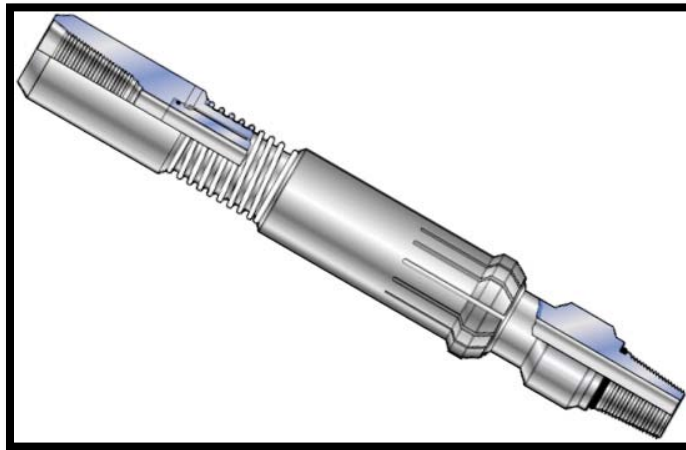


Figura 2. 30. Localizador de Niples

2.3. Normas De Seguridad En Los Trabajos Con TF

2.3.1 Condiciones De Instalación, Operación, Mantenimiento Y Desmantelamiento De Equipos Y Herramientas Durante La Ejecución De Los Trabajos [11].

1. Antes de iniciar la instalación de los equipos y unidades, se deberá verificar que éstos estén libres de fluidos inflamables que pudieran contaminar y alterar la operación y/o poner en riesgo la seguridad del personal, equipos e instalaciones. Una vez instalado, se obliga a efectuar la prueba de hermeticidad de acuerdo a lo especificado y a satisfacción de PEP para que se considere el equipo listo para iniciar operaciones.

2. Para la instalación, pruebas e inicio de operaciones debe considerar para sus equipos los siguientes tiempos: En pozos con equipo de perforación y/o terminación 4 (cuatro) y 2 (dos) horas para su desmantelamiento; en pozos sin equipo 2 (dos) horas para su instalación, pruebas y puesta en operación y 1 (una) hora para su desmantelamiento.

3. Las Unidades de Tubería Flexible y equipos auxiliares deberán cumplir con las dimensiones adecuadas para transitar sin restricciones en carreteras federales, estatales y municipales, así como en los caminos y accesos a las localizaciones en las que se realizarán los trabajos.

4. Se deben efectuar corridas de simulación de la operación a realizar, dicho programa deberá mostrar como mínimo:

- Análisis hidráulico con gastos y presiones durante los trabajos de limpieza y desarenamientos.
- Pronóstico de peso y tensión en la sarta de tubería flexible al bajar y levantarla a superficie.
- Elipse biaxial de esfuerzos en la tubería flexible.
- Fatiga en la sarta de la tubería flexible.

5. Cada equipo de tubería flexible debe contar con Sistema Gráfico de Registro de Información en tiempo real y almacenar en memoria como mínimo los siguientes parámetros:

- Presión de circulación de fluidos a través de la tubería flexible (presión interna de la tubería).
- Presión en la cabeza del pozo (presión en el espacio anular tubería flexible / tubería de producción).
- Gasto de circulación.
- Volumen acumulado de fluidos bombeados.
- Peso y esfuerzo de tensión de la tubería flexible.
- Velocidad de introducción o extracción de la tubería flexible.
- Profundidad de operación de la tubería flexible.

- Esfuerzos y cargas axiales y combinadas a lo largo de la tubería en los viajes de la tubería al pozo graficados en elipse límite de esfuerzos.
- Vida acumulada o fatiga de la sarta de tubería flexible.

6. Se debe contar para cada operación con válvula check doble o sencilla ya sean de charnela o canica, conectores, barras rígidas y difusor.

7. Para el cambio de sarta por reemplazo para los trabajos especiales, como: registros geofísicos, disparos, cambio de diámetro de tubería flexible, se dispondrá de 72 horas contadas a partir de la hora de entrega de la Orden de Trabajo, para realizar el acondicionamiento del equipo y materiales en su totalidad.

8. El personal debe estar capacitado para la solución de situaciones de emergencia, que se pudieran presentar en el desarrollo de las operaciones tales como: atrapamientos, rotura o picadura de la tubería en pozos de cualquier condición de operación, manejo de seguridad para operaciones en ambientes amargos y el control de pozos.

2.3.2 Seguridad, Salud En El Trabajo Y Protección Ambiental (SSPA).

1. Se deben observar estrictamente las normas establecidas para mantener el equilibrio ecológico y la protección al medio ambiente.

2. Se debe dejar totalmente limpio, libre de escombros, basura y/o cualquier tipo de contaminación imputable a él mismo, el lugar en donde se ejecutaron los trabajos.

3. Se deben seguir las normas establecidas relativas a la protección de la seguridad y salud de los trabajadores en sus centros de trabajo [12].

3. Perforación, Terminación De Pozos Y Operaciones Asociadas Con Tubería Flexible

3.1 Perforación con Tubería Flexible

Perforación con tubería flexible (CTD) es una tecnología joven, en las primeras etapas de desarrollo, la perforación con tubería flexible se inició a principios de 1990 con 4 pozos perforados en 1991. Durante varios años, la tubería flexible, se utilizó para perforar incrustaciones y cemento en pozos entubados. Recientemente, se ha usado la TF (en lugar de una plataforma de perforación rotatoria) para perforar agujeros abiertos verticales y horizontales, es cada vez más más utilizada conforme la tecnología se desarrolla [13].

La perforación con TF tiene amplias aplicaciones en la reentrada y la perforación de pozos multilaterales, la perforación bajo balance con tubería flexible se utiliza como un medio para aumentar la productividad mediante la reducción de daño de la formación y para aumentar la velocidad de penetración. La técnica se utiliza también para reducir los problemas asociados con la pérdida de circulación y presión diferenciada (pegaduras).

Las razones para el uso de tubería flexible para perforar son muchas y variadas:

1. El diseño más compacto lo hace ideal para las localizaciones terrestres limitadas o pequeñas plataformas en alta mar
2. Operaciones simultáneas con dos equipos de perforación en alta mar
3. Perforación de agujeros de diámetro pequeño
4. Perforar y viajar con presión en la tubería.
5. viajes rápidos.
6. Circulación continua, mientras la tubería viaja.
7. Continua y alta calidad de telemetría de dos vías entre la superficie y el fondo del pozo para datos en tiempo real y el control.
8. Desvíos; se pueden realizar a través de la tubería de producción existente, sin necesidad de extraerla del pozo
9. Perforación de formaciones agotada; en las que se presenta pega diferencial o la pérdida de circulación
10. Perforar bajo balance; daño de la formación puede ser reducido y las tasas de penetración se incrementan mediante el uso de técnicas de perforación bajo balance; condiciones de bajo balance se puede mantener durante la perforación
11. Trabajo en los pozos donde el sulfuro de hidrógeno puede estar presente se realiza de forma más segura con tubería flexible que con tubería articulada; reducción de la manipulación de tubos aumenta la seguridad de las tripulaciones.
12. Portabilidad.

Al principio, las herramientas para el uso de perforación con tubería flexible se derivaron de las utilizadas para la perforación convencional o rotatoria. Cuando los operadores se familiarizaron con la técnica, se utilizó la tubería flexible para perforar en entornos cada

vez más complejos, estos a su vez requieren el desarrollo de nuevas herramientas. Fig. 3.1.

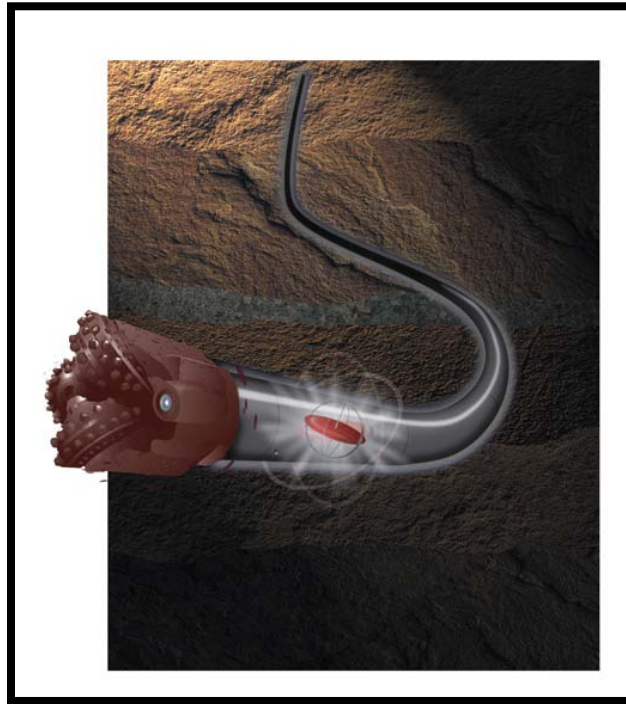


Figura 3. 1. Ejemplo del uso de Tubería Flexible

Para perforar con tubería flexible se requiere el uso de conjuntos de fondo de pozo (BHA) que pueden desempeñar las funciones básicas que se requieren para la perforación:

1. Seguir la trayectoria del pozo prevista
2. Transmitir a la superficie los datos de dirección necesarios
3. Permitir que el perforador mantenga la trayectoria
4. Proporcionar los datos de las mediciones de fondo de pozo
5. Permitir que el perforador optimizar el proceso de perforación
6. Orientar la barrena
7. Capacidad de medir la dirección y la inclinación del agujero perforado.

Un nuevo conjunto de BHA se diseñó para ser compatible con las técnicas actuales y futuras de CTD.

3.1.1 Aplicaciones De Tubería Flexible De Perforación

La perforación tubería flexible no pretende ser un reemplazo directo para la perforación convencional o rotatoria. Sin embargo CTD puede ser utilizada para perforar en una plataforma cuando la perforación rotativa no está disponible o cuando un equipo de perforación rotativo no se puede instalar (en ubicaciones en tierra pequeñas o estrechas, o en algunas instalaciones en alta mar). La razón principal para el uso de tubería flexible

para perforar es aprovechar las ventajas únicas de la tecnología. Los tiempos de viaje son más rápidos ya que no hay conexiones en la tubería.

La tubería flexible permite la circulación continua que asegura que las condiciones dinámicas correctas, son controladas en el pozo en todo momento, para la limpieza del pozo y de mantenimiento de la presión durante la perforación bajo balance. No tener conexiones intermedias, reduce la manipulación de tuberías y mejora la seguridad para el personal de los equipos de perforación, especialmente cuando la perforación se realiza en áreas con presencia de gas amargo.

La perforación con tubería flexible, se adapta mejor a la perforación del agujero esbelto. Los beneficios de la perforación de agujeros más pequeños son [14]:

1. Reduce los costos de la limpieza del terreno y la construcción de carreteras.
2. Genera menos residuos a transportar.
3. Los volúmenes de los fluidos de perforación y cementación se reducen.

El pequeño tamaño de la tubería flexible y las herramientas utilizadas permiten que la perforación con tubería flexible sea realizada a través de la tubería existente. Esta característica permite que la perforación de reentrada o bien la profundización, eliminar el costo de traer un equipo de reacondicionamiento para la ubicación, quitar la tubería de producción, antes del inicio de las operaciones de perforación. En algunos casos, se puede permitir que la producción continúe, mientras se perfora en otra parte del yacimiento. En estos casos, los ahorros de costos por el uso de CTD son significativos.

En la perforación bajo balance, se perfora utilizando un fluido que proporciona una presión hidrostática menor que la de la presión de poro del yacimiento. En algunos casos, la presión bajo balance es tal que a los fluidos del yacimiento se les permite fluir al pozo. En este caso, el yacimiento no es invadido por fluidos o sólidos desde el proceso de perforación y el daño a la formación es nulo. La perforación convencional o sobre balanceada, se usa para prevenir la pérdida de fluido de perforación en el yacimiento. El líquido perdido es a menudo la fuente de daño en el yacimiento, significando pérdida de producción o retardado la producción. En ambos casos, el ahorro de costos mediante la prevención de la pérdida de líquido o mediante la producción de fluidos del yacimiento antes puede ser muy grande. La perforación bajo balance también se puede utilizar para prevenir o reducir la pérdida de circulación.

La tubería flexible es más segura que la tecnología rotativa en situaciones de bajo balance, la capacidad de presión de los equipos de superficie de perforación con tubería flexible es más alta que el equipo equivalente de perforación rotatoria. La capacidad de hacer viajes sin conexiones es una ventaja de seguridad, sobre todo en la perforación bajo balance en yacimientos de gas amargo [15].

3.1.2 Equipo De Perforación Con Tubería Flexible

Un error común es pensar que una unidad de perforación con TF, es una pequeña unidad que se conduce hasta el lugar lista para perforar con un mínimo para armar. En verdad, la unidad de perforación de TF, típica debe tener gran parte del mismo equipo que una unidad de perforación convencional (por ejemplo, bombas de circulación, los depósitos de lodo, equipo de remoción de sólidos, instalaciones de mezclado de lodos, equipo de control de pozos, Fig. 3.2), y más equipo, si la operación de perforación se debe hacer bajo balance. Además, las unidades de perforación con TF 2 3/8 (in), 2 7/8 (in), o 3 1/2 (in), no son exactamente la pequeña unidad de la mayoría está acostumbrado a ver en la localización para los trabajos típicos y de servicio, Fig. 3.3. Estas son necesariamente unidades de alta capacidad con más equipo asociado.

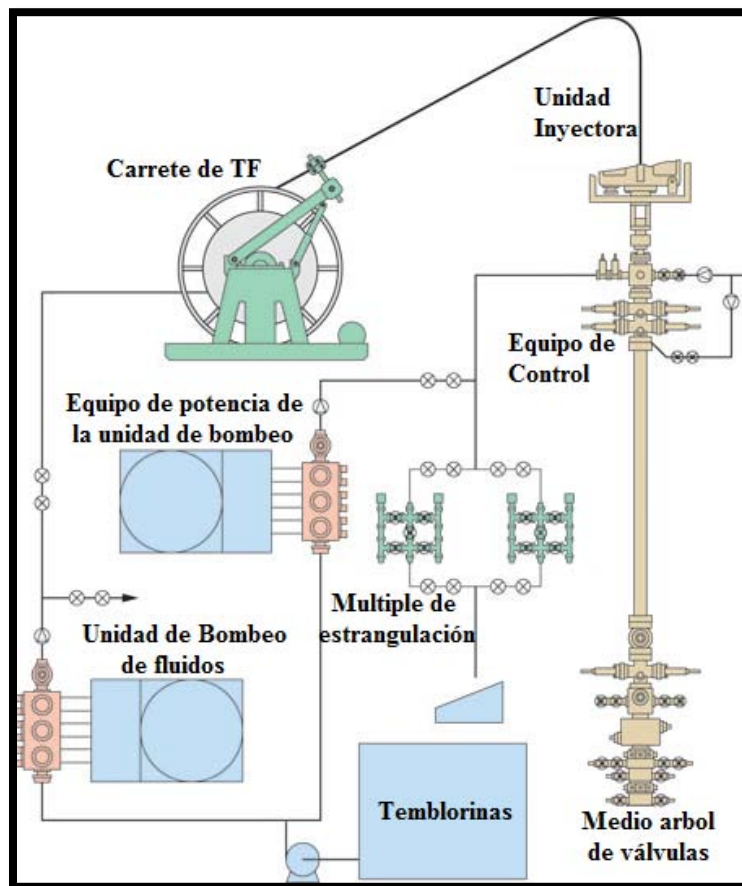


Figura 3. 2. Configuración del equipo de perforación con TF

Las unidades más modernas construidas específicamente para la perforación con TF están diseñadas para superar los problemas de movilidad. Algunas de estas unidades también tienen la capacidad de manipulación de la tubería convencional, lo que mejora en gran medida su utilidad. Otros están siendo construidos principalmente como pequeñas plataformas de perforación, que también tienen la capacidad para perforación con TF.



Figura 3. 3. Unidad de Perforación con Tubería con capacidad para TF de 2" 7/8.

3.1.3 Conjunto De Fondo De Pozo Para Perforación Con Tubería Flexible.

Un conjunto de fondo de pozo típico (BHA) se compone de una barrena, un motor de lodo, una herramienta de dirección para detectar y transmitir los datos de dirección, una gran variedad de dispositivos sensores opcionales, tales como rayos gamma y otros registros, de fondo de pozo, de presión (interna y externa), peso sobre la barrena, sensores de torque en la barrena, sensores de temperatura y vibraciones, y una herramienta de orientación para cambiar la dirección de la barrena, Fig. 3.4. Todos los dispositivos de detección y de control están en continua comunicación de dos vías con la superficie a través de una o más líneas eléctricas e hidráulicas dentro de la TF.

Otros dos elementos importantes en el BHA son una válvula check y una válvula de desconexión de emergencia. A diferencia de una sarta de perforación convencional, si el pozo está bajo presión, toda la TF que no está en el orificio también está bajo presión. Si inicia una fuga en la tubería dentro del carrete, no hay forma de controlarla que no sea cortar el tubo dentro del preventor (BOP), con los arietes de corte. Por esta razón, una válvula check se instala en el BHA. La desconexión de emergencia permite a un operador desconectar la TF del BHA, sí se atasca.

Nuevos conjuntos de fondo de pozo (BHA), se han desarrollado, incluyen telemetría alámbrica para permitir que la herramienta se pueda utilizar con fluidos aireados.

3.1.2.1 BHA Primera Generación

La primera generación de orientadores trabajó mediante el uso de un diferencial de presión generado a través de la herramienta de orientación por el fluido de perforación, este se bombea hacia abajo por la tubería flexible. Se utilizó esta presión diferencial para que la herramienta cambiara la dirección de la barrena.

Sin embargo, hubo varios inconvenientes con el uso de este tipo de herramienta de orientación. El principal de ellos fue el tiempo necesario para hacer los ajustes necesarios a la cara de la herramienta, para realizar el ajuste la barrena tiene que ser levantada, las bombas de lodo se detienen o el flujo se reduce a un nivel inferior para iniciar el movimiento de orientación, entonces las bombas de lodo son accionadas nuevamente a gastos normales de funcionamiento. La segunda razón fue que el orientador se mueve en un ángulo preestablecido, por lo que es fácil de sobrepasar la cara de la herramienta o estimar incorrectamente los efectos de torsión reactiva durante la perforación.

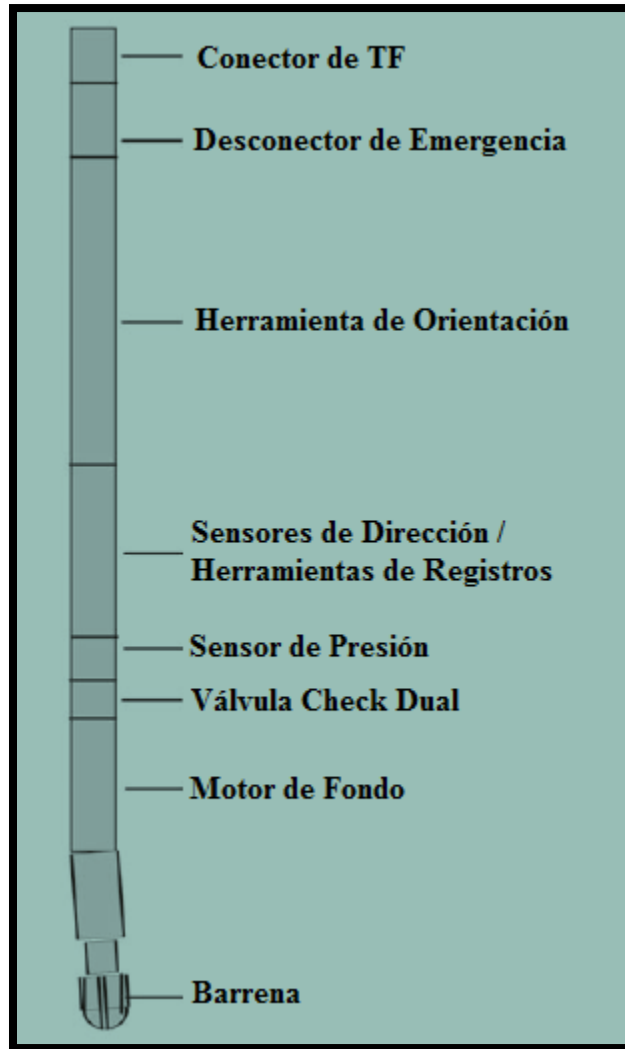


Figura 3. 4. Componentes de un BHA.

Una vez que la perforación está en marcha el perforador requiere actualizaciones frecuentes de la dirección y la inclinación del agujero con el fin de garantizar que se alcanzará el objetivo. La primera generación de perforación con tubería flexible y ensamble de fondo de pozo utilizó telemetría de pulso con lodo de perforación. La mayoría de los sistemas de pulso de lodo requieren un período de flujo constante con el fin de iniciar la transmisión de datos.

La telemetría de pulso con lodo de perforación no funciona cuando el fluido bombeado es aireado o no compresible. Electromagnética de transmisión de datos ha sido utilizado con éxito en estas condiciones. Sin embargo, las tasas de transmisión son similares a los sistemas de telemetría de pulso de lodo convencionales y hay limitaciones de profundidad con algunas formaciones que atenúan la señal.

3.1.2.2 Nuevas Generaciones De BHA

El nuevo BHA fue desarrollado con un principal objetivo: mejorar la eficiencia global del proceso de perforación con tubería flexible [16].

La manipulación del BHA por la tripulación se ha simplificado mediante la reducción del número de articulaciones que tiene. Algunas de los nuevos BHA incorporan orientadores accionados hidráulicamente. En algunos, se bombea fluido hidráulico a través de líneas umbilicales dentro de la tubería flexible. Estas líneas, junto con un cable de acero representan una restricción sustancial en el carrete y pueden ser difíciles de reemplazar cuando surge un problema. Otro enfoque ha sido generar potencia hidráulica dentro de la herramienta utilizando energía eléctrica llevada a cabo a través de un cable de acero, la misma línea de telemetría se utiliza para transmitir datos desde el paquete de sensores en 100k bits/s en comparación con unos pocos bits/s de lodo de telemetría de pulso.

Estos orientadores hidráulicos pueden dar vuelta a través de aproximadamente una vuelta antes de que, la dirección tenga que ser revertida. La herramienta de orientación de accionamiento eléctrico permite ajustes tan finos como un grado en cualquier dirección o rotación continua de la sección de potencia del BHA. Esta característica de la herramienta permite un elemento de rotación en lo que normalmente es una operación de deslizamiento. Esto beneficia a la estabilidad direccional y la velocidad de penetración, y la reducción de la tortuosidad.

La herramienta incorpora sensores de presión para la tubería y las medidas de presión anulares necesarias para el control del proceso de perforación bajo balance. Sensores de rayos gamma, localizadores de nipples, sensores de dirección y de inclinación están situados cerca de la barrena en el BHA. El sistema de adquisición de datos de superficie se basa en tecnologías alámbricas y la tecnología MWD, muestran un conjunto completo de datos de perforación con tubería flexible.

El BHA se mantuvo corto para facilitar la implementación. Para simplificar la disposición del sistema en la superficie y reducir la cantidad de equipo requerido en el sitio. El equipo de superficie se ha reducido al mínimo de una computadora portátil que se puede acomodar en la cabina de control de la unidad de tubería flexible. Esto elimina la necesidad de una cabina de registro separada, reduce el tamaño de la propagación CTD y mejora la comunicación. Este sistema de superficie portátil se puede integrar fácilmente con cualquier operación de perforación con tubería flexible.

El conjunto de fondo de pozo utiliza sólo una pequeña fracción de la capacidad de transmisión de datos del cable de acero. Por lo tanto, otros módulos de sensores se pueden acomodar para aumentar el rendimiento de la evaluación de formaciones y permitir la plena geo-navegación con el BHA.

3.1.2.3 Orientación De La Herramienta

El orientador es accionado directamente por un motor eléctrico y controla mediante un cable de telemetría instalado en la tubería flexible, esto permite que el orientador para ser dirigido en tiempo real. La rotación puede ser en sentido horario o en sentido anti horario. Esto le da al control al perforador sobre el BHA para que le permitiera dirigir con precisión hacia el objetivo.

Además del control incremental, el orientador puede girar de forma continua, en cualquier dirección. Una rotación lenta de uno rpm, a las tasas típicas de la penetración de perforación con tubería flexible, disminuirá la tortuosidad de las secciones laterales. Esta rotación también reduce la necesidad de hacer viajes para cambiar los componentes direccionales del BHA. La capacidad de rotar la sección de potencia del BHA creará secciones rectas tangentes que reduzcan la fricción en la tubería flexible que le permite perforar más lejos antes de pandeo excesivo o el bloqueo de la tubería flexible. Un agujero menos tortuoso también hace correr terminaciones más fáciles.

3.1.2.4 Sensores

Sensores de dirección e inclinación

Los sensores de dirección y las inclinaciones se han desarrollado a partir de sensores actualmente en uso en otros paquetes de MWD. Su proximidad con la barrena (21 pies) y una exactitud de $\pm 1^\circ$ de dirección e inclinación asegurar que el perforador tiene datos de calidad. Sensores direccionales precisos y un mejor control de la dirección permiten objetivos más pequeños que se planifiquen.

Sensores de localización

Las discrepancias de profundidad surgen del pandeo de la tubería flexible, y otros factores como la expansión o contracción debido a la temperatura, tramo de tubería y el deslizamiento en el sistema de medición de superficie. Si bien estos pueden ser modelados, siempre hay cierta incertidumbre acerca de la posición del extremo de la tubería y la barrena.

Un sensor de localización de niples se incorpora en el BHA, es usado para determinar la profundidad con precisión. Esto es importante durante la perforación de reentrada con el fin de garantizar la colocación de la cuña de desviación y operaciones de fresado subsiguientes, y evitar las juntas en la TR.

Otro sensor que se utiliza para la correlación de profundidad es el sensor de rayos gamma, la profundidad se puede determinar mediante la identificación de formaciones u horizontes conocidos. Este método de correlación de profundidad depende de la perforación a través de formaciones identificables, cuando existen estas formaciones, los rayos gamma proporciona un método de correlación de profundidad más fiable. El sensor de rayos gamma también puede ser utilizado para localizar las juntas de la TR.

Sensores de Presión

El BHA está equipado con los sensores de presión para medir la presión interna (tubería flexible) y la presión externa (anular). Estos se utilizan para optimizar el proceso de perforación.

La caída de presión a través del motor se utiliza para optimizar el rendimiento del motor de perforación. Con información el motor puede mantenerse en ejecución en la parte de la curva con un torque óptimo para maximizar la velocidad de penetración. Los datos de los indicadores de bloqueo del motor se transmiten cada dos segundos para dar el perforador un alto nivel de control sobre el rendimiento del motor.

Uno de los usos crecientes de perforación con tubería flexible es perforar bajo balance, en este caso la determinación de la presión anular es esencial para utilizar la técnica de forma segura y económicamente. El sensor de presión anular permite un control continuo de los factores que afectan las presiones hidrostáticas que circulan y anulares. Cuando se inyecta el gas para crear condiciones de bajo balance, la velocidad de inyección del gas se puede controlar para optimizar el rendimiento del motor mientras que reduce los costos de bombeo y de volumen.

Velocidades altas en el espacio anular, especialmente cuando se está utilizando el gas, a menudo pueden crear mayores presiones de fondo de pozo, debido a las pérdidas de presión por fricción. Si la perforación bajo balance se utiliza para minimizar el daño de formación, la presión anular puede ser controlada para evitar la invasión de fluido en el yacimiento.

El monitoreo de las presiones anulares proporcionará una advertencia de inestabilidad del agujero o pobre limpieza del agujero. La reología del fluido de perforación puede ser optimizada para mejorar la limpieza del pozo y minimizar las presiones de circulación. El buen control se hace más crítico en pozos de diámetro reducido debido al pequeño espacio anular.

En el caso de la perforación bajo balance puede haber flujos de fluidos de la formación en el pozo como parte normal del proceso de perforación, los sensores de presión se utilizan para optimizar la velocidad de flujo de estos fluidos y cualquier fluido que se bombea para mantener esa condición [17].

Es esencial el modelado de los efectos del flujo de los gases en el pozo antes de que comiencen las operaciones, especialmente en el caso en el que se perforan pozos de gas, o el gas se produce a partir de la formación durante la perforación. Se utilizan modelos de programas informáticos existentes para determinar los efectos de flujo en el pozo y en la limpieza del pozo, y los planes de contingencia están preparados con base en las operaciones propuestas.

El control de la presión anular asegurará que el pozo se perfora dentro de los parámetros de diseño y el plan debe estar disponible para el perforador para el control de las operaciones.

3.1.2.5 Transmisión de Datos

El cable de acero estándar, revestido de plástico, que se utiliza para transmitir energía al orientador también se utiliza para enviar y recibir datos hacia y desde el BHA. Mediante el uso de la tecnología de telemetría la velocidad de transmisión de datos es 100 Kbits/s en comparación con un máximo de 3-6 bits/s posible con telemetría de pulso en lodo.

Además de las elevadas tasas de transferencia de datos a la superficie, el sistema de telemetría puede ser utilizado para enviar instrucciones al BHA. La información recibida en la superficie es eficaz y en tiempo real. La transmisión de datos del cable metálico es inmune a los problemas asociados con la telemetría de pulso de lodo a través de fluidos compresibles. Por consiguiente, se puede utilizar cuando el gas se incorpora a los fluidos bombeados.

La herramienta se puede configurar en la superficie, o en el fondo del pozo, para enviar los datos más importantes a la superficie con la frecuencia más alta, Fig. 3.5. La alta capacidad del sistema de telemetría permite la incorporación de sensores adicionales en el futuro.

Interpretación de datos

El sistema de superficie que se utiliza con el BHA se basa en el software utilizado en la actualidad con servicios MWD/LWD y de geo-navegación. El sistema integra la perforación direccional, el sensor y los datos petrofísicos, transmitidos por el BHA, con mediciones de superficie. El software de interpretación convierte esta información y lo muestra en formatos, que el equipo de toma de decisiones puede utilizar para optimizar el proceso de perforación. El sistema de permite varias pantallas diferentes que se muestran simultáneamente en un monitor.



Figura 3. 5. Sistema de Transmisión de datos en tiempo real.

De acuerdo con la cantidad reducida de equipos y una huella más pequeña de las operaciones de perforación con tubería flexible, las necesidades de equipo de superficie se han minimizado. Un ordenador portátil puede utilizarse para la interpretación y visualización de la información. Si la cabina de control de tubería flexible es lo suficientemente amplia, se recomienda un monitor más grande para facilitar la lectura de la pantalla, pero no es esencial.

3.1.4 Equipos de Superficie.

Equipo de superficie para una operación de perforación con TF, normalmente es una unidad de alta capacidad con algún tipo de mástil para el manejo de los equipos de cabeza de pozo más el equipo de manipulación de fluidos asociado (Fig. 3.6). Aparte de la presencia de un sistema de fluido circulante, una notable diferencia entre una unidad de perforación de TF y una unidad de servicio a pozo con TF es en el grupo BOP.

Un típico BOP de TF es un conjunto contenido en la tubería (ciegos, deslizamiento, y arietes de corte) sin embargo, para la perforación, la unidad debe contener también algunos medios para snubear el BHA dentro y fuera del pozo bajo presión. Esto se hace con el preventor de tipo ariete adicional y/o con un preventor anular, en función de las presiones de la cabeza del pozo y la toxicidad de los fluidos producidos. La operación de despliegue del BHA bajo presión, no es estándar, y el equipo utilizado varía.



Figura 3. 6. Unidad de Perforación con Tubería Flexible.

3.1.5 Procedimiento Operativo

El siguiente procedimiento se utiliza para determinar si un trabajo de CTD propuesto es técnicamente factible:

1. Seleccione el tamaño de la TF, el diámetro del pozo, el fluido de perforación, y el BHA.
2. Calcular el peso y medidas del carrete de la tubería flexible, y si este puede ser transportado.
3. Calcular las fuerzas y las tensiones para asegurarse que las tensiones no sobrepasen el 80 % del límite elástico y el mínimo diámetro de barrena (WOB), aceptable en el fondo del pozo se puede proporcionar a la profundidad total. Se debe asegurar de incluir la fricción que se genera al doblar el BHA en las curvas y que el inyector pueda suministrar la fuerza necesaria para tirar y empujar la Tubería flexible y el BHA para entrar y salir del pozo.
4. Calcular la caída de presión que se presentara en el fluido de perforación en la tubería flexible, y el BHA al 100% de la capacidad de flujo del motor y determinar la presión absoluta en la tubería flexible durante la perforación, esta debe ser menor que la presión de trabajo máxima admisible.
5. Calcular la fatiga de la tubería flexible para la presión calculada anteriormente para determinar si la tubería va a resistir en la operación.
6. Determinar si el fluido de perforación puede acarrear los recortes del pozo durante la perforación con un 80 % del gasto máximo del motor.

3.2 Terminación De Pozos Con Tubería Flexible

En una terminación de pozo se puede utilizar tubería flexible como conducto de producción, o como medio de operación e instalación del equipamiento o los componentes de terminación de pozos. Dado que la sarta de tubería flexible es continua, se evitan los problemas asociados con las conexiones. Además, el equipo de control de presión utilizado en las operaciones con tubería flexible permite la ejecución segura en pozos activos.

Con la introducción de mayor diámetro (hasta 4 ½ in), mayor resistencia de la TF y la evolución de las unidades de TF, capaces de manejar estos tamaños de tuberías, ahora se puede utilizar para terminaciones en los pozos de gas y petróleo. Específicamente, la tubería flexible de diámetro mayor, se puede utilizar en conjunción con la unidad de tubería flexible apropiada, para llevar a cabo trabajos de terminación en el campo sin ningún tipo de plataforma o equipo de perforación con mástil. Como resultado, estos trabajos se pueden realizar en ó por debajo del gasto de operación normal para los trabajos de terminación realizados con tubería convencional [18].

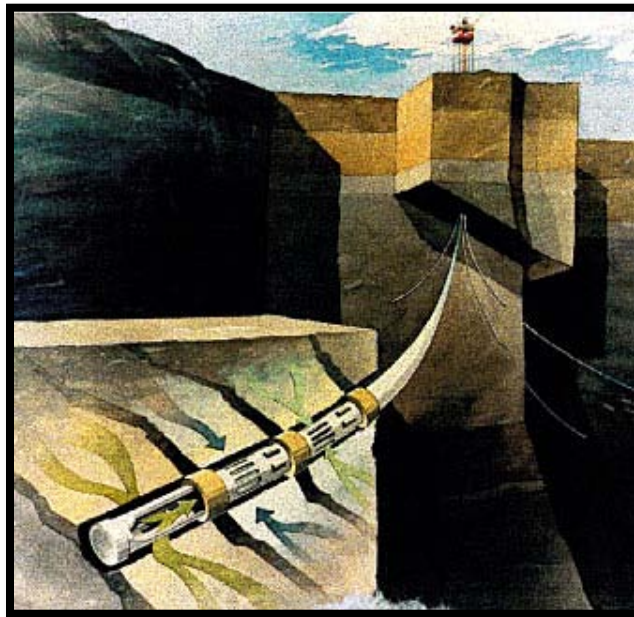


Figura 3. 7. Ejemplo de terminación de pozo con TF.

Aunque la TF se ha utilizado en las operaciones de petróleo y gas desde principios de la década de 1960, sólo recientemente se ha utilizado para la terminación de pozos. Como resultado de las mejores técnicas de manufactura y la mejora de la calidad del carrete de Tubería Flexible, ahora se puede utilizar durante la perforación del pozo abierto o como la tubería de producción primaria durante terminaciones iniciales, Fig. 3.7.

La introducción de 2 a 4 ½ in de tamaños de tubería flexible ofrece oportunidades económicas alternativas para la finalización de los pozos nuevos y existentes. Diámetros

más pequeños de TF también se pueden incorporar en los diseños de terminaciones existentes para reparaciones rigless.

Las ventajas de la TF como una tubería de producción, cuando se compara con la tubería convencional, ofrece cuatro ventajas principalmente [19]:

1. Reduce el deterioro del pozo
2. Una mejor integridad del pozo
3. Operaciones más fáciles
4. Menores costos

Reducción del Deterioro del pozo

Terminaciones de TF se pueden ejecutar en condiciones de pozo bajo balance para minimizar daños a la formación, por las operaciones de terminación o reparación de pozos. Si esta operación se combina con la perforación con TF, el pozo podría no ser controlado con salmuera en toda su vida, así la TF tiene la ventaja adicional de ser más limpia que la tubería convencional, y que no requiere el uso del lubricante de tuberías.

Mejora Integridad del pozo

El uso de la TF reduce o elimina la necesidad de conexiones, lo que minimiza el potencial de fugas. Las conexiones no requieren pruebas porque no pueden ser apretadas en exceso, y el tubo no puede desenroscarse.

Cuando se utiliza TF, la extensión de la corrosión puede reducirse como resultado de una menor velocidad de erosión por la ausencia de las conexiones, que actúan como puntos de turbulencia que concentran la corrosión. Debido a que diámetros mayores de TF ya están disponibles, un diámetro más pequeño de la tubería flexible se puede instalar dentro de un diámetro más grande para su uso en los trabajos de reparación.

Operaciones más fáciles

A un carrete de TF o conjunto de terminación, se le puede hacer una prueba de presión en la fábrica. La TF se mide como se ejecuta en el agujero y no requiere ninguna preparación antes de que se ejecute la terminación. Con un adecuado espaciado es fácil salir y no se requieren conexiones. Una corrida de desviación se puede realizar mientras la CT está todavía en el carrete.

En comparación con la tubería con articulada del mismo diámetro exterior, la tubería flexible tiene un diámetro interior más grande, un acabado de la pared lisa y sin huecos, lo que hace que sea ideal para las operaciones de línea de acero y terminaciones con diámetro reducido.

Costos más bajos

La mayoría de los tamaños de TF tienen precios competitivos con sus pares convencionales. La tubería flexible, sin embargo, puede ser instalada o retirada rápidamente. Debido a que se requiere menos equipo, los costos de transporte son más bajos y los asociados al pozo.

3.2.1 Concepto de Pozo Delgado

Una innovadora terminación con tecnología de TF es una solución eficaz para el adelgazamiento (slimming), por la geometría del pozo y para superar los inconvenientes asociados al delgado anular, tales como aumento en las presiones de fondo durante la instalación de la TR y altas presiones de circulación mientras se cementa.

El objetivo del sistema es;

1. Permitir que un pozo de tamaño convencional se perfora a través del yacimiento al tiempo que se reduce significativamente el tamaño del orificio superior y la TR.
2. Permitir que un pozo existente pueda ser profundizado significativamente (Fig. 3.8).
3. Capacidad de un medio eficaz para la instalación de revestimientos laterales de alta integridad.

Beneficios relacionados de la arquitectura Slimwell [20].

1. La cabeza de pozo, puede ser más pequeña, ya que tiene que retener un tubo más pequeño y se somete a cargas de tensión más bajas. Además, debido a las dimensiones de agujero interno más pequeño, se puede tener una clasificación de presión más alta y un espesor de pared significativo.
2. La longitud de cada nueva TR/liner cubre solamente la sección de pozo perforado.
3. Tubería de menor diámetro empleada en actividades, reduce los requisitos de carga y almacenamiento.
4. La reducción en el tamaño también tiene un impacto en la selección del fluido de perforación. Volúmenes de agujeros más pequeños hacen la selección de los fluidos de perforación de alta calidad más económica. Esto a su vez mejora el proceso de perforación y reduce el riesgo de otros problemas de fluidos relacionadas con agujero y la perforación.
5. Se pueden instalar liners Tie Back conforme el pozo se profundiza, para ofrecer coberturas de sacrificio o de desgaste, proporcionando barreras de contención de presión adicionales aumentando la integridad estructural a través de una zona de alta presión especial.
6. Una cadena de producción con sellos de metal-metal para el fondo del pozo se puede instalar en condiciones de pozo vivo en aplicaciones con TF.

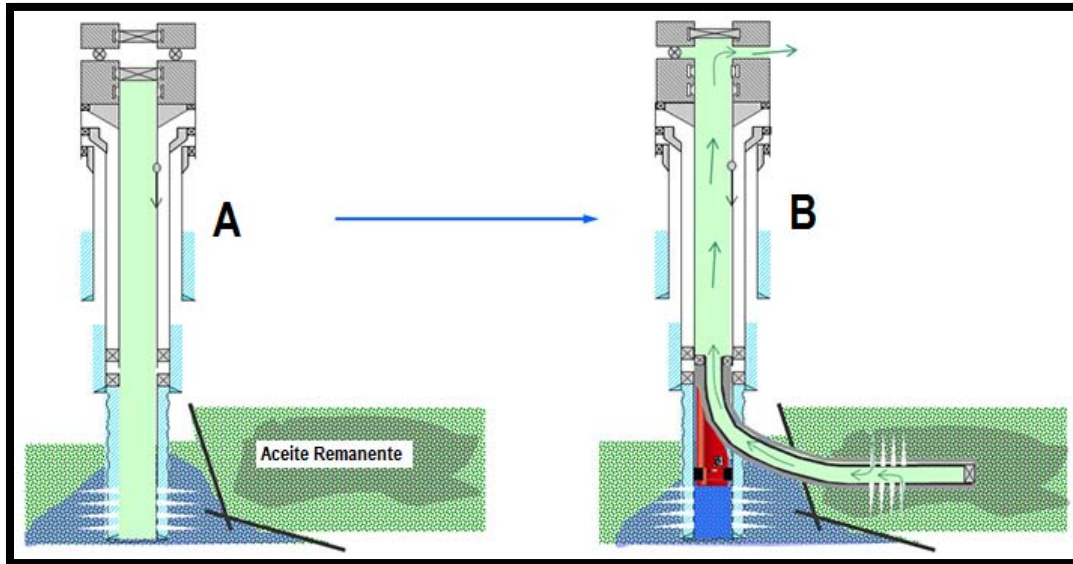


Figura 3. 8. Se observa en la fig. A un pozo maduro sin producción, en la fig. B un pozo profundizado con TF, hacia una zona con hidrocarburo remanente.

3.2.2 Aplicaciones De La Tubería Flexible En Operaciones De Terminación De Pozos

3.2.2.1 Sarta de Velocidad (Gas Lift)

La TF se ha utilizado para la elevación de gas desde que se introdujo a la industria. Con la reciente introducción del equipo de TF especializado en gas lift y la disponibilidad de tamaños de tubos más grandes.

Un ejemplo de estas tecnologías en evolución es el sistema de terminación de gas lift CT rigless, también conocido como el sistema de gas lift enrollable. Esta innovación permite instalar válvulas de extracción de gas en la TF sin alterar el diámetro exterior. Las válvulas están montadas en un mandril soldado en la TF durante la fabricación.

Los mandriles de gas lift estándar inherentemente exceden el diámetro de la TF, lo que impide que se ejecuten a través del inyector de TF y ensamblajes anulares convencionales. Como resultado de ello, la TF debe ser cortada en cada mandril de gas lift. También se requiere una ventana de acceso entre la cabeza del inyector y el equipo de control. Esta instalación, permite la intervención con línea de acero en el pozo. La configuración de la terminación del pozo con TF es muy similar a las terminaciones estándar que implican uniones de las tuberías, Fig. 3.9.

El uso de la TF como sarta de velocidad (sifón) es un medio económico, que permite la producción acumulada continua para pozos que experimentan problemas de carga de líquido.

Instalaciones de sarta de velocidad con TF pueden realizarse bajo las condiciones del pozo en producción, lo que elimina los costos asociados al control del pozo y elimina el

potencial daño a la formación de los fluidos de control. La TF se cuelga fuera de la boca del pozo existente a través de la utilización de un conjunto de empaquetamiento/percha. Esta instalación diseño resulta en un efecto mínimo en la funcionalidad de la boca de pozo. Además de ser utilizado para la producción, la TF instalada puede ser modificada para ser utilizada para la inyección de un agente tensoactivo, inyección de productos químicos, y de un solo punto de inyección de gas lift.

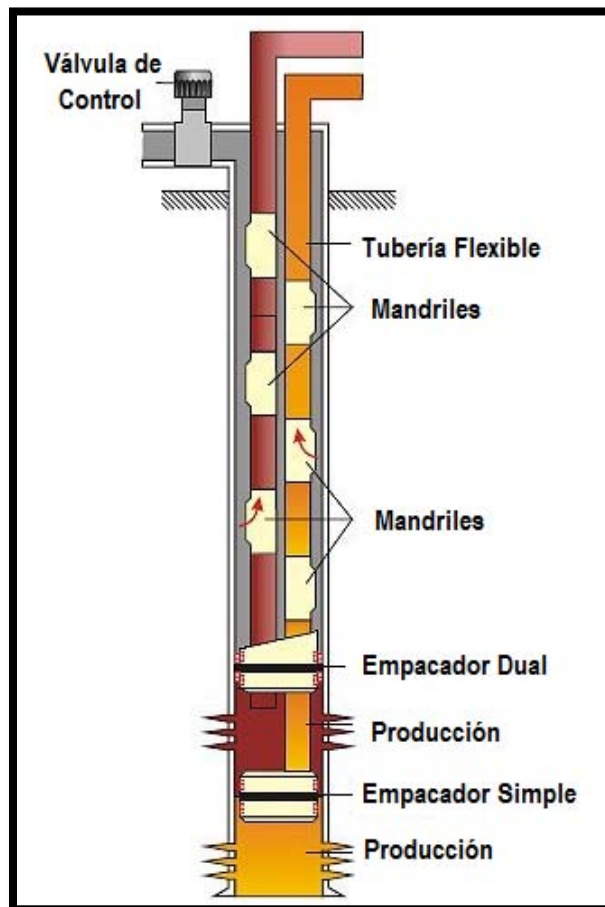


Figura 3. 9. Arreglo de terminación doble con sistema Gas lift

3.3 Registros De Pozos Con Tubería Flexible

Las operaciones de registro fueron introducidas a la industria petrolera con la función de medición de la resistividad, con el propósito de identificar las capas potenciales portadoras de hidrocarburos. Los primeros registros fueron de tipo eléctrico que mostraban una gráfica de la resistividad eléctrica de las formaciones. Conforme la tecnología fue avanzando se fueron introduciendo otros tipos de registros como son el rayos gamma, neutrones, inducción, doble inducción, sónico de porosidad, densidad, resonancia magnética nuclear entre otros.

La Tubería Flexible tiene como objetivo transportar las sondas de registros y las herramientas necesarias hasta la profundidad deseada para registrar información en

pozos apoyándose de la rigidez que este tipo de tubería ofrece, La tubería Flexible cuenta con un cable eléctrico el cual se coloca en el interior de la tubería y se encarga de transmitir la energía y los datos entre la superficie y las herramientas de registro. El cable y la tubería se conectan en la superficie a una unidad de registro a través de un conector en el carrete de la Tubería Flexible, mientras que en el fondo el cable y la tubería se conectan a la sarta de herramientas por medio de una cabeza de registros o un adaptador (Fig. 3.10).

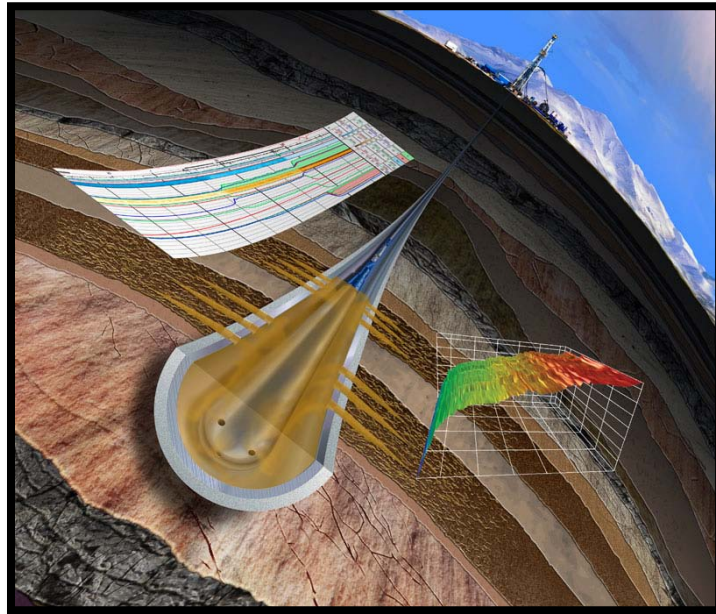


Figura 3. 10. Registros petrofísicos pueden ser tomados con sondas transportadas con TF

El uso de la Tubería Flexible se da cuando las condiciones del pozo no permiten el uso de equipos convencionales.

Los servicios de registros con tubería flexible son:

- Registros en agujero descubierto
- Registros en agujero revestido

Registros en agujero descubierto

Estos registros pueden ser tomados en pozos altamente desviados o en secciones horizontales, el uso de la tubería flexible nos acorta los tiempos en las corridas, y proporciona una protección al cable ya que este va dentro de la tubería.

La distancia a la que puede ser introducida la sarta de registros con la tubería flexible, depende principalmente del peso de la herramienta y la fricción resultante con las paredes del pozo, por lo general las sondas de registros son grandes lo limita el alcance que se pueda esperar durante la operación.

Los diferentes registros en agujero descubierto son:

1. Rayos Gamma
2. Doble inducción
3. Lito-densidad
4. Neutrón compensado
5. Sónicos
6. Estratigráficos
7. Muestreo de roca y fluidos

Registro en agujero revestido:

La tubería flexible nos ayuda a correr este tipo de registros en pozos desviados e incluso horizontales donde un aparejo convencional no puede ser introducido, también es útil en pozos verticales donde se requiere un gran control de la velocidad y de la profundidad y donde es necesario bombear fluidos durante la toma de registros.

Los diferentes registros en agujero revestido son:

1. Registros de producción (PLT).
2. Radioactivos (RG, TDT y RST)
3. Calibración mecánica de pozo
4. Evaluación de cementaciones
5. Registro de desviación(Giro)
6. Localizador de punto libre
7. Sísmica del fondo del pozo

3.3.1 Equipo Y Herramientas

- Unidad de Servicio de Tubería Flexible (Fig. 3.11).
- Sonda de registro de pozo (según sea el caso)
- Barras de contrapeso

3.3.2 Proceso De Operación

1. Efectuar una reunión técnica y de seguridad con todo el personal involucrado.
2. Verificar condiciones del equipo superficial de control, líneas y conexiones y realizar las pruebas de presión necesarias.
3. Instalar y probar equipo de tubería flexible realizando las pruebas de presión correspondientes.
4. Checar y registrar las presiones de TP y TR
5. Programar sonda de registros



Figura 3. 11. Unidad de Servicio con TF, equipada con equipo de registro de pozos.

6. Proceder a la instalación de las unidades que intervienen en la operación de registros.
7. Se comienza a bajar tubería flexible con la sonda de registros ya sea por estaciones o corrida
8. Llegar a la profundidad programada y tomar registro.
9. Extraer la tubería flexible a una velocidad controlada.
10. Desmantelar el equipo y accesorios utilizados durante la intervención.
11. Retirar sonda de registros
12. Evaluar la operación, descargar datos y hacer un reporte final de la operación.

3.4 Disparos con Tubería Flexible

La aplicación principal de la TF es empujar las sargas de disparos para operaciones en pozos altamente desviados y horizontales, así como en casos donde la sarga es demasiado pesada para soportarla con cable de registros o disparar en pozos con alta presión, algunas de las cuales se muestran en la Fig. 3.12.

Inicialmente, esta técnica se desarrolló como un medio para trasladar la sarga de disparo o cañón con la tubería de producción y los cañones quedaban en el pozo hasta que se los retiraba durante el primer trabajo de remediación. La popularidad posterior de los pozos con grandes desviaciones y los pozos horizontales aumentó la necesidad de herramientas de disparo transportadas mediante tuberías de producción como el único medio de obtener acceso a la profundidad de disparo. A menudo se abrevia el término como TCP [21].

El procedimiento más importante que se realiza antes de poner a producir un pozo es la operación de disparos, que básicamente es establecer la conectividad desde el

yacimiento hacia las paredes del pozo, y se obtiene con el uso de cargas que son disparadas a través de la tubería de revestimiento, cemento y llegan hasta la formación.

Por tal motivo la correcta selección del correcto sistema de disparos es de suma importancia para obtener una mayor productividad o inyectividad según sea el caso.

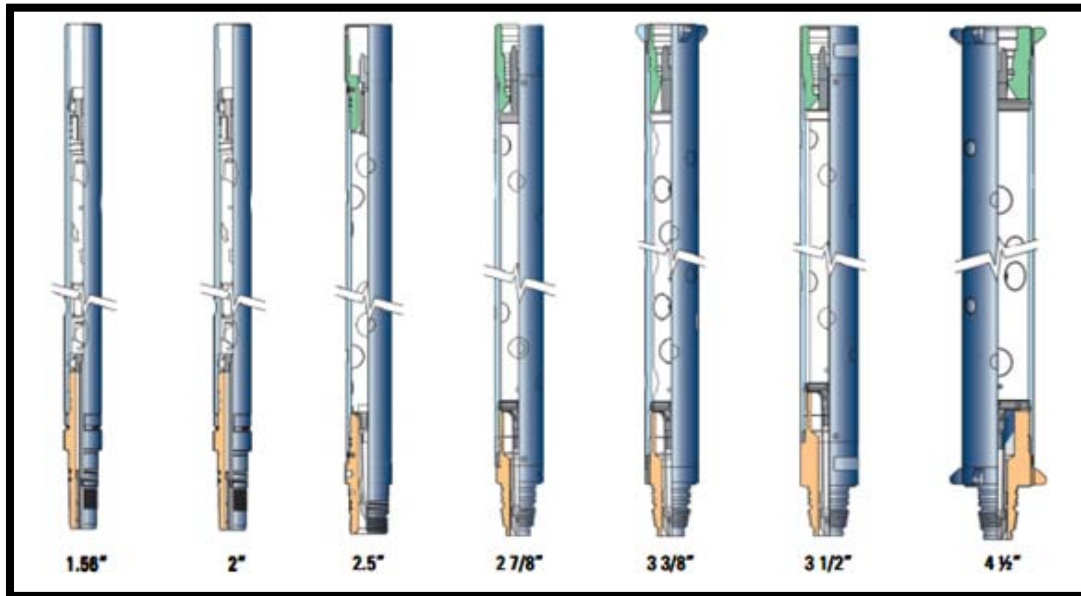


Figura 3. 12. Sistemas de Disparos para Tubería Flexible, pistolas entubadas a través de tubería.

Pistolas

Existen dos categorías de pistolas; las desechables y las recuperables. Las pistolas desechables se utilizan en operaciones realizadas a través de la tubería de producción y se bajan con cable de acero y línea de arrastre. Los sistemas recuperables son bajados con cable de acero, línea de arrastre, tuberías de producción o bien con tubería flexible con o sin línea eléctrica (Fig. 3.13 y Fig. 3.14).

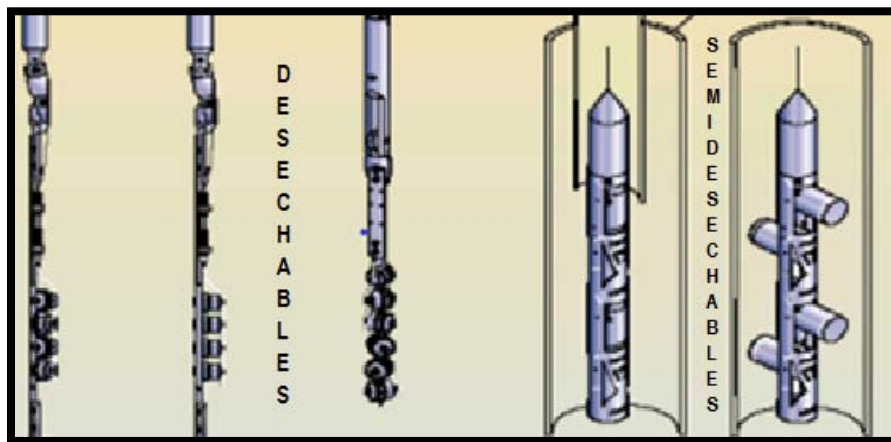


Figura 3. 13. Sistemas de disparo para tubería flexible.

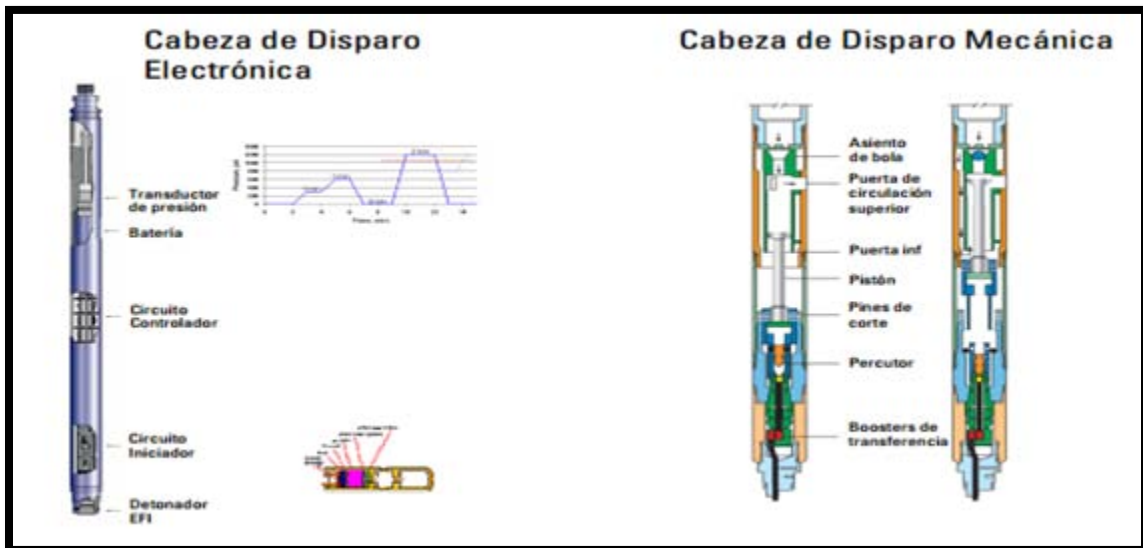


Figura 3. 14. Cabeza de disparo para tubería flexible, de acuerdo a su principio de accionamiento

Cuando utilizar la TF en una operación de disparos

1. Pozos terminados con problemas de entrada
2. Alto ángulo de desviación
3. Necesidad de mantener pozo fluyendo
4. Baja presión en el yacimiento
5. Operaciones múltiples y combinadas: Limpieza, Disparo, Estimulación.
6. Necesidad de información en Tiempo Real durante los disparos: correlación, disparo, niveles de fluido.

3.4.1 Equipo Y Herramientas

Equipo Superficial

Unidad de Disparos: Incluye equipo de cómputo, malacate, cable, sistemas de seguridad.

Grúa: Altura de 30 metros y capacidad de 20 toneladas, la capacidad queda en función de los ángulos operación y de acuerdo a las especificaciones de fabricación.

Unidad de tubería flexible: Incluye carrete de tubería flexible con cable electromecánico.

Unidad de Prueba: Unidad portátil para prueba. Consta de una bomba de alto gasto y una bomba de alta presión.

Equipo de control de presión: Equipo estándar o para servicios con H₂S y CO₂ (si así lo requieren las condiciones del pozo), incluye para los 2 tipos lo siguiente: Brida, conjunto de preventores, trampa, lubricadores, atrapador de herramienta, válvula check de bola, cabezal de control con estopero, limpia cable y unidad de inyección de grasa o de aceite

para el control de la presión en el cabezal y el manejo del preventor, de la trampa, del atrapador de herramienta, estopero y limpia cable. La grasa de inyección debe ser ecológica biodegradable. La presión de trabajo del equipo de control de presión debe ser al menos un 20 por ciento mayor que la máxima presión potencial a pozo cerrado.

Poleas: De acuerdo al diámetro del cable que se utiliza.

Cable: Electromecánico estándar o para servicios con H₂S y CO₂, si así lo requieren las condiciones del pozo.

Equipo Subsuperficial

Algunos de los accesorios que contienen la sarta de disparos (Fig. 3.15), son:

Pistolas: Entubadas o expuestas de diferentes diámetros, densidad, fase y material explosivo.

Posicionador: Accesorio magnético, permite el acoplamiento mecánico eléctrico entre el detector de coples y la pistola o dispositivo explosivo.

Detectores de coples. Herramienta que permite tomar el registro de coples para la correlación de los disparos, además, permite el acoplamiento mecánico eléctrico entre los pesos y el posicionador.

Pesos: Barra metálica que debe permitir vencer la presión del pozo al bajar la pistola o dispositivo explosivo, permitir el acoplamiento mecánico eléctrico entre la cabeza y el detector de coples.

Cabeza: Herramienta que debe permitir el acoplamiento mecánico eléctrico entre el cable y los pesos.

Equipo y herramienta de seguridad

Tubo de Seguridad: Tubo de acero que debe soportar la detonación del estopín

Porta estopines con candado: Recipiente de acero de 20 centímetros de altura, espesor de 6,35 mm (¼ de pulgada) y 127 mm (5 pulgadas de diámetro), forrada de madera o neopreno. Se utiliza para transportar los estopines del polvorín al pozo y como almacén temporal en el pozo.

Caja de remanentes con llave: Recipiente de lámina galvanizada forrada de neopreno en su interior de 50 centímetros de largo con 20 centímetros de ancho y 18 centímetros de alto. Se utiliza para almacenar temporalmente los remanentes de cordón detonante y cargas.

Monitor de Voltaje: Instrumento para verificar voltajes parásitos o residuales.

Medidor de seguridad: Instrumento para medir la resistencia eléctrica de los estopines.

Grapas y cables para tierra física: Elementos para aterrizar la unidad.

Letreros: Para señalización, cumplir con la NOM-026-STPS-1998.

Cinta de seguridad: Cinta plástica de 15 centímetros de ancho, de color rojo y con letreros de advertencia, peligro explosivos.

Monitores de seguridad: Instrumentos para detectar la presencia de H₂S y CO₂.

Equipo de respiración autónomo: Equipo preventivo de escape, en caso de presencia de ácido sulfhídrico.

Contenedor temporal de explosivos con candado: Contenedor de lámina acerada con 6,35 mm (¼ de pulgada) de espesor, forrada internamente de madera de 12,7 mm (½ pulgada) de espesor. Almacén temporal de material explosivo en el pozo (cargas y cordón detonante).

Contenedor para transporte de pistolas ensambladas: Contenedor de lámina acerada con 6,35 mm (¼ de pulgada) de espesor.

3.4.2 Proceso De Operación

1. Desplazar el carrete de TF con Diésel o Salmuera. Equilibrar la presión del cabezal, abrir las válvulas del pozo y comenzar a bajar la TF.
2. Realizar pruebas de tensión (pull test) cada 500 m para reducir el riesgo de agarre de la tubería.
3. Continuar bajando tubería flexible hasta la profundidad del intervalo de interés (base del disparo programado), correlacionar la profundidad y dejar TF en tensión y posicionar la herramienta de fondo.
4. Activar la cabeza de disparos.
5. Una vez efectuado el disparo, sacar TF a superficie reduciendo la velocidad en las restricciones.

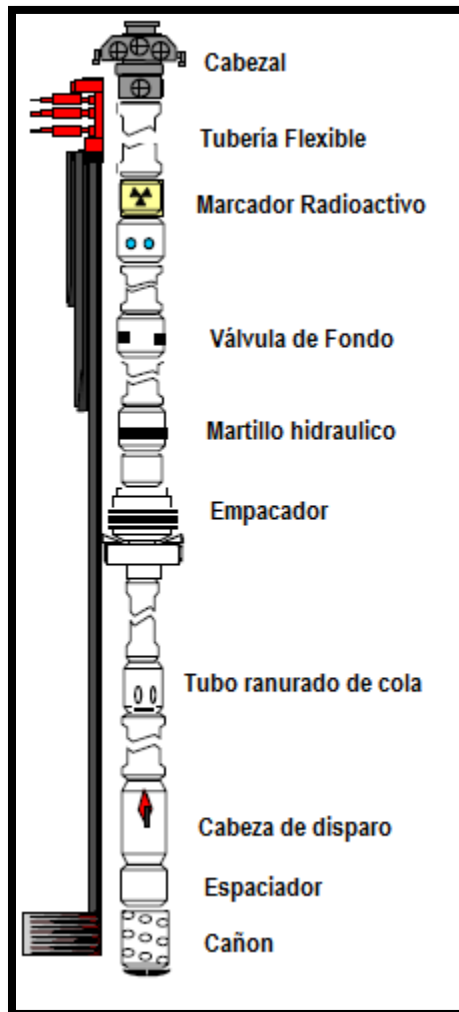


Figura 3. 15. Arreglo de la sarta para disparos con TF.

6. Llegar suavemente a superficie y tener mucha precaución para evitar que la herramienta de fondo salga fuera del stripper.
7. Al llegar a superficie, cerrar la válvula de sondeo, y desahogar las presiones.
8. Asegurarse que no hay presiones atrapadas en el interior de la TF (entre las válvulas de contrapresión y la cabeza de disparos con presión) [22].

4. Operaciones De Reparaciones Con Tubería Flexible

4.1 Reparaciones Mayores Y Menores

Las reparaciones de pozos se definen como todas las intervenciones que se realizan en los pozos para con esto poder mantener su producción. En la industria petrolera es necesario el reacondicionamiento para con esto poder eliminar problemas que impidan la producción de los pozos.

Esto puede ser por medio del cambio de la estructura de los aparejos de producción, efectuando limpieza de las tuberías, implementando un sistema de producción artificial o cambiando el intervalo productor entre otros. Las reparaciones se clasifican de acuerdo al objetivo de intervención, el mantenimiento de los pozos se clasifica como reparaciones mayores y reparaciones menores.

4.1.1 Reparaciones Mayores

Es una intervención que implica la modificación de las condiciones y/o las características del yacimiento. Este tipo de operaciones se lleva a cabo ya sea con equipo convencional o equipos especiales como la de tubería flexible.

Este tipo de operaciones pueden ser las siguientes:

- Cambio de intervalo por invasión de fluidos no deseados.
- Obturamiento de intervalos por baja productividad o alta relación gas-aceite ó agua-aceite.
- Incorporación y/o ampliación de intervalos.
- Obturamiento parcial de intervalos.
- Reentradas.
- Profundizaciones.
- Taponamiento definitivo.
- Estimulaciones
- Fracturas

4.1.2 Reparaciones Menores

Es una intervención que tiene como objetivo el corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento todo esto sin modificar las condiciones de la zona productora o de inyección. Este tipo de operaciones pueden ser:

- Reacondicionamiento de aparejos de producción.
- Cambio de aparejo o de empacador por comunicación o daño.
- Limpieza de pozo.
- Corrección de anomalías de la TR.
- Inducciones.

- Mantenimiento a conexiones superficiales.

4.2 Inducciones Con Nitrógeno Con Tubería Flexible.

4.2.1 Inducciones

Las operaciones de inducción se llevan a cabo cuando los hidrocarburos no pueden llegar por si mismos a la superficie, para poder lograr que la producción sea restablecida se realizan diferentes actividades para disminuir la presión hidrostática a favor del yacimiento, permitiendo que los fluidos puedan subir a la superficie, esto se logra por medio del desplazamiento con nitrógeno.

El nitrógeno ha sido empleado como agente de limpieza, de inertización y generador de presión en la industria petrolera, requiriendo el uso de equipo especializado de alta presión para su inyección.

Las inducciones con nitrógeno se realizan en todos los pozos petroleros que cuentan con una carga hidrostática mayor que la del yacimiento, esta situación puede darse por razones de control en operaciones de intervención o cuando nos encontramos con formaciones depresionadas las cuales requieren una inducción para poder mantener la producción de estos yacimientos.

El objetivo de las operaciones de inducción es aligerar la carga generada por los fluidos contenidos dentro del pozo mediante el desplazamiento con nitrógeno, esto genera una presión diferencial en el intervalo de interés, con esto se permite el flujo de fluidos del yacimiento a la superficie.

Existen diferentes métodos para inducir un pozo con tubería flexible (Fig. 4.1 y Fig. 4.2), y estos pueden ser:

- Inyección continua
- Inyección intermitente

Inyección continua

Es el método más efectivo para una inducción y consiste en bajar la tubería flexible con circulación continua de nitrógeno con una velocidad y un gasto constante de acuerdo al diámetro de la tubería que se va a utilizar.

La inducción inicia cuando la punta de la tubería está por debajo del nivel del fluido y se continúa bombeando hasta la profundidad deseada. En esta zona se incrementa el gasto máximo permisible considerando la presión máxima de trabajo que maneja la tubería a utilizar. La inyección de nitrógeno se debe mantener hasta desplazar el volumen total de pozos.

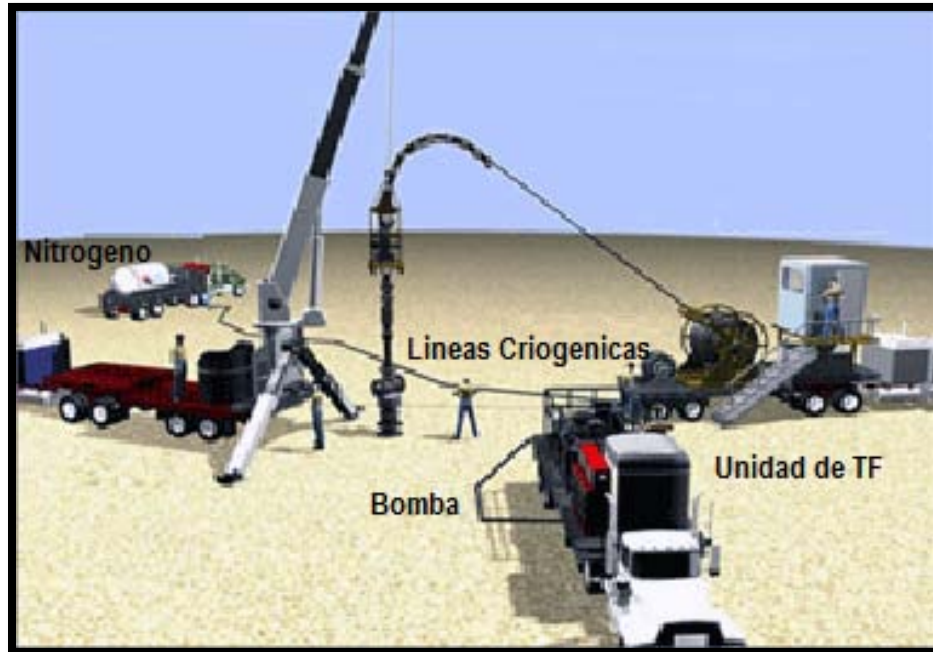


Figura 4. 1. Proceso de inducción de un pozo petrolero con TF.

Inyección intermitente

En este método no se bombea nitrógeno mientras se baja la tubería, sino hasta que se llega a la profundidad predeterminada. Aquí la presión de inyección que se requiere debe ser mayor que la presión hidrostática de la columna del fluido que contiene el pozo.

El volumen de nitrógeno que debe circular debe ser equivalente al volumen total del pozo, multiplicado por el factor de volumen.

4.4.2 Equipo Y Herramientas

- Equipo de tubería flexible
- Unidad de bombeo del equipo de tubería flexible
- Herramientas de fondo
- Unidad inyectora de nitrógeno
- Tanques criogénicos

4.4.3 Proceso De Operación

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 y los riesgos. Se deben de asignar responsabilidades específicas al personal involucrado.

4. Revisar las conexiones superficiales y realizar las pruebas de presión correspondientes

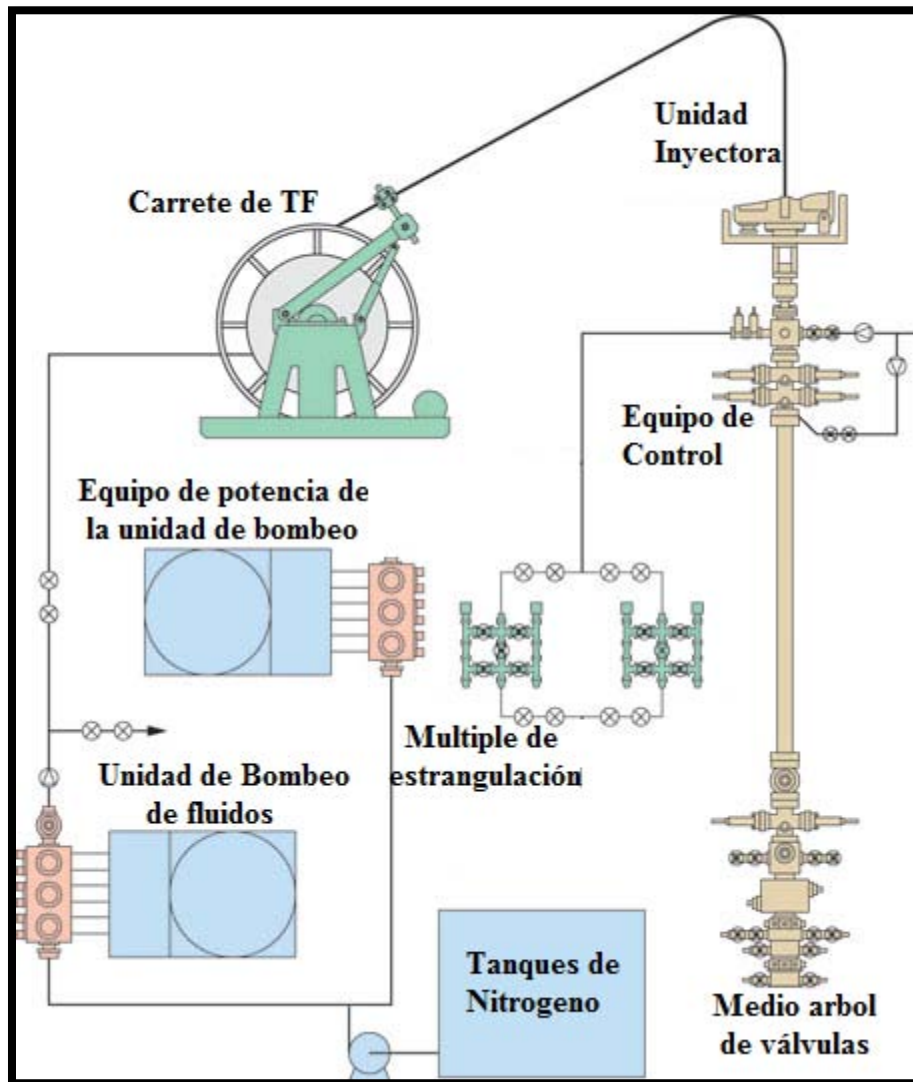


Figura 4. 2. Equipo superficial utilizado para el proceso de inducción con TF.

5. Proceder a la instalación de las unidades que intervienen en el servicio de inducción, verificando su funcionamiento.
6. Efectuar prueba de presión al equipo y conexiones de las unidades de tubería flexible y del nitrógeno.
7. Proceder a la intervención del pozo, bajando la tubería flexible a la velocidad y gasto de bombeo establecido, de acuerdo al método de inducción seleccionado.
8. Al llegar a la profundidad programada, se debe bombear el volumen previamente calculado, incrementando el gasto, sin rebasar la presión de trabajo, se deben efectuar al mismo tiempo movimientos ascendentes y descendentes, esto tiene por objetivo el evitar atrapamientos de la tubería flexible.

9. Extraer la tubería flexible, cuando se ha terminado de desplazar el volumen de fluido del pozo, manteniendo el bombeo mientras se saca la tubería flexible. Aquí 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. En caso de que se llegue a observar manifestación o aportación del intervalo productor, se recomienda utilizar un estrangulador.
11. Desmantelar el equipo y accesorios utilizados durante la intervención.
12. Evaluar la operación y hacer un reporte final del servicio.

4.3 Estimulaciones Con Tubería Flexible

4.3.1 Operaciones De Estimulación

Son una serie de técnicas que tienen por objetivo eliminar el daño a la formación y con esto restaurar la capacidad natural de producción del pozo mediante las cuales se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento mediante la inyección de tratamientos por debajo y hasta la presión de fractura para facilitar el flujo de fluidos eliminando los diferentes tipos de daños que se presentan en un pozo.

La estimulación consiste en la inyección de un fluido con la finalidad de incrementar la producción de hidrocarburos en pozos productores y en pozos de inyección ayuda a favorecer la inyección de fluidos tales como agua, vapor o gas, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo. En algunos casos la TF facilita estas operaciones, ya que no se requiere sacar el aparejo de producción y se puede realizar el bombeo de ácidos mediante la TF.

Proceso de estimulación

1. Se deben seleccionar los pozos candidatos correctos evaluando si no existen problemas mecánicos, la simulación, la comparación del gasto teórico calculado y el gasto real etc.
2. Se debe de caracterizar correctamente el tipo de daño existente.
3. Determinar la técnica adecuada de estimulación que se requiere para tratar el tipo de daño existente.
4. Diseñar adecuadamente el tratamiento de estimulación que se va a aplicar considerando las características del yacimiento para el correcto diseño.
5. Ejecutar el proyecto.
6. Evaluar los resultados obtenidos.

4.3.2 Equipo y herramientas

Se utiliza una unidad estándar de TF, con algunas consideraciones especiales principalmente en el equipo de control de presión, (Fig. 4.3). Este equipo debe ser

especial para operaciones con H₂S, si existe la posibilidad de una fina liberación o generación progresiva del mismo durante la operación. Si se va a trabajar con ácido, es conveniente ubicar el punto de inyección del ácido por debajo del equipo de control de presión.

En operaciones con pozos “vivos”, se utiliza un *choke manifold* para controlar los retornos en el espacio anular.

El BHA utilizado para la estimulación, debe incluir los siguientes componentes de tope a fondo:

- Conector roscado para TF
- Válvula check
- Boquillas
- Straight bar: útiles para correr en áreas con restricciones

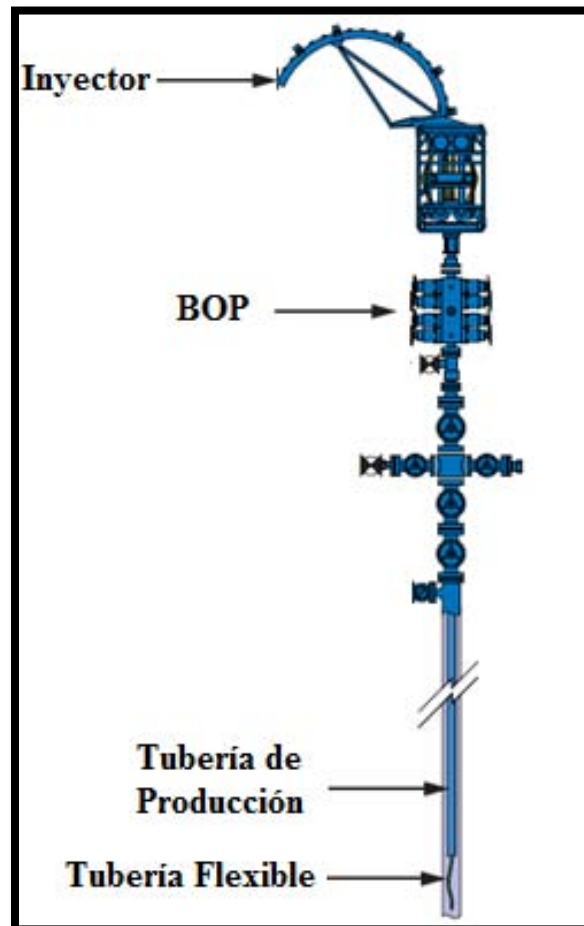


Figura 4. 3. Arreglo del equipo de Tubería Flexible en una operación de estimulación

Los sensores de fondo de pozo proveen datos en tiempo real que pueden ser utilizados para monitorear la presión y temperatura de fondo, datos muy valiosos para determinar la eficiencia y el progreso del tratamiento de estimulación.

4.3.3 Proceso De Operación

1. Realizar una prueba de baja presión (200-300 psi por 5 minutos) para asegurar la buena instalación de las conexiones. Posteriormente realizar la prueba de presión PT-1 con 4,500 psi durante 10 minutos.
2. Instalar el ensamblaje de fondo compuesto por las siguientes herramientas
 - a) Conector de Tubería Flexible Tipo EZ
 - b) Doble Válvula de Contrapresión
 - c) Desconector Hidráulico
 - d) Válvula sub de circulación
 - e) Barra Rígida
 - f) Optimizador Hidráulico
 - g) Realizar prueba de tensión ya que se instaló el conector de la TF y realizar una prueba de flujo para asegurar que no existan obstrucciones en las herramientas.
3. Instalar la cabeza inyectora junto con el ensamblaje de fondo sobre los BOP, asegurar el inyector con cadenas, y de ser posible con patas. Realizar una prueba de baja presión y la prueba de presión PT-2 con 4,500 psi durante 10 minutos.
4. Asegurarse de hacer cero los contadores de profundidad, mecánico y electrónico, correlacionando con la altura de la mesa rotaria y la longitud del ensamblaje de fondo.
5. Realizar una reunión Pre-Operacional con todo el personal envuelto en la operación y discutir los procedimientos operativos, responsabilidades del personal y planes de contingencia.
6. Desplazar la TF con diésel, ecualizar la presión del cabezal, abrir las válvulas del pozo y comenzar a bajar la TF a una velocidad inicial de 3.0 m/m hasta la Bola Colgadora, y continuar bajando a 20 - 25 m/m rompiendo circulación cada 500 m hasta la profundidad de 2000 m. Realizar pruebas de tensión cada 500 m para reducir el riesgo de agarre de la tubería. Durante toda la operación se deberá contar con alternativas que permitan continuar fluyendo el pozo en caso de presentarse un taponamiento de las líneas principales de retorno.
7. Luego de Reconocer con Tubería Flexible hasta la profundidad deseada realizar preparativos para iniciar Inducción con Nitrógeno.
8. Con la TF estacionada se debe realizar un tiempo de atraso con bombeo de Nitrógeno a un gasto de 20.0 m³/min y evaluar la respuesta del pozo. En caso de observar manifestación del pozo (incremento de la presión de cabezal, aumento en el gasto de los retornos y/o presencia de gas o aceite en los mismos) sacar la TF a superficie bombeando Nitrógeno. En caso contrario continuar bajando la TF con bombeo de Nitrógeno a un gasto de 25.0 m³/min haciendo un tiempo de atraso cada 1,000 m hasta una Máxima Profundidad con la finalidad de inducir el pozo de manera controlada y progresiva, manteniendo siempre la presión de circulación de la TF dentro de los límites operativos. Durante la inducción verificar

los parámetros de gasto, presiones de cabeza y presiones de circulación, para así evaluar el comportamiento del pozo y la integridad de la TF.

9. Una vez alcanzados los objetivos de producción del pozo, sacar la TF a superficie a una velocidad de 1.0 m/m tensionando un máximo de 500 lbf contra el stripper. Al llegar a superficie, cerrar la válvula de sondeo, desahogar las presiones y dismantelar el equipo de Tubería Flexible 100%.
10. Dejar el pozo activo y movilizar los equipos según instrucciones del personal operativo.

4.4 Fracturamiento Selectivo Con Tubería Flexible

4.4.1 Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, y esta técnica consiste en generar en la roca del yacimiento una fractura, mediante la inyección de un fluido viscoso a alta presión, generalmente se conoce como rompimiento de formación. Al mantener la presión del fluido la fractura se propaga desde el punto de rompimiento de la roca, creando un canal de flujo que provee un área adicional de drene. Al fluido utilizado para la transmisión de la presión hidráulica se le llama fluido fracturante.

Una vez creada la fractura ésta debe permanecer en alguna forma abierta, inyectando un agente de apuntalamiento o grabando las paredes de la fractura con un ácido, en cualquier caso debe establecerse un canal altamente conductivo para el flujo de fluidos entre el yacimiento y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva.

Existen dos razones para fracturar un pozo; para incrementar el gasto o la productividad y/o para mejorar la recuperación final.

Estimulación por fracturamiento ácido. Se inyecta un fluido ácido a una presión lo suficientemente alta para sobrepasar la presión de fractura de la roca y crear una fractura o reabrir una fractura preexistente ocasionada en el momento de los disparos.

Estimulación por fracturamiento hidráulico: Se inyecta un fluido viscoso el cual por lo general es salmuera por economía a una presión lo suficientemente alta para sobrepasar la presión de fractura de la roca para abrir o reabrir una fractura.

Además se adiciona un elemento de empaque para incrementar la conductividad de la formación y obtener mayor producción [23, 24].

4.4.2 Equipo Y Herramientas

- Unidad de Tubería Flexible con Tubería y cabeza inyectora
- Tubería Flexible
- Unidad de Bombeo de Fluidos de 10,000 psi

- Equipo de control de pozo: Preventor combi, stripper de ventana y risers.
- Unidad Inyectora de Nitrógeno de alta presión (10,000 psi)

Las primeras operaciones utilizaron un solo empacador mecánico de anclaje con tensión sobre la zona aislada con tapones de arena. Posteriormente se modificó para incluir una copa sellante superior de elastómero sobre la zona a estimular y un empacador por debajo. Y finalmente un diseño de aislamiento de intervalo con copas de sello de elastómero en la parte superior e inferior de empalme roscado con orificios, aumentando la velocidad de los movimientos del empacador y reduciendo los tiempos de ejecución y costos de operación²³. Estas herramientas especiales eliminaron operaciones del equipo de reparación y de herramientas operadas por cable, Fig. 4.4.

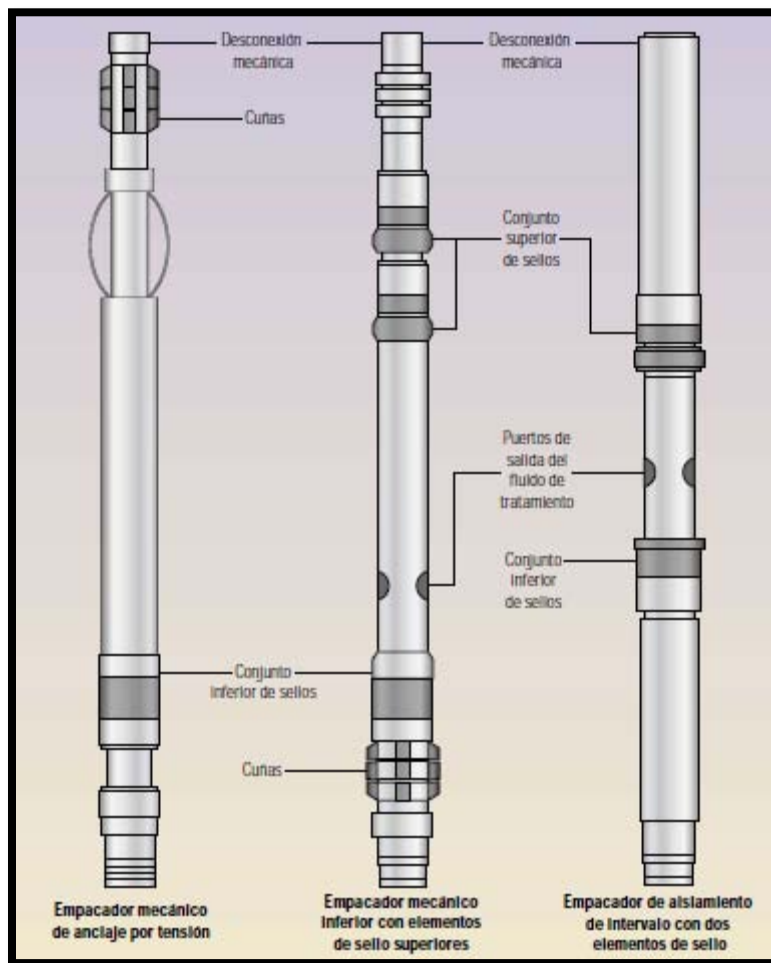


Figura 4. 4. Herramientas de aislamiento de tubería flexible

En la Fig. 4.5 se ve un proceso de estimulación selectiva con ácido orgánico aplicando un aislamiento zonal temporalmente.

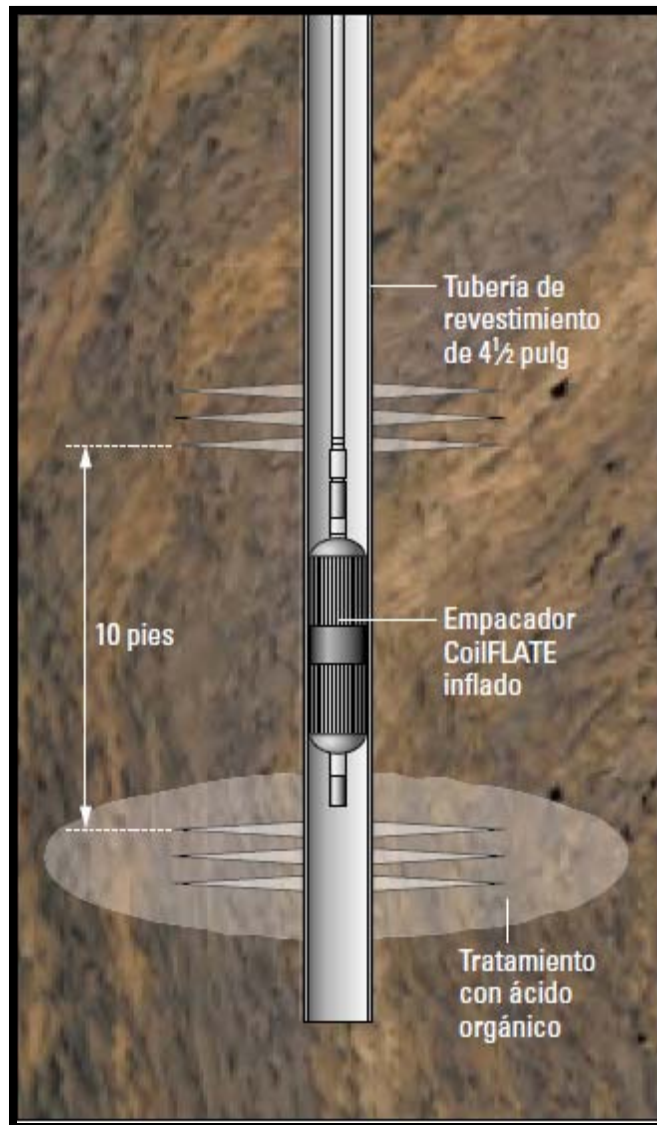


Figura 4. 5. Muestra una estimulación selectiva con aislamiento zonal

4.3.3 Proceso De Operación

1. Posicionar la herramienta en la localización deseada.
2. Perforar con el Hydra Jet bombeando a través de la TF.
3. Iniciar la fractura aumentando la presión en el espacio anular mientras se sigue con el fluido a chorro. El estancamiento de la presión de la energía de la tobera se traduce en una mayor presión en el interior del túnel de perforación, causando que la roca se fracture por la presión.
4. Bombear el tratamiento de la fractura a través del espacio anular.
5. Inducir el empacamiento de apuntalante en las perforaciones y parar de bombear por el espacio anular.
6. Tirar del BHA por encima del apuntalante cargado de fluido y comenzar a circular.

7. Introducirla en el pozo y circular en reversa para limpiar la TF e ir al siguiente objetivo.
8. Posicionarse en la siguiente fractura y repetir los pasos 2 al 7.

El proceso de operación en el fracturamiento hidráulico selectivo se muestra en la Fig. 4.6.

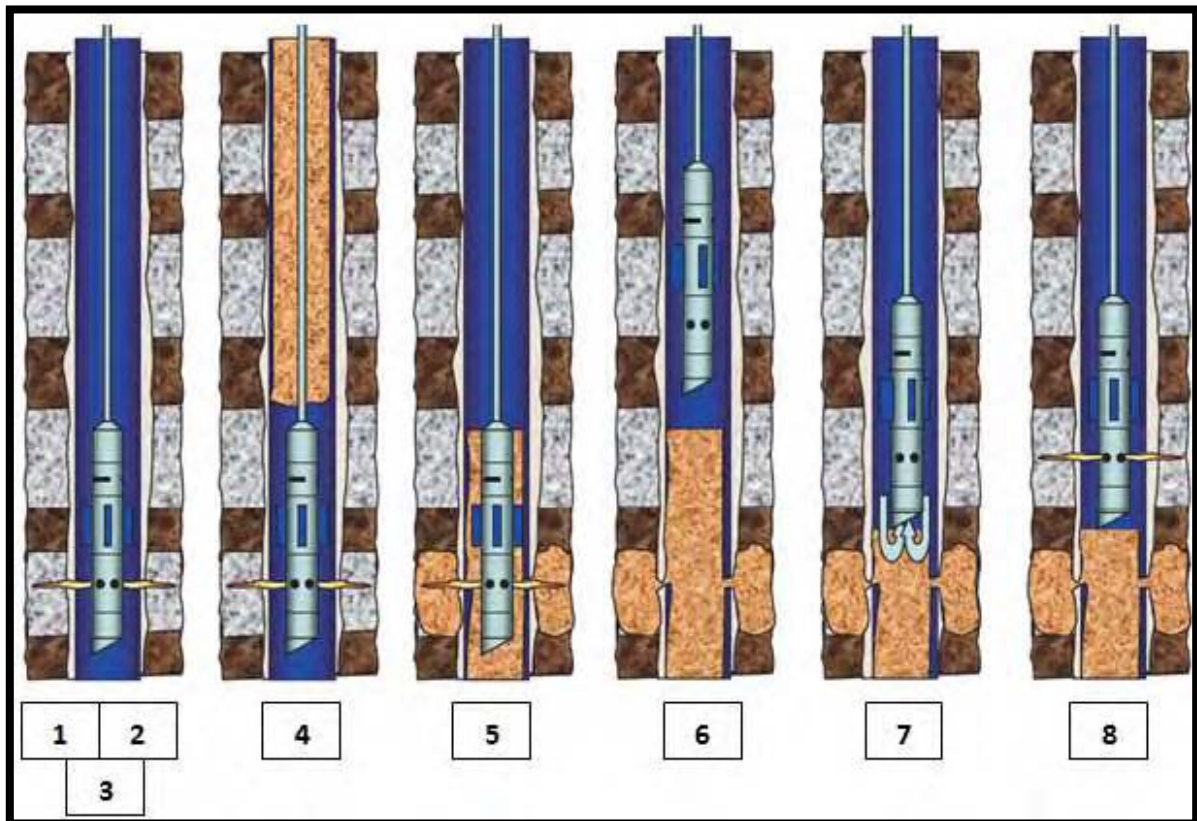


Figura 4. 6. Proceso operacional de una estimulación

4.5 Limpieza Con Tubería Flexible

4.5.1 Operación De Limpieza

La limpieza de un pozo no solo es para poder realizar pruebas en el pozo o para la terminación de los pozos, esta operación también ayuda a optimizar la producción en la vida del pozo. Las acumulaciones de arenas de formación, los apuntalantes para el fracturamiento entre otros, son factores que disminuyen la producción.

La limpieza de un pozo tiene como objetivo el remover los asentamientos tanto orgánicos como inorgánicos que se van generando a lo largo de la vida productiva del pozo. Esto se puede llevar a cabo con el uso de la tubería flexible debido a la capacidad de bombeo continuo, el no tener que hacer conexiones y por la rapidez para introducir o extraer las sargas. Existen diferentes tipos de limpieza.

Limpieza de pozo: En este tipo de operaciones no se requiere utilizar el equipo convencional de mantenimiento y pueden utilizarse otros equipos como son la tubería flexible, generador de espuma, línea de acero, etc.

Limpieza de Aparejo de Producción o Inyección. Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión, composición química del aceite y el contacto con substancias propician la precipitación de asfaltos y parafinas depositándose dentro de la tubería evitan o disminuye el flujo de fluidos.

Limpiezas de fondo del pozo. Algunas formaciones como las arenas no bien consolidadas producen, junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arenas o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo obstruyendo el intervalo productor, provocando la disminución del flujo de fluidos hasta que el yacimiento deja de producir. Una herramienta que es de mucha utilidad para remover y limpiar tanto el aparejo como el fondo del pozo es utilizar la Unidad de Tubería Flexible con bombeo de fluidos para acarreo, desincrustantes o limpiadores así como correr herramientas de limpieza a través del aparejo de producción.

Existen diversos métodos de limpieza los cuales son:

- Mecánicos
- Químicos
- A chorro

Mecánicos

Se utilizan molinos, barrenas y herramientas de impacto las cuales nos sirven para remover materiales que presentan una mayor resistencia a los métodos de limpieza como los químicos y a chorro, los cuales son colocados en la punta de la TF.

La remoción mecánica puede involucrar simplemente bombeo a presión y circulación. Donde está presente material consolidado puede ser necesaria la utilización de una barrena y un motor de fondo.

Químicos

Este tipo de métodos se utilizan solo cuando los sedimentos son solubles en fluidos como solventes o ácidos. El fluido limpiador disuelve los depósitos presentes a la salida de la tubería flexible usando un difusor generalmente.

A chorro

El uso de la tubería flexible es el medio apropiado para remover los asentamientos en los pozos, esto se debe a que se puede circular fluidos a través de la tubería mientras se va penetrando en el material con el impacto hidráulico necesario, para lo cual es necesario el

uso de toberas que proporcionan la dirección del flujo e incrementan la turbulencia en la pared de la tubería. El material removido se incorpora al flujo del fluido y son transportadas a través del espacio anular entre la tubería flexible y la tubería del pozo.

El procedimiento básico es circular un fluido a través de la TF mientras lentamente se va penetrando el material sólido con una boquilla a alta presión. El material es levantado y sacado del pozo por el espacio anular entre la TF y la tubería de producción, Fig. 4.7. Es muy importante que la velocidad de fluido en el anular sea significativamente más grande que la velocidad de asentamiento de dicho material en el fluido.

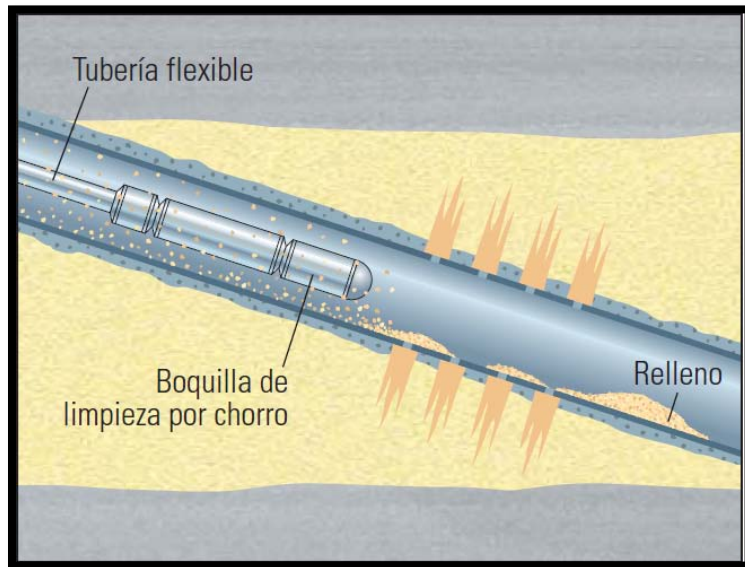


Figura 4. 7. Procedimiento de limpieza de arena

Otra manera es bombear a través del espacio anular entre la TF y la tubería de producción y realizar el retorno a través de la TF. Este procedimiento se conoce como circulación inversa, y es particularmente útil para remover grandes cantidades de partículas, tales como los residuos generados durante un fracturamiento. Sin embargo, la circulación inversa solo es apropiada solo para pozos controlados.

Un tercer método de remoción utiliza una sarta concéntrica de TF y una bomba jet para literalmente “vaciar” las partículas del pozo. El proceso de circulación es directo. Este método es particularmente útil cuando la presión del yacimiento es demasiado baja como para soportar una alta presión hidrostática.

Tipos de fluidos que se utilizan para la limpieza con Tubería Flexible

Los Fluidos más comunes para realizar limpieza en pozos son:

Agua fresca y salmueras. Estos fluidos son normalmente utilizados cuando la presión de fondo es más grande que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido y el espacio anular es lo suficientemente pequeño como para asegurar la alta velocidad en el anular requerida por estos fluidos. Generalmente proveen excelente acción de limpieza a chorro, cuando se está removiendo sólidos compactados. Sin embargo, pueden no ser apropiados en formaciones sensibles o compatibles a fluidos acuosos. Estos fluidos no

tienen la capacidad de suspender partículas bajo condiciones estáticas. Además, es vital mantener una adecuada velocidad de fluido en el anular durante la operación.

Aceite, Diésel y fluidos sintéticos. Los aceites de baja viscosidad se utilizan en un rango más amplio de pozos, dada su compatibilidad con un mayor número de formaciones. Su menor densidad de fluido los convierte en los mejores candidatos para pozos con presiones de fondo más bajas.

Sin embargo, se deben tener unas consideraciones especiales al utilizarlos, entre las que podemos mencionar:

1. Dada su inflamabilidad, la seguridad del personal, la logística y la protección al medio ambiente, son temas a tener en cuenta
2. Poseen una viscosidad mayor que las salmueras y por consiguiente una mayor pérdida de presión por fricción.
3. Se necesitan grandes volúmenes de fluido, debido a que es poco práctico separar y recircular fluidos inflamables.
4. Se deben realizar en el laboratorio pruebas de compatibilidad entre los fluidos de formación y los propuestos para el tratamiento u operación.
5. No tienen capacidad para suspender sólidos bajo condiciones estáticas y además se debe mantener una velocidad adecuada del fluido en el anular durante la operación.

Fluidos gelificados. Son los más populares para aplicaciones donde se necesita una mejor suspensión y transporte de los sólidos. La alta viscosidad de algunos geles resulta en incremento en las pérdidas de presión por fricción, las cuales pueden causar una restricción en la velocidad de bombeo. Su viscosidad depende de su naturaleza y de la temperatura, por consiguiente su selección y diseño debe tener en cuenta las temperaturas esperadas en el pozo durante la operación.

Líquido y Nitrógeno por etapas. Efectivo para trabajos donde existe limitación en el empleo de fluidos de una sola fase, esto incluye:

1. El tamaño del espacio anular es demasiado grande para alcanzar la velocidad necesaria para transportar las partículas.
2. Las pérdidas por fricción limitan la velocidad de bombeo deseada.
3. Una columna de fluido de una sola fase ejerce demasiada presión hidrostática.
4. El uso de espumas no es una alternativa práctica.

La solución es bombear líquido y nitrógeno en etapas alternativamente. La expansión del nitrógeno gaseoso incrementa la velocidad anular. El nitrógeno también reduce en gran manera la presión hidrostática de la columna de fluido.

Espumas. Usadas en un amplio rango de presiones de fondo. Aunque los tratamientos con espumas están estrechamente asociados a presiones de fondo bajas, pueden emplearse en huecos muy grandes. Proveen la mejor capacidad de transporte de sólidos de cualquier fluido. Son formadas al combinar nitrógeno con un fluido base y un agente espumante. El fluido base puede ser agua o base aceite. Las pruebas de laboratorio son indispensables para determinar la concentración apropiada de surfactante.

Dos factores influyen las propiedades de la espuma: la composición del fluido base, y la proporción de gas agregado al líquido. En operaciones de limpieza, la calidad de la espuma debería estar en el rango de 80-92%. El objetivo es estabilizar la espuma, es decir, evitar que se degrade, colapse o se desintegre por un largo tiempo.

La calidad de la espuma es altamente dependiente de la presión y la temperatura, por esto, es una práctica común emplear un choque en superficie para mantener la calidad de la espuma por encima del 92%.

Sin embargo, la utilización de las espumas como fluido de trabajo, tiene algunas desventajas, entre las que podemos mencionar:

1. Están sujetas a mayores restricciones logísticas y operacionales que cualquier otro tipo de fluido.
2. Es un fluido de baja presión a chorro, por lo que resulta inapropiado para sólidos compactados.
3. Los hidrocarburos destruyen las espumas base agua. Si el tratamiento utiliza fluidos base agua, debe evitarse que los fluidos del yacimiento ingresen al pozo.
4. Se requiere tratamiento químico adicional para romper las espumas que retornan a superficie.

Fluido	Principales características
Agua / Salmueras	Bajo costo, fácil manejo, puede presentar problemas de compatibilidad.
Diésel	Mínimos problemas de compatibilidad, puede presentar dificultades para u manejo.
Fluidos Gelificados	Pueden ser base agua o aceite, mejoran el acarreo y suspensión de las partículas.
Espumas	Mejor capacidad de acarreo y suspensión de partículas
Nitrógeno	Aplicaciones limitadas a pozos con muy baja presión, requiere velocidades muy altas para el acarreo de partículas.

Tabla 4. 1. Principales características para elegir un fluido de limpieza

4.5.2 Equipo Y Herramientas

Las operaciones de limpieza conllevan niveles significativos de fatiga en la sarta debido a la naturaleza cíclica de la operación sobre un área determinada y de la alta presión manejada en las operaciones. Es por esto que la sarta debe soportar los efectos de fatiga prediseñados, Fig. 4.8.

Es recomendable utilizar sargas de tubería flexible con el mayor diámetro posible, para disminuir las pérdidas por fricción dentro de la misma, para una velocidad de flujo dada, y por consiguiente, aumentar la velocidad en el espacio anular. Asegurarse que los equipos de mezcla, manejo y bombeo de fluidos tienen la capacidad adecuada. En operaciones

con pozos “vivos”, utilizar un choke manifold para controlar los retornos del anular. Es fundamental una línea de comunicación clara y confiable entre los operadores de la unidad de TF, bombas y manifold. Adicionalmente, asegurarse de que el equipo de remoción de sólidos puede operar eficientemente con el gasto de flujo necesaria para la operación.

Equipo superficial

- Unidad de Tubería Flexible
- Unidad de bombeo
- Recipientes para los desechos generados en la operación
- Contenedores de fluidos

Equipo subsuperficial [26].

Debris catching (Recolector de escombros): Esta herramienta es utilizada para remover diferentes tipos de escombros de alta densidad y sedimentos de la formación que son muy pesados para circularlos a la superficie.

Sandtrap System (Recolector de arenas): Es una herramienta muy eficiente para limpiar grandes volúmenes de arena del pozo donde no hay la suficiente velocidad anular para circular los depósitos fuera del pozo. Esta herramienta utiliza una bomba tipo jet y es impulsado por agua o nitrógeno. Esta herramienta es extremadamente efectiva y la operación requiere un tiempo mínimo.

Underreaming (ensanchador): En la limpieza de pozos el uso más común de esta herramienta es el remover residuos que se dejaron por una cementación. Los restos del cemento son el resultado de grandes nodos de cemento de distintas operaciones, o del rápido fraguado del cemento durante la operación. El ensanchamiento solo se utiliza para remover el cemento de la tubería de revestimiento que no se puede remover por medio del uso de herramientas de lavado a chorro.

Impact Drilling (perforación de impacto): Esta herramienta funciona como el impacto de un martillo o aplicando un sistema de rotación. Esta herramienta se ha diseñado para que se a utilizada con tubería flexible, y puede trabajar de manera fiable bajo condiciones adversas como altas temperaturas y fluidos hostiles. La herramienta es utilizada para perforar grandes paquetes de cemento y arenas, remover incrustaciones y conducir los desechos del pozo a la superficie.

Mechanical Scale Removal (removedor mecanico de escombros): La remoción de incrustaciones por corrosión de la tubería es una de las aplicaciones más comunes con la tubería flexible.

High-Pressure Jet Washing (jet de alta presión): Estas herramientas son utilizadas para remover arenas, parafinas asfáltenos, y escombros y son altamente efectivas para la

limpieza de accesorios como niples, mandriles de inyección de gas etc. El alto flujo que proporciona esta herramienta permite remover eficientemente arenas y escombros.

Vortech Pulsating Jetting Tool (jet tipo vórtice): Esta herramienta proporciona una limpieza del pozo mediante el principio de oscilación de un fluido, formado un vortex dentro de la herramienta que produce pulsos oscilantes al salir produciendo ondas sónicas que ayudan en la limpieza de estructuras delicadas, mandriles de inyección de gas, etc.

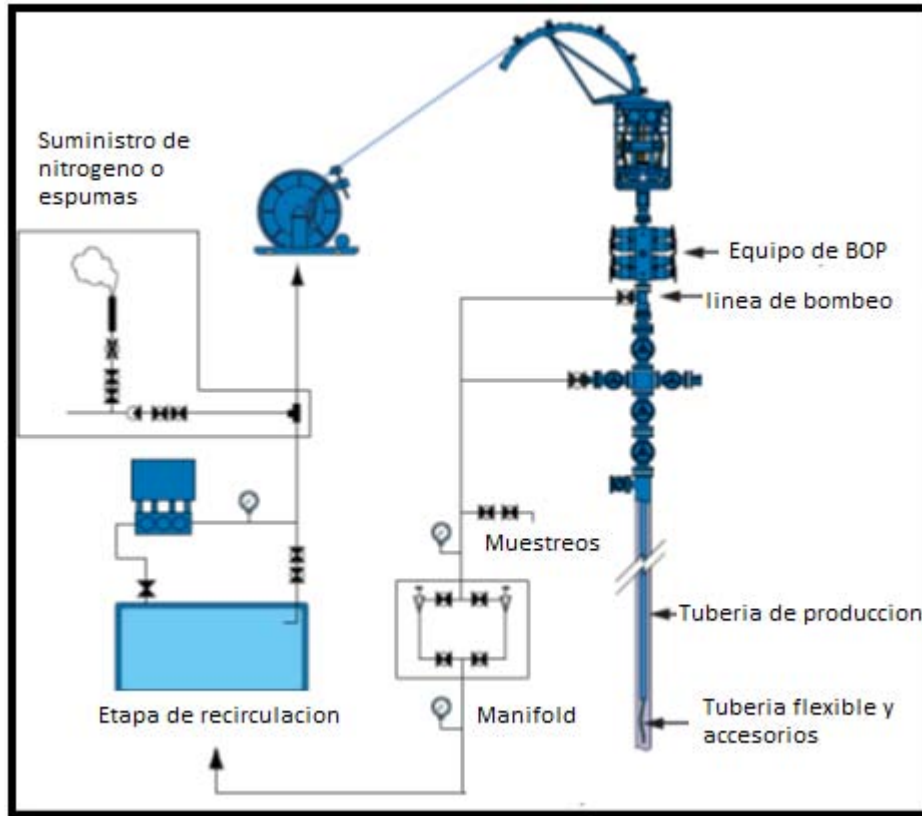


Figura 4. 8. Esquema equipo de tubería flexible para operaciones de limpieza.

4.5.3 Proceso De Operación

1. Efectuar una reunión técnica y de seguridad con todo el personal involucrado.
2. Verificar condiciones del equipo superficial de control, líneas y conexiones y realizar las pruebas de presión necesarias.
3. Instalar y probar equipos Realizando las pruebas de presión correspondientes.
 - 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 lb de tensión según sea el caso.
 - b) Para los equipos de nitrógeno probará con 5,000 psi
4. Checar y registrar las presiones de TP y TR. Si ya se tiene determinado con línea de acero el tipo de obstrucción se tiene, se debe diseñar el programa en base al

análisis de la muestra. En caso de no tener determinado el tipo de obstrucción se determinará con la tubería flexible bajando ya sea, un barril muestreo o un sello de impresión.

5. En caso de que la obstrucción sea con daño mecánico como tubería de revestimiento, tubería de producción, fierro, etc. se debe retirar el equipo de tubería flexible del pozo, para realizar una reparación mayor.
6. Conectar la herramienta de fondo adecuada como trompo difusor, motor y molino, raspadores, cortadores, etc. según el diseño y bajarla con la tubería flexible.
 - a) Para los casos de limpieza el diámetro recomendado de Tubería flexible es de 1 1/2".
7. Trabajar asentamiento o resistencia con el gasto de bombeo según el diseño chequeando que la presión no se incremente a más de 5,500 psi, 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.
8. Si la limpieza se efectúa con solventes químicos se hará de la siguiente manera:
 - a) 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:
 - b) Depositar los solventes u otro tipo de fluido en la zona requerida y esperando un tiempo determinado según diseño de laboratorio, para posteriormente atacar con otro fluido ó con éstos mismos.
 - c) Atacar el obturante o sedimento con fuerza de chorro bombeando el fluido diluyente.
 - d) Si, la depositación se atacará con motor de fondo y molino éste deberá tener la capacidad de soportar el fluido diluyente.
9. Si la limpieza se efectúa con espuma se debe cuidar la calidad de la espuma de acuerdo con el diseño.
10. Si la limpieza se efectúa con éxito, dismantelar el equipo de tubería flexible y retirar todo el equipo del área de trabajo.

En la Fig. 4.9 se muestra de manera gráfica los pasos de un proceso de limpieza típico.

Primero, se baja la herramienta de limpieza con TF hasta el tope del relleno (A). En la imagen B, la herramienta penetra en el relleno durante la circulación, lava y moviliza los sólidos. La imagen C muestra como se ha alcanzado una longitud previamente planificada y se está subiendo la herramienta de limpieza por chorro hacia el extremo superior de la tubería de revestimiento corta (liner), para dar comienzo al proceso de barrido. En la imagen D, el relleno está siendo barrido a través de una porción de la sección angular crítica (40 a 65 grados) del pozo.

En general, una vez que los sólidos son barridos hacia el extremo superior de la tubería de revestimiento corta, la boquilla vuelve al fondo, se toma el siguiente bocado y el proceso se repite hasta remover todos los sólidos del pozo.

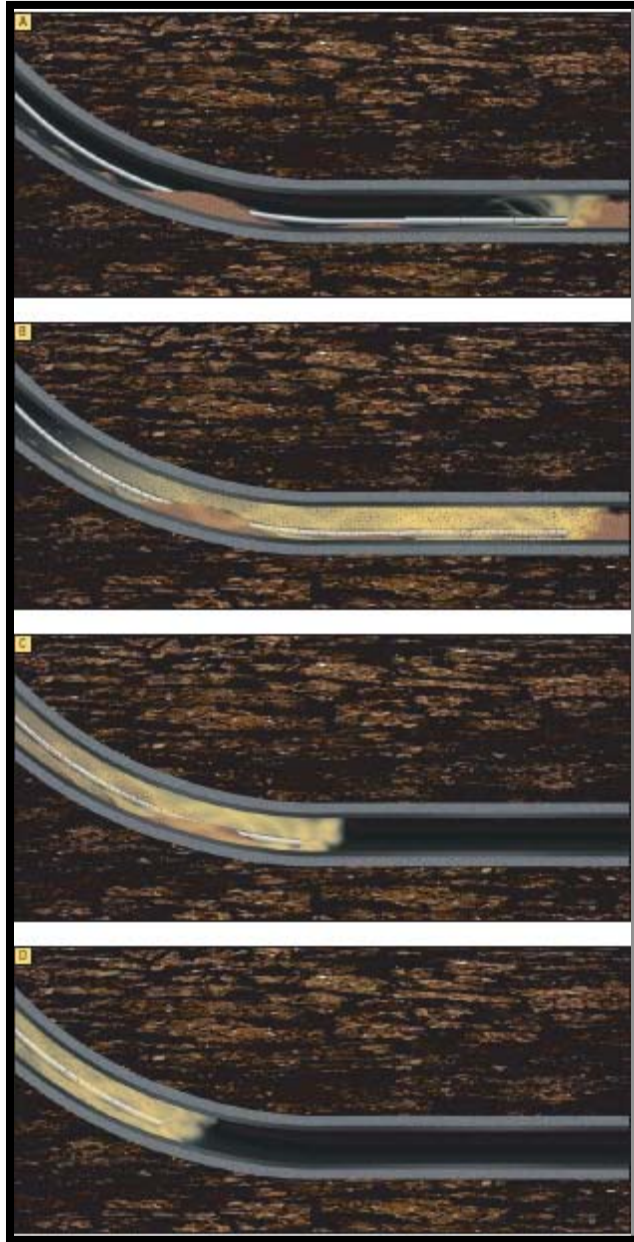


Figura 4. 9. Secuencia de limpieza típico.

4.6 Pesca Con Tubería Flexible

En la industria petrolera una pieza de pesca es cualquier elemento que se queda en un pozo e impide la ejecución de operaciones posteriores, estos elementos deben ser removidos del pozo mediante la operación llamada pesca para posteriormente poder continuar con las operaciones.

Todos los equipos pueden fallar, atascarse, necesitar remplazo o su extracción del pozo. Las operaciones de pesca pueden ser necesarias en cualquier momento de la vida productiva del pozo. El atascamiento puede producirse durante la perforación, el

desarrollo de operaciones de prueba, adquisición de registros, durante la terminación a la hora de realizar los disparos, fijación de empacadores, o para el proceso de mantenimiento, remplazo, o recuperación de equipos del fondo del pozo. En tareas de pesca se debe diagnosticar la situación, disponer de las herramientas adecuadas, así como el conocimiento y experiencia.

Objetivo de operación

El uso de la tubería flexible en la operación de pesca ofrece una alternativa para la recuperación de herramientas aprovechando las cualidades de tensión, empuje y circulación de fluidos que esta ofrece. La capacidad de jalón que ofrece la tubería flexible es mucho mayor comparada con la línea de acero o con el cable [27].

Existen muchos factores que dan lugar a aprisionamiento de herramientas como son:

- Hinchamiento de arcillas:
- Pegamiento por presión diferencial
- Se atasca la barrena y estabilizadores
- Key-seat u ojo de llave
- Derrumbes
- Pozo reducido por desgaste de calibre de la barrena
- Caída de partes de herramientas

4.6.2 Equipo Y Herramientas

Conector de tubería flexible: Es el conector entre la tubería flexible y la sarta de herramientas, este debe ser diseñado para resistir los trabajos de presión y tensión aplicados en la sarta de tubería.

Sub desconector de emergencia: Esta herramienta es utilizada cuando la sarta de tubería se queda atrapada y no se puede liberar. A través de la sarta de tubería circula una esfera que activa el mecanismo de liberación.

Válvula de contrapresión: Es básicamente una válvula check que permite el flujo a través de la tubería flexible pero no permite que el flujo regrese dentro de la tubería.

Junta articulada: Debido a la curvatura en la tubería flexible la junta articulada es necesaria para permitir doblar la sarta de herramientas sin la influencia de las cargas.

Aceleradores: Utilizan un resorte helicoidal para almacenar la energía necesaria para activar las partes encargadas de acelerar el vapor a altas velocidades lo cual crea el impacto para la pesca.

Vapor ponderado: Provee la masa requerida para generar el impacto para cargar el pescado utilizado en conjunto con los aceleradores.

Frascos hidráulicos: Son los dispositivos de retraso que permiten elevar o bajar los aceleradores para extender o contraer la sarta antes de la liberación del pescado.

En la Fig. 4.10, se muestra el equipo superficial para la operación de pesca con tubería flexible.

Herramientas de pesca [28].

Vibradores de fondo: Esta herramienta es muy efectiva para remover equipo o herramientas en pozos con una alta desviación o pozos horizontales

Herramientas de pesca hidráulicas: Al utilizar estas herramientas con la tubería flexible no se pueden liberar de manera convencional debido a que la tubería flexible no puede rotarse, por lo tanto si el pescado no ha sido recuperado después de asegurarse se debe activar un desconector hidráulico ubicado en la parte superior de la herramienta lo cual deja herramientas en el pozo, para evitar esto al trabajar con tubería flexible se recomienda correr arpones hidráulicos antes de utilizar equipo convencional.

Liberador hidráulico de arpones: Esta herramienta se utiliza para atrapar el pescado por el diámetro exterior y el arpón es utilizado para engancharlos por la parte del diámetro interior.

Snipper overshoot: Se utiliza para remover la sección dañada de la tubería flexible y extraerla del pozo

Removedores y recuperadores: Se utiliza un martillo de impacto para triturar las obstrucciones de terminación como válvulas, estas operaciones se realizan comúnmente con la tubería flexible.

Perforación con impacto: Se utiliza para perforar grandes paquetes de arena y cemento removiendo depósitos y escombros del fondo del pozo.

Corte de tubería: Por mucho tiempo se han utilizado explosivos, o químicos para cortar tubería en pozos de diámetro reducido.

Cortadores DB: Esta herramienta es mucho más segura que utilizar químicos o explosivos ya que es activada por medio de un sistema de presión hidráulico y fuerzas mecánicas. Este cortador utiliza diferentes configuraciones de cuchillas de corte diseñadas para cortar diferentes metales en el fondo del pozo. Al utilizar tubería flexible con esta herramienta para desplazarla es difícil mantener las cuchillas en una posición fija debido a que la tubería puede moverse debido al accionar las bombas o incrementar el gasto de bombeo.

Molinos: La tubería flexible se utiliza para moler diferentes materiales como metales, cementos, incrustaciones entre otros que se consideran basura dentro del pozo.

Molinos con capturadores magnéticos: Esta herramienta contiene magnetos que atraen los metales del fluido del pozo, la tubería flexible es ideal para utilizar esta herramienta cuando la velocidad anular del fluido es muy baja para acarrear los recortes fuera del pozo.

Molinos OPTICUT: esta herramienta está diseñada para moler los escombros que se consideran muy agresivos.

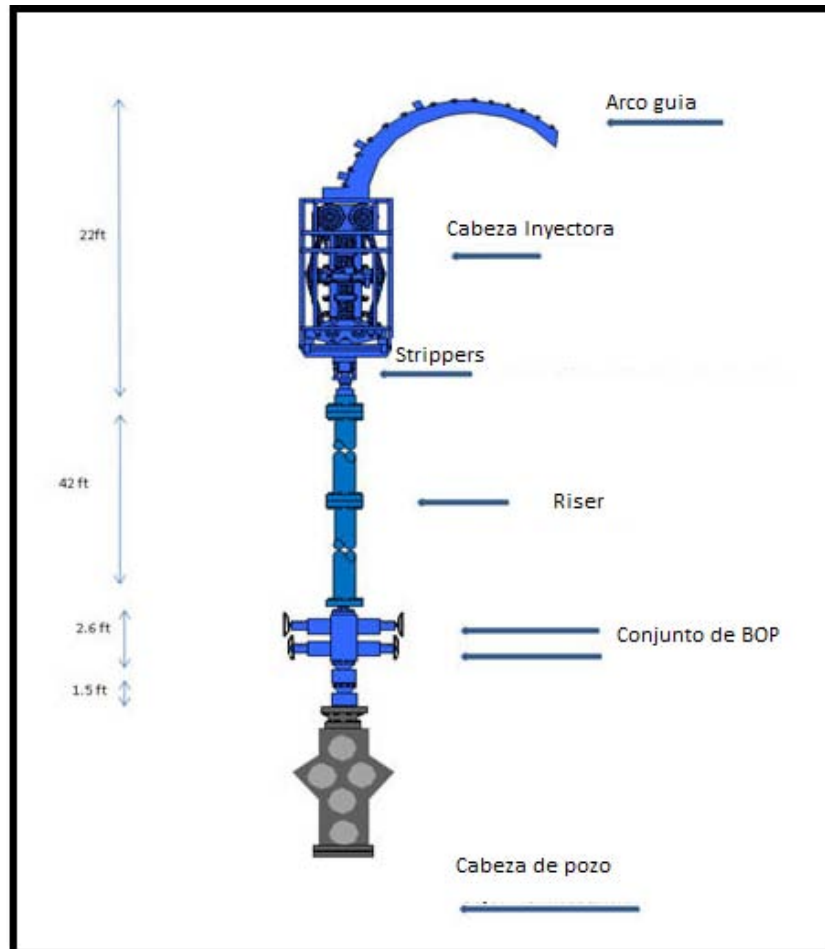


Figura 4. 10. Equipo superficial de Tubería Flexible para operaciones de Pesca

4.6.3 Proceso De Operación

1. Obtener las mediciones, descripción e histórico de las operaciones realizadas en el pozo:
 - a) Es indispensable que el operador tenga conocimiento de las operaciones y condiciones del pozo para conocer el tipo de pescado, esto puede disminuir considerablemente el tiempo de la operación.
2. Obtener información adicional:

- a) Los trabajos con línea de acero, corridas de bloques de impresión, proporcionan información adicional para la finalizar la planeación de la operación de pesca.
3. Tomar en cuenta las condiciones de trabajo de la línea de acero y la tubería flexible:
 - a) La operación con línea de acero puede ser muy buena opción pero se debe considerar que es muy sensible a los cambios de peso y la temperatura, esto da paso a tomar como opción la tubería flexible para la operación de pesca considerando las condiciones el pozo.
 4. Plan de contingencia:
 - a) Es importante tener un plan para esas situaciones en las que la operación de pesca o se da a la primera o el pescado se separe. También se deben tener las partes y herramientas necesarias y el equipo para recuperar el pescado.
 5. Pruebas de herramientas y métodos de entrada al pozo:
 - a) Se deben realizar las pruebas correspondientes para el buen funcionamiento de las herramientas debido los grandes esfuerzos que generan en la tubería flexible. El que una herramienta se rompa o dañe puede hacer que sea más complicado recuperar el pescado.
 6. Seguridad:
 - a) En la industria petrolera la seguridad es el factor más importante por lo que la sarta de herramientas debe incluir un desconector hidráulico así como una válvula de contrapresión.

4.7 Cementaciones Con Tubería Flexible

4.7.1 Cementaciones

Con el uso de la tubería Flexible se puede realizar la operación de cementación debido a la capacidad de bombear el cemento a través de la tubería.

Cementación: Es una operación con cemento que se efectúa con fines específicos en los pozos petroleros.

Se clasifican de acuerdo a los objetivos que se persiguen en:

- Cementación primaria

- Cementación forzada
- Tapones de cemento

Cementación primaria

La cementación primaria es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente (Fig. 4.11).

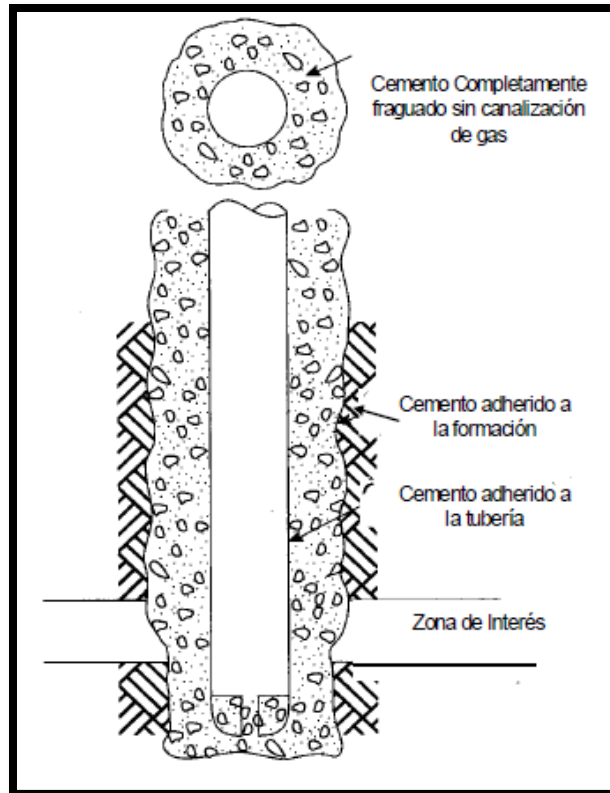


Figura 4. 11. Cementación primaria

El reto principal es conseguir sellos hidráulicos efectivos en las zonas que manejan fluidos a presión. Para lograrlo es indispensable mejorar el desplazamiento del lodo de perforación del tramo de espacio anular que se va a cementar consiguiendo así una buena adherencia sobre las caras de la formación y de la tubería de revestimiento sin canalizaciones en la capa de cemento y con un llenado completo.

Cementación forzada

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a una presión a través de los disparos o ranuras de la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa, Fig. 4.12.

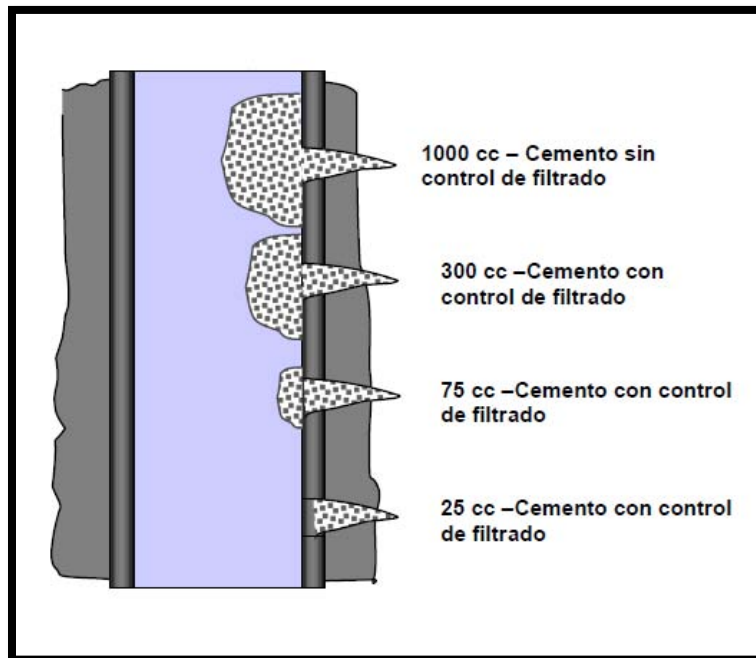


Figura 4. 12. Efecto de pérdida de fluido en las características del nodo de disparo

Tapones de cemento

Los tapones comprenden un cierto volumen de lechada de cemento colocado en el agujero o en el interior de la tubería.

Tipos de tapones

Tapones permanentes: ubicar un tapón de cemento para abandonar una zona de baja producción.

Tapones temporales: por ejemplo, ubicar un tapón para proteger perforaciones inferiores de tratamientos realizados en intervalos superiores. También puede servir para soportar cemento o resina durante una operación para aislar una zona.

El objetivo de la cementación forzada es poder efectuar diversas operaciones de reparación de pozos como son:

- Aislamiento de zonas productoras de agua o zonas depresionadas
- Corrección de adherencia en cementaciones primarias
- Aislar temporalmente zonas productoras
- Tapones de cemento para un desvío
- Abandono de pozos

Bombeo de lechadas de cemento con TF

Las lechadas de cemento incluyen diferentes tipos de fluidos, utilizados dependiendo de la aplicación.

El objetivo primario de un plan de trabajo para ubicar una lechada de cemento es un cuadro o programa de bombeo que incluye volumen, gasto de bombeo, velocidad de corrida de la TF y presión de inyección para cada etapa de la operación.

Aunque la naturaleza y composición de los tapones son bastante diferentes, los pasos principales para dicha operación de bombeo son muy similares.

Entre estos podemos mencionar:

1. Determinar el objetivo: tapón temporal o permanente
2. Adquirir datos exactos para el diseño: la exactitud de los datos usados para diseñar la operación es crucial para el éxito de la misma. Las condiciones de temperatura y presión afectarán el funcionamiento del cemento, y las condiciones en la cara del pozo y de la formación afectarán el volumen requerido en el tratamiento.
3. Seleccione o diseñe el tapón de cemento: pruebe la lechada a las condiciones simuladas de operación para garantizar que los tiempos de bombeo son los adecuados y que la lechada funcionara adecuadamente.
4. Prepare el pozo: remueva cualquier clase de recortes, asfalto, residuos etc., de la zona de interés
5. Correlacionar la profundidad: correr un registro para determinar la profundidad exacta de la zona de interés de acuerdo al indicador de profundidad de la TF.
6. Ubicar la lechada en la zona de interés: el procedimiento puede requerir un período estático para que el fluido de tratamiento alcance las propiedades deseadas.

El volumen de lechada necesario para la operación, dependerá entre otros factores, de la longitud del tapón y capacidad del pozo, los espacios vacíos detrás de las perforaciones, cortes y residuos del pozo, los efectos de la lechada sobre la fuerza y esfuerzos aplicados a la tubería, la configuración del equipo de bombeo y mezcla, etc. Reducir el volumen de líneas de superficie, reduce la probabilidad de que la lechada pueda ser contaminada.

Un plan de trabajo generalizado para bombear una lechada incluye lo siguiente:

- Método para correlación de la profundidad
- Método para ubicar una plataforma de soporte
- Formulación y propiedades de la lechada
- Procedimientos de mezcla
- Volumen de fluido en cada etapa
- Tasa de bombeo por etapa
- Velocidad de corrido de la TF
- Presión de inyección
- Tiempo de reposo

Además es recomendable preparar un plan de contingencia para las siguientes situaciones:

- El tiempo de fraguado es mayor que el planeado
- Incapacidad para bombear a la tasa estimada

- No poder obtener la presión de inyección deseada o necesaria
- En una cementación, no poder circular a la tasa deseada el exceso de cemento

Tapón de abandono con tubería flexible

Una de las aplicaciones más comunes de la tubería flexible es el abandono de pozos dada su practicidad operacional, la rápida movilización de los equipos y la efectividad de la operación. Además, realizar un abandono con una unidad de tubería flexible, tiene implícitamente asociada la disponibilidad del equipo de reacondicionamiento convencional para su utilización en otras operaciones del campo donde sea estrictamente necesaria su utilización.

De manera general, se señalan algunas consideraciones especiales que deben ser tenidas en cuenta en el momento de abandonar un pozo. Abandonar un pozo significa terminar con su vida productiva, y para ello, la legislación existente exige ciertas condiciones:

Se deben colocar tres tapones de cemento dentro del pozo:

- El primer tapón se coloca frente a los intervalos cañoneados: la longitud del tapón debe alcanzar 200 ft por encima del intervalo más superior hasta justo el frente del intervalo más inferior o 50 ft por debajo de este.
- Un tapón intermedio que para el campo documentado en el presente trabajo, se ubica entre 1000 y 1500 ft y que según la norma API, debe ser de al menos 200 ft. Con este tapón lo que se busca es aislar el acuífero que pudiera estar presente en el yacimiento.
- Un tapón superficial que se ubica como su nombre lo dice en la superficie y debe ser al menos de 50 ft.

Cementación forzada con tubería flexible

La Tubería Flexible (TF) ofrece significantes beneficios para la colocación de la lechada, control del proceso de forzado y reducción de costos de la operación. Sin embargo para aprovechar todo el potencial que ofrece esta técnica, se debe prestar especial atención en la selección y preparación del pozo seleccionado, la formulación de la lechada de cemento a usar y el diseño del trabajo.

En general una operación típica de cementación con TF para aislar una zona consiste en:

1. Preparar el fondo del pozo si es necesario. Para esto se ha usado con éxito arena de fractura, sellos y químicos (geles reticulados de alta viscosidad).
2. La arena de fractura se coloca también con la tubería flexible bombeando una píldora con la cantidad necesaria para aislar zonas inferiores que no requieren ser forzadas con cemento.
3. Con la punta de la TF colocada aproximadamente 5 pies por encima del fondo, se bombea la lechada de cemento previamente mezclada, manteniendo el anular entre la tubería de producción y la TF abierta.
4. Cuando la lechada de cemento comienza a salir por la punta de la tubería, aproximadamente 1 barril/min, la TF comienza a levantarse a una velocidad igual o menor que la de ascenso de la lechada en el espacio anular

- permitiendo que la boquilla de cementación en el extremo de la tubería esté de 5 a 10 pies por debajo del tope de cemento.
5. Cuando la lechada de cemento sale de la punta de la tubería, se acelera la velocidad de ascenso para permitir que la boquilla de cementación esté ubicada por encima del tope de cemento planificado
 6. Después de colocado el cemento y ubicado el extremo de la TF a una distancia segura sobre el tope de cemento (al menos de 50 a 100 pies), se circula con agua filtrada hasta verificar al 100% el retorno de fluidos limpios a superficie. Se cierra el anular entre la tubería de producción y la TF y comienza la operación de forzamiento.
 7. La técnica de forzamiento dependerá de la inyektividad del pozo y del volumen de cemento a colocar. Ésta también depende del espacio que nos ofrece el completamiento para colocar determinada cantidad de cemento. El procedimiento más usado es el forzamiento por etapas utilizado en pozos con excelentes resultados. Éste consiste en colocar un volumen de cemento y dejarlo en reposo por aproximadamente 15 minutos. Posteriormente se inicia el proceso de forzamiento de $\frac{1}{2}$ a 1 bl de cemento en etapas de 10 minutos, haciendo paradas de bomba entre cada etapa, hasta alcanzar incremento en la presión de forzamiento.
 8. Ésta técnica ayuda a la deshidratación del cemento frente a la cara de la formación y a su vez a desarrollar nodos de buena calidad. Normalmente, durante esta etapa, ya existen pequeños nodos debido a presiones diferenciales inducidas por la densidad equivalente del cemento y efecto de presión hidrostática durante el desplazamiento. La compactación del nodo es importante para la protección del mismo durante la operación de contaminación del exceso de cemento.
 9. Generalmente el diferencial de presión en los orificios de cañoneo es gradualmente levantado hasta 1,000 –1,500 psi por encima de la presión de fondo durante el bombeo.
 10. Lograda la presión de forzamiento deseada, la operación posterior es la remoción del exceso de cemento en el revestimiento. Esta operación debe ser planificada para cada pozo de acuerdo al tipo y condición del mismo.

La técnica de contaminación consiste en remover el cemento excedente en los tubulares hasta la profundidad planificada, utilizando para ello píldoras de gel con retardador de fraguado del cemento. El proceso de contaminación se debe realizar manteniendo una contrapresión en el reductor de +/- 500 psi (ésta presión depende de la presión del yacimiento). El gasto de bombeo y la velocidad de ascenso de la tubería flexible se deben disminuir al pasar frente a los orificios de disparo con la finalidad de no romper los nodos creados por lavado o succión.

Normalmente se realiza en dos etapas, la primera, diluyendo y levantando el exceso de cemento, aquí el fluido es bombeado por el orificio principal de la boquilla de cementación.

Cuando se han observado en superficie retornos limpios, se realiza la segunda etapa la que consiste en realizar una o más pasadas bombeando el agente contaminante a través de orificios laterales de la boquilla de cementación para lograr mayor efecto de limpieza sobre las paredes del revestimiento.

La remoción del exceso de cemento con la técnica de contaminación es una de las mayores ventajas que hacen a la cementación forzada con TF tan atractiva eliminando los tiempos de espera de fraguado y limpieza del exceso de cemento en el revestimiento.

4.7.2 Equipo Y Herramientas

La Fig. 4.13 muestra un esquema convencional del equipo de bombeo empleado en una operación de cementación.

Cualquier sarta de TF capaz de proveer la tasa de flujo necesaria es apropiada para el bombeo de una lechada. Sin embargo, sartas de TF que contengan cable eléctrico dificultan el uso de herramientas activadas por bola, son más difíciles de limpiar completamente, y son mucho más costosas de remplazar en el evento de que la lechada no pueda ser removida completamente.

El equipo de control de presión convencional es adecuado en una operación de bombeo de una lechada.

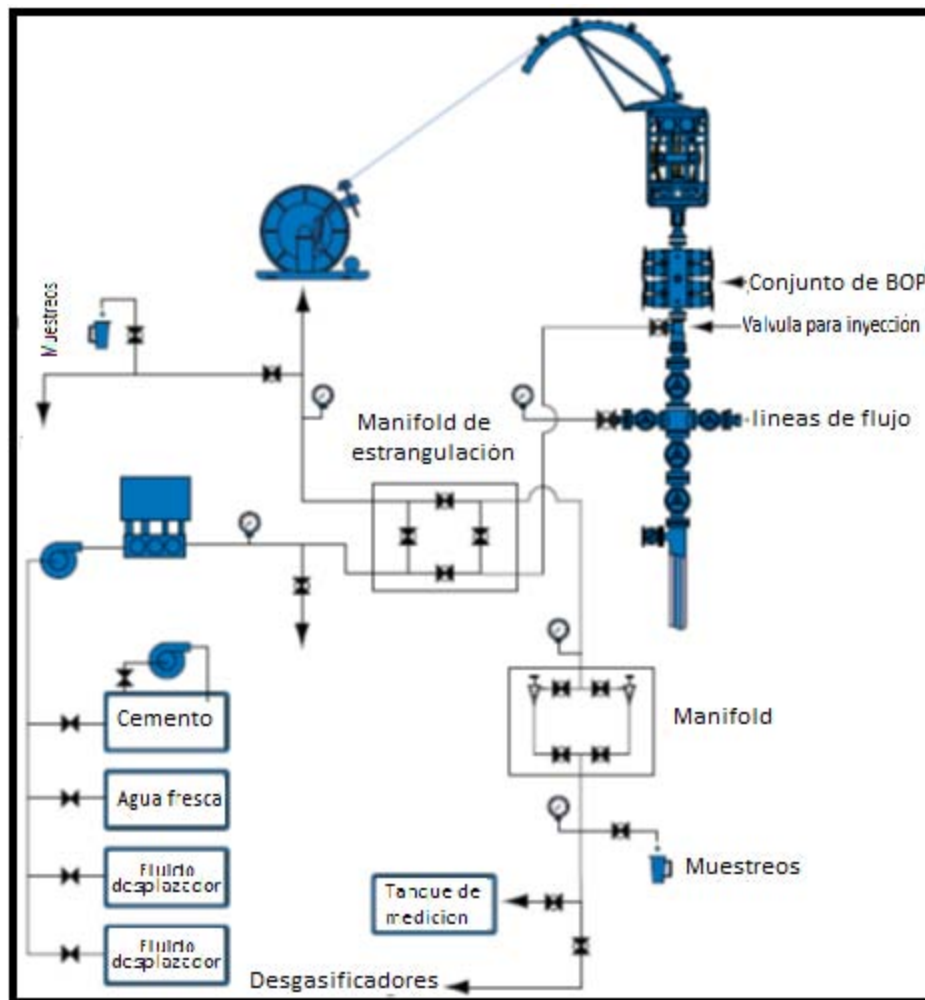


Figura 4. 13. Diagrama típico del equipo para operación de cementación

El BHA debe incluir entre otros componentes:

- Conector roscado
- Válvulas check duales tipo flapper
- Barras de peso: útiles para correr la herramienta a través de restricciones en la tubería de completamiento
- Herramienta para correlación de profundidad
- Boquillas

En el evento en que un poco de lechada alcance la BOP o el *chocke manifold*, limpie completamente el equipo, desármelo, e inspecciónelo en busca de residuos sólidos. Después de la operación, lave todos los *manifolds* y válvulas para remover los residuos sólidos.

4.7.3 Proceso De Operación

1. Movilizar unidades de TF, Mezcladores, Equipo de Bombeo, tanques y equipos de retorno.
2. Instalar cabeza inyectora, conjunto de preventores, líneas de bombeo y sistemas de retornos; se debe realizar reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en la operación. Probar TF., cabeza de pozo y líneas de superficie.
3. Bajar tubería flexible (circulando Agua a mínima gasto) con Jet especial para cemento.
4. Realizar el descenso de la tubería hasta llegar a la profundidad deseada.
5. Una vez llegado a la profundidad deseada, sacar la tubería flexible 25 ft con el fin de establecer circulación bombeando agua a 1 bl/m. Establecida circulación evaluar los parámetros operativos en base a las condiciones del pozo y las simulaciones.
6. Obtenida circulación (con agua), continuar bombeando hasta encontrar retornos limpios libres de crudo.

Tapón de cemento

1. Mezclado de cemento
2. Bombear lechada de cemento
3. Bombeada la lechada de cemento, proceder a desplazarlo con la capacidad de la TF, terminado el desplazamiento detener el bombeo y ubicar la TF 1000 ft encima del tope estimado del tapón de cemento
4. Sacar TF a superficie y esperar tiempo de fraguado.
5. Finalizado el fraguado, realizar descenso de la TF hasta la profundidad objetivo, chequear el tope del tapón de cemento colocándole peso.
6. Repetir operación para dos tapones restantes.

Cementación Forzada

1. Mezclar cemento y aditivos
2. Colocar punta de la tubería a profundidad de interés
3. Cerrar anular y forzar cemento a la formación por etapas, en intervalos de 10 minutos, hasta presión máxima en la cabeza del pozo.
4. Abrir anular de TF y mantener contrapresión

5. Subir tubería hasta superficie y retirar inyector. Y esperar fraguado.
6. Después de fraguado conectar líneas al pozo y verificar anular lleno, realizar prueba de inyektividad.
7. Bajar tubería con conector roll-on y boquilla, checar el fondo, desplazar el pozo con diésel hasta obtener retorno del mismo en superficie.
8. Recuperar TF.

A continuación se presenta de manera gráfica un proceso de desplazamiento e inyección con tubería flexible, incluyendo el proceso de contaminación del cemento y el lavado por circulación inversa.

En la Fig. 4.14, se muestran las cuatro etapas básicas del proceso; en la etapa número 1 se muestra el pozo produciendo en condiciones originales antes de la intervención.

La etapa 2 corresponde al bombeo de la lechada de cemento, la cual inicia el proceso cuando se circula el cemento, se retiran las boquillas hacia afuera y se cierra el espacio anular.

Posteriormente en la etapa 3, llamada de forzamiento y contaminación, se aplica la presión de inyección durante 40 minutos, se bombea el fluido contaminante y se espera el tiempo de fraguado para poder continuar con la operación.

Para finalizar en la etapa 4 se observa el pozo listo para redisparar, luego que se ha hecho el procedimiento del lavado del cemento contaminado de manera inversa, esto se realiza al siguiente día o después de que ha fraguado el cemento aplicado.

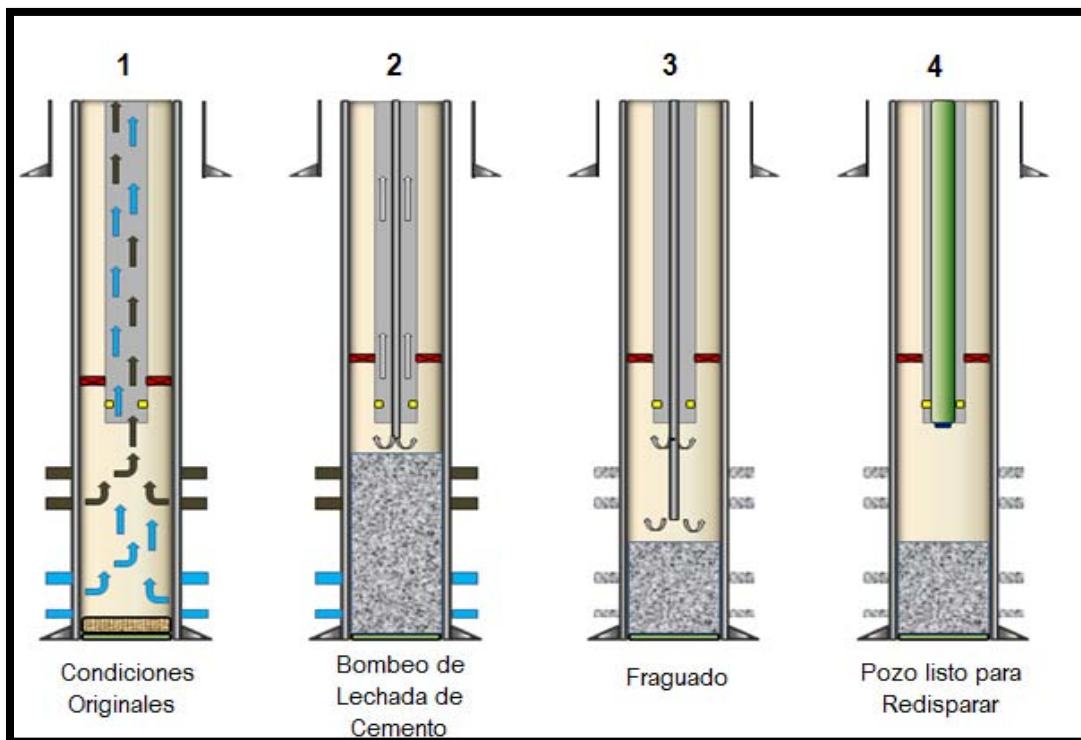


Figura 4. 14. Proceso de colocación de tapones para redisparar de pozo.

5. Ventajas, Desventajas y Consideraciones del Uso de Tubería Flexible

5.1 Consideraciones del Uso de Tubería Flexible

Perforación de Pozos Petroleros

La perforación con TF es necesariamente diferente de la perforación convencional en varios aspectos. Debido a que la TF no gira, una serie de operaciones, tales como la orientación direccional y la eliminación de recortes, debe ser abordado de manera diferente.

Orientación direccional

Una de las áreas más problemáticas de la perforación con TF se encuentra en la mecánica de la orientación direccional. Como se mencionó anteriormente, un dispositivo de orientación de fondo de pozo, orienta la cara de la herramienta en la dirección deseada para perforar la trayectoria requerida, debido a que el propio tubo no se puede girar. Esto presenta varios problemas.

Un problema es el torque reactivo en el tubo, causado por la torsión generada por el motor, y el arrastre de la barrena a medida que gira. La TF tiene relativamente baja resistencia a la torsión, lo que hace difícil la orientación en los sistemas que requieren orientación en condiciones estáticas. Además, una incapacidad para mantener un peso constante en la barrena durante la perforación también afecta a la magnitud del torque de reacción y por lo tanto, la orientación.

Otro problema direccional surge de la incapacidad para girar. En la perforación rotativa convencional de pozos direccionales, hay dos modos de perforación con un motor de fondo de pozo, de deslizamiento y rotación. En la perforación de deslizamiento, la sarta de perforación no gira, lo que permite el alojamiento y/o doblada para construir el ángulo o girar en la dirección deseada. Una vez establecidas la inclinación y la dirección deseada, la sarta de perforación se gira de manera que tanto la sarta de perforación y el motor están rotando. La rotación de la sarta de perforación compensa los efectos de la tubería de revestimiento doblada y una dirección constante puede ser mantenida (al menos en teoría). Un beneficio añadido de la rotación de la sarta de perforación es que la velocidad de penetración a menudo es el doble de la obtenida con la perforación de deslizamiento.

Debido a que la perforación con TF, es la perforación de deslizamiento, los efectos de la tubería de revestimiento doblada no se ven compensados por la rotación para mantener una dirección constante. El procedimiento con TF para cambiar la orientación de la cara de la herramienta para perforar continuamente en la dirección deseada y para mantener un pozo relativamente suave, se da con las herramientas de orientación estática, esto requiere una gran cantidad de tiempo de inactividad para la orientación. Esto puede conducir a la tentación de perforar demasiado antes de hacer correcciones, lo que resulta

en una trayectoria de un pozo tortuoso a través del cual puede ser difícil, o imposible recuperar el BHA.

Un factor más que se suma a la dificultad de orientación es la curvatura residual en la TF. La TF se endereza a medida que pasa a través del inyector en el pozo, pero el tubo todavía conserva cierta curvatura, ya que se descarga elásticamente desde el inyector, esta curvatura residual afecta a la orientación y el control direccional.

Remoción de Recortes

La rotación es un factor principal en la eliminación de recortes en pozos altamente desviados. Esto ayuda a impulsar a los recortes en la corriente de flujo al inducir corrientes cruzadas, y aplastar recortes en tamaños más pequeños y transportables. En la ausencia de rotación, la eliminación de recortes en un pozo altamente desviado se hace difícil y el fracaso para eliminar recortes a menudo resulta en atascamiento de la tubería y/o la pérdida de circulación.

En los pozos altamente desviados perforados con la TF, se deben tomar medidas especiales para asegurar que los recortes se quitan de la boca del pozo. Un método común es hacer viajes cortos periódicos basándose en una distancia o tiempo máximo perforado entre viajes cortos y/o acumulación de presión. Aunque la unidad de TF no tiene la capacidad de rotación, un viaje corto con TF a menudo es un medio más eficaz en la eliminación de recortes que la misma operación con un equipo de perforación convencional, ya que la unidad de TF puede mantener la circulación continua durante todo el viaje. Otros métodos exitosos incluyen barridos de fluidos viscosos y barridos de espuma. Una de las causas más comunes de la tubería atascada en la perforación con TF parece ser una tendencia a perforar demasiado entre periodo para eliminar la acumulación de recortes.

Velocidad de penetración

Son varios los factores que contribuyen a que las velocidades de penetración de la perforación con TF generalmente sean algo inferiores a los de los métodos convencionales en los pozos direccionales altamente desviados. Estos factores están relacionados principalmente a la incapacidad para girar la sarta de TF. El hecho de que todas las perforaciones con TF, es deslizamiento de perforación con un motor de fondo, es una de las razones por las que las velocidades de penetración son más bajas. Este método resulta en una velocidad de penetración de casi la mitad de la rotación con sarta de perforación con el mismo motor de fondo de pozo.

Otra razón de que las velocidades de penetración son más bajas es la dificultad de obtener el peso constante en la barrena. Una sarta de perforación convencional en rotación transmite a la barrena el peso continuamente a medida que se aplica desde la superficie. Sin embargo debido a que la TF no gira, el mantenimiento de un peso

constante en la barrena es difícil debido a la naturaleza del deslizamiento y la fuerza de fricción en la sarta de perforación TF.

Propulsores experimentales han sido diseñados para engancharse a la pared del pozo y aplicar un peso constante a la barrena por medio de un pistón hidráulico, pero el éxito de este tipo de dispositivo depende de tener un agujero relativamente ancho y sobre el restablecimiento del ancla y del pistón en un tiempo mínimo.

Otra razón predominante para las velocidades de penetración son más bajas es el tiempo adicional necesario para eliminar la acumulación de recortes. A pesar de todo esto, se están logrando los más altos índices de penetración del orden de 60 a 200 (ft/hr), especialmente en situaciones de bajo balance.

Control de profundidad

La determinación de la profundidad medida con la TF es aproximada, especialmente en pozos altamente desviados. La profundidad normalmente se mide mediante un dispositivo contador de entre el carrete y el inyector, la TF no está bajo tensión (o compresión) en dicha ubicación debido a que el inyector en la parte superior de la cabeza del pozo soporta toda la TF en el agujero (Algunas unidades tienen un dispositivo de medición de profundidad entre el inyector y el empaquetamiento de presión, pero la distancia entre ellos es muy pequeña y un dispositivo de soporte puede tener que tomar el lugar del medidor de profundidad para evitar el pandeo del tubo, si el pozo está bajo presión). Además, el hecho de que la TF no está totalmente enderezada por el inyector cuando entra en el pozo también produce una buena cantidad de arrastre en la pared del pozo (no hay flexión elástica residual en el tubo, haciendo que la parte inferior del tubo curva). Todo esto indica que las mediciones de profundidad de TF no se consideran fiables.

Si el pozo es un pozo nuevo, un collar radiactivo (que puede ser detectado por un dispositivo de rayos gamma en la TF para la correlación de profundidad) se puede ejecutar en la parte inferior de la tubería de revestimiento. En el caso de un pozo existente, el dispositivo magnético en la herramienta de dirección a menudo se puede utilizar para detectar la zapata del revestimiento existente. Para Sidetrack se puede utilizar un cable eléctrico para determinar la profundidad exacta, una vez en el pozo abierto, conocido el último punto de control de medición, el contador de profundidad, el registro durante la perforación, y las correlaciones tienen que ser utilizadas para un mejor control de la perforación.

Operaciones de pesca

La probabilidad de una operación de pesca debe estar considerada en cualquier operación, esta es mucho mayor en la perforación con TF. La incapacidad para girar, la falta de rigidez a la flexión, y pobre control de profundidad, son limitaciones críticas, para el éxito de la pesca con TF. El evento de pesca más común con TF en el agujero abierto

es un BHA atascado. La TF tiene la ventaja de permitir que el pozo fluya para reducir las presiones diferenciales y para detectar agentes en la tubería, gasificación o ácido, fácilmente alrededor del BHA.

Es imposible correr en un espacio libre, dar marcha atrás, o para cortar un tramo de TF en el fondo del pozo con la presencia de una línea eléctrica y/o líneas hidráulicas en el interior del tubo. Por lo tanto, la desconexión más comúnmente es un dispositivo de fuerza/esfuerzo cortante. Si el tubo no se ha quedado atascado por encima del BHA, por lo general es posible desconectar el BHA y recuperar la TF. El BHA a veces se puede recuperar con éxito por la pesca con TF. Sin embargo, se requieren instrumentos y métodos convencionales en la mayoría de los casos, lo que significa mover la unidad TF del pozo y mover un equipo de reparación convencional. Aquí, una combinación convencional/equipo de perforación con TF.

Si la desconexión no se puede lograr, el trabajo de la pesca es extremadamente difícil, si vale la pena hacerlo en absoluto. El procedimiento es tedioso, consume tiempo, es costoso, y las perspectivas de éxito son bajas.

Manejo de explosivos en el pozo

Las operaciones de carga y descarga de material explosivo en la localización del pozo se efectúan durante el día o de noche; esto último cuando se tenga alumbrado fijo, (debe estar debidamente aislado, con reflectores cerrados y herméticos en lugares alejados del sitio de carga y descarga). En plataformas donde los espacios sean reducidos, las pistolas se pueden ensamblar en tierra.

El personal del equipo de perforación, terminación o reparación de pozos, puede auxiliar al personal de disparos en la instalación y desmantelamiento de su equipo superficial, pero nunca en el manejo de pistolas y/o dispositivos explosivos.

En el lugar de la operación únicamente se debe tener la cantidad necesaria de explosivos y accesorios para el trabajo que se desarrolla, mismo que debe ser contabilizado, para llevar un riguroso control, debiendo usar y controlar los formatos oficiales que la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA) establece para el control de movimiento de explosivos.

El ingeniero operador debe revisar el área para ver si hay remanentes de material explosivo, de haberlo, debe empacarlo en la caja de remanentes para ser regresado al polvorín. Todos los explosivos en la localización deben estar resguardados en un contenedor temporal de explosivos con candado.

El vehículo de transporte de explosivo debe cumplir con las disposiciones vigentes emitidas por la Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), así como con el reglamento

para el transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT).

Operación de limpieza

La presión del yacimiento es una de las consideraciones más importantes cuando se está determinando la técnica más apropiada de limpieza. Es necesario conocer la presión de fondo exacta, para diseñar un programa de bombeo que permita transportar el material hasta la superficie sin que ocurran pérdidas durante la operación. En condiciones ideales, la presión hidrostática de la columna de fluido en el anular más la presión generada por las fuerzas de fricción, debería ser suficiente para balancear la presión de fondo.

Se puede aplicar una presión adicional al sistema, ajustando un choke localizado en la línea de retorno del fluido. Si la presión del yacimiento es insuficiente para soportar una columna de sólo líquido, se pueden utilizar fluidos nitrogenados o espumas como alternativa.

La temperatura es una variable adicional a tener en cuenta, ya que afecta la reología de los fluidos, en especial si hablamos de espumas o fluidos nitrogenados. Por ésta razón, el conocimiento de la temperatura de trabajo exacta es fundamental.

El diámetro de la tubería o la mínima restricción, determina el máximo diámetro externo OD para la sarta de TF y el BHA. A mayor diámetro de tubería, mayores complicaciones en la operación dado que se necesitan gastos de bombeo más altos para alcanzar la velocidad óptima en el anular.

Por otra parte, nipples o cualquier otro tipo de restricciones internas en la terminación son puntos donde posiblemente se aumentará la fricción y por consiguiente las pérdidas de presión en el anular pueden ser excesivas en el flujo necesario para la limpieza.

5.2 Ventajas y desventajas del Uso de Tubería Flexible

Ventajas Generales del Uso de Tubería Flexible

1. Mudanzas, ensamblaje y retiro a otro pozo es más rápido. No se requiere grúas para ninguno de los equipos.
2. Los equipos se instalan en un corto periodo de tiempo
3. Los equipos más chicos se instalan en 1 hora y se retiran en 45 minutos
4. Es seguro y eficiente
5. Un ambiente de trabajo seguro, limpio, y altamente automatizado
6. Reducción de logística y manipulación
7. Reducción de los costos de terminación.
8. Facilidad para operar en pozos desviados y horizontales
9. Menor costo y mayor flexibilidad de trabajo
10. Velocidad

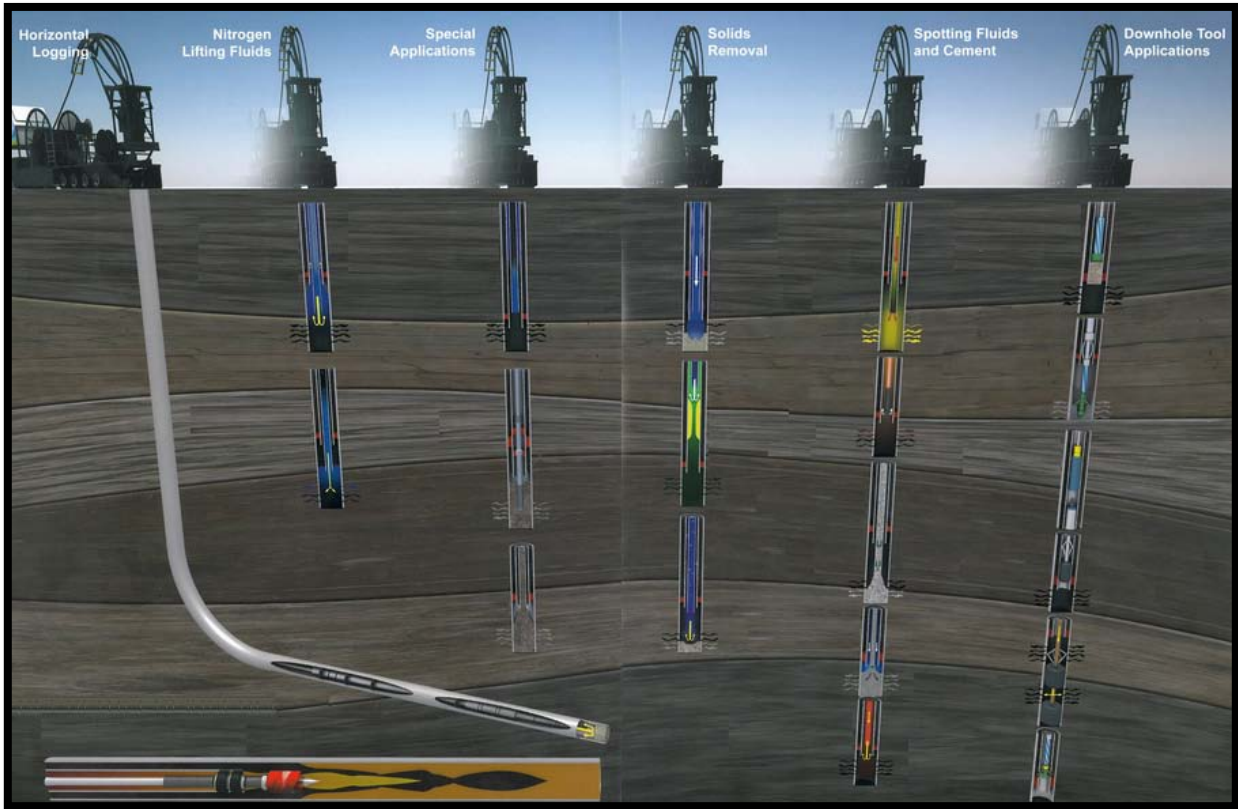


Figura 5. 1. Aplicaciones de la Tubería Flexible en la Industria Petrolera.

11. Menor tiempo de instalación de equipos
12. Eficiencia y seguridad en intervalos de pozos vivos(arrancados)
13. Capacidad de rápida movilización, instalación y preparación del equipo.
14. Circulación continua: se puede bombear fluido mientras se introduce o retira la sarta
15. Menores riesgos operativos
16. Aumenta la seguridad del personal
17. Disminuye el número de conexiones evitando posibles fugas
18. Optimizar tiempos tanto en pozos horizontales como verticales
19. Reducción del costo de intervención
20. Eliminar la necesidad de control del pozo
21. Optimizar tiempos tanto en pozos horizontales como verticales
22. Reducción del costo de intervención
23. Eliminar la necesidad de control del pozo

Desventajas Generales del Uso de la Tubería Flexible

1. El peso de las herramientas es una limitante para el equipo de tubería flexible
2. La tubería flexible no puede ser rotada
3. La longitud de la sarta con TF está limitada principalmente por el diámetro y el peso del carrete debido al transporte de los carretes

4. Diámetros limitados
5. Existen algunos accesorios que no están disponibles para el uso con TF principalmente en accesorio de terminación convencional.
6. La tubería es susceptible a torcerse lo cual causa la fatiga de la tubería.
7. La TF típicamente tiene un espesor de pared menor que la tubería por tramos limitando la resistencia a la carga de tensión.
8. Debido a los efectos de fatiga por doblado la resistencia del material se ve reducida
9. Debido a los diámetros pequeños y longitudes considerables las pérdidas de presión son muy altas al estar bombeando fluido a través de la TF

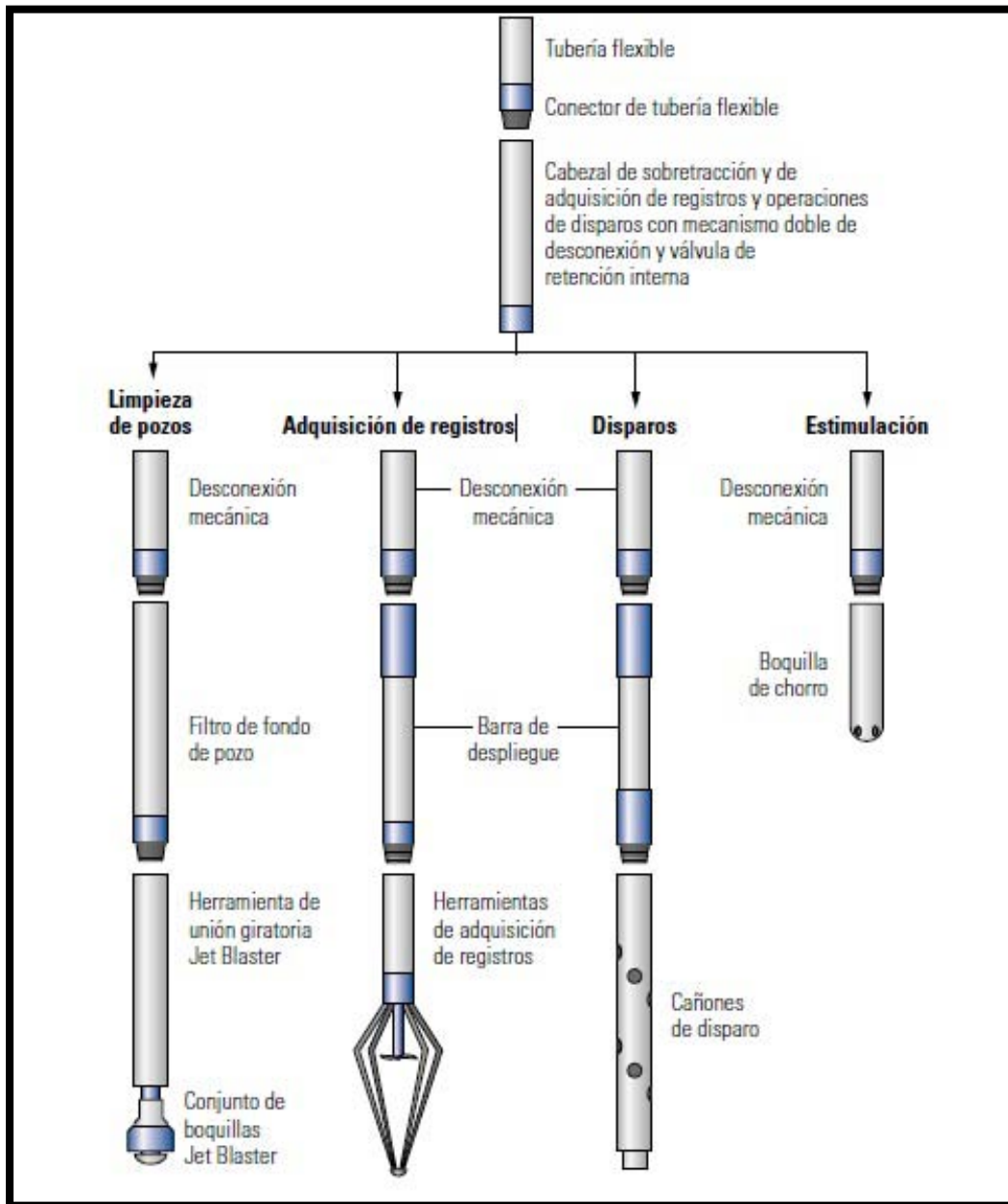


Figura 5. 2. Arreglos de BHA, diferentes operaciones con tubería flexible en pozos petroleros.

5.3 Ventajas y desventajas del Uso de Tubería Flexible en las diferentes operaciones en pozos petroleros

Ventajas del Uso de la Tubería Flexible en la Perforación de Pozos Petroleros

1. Circulación constante con la tubería flexible
2. Disminuye el potencial de atascos de tubería
3. No se tiene acciones de pistoneo, ni snubeo en el pozo durante los viajes
4. Reduce la posibilidad de eventos de control de pozo (flujos y reventones)
5. Mudanzas, ensamblaje y retiro a otro pozo es más rápido. No se requiere grúas para ninguno de los equipos.
6. Los equipos se instalan en un corto periodo de tiempo
7. Los equipos más chicos se instalan en 1 hora y se retiran en 45 minutos
8. Versatilidad de "Snubbing"
9. El tubo flexible puede inyectar tanto como puede levantar
10. Es seguro y eficiente
11. Un ambiente de trabajo seguro, limpio, y altamente automatizado
12. Tasas de penetración más rápidas; Tubería flexible: hasta 420 m (1,378 pies) por hora, Tubería convencional: 120 m (394 pies) por hora
13. Está comprobado que se perforan pozos 2 a 1 en comparación a equipos convencionales.
14. Capacidad para monitorear las condiciones de fondo de pozo (como la presión de fondo de pozo, el peso real de la barrena, y las vibraciones, entre otros) y para obtener los registros de calidad en tiempo real durante la perforación.

Desventajas del Uso de la Tubería Flexible en la Perforación de Pozos Petroleros

1. No se puede girar.
2. Se limita la capacidad de pesca.
3. Los diámetros pequeños, en su interior.
4. Limitado alcance en los laterales horizontales.
5. Bajos gastos de circulación.
6. Altas presiones de circulación.
7. Corta vida útil del tubo.
8. Alta mantenimiento.
9. Altos costos diarios.
10. Disponibilidad limitada de unidades de alta capacidad.

Ventajas del Uso de la Tubería Flexible en la Terminación de Pozos Petroleros

1. Un orificio de tamaño convencional se mantiene a través del yacimiento.
2. Reducción de logística y manipulación
3. Reducción de los costos de terminación.
4. Mejora la eficiencia de la terminación
5. Extiende la vida de la terminación

6. Menor riesgo mecánico
7. Mejora la recuperación de las reservas

Desventajas del Uso de la Tubería Flexible en la Terminación de Pozos Petroleros

1. La profundidad de la sarta de producción con TF está limitada principalmente por el peso del carrete y el transporte a la localización.
2. Las terminaciones en diámetros pequeños, restringen el área de flujo.
3. Algunos accesorios de la terminación convencional no están disponibles para ser usados con la TF.
4. Longitud del carrete de la TF.

Ventajas del Uso de Tubería Flexible en los Registros de Pozos Petroleros

1. Se pueden tomar registros en intervalos muy distantes en pozos altamente desviados y en secciones horizontales.
2. Se pueden utilizar herramientas de moliendas
3. Se obtiene un registro continuo con gran rapidez y puede ser al introducir o extraer la tubería.
4. Se pueden combinar sondas o herramientas de gran longitud y deslizarse a través de agujeros con altas severidades.
5. Se pueden circular fluidos a través de la tubería antes, durante y después de la toma de registros.
6. No existen riesgos de pegaduras ni atrapamientos en zonas altamente permeables.
7. Se pueden tomar registros en pozos arrancados o en pozos que estén fluyendo.
8. Se pueden tomar registros de producción en pozos de alta presión sin correr el riesgo de que las herramientas sean expulsadas del pozo.
9. Se puede aprovechar la capacidad de conducir fluidos y la transmisión de energía para operar herramientas especializadas y así obtener información en tiempo real.
10. El cable se encuentra protegido al ir en el interior de la tubería flexible

Desventajas del Uso de Tubería Flexible en los Registros de Pozos Petroleros

1. El peso de las herramientas es una limitante para el equipo de tubería flexible.

Ventajas del Uso de la Tubería Flexible en la Operación de Disparos en Pozos Petroleros

1. Facilidad para operar en pozos desviados y horizontales
2. Se puede instalar un conductor eléctrico o un conducto hidráulico para mejorar aún más la capacidad de una sarta de tubería flexible
3. Se facilita la aplicación de disparos dirigidos
4. En caso de una redisparo se pueden efectuar sin necesidad de extraer tubería

5. Menor costo y mayor flexibilidad de trabajo
6. Velocidad
7. Menor tiempo de instalación de equipos
8. Eficiencia y seguridad en intervalos de pozos vivos(arrancados)
9. Capacidad de rápida movilización, instalación y preparación del equipo.
10. Circulación continua: se puede bombear fluido mientras se introduce o retira la sarta
11. Reducción del tiempo en el que el pozo no produce
12. Menores riesgos operativos
13. Aumenta la seguridad del personal
14. La rigidez de la sarta de TF permite el uso de distintas herramientas y adaptaciones para utilizar dentro del pozo
15. Disminuye el número de conexiones evitando posibles fugas
16. Se puede trabajar con presión de superficie presente
17. La ausencia de conexiones de tubería provee mayor holgura en el espacio anular y permite correr mayores tamaños de TF

Desventajas del Uso de la Tubería Flexible en la Operación de Disparos en Pozos Petroleros

1. La longitud de la sarta con TF está limitada principalmente por el diámetro y el peso del carrete debido al transporte de los carretes
2. Diámetros limitados
3. Existen algunos accesorios que no están disponibles para el uso con TF principalmente en accesorio de terminación convencional.
4. La tubería es susceptible a torcerse lo cual causa la fatiga de la tubería.
5. La TF típicamente tiene un espesor de pared menor que la tubería por tramos limitando la resistencia a la carga de tensión.
6. Debido a los efectos de fatiga por doblado la resistencia del material se ve reducida
7. Debido a los diámetros pequeños y longitudes considerables las pérdidas de presión son muy altas al estar bombeando fluido a través de la TF
8. La desventaja de no poder rotar la TF en superficie se ha superado con el desarrollo de herramientas rotatorias en el fondo del pozo

Ventajas del Uso de Tubería Flexible en la Operación de Inducciones de Pozos Petroleros

1. Optimizar tiempos tanto en pozos horizontales como verticales
2. No es necesario recuperar el aparejo
3. Mayor eficiencia del tratamiento
4. Posición exacta del tratamiento

Desventajas del Uso de Tubería Flexible en la Operación de Inducciones de Pozos Petroleros

1. El volumen de fluido a inyectar debe considerar el volumen de todo el carrete de TF.
2. La operación está limitada por la longitud del carrete.

Ventajas del Uso de Tubería Flexible en Operaciones de Estimulaciones con Tubería Flexible

1. Optimizar tiempos tanto en pozos horizontales como verticales
2. Reducción del costo de intervención
3. Eliminar la necesidad de control del pozo
4. No es necesario recuperar el aparejo
5. La tubería puede ser snubbeada
6. Las incrustaciones o depósitos de óxido no reaccionan con los fluidos de tratamiento
7. Mayor eficiencia del tratamiento
8. Posición exacta del tratamiento

Desventajas del Uso de Tubería Flexible Operaciones de Estimulaciones con Tubería Flexible

1. Los gastos y presiones de inyección están limitados por el diámetro de la TF.
2. La operación está limitada por la longitud de la TF.
3. El volumen de inyección es menor con respecto a una tubería convencional

Ventajas del Uso de Tubería Flexible en Operaciones de Fracturamiento Selectivo con Tubería Flexible

1. Optimizar tiempos tanto en pozos horizontales como verticales
2. Reducción del costo de intervención
3. Eliminar la necesidad de control del pozo
4. No es necesario recuperar el aparejo
5. La tubería puede ser snubbeada
6. Las incrustaciones o depósitos de óxido no reaccionan con los fluidos de tratamiento
7. Se pueden realizar fracturas múltiples en una sola bajada
8. Mayor eficiencia del tratamiento
9. Posición exacta del tratamiento

Desventajas del Uso de Tubería Flexible en Operaciones de Fracturamiento Selectivo con Tubería Flexible

1. El gasto y la presión de inyección para el fracturamiento está limitado por el diámetro de la TF
2. La operación está limitada por la longitud del carrete.

Ventajas del Uso de Tubería Flexible en las Operaciones de Limpieza de Pozos Petroleros

1. Posicionamiento exacto del BHA de limpieza
2. Elimina pegaduras de la sarta
3. Se puede usar en secciones altamente desviadas
4. Mayor eficiencia y exactitud en el proceso de limpieza.

Desventajas del Uso de Tubería Flexible en las Operaciones de Limpieza de Pozos Petroleros

1. El tipo de fluido a utilizar en la operación de limpieza
2. El peso de la sarta para la operación está limitado
3. El gasto de bombeo para la operación de limpieza hidráulica está limitado por el diámetro de la TF.
4. El flujo para la remisión de los desechos generados debe ser constante.

Ventajas del Uso de Tubería Flexible en las Operaciones de Pesca de Pozos Petroleros

1. Tiene la capacidad de circular fluidos de limpieza incluyendo nitrógeno y ácido a altas presiones para lavar y remover arena, lodos, y otros residuos que se puedan encontrar en la cima del pescado.
2. Tiene la capacidad de generar largos esfuerzos axiales en pozos altamente desviados para atrapar y recuperar los pescados que son demasiado pesados para extraerlos con línea de acero.

Desventajas del Uso de Tubería Flexible en las Operaciones de Pesca de Pozos Petroleros

1. El peso del BHA está limitado por el diámetro de la TF
2. La operación está limitada a la longitud del carrete de TF
3. Los esfuerzos de tensión en las operaciones de pesca deben ser controlados

Ventajas del Uso de Tubería Flexible en las Operaciones de Cementación de Pozos Petroleros

1. Se pueden utilizar volúmenes pequeños para el control del pozo
2. Precisión en la colocación del cemento
3. Se reduce el riesgo de pegaduras debido a que la tubería es continua
4. Se puede desplazar el cemento contaminado en una cementación forzada
5. Poca posibilidad de que se contamine la lechada durante la colocación

Desventajas del Uso de Tubería Flexible en las Operaciones de Cementación de Pozos Petroleros

1. El gasto y la presión de inyección de cemento está limitado en las operaciones de cementaciones forzadas
2. La profundidad de los taponos de cemento está limitada por la longitud del carrete

Conclusiones

El uso de la TF ha sido más común en las operaciones de la industria petrolera, esto debido a los grandes avances que ha tenido en cuanto a los materiales para su fabricación así como la gran demanda para realizar operaciones con mayor precisión y en un menor tiempo.

La tubería flexible ha mostrado ser una excelente opción como herramienta de trabajo y cada vez más es utilizada en las diferentes operaciones. Al ser un equipo compacto pero con una alta resistencia a los esfuerzos en la tubería muestra una excelente opción de trabajo reduciendo principalmente el tiempo en el cual el equipo se traslada a la zona de trabajo, es instalado y lleva a cabo la operación programada.

Al reducir el tiempo de operación se ve beneficiado automáticamente el costo asociado a la operación con respecto a un equipo convencional, considerando una buena planeación de dicha operación para seleccionar esta tecnología adecuadamente.

El equipo de tubería flexible se considera un equipo compacto en cuanto se refiere a las intervenciones de pozo. Al no tener una gran cantidad de conexiones se ve disminuido el posible riesgo que estas presentan, como son fugas, desconexiones, hermeticidad, etc. Esto crea un ambiente de trabajo más seguro tanto para el equipo como para el personal de trabajo.

La tecnología de tubería flexible cuenta con diferentes accesorios con los cuales puede ser equipada para correlacionar la profundidad y tener una mayor exactitud de la posición y profundidad a la cual se encuentra la tubería dentro del pozo.

Los trabajos en pozos desviados se ven beneficiados por el alto límite elástico que presenta la tubería flexible así como su rigidez que la hace ideal para transportar los BHA a través de las secciones horizontales o con alto grado de desviación a diferencia de lo que se puede lograr utilizando la línea de acero.

Los diferentes diámetros que maneja la tubería flexible hacen posible poder realizar operaciones a través de los aparejos de producción, esto sin que se vea afectada la producción de hidrocarburos, así como también la ventaja de poder trabajar y controlar pozos vivos ya que tiene la capacidad de tener flujo continuo.

Existen dos tipos de sarta de tubería flexible una que cuenta con diferente diámetro interno llamadas tuberías telescópicas este tipo de sartas se utilizan en operaciones que requieren un arreglo de BHA el cual va a estar sujeto a diferentes esfuerzos de tensión durante la operación. Por otro lado existen sartas con un espesor de pared uniforme ideales para operaciones donde se requiere el bombeo de fluidos.

Para la perforación de pozos con tubería flexible se requiere un equipo similar al convencional, por otra parte se pueden manejar equipos llamados híbridos; estos equipos tienen la capacidad de manejar tanto el equipo de tubería flexible como el uso de tubería convencional esto con la ayuda de un mástil y sus elementos para manipular la tubería.

Las principales limitaciones que presenta la tubería flexible son el peso y la longitud del carrete, esto limita las operaciones a ciertas profundidades según el diámetro y la longitud de la TF, debido a que se vuelve más compleja su transportación a la ubicación de trabajo (permisos de circulación en carretera, dimensiones del equipo durante el traslado, sobre peso del carrete).

La tubería flexible no cuenta con la capacidad de ser rotada desde la superficie con lo cual es necesario utilizar un procedimiento operativo diferente al igual que es necesario el uso de herramientas para superar este tipo de desventajas como son los motores de fondo, posicionadores, centradores, etc.

Debido a los diámetros pequeños y longitudes considerables las pérdidas de presión son muy altas al estar bombeando fluido a través de la TF

Los motores de fondo necesarios para la perforación con tubería flexible requieren de un cable de alimentación eléctrico, este se utiliza para darle instrucciones al motor de fondo desde superficie y para transportar a superficie la información de los registros de pozo en tiempo real.

La vida útil de la tubería flexible depende de los esfuerzos mecánicos y los puntos de fatiga a los que está sometida la tubería en las operaciones.

Los diámetros de fabricación de la tubería flexible y la longitud se encuentran limitados debido a las dimensiones que puede alcanzar el carrete al ser enrollada la tubería en el mismo, viéndose afectada la capacidad de transportación del equipo.

Nomenclatura

μ	Viscosidad [cp]
A	Área de sección transversal de la tubería [in ²]
Bls	Barriles
BHA	Conexión de fondo por sus siglas en ingles
BHP	Presión de fondo de pozo
BOP	Conjunto de preventores por sus siglas en ingles
cc	Centímetro cubico
Cf	Compresibilidad de la formación de interés [kpsi]
CO₂	Dióxido de carbono
E	Módulo de Young o módulo de elasticidad [kg/cm ²] 2.11x10 ⁶ kg/cm ² para el acero
F	Fuerza o tensión aplicada [kg]
Fa	Fuerza axial
Fe	Fuerza efectiva
ft	Pies
Gal	Galones
GPM	Galones por minuto
H₂S	Ácido Sulfhídrico
<i>h_{max}</i>	Longitud máxima de la TF
ID	Diámetro interno [in]
In	Pulgadas
K	Permeabilidad [mD]
Kg	Kilogramos
L	Longitud [m]
lb	Libras

min	Minutos
N₂	Nitrógeno
OD	Diámetro externo [in]
P_{dif}	Presión diferencial [psi]
P_f	Presión de fractura [psi]
P_{hid}	Presión hidrostática [psi]
P_i	Presión interna [psi]
P_o	Presión externa [psi]
psi	Libras por pulgada cuadrada
Q	Gasto [bls/día]
R	Espacio anular entre la tubería y el agujero [in]
rpm	Revoluciones por minuto
seg	Segundos
T	Tensión
t	Tiempo [seg]
T.F.	Tubería Flexible
V	Volumen [m ³]
W	Peso
WOB	Peso sobre barrena
W_{df}	Densidad del fluido de perforación (<i>lb/gal</i>)
δ	Deformación longitudinal
ε	Deformación del material (adimensional)
ρ	Densidad [gr/cc]
σ_a	Esfuerzo axial
σ_h	Esfuerzo circunferencial
σ_d	Esfuerzo de doblamiento

σ_r	Esfuerzo radial
σ_y	Esfuerzo de cedencia
τ	Esfuerzo de torsión
Φ	Porosidad [%]

Referencias

- [1] Schlumberger, **“Oil Field Review”**, 2004.
- [2] National Oil Varco, **“An Introduction to Coiled Tubing History, Applications, and Benefits”**, 2001.
- [3] Technology Focus, **“Coiled Tubing applications”**, 2010.
- [4] Ali Chareuf Afghoul. **“Coiled Tubing: The next generation”**, ZADCO, 2004.
- [5] Quality tubing, **“Design, manufacture Testing & Quality procedure”**.
- [6] Jiang Wu and H.C. Juvkam-Wold, **“Coiled Tubing Buckling Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells”**, 1993.
- [7] Nicolás Rebasea, **“La importancia de considerar la resistencia a los esfuerzos axiales en los tubulares sometidos a operaciones de fractura”**, 2009.
- [8] ICOTA, **“Coil Tubing BHA Components”**.
- [9] TENARIS, **“Coiled Tubing for Downhole Applications”**.
- [10] TAYLOR MADE OIL TOOLS, **“Coiled Tubing Tools & Accessories”**.
- [11] NRF-039-PEMEX-2008, **“Disparos en Pozos Petroleros”**, PEMEX, 2008.
- [12] STPS-LFT, **“Ley Federal del Trabajo”**, STPS, 2013.
- [13] MAURER ENGINEERING INC, **“Coiled Tubing Technology”**, 1998.
- [14] T. G. Bryan & Assocs. **“Coiled Tubing Drilling in perspective”**, 1999.
- [15] R. R. MacDonald, **“Balanced Drilling With Coiled Tubing”**, 1994.
- [16] D. R. Anderson, **“A New Integrated, Wireline-Steerable, Bottom Hole Assembly Brings Rotary Drilling-Like Capabilities to Coiled Tubing Drilling”**, 1997.
- [17] Lance Portman, BJ Services, **“Cheap, Directional Wells Drilled Underbalanced With Coiled Tubing: An Experience in the Australian Outback”**, 2004.
- [18] Dan W. Morrison, **“Coiled Tubing Innovation Advances New Completion Concept”**, 2001.

- [19] Perry W. Courville, **“Coiled Tubing Completions: An Economic Discussion of Procedures”**, 1995.
- [20] Phil Head, XL Technology, **“Slimwell Concept-Innovative Coiled Tubing Completion Technology”**, 1999.
- [21] Abderrahmane Boumali, **“Tubería Flexible: Métodos Innovadores de Intervención de Pozos”**, 2006.
- [22] Schlumberger, **“Servicios de tubería flexible y Nitrógeno”**, 2013.
- [23] Kumar PS, **“Elimination Multiple Interventions Using a Single Rig-Up Coiled Tubing Solution”**, 2005.
- [24] Loyd East, **“Pinpoint Stimulation: Fracture Stimulation Processes For Multiple Interval Completations”**, 2005.
- [25] Halliburton, **“Coiled Tubing Fracturing Service”**.
- [26] Baker Hughes, **“Coiled Tubing Solutions”**, 2003.
- [27] Enos Johnson, Jimmy Land Mark Lee, Oil, Field Review, **“Como Optimizar el arte de la pesca”**, 2013.
- [28] R.L Hilts, Otis Engineering Corp; S.H Flower Jr. Halliburton Manufacturing & Services Ltd, C.W Pleasants, Otis Engineering Corp, **“Fishing With Coiled Tubing”**, 1993.
- [29] CETCO, **“Coiled Tubing Applications”**, 2014.

Bibliografía

- I. Schlumberger. **“Tubería Flexible, Fabricación y Limitaciones, Nivel I”**.
- II. Schlumberger, **“Coiled Tubing Capacity Set”**.
- II. Norsok Standard, **“Coiled Tubing Equipment”**, D-SR-005, 1996.
- IV. Un siglo de la perforación en México, **“Tomo 9, Técnicas especiales de perforación”**.
- V. Un siglo de la perforación en México, **“Tomo 10, Servicios de apoyo a la perforación”**.
- VI. M.I. Viñas Rodríguez Rafael, **“Manual, Descripción y aplicaciones de la tubería flexible en pozos petroleros”**, UNAM.
- VII. BJ Services Co, **“Manual de Operador de Tubería Flexible”**.
- VII. American Petroleum Institute, API recommended practice 5C7, **“Recommended Practice for Coiled Tubing Operations in Oil and Gas Well Services”**, 1996.
- IX. Castañeda Rojano Valeria Celeste, Tesis Profesional, **“Fracturamiento Selectivo con Tubería Flexible”**, UNAM, 2009.

Anexos

A-1. Propiedades Mecánicas API de la Tubería Flexible

OD In	Peso lbm/ft	ID in	Grado	Espesor de Pared		Presión Hidrostática psi	OD/ Gasto	R. Colapso psi	R. Tensión lbm	R. Presión interna psi	R. Torsión lbf×ft
				Max In	Min in						
0.750	0.590	0.584	CT55	0.083	0.078	9200	9.62	10246	9060	11440	138
1.000	0.740	0.850	CT70	0.075	0.070	7800	14.29	8902	14320	9800	316
1.000	0.740	0.850	CTSO	0.075	0.070	9000	14.29	9901	16360	11200	361
1.000	0.740	0.850	CT90	0.075	0.070	10000	14.29	10846	8410	12600	406
1.000	0.790	0.840	CT70	0.080	0.075	8400	13.33	9715	15260	11480	332
1.000	0.790	0.840	CT80	0.080	0.075	9600	13.33	11103	17440	12000	379
1.000	0.790	0.840	CT90	0.080	0.075	10000	13.33	12255	19620	13500	426
1.000	0.810	0.834	CT55	0.083	0.078	6900	12.82	7911	12430	8530	268
1.000	0.850	0.826	CT70	0.087	0.082	9200	12.20	10535	16550	11480	353
1.000	0.850	0.826	CT80	0.087	0.082	10000	12.20	12040	18920	13120	403
1.000	0.850	0.826	CT90	0.087	0.082	10000	12.20	13545	21280	14760	454
1.000	0.920	0.810	CT70	0.095	0.090	10000	11.11	11467	18010	12600	376
1.000	0.920	0.810	CT80	0.095	0.090	10000	11.11	13105	20580	14400	430
1.000	0.920	0.810	CT90	0.095	0.090	10000	11.11	14743	23160	16200	484
1.000	0.980	0.796	CT70	0.102	0.097	10000	10.31	12262	19260	13580	395
1.000	0.980	0.796	CT80	0.102	0.097	10000	10.31	14014	22010	15520	452
1.000	0.980	0.796	CT90	0.102	0.097	10000	10.31	15765	24770	17460	508
1.000	1.040	0.782	CT70	0.109	0.104	10000	9.62	13040	20490	14560	414
1.000	1.040	0.782	CT80	0.109	0.104	10000	9.62	14903	23420	16640	473
1.000	1.040	0.782	CT90	0.109	0.104	10000	9.62	16766	26350	18720	532
1.000	1.170	0.750	CT7C	0.125	0.117	10000	8.55	14459	22720	16380	452
1.000	1.170	0.750	CT80	0.125	0.117	10000	8.55	16525	25960	18720	516
1.000	1.170	0.750	CT90	0.125	0.117	10000	8.55	18590	29210	0.2106	581
1.250	0.940	1.100	CT70	0.075	0.070	6300	17.86	5928	18160	7840	517
1.250	0.940	1.100	CT80	0.075	0.070	7200	17.86	6465	20760	8960	622
1.250	0.940	1.100	CT90	0.075	0.070	8100	17.86	6936	23350	10080	664
1.250	1.000	1.090	OT70	0.080	0.075	6700	16.67	6778	19380	8400	544
1.250	1.000	1.090	CT80	0.080	0.075	7700	16.67	7447	22150	9600	590
1.250	1.000	1.090	CT90	0.080	0.075	8600	16.67	8053	24920	10800	700

OD In	Peso lbm/ft	ID in	Grado	Espesor de Pared		Presión Hidrostática psi	OD/ Gasto	R. Colapso Psi	R. Tensión lbm	R. Presión interna psi	R. Torsión lbft
				Max In	Min in						
1.250	1.030	1.084	CT55	0.083	0.078	5500	16.03	6081	15800	6860	440
1.250	1.080	1.076	CT70	0.087	0.082	7300	15.24	7974	21060	9180	582
1.250	1.080	1.076	CT80	0.087	0.082	8400	15.24	8830	24070	10500	665
1.250	1.080	1.076	CT90	0.087	0.082	9400	15.24	9627	27080	11810	748
1.250	1.170	1.062	OT70	0.095	0.090	8100	13.89	9330	22960	10080	623
1.250	1.170	1.062	CT80	0.095	0.090	9200	13.89	10397	26240	11520	712
1.250	1.170	1.062	CT90	0.095	0.090	10000	13.89	11409	29520	12960	801
1.250	1.250	1.046	CT70	0.102	0.097	8700	12.89	10019	24600	10860	658
1.250	1.250	1.046	CT80	0.102	0.097	9900	12.89	11450	28110	12420	752
1.250	1.250	1.046	CT90	0.102	0.097	10000	12.89	12881	31620	13970	846
1.250	1.330	1.032	CT70	0.109	0.104	9300	12.02	10678	26210	11650	691
1.250	1.330	1.032	CT80	0.109	0.104	10000	12.02	12204	29950	13310	790
1.250	1.330	1.032	CT90	0.109	0.104	10000	12.02	13729	33700	14980	889
1.250	1.500	1.000	CT70	0.125	0.117	10000	10.68	11881	29150	13100	762
1.250	1.500	1.000	CTSO	0.125	0.117	10000	10.68	13579	33320	14980	871
1.250	1.500	1.000	CT90	0.125	0.117	10000	10.68	15276	37480	16850	980
1.250	1.600	0.982	CT70	0.134	0.126	10000	9.92	12690	31140	14110	799
1.250	1.600	0.982	CT80	0.134	0.126	10000	9.92	14503	35590	16130	913
1.250	1.600	0.982	CT90	0.134	0.126	10000	9.92	16316	40040	18140	1028
1.250	1.820	0.900	CT70	0.175	0.167	10000	7.49	16196	39770	18700	944
1.250	1.820	0.900	CT80	0.175	0.167	10000	7.49	16694	40990	18940	1008
1.250	1.820	0.900	CT90	0.175	0.167	10000	7.49	18781	46110	21310	1134
1.250	2.010	0.938	CT70	0.156	0.148	10000	8.45	14607	35870	16580	882
1.250	2.010	0.938	CT80	0.156	0.148	10000	8.45	18510	45460	21380	1079
1.250	2.010	0.938	OT90	0.156	0.148	10000	8.46	20823	51140	24050	1214
1.500	0.430	1.310	CT90	0.095	0.090	8600	16.67	8053	35880	10800	1200
1.500	1.430	1.310	CT55	0.095	0.090	5300	16.67	5687	21930	6600	733
1.500	1.430	1.310	CT70	0.095	0.090	6700	16.67	6778	27910	8400	933
1.500	1.430	1.310	CT80	0.095	0.090	7700	16.67	7447	31890	9600	1066
1.500	1.520	1.296	CT70	0.102	0.097	7200	15.46	7776	29930	9050	988
1.500	1.520	1.296	CT80	0.102	0.097	8300	15.46	8600	34200	10350	1129
1.500	1.520	1.296	CT90	0.102	0.097	9300	15.46	9366	38480	11640	1270
1.500	1.620	1.282	CT70	0.109	0.104	7800	14.42	8768	31930	9710	1041
1.500	1.620	1.282	CT80	0.109	0.104	8900	14.42	9746	36490	11090	1189

OD In	Peso lbm/ft	ID in	Grado	Espesor de Pared		Presión Hidrostática psi	OD/ Gasto	R. Colapso Psi	R. Tensión lbm	R. Presión interna psi	R. Torsión lbf×ft
				Max In	Min in						
1.500	1.620	1.282	CT90	0.109	0.104	10000	14.42	10670	41050	12480	1338
1.500	1.840	1.250	CT70	0.125	0.117	8700	12.82	10069	35580	10920	1155
1.500	1.840	1.250	CT80	0.125	0.117	10000	12.82	11507	40670	12480	1320
1.500	1.840	1.250	CT90	0.125	0.117	10000	12.82	12945	45750	14040	1485
1.500	1.950	1.232	CT70	0.134	0.126	9400	11.90	10776	38070	11760	1216
1.500	1.950	1.232	CT80	0.134	0.126	10000	11.90	12316	43510	13440	1389
1.500	1.950	1.232	CT90	0.134	0.126	10000	11.90	13855	48950	15120	1563
1.500	2.240	1.188	CT70	0.156	0.148	10000	10.14	12445	44000	13810	1353
1.500	2.240	1.188	CT80	0.156	0.148	10000	10.14	14223	50290	15790	1547
1.500	2.240	1.188	CT90	0.156	0.148	10000	10.14	16001	56580	17760	1740
1.500	2.480	1.150	CT70	0.175	0.167	10000	8.98	13854	48950	15590	1460
1.500	2.480	1.150	CT80	0.175	0.167	10000	8.98	15833	55950	17810	1669
1.500	2.480	1.150	CT90	0.175	0.167	10000	8.98	17812	62940	20040	1878
1.750	1.680	1.560	CT55	0.095	0.090	4500	19.44	4281	25810	5660	1026
1.750	1.800	1.543	CT90	0.102	0.097	8000	18.04	6780	45340	9980	1781
1.750	1.910	1.560	CT70	0.109	0.104	6700	16.83	6657	37650	8320	1462
1.750	1.910	1.560	CT80	0.109	0.104	7600	16.83	19996	43020	9510	1864
1.750	1.910	1.560	CT90	0.109	0.104	8600	16.83	7894	48400	10700	1880
1.750	2.170	1.532	CT70	0.125	0.117	7500	14.96	8236	42020	9360	1631
1.750	2.170	1.532	CT80	0.125	0.117	8600	14.96	9131	48020	10700	1671
1.750	2.170	1.532	CT90	0.125	0.117	9600	14.96	9970	54020	12030	2097
1.750	2.310	1.438	CT70	0.156	0.148	9500	11.82	10842	52140	11840	1928
1.750	2.310	1.438	CT80	0.156	0.148	9200	11.82	10397	51430	11520	1967
1.750	2.310	1.438	CT90	0.156	0.148	10000	11.82	11409	57860	12960	2213
1.750	2.660	1.482	CT70	0.134	0.136	8100	12.87	9330	45000	10080	1721
1.750	2.660	1.482	CT80	0.134	0.136	10000	12.87	12391	59590	13530	2203
1.750	2.660	1.482	CT90	0.134	0.136	10000	12.87	13940	67040	15220	2479
1.750	2.940	1.400	CT70	0.175	0.167	10000	10.48	12084	58140	13360	2092
1.750	2.940	1.400	CT80	0.175	0.167	10000	10.48	13810	66440	15270	2391
1.750	2.940	1.400	CT90	0.175	0.167	10000	10.48	15537	74750	17180	2690
1.750	3.140	1.374	CT70	0.188	0.180	10000	9.72	12921	62150	14400	2197
1.750	3.140	1.374	CT80	0.188	0.180	10000	9.72	14767	71030	16460	2511
1.750	3.140	1.374	CT90	0.188	0.180	10000	9.72	16613	79900	18510	2825
2.000	2.200	1.782	CT70	0.109	0.104	5800	19.23	13525	43360	7280	1956

OD In	Peso lbm/ft	ID in	Grado	Espesor de Pared		Presión Hidrostática psi	OD/ Gasto	R. Colapso psi	R. Tensión lbm	R. Presión interna psi	R. Torsión lbf×ft
				Max In	Min in						
2.000	2.200	1.782	CT80	0.109	0.104	6700	19.23	5485	49560	8320	2235
2.000	2.500	1.750	CT70	0.125	0.117	6600	17.09	6464	48450	8190	2189
2.000	2.500	1.750	CT80	0.125	0.117	7500	17.09	7085	55370	9360	2502
2.000	2.500	1.750	CT90	0.125	0.117	9100	17.09	8898	66760	11340	2976
2.000	2.670	1.732	CT 70	0.134	0.126	7100	15.87	7421	51930	8820	2314
2.000	2.670	1.732	CT80	0.134	0.126	8100	15.87	8190	59340	10080	2645
2.000	2.670	1.732	CT90	0.134	0.126	8400	15.87	7641	62290	10530	2814
2.000	3.070	1.688	CT70	0.154	0.148	8300	13.51	9596	60280	10360	2605
2.000	3.070	1.688	CT80	0.154	0.148	9500	13.51	10894	68890	11840	2978
2.000	3.070	1.688	CT90	0.154	0.148	10000	13.51	11975	77500	13320	3350
2.000	3.410	1.650	CT70	0.175	0.167	9400	11.98	10711	67320	11690	2839
2.000	3.410	1.650	CT80	0.175	0.167	10000	11.98	12241	76930	13360	3245
2.000	3.410	1.650	CT90	0.175	0.167	10000	11.98	13771	86550	5030	3651
2.000	3.640	1.624	CT70	0.188	0.180	10000	11.11	11467	72040	12600	2990
2.000	3.640	1.624	CT80	0.188	0.180	10000	11.11	13105	82340	14400	3417
2.000	3.640	1.624	CT90	0.188	0.180	10000	11.11	14743	92630	16200	3844
2.375	2.640	2.157	CT 70	0.109	0.104	4900	22.84	3333	51940	6130	2831
2.375	2.640	2.157	CT80	0.109	0.104	5600	22.84	3526	59360	7010	3236
2.375	2.640	2.157	CT90	0.109	0.104	6300	22.84	3754	66780	7880	3640
2.375	3.000	2.125	CT 70	0.125	0.117	5500	20.30	4497	58100	6900	3181
2.375	3.000	2.125	CT80	0.125	0.117	6800	20.30	5742	71220	8490	3853
2.375	3.000	2.125	CT90	0.125	0.117	7100	20.30	5054	74700	8870	4090
2.375	3.200	2.107	CT90	0.134	0.126	7600	18.85	6114	80120	11220	4334
2.375	3.210	2.107	CT70	0.134	0.126	5900	18.85	5303	62320	7430	3371
2.375	3.210	2.107	CT80	0.134	0.126	6300	18.85	4811	66400	7880	3635
2.375	3.700	2.063	CT70	0.156	0.148	7000	16.05	7270	72480	8720	4177
2.375	3.700	2.063	CT80	0.156	0.148	8000	16.05	8016	82840	9970	4360
2.375	3.700	2.063	CT90	0.156	0.148	9000	16.05	8701	93190	9550	4905
2.375	4.110	2.025	CT70	0.175	0.167	7900	14.22	8975	81090	9840	3815
2.375	4.110	2.025	CT80	0.175	0.167	9000	14.22	9936	92670	11250	4773
2.375	4.110	2.025	CT90	0.175	0.167	10000	14.22	10942	104260	12660	5370
2.375	4.390	1.999	CT70	0.188	0.180	8500	13.19	9809	86890	10610	4413
2.375	4.390	1.999	CT80	0.188	0.180	9700	13.19	11211	99300	12130	5043
2.000	2.200	1.782	CT80	0.109	0.104	6700	19.23	5485	49560	8320	2235

OD In	Peso lbm/ft	ID in	Grado	Espesor de Pared		Presión Hidrostática psi	OD/ Gasto	R. Colapso psi	R. Tensión lbm	R. Presión interna psi	R. Torsión lbft
				Max In	Min in						
2.375	4.390	1.999	CT90	0.188	0.180	10000	13.19	12477	11710	13640	5673
2.875	3.670	2.625	CT70	0.125	0.117	4600	24.57	2831	70960	5700	4793
2.875	3.670	2.625	CT80	0.125	0.117	5200	24.57	3033	81100	6510	5478
2.875	3.670	2.625	CT90	0.125	0.117	5900	24.57	3194	91240	7330	6163
2.875	3.920	2.607	CT70	0.134	0.126	4900	22.82	3341	76170	6140	5090
2.875	3.920	2.607	CT80	0.134	0.126	5600	22.82	3532	87050	7010	5817
2.875	3.920	2.607	CT90	0.134	0.126	6300	22.82	3761	97940	7890	6544
2.875	4.530	2.563	CT70	0.156	0.148	5300	19.43	4966	88760	7210	5789
2.875	4.530	2.563	CT80	0.156	0.148	6600	19.43	5353	101430	8240	6616
2.875	4.530	2.563	CT90	0.156	0.148	7400	19.43	5671	114110	9270	7443
2.875	5.050	2.525	CT70	0.175	0.167	6500	17.22	6371	99450	8130	6365
2.875	5.050	2.525	CT80	0.175	0.167	7400	17.22	6976	113660	9290	7274
2.875	5.050	2.525	CT90	0.175	0.167	8400	17.22	7517	127870	10460	8183
2.875	5.400	2.499	CT70	0.188	0.180	7000	15.97	7337	106680	8770	6744
2.875	5.400	2.499	CT80	0.188	0.180	3000	15.97	8093	121920	10020	7707
2.875	5.400	2.499	CT90	0.188	0.180	9000	15.97	8788	137160	11270	8671
2.875	5.790	2.469	CT70	0.203	0.195	7600	14.74	8448	114930	9500	7167
2.875	5.790	2.469	CT80	0.203	0.195	8700	14.74	9377	131340	10850	8191
2.875	5.790	2.469	CT90	0.203	0.195	9800	14.74	10249	147760	12210	9215
3.500	4.820	3.232	CT70	0.134	0.126	4000	27.78	2178	93490	5040	7736
3.500	4.820	3.232	CT80	0.134	0.126	4600	27.78	2282	106850	5760	8842
3.500	4.820	3.232	CT90	0.134	0.126	5200	27.78	2341	120200	6480	9947
3.500	5.570	3.188	CT70	0.156	0.148	4700	23.65	3051	109100	5920	8336
3.500	5.570	3.188	CT80	0.156	0.148	5400	23.65	3287	124680	6770	10099
3.500	5.570	3.188	CT90	0.156	0.148	6100	23.65	3482	140270	7610	11361
3.500	6.210	3.150	CT70	0.175	0.167	5300	20.96	4168	122410	6680	9750
3.500	6.210	3.150	CT80	0.175	0.167	6100	20.96	4430	139890	7630	11143
3.500	6.210	3.150	CT90	0.175	0.167	6900	20.96	4621	157380	9260	12536
3.500	6.650	3.124	CT70	0.188	0.180	6200	19.44	4961	131420	7200	10357
3.500	6.650	3.124	CT80	0.188	0.180	6600	19.44	5347	150190	8230	11837
3.500	6.650	3.124	CT90	0.188	0.180	7400	19.44	5664	168970	8590	13316
3.500	7.150	3.094	CT70	0.203	0.195	5800	17.95	5868	141730	7800	11038
3.500	7.150	3.094	CT80	0.203	0.195	7100	17.95	6396	161970	8910	12615
2.375	4.390	1.999	CT90	0.188	0.180	10000	13.19	12477	11710	13640	5673

OD In	Peso lbm/ft	ID in	Grado	Espesor de Pared		Presión Hidrostática psi	OD/ Gasto	R. Colapso psi	R. Tensión lbm	R. Presión interna psi	R. Torsión lbft
				Max In	Min in						
2.375	4.390	1.999	CT90	0.188	0.180	10000	13.19	12477	11710	13640	5673
2.875	3.670	2.625	CT70	0.125	0.117	4600	24.57	2831	70960	5700	4793
2.875	3.670	2.625	CT80	0.125	0.117	5200	24.57	3033	81100	6510	5478
2.875	3.670	2.625	CT90	0.125	0.117	5900	24.57	3194	91240	7330	6163
2.875	3.920	2.607	CT70	0.134	0.126	4900	22.82	3341	76170	6140	5090
2.875	3.920	2.607	CT80	0.134	0.126	5600	22.82	3532	87050	7010	5817
2.875	3.920	2.607	CT90	0.134	0.126	6300	22.82	3761	97940	7890	6544
2.875	4.530	2.563	CT70	0.156	0.148	5300	19.43	4966	88760	7210	5789
2.875	4.530	2.563	CT80	0.156	0.148	6600	19.43	5353	101430	8240	6616
2.875	4.530	2.563	CT90	0.156	0.148	7400	19.43	5671	114110	9270	7443
2.875	5.050	2.525	CT70	0.175	0.167	6500	17.22	6371	99450	8130	6365
2.875	5.050	2.525	CT80	0.175	0.167	7400	17.22	6976	113660	9290	7274
2.875	5.050	2.525	CT90	0.175	0.167	8400	17.22	7517	127870	10460	8183
2.875	5.400	2.499	CT70	0.188	0.180	7000	15.97	7337	106680	8770	6744
2.875	5.400	2.499	CT80	0.188	0.180	3000	15.97	8093	121920	10020	7707
2.875	5.400	2.499	CT90	0.188	0.180	9000	15.97	8788	137160	11270	8671
2.875	5.790	2.469	CT70	0.203	0.195	7600	14.74	8448	114930	9500	7167
2.875	5.790	2.469	CT80	0.203	0.195	8700	14.74	9377	131340	10850	8191
2.875	5.790	2.469	CT90	0.203	0.195	9800	14.74	10249	147760	12210	9215
3.500	4.820	3.232	CT70	0.134	0.126	4000	27.78	2178	93490	5040	7736
3.500	4.820	3.232	CT80	0.134	0.126	4600	27.78	2282	106850	5760	8842
3.500	4.820	3.232	CT90	0.134	0.126	5200	27.78	2341	120200	6480	9947
3.500	5.570	3.188	CT70	0.156	0.148	4700	23.65	3051	109100	5920	8336
3.500	5.570	3.188	CT80	0.156	0.148	5400	23.65	3287	124680	6770	10099
3.500	5.570	3.188	CT90	0.156	0.148	6100	23.65	3482	140270	7610	11361
3.500	6.210	3.150	CT70	0.175	0.167	5300	20.96	4168	122410	6680	9750
3.500	6.210	3.150	CT80	0.175	0.167	6100	20.96	4430	139890	7630	11143
3.500	6.210	3.150	CT90	0.175	0.167	6900	20.96	4621	157380	9260	12536
3.500	6.650	3.124	CT70	0.188	0.180	6200	19.44	4961	131420	7200	10357
3.500	6.650	3.124	CT80	0.188	0.180	6600	19.44	5347	150190	8230	11837
3.500	6.650	3.124	CT90	0.188	0.180	7400	19.44	5664	168970	8590	13316
3.500	7.150	3.094	CT70	0.203	0.195	5800	17.95	5868	141730	7800	11038
3.500	7.150	3.094	CT80	0.203	0.195	7100	17.95	6396	161970	8910	12615
2.375	4.390	1.999	CT90	0.188	0.180	10000	13.19	12477	11710	13640	5673

OD In	Peso lbm/ft	ID in	Grado	Espesor de Pared		Presión Hidrostática psi	OD/ Gasto	R. Colapso psi	R. Tensión lbm	R. Presión interna psi	R. Torsión lbf×ft
				Max In	Min in						
3.500	7.150	3.094	CT90	0.203	0.195	8000	17.95	6857	182220	10030	14192

A-2. Daño

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, resultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo a su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a la perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo a producir, Fig. A-2.1.

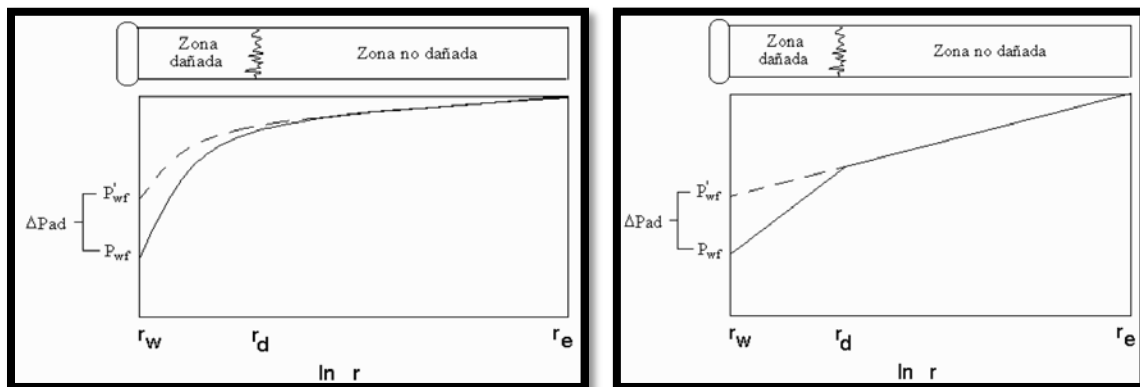


Figura A-2.1. Graficas de radio de daño, respecto al potencial de producción.

Operaciones Durante las Cuales se Produce el Daño

Perforación. Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectarán fuertemente la capacidad de producción del pozo.

Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas. El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la barrena y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

Cementación. Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar ésta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

Terminación. Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, recementaciones, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la recementación de tuberías propicia la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos. Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de formación. Aún con estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación. Adicionalmente, la zona de la roca alrededor de los túneles de las perforaciones es compactada y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones pueden ser completamente bloqueadas.

Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena, los empacamientos de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo, contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.

Estimulación. La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes.

Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos

compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, etcétera.

Limpieza. Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

Reparación de pozos. El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño, etcétera.

Producción. Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depresionado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfáltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo. En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

Inyección de agua. Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

Inyección de gas. El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.

A-3. Métodos de estimulación.

Los dos tipos básicos de estimulación son caracterizados por los gastos y presiones de inyección.

- Estimulación matricial: Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura
- Estimulación por fracturamiento: Gastos a presiones superiores a la presión de fractura

En casos cuando la permeabilidad es baja (<10 md), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la estimulación por fracturamiento. En este caso las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento.

Por otra parte, un valor grande de S en general será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación y terminación del mismo. Esta alteración en la vecindad del pozo puede realmente ser eliminada y así reducir a cero el valor de S , o en algunos casos disminuirlo más a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la estimulación matricial.

En cualquier caso, la estimulación reduce el efecto de daño, S , y el mejoramiento de la productividad del pozo resulta de un virtual incremento efectivo del radio del pozo.

Estimulación matricial

Existen 2 tipos de estimulación matricial que son:

- a) No reactiva
- b) Reactiva

La estimulación matricial no reactiva (o no ácida)

En la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc.

La estimulación matricial reactiva

En la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas calcáreas.

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relevantes, como son: la mineralogía de la formación, la identificación y evaluación del daño, la experiencia que se tiene en el área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio, etc.

Entre los factores más importantes a considerar están el tipo, severidad y localización del daño a remover. La selección del fluido de tratamiento dependerá básicamente de estos factores y de su compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.

En el caso de que el tipo de daño no se logre identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse, sólo quedando indicada la estimulación matricial reactiva. Esto debido a que existe una gran posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriéndose el riesgo no sólo de no remover el daño, sino de agravarlo.