



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**TERMINACIÓN DE POZOS MEDIANTE EL EMPLEO
DE TUBERÍA FLEXIBLE**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

PERLA CRISTEL ORTIZ BERMAN



**DIRECTOR DE TESIS:
ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL**

MÉXICO, D.F.

2016



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

Observé algo más bajo el sol. El corredor más veloz no siempre gana la carrera y el guerrero más fuerte no siempre gana la batalla. Los sabios a veces pasan hambre, los habilidosos no necesariamente son ricos, y los bien instruidos no siempre tienen éxito en la vida. Todo depende de la suerte, de estar en el lugar correcto en el momento oportuno. Eclesiastés 9:11 NTV

A DIOS

Primeramente te doy gracias a ti Dios porque estas en cada paso que doy, en cada decisión que tomo y sin duda alguna los logros obtenidos siempre van de tu mano.

MIS PADRES

Alicia Berman Carrión y Reynaldo Ortiz Acosta

Te agradezco a ti mamá, principalmente por creer y confiar en mí, por acompañarme en esta aventura de hacer lo que yo anhelaba, gracias por cada esfuerzo, apoyo y oraciones. He aprendido de ti que como mujeres no tenemos ningún tipo de límites, sino todo lo contrario.

A ti papá quiero decirte que siempre tengo presente cada consejo dado, gracias por la espera y comprensión, a lo largo de mis estudios aprendí de ti que las cosas hay que hacerlas con sumo cuidado y especial atención, gracias por quererme.

Estoy eternamente agradecida con ambos por darme la oportunidad de llegar a concluir mi carrera universitaria; los admiro, respeto y sobretodo los amo.

MIS HERMANOS

Maty Pérez Berman, Cecilia Pérez Berman, Reyna Ortiz Acosta y Amado Pérez Berman

Cada uno de ustedes ha formado parte de este proceso, tanto de manera directa como indirecta, Amado fuiste el impulso para empezar lo que la vida no te permitió concluir.

Maty, Cecy y Reyna, aparte de hermanas ustedes han sido en ocasiones como mis segundas madres y también mis amigas, las admiro por los roles que cada una funge tanto con su familia como con la sociedad y lo más importante, mi amor por cada una es incuestionable.

FAMILIA

Nato, Junior, Juan, Zuri, Aley, Memo, Anita, Isaac y Caro. Gracias por hacerme sentir en todo momento que puedo ser un ejemplo a seguir, de ustedes sé que no importan los tiempos para hacer las cosas, que no todo siempre tiene un orden establecido siempre y cuando se llegue al objetivo. Son mi familia y los amo.

Víctor Hugo, tú has pasado a ser parte de mi familia desde que empezamos a ser novios, te has convertido en mi compañero de vida, compañero de carrera y mi amigo también, gracias por brindarme tu apoyo de todas las maneras posibles, por ti sé que lo que se necesita para lograr metas propuestas es decisión y positivamente. Te amo



AGRADECIMIENTOS

Los amigos llegan a ser parte de tu familia, ya que con ellos compartes muchas experiencias tanto buenas como malas, no siempre están físicamente pero sé que siempre puedo contar con ustedes, por eso agradezco a Wendy, Andrea, Yusam, Gleendy, Andreina, Luz, Rodrigo, Alex Bonfil y Alex Tepal, conocerlos es un gran regalo del destino y de la vida, cada uno tiene un lugar especial en mi corazón.

SINODALES

Gracias a mis sinodales asignados que se dieron a la tarea de revisar mi trabajo de tesis con la importancia debida, para lograr un trabajo correcto y concreto para el enriquecimiento de la comunidad estudiantil interesada en el tema. En especial a mi director de tesis el ingeniero Agustín Velasco Esquivel por su disposición para conmigo y por aceptar dirigir mi tesis.

UNAM Y FACULTAD DE INGENIERÍA

Soy una persona afortunada de poder pertenecer a la comunidad estudiantil de la mayor casa de estudios de nuestro país, es y será mi alma máter. Gracias por las oportunidades que nos ofreces, la educación impartida, universo de cosas que nos regalas para crecer en todas las áreas como individuo, ya que nos formas con sentido humano y crítico.

Fue largo el camino por recorrer, a veces estuvo bien empinado y caluroso, otras veces fue solitario y triste, pero hoy no importa porque el sueño se hizo realidad.

"Como no te voy a querer, si mi corazón azul es y mi piel dorada"

*En nosotros reside el anhelo
De alcanzar la verdad y el saber
Nuestras alas presienten el vuelo
De la ciencia, el amor y el deber
Que nos guíe la voz del maestro
A alcanzar el sublime ideal
Y un mañana de luz será nuestro
De la patria diadema triunfal
Universidad Universidad
Por mi raza el espíritu hablará*



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I FUNDAMENTOS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN OPERACIONES DE TERMINACIÓN	
1.1 HISTORIA DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.....	3
1.2 COMPONENTES PRINCIPALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.....	7
1.2.1 CABEZAL DE INYECCIÓN	
1.2.2 CARRETE DE TUBERÍA FLEXIBLE	
1.2.3 CABINA DE CONTROL	
1.2.4 CONJUNTO DE POTENCIA	
1.2.5 EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN	
1.2.6 EQUIPOS PARA TRABAJOS TERRESTRES Y COSTA FUERA	
1.3 EQUIPO DE SUBSUELO UTILIZADO CON TUBERÍA FLEXIBLE.....	22
1.3.1 CONECTORES DE TUBERÍA FLEXIBLE	
1.3.2 VÁLVULAS DE CONTROL	
1.3.3 DESCONECTORES DE TUBERÍA FLEXIBLE	
1.3.4 VÁLVULAS DE CONTROL Y CIRCULACIÓN	
1.3.5 MOTOR HEAD ASSEMBLY	
1.3.6 MARTILLO HIDRÁULICO	
1.3.7 BARRAS Y JUNTAS DE TUBERÍA FLEXIBLE	
1.3.8 CENTRALIZADORES	
1.3.9 HERRAMIENTAS Y SISTEMAS DE BARRA DE DESPLIEGUE	
1.3.10 HERRAMIENTAS DE CORRIDA	
1.3.11 LOCALIZADOR DE NIPLES	
1.4 FABRICACIÓN DE LA TUBERÍA FLEXIBLE.....	35
1.4.1 PROCESO DE FABRICACIÓN	
1.4.2 ESPECIFICACIONES DE LAS TUBERÍAS	
1.4.3 MODELOS DE ESFUERZOS	
1.4.4. FATIGA	

CAPÍTULO II DISPAROS MEDIANTE TUBERÍA FLEXIBLE

2.1 TIPOS DE DISPAROS.....	52
2.2 FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS CON PISTOLAS.....	54
2.3 PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE DISPARO	61
2.4 DESEMPEÑO DE LAS CARGAS.....	62
2.5 INFLUENCIA DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS SOBRE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD.....	64
2.6 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN.....	66
2.6.1 PROCEDIMIENTOS PRÁCTICOS PARA DISPARAR ÓPTIMAMENTE	
2.6.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA CORRIDA DE DISPAROS	
2.7 SELECCIÓN DE PISTOLAS.....	70
2.7.1 TIPO DE PISTOLAS	
2.7.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPAROS	
2.8 CALIBRACIÓN DEL POZO.....	72
2.8.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA CORRELACIÓN DE MEMORIA	
2.8.2 CONSIDERACIONES ESPECIALES DURANTE LA CORRELACIÓN	
2.9 MEDIDAS DE SEGURIDAD.....	73
2.9.1 MEDIDAS PREVENTIVAS Y DISPOSICIONES GENERALES	
2.9.2 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA EL MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE ACCESORIOS PARA DISPAROS CON EXPLOSIVOS Y EQUIPO AUXILIAR	
2.9.3 MEDIDAS EN EL ARMADO DE LA SARTA DE DISPAROS CON EXPLOSIVOS	
2.9.4 SEGURIDAD DURANTE LA OPERACIÓN DE DISPAROS CON EXPLOSIVOS	
2.10 MANEJO DE EXPLOSIVOS EN EL POZO.....	78
2.10.1 PREPARATIVOS A LA OPERACIÓN DE DISPAROS CON EXPLOSIVOS	
2.10.2 PREPARATIVOS ANTES DE CONECTAR UN DISPOSITIVO EXPLOSIVO	
2.10.3 PREPARACIÓN DE LA UNIDAD PARA OPERACIONES CON EXPLOSIVOS	
2.10.4 CONEXIÓN DE CUALQUIER DISPOSITIVO EXPLOSIVO AL CABLE	



ÍNDICE

CAPÍTULO III TOMA DE REGISTROS CON TUBERÍA FLEXIBLE

3.1 INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS.....	84
3.2 OBJETIVO.....	86
3.3 VENTAJAS.....	86
3.4 DISEÑO.....	88
3.5 REGISTROS EN AGUJERO DESCUBIERTO.....	89
3.5.1 APLICACIONES EN AGUJEROS DESVIADOS	
3.5.2 APLICACIONES EN AGUJEROS VERTICALES	
3.5.3 TIPOS DE REGISTROS	
3.6 REGISTROS EN AGUJERO REVESTIDO.....	98
3.6.1 APLICACIONES EN AGUJEROS DESVIADOS	
3.6.2 TIPOS DE REGISTROS	
3.7 UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE PARA OPERACIONES CON CABLE ELÉCTRICO O FIBRA ÓPTICA.....	102

CAPÍTULO IV INDUCCIONES Y ESTIMULACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE

4.1 OPERACIÓN DE INDUCCIÓN DE POZOS.....	103
4.1.1 OBJETIVO	
4.1.2 ÁREAS DE APLICACIÓN	
4.2 CONSIDERACIONES A TOMAR EN CUENTA.....	104
4.3 EQUIPO EMPLEADO EN TRABAJOS DE INDUCCIÓN.....	105
4.3.1 INDUCCIÓN CON NITRÓGENO	
4.3.2 PROPIEDADES DEL NITRÓGENO GASEOSO	
4.4 ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	108



ÍNDICE

4.4.1 SELECCIÓN DEL TIPO DE TRATAMIENTO	
4.4.2 DATOS DEL YACIMIENTO	
4.5 TÉCNICAS BÁSICAS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	110
4.6 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN.....	111
4.7 ESTIMULACIÓN DE LA FORMACIÓN.....	112
4.8 CONSIDERACIONES ESPECIALES.....	114
4.9 SELECCIÓN DEL EQUIPO.....	115
4.10 ESTIMULACION MATRICIAL CON TUBERIA FLEXIBLE.....	116
4.10.1 ANÁLISIS DEL POZO A INTERVENIR	
4.10.2 TENDENCIAS DE PROBLEMAS DEL POZO A INTERVENIR	
4.11 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO.....	117
CONCLUSIONES.....	124
APÉNDICES.....	127
LISTA DE FIGURAS	
LISTA DE TABLAS	
BIBLIOGRAFÍA.....	131



INTRODUCCIÓN

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que comienza después de cementar la última tubería de revestimiento de explotación, esto con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos si así se determina.

En la actualidad es indispensable utilizar técnicas especiales, que nos permitan alcanzar los objetivos de los programas de terminación de pozos, logrando producciones óptimas de hidrocarburos, realizando las actividades en un menor tiempo, con máxima seguridad y al menor costo. Es aquí en donde la tubería flexible toma un papel importante en la industria del petróleo.

En la última década la aplicación de la tubería flexible es uno de los aspectos más importantes de desarrollo tecnológico en la industria petrolera, es la tecnología de punta. De tal manera es su importancia, que actualmente la mayoría de los pozos son intervenidos con este sistema.

Estos equipos de tubería flexible intervienen en la perforación, terminación y mantenimiento de pozos. La factible instalación, el bajo costo y la seguridad han proporcionado ahorros significativos a la industria del petróleo.

Los servicios al pozo y sus aplicaciones operativas se han incrementado de acuerdo a las ventajas que ofrece la utilización de la tubería flexible y los resultados favorables dentro de la perforación y terminación de pozos.

Por estas razones es primordial para las empresas petroleras capacitar en esta área al recurso humano para su operacion.

En México la industria del petróleo es el mayor contribuyente fiscal del país, por lo tanto representa la mayor fuente de ingresos, por eso la importancia de que se siga desarrollando o aplicando tecnología nueva, procesos y métodos de trabajo, lo cual ayuda a incrementar la producción nacional de hidrocarburos.

Este proyecto de tesis se enfoca en la terminación de pozos empleando la tubería flexible. Documentando en forma general las aplicaciones de esta en la última etapa de los pozos, dando a conocer los equipos principales que forman parte de la unidad y las herramientas empleadas en cada una de las operaciones, dependiendo del tipo de intervención que vaya a realizarse.



INTRODUCCIÓN

El proyecto tesis ha sido dividido de la siguiente manera, en el Capítulo I nos enfocaremos en los fundamentos y componentes de la tubería flexible, sin pasar por alto su historia y evolución, descripción del equipo y los componentes principales.

A partir del Capítulo II en adelante, se mencionan a detalle cada una de las aplicaciones que se pueden realizar con el equipo de tubería flexible en la etapa de terminación de pozos. El Capítulo II es exclusivo de todo lo relacionado a los disparos, tipos de pistolas, procedimientos y medidas de seguridad.

El Capítulo III es referente a la toma de registros con tubería flexible, mencionando los tipos de registros y por supuesto las medidas de seguridad.

En el último capítulo se trata el tema de inducciones y estimulaciones, definiciones y equipos utilizados en estos casos.

Posteriormente a los capítulos mencionados, presento las conclusiones sobre la importancia de la tubería flexible en la etapa de terminación de pozos, y casos reales del uso de esta tecnología.

1.1 HISTORIA DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

El término de tubería flexible describe tramos continuos de tubería de acero de diámetro pequeño, el equipo de superficie relacionado y las técnicas de reparación, perforación y terminación de pozos asociadas, desde su introducción en las operaciones de campos petroleros a comienzos de la década de 1960, la utilización de la tecnología de TF se ha incrementado debido a sus mejoras en las características de fabricación, los diámetros más grandes de los tubos y los avances en los equipos, que han mejorado la eficiencia operacional.

La unidad de tubería flexible (tubería continua o coiled tubing, por sus siglas en inglés CT) ha evolucionado hacia un tipo de unidad portátil compacta y eficiente que elimina el problema de armar y desarmar conexiones que entran y salen del pozo. En la unidad de tubería flexible se usan longitudes continuas de tubería de tamaños variados que se almacenan en un carrete. La longitud es usualmente suficiente para alcanzar la total profundidad del pozo o profundidad de taponamiento.

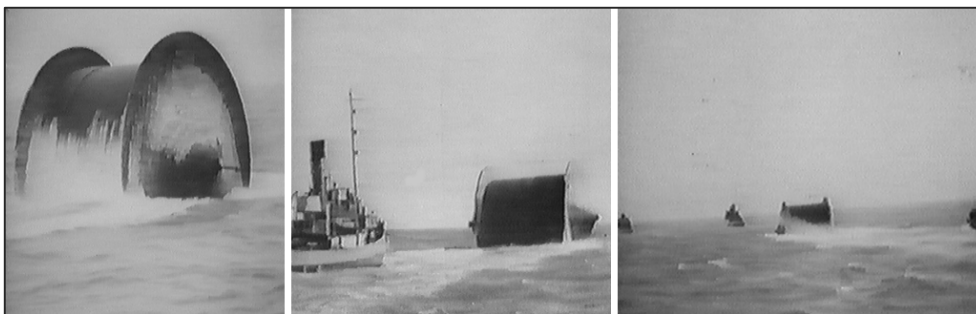


Figura 1.1 El nacimiento de la Tubería Flexible¹

Los inicios de la tecnología de tubería flexible 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. En junio de 1944, los ingenieros de las Fuerzas Aliadas desplegaron varias líneas de conducción para suministrar combustible a las fuerzas invasoras del Día D. La mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 m (40 ft) y 3" de diámetro interior (ID), tubos de acero con un espesor de 0.212" soldados entre sí para formar secciones de 1,220 m (4,000 ft)².

¹ Manual tubería flexible, fabricación y limitaciones. Schlumberger, 2004.

² Chareuf A., Amaravadi S. y Neves C. Tubería flexible: la próxima generación. 2004.

Estas secciones de tubos más grandes se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores flotantes de aproximadamente 12 m (40 ft) de diámetro y se remolcaban con embarcaciones para tendido de cables. El despliegue exitoso de 23 líneas de conducción cuya longitud oscilaba entre 48 y 113 km estableció las bases para el futuro desarrollo y utilización de la tubería flexible en pozos de petróleo y gas.

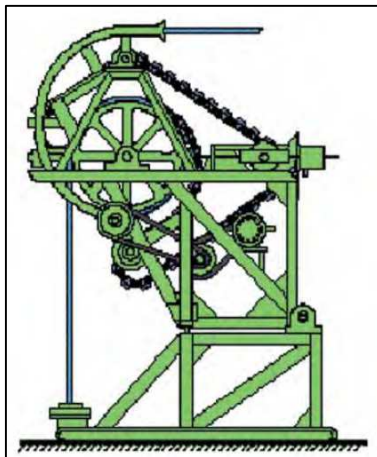


Figura 1.2 Cabeza inyectora Bowen 1964, principal componente del equipo de TF³

Los elementos de los cabezales de inyector de TF 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 [600 ft] 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 TF y los sistemas de inyector.

La primera de esas unidades, construida por Bowen Tools y la California Oil Company en 1962, incluía un inyector regulado para cargas superficiales de hasta 13,608 kg [30,000 psi] que corría una sarta continua de tubería de 1.315" de diámetro exterior (OD). El carrete de almacenamiento de la unidad, de 2.7 m [9 ft] de diámetro, incluía una campana con una unión giratoria, apta para permitir el bombeo continuo de fluido a través de la tubería flexible.

No obstante, los aceros con bajo límite elástico y las numerosas soldaduras de extremo a extremo, requeridas para fabricar tuberías continuas no podían tolerar los repetidos ciclos de flexión y las grandes cargas de tracción. Las fallas de las soldaduras, los desperfectos de los equipos y las operaciones de pesca necesarias para recuperar la tubería flexible perdida, hicieron que los operadores perdieran confianza en esta técnica.

³ Martínez G. José. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros. Tesis de licenciatura. 2010.

Entre las década de 1960 y la de 1970, las compañías de fabricación, incluyendo Bowen Tools, Brown Oil Tools, Uni-Flex, Inc., Hydra Rig Inc. y Otis Engineering, continuaron logrando mejoras en los equipos TF y en los cabezales de inyector. Estos cambios permitieron la utilización de tuberías flexibles de mayor diámetro a mayores profundidades de trabajo, mejoraron el desempeño y la confiabilidad de la tubería flexible y redujeron la cantidad de fallas del equipo de superficie. Desafortunadamente, el pobre índice de éxito general registrado y su reputación como técnica de confiabilidad limitada siguieron importunando las operaciones TF.

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 fresaba o se formaba en secciones de 457 m (1,500 ft). En 1978, el mejoramiento de la calidad de fabricación y el fresado continuo permitieron la fabricación de tubos de 1 1/4" de diámetro exterior. En 1980, Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 70,000 lpc para la tubería flexible.

Los primeros años de la década de 1980 fueron testigos de la introducción de la tubería flexible de 1 1/2" y 1 3/4" de diámetro exterior.

En 1983, Quality Tubing Inc. comenzó a utilizar láminas de acero japonés de 914 m [3,000 ft] para reducir la cantidad de soldaduras requeridas en un 50%. Durante el transcurso de la década de 1980, Quality Tubing introdujo la soldadura inclinada para eliminar las soldaduras a tope. Este proceso consistía en cortar fajas de acero planas, en sentido diagonal, para aumentar la resistencia y la vida útil de la tubería flexible expandiendo la zona de soldadura afectada por el calor en forma de espiral alrededor del tubo.

Además, el mejor conocimiento de la fatiga de la tubería flexible posibilitó la introducción de mejoras en la confiabilidad y el desempeño de las tuberías.

En 1990, se fresó la primera sarta de tubería flexible de 2" 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 de pozos. En la actualidad, las tuberías flexibles se fabrican con acero de alto límite elástico de 90, 100, 110 y 120 klpc, y aleaciones resistentes a la corrosión. La disponibilidad de aceros de mayor resistencia y de diámetros más grandes y la necesidad de reducir los costos fueron factores clave que subyacieron la revolución TF de la década de 1990 y que posteriormente dieron cuenta del aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos concéntricas o bajadas a través de la tubería de producción.

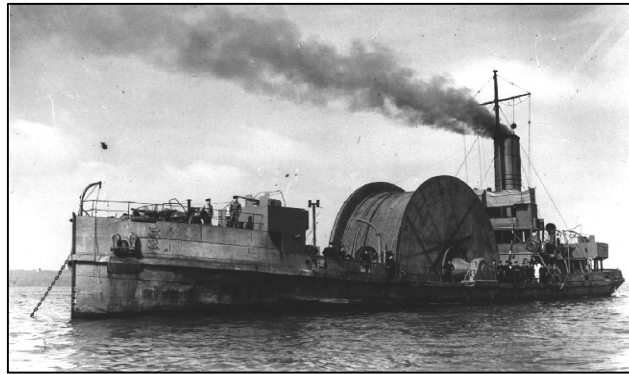


Figura 1.3 Proyecto PLUTO, carrete montado en barco⁴

Las siguientes figuras muestran la evolución de la TF desde sus inicios, en donde claramente se ve que el mayor auge se ha dado en los últimos diez años.

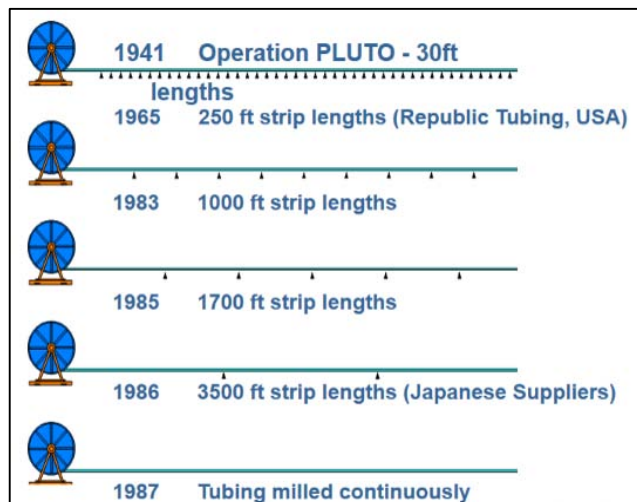


Figura 1.4 Evolución de la construcción de la Tubería Flexible⁵

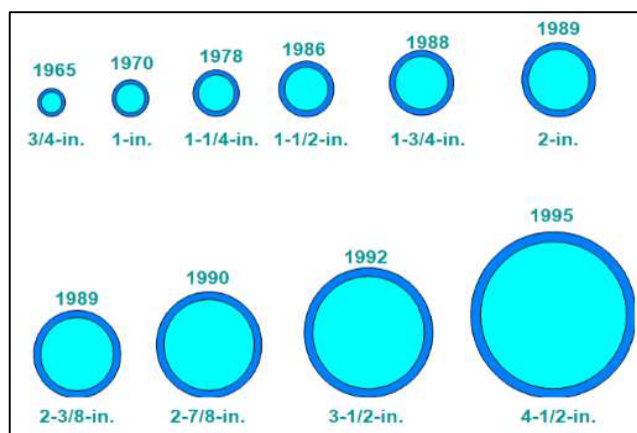


Figura 1.5 Evolución de los diámetros de la Tubería Flexible⁶

^{4,5,6} Manual tubería flexible, fabricación y limitaciones. Schlumberger, 2004.

En agosto de 2005, se estimaron más de 1060 unidades de tubería flexible disponibles a nivel mundial. En la actualidad a nivel internacional, la mayoría de las unidades disponibles se encuentran en Canadá y Estados Unidos *Figura 1.6*.

Es importante mencionar que las cifras se han ido incrementando conforme los resultados y necesidades.

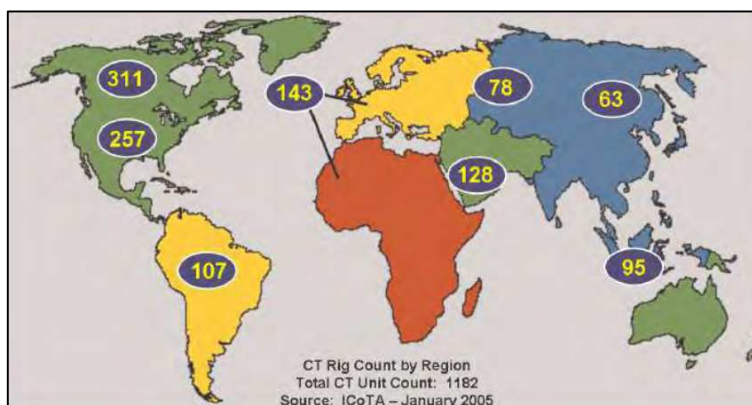


Figura 1.6 Distribución global de las unidades de Tubería Flexible⁷

1.2 COMPONENTES PRINCIPALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

La tubería flexible (TF) es enrollada en un carrete para su almacenamiento y transporte. Las sargas de tubería flexible pueden tener una longitud de 9450 metros o más, dependiendo el tamaño del carrete y los diámetros de la tubería, que generalmente oscilan entre $\frac{3}{4}$ y $6 \frac{5}{8}$ de pulgadas.

La tubería flexible, se define como un producto tubular que es fabricado de manera continua en longitudes y se requiere que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. Se comercializa en carretes, en longitudes que exceden los 9,450 metros en aceros que han soportado desde 55,000 psi hasta 120,000 psi de esfuerzo de cedencia.

La intervención de pozos petroleros con equipos convencionales incrementa continuamente los costos de operación, por lo que muchos operadores recurren a la tecnología de la tubería flexible, ya que permite desplegar herramientas y materiales a través de la tubería de producción o la tubería de revestimiento existente, mientras el pozo sigue produciendo con mayor eficiencia y seguridad. La tubería permanece enrollada en un carrete de almacenamiento durante el transporte a la localización del pozo a intervenir. Al irse desenrollando del carrete la tubería es pasada a través de un tubo con la

⁷ Castañeda R. Valeria. Fracturamiento selectivo con tubería flexible. Tesis de licenciatura. 2009.

forma de cuello de ganso y se endereza antes de ingresar en el pozo, al finalizar la operación, se extrae del pozo y vuelve a enroscarse en el carrete.

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, como se puede ver en la **Figura 1.7**.

1. Cabezal de inyección: sirve para suministrar en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la tubería flexible.
2. Carrete de TF: almacena y transporta la tubería flexible.
3. Cabina de control: componente desde el cual el operador del equipo monitorea y controla la tubería flexible.
4. Suministro de poder o conjunto de potencia: genera la potencia hidráulica y neumática requerida para operar la unidad de TF.



Figura 1.7 Unidad moderna de Tubería Flexible⁸

⁸ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.



Figura 1.7 a Unidad moderna de Tubería Flexible⁹

1.2.1 CABEZAL DE INYECCIÓN

Este elemento, también conocido como cabeza inyectora, es el componente que se usa 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, ver **Figura 1.8 y Figura 1.9**.

El cabezal de inyección se diseña para cumplir tres funciones básicas:

- ✓ Suministrar el empuje requerido para superar la fricción entre la TF y la tubería de producción.
- ✓ Controlar la velocidad a la cual la tubería entra al pozo bajo las condiciones presentes en la operación.
- ✓ Soportar el peso total de la tubería y sus accesorios y controlar la velocidad operacional cuando se extrae del pozo.

⁹ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

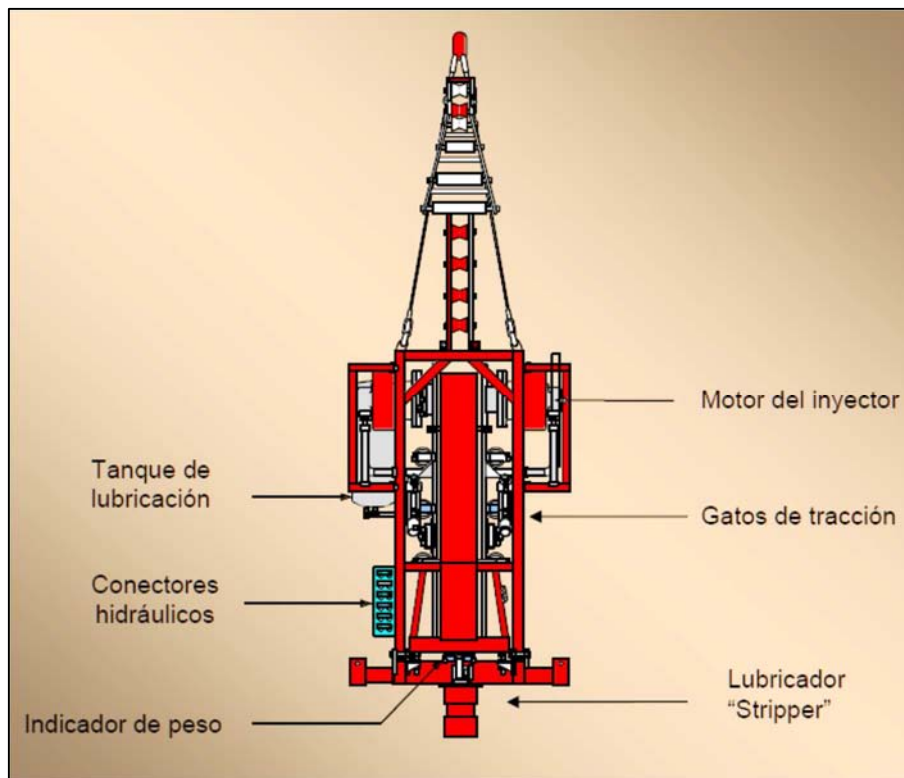


Figura 1.8. Vista frontal del cabezal de inyección Hydra-Rig¹⁰

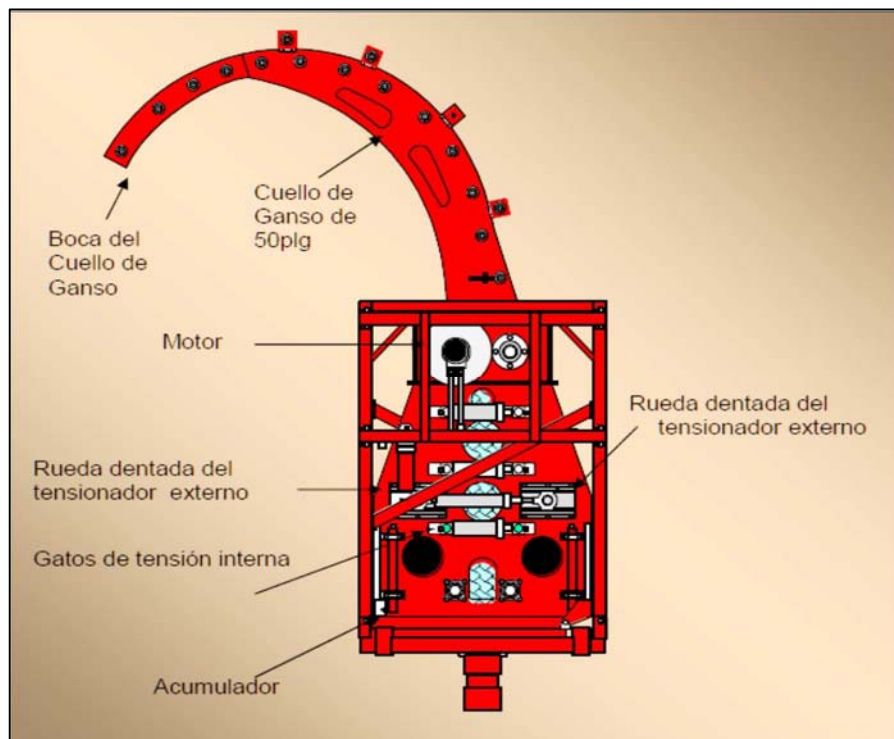


Figura 1.9. Vista lateral del cabezal de inyección Hydra-Rig¹¹

¹⁰ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

Principales componentes del cabezal de inyección:

- a. Cadenas de tensión
- b. Arco guía
- c. Sensor indicador de tensión
- d. Sensor indicador de profundidad

a. Cadenas de tensión

Las cadenas de tensión conformada por bloques o también llamadas “grid blocks” se encuentran dentro de la cabeza inyectora y son las encargadas de deslizar la tubería dentro o fuera del pozo de tal forma que se tenga la tubería tensionada aplicando la fuerza normal necesaria sin causar deformación en ella.

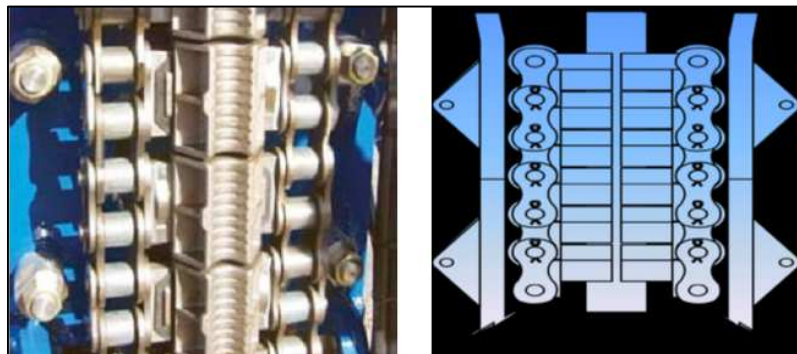


Figura 1.10. Cadenas de tensión¹²

b. Arco guía

El arco guía, 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.

^{11, 12} Díaz R. y Campos E. “Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible”. Tesis de licenciatura. 2011.

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



Figura 1.11 Arco guía¹³

c. Sensor indicador de tensión

Este sensor permite saber al operador la tensión a la cual es sometida la tubería en forma instantánea con el objetivo de no sobrepasar los límites físicos de la tubería evitando así problemas o fallas de operacionales.

d. Sensor indicador de profundidad

Este sensor se encuentra ubicado en la base de la cabeza inyectora y por medio del panel en la cabina de control indica la profundidad a la cual se encuentra la tubería para poder saber cuál formación están atravesando las herramientas conectadas a la tubería y realizar la operación en el lugar adecuado. Generalmente se cuenta con un indicador mecánico y uno electrónico para tener mayor certeza en el momento de llevar a cabo cualquier operación.

1.2.2 CARRETE DE TUBERÍA FLEXIBLE

La principal función del carrete de TF es almacenar y proteger la tubería, no solamente durante las operaciones, sino también cuando es transportada, además, previene daños excesivos en la tubería debido a la fatiga (pandeo) o daño mecánico debido al enrollamiento.

¹³ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

Este carrete 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.

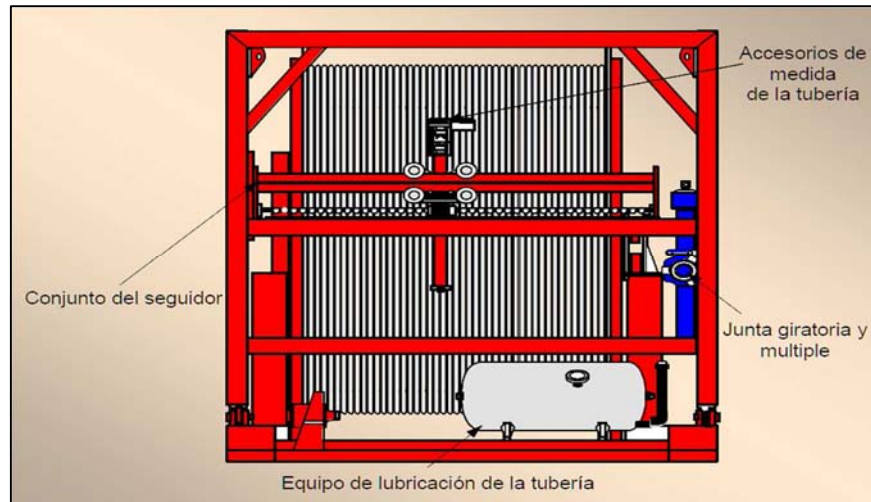


Figura 1.12 Vista frontal del carrete de Tubería Flexible¹⁴

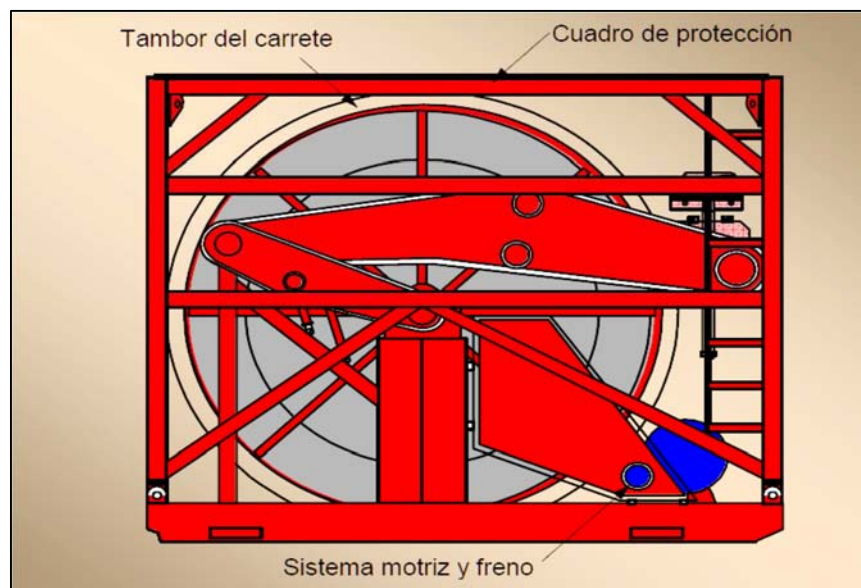


Figura 1.13 Vista lateral del carrete de Tubería Flexible¹⁵

^{14,15} Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

Los componentes básicos del carrete son:

- a. Tambor del carrete
- b. Sistema de manejo del carrete
- c. Guía de nivel
- d. Sistema de lubricación

Existen diversos modelos y tamaños de carrete los cuales dependen de la longitud y del diámetro de la tubería que deben almacenar.

a. Tambor del carrete

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

b. Sistema de manejo del carrete

Este sistema debe producir suficiente torque para suministrar la tensión requerida de manera que la tubería flexible pueda tener curvatura sobre el arco guía y en el carrete. Además, este sistema debe tener bastante torque para acelerar el tambor del carrete desde la tubería estática hasta alcanzar tasas aceptables de velocidad. Este torque debe ser capaz de manejar la carga total del carrete con la tubería llena de fluido.

c. Guía de nivel

La tubería es guiada mientras se está utilizando y es requerido un mecanismo llamado guía de nivel o level wind que alinea la tubería mientras se está enrollando o desenrollando del tambor para que este proceso se realice sin dificultad y la tubería se acomode de la mejor manera posible sin perder capacidad de almacenamiento en el tambor.

d. Sistema de lubricación

En muchos casos el carrete es equipado con un sistema de lubricación para la parte externa de la tubería flexible para prevenir corrosión atmosférica y reducir la fricción a través del stripper. Este sistema debe lubricar la tubería de manera regular por la zona externa de la tubería.

1.2.3 CABINA DE CONTROL

La cabina de control contiene todos los controles e instrumentos necesarios para permitir operar el equipo de tubería flexible desde un solo punto. La locación de la cabina de control varía dependiendo de la configuración y el tipo de unidad, sin embargo la cabina es generalmente ubicada tras el carrete, alineada con el cabezal del pozo y comúnmente elevada con el objeto de proveer una óptima visibilidad al operador.

El diseño de la cabina de control puede variar según su proveedor o los requerimientos del cliente, pero normalmente todos los controles están en esta cabina con la configuración observada en la **Figura 1.15**. Esta cabina cuenta con todos los controles requeridos por el operador para monitorear todos los componentes en uso, por ejemplo el motor del carrete y de la cabeza inyectora son activados desde este panel a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento de la tubería y la velocidad de operación. En esta cabina también se encuentran los sistemas de control que regulan las cadenas de la cabeza inyectora, el stripper, los preventores y varios de los componentes de control.

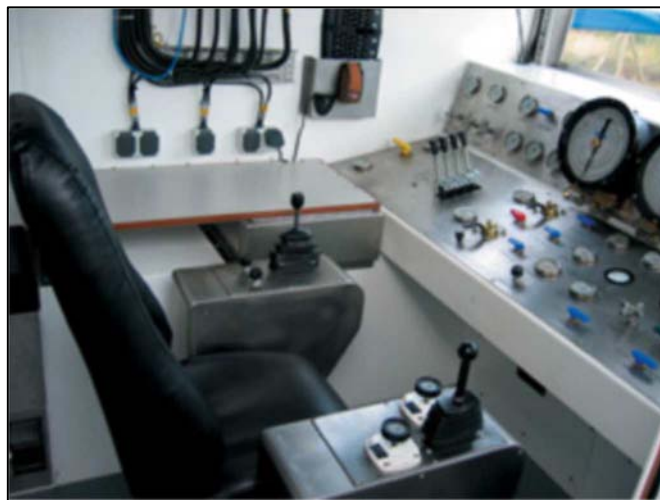


Figura 1.14 Cabina de control de Tubería Flexible¹⁶

¹⁶ López C. y Colón J. Manual operador de unidad de tubería flexible. PEMEX.

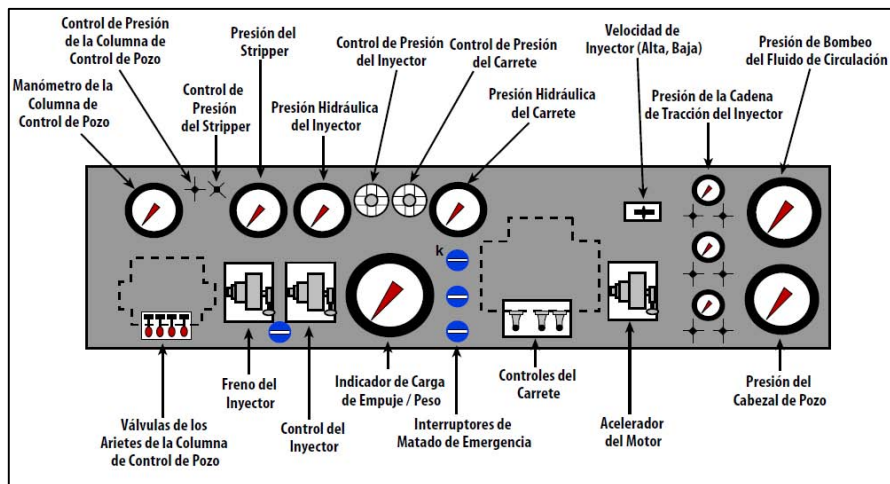


Figura 1.15 Diagrama del panel de control ubicado en la cabina de la Unidad de Tubería Flexible¹⁷

1.2.4 CONJUNTO DE POTENCIA

Las funciones básicas del suministro de poder o conjunto de potencia normalmente son:

- ✓ Suministrar el poder hidráulico requerido por la unidad de TF para alimentar el motor y las bombas hidráulicas con el fluido.
- ✓ Controlar el sistema hidráulico que hace referencia a las válvulas y el sistema de alivio.
- ✓ Almacenar el fluido hidráulico para el equipo de control o acumulador de los preventores.

Además, el conjunto de potencia cuenta con acumuladores de nitrógeno los cuales permiten la operación del equipo de control de pozo cuando el motor está apagado.

Un motor maneja las bombas hidráulicas para generar el poder hidráulico requerido por el fluido, que normalmente es aceite hidráulico a menos que existan restricciones ambientales. Existen filtros de aceite y sistemas de enfriamiento incorporados en el circuito para evitar daños dentro de sus componentes.

El conjunto de potencia se compone principalmente de los siguientes elementos:

- ✓ Motor a Diesel
- ✓ Bombas Hidráulicas
- ✓ Válvulas de Control de Presión
- ✓ Tanque Hidráulico

¹⁷ Terminación y mantenimiento de pozos. Compendio.

- ✓ Filtros
- ✓ Intercambiadores de Calor y Termostato
- ✓ Acumulador

Los conjuntos de potencia que se encuentran en el campo pueden diferir debido a las variaciones en los requerimientos del cliente, modificaciones para altas presiones y manejo de tubería flexible de mayor diámetro y longitud.

1.2.5 EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN

El equipo de control de pozos apropiado es otro de los componentes clave de las operaciones de la tubería flexible, dado que la mayoría de estas operaciones se realizan en presencia de presiones de cabeza de pozo, ver **Figura 1.16**.

Es el encargado de controlar la presión durante las operaciones de intervención y reacondicionamiento con tubería flexible en un pozo, básicamente está compuesto por:

- a. Empacador.
- b. Conjunto de preventores.
- c. Conexión rápida.
- 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.

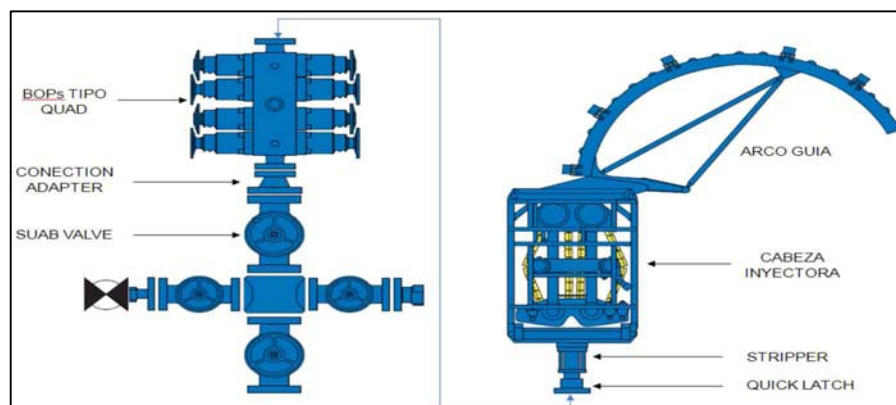


Figura 1.16 Diagrama del equipo de control de presión de una Unidad de Tubería Flexible¹⁸

¹⁸ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

a. Empacador o Stripper Packer

El stripper (algunas veces llamado “empaquetadura” o “caja de empaques”) suministra el sello operacional principal entre los fluidos a presión en el pozo y el medio ambiente en la superficie.

Está colocado físicamente entre los preventores (BOP, por sus siglas en inglés, Blow Out Preventors) y el cabezal de inyección. El stripper suministra un sello dinámico alrededor de la tubería flexible durante el viaje, y un sello estático alrededor de la tubería flexible cuando no está en movimiento, para lograr este sello es requerida 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.

El stripper packer, que se puede ver en la **Figura 1.17**, está compuesto por:

- ✓ Cuerpo
- ✓ Energizador
- ✓ Insertos o empaques
- ✓ Bronces superior e inferior
- ✓ Anillo Anti-Extrusión (Anillos de Teflón)

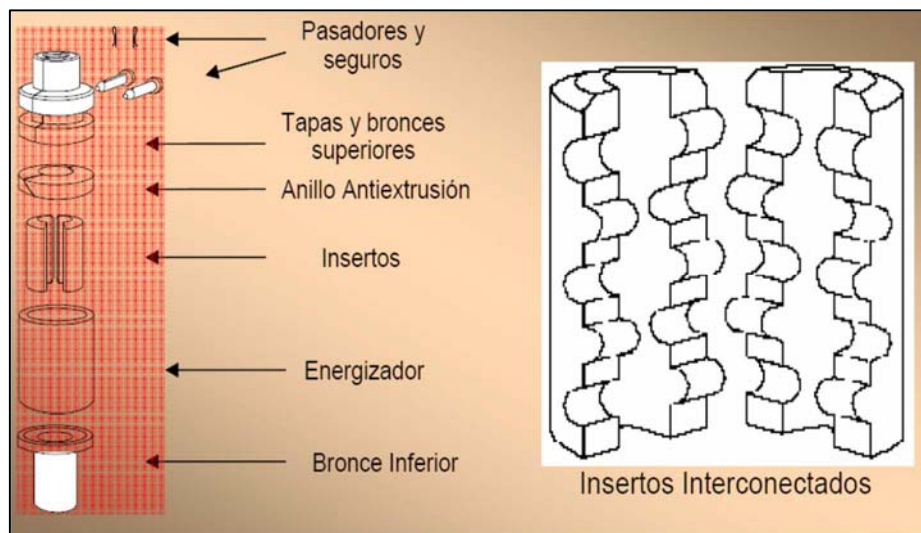


Figura 1.17 Componentes del Stripper Packer¹⁹

¹⁹ Teoría de control de pozos y equipo. Compendio. Schlumberger.

El estándar máximo de presión al cual trabaja el stripper es de 10.000 psi, pero algunos de los nuevos strippers están diseñados para trabajar a presiones de 15.000 psi.

Los estilos más recientes del stripper están diseñados con una abertura lateral (tipo ventana) que permite un fácil acceso y la remoción de los elementos de sello, manteniendo la tubería flexible en su sitio, ver **Figura 1.18**.

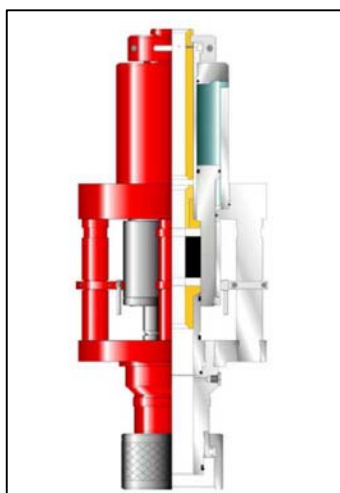


Figura 1.18 Stripper tipo ventana²⁰

b. Conjunto de preventores

La función de los preventores (BOP) es proveer un mecanismo para sostener la tubería flexible y aislar el pozo durante una emergencia. La configuración de los arietes o rams del BOP y el puerto de matado, permiten realizar diversas operaciones de control de pozo, debido a esto, el BOP es considerado una barrera o defensa contra la presión de un pozo, lo cual permite desarrollar actividades de estimulación en una forma controlada y segura.

Un sistema de BOP para la tubería flexible debe estar diseñado específicamente para operaciones de tubería flexible. 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.

Las cuatro parejas de arietes en los preventores, de arriba hacia abajo, y sus funciones asociadas son:

²⁰ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

- ✓ Arietes ciegos: sellan el pozo cuando la TF ha sido cortada o está por fuera de las BOP.
- ✓ Arietes de corte: 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 de cuñas: 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 fijos: sellan alrededor de la TF que está colgada.

Los preventores estándares de la TF también están provistos de dos aperturas laterales, una a cada lado de los arietes de sello, para equilibrar las presiones.

También tienen una salida entre los arietes de deslizamiento y de corte, esta salida puede ser utilizada como una línea segura de matado del pozo.

Los preventores están disponibles en un amplio rango de tamaños, y generalmente siguen las dimensiones API para bridas.

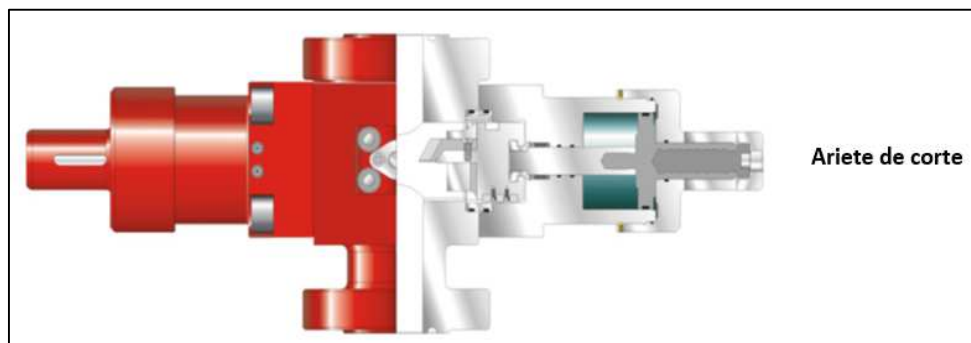


Figura 1.19 BOPs Tipo Simple o Individual²¹

²¹ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

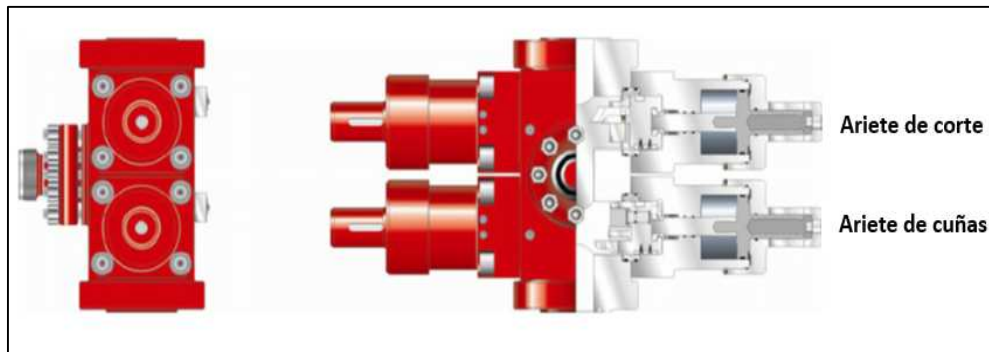


Figura 1.20 BOPs Tipo Combinado²²

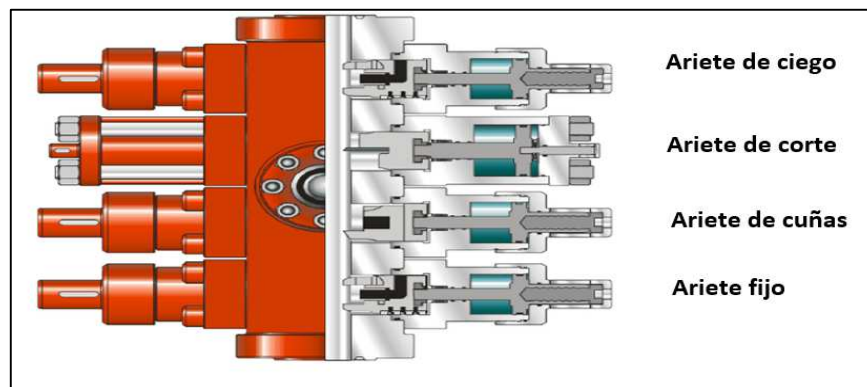


Figura 1.21 BOPs Tipo Cuadruple²³

c. Conexión rápida o Quick Latch

El quick latch es el encargado de suministrar conexión rápida y segura de manera hidráulica entre el lubricador y el BOPs.

d. 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, ver *Figura 1.22*.

^{22,23} Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

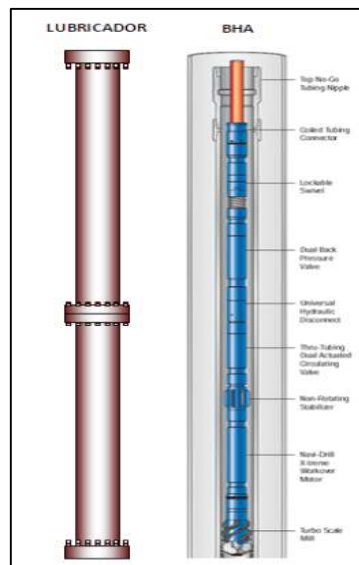


Figura 1.22 Esquema de un BHA y Lubricador²⁴

1.2.6 EQUIPOS PARA TRABAJOS TERRESTRES Y COSTA FUERA

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

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

1.3 EQUIPO DE SUBSUELO UTILIZADO CON TUBERÍA FLEXIBLE

A continuación describo en términos generales, las herramientas o equipo característico de subsuelo, utilizado en operaciones de reacondicionamiento realizadas con una unidad de TF. La industria ofrece una amplia variedad de dichas herramientas.

²⁴ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

1.3.1 CONECTORES DE TUBERÍA FLEXIBLE

a. Niple conector de tornillo o 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 de la tubería.

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 1.23. Grub Screw Dimple Connector²⁵

b. Herramienta para formar cavidades o Dimple Tool

Se utiliza para construir las depresiones o cavidades en la pared de la TF, necesarias para el engranaje de los Grub Screw. Las depresiones son producidas al aplicar presión hidráulica a un ensamble de tres pistones que transmiten la fuerza aplicada, que se aprecian en la *Figura 1.24*.

²⁵ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

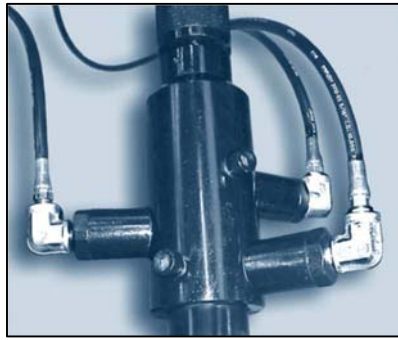


Figura 1.24 Dimple Tool²⁶

c. Conector Externo

Permite el acople de la TF al BHA mediante una conexión roscada. Este conector actúa como una especie de cuña para sostener la tubería. 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. La inclusión de un slip bowl ayuda a prevenir la rotación del conector sobre la TF.



Figura 1.25 Conector Externo o External Slip Connector²⁷

d. Conector interno o 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 de la tubería dentro de canales previamente realizados al conector con una herramienta especial denominada tubing crimping tool.

^{26,27} Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

e. Conector interno 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.



Figura 1.26 Conector Roll-On de dos extremos²⁸

f. 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.

Al igual que los conectores externos, los conectores internos también pueden ser de dos extremos para permitir la unión de dos secciones de tubería.

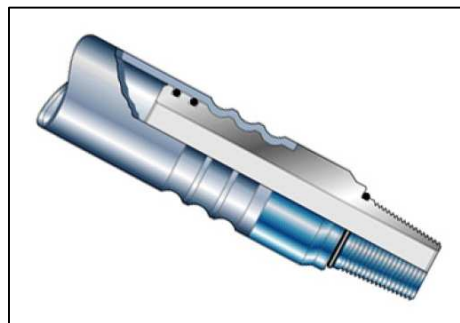


Figura 1.27 Conector interno²⁹

^{28, 29} Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

1.3.2 VÁLVULAS DE CONTROL

a. Válvula de Control de Doble Charnela

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.

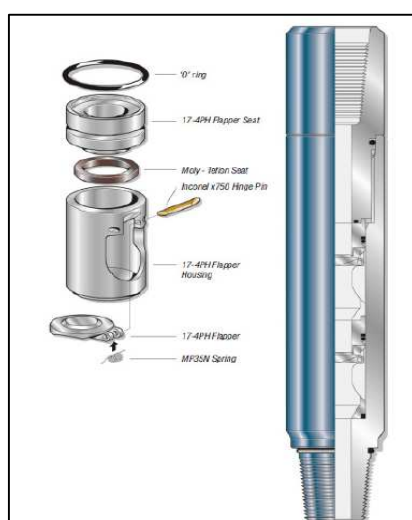


Figura 1.28 Válvula Check Twin Flapper³⁰

b. Válvula de Control de Doble Charnela con Desviador de Flujo

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

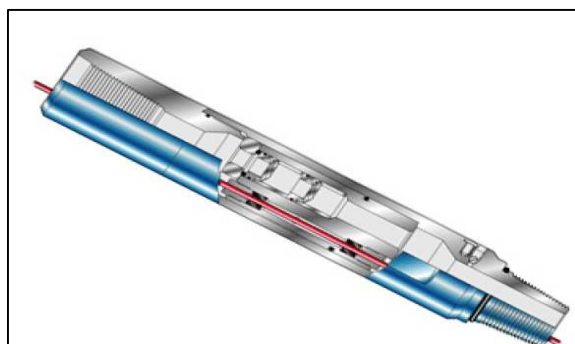


Figura 1.29 Válvula Check Twin Flapper con By Pass³¹

^{30,31} Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

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 Dual Kelly Cock

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.



Figura 1.30 Válvula Dual Kelly Cock³²

1.3.3 DESCONECTORES DE TUBERÍA FLEXIBLE**a. Junta de Alivio Boss**

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

b. Junta de Corte

Permite partir o quebrar la sarta de trabajo de TF mediante aplicación de determinada tensión, es también llamado shear release joint.

³² Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

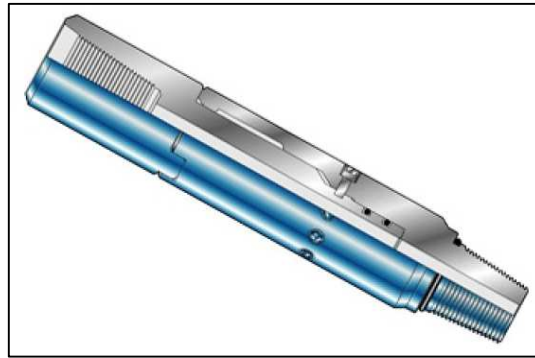


Figura 1.31 Shear Release Joint³³

c. Junta de seguridad

Es una herramienta diseñada para retirar la parte inferior de un BHA 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.

1.3.4 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.



Figura 1.32 Válvula de Circulación Tipo Bola³⁴

b. Sub 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.

^{33,34} Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.



Figura 1.33 Sub de circulación³⁵

c. Válvula de circulación dual

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 1.34 Válvula de Circulación Dual³⁶

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 que 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.

^{35,36} Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.



Figura 1.35 Válvula de Cementación³⁷

e. Válvula de circulación

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.

Cuando se está sacando la sarta del pozo, la válvula se puede utilizar para aliviar en forma segura, la presión interna en la tubería. 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.



Figura 1.36 Válvula de circulación³⁸

^{37,38} Díaz R. y Campos E. “Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible”. Tesis de licenciatura. 2011.

1.3.5 MOTOR DE FONDO

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 (motor head assembly) incorpora un válvula 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 y funcionalidad, las herramientas se ensamblan en el siguiente orden: (Ver **Figura 1.37**).

- ✓ Conexión de tubería flexible
- ✓ Válvula check
- ✓ Desconector
- ✓ Sub de circulación
- ✓ Válvula de circulación (opcional)

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 pegadura.

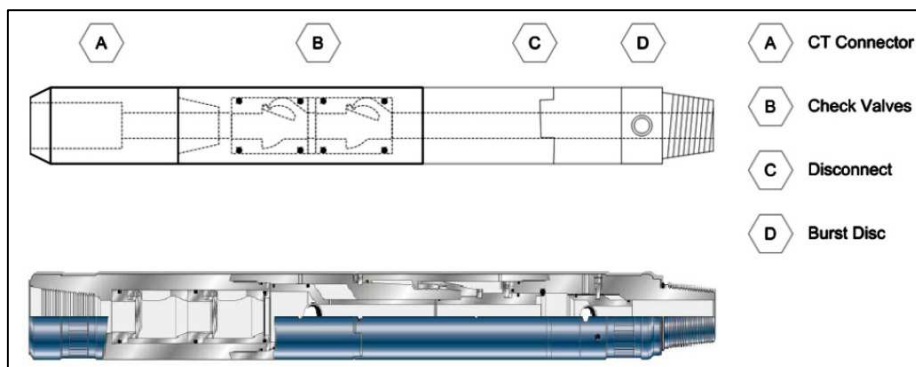


Figura 1.37 Motor Head Assembly³⁹

1.3.6 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

³⁹ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

donde se debe realizar manipulación de las herramientas en fondo de pozo incluyendo asentamiento y retiro de tapones, válvulas para bombeo neumático, apertura y cierre de camisas y en general, operaciones de pesca de herramientas recuperables.

Se utiliza en trabajos de registro y estimulación, especialmente en pozos desviados donde las posibilidades de pegadura 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.

1.3.7 BARRAS Y JUNTAS DE TUBERÍA FLEXIBLE

a. Junta de rodilla

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.

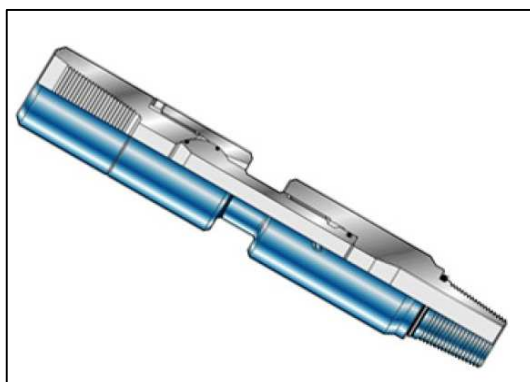


Figura 1.38 Junta de rodilla⁴⁰

b. Junta giratoria

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

c. Unión 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 válvulas de mandriles de bombeo neumático.

⁴⁰ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

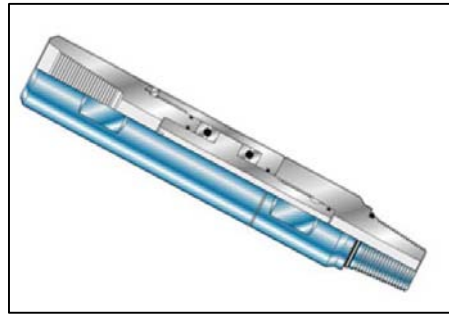


Figura 1.39 Unión giratoria⁴¹

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 C.A.R.S.A.C. (Combination Anti-Rotation Selg Aligning Connector), que permite transmitir un alto grado de torque a través de sí.

1.3.8 CENTRALIZADORES

Centralizadores 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.

1.3.9 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 check tipo twin flapper y una junta de liberación de emergencia.

⁴¹ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

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 el preventor fijo de la TF alrededor de la cintura de la barra.

1.3.10 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 interior 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.

1.3.11 LOCALIZADOR DE NIPLES

Como su nombre lo indica, se emplea para ubicar nipples 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.

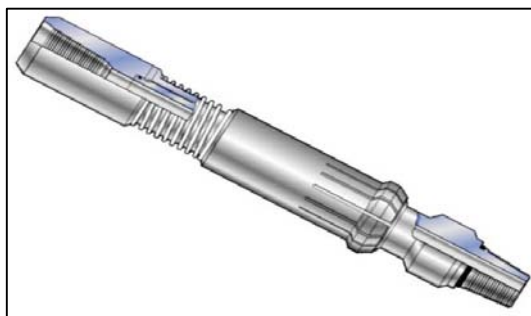


Figura 1.40 Localizador de Nipples⁴²

⁴² Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

1.4 FABRICACIÓN DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

Hoy en día, el uso de la tubería flexible ha adquirido un mayor auge debido al desarrollo de nuevas tecnologías, procesos de fabricación y aplicación de herramientas, para ello se considera conveniente describir el proceso de fabricación.

1.4.1 PROCESO DE FABRICACIÓN

Actualmente entre los principales fabricantes en el mundo de tubería flexible se encuentran: Quality Tubing Inc., Precision Tube Technology y Southwestern Pipe los cuales utilizan un proceso de fabricación similar.

En el caso de la compañía Precision Tube Technology dentro de la manufactura de la tubería flexible, se utiliza lámina que está compuesta por diferentes porcentajes en la aleación de metales como se muestra en la **Tabla 1.1**.

Elemento Químico	Quality Tubing		Southwestern Pipe		Precision Tubing
	QT 70/QT 700	QT 70/QT 700	CYMAX 80	CTMAX 100	HS 70W/HS 70 C
Carbón C	0.10 a 0.14	0.10 a 0.16	0.10 a 0.17	0.13 a 0.17	0.10 a 0.15
Manganeso Mn	0.70 a 0.90	0.70 a 0.90	0.60 a 0.90	0.60 a 0.90	0.60 a 0.90
Fósforo P	0.025 max	0.025 max	0.025 max	0.025 max	0.03 max
Sulfuro S	0.005 max	0.006 max	0.005 max	0.005 max	0.005 max
Silice Si	0.30 a 0.50	0.30 a 0.50	0.30 a 0.60	0.30 a 0.45	0.30 a 0.50
Cromo Cr	0.50 a 0.70	0.50 a 0.70	0.40 a 0.90	0.40 a 0.60	0.55 a 0.70
Cobre Cu	0.25 max	0.25 max			0.20 a 0.40
Níquel Ni	0.2 max	0.2 max	0.10 max	0.10 max	0.25 max
Molibdenio Mo		0.21 max		0.08 a 0.15	
Cobalto Cb			0.20 a 0.04	0.02 a 0.04	
Hierro Fe	Balance	Balance	Balance	Balance	Balance

Tabla 1.1 % en composición de aleaciones en la fabricación de la Tubería Flexible⁴³

La tubería flexible es fabricada con una franja o tira de lámina de acero al bajo carbón y por lo consiguiente de baja resistencia y propensa al ataque del medio ambiente. Para mejorar lo anterior en su aleación se agrega otro metal como el níquel, logrando con esto un incremento en la resistencia, aunque con esto se reduce su resistencia al ataque del ácido sulfhídrico (H₂S). De nuevas investigaciones se descubrió que al agregar Cromo y Cobre aumenta su resistencia a la tensión y no se reduce la ductibilidad de la misma; en cuanto a las propiedades físicas de la TF se logró un aumento a su resistencia por medio de los tratamientos térmicos.

Como ya se mencionó, respecto a los materiales que integran las aleaciones en la fabricación de la lámina, material base para formar el tubo, es necesario el control de calidad mediante análisis químicos para verificar su composición, además de efectuar una

⁴³ Manual tubería flexible, fabricación y limitaciones. Schlumberger, 2004.

inspección visual con la medición del ancho y espesor de pared. Dicha lámina se envía en rollos con la longitud y espesor solicitado. Estos rollos se cortan a lo ancho de acuerdo al diámetro de la tubería que se va a fabricar (**Figura 1.41**).

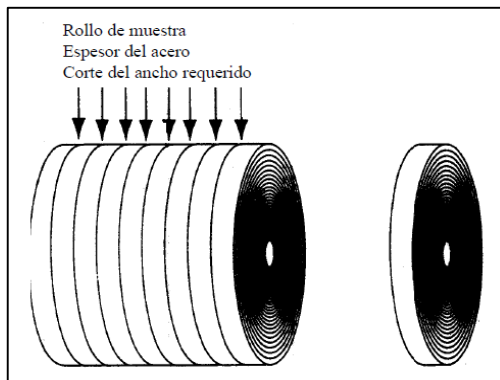


Figura 1.41 Rollo de muestra⁴⁴

Continuando, se procede al ensamblado de acuerdo a la longitud necesaria, por lo que las láminas se soldan transversalmente mediante el corte de las 2 uniones a 45° y con soldadura de arco denominada “al sesgo”, que dicha soldadura al formar el tubo quedará en forma helicoidal, obteniendo con esto un aumento en la resistencia a la tensión en la unión soldada. Para un mayor control de calidad de la soldadura se verifica con radiografías (rayos x) para cumplir con las normas establecidas. Ya unidos estos extremos, se continúa con la inspección de los tramos y la adquisición de datos para el proceso de control; con ello se detectan y retiran las anomalías.

Finalmente la lámina se enrolla en carretes de 26 pies de diámetro para su manejo en el departamento de producción de tubería (**Figura 1.42**).

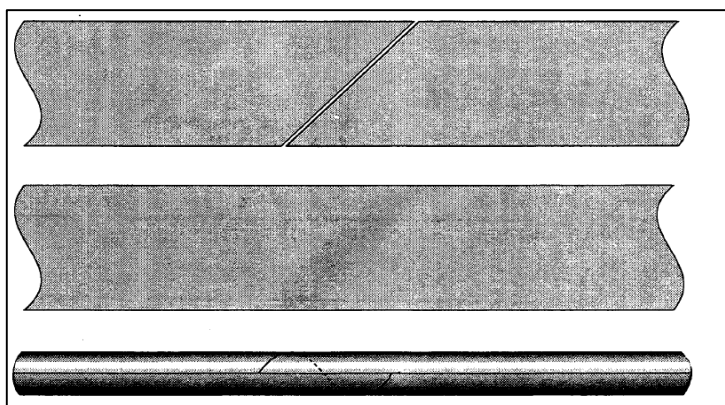


Figura 1.42 Lámina de acero soldada⁴⁵

^{44,45} Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

Posteriormente, en la línea de producción la lámina o franja pasa a través de 6 juegos de roles, los cuales conforman el tubo y se encuentran a distancias entre 50 y 80 cm de longitud de acuerdo con el diámetro de tubería a producir, como se muestra en la **Figura 1.43**. Los roles proporcionan la forma al tubo y a su vez une ambos lados de la lámina longitudinalmente soldándolos mediante una bobina de alta frecuencia que produce una temperatura de fundición.

Al término de la operación de soldadura, la tubería presenta un reborde exterior el cual se elimina con un buril y el reborde interno que es ligeramente pronunciado, es posible eliminarlo si lo desea el cliente aunque este proceso no es una práctica normal ya que encarece el costo de la misma.

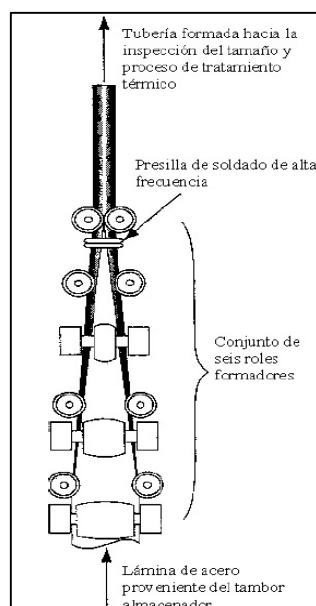


Figura 1.43 Proceso en el juego de roles⁴⁶

Al continuar con el proceso en la línea de fabricación, el tubo pasa a través de un horno que cuenta con una temperatura de 1600 °C, con la finalidad de dar el tratamiento térmico al cuerpo del tubo. Posteriormente, el tubo es enfriado con aire y agua, para efectuar una inspección de la soldadura y volverla a pasar a otra área de roles para darle nuevamente el diámetro deseado de acuerdo a las especificaciones. Finalmente se aplica a todo el tubo el tratamiento térmico, a una temperatura de 1000 °C para relevar los esfuerzos como resultado de su fabricación y orientar su estructura molecular para adquirir la dureza uniforme y propiedades físicas predecibles. Por último en la línea se enrolla en carretes de madera y se traslada al área de prueba hidrostática, en la cual se inyecta agua por el interior de la tubería, hasta una presión equivalente al 80% del valor de cedencia interno

⁴⁶ Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

durante un tiempo de 30 minutos. Si no hay fugas, la tubería se prepara para su limpieza desalojando el agua y llenando el interior del tubo con nitrógeno para evitar la corrosión (Figura 1.44).

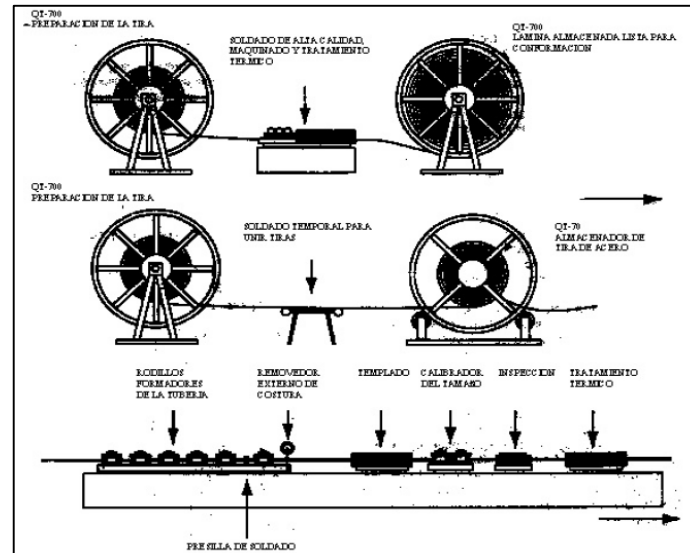


Figura 1.44 Proceso en la línea de fabricación⁴⁷

Control de calidad de la tubería flexible

El propósito en la excelencia de la producción de la tubería, para las necesidades de los clientes y mantener un alto nivel en la calidad, de acuerdo a normas, se logra mediante rigurosas pruebas e inspección, excediendo todas las especificaciones aplicables, como se indica a continuación:

Al recibir el material se realizan análisis para el control de su composición química.

- ✓ Inspección visual y medición de dimensiones de la cinta laminada.
- ✓ Inspección en la unión de las tiras mediante las radiografías, para evitar defectos en la soldadura.
- ✓ Se efectúa la inspección continua a lo ancho de la cinta con láser y a lo largo de toda su longitud de la cinta para su medición en tiempo real y adquisición de datos digitales para obtener el reporte de control de la capacidad de ésta, que permiten detectar y remover defectos.

Para satisfacer estos requerimientos se llevan a cabo pruebas destructivas y no destructivas, como las siguientes:

⁴⁷ Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

Pruebas no destructivas**Inspección ultrasónica.**

Se efectúa en forma continua en tiempo real y permite detectar el espesor de pared de la sarta y registrarlos en gráficas.

Utilización de pirómetros ópticos.

Se efectúa en cada etapa del soldado o tratamiento térmico (para relevar los esfuerzos en el cuerpo de la tubería), mediante pirómetros que permiten ajustar automáticamente la temperatura y un monitoreo en cada operación.

Pruebas electromagnéticas.

La costura de la soldadura es continuamente monitoreada empleando pruebas electromagnéticas (corriente de Eddy) y es calibrada al principio y final de cada sarta fabricada. Se cuenta con una alarma audible y sistema de marcado automático, estas identifican áreas que tengan que requerir una inspección más detallada.

Pruebas destructivas**Inspección dimensional al inicio y final de cada sarta.**

Los valores permitidos en la ovalidad son los siguientes: (más menos 0.010 pg.), espesor de pared (nominal mínimo especificado) y en la costura de la soldadura (más menos 10 % del espesor de pared actual).

Pruebas de tensión.

En secciones al principio y final de cada sarta son tensionadas y probadas para verificar el esfuerzo de cedencia (0.2 %), de última tensión y porcentaje de elongación (2 pg. de longitud medida) de acuerdo con la norma ASTM A370.

Pruebas de aplastamiento y estallamiento.

Se efectúa al principio y final de cada sarta para verificar la integridad de la costura y de la soldadura, por defectos no visibles, de acuerdo a la norma ASTM A450.

Pruebas de dureza.

Son realizadas en la cinta de la soldadura en los extremos de las sartas, con secciones de aplastamiento preparadas metalográficamente para las pruebas de microdureza. Varias mediciones son hechas en la costura de la soldadura, asociada a los efectos en zonas afectadas por calentamiento y metal base sin afectar.

Metalografía.

Se preparan las secciones cruzadas, las cuales son examinadas metalográficamente para determinar el grado de emparejamiento y examinar la dureza de la costura de la soldadura para la microestructura y normalización.

Prueba hidrostática.

La tubería terminada es probada al 80 % de la cedencia teórica de la presión durante 30 minutos, graficando los resultados obtenidos además, con una esfera de acero de diámetro específico, se hace la calibración del diámetro interior de la tubería.

1.4.2. ESPECIFICACIONES DE LAS TUBERÍAS

Las características en la tubería flexible se han mejorado desde mediados de los 80's como se menciona a continuación:

- ✓ Empleo de acero al bajo carbón
- ✓ Uso de aleaciones modificadas High Streng Low Alloy (HSLA) de alta resistencia y baja aleación
- ✓ Mínimos esfuerzos a la cedencia de 70,000 y 80,000 psi
- ✓ Tensión mínima de 80,000 y 90,000 psi
- ✓ Elongación mínima entre el 28 y 30 %
- ✓ Dureza máxima de Rockwell de 22 C
- ✓ Fabricación empalmada para su soldadura a tope

La fabricación de las sartas de tubería flexible, debe cumplir con las siguientes normas:

NACE MR- 01-75 e ISO - 9001 (para ambientes con sulfhídrico). Y para pruebas e inspección de las normas API 5L Y 5CT para especificaciones de la tubería flexible en la industria petrolera.

Para obtener las siguientes características:

1. La sarta debe ser suficientemente fuerte para soportar las cargas de tensión durante la operación, presión interna y colapso.
2. Resistente a la corrosión y erosión.
3. Debe ser dúctil para ser almacenada en el carrete y pasar a través de la cabeza inyectora y el cuello de ganso.
4. Tener la capacidad de ser soldable tanto en fábrica como en el campo.
5. Contar con un mínimo de soldaduras a tope, ya que estas son puntos débiles en la sarta.
6. Tener buena resistencia a la fatiga causada por los ciclos y la deformación plástica.

Diámetros y Longitudes de la Tubería Flexible

La fabricación de diámetros de tubería flexible varía desde 1" hasta 6 5/8" según los requerimientos de volumen a manejar por el cliente.

La longitud de la tubería flexible que se puede manejar está en función del diámetro del carrete en el que se enrollará para ser usada en los diferentes trabajos de la industria petrolera, la nueva generación de carretes pueden contener capacidades de tubería de diámetro de 1 3/4" hasta 25,000 pies de longitud para equipos terrestres, y para equipos costa afuera en diámetros de tubería de 2 3/8" hasta 17,000 pies de longitud.

Grados y espesores

En la actualidad se fabrica la tubería flexible en grado HS-90 TM con características de 90,000 psi de cedencia mínima y 100,000 psi de esfuerzo mínimo de tensión con el mismo rango de elongación.

El acero que se utiliza para la fabricación de la tubería flexible está tratado térmicamente para obtener una dureza Rockwell 22 C máxima, con este tipo de acero se logran las características necesarias para hacerla de tipo continuo, enrollable y soldable.

Los espesores más comunes en la fabricación de esta tubería están en la siguiente tabla:

	HS-70	HS-80
D.E. pg	Espesor de pared pg	Espesor de pared pg
1.000	0.080-0.109	0.080-0.109
1.250	0.080-0.175	0.080-0.175
1.500	0.095-0.190	0.095-0.190
1.750	0.109-0.190	0.109-0.190
2.000	0.109-0.204	0.109-0.204
2.375	0.125-0.204	0.125-0.204
2.875	0.156-0.204	0.156-0.204
3.500	0.175-0.250	0.175-0.250
4.500	0.204-0.250	0.204-0.250

Tabla 1.2 Espesores comunes de Tubería Flexible⁴⁸

Existen 2 tipos de sartas fabricadas según las necesidades de trabajo para el que sean requeridas, estas son:

Sarta corrida: es la que se manufactura en un solo espesor de pared desde el inicio hasta el fin del proceso de fabricación.

Sarta ahusada: es del tipo de sarta telescopiada donde varía el espesor de pared. En esta tubería la resistencia decrece hasta llegar al fin del proceso de fabricación.

1.4.3 MODELOS DE ESFUERZOS

El desarrollo de modelos matemáticos de esfuerzos utilizados para predecir el comportamiento de las características físicas y metalúrgicas de la tubería flexible han definido los límites operacionales recomendados para cada trabajo en particular.

Límites

Varios de estos límites son definidos a través del uso de programas de cómputo, se utilizan para que la operación sea ejecutada y monitoreada a tiempo real dentro de los límites establecidos por el diseño.

⁴⁸ Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

Los factores que afectan el cálculo de los límites operacionales son los siguientes:

Presión Interna.- Es la presión interna necesaria para deformar el diámetro exterior del espesor de pared de la tubería hasta la cadencia mínima del material. Debido a las altas presiones generadas por fricción cuando se bombea algún fluido estas generalmente se encuentran en el carrete.

Presión de Colapso.- Es la presión externa necesaria para deformar la tubería hasta su último esfuerzo de cadencia. La ovalidad e irregularidades de la superficie de la TF pueden disminuir la resistencia al colapso.

Presión de Pozo.- Esta presión, si es suficientemente alta actuará sobre el área transversal de la tubería tratándola de sacar fuera del pozo. En pozos de alta presión la fricción entre el stripper y la tubería juega un papel importante, ya que nos determina la presión máxima en la cabeza del pozo para efectuar la operación con seguridad, además de la capacidad de la cabeza inyectora para vencer las fuerzas de empuje por presión del pozo y las fricciones creadas mientras se mete la tubería.

Tensión.- Los límites de tensión dependen del tipo de tubería, diámetro exterior, espesor de pared, además del registro de fatiga de la sarta. La tensión límite recomendada por los fabricantes es del **80%** en tubería nueva.

Módulo de Cómputo.- Un módulo del programa denominado límite de TF determina con base a los anteriores parámetros los límites de presión y tensión que podrán ser aplicados a la sarta. Los resultados de este módulo incluyen una gráfica que describe los límites de presión y tensión aplicados a la tubería durante la operación. La **Figura 1.45** muestra la curva límite principal de trabajo. Esta curva y los ejes de Pmax. y Tmax. definen lo antes descrito para una sarta específica bajo las condiciones estáticas.

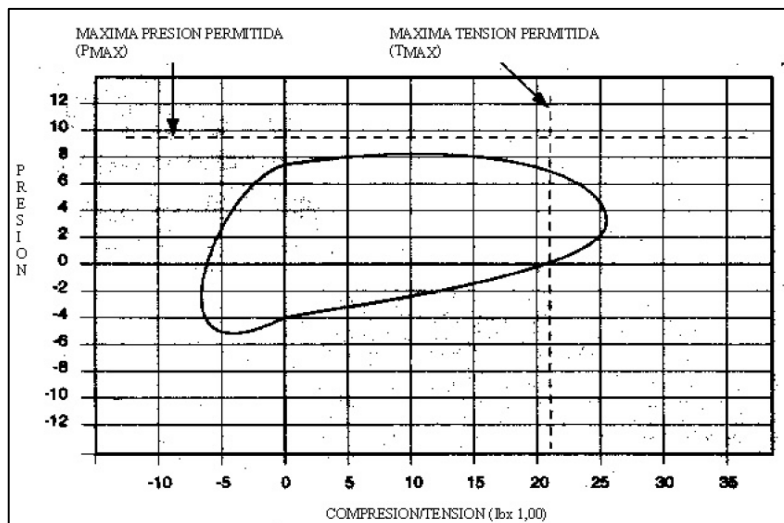


Figura 1.45 Curva de los límites de presión y tensión⁴⁹

Ovalidad.- Los límites de ovalidad permitidos en la tubería flexible están determinados por la habilidad del equipo de control de presión (**stripper**), para efectuar el sello hermético en secciones de tubería con un grado de distorsión en la superficie. Se utiliza un conjunto de sensores para monitorear en tiempo real la integridad de la tubería. Dichos sensores se encuentran montados en la tubería sobre el carrete y despliegan las condiciones de variación en el diámetro de la tubería como se muestra en la **Figura 1.46**.

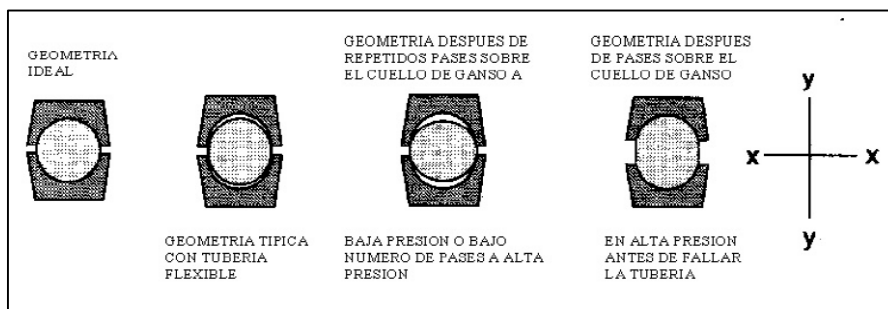


Figura 1.46 Condiciones de variación en la Tubería Flexible⁵⁰

Los valores máximos recomendados de ovalidad son los siguientes:

Máximo diámetro exterior	106% del diámetro nominal
Mínimo diámetro exterior	96% del diámetro nominal

^{49, 50} Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

Vida Útil.- Existe un modelo matemático computarizado, el cual está basado en un programa extensivo de pruebas de fatigas en la tubería flexible este módulo analiza los datos acumulados de presión y ciclos de flexión que sufre toda la longitud de la sarta cuando se introduce o recupera la tubería del pozo y nos predice cuando suspender para desechar el tramo de tubería o la totalidad del carrete antes de inducir una falla por fatiga que estará en función además, del mayor o menor diámetro y de ambientes corrosivos. Con estos parámetros el módulo grafica el porcentaje de la vida de la tubería contra la longitud total de la sarta como se muestra en la **Figura 1.47**.

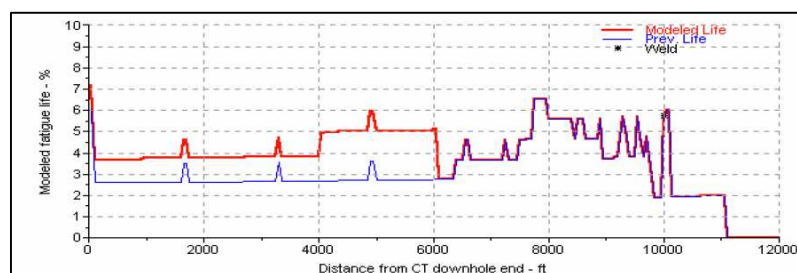


Figura 1.47 Control de la vida útil de la Tubería Flexible⁵¹

Corrosión.- La corrosión es un factor muy importante que afecta directamente la vida útil de la tubería flexible, este daño puede ocurrir en todo el tiempo, desde el momento mismo de la operación a través de los fluidos bombeados o del pozo hasta su transporte y almacenaje, reduciendo la integridad y esfuerzo de tensión causado por la pérdida del material al reaccionar químicamente los fluidos al contacto con la tubería.

Existen varias fuentes de corrosión que se deberán de identificar para determinar el método a utilizar para cada caso:

- ✓ Fluidos corrosivos de tratamiento (interno y externo).
- ✓ Fluidos corrosivos del pozo (externo).
- ✓ Gases amargos (externo).
- ✓ Fluidos residuales (interno).
- ✓ Condiciones atmosféricas (externo).

⁵¹ López C. y Colón J. Manual operador de unidad de tubería flexible. PEMEX.

Fuerzas de la tubería flexible

En pozos verticales cuando se introduce o saca la tubería, la fuerza aplicada en la sarta es fácilmente calculada conociendo el peso por metro de la tubería con algunas correcciones por efecto de flotación, donde la resultante se leerá en el indicador de peso.

En pozos desviados las fuerzas aplicadas para empujar la tubería dentro del pozo, no será fácilmente detectado por el indicador de peso. Un gran número de fuerzas que actúan sobre la tubería, deberán tomarse en cuenta para predecir las cargas efectivas a las que estará sujeta la sarta dentro del pozo (**Figura 1.48**).

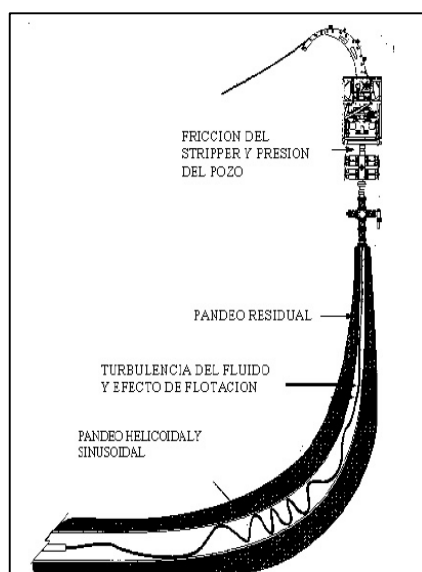


Figura 1.48 Fuerzas sobre la Tubería Flexible⁵²

Factores que afectan las fuerzas de la tubería flexible

Las fuerzas que toma el módulo descrito anteriormente para el cálculo son los siguientes:

Efecto de Flotación.- Se refiere al peso de la tubería flexible tomando en cuenta los efectos de los fluidos internos y externos de la tubería, su densidad con su correspondiente efecto de flotación.

Estado Mecánico del Pozo.- Son las fuerzas correspondientes por la fricción y/o arrastre aplicados a la tubería debido a los cambios en desviación y azimut en la trayectoria del pozo.

⁵² Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

Pandeo Residual.- Es la fuerza o fricción generada al pasar la tubería por el stripper y en el pozo causada por la flexión natural de la tubería almacenada en el carrete.

Pandeo (Flexión).- Es la fuerza de compresión generada cuando se mete la tubería flexible en pozos altamente desviados, en lo cual se manifiesta de dos distintas maneras;

Pandeo sinusoidal.- Es cuando se empuja la tubería dentro del pozo hasta cierto nivel donde la tubería toma una onda de forma sinusoidal. La carga en este punto es descrita como carga crítica de pandeo. Al continuar ejerciendo esta fuerza a la tubería la longitud de onda se reducirá formándose un pandeo helicoidal (periodos cortos de las ondas de tubería), como se muestra en la Figura 1.49 y Figura 1.49 a.

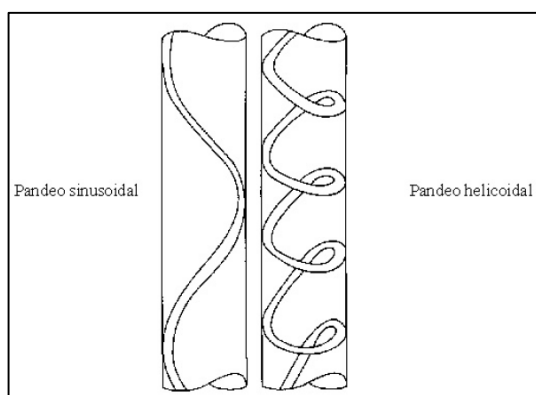


Figura 1.49 Tipos de pandeo en la tubería

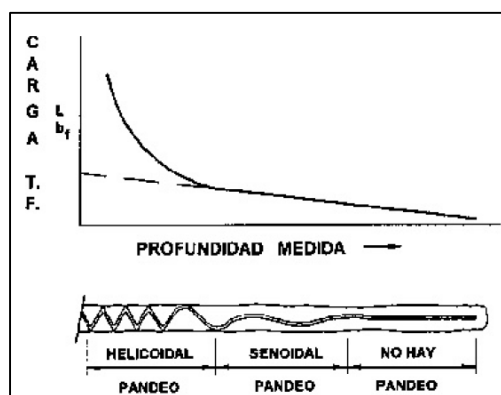


Figura 1.49 a Gráfica de Profundidad vs carga de TF^{53}

Fricción del stripper.- El sello que produce el stripper para mantener segura la presión del pozo, genera una fuerza de fricción sobre la tubería. En pozos de alta presión la presión impuesta por el stripper dificulta la inyección de la tubería dentro del pozo.

Presión del Pozo.- La presión fluyente del pozo presenta una resistencia ascendente para la introducción de la sarta de trabajo. La **Figura 1.50** muestra una gráfica de fuerza contra presión de pozo para varios diámetros de tubería, lo cual nos determina la cantidad de fuerza necesaria en la cabeza inyectora para vencer el empuje ejercido por la presión del pozo, además de las condiciones de la tubería para soportar los esfuerzos de compresión sometida.

⁵³ Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

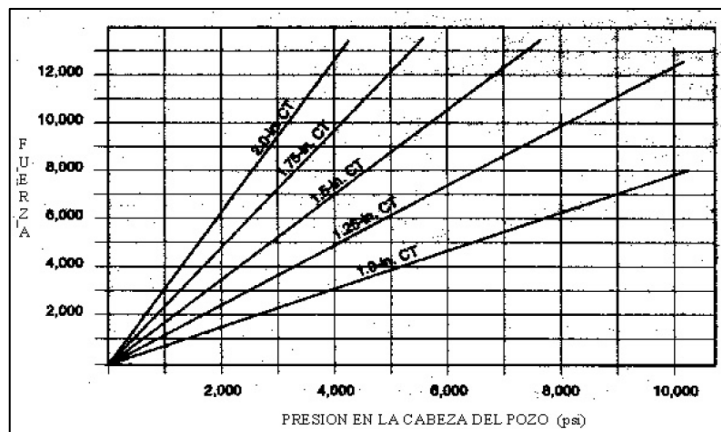


Figura 1.50 Fuerza vs Presión⁵⁴

1.4.4. FATIGA

En los inicios de los servicios con el equipo de tubería flexible, el método adoptado por la industria petrolera para determinar la vida útil de la tubería fue el sistema de metros recorridos, es decir, se contabilizaba y acumulaban los metros recorridos por viaje de tubería hasta llegar a una cantidad de metros establecidos en base a la experiencia para el desecho total de la misma.

Estudios recientes determinaron que el daño originado al meter o sacar la tubería, es causado por las constantes flexiones y enderezamiento del tubo desde el carrete hasta el cuello de ganso lo que es conocido como ciclo de fatiga (el número de veces que pasa un punto determinado de la sarta por el cuello de ganso), el cual se incrementa si se aplica presión interna a la tubería mientras esta se encuentre en movimiento.

En toda operación, la TF está expuesta a varios esfuerzos, algunos de los cuales están aplicados a puntos específicos, mientras que otros afectan a toda la sarta.

⁵⁴ Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

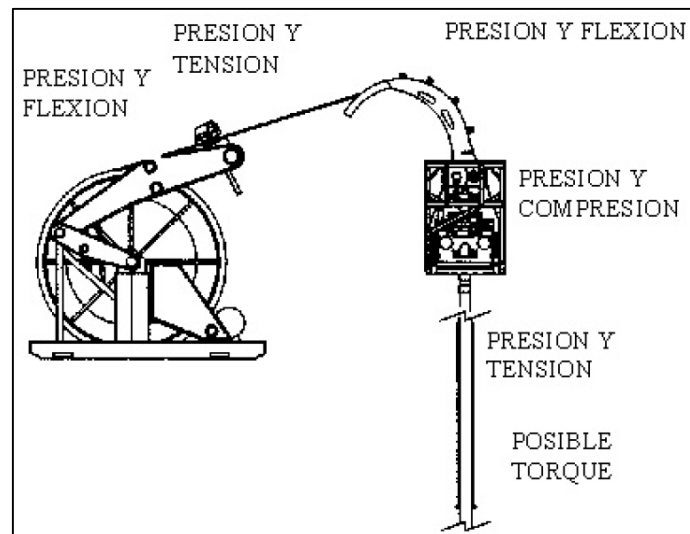


Figura 1.51 Ciclo de fatiga⁵⁵

Los tipos de esfuerzos principales que afectan a la sarta (**Figura 1.52**) son los siguientes:

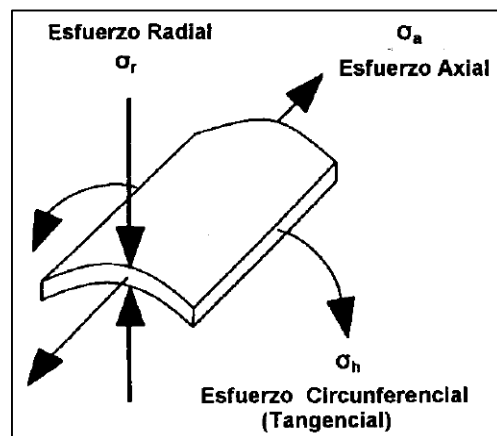


Figura 1.52 Tipos de esfuerzos que afectan la sarta⁵⁶

Esfuerzo circunferencial.- Es la presión interna aplicada a toda la longitud de la sarta.

Esfuerzo de Flexión.- Es el esfuerzo producido en la tubería cuando pasa por el cuello de ganso y el carrete.

Esfuerzo radial.- Es el esfuerzo que reduce el espesor de pared de la tubería como resultado de los efectos combinados circunferencial y de flexión.

^{55,56} Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

Teoría de esfuerzo y tensión aplicada a la tubería flexible (ley de hook)

Para muchos metales esto es una relación establecida entre el esfuerzo aplicado a un elemento y la tensión resultante como se muestra en la **Figura 1.53 y 1.53a**, en donde la línea **OA** la tensión es directamente proporcional al esfuerzo aplicado. Si una pequeña cantidad de jalón es aplicado el material se elongara un poco, si se aumenta el jalón aumentara la elongación. Sin embargo, el material siempre regresara a sus dimensiones originales cuando se deje de aplicar esta fuerza.

La máxima aplicación de tensión correspondiente al punto **A** es conocido como punto de cadencia, valores superiores que el punto **A** el material sufrirá cambios en su estructura. Si este material es tensionado arriba de este punto, el material se elongara significativamente hasta romperse. Este valor de rompimiento del material es conocido como esfuerzo ultimo del material. El esfuerzo en el punto **B** es conocido como ultima tensión.

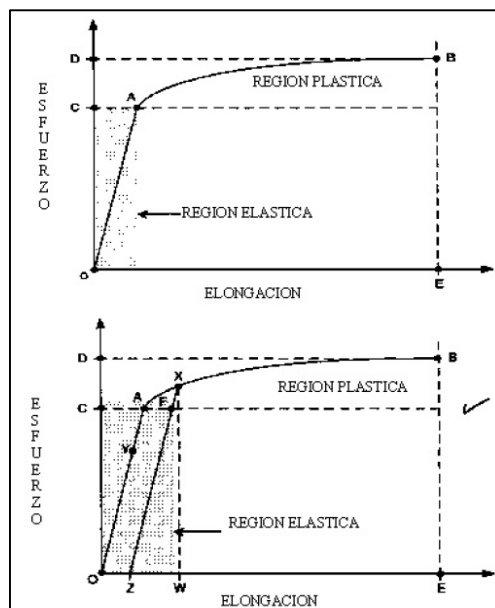


Figura 1.53 y 1.53 a Relación esfuerzo y tensión en los metales⁵⁷

En la **Figura 1.54** se muestran los esfuerzos y tensiones aplicados en la tubería flexible durante las operaciones.

⁵⁷Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

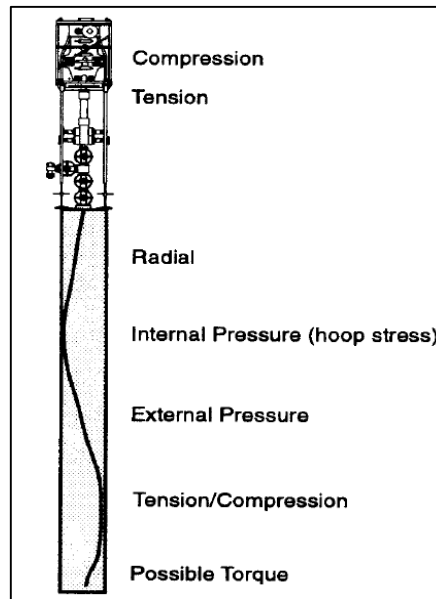


Figura 1.54 Esfuerzos aplicados a la Tubería Flexible⁵⁸

⁵⁸ Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

Durante la etapa de terminación de los pozos, el disparo para poner en producción el pozo es la fase más importante, ya que el objetivo principal de las operaciones de disparos es la de establecer conductos de flujo entre el pozo y la formación, mediante cargas que perforen la tubería de revestimiento, el cemento y penetren hasta la formación productora, ya que un disparo bien diseñado posibilitará el flujo de los hidrocarburos en forma eficiente. La operación de disparo no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la tubería de producción, ya que este condicionará el diámetro exterior de las pistolas las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro.

Algunos factores que pueden afectar el resultado de los disparos son el grado de la tubería de revestimiento, densidad del disparo, tipo de formación y temperatura.

El objetivo principal de la tubería flexible es la de empujar las sarta de disparos (**Figura 2.1**) para operaciones en pozos altamente desviados y horizontales, así como en casos donde la sarta es demasiado pesada para soportarla con el cable de registros, o disparos en pozos con alta presión.

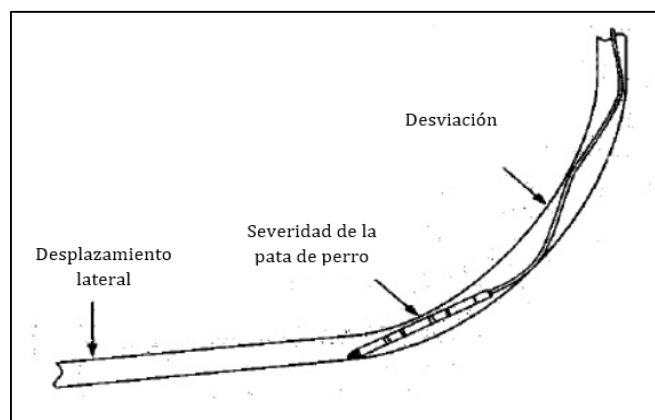


Figura 2.1 Empuje de la sarta de disparos⁵⁹

2.1 TIPOS DE DISPAROS

Disparo de bala

Las pistolas de bala de 3 ½" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6000 lb/pg², los disparos con bala de 3 ¼" o tamaño

⁵⁹ Location Safety Standards .Schlumberger.

mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000lb/pg^2 . La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/segundo y pierde velocidad y energía cuando el claro excede de $\frac{1}{2}$ " y la pérdida en la penetración con un claro de 1". Es aproximadamente el 25% de la penetración con un claro de $\frac{1}{2}$ " y con un claro de 2" la pérdida es de 30%. Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

Disparos a chorro

El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal, la alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/segundo con una presión estimada de 5 millones de lb/pg^2 .

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar un funcionamiento deficiente, lo cual puede causar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o posiblemente ningún disparo. Algunas de las causas del mal funcionamiento son: corriente o voltaje insuficiente al detonador; un detonador defectuoso o de baja calidad o pobremente empacado o el recubrimiento colocado incorrectamente o sin hacer contacto efectivo con el explosivo. El agua o la humedad en las pistolas, el cordón explosivo o las cargas, pueden provocar un mal funcionamiento o una detonación de baja orden.

Los disparos a chorro convencionales a través de tubería de revestimiento son las pistolas recuperables con un tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento. Existen pistolas a chorro para correrse a través de la tubería de producción, incluyendo pistolas encapsuladas, o sea las desintegrables o de rosario, pistolas con cargas giratorias, con cargas soportadas en alambre y con cargadores tubulares y pistolas con cargadores de pared delgada o desechable, la ventaja que presentan es que su posibilidad de correrse y recuperarse a través de la tubería de producción y de dispararse con una presión diferencial hacia el pozo. Las pistolas desechables o desintegrables con cargador hueco de pared delgada, evitan el

resquebrajamiento de la tubería de revestimiento y la mayor parte de los residuos que se dejan dentro de ella, también eliminan el problema del claro si la pistola es colocada apropiadamente, pero se sacrifica algo de penetración.

Pistolas hidráulicas

Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 lb/pg^2 . La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

2.2 FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LOS DISPAROS CON PISTOLAS

Taponamiento de los disparos

El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico puede ser muy severo. Mediante el empleo de recubrimientos cónicos elaborados con metal pulverizado, los residuos mayores han sido eliminados en varias de las cargas especiales. Los residuos del recubrimiento también se forman, pero son acarreados al fondo del agujero en forma de partículas del tamaño de arena o más pequeñas. Las pruebas superficiales a presión atmosférica, no son confiables para evaluar este tipo de taponamiento de los disparos, debido a que los residuos frecuentemente son desviados de los disparos a la presión atmosférica.

Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en el lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo. La presencia de partículas compactas y trituradas de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara en el lodo. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo. La presencia de partículas compactas y trituradas de la formación alrededor de los disparos reduce aún más la probabilidad de limpiar los disparos. Los lodos con alta densidad mezclados con sólidos pesados, provocan la formación de tapones densos en los disparos.

La presión diferencial requerida para iniciar el flujo, de la formación al pozo. Cuando se abren algunos disparos que requieren una presión diferencial baja, el flujo a través de estos disparos dificulta la creación de la mayor caída de presión requerida para abrir más disparos. En formaciones estratificadas, como las constituidas por secuencia de lutita y arena, un gran número de disparos permanecen taponados y pueden evitar que se drenen

algunas zonas específicas. Cuando están taponadas, o parcialmente obturadas, una o más zonas en un yacimiento estratificado, las pruebas de formación, las de producción y las mediciones del índice de productividad, pueden proporcionar una evaluación errónea sobre el daño del pozo, su productividad y su recuperación.

Limpieza de los disparos taponados

En arenas no consolidadas las herramientas de sondeo instantáneo y los lavadores de disparos han sido usadas con éxito para limpiar los disparos en muchas áreas. Si los disparos en pozos terminados en arenas, no pueden limpiarse con herramientas de sondeos instantáneos o lavadores, el siguiente paso consiste generalmente en abrir cada disparo con aceite o agua limpia usando bolas selladoras. Este procedimiento ocasiona que el lodo sea desplazado dentro de las fracturas de la formación. Normalmente estas fracturas se cerraran poco después que la presión de fracturamiento sea liberada.

La acidificación de los pozos en areniscas generalmente no permitirá limpiar todos los disparos taponados con lodo, a menos que cada disparo sea aislado y fracturado, y el lodo desplazado dentro de la fractura de la formación.

Los tapones de lodo son más fáciles de remover de los disparos en formaciones carbonatadas, debido a que al entrar en ácido en unos cuantos disparos, generalmente disuelve una cantidad de roca suficiente para abrir otros disparos. Generalmente los pozos terminados en formaciones de caliza o dolomita se disparan en ácido, con una pequeña presión diferencial hacia la formación. Sin embargo, los disparos en aceite o agua limpian, con una presión diferencial hacia el pozo, son muy satisfactorios.

Si una parte de la tubería de revestimiento disparada está pobremente cementada, proporcionando comunicación vertical atrás de la tubería y entre las perforaciones, las condiciones resultantes son similares a las de una terminación en agujero abierto con tubería ranurada. Si se presenta flujo de la formación, todos los disparos en la tubería de revestimiento, generalmente se limpiarán. Sin embargo los disparos en la formación podrán o no limpiarse.

El taponamiento de los disparos con parafina, asfáltenos o incrustaciones, es un gran problema en muchas partes del mundo. Los tratamientos con solventes, generalmente removerán la parafina o los asfáltenos. Si los disparos están obstruidos con incrustaciones solubles o indisolubles en ácido, es generalmente aconsejable re-disparar y tratar con ácido y con otros productos químicos.

Efecto de la presión diferencial

Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas. Los tapones de lodo son difíciles de remover, produciendo en algunos disparos un taponamiento permanente y reduciendo la productividad del pozo.

Aun cuando se dispare en fluidos limpios tales como aceite o agua que tienen altos ritmos de filtrado, las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas, o de otro tipo, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo en la formación. Las formaciones con permeabilidad de 250 md o mayores, permiten que las partículas de tamaño de las arcillas se desplacen hacia los poros de la formación o por las fracturas.

En formaciones carbonatadas es frecuentemente posible obtener altas productividades de los pozos y bajas presiones de fracturamiento de los disparos cuando se dispara en HCL o ácido con una presión diferencial pequeña hacia la formación. Debido al bajo ritmo de reacción del ácido acético con las formaciones calizas, es generalmente conveniente dejar el ácido acético, frente a los disparos por unas 12 horas después de disparar. No debe permitirse que partículas sólidas de lodo penetren en los disparos acidificados.

Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios, se ayuda a obtener una buena limpieza de los disparos. Este es el método preferido de disparar formaciones de areniscas y carbonatadas.

Efecto de usar fluidos limpios

Si una pistola en lo particular proporciona un tamaño y penetración adecuados bajo ciertas condiciones del pozo, la productividad limpia, manteniendo una presión diferencial hacia el pozo a disparar y durante el periodo de limpieza.

Efecto de la resistencia a la compresión

La penetración y el tamaño de los disparos a chorro se reducen a medida que aumenta la resistencia a la compresión de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación. La penetración de las pistolas a bala decrece severamente al aumentar la resistencia de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación.

Densidad de los disparos

La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, la permeabilidad de la formación, y la longitud del intervalo disparado. Para pozos con alta producción de aceite y gas, la densidad de los disparos debe permitir el gasto deseado con una caída de presión razonable. Generalmente son adecuados 4 disparos por pies de ½", siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. En los pozos que serán fracturados, los disparos se planean para permitir la comunicación con todas las zonas deseadas. Para operaciones de consolidación de arenas, generalmente se prefieren 4 disparos por pie de diámetro grande. Para terminaciones con empaque de grava se prefieren de 4 a 8 disparos por pies de 0.75 pg. de diámetro o mayores.

Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con pistolas con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento. También el cemento puede fracturarse severamente, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de agua o gas. Los coples de las tuberías de revestimiento de alta resistencia pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

Costo

El precio de los disparos varia, sin embargo, generalmente los costos son inferiores cuando se usan bajas densidades de disparo. El empleo de pistolas selectivas puede ahorrar un tiempo apreciable en las intervenciones en que se tienen zonas productoras separadas por intervalos no productores. El empleo de pistolas que se corren a través de la tubería de producción puede frecuentemente permitir el ahorro de tiempo si la tubería de producción está abierta en su extremo y situada arriba de las zonas que serán disparadas. En los pozos nuevos la tubería de producción puede colocarse, en unas cuantas horas después de cementar el pozo. A continuación pueden efectuarse los disparos a través de la tubería de producción sin tener un equipo en el pozo. En esta forma no se carga tiempo por equipo en la terminación de pozo.

Limitación de presión y temperatura

Existen especificaciones sobre las presiones y temperaturas de operación para todas las pistolas. Las presiones en el fondo del pozo pueden limitar el uso de algunas pistolas con

cargas expuestas. Sin embargo, pocos pozos son disparados, cuando la presión es un problema, con pistolas convencionales con cargadores de tubo.

Como regla general, las cargas para alta temperatura no deben emplearse en pozos con temperatura del orden de 300-400° F. esta recomendación está basada en lo siguiente:

1. La mayoría de las cargas para alta temperatura proporcionan poca penetración.
2. El explosivo de alta temperatura es poco sensible, originando mayores fallas en los disparos.
3. Las cargas para altas temperatura son más costosas.
4. Existen pocas cargas para seleccionar.

Cuando se opera cerca del límite superior con cargas para baja temperatura pueden seguirse estas recomendaciones:

1.- Pueden circularse en los pozos, fluidos con baja temperatura para reducir la temperatura en el fondo del pozo. Este procedimiento es especialmente aplicable para pistolas que se corren a través de la tubería de producción, inmediatamente después de suspender la circulación del fluido.

2.- Cuando existe alguna duda con relación a si se alcanzará la temperatura límite de la pistola antes de que esta dispare, puede emplearse detonadores para alta temperatura en las pistolas que contienen cargas para bajar temperatura. De esta manera se evitara los disparos accidentales debido a la alta temperatura, ya que las cargas preformadas se fundirán o quemaran sin detonar, a menos que sean disparadas con el detonador de la pistola.

Para pozos con temperaturas muy altas puede no existir otra alternativa que correr el paquete completo para disparar a alta temperatura. Este incluye el detonador, el cordón explosivo y la carga principal. Como se indicó con anterioridad, el detonador es el elemento principal del sistema. A menos que el detonador sea accionado, la carga preformada no será disparada.

Control del pozo

Los pozos productores de aceite con baja presión pueden ser disparados, con aceite o agua dentro de la tubería de revestimiento, con poco control superficial, siendo suficiente una prensa-estopa tipo limpiador. Sin embargo, es siempre conveniente usar un preventor. Los pozos productores de aceite con presión normal, pueden ser disparados, con aceite o agua

en el agujero, con pistolas a través de la tubería de producción, usando instalaciones de control convencionales a boca del pozo y un prensa-estopa ajustable tipo espiral.

En todos los pozos productores de gas deberá usarse un lubricador con sello de grasa, así como en todos los pozos en que se prevea una presión superficial mayor de 1,000 lb/pg².

Daño en el cemento y en la tubería de revestimiento

Las pistolas con cargador de tubo absorben la energía no empleada al detonar las cargas. Esto evita el agrietamiento de la tubería de revestimiento y elimina virtualmente que el cemento se desquebraje. Con el uso de las pistolas a bala convencional no se dañan mucho las tuberías de revestimiento. Al disparar con un claro igual a cero se tiende a eliminar las asperezas dentro de la tubería de revestimiento. Las pistolas a chorro con cargas expuestas, como las de tipo encapsuladas o en tiras, pueden causar la deformación, fracturamiento y ruptura de la tubería de revestimiento, así como un notable agrietamiento de cemento. La cantidad de explosivo, el grado de adherencia de la tubería de revestimiento con el cemento, la densidad de los disparos, el diámetro y la “masa-resistencia” de la tubería de revestimiento, son factores que afectan el agrietamiento de las tuberías de revestimiento expuestas a disparos con cargas a chorro. La “masa-resistencia” de la tubería de revestimiento ha sido definida como el producto del peso unitario y su resistencia hasta el punto de cedencia.

Control del claro de las pistolas

Un claro excesivo con cualquier pistola a chorro pueda ocasionar una penetración inadecuada, un agujero de tamaño inadecuado, y en forma irregular de los agujeros. Las pistolas a bala deberán generalmente dispararse con un claro de ½”, para evitar una pérdida apreciable en la penetración. Generalmente las pistolas a chorro convencionales de diámetro grande, presentan poco problema, excepto cuando se disparan en tuberías de revestimiento de 9 5/8” o mayores.

El control del claro puede lograrse a través de expansores de resorte, magnetos y otros procedimientos. Dos magnetos, uno localizado en la parte superior y el otro en el fondo de las pistolas que se corren a través de la tubería de producción, se necesitan generalmente, para aumentar la probabilidad de obtener un claro adecuado. Dependiendo del diseño de las pistolas y de las cargas, generalmente se obtiene una máxima penetración y tamaño de agujero con claros de 0 a ½”, cuando se usan pistolas a chorro. Con algunas pistolas de cargador tubular, se han observado cambios notables en el tamaño de los disparos al

augmentar el claro de 0 a 2". En algunos casos la centralización de las pistolas produce agujeros de tamaño más consistente y satisfactorio. Cuando los claros son mayores de 2", es generalmente conveniente descentralizar y orientar la dirección de los disparos de las pistolas.

La centralización de las pistolas no es recomendable para las pistolas a chorro que se corren a través de la tubería de producción, ya que éstas están generalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero. Las pistolas con cargas a chorro giratorias pueden generalmente aliviar el problema del claro cuando se corren a través de las tuberías de producción. Sin embargo, se pueden tener residuos y problemas mecánicos bastante severos.

Medición de la profundidad

El método aceptado para asegurar un control preciso en la seguridad de los disparos consiste en correr un localizador de coples con las pistolas y medir la profundidad de los coples que han sido localizados, respecto a las formaciones, usando registros radioactivos. Algunos marcadores radioactivos pueden instalarse dentro de las cargas preformadas seleccionadas, para ayudar a localizar la profundidad exacta de los disparos. Los registros de detección de coples pueden mostrar la posición de disparos recientes o anteriores hechos con cargas expuestas, tales como las usadas en pistolas con cargas encapsuladas. En este caso el registro señalará las deformaciones en la tubería de revestimiento ocasionadas por la detonación de las cargas expuestas.

Disparos orientados

Los disparos orientados se requieren cuando se usan varias sargas de tubería de revestimiento, o en terminaciones múltiples en las que se dispara a través de la tubería de producción, cuando se encuentran juntas estas tuberías.

Se dispone de dispositivos mecánicos, radioactivos y electromagnéticos, para orientar las pistolas. Cuando se usan pistolas orientadas en terminaciones múltiples, a través de las tuberías de producción, se deben de usar siempre pistolas con cargadores tubulares de pared delgada. Las pistolas con cargas encapsuladas pueden provocar el colapso de alguna tubería de producción adyacente.

Para evitar disparar las sargas de tubería de revestimiento adyacentes, cementadas en el mismo agujero, la práctica más usual consiste en correr una fuente radioactiva y un detector sobre el mismo cable eléctrico de las pistolas, y a continuación girar las pistolas

para evitar perforar las tuberías de revestimiento adyacentes. Si existe alguna duda en la interpretación se correrá una marca radioactiva en la tubería de revestimiento adyacente para ayudar a localizar estas sartas.

Penetración contra tamaño del agujero

Al diseñar cualquier carga preformada puede obtenerse una mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Debido a que una máxima penetración parece ser más importante, con fundamento en los cálculos teóricos de flujo, se han solicitado frecuentemente a la industria petrolera, y se han recibido a menudo, cargas de mayor penetración sacrificando el tamaño del agujero. Cuando se perforan tuberías de revestimiento de alta resistencia y de pared gruesa, o formaciones densas de alta resistencia, probablemente se requiere una penetración máxima aun cuando el tamaño del agujero sea reducido hasta 0.4”.

Sin embargo, en situaciones normales, debido a las dificultades en remover el lodo, los residuos de las cargas, la arena y las partículas calcáreas de un disparo de diámetro y la formación, deberá normalmente tener un diámetro mínimo de entrada de ½”, con un agujero liso y de tamaño uniforme de máxima penetración.

2.3 PLANEACIÓN DEL SISTEMA DE DISPARO

Al planear un trabajo de disparos se deben considerar, el estado mecánico del pozo, el tipo de formación y las condiciones de presión esperadas después del disparo.

Los factores importantes en el comportamiento de un sistema de disparos son densidad de cargas, penetración, fase y diámetro de agujero, estos son conocidos como factores geométricos (*Figura 2.2*).

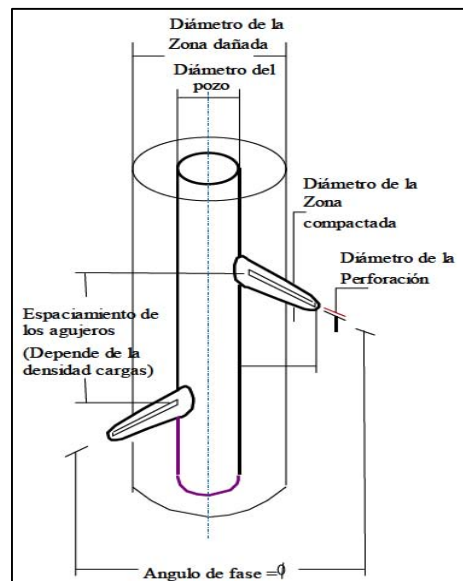


Figura 2.2 Ejemplificación de los factores geométricos en el sistema de disparos⁶⁰

El estado mecánico del pozo determinará el diámetro máximo de pistolas, la forma de conlleva las mismas hasta la formación productora (cable, tubería flexible, tubería de producción, etc.).

Las características de las formaciones tales como: profundidad, litología, parámetros de formación (densidad, resistencia compresiva, esfuerzo efectivo, permeabilidad, porosidad, etc.) dan indicio del comportamiento de la pistola en el pozo.

2.4 DESEMPEÑO DE LAS CARGAS

La penetración de las pistolas disminuye al aumentar el esfuerzo de sobrecarga y la resistencia compresiva de la formación. Un método para su cálculo fue propuesto por Thompson en 1962, el cual relaciona la resistencia compresiva, con los resultados obtenidos de pruebas en superficie de la siguiente manera:

$$Pen = Pen_{sup} * e^{(0.086(C_r - C_f))}$$

Donde:

Pen = Penetración.

Pen_{sup} = Penetración en superficie.

⁶⁰ Teoría de control de pozos y equipo. Compendio. Schlumberger.

C_r = Compresibilidad en superficie a las condiciones de la prueba, (Kpsi).

C_f = Compresibilidad de formación de interés, (Kpsi).

Las condiciones esperadas en el pozo posterior al disparo, dan la pauta para decidir la forma en la cual se llevara a cabo el disparo (Condiciones Bajo Balance o Sobre Balance), las cuales están influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

En una terminación sobre-balanceada, la presión de formación es menor que la hidrostática en el pozo, esta diferencia puede ocasionar que los agujeros se taponen con residuos de las cargas, al momento del disparo. Por otro lado, en una terminación bajo balanceada la presión de formación es mayor que la hidrostática ejercida por la columna de fluidos en el pozo, en este caso los residuos de las cargas y la zona comprimida por el disparo pueden ser expulsados del agujero. La **Figura 2.3** ejemplifica estos efectos.

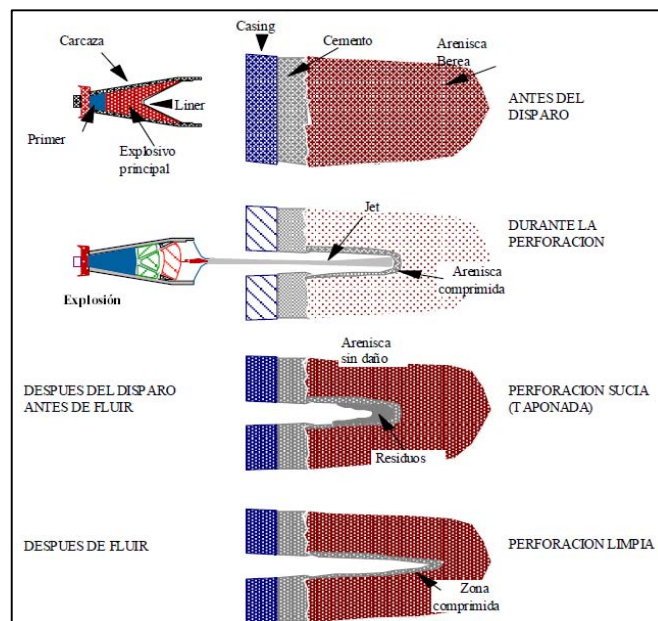


Figura 2.3 Daño a la formación causado por el disparo⁶¹

En general, se recomienda disparar en condiciones bajo balance debido a la limpieza generada en los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado, debido a que se provoca arenamiento o aportación de finos de la formación que impedirían el flujo de fluidos hacia el pozo.

⁶¹ Teoría de control de pozos y equipo. Compendio. Schlumberger.

La magnitud de la presión diferencial, para disparar en condiciones bajo balance, depende básicamente de la permeabilidad de las formaciones y el tipo de fluido empleado en la terminación. Valores recomendados de presión diferencial, tanto de pozos de gas como de aceite son calculados mediante las siguientes correlaciones empíricas:

Para pozos de gas:

$$P_{dif} = \frac{3500}{K^{0.37}}$$

Para pozos de aceite:

$$P_{dif} = \frac{2500}{K^{0.17}}$$

Donde:

P_{dif} = Presión diferencial el lb/pg²

K = Permeabilidad de la formación en md

2.5 INFLUENCIA DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS SOBRE LA RELACIÓN DE PRODUCTIVIDAD

Para evaluar el potencial productivo de un pozo se utiliza el índice de productividad, el objetivo es determinar la capacidad de flujo del pozo, se obtiene al dividir el gasto promedio entre la diferencial de presión existente en el pozo y la formación, esto es:

$$J = \frac{Q}{\Delta P}$$

Donde:

Q = Gasto de flujo estabilizado

ΔP = Diferencial de presión

El índice de productividad será máximo cuando la diferencial de presión tienda a cero, esto solo sucede en pozos terminados en agujero descubierto y que no tienen efectos de daño a la formación, por el fluido de perforación.

Los factores geométricos tienen un marcado efecto sobre el índice de productividad, estos son evaluados mediante la relación de productividad (RP), la cual se define como la

producción de una zona entubada y disparada, dividida entre la obtenida en esa misma zona en agujero descubierto. Esto es:

$$RP = \frac{\text{Produccion zona disparada}}{\text{Produccion zona en agujero abierto}}$$

RP= relación de productividades

El efecto de la penetración y la densidad de las cargas son más pronunciado en la vecindad del pozo, mientras que a medida que se aleja su tendencia es menor. La **Figura 2.4** muestra el efecto de la penetración y densidad de cargas sobre la RP.

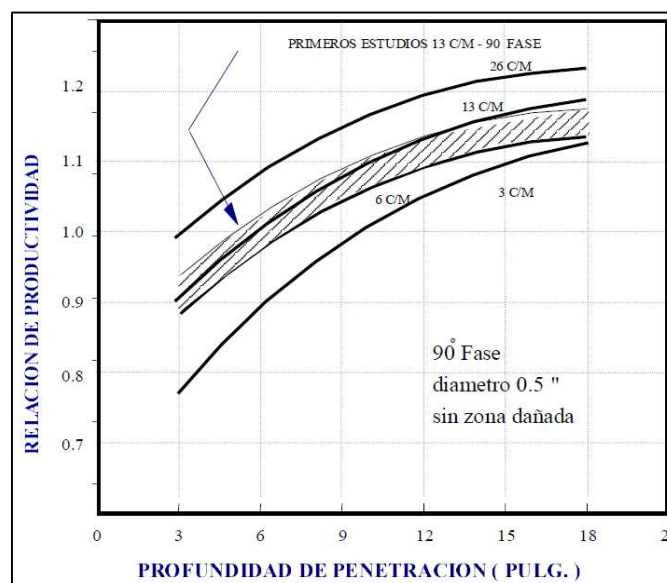


Figura 2.4 Efecto de penetración y densidad de disparo sobre la relación de productividades⁶²

La fase angular entre perforaciones sucesivas, es un factor importante en la RP, la **Figura 2.5**, muestra una reducción del 10 al 12%, en la RP, para sistemas de 0 a 90°, con una misma penetración.

⁶² Teoría de control de pozos y equipo. Compendio. Schlumberger.

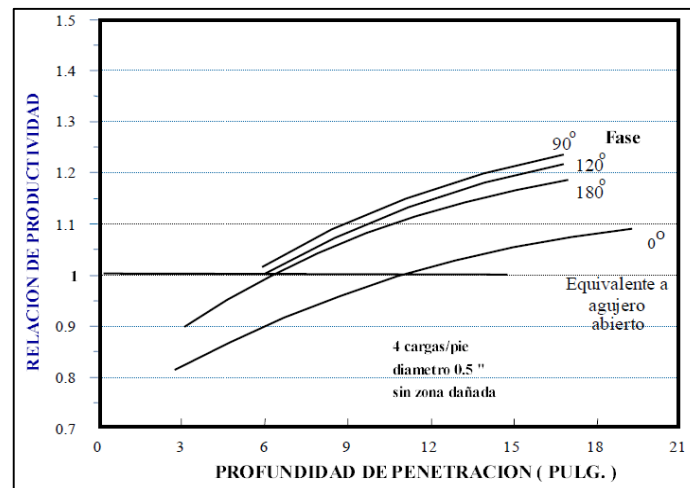


Figura 2.5 Efecto de la fase sobre la RP⁶³

Existen otros factores que no dependen del sistema de disparo y que también tienen un marcado efecto sobre la RP, como son: daño a la formación por el filtrado de fluidos de perforación o por compactación de la zona disparada.

2.6 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

- 1.- Solicitar el servicio de disparos, una vez que el árbol y las conexiones superficiales estén probadas con la presión de trabajo, de acuerdo al formato requerido, especificando diámetro de pistola, fase, tipo, etcétera. Además de datos del pozo (diámetros de tubería, profundidad interior, intervalo por disparar).
- 2.- Efectuar la reunión de seguridad entre el personal de servicio de disparos, de apoyo, tripulación del equipo, donde se explicará la operación a realizar, las medidas de seguridad y se asignarán funciones.
- 3.- Instalar la unidad de tubería flexible, aterrizar la misma, instalar señales de advertencia (peligro, explosivos, no fumar y apagar radios y teléfonos celulares).
- 4.- Probar el lubricador con una presión equivalente a la de trabajo del árbol de válvulas.
- 5.- Calibrar el pozo con un sello de plomo y barras de contrapeso del diámetro y longitud de pistolas a utilizar.
- 6.- Tomar registro de coples para correlacionar profundidad de disparo de la profundidad interior hasta 100 metros arriba de la cima del intervalo a disparar.

⁶³ Teoría de control de pozos y equipo. Compendio. Schlumberger.

7.- Afinar la profundidad del disparo correlacionando las curvas del registro y el tomado previo al disparo.

8.- Armar las pistolas de acuerdo a los procedimientos de seguridad establecidos, de preferencia con luz diurna, y en caso de tormentas esperar el tiempo necesario.

9.- Introducir las pistolas al pozo y bajarlas a una velocidad moderada (se recomienda de 20 a 30 m/min) para evitar daños en las mismas que impidan su funcionamiento en el pozo. En caso de falla en la pistola, al momento de sacarla hay que tomar precauciones extremas, revisarla y determinar las causas que originaron su falla.

10.- Colocar la pistola frente al intervalo a disparar (en caso de intervalos grandes se recomienda disparar la primer corrida de la parte inferior hacia la superior).

11.- Sacar las pistolas disparadas, observar el estado de las mismas en cuanto a cargas disparadas, expansión máxima y longitud recuperada.

Al término del disparo, el encargado del servicio deberá reportar en la bitácora del equipo los detalles de la operación.

2.6.1 PROCEDIMIENTOS PRÁCTICOS PARA DISPARAR ÓPTIMAMENTE

1.- Seleccione la pistola con base en los datos de pruebas del API. Corrija los resultados de los datos de las pruebas API de acuerdo con la resistencia a la compresión de la formación que va a ser disparada.

2.- El claro de las pistolas debe ser considerado en cada operación para optimizar la penetración y el tamaño del agujero. Las pistolas para disparar a través de las tuberías de producción están normalmente diseñadas para dispararse con un claro igual a cero o cuando no están desfasadas.

Si las pistolas para disparar a través de la tubería de producción son detonadas con claros diferentes de cero o probablemente de $\frac{1}{2}$ ", la penetración estimada y el tamaño del agujero deberán corregirse por el claro de la pistola y por la resistencia de la formación a la compresión.

3.- El método preferido para disparar consiste generalmente en disparar usando fluidos limpios, libres de sólidos, que no dañan y manteniendo una presión diferencial hacia el pozo de 200 a 500 lb/pg.

4.- En calizas o dolomitas, puede ser conveniente disparar el HCL o ácido acético, con una presión diferencial hacia la formación, si se usa aceite o agua limpia que proporcionen la carga hidrostática requerida para controlar el pozo.

5.- No es recomendable disparar en aceite, en agua, o en ácido bajo una columna de lodo.

6.- Cuando se dispare en lodo o con fluidos relativamente sucios, debe reconocerse que:

- ✓ Es virtualmente imposible remover los tapones del lodo o sedimentos de todos los disparos por sondeo o por flujo.
- ✓ Los tapones de lodo o sedimentos no son fácilmente removidos de los disparos, con ácido o con otros productos químicos, a menos que cada disparo sea fracturado con bolas selladoras.

Las herramientas lavadoras de disparos y las de “sondeo instantáneo” han probado su efectividad para remover los tapones de lodo de los disparos en algunos pozos terminados en formaciones de arena consolidada.

7.- No debe permitirse que los lodos de perforación y los fluidos de terminación entren a los disparos durante la vida del pozo, el agua o el aceite sucios pueden ser muy perjudiciales, debido al taponamiento de los disparos o de la formación de sólidos.

8.- Los disparos taponados con lodo contribuyen a la presentación de estos problemas:

- ✓ La productividad de los pozos puede ser apreciablemente reducida.
- ✓ La recuperación de aceite o gas puede reducirse apreciablemente, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento y los procedimientos de terminación.
- ✓ La eficiencia de la inyección de agua o de otros métodos de recuperación mejorados pueden reducirse grandemente.
- ✓ Algunos pozos exploratorios pueden ser abandonados como resultado de bajas productividades indicadas erróneamente durante las pruebas de formación o producción.
- ✓ Pueden presentarse frecuentemente problemas de arenamiento en los pozos, al generar altos ritmos de flujo a través de unos cuantos disparos, al permanecer taponados la mayoría de los disparos.
- ✓ La probabilidad de que se presenten problemas de confiscación o dignación de gas cuando un porcentaje alto de los disparos están taponados.

2.6.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA CORRIDA DE DISPAROS

Antes de comenzar la operación llenar los permisos de trabajos con riesgo.

Colocar las pistolas en la corredera, correctamente enumeradas (Total 2 secciones de pistolas de 6.25 mts cargados, para completar los 12.5 mts del intervalo).

Antes de bajar las pistolas se debe haber calibrado el pozo con un conjunto de pistolas disparadas que simule el aparejé de disparo, este conjunto consta de aproximadamente 14.5 mts, lo que incluye 12.5 mts de pistolas de 2", ensamble de TF (Conector de TF, Válvula de Doble charnela contrapresión, desconector de ciclos).

1. Realizar platica de seguridad sobre el armado de pistolas y sobre operación en el piso de perforación.
2. Colocar sección de pistolas 2", 20 c/m HMX, fase 60 dentro de los lubricadores de TF, utilizando el ronco, utilizar plato de seguridad para sostener pistolas en el lubricador.
3. Conectar cabeza de disparo al tope de las pistolas, luego conectar TF con el respectivo equipo de seguridad (Válvula de Doble charnela, Desconector y conector de TF), conectar inyector de TF y probar conexión rápida con 9,500 psi, proceder a tomar cero subiendo el conector de TF hasta al estriper de la TF.
4. Proceder a abrir medio árbol y válvula de tormenta confirmando su apertura, luego bajar pistolas a la profundidad de la marca hecha en la TF durante la correlación, si la TF necesita circular durante la bajada confirmar que sea con el anular abierto, bajar a no más de 30 mts/min y bajar velocidad a 5 mts/min antes de pasar por las restricciones de la tubería (válvula de tormenta y los mandriles de BN).
5. Una vez en la marca ajustar los indicadores de profundidad a la real obtenida durante la calibración y bajar pistolas a la zona de disparo (tomar en consideración todos los parámetros de elongación de TF, así como cualquier corte que se haya realizado luego de la calibración).
6. Una vez en la zona de disparo, proceder a marcar TF con un color diferente para tomarlo de referencia en el resto de las corridas y proceder a colocar la canica de 7/16" dentro de la TF y bombearla lentamente hasta sacarla del rollo de la TF, continuar bombeando lentamente hasta que se observe un incremento de presión en la TF que indica que la canica llegó al asiento de la cabeza de disparo.
7. Incrementar presión hasta 1,400 psi para activar cabeza de disparo, una vez activada la cabeza de disparo se abrirán los puertos de circulación de la cabeza permitiendo circular

de ser necesario. (Llegando a las 1,400 psi y no viendo la caída de presión, presurizar lentamente hasta obtener circulación, tomar de referencia carrera de simulacro).

8. Una vez disparadas las pistolas sacar a superficie bajando velocidad a 5 mts/min antes de pasar por las restricciones de la tubería (válvula de tormenta).

9. Una vez en superficie, cerrar medio árbol y desfogar presión de ser necesario, abrir conector rápido, levantar inyector de TF y desconectar sección de pistolas de la TF, confirmar que estén 100% detonadas.

10. Si la detonación no es evidente y se sospecha de una carrera fallida, proceder a sacar pistolas hasta unos 200 mts de profundidad y seguir los siguientes pasos:

- a) Esperar a que las pistolas se enfríen por espacio de 2 hrs.
- b) Antes de sacar las pistolas, retirar a todo el personal no indispensable.
- c) Pasado el tiempo de enfriamiento proceder a subir las pistolas hasta superficie lentamente, cerrar medio árbol, abrir conexión rápida y con sumo cuidado levantar el inyector de TF hasta una altura que permita confirmar si las pistolas detonaron.
- d) Si las pistolas no han detonado con sumo cuidado y evitando golpear las pistolas, proceder a desconectar conjunto de disparo de la TF y retirar las pistolas a un área segura, bajo ninguna circunstancia intente desarmar los componentes explosivos en plataforma. La pistola deberá ser enviada de regreso a la base donde se procederá a su disposición final.

2.7 SELECCIÓN DE PISTOLAS

2.7.1 TIPO DE PISTOLAS

Un sistema de disparo consiste en cargas explosivas, cordón detonante y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaños y sensibilidad diferente, para su aplicación es necesario en conectar las pistolas a la tubería para ser llevadas hasta el objetivo programado y accionarlas a través de impulsos eléctricos y estas a su vez se dividen como:

Pistolas recuperables: Estas pistolas van dentro de un tubo lo cual asegura que los desechos de las pistolas queden dentro de este después del disparo y proveen una mejor recuperación, permitiendo que estas trabajen en ambientes de altas temperaturas, presión y desviación, en los sistemas recuperables (no expuestas), los residuos de los explosivos y lámina portadora son recuperados y prácticamente no queda basura en el pozo. En este

sistema no están expuestos los explosivos a la presión y ambiente del pozo, lo cual lo hace más adecuado para ambientes hostiles.

Pistolas desechables: En las pistolas desechables, los residuos de las cargas, cordón y el sistema portador se quedan dentro del pozo dejando una considerable cantidad de basura. Una ventaja es que al no estar contenidas las cargas dentro de un tubo, pueden ser de mayor tamaño con lo que se obtiene una mayor penetración. La principal desventaja es que los componentes explosivos están expuestos a la presión y fluido del pozo, por lo que, normalmente este sistema está limitado por estas condiciones.

Pistolas semidesechables: Este sistema es similar al desechable con la ventaja de que la cantidad de residuos dejados en el pozo es menor, ya que se recupera el portacargas.

Pistolas hidráulicas: Una acción cortante se obtiene lanzando a chorro un fluido cargado de arena, a través de un orificio, contra la tubería de revestimiento. La penetración se reduce grandemente a medida que la presión en el fondo del pozo aumenta de 0 a 300 psi. La penetración puede incrementarse apreciablemente adicionando nitrógeno a la corriente del fluido.

Varios tipos de pistolas usadas en operaciones convencionales de disparos, son comúnmente utilizados por este tipo de aplicación **Figura 2.6**



Figura 2.6 Tipos de cargas⁶⁴

⁶⁴ Location Safety Standards .Schlumberger.

2.7.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPAROS

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

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

La importancia de cada uno de los anteriores factores depende del tipo de terminación, características de las formaciones y la extensión del daño a la formación causada por los disparos y operaciones de cementación.

2.8 CALIBRACIÓN DEL POZO

2.8.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA CORRELACIÓN DE MEMORIA

Una vez listo el equipo de TF para efectuar calibración, esto incluye: Prueba de Tensión, prueba de presión y desplazamiento de agua dentro de la TF proceder de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Con pozo cerrado y con TF llena de DIESEL, Colocar herramientas de calibración dentro de los lubricadores de TF y conectarse a las herramientas de seguridad de TF (Conector de TF, Válvula de doble charnela y desconector de ciclos) conectar inyector de TF y probar conexión rápida hidráulicamente, (las herramientas de correlación irán dentro de una pistola de 2" para prevenir cualquier daño de las herramientas Gamma-Ray-CCL) igualar presiones de ser necesario y luego proceder a abrir válvula de medio árbol y válvula de tormenta.
2. Bajar TF a no más de 20 mts/min., y bajar velocidad a 5 mts/min. Antes de pasar por las restricciones de la tubería, circular TF de ser necesario.
3. Bajar y registrar a 10 mts/min. la profundidad del intervalo a disparar.
4. Tomar sección repetida del intervalo a disparar, subir registrando a 10 mts/min.
5. Bajar registrando a 10 mts/min a la base de donde se va a disparar, parar por espacio de 5 min, marcar TF con pintura y hacer el punto de presión. El cual se realiza lanzando una canica de ½" para obturar la válvula divergente (esto para simular el disparo y observar el comportamiento de la presión).

6. Luego subir y marcar TF con un color diferente al primero, esperar 10 min y sacar la misma a superficie, cerrar válvulas de medio árbol y desfogar presión de ser necesario.
7. Desconectar equipo de calibración y preparar equipo para los disparos.
8. Confirmar con el superintendente las diferencias del registro para realizar el ajuste necesario.

2.8.2 CONSIDERACIONES ESPECIALES DURANTE LA CORRELACIÓN

- ✓ Debe ajustarse el registro de acuerdo a las diferencias encontradas entre el registro corrido con la TF y el registro de hueco abierto. La diferencia encontrada deberá ser sumada o restada según sea el caso a la profundidad de la TF, la cual a partir de ese momento se convierte en profundidad Gamma Ray.
- ✓ La información obtenida en superficie debe combinarse y deben generarse las curvas respectivas.
- ✓ La correlación se hace utilizando el GR de hueco abierto MD.
- ✓ Como se había mencionado anteriormente deberá determinarse la diferencia entre el registro obtenido por memoria y el registro original de hueco abierto. Debe anotarse la diferencia.
- ✓ En el momento de bajar con las pistolas, al llegar a la marca de la TF deberá de hacerse el cambio de profundidad (corrección de acuerdo a la diferencia encontrada). En este punto se resetea el odómetro de la tubería de acuerdo a la corrección que se encontró.

2.9 MEDIDAS DE SEGURIDAD

2.9.1 MEDIDAS PREVENTIVAS Y DISPOSICIONES GENERALES

Cuando se disparen en las tuberías de pozos terrestres, los vehículos de servicio deben situarse a favor del viento respecto al pozo, cuando la instalación del equipo no lo permita, el ingeniero operador, debe ser quien autorice la ubicación de las unidades.

No se permite la presencia de personas ajenas en las operaciones con explosivos en el área de trabajo, definida en la junta de seguridad previa a la operación.

En el área restringida o acordonada donde se utilicen explosivos no se permite fumar, ni la utilización de cualquier otro tipo de fuego o chispa, se deben colocar letreros de no fumar y de no encender fuego en las áreas de trabajo.

Todo el personal que intervenga en operaciones con cable electromecánico en que se utilice equipo de control de presión, debe ser capacitado internamente incluyendo nuevas herramientas y tecnología. Debe tener entrenamiento como aprendiz en explosivos y contar con una constancia expedida por el prestador de servicio según corresponda con un contenido mínimo de:

- a) Conocimiento de clasificación de los explosivos usados en operaciones de servicio en campos petroleros
- b) Conocimiento de características y comportamiento de cada explosivo
- c) Conocimiento de la normatividad para el manejo de explosivos
- d) Conocimiento de la normatividad para operaciones en el sitio del pozo incluyendo el uso de dispositivos explosivos
- e) Conocimiento básico con respecto al almacenamiento, manejo y disposición de cada clase de explosivos

El Ingeniero operador debe garantizar la limpieza del área de trabajo, recolectando desechos que se generan durante el desarrollo de la operación y dejar completamente libre de basura, tal como estaba en el momento de iniciar la operación de disparos, posteriormente se reanudan los trabajos programados en el pozo.

Los desechos deben ser seleccionados y recolectados, según disponga la autoridad competente para cada uno de ellos. (Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, Ley Federal de Armas de Fuego y Explosivos, Ley de Vías Generales de Comunicación, Reglamento para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos, entre otros).

2.9.2 MEDIDAS PREVENTIVAS PARA EL MANEJO Y ALMACENAMIENTO DE ACCESORIOS PARA DISPAROS CON EXPLOSIVOS Y EQUIPO AUXILIAR

Cuando se efectúen operaciones especiales, el coordinador de disparos debe acordar con el encargado del pozo, para determinar en los casos donde se requiera el equipo de control de presión a usar.

El equipo auxiliar para realizar operaciones de disparos como son: Las poleas, anclas, cadenas, unidad de tensión, grapas, contrapesos, cable y detectores de coples; no deben colocarse en el piso de perforación hasta que el pozo haya sido entregado al Ingeniero operador.

Antes de iniciar a bajar la pistola (sistema y tipo de pistola, definidos por el estado mecánico del pozo y el tipo de yacimiento) al pozo, debe verificar que el freno del malacate del equipo de perforación o reparación se encuentre aplicado y asegurado.

El sistema de sujeción de las poleas, como son cadena, estrobo, ancla, grilletes, así como las poleas que se utilizan en estas operaciones, deben contar con un certificado vigente que garantice su integridad mecánica.

El equipo de control de presión debe contar con certificado vigente que asegure su integridad mecánica y condiciones operativas. Las pruebas realizadas al equipo para obtener su certificación deben estar avaladas por un ente de calidad reconocida internacionalmente. La empresa que realice las pruebas no destructivas debe contar con equipo calibrado por un laboratorio de pruebas o laboratorio de calibración, registrado en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. El equipo de control de presión debe probarse trimestralmente con la presión de trabajo de acuerdo a la norma de referencia. En la boca del pozo se prueba como mínimo a 20 por ciento arriba de la presión esperada del yacimiento y como máximo a la presión de trabajo; estas pruebas se efectúan únicamente con agua, dejando evidencia escrita en la bitácora del pozo.

El cable de la unidad de disparos y el cableado del equipo de perforación o reparación no deben entrar en contacto. Los sistemas top drive debe estar apagado eléctricamente de acuerdo al procedimiento del fabricante.

2.9.3 MEDIDAS EN EL ARMADO DE LA SARTA DE DISPAROS CON EXPLOSIVOS

Al armar la pistola o dispositivo explosivo (solamente lo efectúa el ingeniero operador a cargo de los trabajos), primero se debe efectuar la conexión eléctrica y posteriormente realizar la conexión balística.

Al conectar la pistola o dispositivo explosivo al extremo del conjunto de accesorios. El ingeniero operador que realiza esta operación debe tener la llave del interruptor de

seguridad en su posesión en ese momento. Esta llave debe permanecer fuera del interruptor de seguridad y en posesión del ingeniero operador hasta que la sarta de disparos sea introducida en el pozo a una profundidad mínima de 70 metros por debajo del nivel terreno o lecho marino.

El ingeniero operador debe verificar que los cables que se conectan a la pistola o dispositivo explosivo no produzcan chispas, además, éstos se deben cortar por separado.

Para cortar el cordón detonante debe utilizarse una herramienta especial o un cuchillo afilado apoyándose sobre un soporte de madera; nunca debe utilizar pinzas ni apoyarse sobre superficies metálicas.

El ingeniero operador debe insertar el estopín en el tubo de seguridad, cerrar y asegurar la tapa del tubo y verificar la resistencia eléctrica del estopín utilizando el probador de seguridad.

El ingeniero operador debe cortar los cables del estopín. No debe cortar los dos conductores simultáneamente.

El ingeniero operador debe conectar los cables del estopín a los de la pistola o dispositivo explosivo (conexión eléctrica).

El ingeniero operador debe sacar el estopín del tubo de seguridad y unirlo al cordón detonante usando la pinza especial (Dupont, Winchester o equivalente), en caso de utilizar booster, debe unirlo primero con el cordón. Todos los explosivos remanentes se deben guardar en la caja de remanentes.

2.9.4 SEGURIDAD DURANTE LA OPERACIÓN DE DISPAROS CON EXPLOSIVOS

A una profundidad mínima de 70 metros por debajo del nivel terreno o lecho marino, restablezca el interruptor de seguridad y la corriente alterna (c.a.), continúe bajando la sarta de disparos en el pozo.

El ingeniero operador debe bajar la sarta de disparos a la profundidad programada, correlacionar, posicionarla y dispararla.

Para sacar la sarta de disparos del pozo se debe posicionar a una profundidad mínima de 70 metros por debajo del nivel del terreno o lecho marino, se prepara la cabina de operación y el ingeniero operador debe verificar que el voltaje entre la tubería y el equipo de perforación, reparación o árbol de válvulas sea menor que 0,25 volts.

La sarta de disparos debe permanecer dentro del pozo a una profundidad mínima de 70 metros por debajo del nivel terreno o lecho marino, si una tormenta de polvo, arena o eléctrica amenaza llegar antes de que se pueda terminar la operación de desarme, así como cuando haya presencia de neblina que impida ver perfectamente a todo el personal involucrado y los accesorios de la operación de disparos, como son el equipo de control de presión, poleas, cable, árbol de válvulas y del mástil (en pozos terrestres sin equipo). El procedimiento de desarmado no debe iniciarse si tales condiciones ambientales se esperan antes de que éste termine.

Todas las sargas de disparos se deben desfogar de cualquier presión atrapada tan pronto salgan del pozo.

En caso de que la pistola o dispositivo explosivo no haya disparado, según sea el caso, inmediatamente el ingeniero operador debe desarmarlas balísticamente y luego eléctricamente. No se debe manipular el explosivo antes de 48 horas, cuando se trate de explosivos de alta temperatura tipo HMX, verificar que no se haya rebasado la temperatura que permita su manejo, de acuerdo a las especificaciones que indique el fabricante en lo relativo a temperatura.

En caso de una suspensión temporal en la operación de disparos, el ingeniero operador después de verificar físicamente la detonación de la pistola o dispositivo explosivo, según sea el caso, es quién debe autorizar la ejecución de cualquier otro trabajo no relacionado con explosivos, lo cual debe quedar asentado en la bitácora del pozo.

Durante la operación de disparos, no se permiten operaciones simultáneas en el piso de perforación y área acordonada como son carga y descarga de tubería, paso de vehículos, trabajo en el contrapozo, reparación de válvulas y tendido de líneas que pongan en riesgo al personal, equipo o instalación.

Operaciones de disparos con pistolas bajadas con tubería flexible y cable eléctrico

En estas operaciones se debe cumplir con todos los puntos anteriores y con los siguientes puntos adicionales.

Se deben instalar las grapas de tierra de seguridad entre la unidad de tubería flexible y la de disparos, el equipo de perforación y la tubería de revestimiento.

En las operaciones de disparos con tubería flexible, debe haber comunicación permanente entre el operador de la unidad de tubería flexible y el operador de la unidad de disparos para asegurar el desarrollo de la operación sin incidentes. Siendo el ingeniero operador el responsable de la operación.

2.10 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) o si el ingeniero operador autoriza se instalen reflectores con condiciones antes señaladas.

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 si así lo autoriza el ingeniero operador, 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 ingeniero operador es el responsable de cargar la llave del mismo.

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).

2.10.1 PREPARATIVOS A LA OPERACIÓN DE DISPAROS CON EXPLOSIVOS

El ingeniero operador debe realizar una consulta con el encargado del pozo acerca de las condiciones del mismo, verificar programa y validar información de la solicitud de servicios geofísicos.

El ingeniero operador llena y firma la lista de verificación del área para detectar riesgos en la misma. La decisión de realizar las operaciones de disparo se define en la junta de seguridad.

No se deben efectuar los trabajos si no se encuentra el encargado del equipo o pozo.

Se debe realizar una junta de seguridad con todo el personal involucrado en el pozo, y los acuerdos tomados se anotan en la bitácora del pozo.

Se debe verificar si el pozo está a menos de 70 metros de líneas de alta tensión [10 (kV) kilovoltios o mayor], en caso afirmativo, solo se deben utilizar estopines de alta seguridad.

En disparos en pozos costa afuera, el encargado de la instalación debe avisar a control marino (logística) del área de plataformas, para que éste avise a helicópteros y embarcaciones que la plataforma está fuera del aire por disparos con explosivos, por lo tanto, queda prohibido el arribo a estas instalaciones. Una vez terminado el evento el encargado de la instalación dará aviso a control marino para la reanudación del tráfico aéreo y marino a la instalación.

El contratista a través de su proveedor debe presentar la certificación o avalamiento de que su producto cumple con las condiciones de trabajo requeridas.

Poder del transmisor watts	Distancia mínima de seguridad	
	Metros	(pies)
1 – 50	75	(250)
51 – 250	150	(500)
251 – 1 000	300	(1 000)
1 000 – 10 000	750	(2 500)
10 001 – 50000	1 500	(5 000)
50 001 – 100 000	2 250	(7 500)

Tabla 2.1 Distancia mínima de ubicación de las antenas transmisoras⁶⁵

2.10.2 PREPARATIVOS ANTES DE CONECTAR UN DISPOSITIVO EXPLOSIVO

Se deben apagar los sistemas eléctricos de protección catódica, cuando no se puedan apagar, se debe utilizar estopines de alta seguridad.

Se deben suspender todas las operaciones de soldadura eléctrica, autógena y colocar señales de no soldar.

Verificar el funcionamiento del monitor de voltaje midiendo el voltaje de una pila. Una vez probado satisfactoriamente el monitor, verifique el voltaje entre el equipo de perforación o reparación o árbol de válvulas del pozo contra la tubería de revestimiento, la armadura del cable, el chasis de la unidad de disparos y en su caso, el chalán y la unidad de disparos (pozos lacustres). Se debe remover la suciedad, pintura, óxido o cualquier material que pudiera dificultar la conexión eléctrica del monitor de voltaje.

Si el voltaje no es cero, debe eliminarse buscando la fuente que lo produce. No se debe proceder con las operaciones si el voltaje residual es mayor a 0,25 volts. En caso de que no se pueda eliminar el voltaje, se debe usar estopines de alta seguridad verificando que las

⁶⁵ Disparos en pozos petroleros. Documento normativo. PEMEX, 2008.

especificaciones técnicas del fabricante permitan su uso aun con la presencia de un voltaje parásito de magnitud conocida.

Instalar el monitor de voltaje. Posteriormente probar continuidad e instalar cables con grapas de tierra. Se debe remover la suciedad, pintura, óxido o cualquier material que pudiera dificultar la conexión eléctrica del monitor de voltaje y las grapas de tierras.

En la entrada del pozo y a una distancia de 300 metros del mismo (en el camino) así como el área acordonada se deben colocar señales con la leyenda "PELIGRO EXPLOSIVOS", apague todos los radiotransmisores, los transmisores, radios, celulares, radares, dispositivos inalámbricos o equivalentes, incluyendo los de embarcaciones y helicópteros, que estén a menos de 30 metros del pozo.

Sí por razones de la disposición del equipo, los aparatos no pueden ser retirados a más de 300 metros del pozo, no se debe permitir su operación como transmisores, durante el lapso que dure la operación de disparo con explosivos⁶⁶.

Sí por alguna razón es indispensable la operación de un radiotransmisor dentro de los 300 metros de radio, se debe suspender la operación de disparos o se puede realizar utilizando solo estopines de alta seguridad, verificando que sus especificaciones técnicas permitan su uso aun con la presencia de un voltaje parásito de magnitud conocida.

Se debe acordonar el área de trabajo en tierra o plataforma marina según sea el caso, con una cinta plástica que lleve consigo la leyenda "PELIGRO EXPLOSIVOS" y restringir la entrada.

Advertencia: Pasar corriente a través del cable, punta y detector de coples, o aplicar voltaje al cable se permite solamente con la condición de que la punta del cable o cabeza sea llevada dentro de la unidad de disparos o cabina marina. No se debe aplicar corriente a través de una pistola o dispositivo explosivo en ningún momento mientras éste se encuentre en superficie, armado o desarmado. Este evento es responsabilidad exclusiva del ingeniero operador.

⁶⁶ Disparos en pozos petroleros. Documento normativo. PEMEX, 2008.

2.10.3 PREPARACIÓN DE LA UNIDAD PARA OPERACIONES CON EXPLOSIVOS

Siempre debe haber continuidad desde el cable de disparos hasta el interruptor de seguridad. No se debe desconectar el colector.

En esta fase de las operaciones, se debe apagar toda la instrumentación alimentada con corriente alterna (c.a.). La corriente alterna (c.a.) solamente se puede dejar conectada a los sistemas de seguridad (presurización, detección de fuego, gas y malacates eléctricos), la corriente continua (c.c.) solamente se puede dejar conectada a los sistemas de profundidad y tensión.

En esta fase de las operaciones, se debe apagar el interruptor de seguridad y quitar la llave. La llave debe permanecer fuera de la unidad de disparos con el ingeniero operador hasta que el dispositivo explosivo este dentro del pozo a una profundidad mínima de 70 metros por debajo del nivel del terreno o lecho marino.

2.10.4 CONEXIÓN DE CUALQUIER DISPOSITIVO EXPLOSIVO AL CABLE

Esta actividad es exclusiva del personal que efectúa la operación de disparos

No se debe armar o desarmar la pistola o dispositivo explosivo durante una tormenta de polvo, arena o eléctrica, o durante la llegada de helicópteros o embarcaciones, así como cuando haya presencia de neblina que impida ver perfectamente a todo el personal involucrado y los accesorios de la operación de disparos, como son el equipo de control de presión, poleas, cable, árbol de válvulas y del mástil (en pozos terrestres sin equipo). El procedimiento de armado no debe iniciar si tales condiciones ambientales se esperan antes de que la pistola se encuentre a 70 metros o más de profundidad del nivel del terreno o lecho marino.

En caso de zonas urbanas el prestador del servicio debe proponer acciones precautorias adicionales, que garanticen la seguridad de la operación, en estos casos solo usar estopines de alta seguridad, verificando que sus especificaciones técnicas permitan su uso.

El Ingeniero operador debe verificar continuamente que el monitor de voltaje indique menos de 0,25 volts

Cuando se va a proceder a conectar el dispositivo explosivo al cable, el ingeniero operador debe despejar a todo el personal de la línea de fuego.

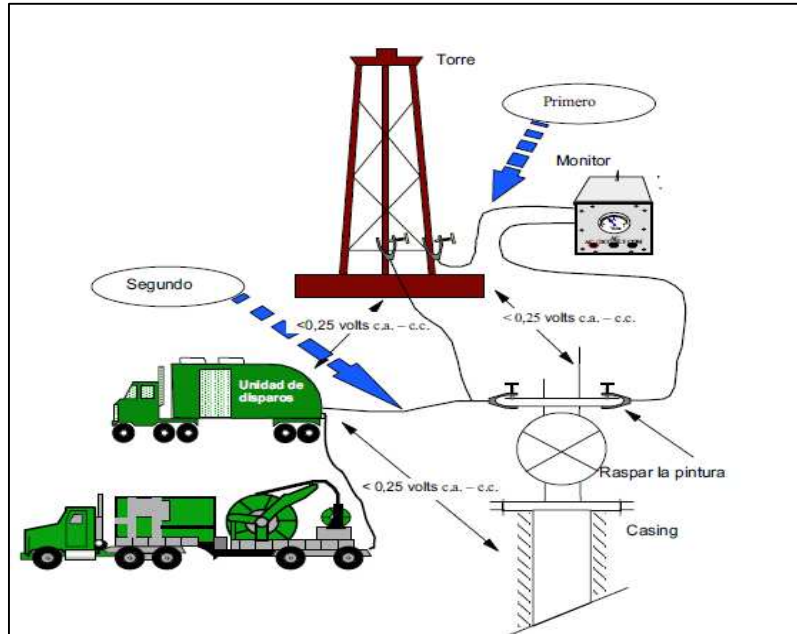


Figura 2.7 Uso de tierras con unidad de Tubería Flexible⁶⁷

⁶⁷ Disparos en pozos petroleros. Documento normativo. PEMEX, 2008.

3.1 INTRODUCCIÓN A LOS REGISTROS

Hace más de medio siglo se introdujo el registro eléctrico de pozos en la industria petrolera, desde entonces, se han desarrollado y utilizado, en forma general, muchos y mejores dispositivos de registros. A medida que la ciencia de los registros de pozos petroleros avanzó, también se avanzó en la interpretación y análisis de datos de un conjunto de perfiles cuidadosamente elegidos. Por lo anterior se provee un método para derivar e inferir valores de parámetros tan importantes para la evaluación de un yacimiento como lo son las saturaciones de hidrocarburos, de agua, la porosidad, la temperatura, el índice de permeabilidad, la litología de la roca de yacimiento y actualmente la geometría del pozo, los esfuerzos máximos y mínimos, el agua residual, etc.

El primer registro eléctrico se tomó en el año de 1927 en el Noroeste de Francia, era una gráfica única de la resistividad eléctrica de las formaciones atravesadas, se realizaba por estaciones, se hacían mediciones y la resistividad calculada se trazaba manualmente en una gráfica, en 1929 se introdujo comercialmente y se reconoció la utilidad de la medición de la resistividad para propósitos de correlación y para identificar las capas potenciales portadoras de hidrocarburos. En 1931, la medición del potencial espontáneo (SP) se incluyó con la curva de resistividad en el registro eléctrico y así sucesivamente se fueron dando los avances de los diferentes registros eléctricos como el de rayos gamma, neutrones, inducción, doble inducción, sónico de porosidad, de densidad, de litodensidad y actualmente otras mediciones de registro, incluyen la resonancia magnética nuclear, la espectrometría nuclear (natural e inducida) y numerosos parámetros en agujeros revestidos.

La mayor parte del trabajo convencional de líneas de cable eléctricos, dependen de la fuerza de gravedad para arrastrar la herramienta hacia abajo. Cuando se tienen altos ángulos de desviación (mayores a los 65 grados) y en pozos horizontales, la gravedad solamente no puede arrastrar la herramienta a la profundidad deseada. Si la línea de cable y las herramientas se introducen usando tubería convencional, la tubería dejará de deslizarse solamente por su peso en el caso de inclinaciones por encima de los 26 grados. Se usa entonces la tubería flexible para llevar hacia adentro las herramientas eléctricas.

La línea de cable debe ser insertada dentro de la tubería. Esto podrá lograrse por varios métodos.

Uno es el de correr la tubería dentro de un pozo de prueba de suficiente profundidad, y luego correr la línea de cable dentro de la tubería de forma convencional (usando la gravedad). El segundo método es el de tender el cable en la tubería a medida que el acero

plano se está enrollando en la propia fábrica de la tubería. Un tercer método es el de inyectar la línea del cable dentro de un carrete, utilizando una máquina especial de inyección de tipo ciclón.

Sin importar cuál sea el método elegido, debe utilizarse un exceso de longitud de línea de cable. Los cálculos muestran que cuando la tubería se bobina en un carrete, debido al espesor de la pared de la tubería y el número de vueltas en el carrete, la longitud de la línea de cable, es aproximadamente un uno por ciento más larga que la longitud de la tubería.

Se usa un conector de mordaza o de abrazadera para conectar la tubería a la sarta de herramientas. Un conjunto de conector de tipo abrazadera de cable, une el cable de líneas eléctricas a la parte superior de la sarta de herramientas. Este conjunto debe también permitir la circulación a la sarta inferior de herramientas. Una unión de articulación giratoria, capaz de una rotación limitada (360 grados), debe armarse como parte de este conjunto. Finalmente un conjunto de uniones de conexión adaptadoras de tabique tipo barrera, deben sellar contra la presión de la tubería y del pozo. Esto también provee el paso del conductor y está equipado con una configuración de enchufe de cable para conectar las cabezas de la línea de cable.

El conector rotatorio en el carrete de tubería, tiene también conexiones para la línea de cable.

Si existe una circulación prolongada, o después de dos o tres trabajos, debe hacerse circulación inversa dentro de la tubería. Si esto no se efectúa como una práctica regular, no se mantendrá la necesaria soldadura de la línea de cable y el cable podría arrancar la abrazadera de cables en el fondo de la tubería.

La abrazadera de cables está diseñada para que sea más débil que la propia línea de cable eléctrico, en caso de que la tubería se trabe. Si la tubería se traba efectivamente, primero podrá recuperarse la línea de cable y posteriormente se podrá recuperar la tubería.

Otro punto clave acerca de las líneas de cable introducidas con tubería, es que la longitud del stripper al ariete ciego debe ser lo suficientemente larga como para cubrir la longitud completa de la sarta de herramientas que se estén usando. Esto pudiera necesitar un elevador más largo [60 pies (18,3 m) o más], lo cual complica el balanceo del inyector/extractor que va encima del elevador.

Un método alternativo consiste en usar una unidad de línea de cable y un lubricador. En este método el lubricador se instala encima de la columna de la tubería flexible. La sarta de herramientas se corre y se cuelga de la columna de la tubería flexible. Para esto se necesita que el extremo de la sarta de herramientas esté equipada con una barra de despliegue que

pueda cerrar los arietes de tubo y de cuña, sujetar y sellar. Después de que los arietes de tubo y de cuñas estén cerrados, entonces la presión en el lubricador puede aliviarse y puede retirarse el lubricador. La cabeza del inyector / extractor de tubería flexible, con un elevador corto, se gira sobre los preventores de reventones, y luego la tubería flexible se arma en la barra de despliegue.

Enseguida, el conjunto de elevador/ inyector / extractor se arma, se igualan las presiones y se hace la corrida. Para retirar la sarta de herramientas el proceso se invierte.

3.2 OBJETIVO

Obtener información mediante la tubería flexible en la que en su interior se puede introducir un cable eléctrico o fibra óptica, esta última siendo una reciente innovación, el objetivo principal es utilizar la rigidez de la tubería flexible para empujar las sondas de registros eléctricos hasta el fondo de los disparos.

El sistema de registros eléctricos con TF ha sido específicamente diseñado para transportar las herramientas necesarias para registrar información en pozos, cuyas condiciones no permiten el uso de servicios convencionales de registros eléctricos (*Figura 3.1*)

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

- Registros en agujero descubierto
- Registros en agujero entubado
- Aplicaciones especiales

3.3 VENTAJAS

Las principales ventajas que se obtienen al utilizar la tubería flexible para la realización de operaciones con cable eléctrico o fibra óptica varían según su aplicación, sin embargo, se pueden resumir a continuación:

- ✓ Registrar intervalos muy distantes en agujeros altamente desviados e inclusive en secciones horizontales.
- ✓ Se obtiene un registro continuo, ya sea metiendo o sacando con una gran rapidez y un alto grado de control de la profundidad.

- ✓ La combinación de sondas o herramientas de registros de gran longitud pueden deslizarse a través de agujeros con altas severidades, en donde el cable eléctrico o la fibra óptica cumpla con su función.
- ✓ Es posible la circulación de fluidos a través de la tubería flexible antes, durante y después de la toma de los registros.
- ✓ El equipo de control de presiones de la unidad de tubería flexible proporciona una seguridad constante del pozo, por lo que las operaciones son seguras, sobre todo en pozos “arrancados”.
- ✓ Es posible la toma de registros de producción en pozos de alta presión sin correr el riesgo de que las herramientas sean impulsadas fuera del pozo.
- ✓ Debido a que es posible combinar la capacidad de conducción de fluido de la tubería flexible y la transmisión de energía e información del cable eléctrico o la fibra óptica, es factible llevar a la práctica aplicaciones especializadas.

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

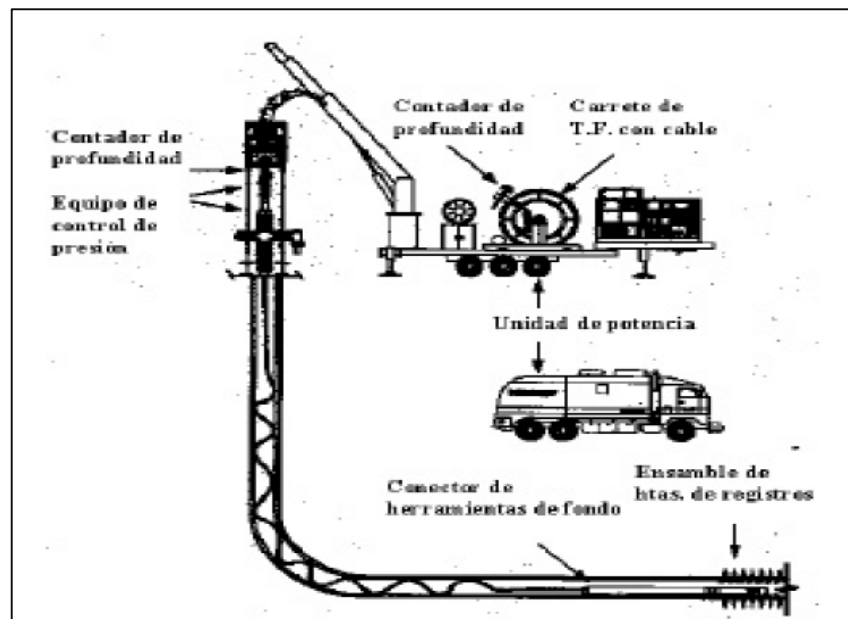


Figura 3.1 Sistema de registros con Tubería Flexible⁶⁸

⁶⁸ Manual Coiled Tubing Engineering .Schlumberger.

3.4 DISEÑO

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

- ✓ Información o tipo de registro a realizar.
La naturaleza de la información deseada o el tipo de registro por tomar determinará la herramienta o sonda requerida.
- ✓ Características del cable eléctrico o la fibra óptica requerida por la sonda.
Las características de la herramienta o los criterios operativos, determinaran el tipo de cable o fibra óptica y los requerimientos del equipo complementario.
- ✓ Modelado con computadora.
La habilidad para seleccionar la combinación adecuada de sondas para el registro de zonas de interés puede ser verificada con la ayuda de programas de cómputo.

Además de los puntos anteriores, los primeros pasos que se deben de dar al diseñar una operación de registros eléctricos con tubería flexible es tomar en consideración la información de la siguiente tabla (**Tabla 3.1**).

Características de la sarta de registro

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

Geometría del pozo y características del agujero

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

Equipo y herramientas disponibles

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

Logística

- Peso de la unidad de tubería flexible

Tabla 3.1 Información para el diseño de un registro con Tubería Flexible⁶⁹

3.5 REGISTROS EN AGUJERO DESCUBIERTO

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

- ✓ Rayos Gamma: Identificación de litología y correlación
- ✓ Doble inducción: Mide la resistividad de la formación
- ✓ Lito densidad: Mide la porosidad e identifica la litología
- ✓ Neutrón compensado: Mide la porosidad, identifica la litología y ubica los contactos de fluidos
- ✓ Sónico: Mide la velocidad acústica para identificar porosidad y litología
- ✓ Estratigráfico: Identifica la orientación de las capas, la localización de fracturas y la dirección y geometría del agujero

⁶⁹ Location Safety Standards. Schlumberger.

- ✓ Muestreo de roca: Para obtener núcleos de pared
- ✓ Muestreo de fluidos: Recupera muestras de fluidos a presiones del yacimiento y estima permeabilidades
- ✓ Sísmica de pared del agujero: Proporciona información sísmica

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

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

3.5.1 APLICACIONES EN AGUJEROS DESVIADOS

Para evaluar la productividad del yacimiento, se requiere saber con qué facilidad puede fluir el líquido a través del sistema poroso. Esta propiedad de la roca que depende de la manera en que los poros están intercomunicados, es la permeabilidad. Los principales parámetros petrofísicos para evaluar un depósito son: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor, área, permeabilidad, geometría, temperatura y la presión del yacimiento, así como la litología que desempeñan un papel importante en la evaluación, terminación y producción de un yacimiento.

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

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

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

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

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

3.5.2 APLICACIONES EN AGUJEROS VERTICALES

Cuando se registra únicamente con cable, la elongación del propio cable y el arrastre del aparejo de registros, bajo ciertas condiciones, se pueden combinar para crear un ligero efecto de “yoyo” cuando se está registrando. Bajo condiciones normales se considera que esto tiene un mínimo significado y muy poco efecto en la interpretación de los datos.

Debido a que la resistencia a la tensión de la tubería flexible es mayor que la del cable normal utilizado en la corrida de registros eléctricos, la tecnología con tubería flexible frecuentemente es considerada como una aplicación viable en operaciones en donde hay alto riesgo de atrapamiento de la sarta, por ejemplo cuando se registra en formaciones altamente permeables, donde el riesgo de atrapamiento por presión diferencial es alto. Así mismo, la rigidez de la tubería flexible puede emplearse para empujar la sarta de registros a través de pequeñas restricciones del agujero.

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

3.5.3 TIPOS DE REGISTROS

Registro de Potencial Espontaneo y de Rayos Gamma Naturales

La curva de Potencial Espontaneo (SP) y el registro de Rayos Gamma Naturales (GR) son registros de fenómenos físicos que ocurren naturalmente en las rocas in situ. La curva SP registra el potencial eléctrico producido por la interacción del agua de formación innata, el fluido de perforación conductivo y otras rocas selectivas de iones (lutita) y el registro de GR indica la radioactividad natural de las formaciones. La mayoría de las rocas presentan radioactividad natural y la cantidad depende de las concentraciones de potasio, torio y uranio, los registros SP y de GR son bastante útiles e informativos, entre sus usos se encuentran los siguientes:

- ✓ Diferencia roca potencialmente productoras permeables y porosas (arenisca, caliza, dolomía) de arcillas y lutitas no permeables.
- ✓ Define los límites de las capas y permite la correlación entre las capas.
- ✓ Proporciona una indicación de la arcillosidad de la capa.
- ✓ Ayuda en la identificación de la litología (mineral).
- ✓ En el caso de la curva SP, permite determinar la resistividad del agua de formación.
- ✓ En el caso de los registros GR y NGS (registro de espectrometría de rayos gamma naturales) detecta y evalúa depósitos de minerales radioactivos.

Registros SP

La curva SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad, enfrente de lutitas, la curva SP por lo general, define una línea más o menos recta en el registro, que se llama línea base de lutitas; en las capas gruesas estas deflexiones tienden a alcanzar una deflexión constante, definiendo así una línea de arena y la deflexión puede ser a la izquierda o a la derecha, dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo, el registro del SP se mide en mili voltios [mV] y no se puede registrar en pozos llenos con lodos no conductivos, ya que estos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación.

Registro de RG

El registro de RG es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

El registro de RG puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación del pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o lodos a base de aceite. En cada caso, es útil para la localización de capas con o sin arcilla y, lo más importante, para la correlación en general.

Las propiedades de los Rayos Gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo de potasio radioactivo con un peso atómico 40 y los elementos radioactivos de las series del Uranio y del Torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra, cada uno de estos elementos emite rayos gamma, el número y energía de estos es distinto de cada elemento, al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de efecto fotoeléctrico. Por consiguiente los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan (reducen) al pasar a través de la formación, dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radioactivo por volumen de unidad, pero con diferentes densidades, mostraran diferentes niveles de radioactividad, las formaciones menos densas aparecerán algo más radioactivas.

Registros de Porosidad

La porosidad de las rocas puede obtenerse a partir del registro sónico, el registro de densidad o el registro de neutrones. Todas estas herramientas ven afectadas su respuesta por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. Si los efectos de fluidos y matriz se conocen o se pueden determinar, la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad. Por lo tanto estos instrumentos se mencionan con frecuencia como registros de porosidad. Tres técnicas de registro responden a las características de la roca adyacente al agujero. Su profundidad de investigación es de solo unas cuantas pulgadas y por lo tanto está generalmente dentro de la zona invadida.

Otras mediciones petrofísicas, como la micro-resistividad, el magnetismo nuclear o la propagación electromagnética, algunas veces se utilizan para determinar la porosidad. Sin embargo, estos instrumentos también reciben una gran influencia del fluido que satura los poros de las rocas. Por esta razón se discuten aparte.

Registros Sónicos

Una herramienta sónica consta de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico se da en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito, t , t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Al

conocerse la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sísmico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sísmicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sísmico puede correrse simultáneamente con otros servicios.

El principio es la propagación del sonido en un pozo, es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. Estos incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta de registro. El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido. En el caso de registros de pozos, la pared y rugosidad del agujero, las capas de la formación y las fracturas, pueden representar discontinuidades acústicas significativas.

Por lo tanto, los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el agujero cuando se está corriendo un registro sísmico.

El primer arribo u onda compresional es la que ha viajado desde el transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda compresional de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de cizallamiento es la que viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de lodo (no muy evidente en estos trenes de ondas) es la que viaja directamente del transmisor al receptor en la columna de lodo a la velocidad de onda de compresión del fluido del agujero.

La onda Stoneley es de gran amplitud y viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del agujero. La velocidad de esta onda depende de la frecuencia del pulso de sonido, del diámetro del agujero, de la velocidad de cizallamiento de la formación, de las densidades de la formación y del fluido, y de la velocidad de la onda de compresión en el fluido.

Determinación de Litología y Porosidad

Las mediciones de los registros: neutrónico, de densidad y sónico dependen no solo de la porosidad sino también de la litología de la formación, del fluido en los poros, y en algunos casos, de la geometría de la estructura porosa. Cuando se conoce la litología, y en consecuencia, los parámetros de la matriz, pueden obtenerse los valores correctos de porosidad en base a dichos registros (corregidos debido a efectos ambientales) en formaciones limpias saturadas de agua. Bajo esas condiciones, cualquier registro, ya sea neutrónico, el de densidad o, si no hay porosidad secundaria, el sónico puede utilizarse a fin de determinar la porosidad.

La determinación exacta de la porosidad resulta más difícil cuando se desconoce la litología de la matriz o si consiste de dos o más minerales en proporciones desconocidas. La determinación se complica todavía más cuando la respuesta de los líquidos de los poros localizados en la porción de la formación que la herramienta está investigando, varía de manera notable de aquella del agua. En especial, los hidrocarburos ligeros (gas) pueden influir de manera importante en los tres registros de porosidad.

Inclusive la naturaleza o tipo de la estructura porosa afecta la respuesta de la herramienta. Los registros neutrónico y de densidad responden a la porosidad primaria (intergranular o intercrystalina) con la porosidad secundaria (cavidades, fisuras, fracturas). Sin embargo, los registros sónicos tienden a responder solo a la porosidad primaria de distribución uniforme.

A fin de determinar cuándo se presenta cualquiera de estas complicaciones, se necesitan más datos que aquellos que proporciona un solo registro de porosidad. Por fortuna, los registros neutrónicos de densidad y sónicos responden de manera diferente a los minerales de la matriz, a la presencia de gas o aceites ligeros, y a la geometría de la estructura porosa. Se pueden utilizar combinaciones de estos registros y el factor fotoeléctrico, PE, la medición del registro de Lito-densidad y las mediciones de Torio, Uranio y Potasio tomadas del registro de espectrometría de rayos gamma naturales NGS, con el propósito de determinar las mezclas de matrices o fluidos complejos y así proporcionar una determinación más exacta de la porosidad. La combinación de mediciones depende de la situación. Por ejemplo, si una formación se compone de dos minerales conocidos en proporciones desconocidas, la combinación de los registros neutrónicos y de densidad, o de densidad y sección transversal fotoeléctrica podrá definir las proporciones de los minerales además de dar un mejor valor de la porosidad. Si se sabe

que la litología es más compleja pero si solo consiste de cuarzo, caliza, dolomita y anhidrita, puede deducirse un valor relativamente fiel de la porosidad en base, otra vez, a la combinación de densidad-neutrónica.

Las gráficas de interrelación son una manera conveniente de mostrar como varias combinaciones de registros responden a la litología y la porosidad. También proporcionan un mejor conocimiento visual del tipo de mezcla binaria (por ejemplo: arenisca-caliza, caliza-dolomita o arenisca-dolomita), el punto marcado a partir de las lecturas de registros caerá entre las líneas de litología correspondientes.

Registros de Densidad

Se usan principalmente como registros de porosidad, otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcillas y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas. El principio es una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del agujero en un cartucho deslizable, emite a la formación rayos gamma de mediana energía, se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación, con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida la cual se conoce como efecto Compton y los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

El número de colisiones en el efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación, en consecuencia, la respuesta de la herramienta de densidad está determinada esencialmente por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La densidad de los electrones está relacionada con el volumen de densidad real, que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

Registros Neutrónicos

Se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y determinar su porosidad, responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación, por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de

neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido. Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras. Una combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad proporciona valores de porosidad e identificación de litología aún más exactos, incluso una evaluación del contenido de arcilla. El principio es que los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada una tiene una masa idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno. Una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía, estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación en lo que podría considerarse como colisiones elásticas de “bolas de billar”, con cada colisión, el neutrón pierde algo de su energía.

La cantidad de energía pérdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón, la mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual, es decir un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón, por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación. Debido a las colisiones sucesivas, los neutrones habrán disminuido su velocidad a velocidades térmicas, y se funden aleatoriamente, hasta que son capturados por los núcleos de átomo como cloro, hidrógeno o silicio. El núcleo se captura se excita intensamente y emite un rayo gamma de captura de alta energía. Dependiendo del tipo de herramienta de neutrones, un detector en la sonda capta estos rayos gamma de captura o los neutrones mismos. Cuando la concentración de hidrogeno del material que rodeo a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de éstos son desacelerados y capturados a una distancia corte de la fuente, por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de a fuente antes de ser capturados, de acuerdo con esto, la tasa de conteo en el detector aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa.

Registros de Resistividad

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos, la electricidad puede pasar a través de una formación solo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones, como el sulfuro metálico y el grafito, la roca seca es un buen aislante eléctrico. Además, las rocas totalmente secas rara vez se encuentran, por lo tanto las formaciones subterráneas tienen resistividades mensurables y finitas debido al agua dentro de sus poros o el agua intersticial absorbida por una arcilla. La resistividad de una formación depende de:

- ✓ La resistividad de agua de formación.
- ✓ La cantidad de agua presente.
- ✓ La geometría estructural de los poros.

La resistividad de una sustancia, es la resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica, las unidades de resistividad son ohmio-metros [ohm-m] a conductividad es la inversa de la resistividad.

Las resistividades de formación por lo general varían de 0.2 a 1000 ohm-m, las resistividades superiores a 1000 ohm-m son poco comunes en formaciones permeables pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad, por ejemplo las evaporitas. La resistividad de formación se mide ya sea al mandar corriente a la formación y medir la facilidad con que fluye la electricidad o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir que tan grande es.

El principio de la medición de los registros de resistividad es introducir corrientes en la formación, por medio de electrodos de corriente y se miden los voltajes entre los electrodos de medición, estos voltajes proporcionan la resistividad para cada dispositivo, en una formación homogénea e isotrópica de extensión infinita, las superficies equipotenciales que rodean un solo electrodo emisor de corriente, son esferas. El voltaje entre un electrodo (M) situado en una de esas esferas y uno en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea y el voltaje medido puede graduarse en una escala en unidades de resistividad.

3.6 REGISTROS EN AGUJERO REVESTIDO

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

Los registros utilizados y los parámetros que determinan se mencionan a continuación:

- ✓ Registros de producción: Medición de presión, temperatura, densidad y gasto.
- ✓ Espectroscopia con rayos gamma: Monitoreo del yacimiento y tiempos de decaimiento termal
- ✓ Calibrador mecánico, cámara de televisión: Avance de corrosión
- ✓ Registro sónico de cementaciones: Evaluación de cementaciones, imágenes de ultrasonido

- ✓ Registro giroscópico: Desviación del pozo
- ✓ Localizador de punto libre: Determinación de la profundidad de atrapamiento
- ✓ Sísmica del fondo del pozo

La mayoría de los registros en agujero revestido son operaciones que por lo general se realizan en pozos que se encuentran en producción. Debido a esto, se tiene la necesidad de contar con el equipo de control de presiones adecuado, así como estar familiarizado con los procedimientos operativos asociados a fin de contar con el nivel de seguridad requerido.

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

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

3.6.1 APLICACIONES EN AGUJEROS DESVIADOS

El principal objetivo de los registros de producción en pozos horizontales es el de determinar el perfil de flujo y la productividad de los intervalos a lo largo del agujero (por ejemplo, saber cuáles intervalos o fracturas están produciendo, que fluidos están produciendo que grado de aportación de cada intervalo). El perfil de flujo resultante se correlaciona con las variaciones laterales de permeabilidad, saturación, etcétera a fin de detectar anomalías de producción.

Realizando simultáneamente pruebas transientes de flujo y presión, es posible cuantificar los parámetros del pozo y del yacimiento.

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

La obtención e interpretación de información de pozos horizontales puede ser compleja y difícil. Esta dificultad se debe al comportamiento de los fluidos en el agujero y las herramientas en el perfil horizontal del pozo. Por ejemplo, el flujo multifásico de fluidos tiende a segregarse de los fluidos más pesados hacia el fondo. Bajo tales regímenes de flujo

segregacional, se requieren aplicar técnicas avanzadas de interpretación a fin de obtener velocidades de flujo confiables.

Por si fuera poco, algunos registros convencionales miden la densidad del fluido comparando dos medidas de presión realizadas entre dos puntos verticales fijos ubicados a cierta distancia uno del otro. Lo anterior no resulta ser válido en agujeros altamente desviados y en pozos horizontales.

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

El tipo de terminación tiene también su influencia en la complejidad para adquirir e interpretar los datos. En la práctica, pueden encontrarse tres tipos básicos de terminación horizontal (*Figura 3.2*)

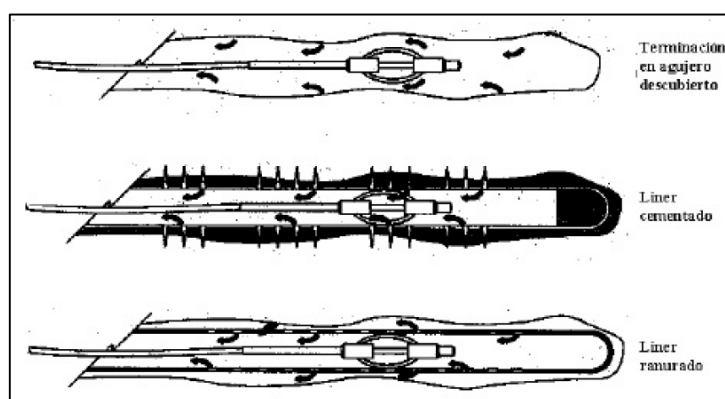


Figura 3.2 Tipos básicos de terminación horizontal⁷⁰

- **Registro en agujero descubierto-** Se practica únicamente en formaciones bien consolidadas capaces de resistir la caída de presión ocasionada durante la etapa de producción. Las operaciones de registros en este tipo de pozos puede verse afectada por la rugosidad de las paredes del agujero debido a secciones deslavadas o erosionadas. Por lo demás, los registros proporcionan buena información debido a que el flujo está circunscrito dentro del agujero; aunque las variaciones en áreas de cada sección del agujero pueden ocasionar dificultades para la interpretación.
- **Registro en tubería corta cementada-** El recubrimiento del agujero con una tubería da oportunidad para selectivamente abrir los intervalos de interés del yacimiento. La información que generalmente puede obtenerse en estos casos suele ser muy confiable a todo lo largo del intervalo productor.

⁷⁰ Location Safety Standards. Schlumberger.

- **Registro con tubería corta ranurada-** En este tipo de terminaciones se tiene una gran dificultad para registrar e interpretar el perfil de producción de los pozos. Gran parte de la problemática se deriva debido a que parte de la producción se realiza a través del exterior de la tubería ranurada. La presencia de cavidades en las paredes del agujero y sus paredes irregulares ocasionan que el flujo entre y regrese de la tubería ranurada, dando como resultado un comportamiento impredecible en las lecturas de los registros.

3.6.2 TIPOS DE REGISTROS

Registro RG

El registro de RG puede ser corrido en pozo entubado lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo, por ejemplo al correlacionar los disparos de cambio de intervalo y/o mejorar la cementación, así mismo cuando se inyecta un trazador radioactivo y se requiere ver la altura del intervalo que tomó.

Registro Decaimiento Termal

La herramienta consta de un generador de neutrones de alta velocidad, la cual se reduce rápidamente hasta la llamada “velocidad termal” al ser capturados por núcleos de la formación, emitiendo radiaciones gamma que son detectadas por el aparato, durante el tiempo de medición, la cantidad de neutrones termales disminuye exponencialmente. El tiempo requerido para medir la disminución de neutrones termales es la constante correspondiente al tiempo de decaimiento y representa las propiedades de captura de neutrones de la formación. Se grafica un valor de tiempo de decaimiento que es representativo de la velocidad de decaimiento o pérdida de neutrones termales en la formación, el cloro captura una gran cantidad de neutrones y es el elemento predominante en el proceso de captura, con lo cual se puede decir que el registro responde al contenido del agua salada en la formación. El registro TDT es la primera herramienta que permite determinar la saturación de agua a través de la T.R.; para obtener valores precisos, se requiere una buena información de la porosidad. Las principales aplicaciones son:

- ✓ Localización de zonas de hidrocarburos en pozos adermados.
- ✓ Control de proyectos de recuperación secundaria, ya que determina la saturación residual.
- ✓ Correlación de profundidades de pozos adermados.

3.7 UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE PARA OPERACIONES CON CABLE ELÉCTRICO O FIBRA ÓPTICA

Principales componentes (*Figura 3.3*)

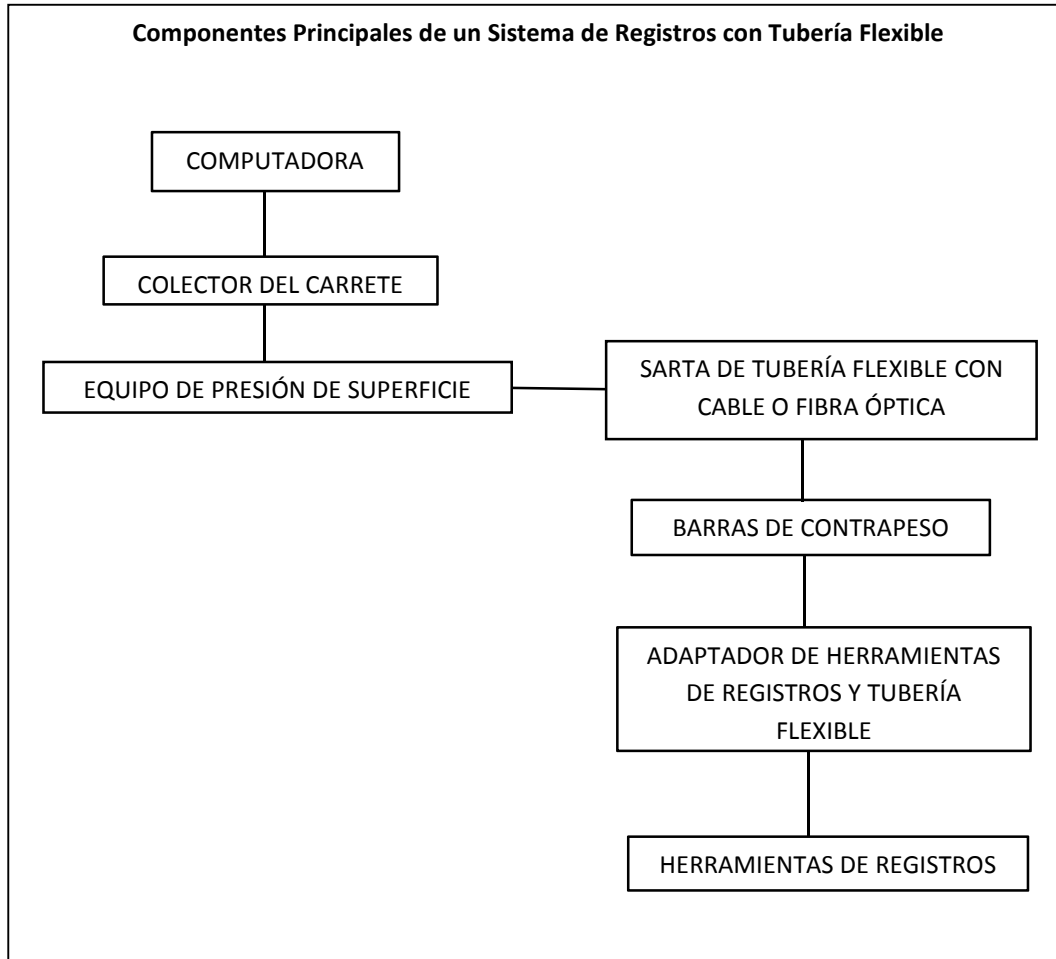


Figura 3.3 Componentes Principales de un Sistema de Registros con Tubería Flexible⁷¹

⁷¹ Location Safety Standards. Schlumberger.

4.1 OPERACIÓN DE INDUCCIÓN DE POZOS

Cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por si mismos a la superficie, se realizan varias actividades para disminuir la presión hidrostática a favor del yacimiento y permitir que éstos se manifiesten. Estas secuencias operativas se denominan métodos de inducción. Actualmente se conocen varios métodos para inducir un pozo, su aplicación depende de las características y el estado mecánico del pozo. Los métodos más comunes son:

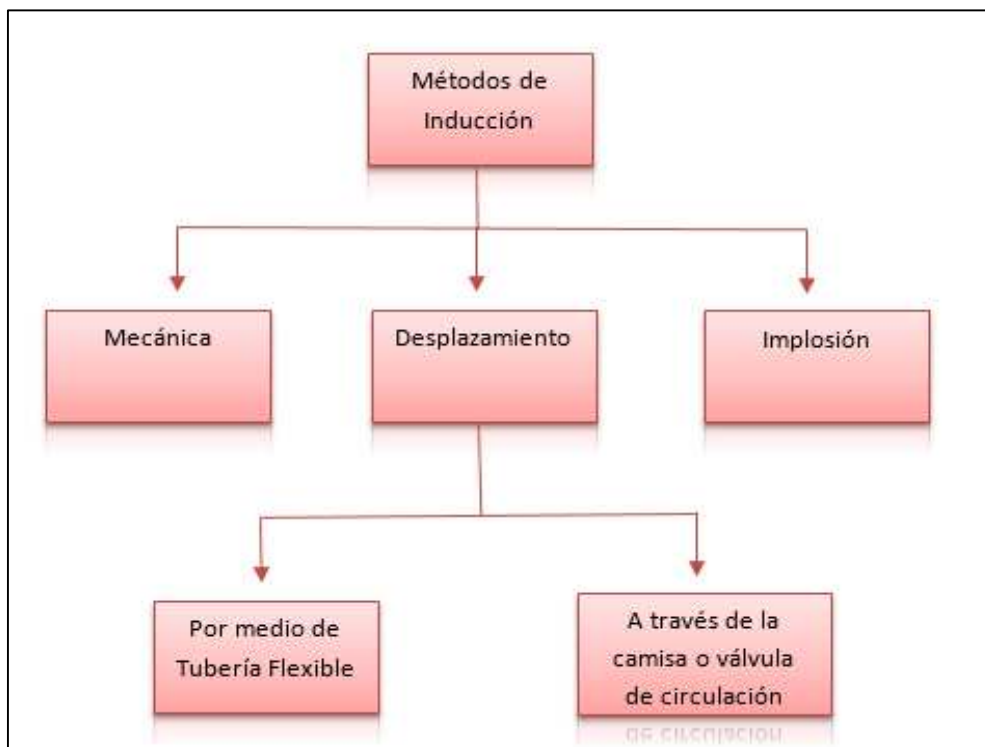


Figura 4.1 Métodos de Inducción⁷²

Durante la inducción se desplaza el fluido de terminación o producido por el yacimiento con nitrógeno, este trabajo se realiza con auxilio de la tubería flexible.

4.1.1 OBJETIVO

Aligerar la carga hidrostática generada por los fluidos contenidos en el pozo, mediante el desplazamiento con nitrógeno para crear una presión diferencial en el intervalo productor del mismo y que permita a los fluidos del yacimiento que fluyan a superficie, así mismo activar el pozo a producción, establecer circulación en pozos de baja presión de fondo.

⁷² Teoría de control de pozos y equipo. Compendio. Schlumberger

4.1.2 ÁREAS DE APLICACIÓN

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

Por medio de:

- ✓ Inducciones con nitrógeno.
- ✓ Estimulaciones de limpia o matriciales en pozos depresionados, con la finalidad de mejorar la eficiencia de flujo.

4.2 CONSIDERACIONES A TOMAR EN CUENTA

Consideraciones para el diseño

Dentro de las consideraciones para el diseño de un trabajo de inducción se toman en cuenta: geometría del pozo, nivel de fluidos en el pozo, condiciones de la vida útil del aparejo de producción, conexiones superficiales, datos del yacimiento, densidad del fluido de control, presión y temperatura de fondo y las características de la TF.

Consideraciones técnicas

Antecedentes:

- ✓ Tratamientos previos: reparación, fracturamiento, acidificación, etc.
- ✓ Revisión de inducciones anteriores: técnica de inducción, respuesta del pozo, volúmenes de N₂ utilizados.
- ✓ Gasto de aceite, agua, gas, RGL, RGA.

Terminación del pozo:

- ✓ Tubería de producción y revestimiento.
- ✓ Profundidad y desviación.

Datos del yacimiento:

- ✓ Litología de la formación.
- ✓ Profundidad y espesor de los disparos.
- ✓ Presión estática y fluyente.
- ✓ Temperatura de fondo.

- ✓ Permeabilidad y porosidad.
- ✓ Fluidos presentes.
- ✓ Propiedades de los fluidos.

4.3 EQUIPO EMPLEADO EN TRABAJOS DE INDUCCIÓN

A continuación se muestra en la **Figura 4.2** el equipo empleado en trabajos de inducción y los componentes que lo integran: Equipo de tubería flexible, unidad de bombeo del equipo de tubería flexible, herramientas de fondo, unidad inyectora de nitrógeno, tanques criogénicos (termos).

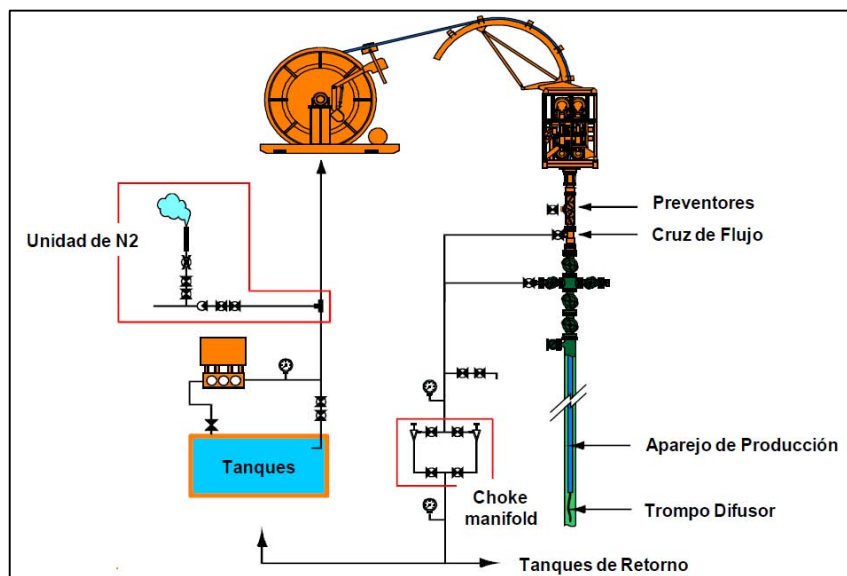


Figura 4.2 Equipo empleado en trabajos de inducción⁷³

4.3.1 INDUCCIÓN CON NITRÓGENO

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

- ✓ Es un elemento inerte y elimina los peligros de incendio durante las operaciones.
- ✓ Bajo coeficiente de solubilidad en agua y/o aceite.
- ✓ Por su estabilidad e inactividad química, ya que no reacciona con otros fluidos e inhibe, la corrosión de partes metálicas.
- ✓ No contamina ni daña las formaciones.
- ✓ Ayuda a reducir el agua contenida en las formaciones, debido a su afinidad con la misma. Por ejemplo: se ha podido comprobar experimentalmente que a 200Kg / cm² y 80 OC, 100 m³ de N₂, absorbieron 40.8 litros de agua.

⁷³ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

- ✓ Porque mantiene su estado gaseoso a presiones y temperaturas elevadas.
- ✓ Por su alto rendimiento de volumen de gas por volumen de líquido.

4.3.2 PROPIEDADES DEL NITRÓGENO GASEOSO

Símbolo	N2
Presión crítica	34.61 Kg /cm2
Presión molecular	28.016
1 Kg de líquido rinde	0.861 m3 de gas
Densidad a 20 ° C	0.001165 gr/ cc a condiciones normales
Punto de ebullición	-196.8 ° C
Contenido de humedad	2.5 ppm (v)
Temperatura crítica	- 147.1 ° C
Toxicidad	Nula
Punto de vaporización	- 29.81 ° C
Combustibilidad	Nula

Tabla 4.1 del Nitrógeno gaseoso⁷⁴

Comportamiento del nitrógeno gaseoso durante la inducción:

- ✓ Aumenta la RGL entre el espacio anular de la TF y TP
- ✓ Se produce un efecto de compresión antes de vencer la presión ejercida por el gradiente hidrostático del fluido a desplazar

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

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

⁷⁴ Manual de servicios con Nitrógeno. Nitropet- Linde.

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

El incremento en el gasto de bombeo de N₂ aumenta las pérdidas de presión por fricción en el espacio anular, disminuyendo la descarga óptima de los fluidos del pozo.

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

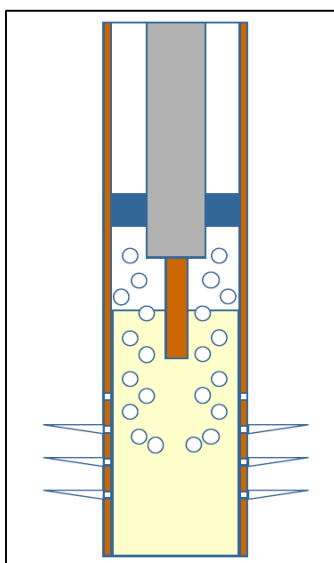


Figura 4.2 Inducción de pozo con Nitrógeno empleando Tubería Flexible⁷⁵

Se puede realizar la inducción por dos métodos:

Inyección continua.- Es el método más efectivo para realizar una inducción. Consiste en bajar la tubería flexible con circulación continua de nitrógeno, con una velocidad de 25 m/min., y con un gasto de 18 m³ / min. (En TF de 1 ¼"). Estos son iniciados cuando la punta de la tubería de la tubería esta justamente por debajo del nivel de fluido. Se continúa bombeando hasta la profundidad programada (punto máximo de inyección). En la zona de interés, se incrementa el gasto máximo permisible considerando que la presión máxima de trabajo con tubería flexible de 1 ¼", en movimiento es de 3500 psi y de 5000 psi con tubería estática. La inyección de nitrógeno se mantiene hasta desplazar el volumen total del pozo.

⁷⁵ Martínez G. José. Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros. Tesis de licenciatura. 2010.

Inyección Intermitente.- Es similar al anterior, pero con la variante de no bombear nitrógeno mientras se baja, hasta que se llega a la profundidad predeterminada. En este punto la presión de inyección requerida debe ser mayor que la presión hidrostática de la columna del fluido que contiene el pozo. El volumen de nitrógeno que se debe circular es equivalente al volumen total del pozo en su fase líquida, multiplicado por el factor de volumen del nitrógeno a la profundidad de operación, considerando una presión hidrostática en el espacio anular. Este método, tiene como limitante las presiones de manejo de la tubería flexible.

4.4 ESTIMULACIÓN DE POZOS

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la industria petrolera están los métodos de estimulación de pozos. Tal es su importancia que no existe pozo en el mundo en que no se haya aplicado uno o más de estos métodos.

El proceso de estimulación de pozos consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a gastos y presiones bajas que no sobrepasen a la presión de fractura, con la finalidad de remover el daño ocasionado por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación del pozo. Dependiendo del tipo de daño presente en la roca y la interacción de los fluidos para la remoción de éste, las estimulaciones se pueden realizar por medio de dos sistemas. Estimulaciones no reactivas y reactivas.

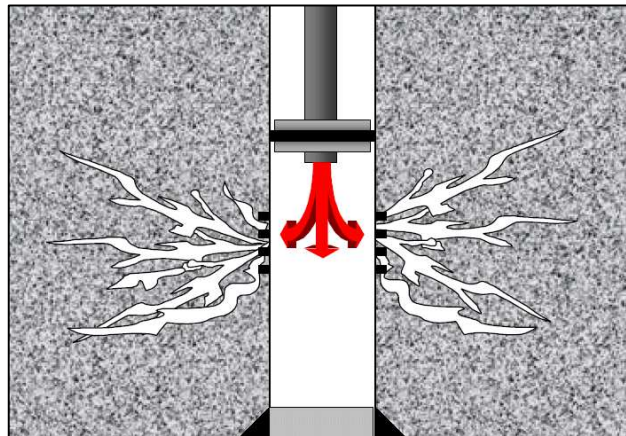


Figura 4.3 Restauración o mejora de las condiciones de flujo por estimulación o fracturamiento⁷⁶

⁷⁶ Teoría de control de pozos y equipo. Compendio. Schlumberger

4.4.1 SELECCIÓN DEL TIPO DE TRATAMIENTO

Dependiendo del tipo y caracterización del daño, los tratamientos de estimulación de pozos pueden ser de dos formas: estimulación matricial y estimulación por fracturamiento hidráulico, la diferencia entre estos dos tipos de estimulación recaen en el gasto y presión de inyección.

Las estimulaciones matriciales se caracterizan por gasto y presiones de inyección por debajo de la presión de fractura, mientras que los fracturamientos hidráulicos utilizan gasto y presiones de inyección superiores a la presión de fractura.

4.4.2 DATOS DEL YACIMIENTO

Los parámetros más importantes de análisis para diseñar un tratamiento de estimulación son:

- a) Permeabilidad
- b) Presión de yacimiento
- c) Porosidad
- d) Mineralogía deformación
- e) Densidad de los fluidos de la formación
- f) Saturación de los fluidos deformación
- g) Temperatura del yacimiento
- h) Profundidad de la formación
- i) Factor de daño

4.5 TÉCNICAS BÁSICAS DE ESTIMULACIÓN DE POZOS

Después de la terminación de un pozo, en un mantenimiento mayor o en el desarrollo de la vida productiva de los pozos, generalmente se requiere de restaurar o mejorar las condiciones de flujo del intervalo productor o inyector. Para lograr esto existen dos técnicas principales de estimulación de pozo: la estimulación matricial y por fractura miento, diferenciándose por los gastos y presiones de inyección.

Estimulación matricial

Los procedimientos de la estimulación matricial son caracterizados por gastos de introducción a presiones por debajo de la presión de fractura, esto permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial para la remoción del daño en las inmediaciones del pozo.

El éxito de una estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento y el procedimiento de selección es muy complejo, ya que se involucran diversos factores que varían ampliamente, entre los más importantes están: el tipo, severidad y localización del daño, y su compatibilidad con el sistema roca fluido de la formación.

Dependiendo de la interacción de los fluidos de estimulación y el tipo de daño presente en la roca, se divide en dos grandes grupos:

- Estimulación matricial no ácida
- estimulación matricial acida

Ambos grupos incluyen estimulaciones de limpieza y matriciales.

Estimulación de limpieza. Es la que permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño.

Estimulación matricial. Llamada también acidificación intersticial, es la que sirve para incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver el ácido parte del material calcáreo, agrandando los poros comunicados de la roca.

Estimulación no ácida. Es en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales de la roca, utilizándose para la remoción de daños ocasionados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, pérdidas de fluido de control o depósitos orgánicos. Los fluidos a utilizar son: soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, acompañados principalmente de surfactantes u otros aditivos afines. El éxito de estos tratamientos consiste en la buena selección del surfactante.

Estimulación ácida

Es en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y a los sólidos contenidos en la roca. Utilizándose para la remoción de daño por partículas de sólidos, precipitaciones inorgánicas. Los fluidos a utilizar principalmente son los sistemas ácidos. El éxito de estos tratamientos se basa en la selección del sistema ácido.

4.6 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR UNA ESTIMULACIÓN

1. Actualice el estado mecánico del pozo, el cual debe incluir: asentamiento de tuberías de explotación, aparejo de producción con diámetros, librajes y profundidades, anomalías, intervalos abiertos, etc.
2. Analice el programa proporcionado por su departamento.
3. Elabore un programa operativo alternativo para solventar cualquier problema que se pudiera presentar durante el desarrollo de la operación (comunicación de aparejo, fuga en el árbol de válvulas, etc.)
4. Realice una reunión de seguridad con el personal involucrado (jefe de pozo, producción, seguridad industrial, servicio a pozos, compañías, etc.), explique la importancia y los alcances de la operación.
5. Asigne tareas y funciones específicas al personal que intervendrá.
6. Supervise la instalación y prueba hidráulica de las unidades de bombeo y líneas de control.
7. Represione el espacio anular con la mitad de la presión máxima de inyección esperada, para detectar anomalías.
8. Recircule los productos de tratamiento antes de bombearlos al pozo, para su homogeneización (30 minutos como mínimo) recupere una muestra de los fluidos de tratamiento.

9. Efectué la inyección de los fluidos de tratamiento según programa, monitoreando continuamente la presión en la TP y el espacio anular.
10. Al terminar el programa de bombeo, verificar presiones de cierre, final y la estabilizada después de 10 minutos de cerrado el pozo.
11. Descargue las presiones del espacio anular si la presión final es \leq a 3000 psi y desmantele las unidades de bombeo.
12. Seleccione el estrangulador dependiendo de la presión final obtenida y abra el pozo a la batería registrando el comportamiento de la presión.
13. Recupere y analice muestras continuamente para monitorear la limpieza del pozo.
14. Evalúe el desempeño del personal y compañías que participaron en la operación.
15. Elabore el reporte final de la operación, que debe incluir: presiones, volúmenes y gastos de inyección durante la estimulación.

Nota: En pozos donde exista línea de escurrimiento, se deberá contar con el permiso de quema a cielo abierto para efectuar los desfuegos del pozo.

4.7 ESTIMULACIÓN DE LA FORMACIÓN

Una formación puede presentar distintos tipos de daño y en un solo pozo pueden coexistir varios de ellos. El más común es el taponamiento de la formación en la cara del pozo, algunos tratamientos de estimulación remueven el daño, o crean canales para “by-pasear” la zona afectada. Estos tratamientos de estimulación matricial están diseñados para restaurar la permeabilidad natural de la formación mediante la inyección de fluidos de tratamiento a una presión menor que la presión de fractura de la formación.

Una cuidadosa evaluación de los parámetros en la cara del pozo y de la formación puede identificar el tipo y grado del daño. Si la permeabilidad del yacimiento es baja, el pozo puede ser un candidato a fracturamiento hidráulico.

La operación con TF es un mecanismo común y apropiado para realizar una estimulación matricial, de cuyas ventajas menciono a continuación:

- ✓ La configuración del equipo de control de presión de TF permite realizar el tratamiento en un pozo vivo. Esto evita un potencial daño a la formación asociado a la necesidad de matar el pozo.
- ✓ Las operaciones asociadas pueden realizarse como parte de un servicio integrado, por ejemplo, puede realizarse una limpieza de pozo previo a una estimulación

matricial y adicionalmente se puede utilizar nitrógeno para restaurar la producción si es necesario.

- ✓ Realizar la acidificación con TF evita la exposición de la tubería y la cabeza de pozo al contacto directo con fluidos de tratamiento corrosivos.

El tratamiento puede realizarse a intervalos mucho más grandes utilizando las técnicas y herramientas desarrolladas para tal fin, incluyendo el uso de sistemas de tratamiento selectivo mediante la utilización de herramientas de aislamiento. Esto es particularmente importante en pozos horizontales.

Reconocer la limitación de la TF y su equipo asociado, permite diseñar tratamientos para alcanzar el máximo beneficio en la zona mientras se opera en la zona sin límites de seguridad y técnicas aprobadas. Por ejemplo, las presiones de fricción relativamente altas y las bajas tasas de bombeo asociadas con la TF pueden extender la duración de grandes volúmenes de tratamiento más allá de los límites viables.

En muchos casos, se consiguen similares o mejores resultados, con volúmenes de tratamiento más bajos selectivamente aplicados.

En la **Figura 4.4** se ve un proceso de estimulación selectiva con ácido orgánico aplicando un aislamiento zonal temporalmente.

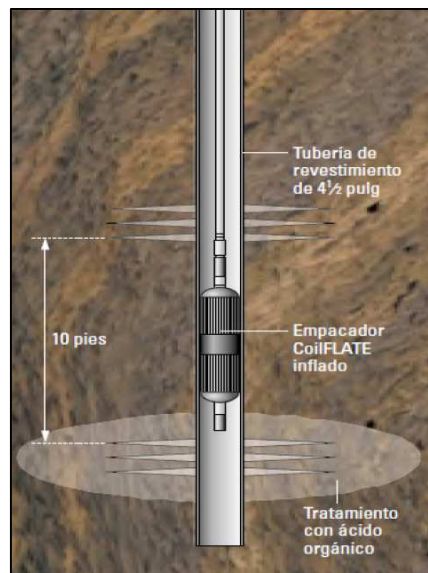


Figura 4.4 Estimulación selectiva con aislamiento zonal⁷⁷

⁷⁷ Neyaei F. y Ruwi. Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos.2006.

4.8 CONSIDERACIONES ESPECIALES

La estimulación matricial es una operación que involucra consideraciones especiales que deben ser tenidas en cuenta antes de realizar el tratamiento. Es indispensable conocer la configuración del pozo (ID vs profundidad), propiedades del fluido en el anular, propiedades del intervalo o intervalos productores tales como, profundidad, presión, composición; localización, composición y origen del daño de la formación; así como la relación costo-beneficio de los diferentes niveles de éxito en la remoción del daño.

Sin la planeación y las medidas de seguridad adecuadas, un tratamiento de estimulación puede causar un daño adicional a la formación. Fuentes potenciales de algunos problemas pueden ser la presencia de relleno o “fill” cerca de la zona de tratamiento, parafina o cualquier otro material sólido en la tubería de producción.

Es esencial remover las fuentes de daño antes de realizar el tratamiento de estimulación matricial. Realizar flushing o lavado a la TF y al pozo con fluidos que contengan ácidos inhibidos, solventes, agentes reductores de hierro, y agentes de suspensión de sólidos minimizarán el daño adicional a la formación, especialmente de altas concentraciones de hierro disuelto.

La selección del fluido apropiado para el tratamiento depende del tipo de daño y de su localización. Esta última es importante, pues el fluido de tratamiento puede entrar en contacto con otras zonas antes de alcanzar la zona dañada. Además, debe ser lo suficientemente potente para remover el daño de la formación.

Frecuentemente, es difícil determinar el tipo de daño presente en la formación, o puede presentarse el caso de que se presente más de un tipo de daño. Por lo tanto muchos tratamientos de estimulación incorporan fluidos para remover más de un tipo de daño. A continuación resumiremos los criterios utilizados para seleccionar el fluido para la estimulación matricial:

- ✓ Características físicas del daño: determinan la naturaleza del fluido base (ácido o solvente)
- ✓ Reacción con la formación: reacciones adversas entre el fluido y la formación pueden ocasionar daño adicional y por consiguiente incrementar los problemas de productividad
- ✓ Prevención a la corrosión excesiva, tanto de la sarta de TF como de la tubería de producción
- ✓ Utilizar reductores de fricción para optimizar la tasa de tratamiento

- ✓ Compatibilidad con los fluidos del yacimiento: aditivos en el fluido pueden prevenir la formación de emulsiones, parafinas, y prevenir precipitación de productos formados por la reacción.

Algunos tratamientos de estimulación matricial, especialmente en yacimientos de arena, realizan un prelavado para prevenir reacciones secundarias y la formación de precipitados del principal fluido de tratamiento. El prelavado separa el agua connata y el fluido de tratamiento, y en arenas, reacciona con minerales de carbonato de la formación para prevenir su reacción con ácido fluorhídrico. Salmuera, solventes o ácido fluorhídrico son algunos de los fluidos de prelavado normalmente utilizados. El principal propósito de los fluidos de prelavado es desplazar de la cara del pozo, precipitados potencialmente dañinos. Al realizar el tratamiento se debe tener en cuenta, además del volumen y del tipo de fluido a ser inyectado, la máxima tasa de inyección posible y la presión, para evitar el fracturamiento de la formación.

Inyectar el fluido de tratamiento a la máxima tasa posible, sin exceder restricciones tales como presión de fractura del yacimiento y la máxima presión diferencial permisible a través de empaques o cualquier otro sistema existente en el pozo.

4.9 SELECCIÓN DEL EQUIPO

Se utiliza una unidad estándar de TF, con algunas consideraciones especiales principalmente en el equipo de control de presión (**Figura 4.5**). 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 del anular.

La comunicación es clave entre cada uno de los operadores de los equipos empleados en la operación, así como del personal encargado de la supervisión y dirección.

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

- ✓ Conector roscado para TF
- ✓ Válvulas check duales tipo flapper
- ✓ Boquillas

- ✓ Straight bar: útiles para correr en áreas con restricciones

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.

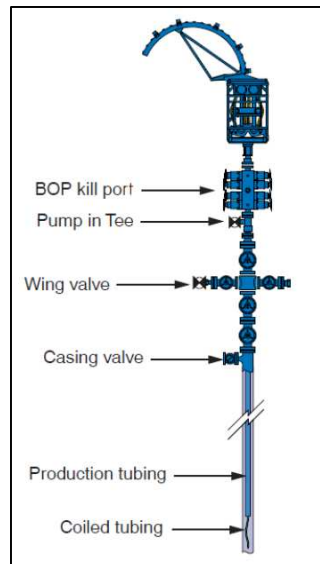


Figura 4.5 Configuración del equipo de control de presión para estimulación⁷⁸

4.10 ESTIMULACION MATRICIAL CON TUBERIA FLEXIBLE

En los últimos años se ha perfeccionado el uso de la tubería flexible, para trabajar en los pozos sin necesidad de mover un taladro de reacondicionamiento ni sacar la tubería de producción, esto reduce muchísimo los costos que produciría la movilización de la torre, el tiempo que toma sacar la tubería de producción y bajar la tubería que se va a utilizar en el tratamiento.

La tubería flexible por su poco diámetro externo y flexibilidad puede ingresar por la tubería de producción y dirigirse hacia la zona donde se necesita hacer el tratamiento de acidificación, esto nos permite enfocar el tratamiento en el área de interés.

Como generalmente se desconoce al estado de las tuberías, es importante, al diseñar un tratamiento ácido para un pozo, incluir una etapa de limpieza con circulación de la tubería de producción, aprovechando la presencia de la unidad de tubería flexible. Esta limpieza podría hacerse con ácido clorhídrico a baja concentración (5%), que contuviera un agente estabilizador de hierro.

⁷⁸ Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura. 2011.

La tubería flexible permite colocar fluido frente a las perforaciones cubriendo todo el intervalo, y permite un período de remojo y ablandamiento mientras se saca del pozo la tubería continua, ya que no se pueden aplicar muy altas presiones a través de la misma.

Sin ser un mecanismo sofisticado de desviación del flujo, mejora notablemente la distribución de la inyección y ha incrementado el éxito de los tratamientos químicos. Esta técnica ha mejorado mucho en los últimos años con el desarrollo de conjuntos de tapón y obturador (*straddle*), que permiten tratar varias zonas en secuencia.

Se debe tener en cuenta la gran ventaja de poder colocar el fluido frente al intervalo a ser tratado, sin necesidad de arrastrar todos los residuos que contiene la tubería de producción. Este es el mayor beneficio de la tubería flexible en este tipo de tratamientos.

4.10.1 ANÁLISIS DEL POZO A INTERVENIR

Previamente a la intervención se hace el análisis de producción histórica del pozo candidato, así como de las pruebas de restauración de presión y tratamientos químicos realizados anteriormente.

4.10.2 TENDENCIAS DE PROBLEMAS DEL POZO A INTERVENIR

El pozo seleccionado para nuestro análisis y diseño de estimulación matricial presenta tendencia a la corrosión y problema de parafina, las cuales son nuestras pautas a seguir en el momento de realizar la receta correspondiente al diseño de estimulación para el pozo, tomando en cuenta los parámetros correspondientes involucrados y por supuesto los resultados en las pruebas de compatibilidad.

4.11 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LOS BENEFICIOS DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO

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

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

$$P_f \text{ (psi)} = G_f \text{ (psi/pie)} D \text{ (pie)}$$

Obtener la Presión máxima:

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

Determinación del gasto máximo de inyección:

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

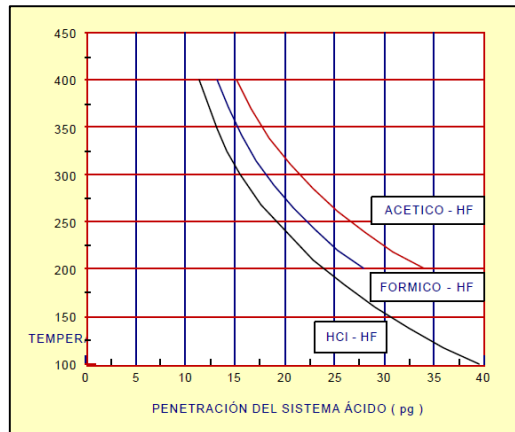
β = Poder de disolución del ácido.

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

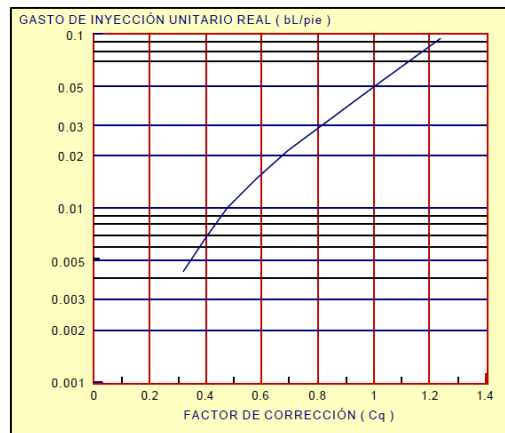
Fluido de estimulación. - El objetivo de este fluido es remover el daño y la mezcla más

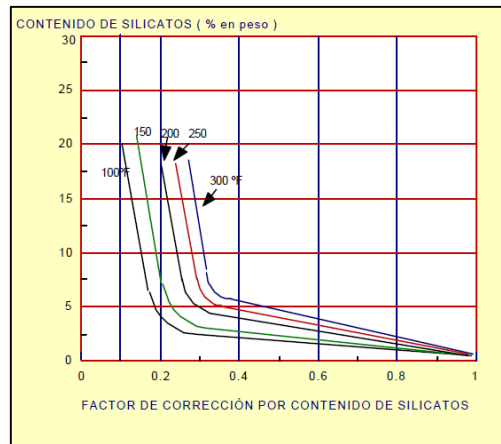
común es 3% de HF y 12 % de HCl. Esta mezcla debe ser debidamente inhibida y formulada de acuerdo a pruebas de laboratorio. Existen varios métodos de simulación para determinar el volumen óptimo de acuerdo con los minerales de la formación y su distribución. A continuación se presenta el más sencillo:

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

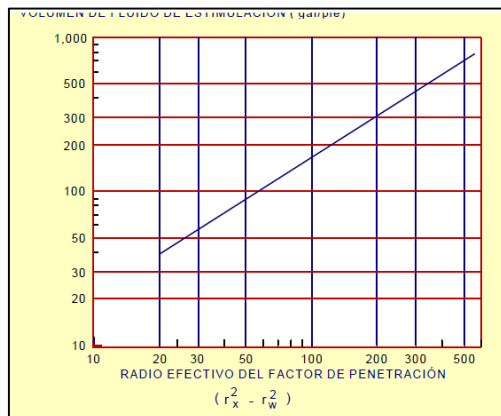


b).-El valor obtenido de la penetración debe ser corregido por el gasto de inyección y el contenido de silicatos, mediante las siguientes gráficas:





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



Fluido de desplazamiento.- El propósito de este fluido es: desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del HF y facilitar la remoción de los productos de reacción. Para obtener el volumen de este fluido, se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_f = 23.5 \emptyset * hf(r_x^2 - r_w^2)$$

Donde $X_{HCL} X_{HCL}(r_x$, toma el valor de 4 pies aproximadamente. El volumen calculado de fluido de prelavado debe estar en un rango de 1.5 veces el volumen de fluido de estimulación.

Para determinar el volumen y concentración del fluido de prelavado V1 (gal):

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

$$V_{HCL} = \frac{23.5(1 - \emptyset)(1 - \emptyset)HF * X_{HCL}(r_x^2 - r_w^2)}{\beta}$$

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

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

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

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

Calcular el tiempo de inyección del prelavado

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

Calcular en radio de penetración:

$$r_x = r_w + Paq$$

Calcular en radio efectivo del factor de penetración r_a (pg).

$$r_a = r_x^2$$

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

$$V_2 = r_a * hf$$

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

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

Determine el volumen de desplazamiento V_3 :

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

Calcular el tiempo de inyección para el volumen V_3 .

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

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

Ejecución

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

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

Cuidados durante la ejecución:

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

Evaluación

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

Conclusiones

Con las herramientas y diámetros de tuberías que se encuentran disponibles en las regiones petroleras del país, en la actualidad únicamente es posible efectuar estimulaciones de

limpieza, ya que los gastos, presiones y volúmenes de fluidos de tratamiento representan una restricción muy grande para efectuar los tres tipos de tratamiento mencionados.

CONCLUSIONES

- Los servicios a pozo haciendo uso de la tubería flexible son generalmente de bajo costo y reducido tiempo de trabajo en comparación con los realizados con equipo de tubería por tramos.
- La tecnología de tubería flexible aplicada en operaciones de terminación y/ reacondicionamiento de pozos presentan varias ventajas, entre ellas los tiempos de viaje rápido y circulación continúa sin conexiones de tubos e intervención de pozos activos con control de presión, generando menor impacto ambiental, lo que hace que sea una opción más viable para realizar operaciones en la terminación de pozos.
- La ausencia de conexiones de tubería o uniones, provee mayor amplitud en el espacio anular, permitiendo así correr mayores tamaños de tubería flexible.
- En términos de efectividad y seguridad en la intervención de pozos es mucho más ventajoso desarrollar operaciones con tubería flexible que con unidades convencionales.
- El uso de unidades de tubería flexible en algunas operaciones a pozos, permite la disponibilidad de los equipos convencionales para intervenir pozos donde sea prioritario el uso de estos.
- Cuando un pozo es estimulado con tubería flexible, el comportamiento de la producción del mismo es afectado de manera positiva en un tiempo corto de espera.
- Los programas de control de procesos de la tubería flexible tienen funciones de seguridad automáticas incorporadas, que reducen la exposición a los riesgos en ambientes propensos a errores humanos.
- Para aprovechar al máximo la tubería flexible no hay que dejar de lado sus rangos y limitantes a la hora de las operaciones a realizar.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Las unidades de tubería flexible son altamente móviles y compactas, por lo que no es necesario contar con cuadrillas numerosas, beneficiando en costos de personal y en la movilidad de las unidades a otros pozos.
- Durante las operaciones con tubería flexible, se pueden presentar problemas y cada problema debe enfrentarse de manera individual para implementar las soluciones correspondientes con rapidez.
- La tubería flexible es una tecnología práctica y resistente respecto a fluidos corrosivos de la formación, gracias al avance en la elaboración de tuberías con alta resistencia y bajo peso.
- Cada vez los usos de la tubería flexible son mayores, por lo que es necesario la capacitación del personal para el dominio de esta tecnología de vanguardia en el campo petrolero.

RECOMENDACIONES

- Continuar aplicando esta tecnología con la debida planeación, apegándonos a los programas establecidos para evitar paros indeseados.
- Es recomendable continuar con la misma organización en el pozo a fin de tenerlo preparado y hacerlo experto en el uso de la tubería flexible.
- Es recomendable hacer uso de un equipo de monitoreo en tiempo real para facilitar la supervisión de las operaciones en el pozo y determinar con mayor aproximación los parámetros que rigen los procesos con tubería flexible.
- Hacer un seguimiento más completo a los pozos intervenidos con tubería flexible, para obtener datos más exactos de los mismos, lo que nos permitirá mejorar en la planeación y ejecución de operaciones futuras y por lo tanto mejores resultados.
- Realizar una reunión previa al trabajo, para evitar confusiones y retrasos una vez empezada la operación y lograr un trabajo exitoso.
- La tecnología de tubería flexible presenta un gran desarrollo y un amplio rango de aplicabilidad, por lo tanto sería recomendado que haya mayor interacción entre las compañías operadoras que prestan este servicio para ampliar su uso en nuestro país.

LISTA DE FIGURAS**CAPÍTULO I**

Figura 1.1 El nacimiento de la Tubería Flexible

Figura 1.2 Cabeza inyectora Bowen 1964, principal componente del equipo de TF

Figura 1.3 Proyecto PLUTO, carrete montado en barco

Figura 1.4 Evolución de la construcción de la Tubería Flexible

Figura 1.5 Evolución de los diámetros de la Tubería Flexible

Figura 1.6 Distribución global de las unidades de Tubería Flexible

Figura 1.7 Unidad moderna de Tubería Flexible

Figura 1.7 a Unidad moderna de Tubería Flexible

Figura 1.8 Vista frontal del cabezal de inyección Hydra-Rig

Figura 1.9 Vista lateral del cabezal de inyección Hydra-Rig

Figura 1.10 Cadenas de tensión

Figura 1.11 Arco guía

Figura 1.12 Vista frontal del carrete de Tubería Flexible

Figura 1.13 Vista lateral del carrete de Tubería Flexible

Figura 1.14 Cabina de control de Tubería Flexible

Figura 1.15 Diagrama del panel de control ubicado en la cabina de la Unidad de Tubería Flexible

Figura 1.16 Diagrama del equipo de control de presión de una Unidad de Tubería Flexible

Figura 1.17 Componentes del Stripper Packer

Figura 1.18 Stripper tipo ventana

Figura 1.19 BOPs Tipo Simple o Individual

Figura 1.20 BOPs Tipo Combinado

Figura 1.21 BOPs Tipo Cuadruple

Figura 1.22 Esquema de un BHA y Lubricador

Figura 1.23 Grub Screw Dimple Connector

Figura 1.24 Dimple Tool

Figura 1.25 Conector Externo o External Slip Connector

Figura 1.26 Conector Roll-On de dos extremos

Figura 1.27 Conector interno

Figura 1.28 Válvula Check Twin Flapper

Figura 1.29 Válvula Check Twin Flapper con By Pass

Figura 1.30 Válvula Dual Kelly Cock



APÉNDICE

- Figura 1.31 Shear Release Joint
- Figura 1.32 Válvula de Circulación Tipo Bola
- Figura 1.33 Burst Disc Circulation Sub
- Figura 1.34 Válvula de Circulación Dual
- Figura 1.35 Válvula de Cementación
- Figura 1.36 Flow Activated Sequencing Tool
- Figura 1.37 Motor Head Assembly
- Figura 1.38 Junta de rodilla
- Figura 1.39 Unión giratoria
- Figura 1.40 Localizador de Niples
- Figura 1.41 Rollo de muestra
- Figura 1.42 Lamina de acero soldada
- Figura 1.43 Proceso en el juego de roles
- Figura 1.44 Proceso en la línea de fabricación
- Figura 1.45 Curva de los límites de presión y tensión
- Figura 1.46 Condiciones de variación en la Tubería Flexible
- Figura 1.47 Control de la vida útil de la Tubería Flexible
- Figura 1.48 Fuerzas sobre la Tubería Flexible
- Figura 1.49 Tipos de pandeo en la tubería
- Figura 1.49 a Gráfica de Profundidad vs carga de TF
- Figura 1.50 Fuerza vs Presión
- Figura 1.51 Ciclo de fatiga
- Figura 1.52 Tipos de esfuerzos que afectan la sarta
- Figura 1.53 y 1.53 a Relación esfuerzo y tensión en los metales
- Figura 1.54 Esfuerzos aplicados a la Tubería Flexible

CAPÍTULO II

- Figura 2.1 Empuje de la sarta de disparos
- Figura 2.2 Ejemplificación de los factores geométricos en el sistema de disparos
- Figura 2.3 Daño a la formación causado por el disparo
- Figura 2.4 Efecto de penetración y densidad de disparo sobre la relación de productividades
- Figura 2.5 Efecto de la fase sobre la RP
- Figura 2.6 Tipos de cargas
- Figura 2.7 Uso de tierras con unidad de Tubería Flexible

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Sistema de registros con Tubería Flexible

Figura 3.2 Tipos básicos de terminación horizontal

Figura 3.3 Componentes Principales de un Sistema de Registros con Tubería Flexible

CAPÍTULO VI

Figura 4.1 Métodos de Inducción

Figura 4.2 Inducción de pozo con Nitrógeno empleando Tubería Flexible

Figura 4.3 Restauración o mejora de las condiciones de flujo por estimulación o fracturamiento

Figura 4.4 Estimulación selectiva con aislamiento zonal

Figura 4.5 Configuración del equipo de control de presión para estimulación



APÉNDICE

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO I

Tabla 1.1 % en composición de aleaciones en la fabricación de la Tubería Flexible

Tabla 1.2 Espesores comunes de Tubería Flexible

CAPÍTULO II

Tabla 2.1 Distancia mínima de ubicación de las antenas transmisoras

CAPÍTULO III

Tabla 3.1 Información para el diseño de un registro con Tubería Flexible

CAPÍTULO VI

Tabla 4.1 del Nitrógeno gaseoso



BIBLIOGRAFÍA

1. Ackert D, Beardsell M, Corrigan M y Newman K. "The Coiled Tubing Revolution" Oilfield Review 1. Octubre de 1989.
2. "Aplicaciones Coiled Tubing". San Antonio a Company with Pride.
3. Armijos B. Diana P. "TCP- Procedimientos para pruebas en el pozo Shushufindi 24 D" Tesis de licenciatura UTE. Quito, Ecuador. Abril de 2005.
4. "Asimilación de la tecnología de perforación, terminación y reparación de pozos en aguas profundas" Informe final del proyecto CDC-0406. Instituto mexicano del Petróleo, 1999.
5. Bautista X., "Calibración y estimulación con tubería flexible" Manual. Schlumberger, Julio de 2013.
6. Boumali A, Wilson S, Amine DM y Kinslow J. "Creative Combination of New Coiled Tubing Technologies for Stimulation Treatments," Paper de la SPE 92081. Texas, Abril de 2005.
7. Carreto J., Álvarez E. "Descripción y aplicaciones de la tubería flexible en perforación, terminación y mantenimiento de pozos" Compendio. PEMEX, Junio de 1997.
8. Castañeda R. Valeria C. "Fracturamiento selectivo con tubería flexible" Tesis de licenciatura UNAM. México, D.F., 2009.



BIBLIOGRAFÍA

9. Chareuf A., Amaravadi S. y Neves C. "Tubería flexible: la próxima generación" Oilfield Review. Julio de 2004.
10. "Coiled Tubing Conveyed Fishing Services" Baker Oil Tools.
11. "Coiled Tubing Engineering" Manual .Schlumberger.
12. "Coiled Tubing Operator" Manual .Schlumberger.
13. "Coiled Tubing Solutions". Pub. No. BOT-02-9242. Baker Hughes Incorporated, 2003.
14. "Computer Simulator of Coiled Tubing Wellbore Clean-out in Deviated wells recommends Optimum pump Rate and Fluid viscosity" Paper SPE 29491. Oklahoma, April de 1995.
15. Díaz R. y Campos E. "Evaluación de las operaciones de reacondicionamiento de pozos implementando el uso de unidades de tubería flexible". Tesis de licenciatura UIS. Bucaramanga, Colombia, Abril de 2011.
16. "Disparos en pozos petroleros" Documento normativo. PEMEX, 2008.
17. Garaicochea P. Francisco. "Apuntes de estimulación de pozos" Facultad de Ingeniería UNAM.
18. Garaicochea P. Francisco y Benitez H. Miguel A. "Apuntes de terminación de pozos" Facultad de Ingeniería UNAM.



BIBLIOGRAFÍA

19. “Injector Head” Manual. Schlumberger.
20. “Location Safety Standards” .Schlumberger.
21. López C. y Colón J. “Operador de unidad de tubería flexible nivel II” Manual. PEMEX, Región Sur.
22. López M. Leopoldo. “El nitrógeno, útil en todas las operaciones petroleras” La revista de la industria petrolera, PetroQuimex.
23. “Manual de procedimientos de evaluación de formaciones”. Gerencia de Perforación De Pozos, Región Sur.
24. “Manual de servicios con Nitrógeno” Nitropet- Linde.
25. Martínez G. José L. “Aplicaciones con tubería flexible en pozos petroleros” Tesis de licenciatura UNAM. México, D.F., 2010.
26. Neyaei F. y Ruwi. “Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos” Oilfield Review. Marzo, 2006.
27. “Operaciones con tubería flexible” Técnicas especiales de perforación.
28. “Propuesta técnica de disparo con TF, Pozo KU-87D” Manual. Halliburton, Mayo de 2013.



BIBLIOGRAFÍA

29. “Respuesta de emergencias y planeamiento de contingencias” Escuela de TF para clientes. Schlumberger.
30. Servio T. “Disparos, diseño y procedimiento”. PEP Región Sur, 1995.
31. “Teoría de control de pozos y equipo” Compendio. Schlumberger.
32. “Terminación y mantenimiento de pozos” Compendio.
33. “Tubería flexible” Compendio, Capítulo 15.
34. “Tubería flexible, fabricación y limitaciones” Manual. Schlumberger, 2004.
35. Wells M. “Perforating design” Curso, Villahermosa, Tabasco, Octubre de 1999.
36. Wright TR Jr y Sas-Jaworsky II A “World Oil’s Coiled Tubing Handbook” Houston, Texas, EUA. Gulf Publishing Co.1998.