



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“APLICACIONES CON TUBERÍA
FLEXIBLE EN POZOS PETROLEROS”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JOSÉ LUIS MARTÍNEZ GONZÁLEZ

DIRECTOR DE TESIS:

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA

2010

AGRADECIMIENTOS

A DIOS

Por permitirme realizar uno de mis sueños al lado de mi familia y mis seres queridos.

A MIS PADRES

María de Jesús González Ortiz, José Luis Martínez Bernal

A mi madre que es el ser más maravilloso del mundo, gracias por todo tu apoyo moral, amor, cariño, cuidados, esfuerzo y comprensión que desde siempre me has brindado, por guiar mi camino y estar junto a mí en los momentos más difíciles, eres lo máximo, gracias por todos esos momentos tan lindos que hemos compartido, esos consejos que me has brindado, gracias por educarme, te amo mami.

A mi padre porque ha sido para mí un hombre grande y maravilloso que siempre he admirado y respetado por sus ganas de salir adelante, por su gran carácter, porque me educaste de la mejor manera, por todos tus esfuerzos para que yo sea un hombre de bien, por hacerme ver mis errores, gracias por guiar mi vida con energía, esto es lo que ha hecho que sea lo que soy, te amo papá.

Todo el camino recorrido ha sido largo padres pero hemos llegado a un punto en donde les debo de agradecer todo lo que soy, todas sus atenciones, todo su amor, todo su cariño, todo su apoyo, toda su comprensión, este logro no es solo mío sino también es de ustedes los dos más grandes y maravillosos seres que me han educado, hoy vemos realizado ese sueño que algún día iniciamos, gracias padres, estaré agradecido con ustedes toda mi vida, son lo máximo, los amo.

A quienes me han heredado el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo: amor.

A quienes sin escatimar esfuerzo alguno han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme.

A quienes la ilusión de su existencia ha sido verme convertido en una persona de provecho.

A quienes nunca podré pagar todos sus desvelos, ni aun con las riquezas más grandes de este mundo.

A MI HERMANA Y CUÑADO

Claudia Janet Martínez González, Christian Hernández Peña

A mi hermana como un testimonio de gratitud y correspondiendo al esfuerzo y apoyo recibido, gracias hermana por tu apoyo incondicional, por ser un gran ejemplo para mí, este logro también es tuyo por todo tu esfuerzo y apoyo que me has brindado.

A mi cuñado con respeto y admiración, por tu gran apoyo y buenos deseos que me has brindado, por ser un ser que lucha por sacar adelante a su familia.

A mi sobrina Ailin Yuliana y a mi nuevo sobrino que viene en camino.

A MI NOVIA

Blanca Estela Romo Serrano

Gracias por todo tu gran apoyo, comprensión, consejos, por todo tu enorme amor que me has dado, gracias mi amor, eres una de las personas más importantes en mi vida, gracias por estar conmigo en todos esos momentos difíciles y también en los momentos más bellos que me has permitido vivir a tu lado, con todo lo que has hecho de mí me has ayudado a salir adelante, eres lo máximo, te amo.

Gracias por ayudarme a hacer posible un logro más el cual no será el último pero quizá uno de los más importantes, gracias por la fé que depositaste en mí, le doy gracias a la vida por darme la oportunidad de tener una novia maravillosa la cual ha estado conmigo siempre y que me ha hecho un mejor hombre, estaré agradecido contigo toda mi vida.

Deseo que siempre tengas presente que eres uno de mis principales motivos para seguir adelante, esto representa la primera de muchas metas que quiero conseguir junto a ti, gracias mi amor por siempre estar a mi lado y apoyarme en todos mis sueños, te amo.

A MIS ABUELOS

Vicenta Bernal Espinoza, Miguel Martínez Vargas †

A mi abuelita sin duda es uno de los seres más importantes a lo largo de mi vida, por todo su gran amor que me ha dado, por todo su apoyo y buenos deseos, por educarme y hacer de mí un hombre de provecho, porque de pequeño fuiste mi segunda madre y me cuidaste de la mejor manera, gracias abuelita.

Con especial dedicación para mi abuelito, ese gran hombre admirado y respetado que se caracterizaba por su carácter y gran forma de ser, se que usted desde el cielo ha visto todos los esfuerzos tanto de mis padres como de parte mía para salir adelante, gracias por los años que me educó y por hacer de mí un hombre de carácter y por forjarme una meta, esto es para usted, con gran admiración y respeto.

A dios agradezco infinitamente por tenerlos a ustedes, llenando de dicha y amor cada día de mi vida; es por ello que al haber concluido con éxito mi carrera profesional, quiero que sepan que es para ustedes y que siempre estarán en mi corazón.

A MI PRIMO

Luis Miguel Pelcastre Martínez

Tú que siempre has estado ahí, acompañándome y brindándome siempre tu apoyo y buenos deseos, al culminar hoy esta etapa tan importante quiero darte gracias por contar siempre contigo y por saber que siempre estarás apoyándome en cada nuevo reto que se presente, gracias hermano, gracias por todo tu apoyo, porque siempre has estado conmigo.

Con gran respeto y admiración

A MI TÍOS Y FAMILIA

Gracias por ayudarme a hacer posible un logro más el cual no será el último pero quizá uno de los más importantes, al llegar a su fin esta difícil tarea, quiero expresarles mis más profundo agradecimiento por estar conmigo, por apoyarme y por llenarme de buenos deseos.

Gracias por su apoyo he llegado hasta este momento que siempre recordare como uno de los momentos más felices de mi existencia.

A MIS AMIGOS

A mis amigos de infancia los cuales siempre me han apoyado y me han dado sus mejores deseos, gracias por esos años de gran diversión y muy buenos momentos llenos de felicidad.

A mis amigos de facultad, gracias a ustedes que me brindaron su apoyo a lo largo de la carrera, gracias por su gran ayuda, gracias a mis amigos Cesar Villegas Capistran, Aldo Alberto Ulises Romero Martínez, José Jaime García Reyes, Jorge Enrique Núñez Díaz, Juan Pedro Morales Salazar, Víctor Hugo Tejero Martínez, Marco Antonio Salmerón González, Julio Cesar Trejo Martínez, Enrique Granados Carrasco, Alberto, Bruno Monroy Gómez, José Luis Chavez Perez, Eder Uriostegui Cobos, Aldo Marroquin, Oscar Arjona Gómez, Charro, Pimpon, por brindarme su apoyo y buenos deseos, gracias amigos, les deseo lo mejor en la vida y que su camino este lleno de dicha y felicidad.

A MI DIRECTOR DE TESIS ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

Por el apoyo en la elaboración y conclusión de este proyecto de tesis, gracias.

A MIS SINODALES

PRESIDENTE: ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

VOCAL: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

SECRETARIO: ING. AGUSTÍN VELAZCO ESQUIVEL

1ER. SUPLENTE: DRA. MARTHA LETICIA CECOPIERI GÓMEZ

2DO. SUPLENTE: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

Por dedicarme un espacio, darme su tiempo en la realización de éste proyecto de tesis, ya que sus observaciones hicieron que éste trabajo mejorara.

A MI FACULTAD

Por todo el conocimiento que encontré en sus aulas, por todos los momentos felices, todos esos momentos están en mi memoria y son parte de mi vida.

A LA UNIVERSIDAD

Porque la UNAM es la mejor universidad de México, gracias amada universidad por recibirme, por darme la oportunidad de superarme en la vida, ya que tu forjas a los mejores profesionistas del país, permitiendo que yo sea parte de ese selecto grupo y por respaldar con tu nombre mi profesión.

¡¡ Orgullosamente hecho en la U.N.A.M.!!



	Página
PRESENTACIÓN	
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS GENERALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	
2.1 Descripción del equipo de T.F.	6
2.1.1 Manufactura de la tubería flexible	
2.1.2 Control de inspección de calidad de la tubería flexible	
2.2. Especificaciones de la tubería flexible	12
2.2.1 Materiales para la manufactura de tubería flexible	
2.2.1.1 Acero al carbón convencional	
2.2.1.2 T.F. de titanio	
2.2.1.3 T.F. de alta resistencia	
2.3 Esfuerzos presentes en la tubería flexible	16
2.3.1 Esfuerzo de cedencia	
2.3.2 Fuerzas presentes en la T.F.	
2.4 Vida útil de la tubería flexible	23
2.4.1 Monitoreo de la vida de la tubería con los metros recorridos	
2.5 Consideraciones de diámetro y ovalidad	26
2.6 Corrosión en la tubería flexible	26
2.6.1 Efectos del H ₂ S en la T.F.	
2.7 Fatiga de la tubería flexible	28
2.8 Componentes principales del equipo de tubería flexible	30
2.8.1 Unidad de potencia	
2.8.2 Carrete de tubería	
2.8.3 Cabina de control	
2.8.4 Cabeza Inyectora	
2.8.5 Equipo para el control de pozo	
2.8.6 Equipo Auxiliar	
2.9 Cálculos para trabajos con T.F.	42
CAPÍTULO 3. APLICACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE EN TRABAJOS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS	
3.1 Introducción a la perforación con T.F.	48
3.1.1 Ventajas de perforar con T.F.	
3.1.2 Desventajas de perforar con T.F.	
3.1.3 Límites de uso de la T.F. en operaciones de perforación	
3.2 Perforación con T.F. en agujero descubierto	52
3.3 Perforación con tubería flexible	53
3.3.1 Pozos no direccionales	
3.3.2 Pozos direccionales	
3.4 Trabajo de desvío de un pozo existente con T.F.	56
3.5 Profundizaciones y reentradas convencionales	59
3.6 Consideraciones para el diseño de perforación con tubería flexible	59
3.7 Operaciones de pesca	61
3.8 Tapones de cemento	67
3.9 Equipo de tubería flexible para aplicaciones en pozos muy profundos	73

3.10	Equipo de tubería flexible para perforación de pozos marinos	74
CAPÍTULO 4. APLICACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE EN TRABAJOS DE TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS		
4.1	Ventajas de la terminación de pozos petroleros con T.F.	77
4.2	Desventajas de la terminación de pozos petroleros con T.F.	78
4.3	Tipos de terminaciones con tubería flexible	78
	4.3.1 Terminaciones primarias	
	4.3.2 Terminación con métodos de sistemas artificiales de producción	
4.4	Inducción	81
4.5	Limpieza de pozos	96
4.6	Sartas de velocidad con tubería flexible	102
4.7	Disparos de producción	104
4.8	Estimulaciones	113
4.9	Extensión de la tubería de producción	117
4.10	La tubería flexible y el jetting a alta presión	118
CAPÍTULO 5. APLICACIONES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE EN MÉXICO Y ELMUNDO		
5.1	Introducción	120
5.2	Experiencias de perforación con T.F. en México	121
5.3	Operaciones de re-entrada y perforación con T.F. en Alaska	123
5.4	Operaciones de re-entrada y perforación con T.F. en los Emiratos Árabes Unidos	124
5.5	Nuevas unidades y sistemas de tubería flexible	128
	5.5.1 Unidad marina "CT SEAS"	
	5.5.2 Unidad "CT EXPRESS"	
	5.5.3 Sistema de control de inyector inteligente IIC	
5.6	Sistemas avanzados para el manejo de tubería flexible	132
5.7	Sistema de limpieza "Power-Clean"	133
	5.7.1 Seguridad del sistema	
5.8	Solución de problemas de incrustaciones en la tubería de producción con ayuda de la técnica de T.F.	136
	5.8.1 Experiencia de aplicación con problemas de incrustación en un pozo de Petrobras	
5.9	Tratamiento Coil-Frac en el pozo OMP843 del campo Hassi Messaoud	138
	5.9.1 Confiabilidad de la tecnología CoilFRAC	
5.10	Aislamiento zonal específico	139
5.11	Acceso a ramales de pozos	143
5.12	Estimulación de pozos multilaterales	144
5.13	Situación actual de la perforación con T.F.	146
5.14	Tecnología en desarrollo	146
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		148
BIBLIOGRAFÍA		150
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS		
NOMENCLATURA		

Este proyecto de tesis está enfocado al área de la tubería flexible en trabajos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.

Esta tesis tiene como objetivo: Difundir el conocimiento de los procesos y las herramientas para poder aplicarlos en las áreas de perforación, terminación y reparación de pozos así mismo que las áreas operativas dispongan de un documento de consulta donde se describan las operaciones con tubería flexible.

En México la industria petrolera representa la mayor fuente de ingresos, por eso es de suma importancia que se siga desarrollando o introduciendo nueva tecnología, procesos y métodos de trabajo, lo cual ayuda a incrementar la producción nacional de hidrocarburos. En los últimos años los ingenieros han notado que los pozos petroleros tienen una mayor dificultad para ser explotados por ser de difícil acceso, por eso es importante introducir nuevos procesos que ayudarían a aumentar considerablemente la producción y la vida de los pozos, ya sean verticales, desviados o totalmente horizontales.

En esta tesis se dará a conocer la herramienta de tubería flexible (T.F.), la cual sirve para ejecutar con mayor rapidez y precisión los trabajos de obtención de los hidrocarburos y agilizar la producción de pozos petroleros.

Para lograr lo anterior, en el Capítulo I consideramos la Introducción de este proyecto de tesis “Aplicaciones con Tubería Flexible en Pozos Petroleros”, se definen los orígenes y antecedentes de la T.F.

En el Capítulo II se mencionan los fundamentos Generales de la Tubería Flexible, dentro de este capítulo se presenta la descripción del equipo y la manufactura de la tubería flexible así como los componentes principales del equipo.

En el Capítulo III, se presentan Aplicaciones con Tubería Flexible en trabajos de Perforación de Pozos Petroleros, se estudian aplicaciones que son significativas en el área de perforación incluyendo algunos ejemplos de cálculos de intervenciones en pozo.

Dentro del Capítulo IV, se mencionan las Aplicaciones con Tubería Flexible en trabajos de Terminación de Pozos Petroleros, en este capítulo se presentan aplicaciones realizadas en la terminación de pozos mostrando ejemplos y procesos de trabajo de terminación de pozos con T.F.

En el Capítulo V, trata las Aplicaciones con Tubería Flexible en México y el Mundo, dentro de este capítulo se mencionan nuevas tecnologías y experiencias de aplicaciones en campo que se han realizado en pozos así como la situación actual para la T.F. dentro de la Industria Petrolera.

En el Capítulo VI se presentan las conclusiones y recomendaciones que resaltan la importancia de introducir nuevas herramientas y métodos para el mejoramiento de los procesos realizados con T.F.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

El desarrollo tecnológico en la industria petrolera avanza y la tecnología de punta se asimila y se aplica en la mayoría de los países con el propósito de optimizar los procesos productivos, esto implica llevar a cabo una revisión de las tecnologías a nivel mundial, de manera que se disponga de información técnica en aquellas áreas que se requieran hacer innovaciones, para poder alcanzar los parámetros de eficiencia y productividad internacionales.

Las operaciones que incluyen T.F. dentro de la industria petrolera son cada día más frecuentes, conforme se van reconociendo sus ventajas las proyecciones futuras son optimistas, puesto que esta tecnología está ayudando a resolver recientes y viejos problemas en los diversos trabajos a pozos petroleros.

Con el objetivo de maximizar la rentabilidad, disminuir los tiempos de ejecución de operaciones a pozo y reducir los costos de operación a menudo deben ejecutarse sin equipos de perforación o equipos de reparación de pozos. El empleo de la T.F. permite que se lleven a cabo operaciones en pozos petroleros, sin extraer la tubería de producción pozo.

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

Utilizado genéricamente, el termino tubería flexible describe los 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 T.F. se ha incrementado debido a sus mejores características de fabricación, los diámetros más grandes de los tubos y los avances introducidos en los equipos, que han mejorado la eficiencia operacional.

La introducción de la T.F. a la industria petrolera se presentó al inicio de la década de los 60's. Hasta mediados de los 80's, su utilización fue limitada debido a los altos costos. Actualmente, el uso de la T.F. ha adquirido un mayor auge en la industria petrolera mundial, debido al desarrollo de nuevas tecnologías y procesos de fabricación.

La aplicación de la T.F. en operaciones de perforación y terminación de pozos, se debe al ahorro de tiempo y disminución de costos, manifestándose en la facilidad de transporte, adaptación del equipo a lugares reducidos, equipo con menor número de componentes, simplificación de operaciones, desarrollo de herramientas especiales, operaciones más eficientes, recolección de datos en tiempo real, conservación del medio ambiente.

La T.F. tuvo sus principios de aplicación durante la Segunda Guerra Mundial antes de la invasión aliada en 1944, los ingenieros británicos desarrollaron y fabricaron tuberías muy largas y continuas. Para transportar combustible desde Inglaterra a la Europa continental y abastecer a los ejércitos aliados. El proyecto recibió el nombre de operación "PLUTO", un acrónimo para "tubería bajo el océano" e involucraba la fabricación e instalación de líneas de conducción a lo largo del Canal de la Mancha.

La mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 metros soldados entre sí para formar secciones de 1,220 metros, estas tuberías tenían 3 pulgadas de diámetro interior y un espesor de 0.212 pulgadas. Estas secciones de tubos se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores flotantes de 40 pies de diámetro y se remolcaban con embarcaciones para tendido de cables, la longitud de las líneas oscilaba entre 48 y 113 kilómetros.

La versatilidad de ésta, es que se enrolla con rapidez en los carretes ubicados en la superficie de embarcaciones. El éxito de la fabricación y el enrollado rápido de la T.F. favoreció para realizar las bases técnicas, que llevaron al desarrollo y fabricación de las sargas de tubería flexible actual, utilizadas en la industria petrolera.



Figura 1.1. Etapas del proyecto "Pluto".

El desarrollo de la tubería flexible que conocemos hoy en día tuvo sus inicios en los años 1960's, y así empezó con los componentes, accesorios y servicios de la T.F. y sus aplicaciones. Los servicios al pozo y sus aplicaciones operativas se han incrementado de acuerdo a la utilización de la T.F. y las implicaciones dentro de la perforación, terminación y reparación de pozos.

En 1964 las compañías California Oil y Bowen Tools, desarrollaron la primera unidad que opero de tubería flexible, efectuando su primer trabajo completamente funcional en la limpieza de arena en varios pozos de la costa del Golfo.

Esta primera unidad de T.F. constaba de un carrete de 2.7 metros de diámetro el cual almacenaba una T.F. de 1 3/8" de diámetro soldada con uniones cada 9 metros y alcanzaba una longitud de aproximadamente 4,500 metros, la cabeza inyectora operaba mediante el principio de dos cadenas verticales enrolladas que giraban una enfrente de la otra en contra rotación con bloques sujetadores para soportar o sostener la tubería solo por fricción, en este primer equipo de T.F. no se utilizo ningún cuello de ganso y en su lugar la tubería fue ajustada sin soporte.

El estopero (stripper) era un simple tipo de sello anular que se activaba hidráulicamente para sellar alrededor de la tubería en cabezales de pozos con presiones relativamente bajas.

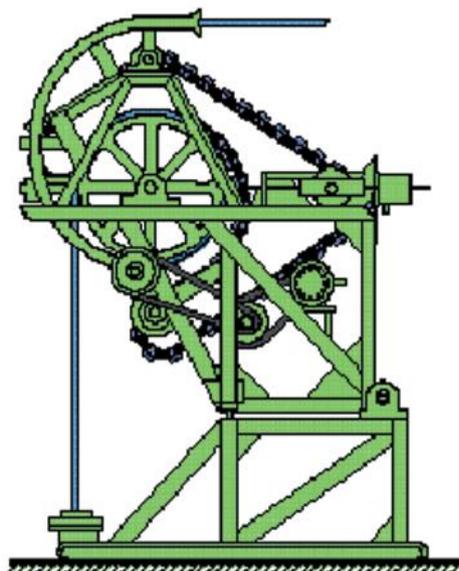


Figura 1.2. Cabeza inyectora Bowen de 1964, como principal componente del equipo de T.F.

Durante los años 60's y 70's, las compañías encargadas de fabricar T.F. tales como: Bowen Tools, Uni-Flex, Brown Oil Tools, Hydra Ring Inc. y Otis Engineering, lograron mejoras en el equipo de T.F. y grandes avances en el cabezal inyector, continuaron mejorando, modificando y aumentando la capacidad de sus respectivos diseños, se desarrollaron nuevas técnicas que permitieron que las sartas de tubería flexible fueran fabricadas en longitudes mucho más largas. Esto a su vez, redujo el número de soldaduras a través de la sarta y mejoró las propiedades del acero, todos los cambios efectuados permitieron emplear T.F. de mayor diámetro a mayores profundidades y con todos esos cambios se redujo la cantidad de fallas del equipo y mejoraron el desempeño y confiabilidad de la T.F.

En 1980, la compañía Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 70 Kpsi, en 1983 la compañía Quality Tubing Inc., comenzó a utilizar laminas de acero japonés de 914 metros de longitud para reducir la cantidad de soldaduras en un 50%, así mismo introdujo la soldadura inclinada para eliminar el número de soldaduras para aumentar la resistencia y vida útil de la T.F.

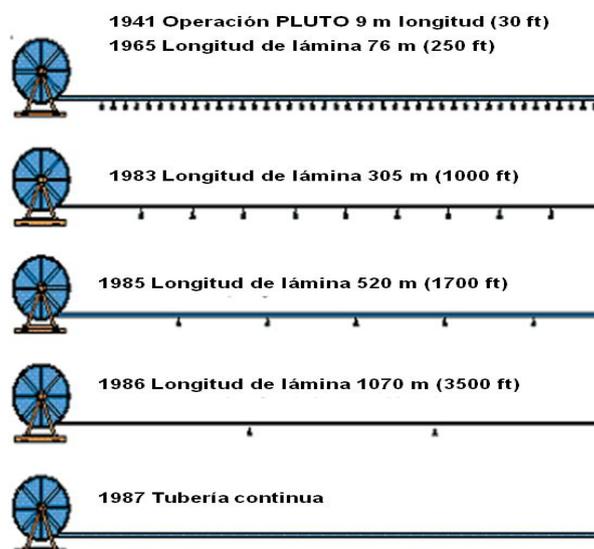


Figura 1.3. Evolución de las sartas de tubería flexible.

En 1990, se fabricó la primera sarta de T.F. de 2" de diámetro para la terminación de un pozo, los primeros intentos de perforación con T.F. se realizaron en 1991, Recientemente, la perforación se ha concentrado en Texas, Canadá y Europa, sin embargo, la actividad en California, Alaska y el interés en América Latina, África y el Medio Oriente se ha incrementado.

Las primeras operaciones con esta tubería estuvieron llenas de fracasos y problemas por las inconsistencias en la calidad de sus sargas. El problema básico era la cantidad necesaria de soldaduras de campo en la tubería, por las limitaciones de fabricación que se enfrentaban.

En México se inició el uso de la tubería flexible en la Región Norte (Burgos) para la limpieza de los pozos que se tapaban con arena y parafinas, también para inducir pozos y lavado de los mismos.

En la Región Sur se inició también en las operaciones de limpieza de tubería de producción al obstruirse por parafinas y asfáltenos, pero su uso es más común en las inducciones, estimulaciones, colocación de tapones de cemento, registros geofísicos y perforación horizontal en algunos pozos con buen incremento de la producción de hidrocarburos.

Mientras los trabajos en pozos y la utilización en reparaciones todavía cubren el 75% de los usos del equipo de tubería flexible, los avances técnicos han incrementado la utilización de esta técnica tanto en las operaciones de perforación como de terminación.

El desarrollo de la T.F. ha sido limitado debido a fallas mecánicas, al alto costo en la explotación del petróleo y a la desconfianza a utilizar cambios en las técnicas de perforación y terminación de pozos, sin embargo, en los últimos años, el interés en la T.F. ha aumentado drásticamente.

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. 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.

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 de la tubería flexible en la década de 1990 y que posteriormente dieron paso al aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos.

Actualmente, es usual que las sargas de T.F. estén formadas por tubería fabricada que no requiere de tantas soldaduras. Adicionalmente, los diámetros de las tuberías han seguido aumentando para mantenerse al paso con los requisitos de resistencia asociados con las nuevas demandas del mercado

Datos estadísticos ilustran que actualmente con la T.F. se cubren las siguientes actividades:

- Limpieza de pozos (58%)
- Inducciones (7%)

- Estimulaciones (10%)
- Anclaje de herramientas de fondo (11%)
- Registros y disparos (4%)
- Pesca (3%)
- Cementaciones (2%)
- Perforación (5%)

Esta rama de la tecnología de la tubería flexible que va desde perforación y terminación de pozo se ha logrado en poco tiempo gracias al trabajo conjunto de las compañías petroleras, las compañías de servicio de T.F. y los fabricantes de equipos, que han desarrollado e innovado herramientas y técnicas en esta área.

La siguiente figura muestra la evolución de la T.F. desde sus inicios, en donde claramente se ve que el mayor auge se ha dado en los últimos diez años.

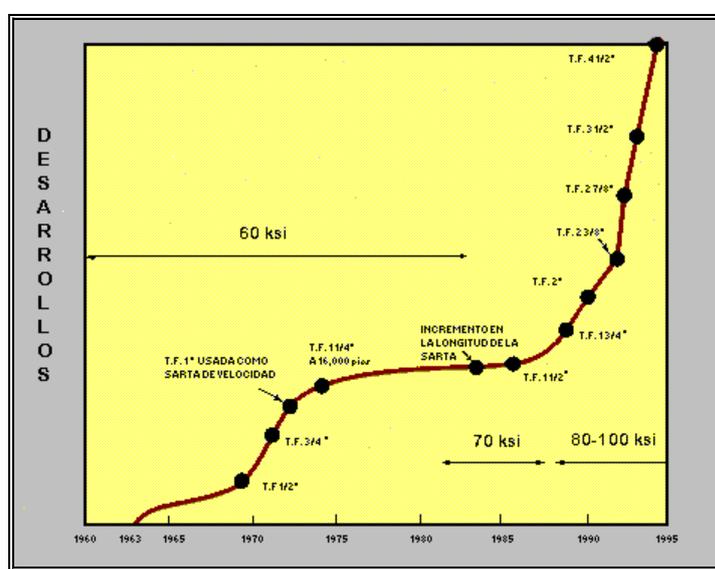


Figura 1.4. Evolución de la tubería flexible de 1962 a 1994.

Por citar un ejemplo, la disponibilidad de unidades de T.F. se ha incrementado de 533 unidades en 1992 a 614 en 1995, es decir, dándose un incremento del 15.2%.

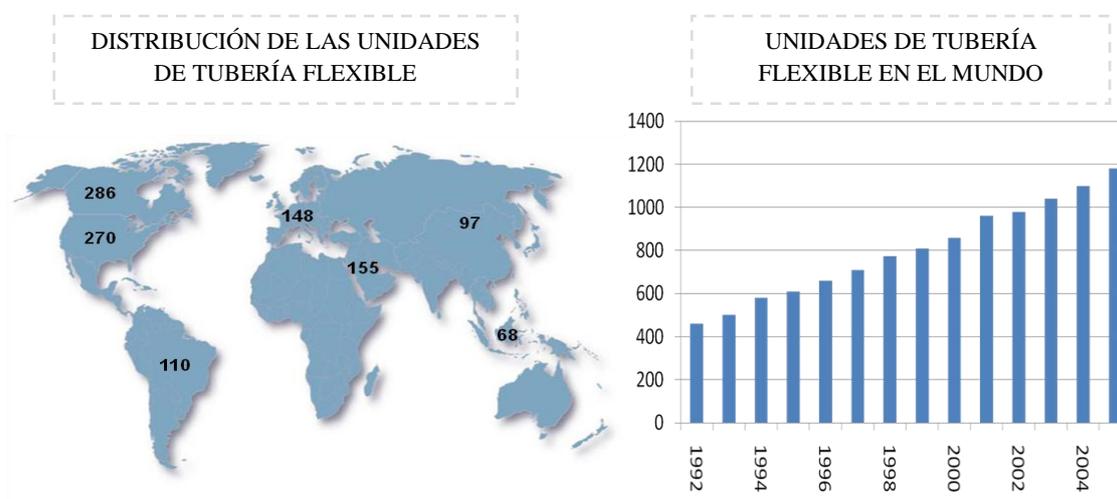


Figura 1.5. Distribución de las unidades de tubería flexible.

CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS GENERALES DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

2.1 Descripción del equipo de T.F.

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

La tubería flexible (CT, por sus siglas en inglés), se define como un producto tubular fabricado de manera continua en longitudes que requieren que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. Los diámetros generalmente varían entre $\frac{3}{4}$ y $6 \frac{5}{8}$ pulgadas, y 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.

Cualquier operación con fines de mantenimiento o reparación de un pozo constituye un evento importante en su vida productiva. En muchos casos, una operación requiere la remoción y el reemplazo de la sarga de producción después de montar un equipo de terminación/reparación y matar el pozo. Para evitar los problemas de producción y los costos asociados con estas actividades, muchos operadores recurren a la tecnología de T.F. para posibilitar la ejecución de tareas de reparación en pozos activos. Esta tecnología permite desplegar herramientas y materiales a través de la tubería de producción o la tubería de revestimiento existente, mientras el pozo sigue produciendo.

En el centro de cualquier operación de superficie con T.F. se encuentra una unidad de T.F. en la cual se enrolla una sección continua de tubería de acero flexible. Durante el transporte a la localización del pozo, esta tubería permanece enrollada en un carrete de almacenamiento. A medida que se desenrolla del carrete de almacenamiento, pasa a través de un tubo con forma de cuello de ganso y se endereza justo antes de ingresar en el pozo. Al final de la operación, la T.F. se extrae del pozo y se vuelve a enrollar en el carrete.

Un cabezal de inyección remueve la sarga de T.F. del carrete y la baja en el pozo. Desde la cabina del equipo de T.F., el operador controla el cabezal de inyección, accionado hidráulicamente, para regular el movimiento y la profundidad de la sarga de T.F.

Un estopero (stripper), colocado por debajo del cabezal del inyector, proporciona un sello dinámico alrededor de la sarga de producción, es un elemento clave para bajar y extraer con seguridad la sarga de tubería flexible del pozo.

Un conjunto de preventores (BOP), colocado entre el estopero y el cabezal del pozo, provee las funciones de control de presión. La operación es monitoreada y coordinada desde la cabina de control del equipo de T.F.

Sin necesidad de enroscar o desenroscar conexiones entre las uniones, la T.F. posibilita la circulación continua durante las maniobras de bajada y salida del pozo. La circulación continua durante el tratamiento del pozo mejora el control del flujo; capacidad que constituye una de las razones principales para la aplicación de la T.F. en intervenciones a pozos.

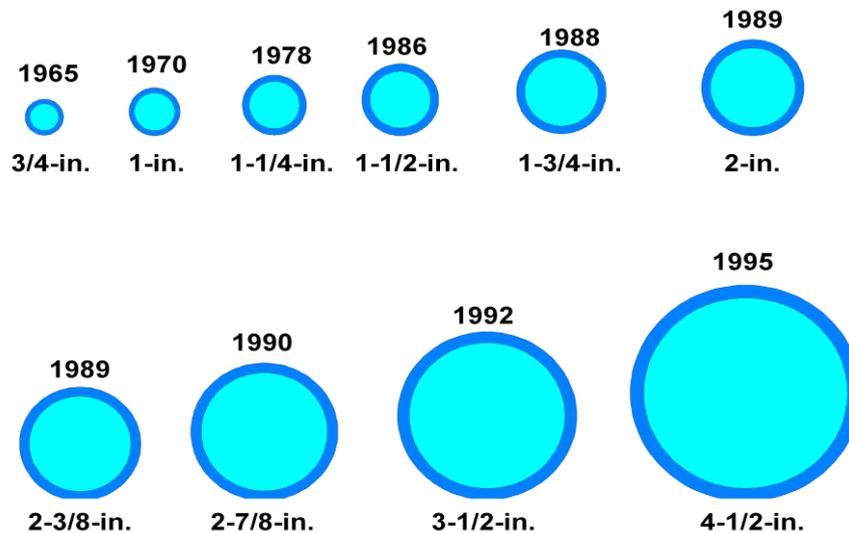


Figura 2.1. Evolución de la construcción de T.F. tomando en cuenta diámetros.

Limitaciones de la tubería flexible

- Fatiga debida a doblado y presión, es el mecanismo de daño más importante, el radio de cedencia es definido como el punto en el que si se dobla un poco más se causa deformación plástica del material.
- La tubería es deformada plásticamente cada vez que pasa por el cuello de gancho o va al carrete.
- Presión interna en el punto de doblado causa deformación, aun cuando la presión interna por sí misma es insuficiente para causar deformación.
- La historia operativa es un factor determinante ya que el uso a la cual la sarta fue sometida indicara anomalías o limites de vida de uso.
- Las mayores limitaciones de la tubería flexible son: limites de vida debido a fatiga y corrosión, limites de presión y tensión, limites de diámetro y ovalidad.

Características de la tubería flexible

- Resistencia mecánica: soporta fuerzas durante las operaciones.
- Durabilidad: tener una duración de vida aceptable y predecible.
- Capaz de darle mantenimiento: adaptar una utilización adecuada y ser reparable en el campo.
- Resistencia a la cedencia del material.
- Limites de tensión y compresión.
- Resistencia a la corrosión
- Resistencia a la Fatiga, el radio de doblamiento es un factor muy importante ya que entre más pequeño el radio se induce mayor fatiga (se emplea mas vida de la tubería).
- Resistencia a la deformación.
- Daño por transporte y manipulación.

Ventajas de la tubería flexible

- Seguridad y efectividad para intervenir en pozo activos.
- Rapidez en la movilización y montaje de los equipos.

- Excelente herramienta para servir como medio de transporte para herramientas de fondo en pozos altamente desviados.
- Disminución de los tiempos de viaje, lo que significa una menor pérdida de producción.
- Los costos pueden ser significativamente reducidos.
- La T.F. puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- Habilidad para trabajar con presión de superficie presente. No se necesita matar el pozo.
- El cuerpo de la T.F. no necesita que se hagan o deshagan conexiones.
- Las unidades son altamente móviles y compactas. Se necesitan cuadrillas menos numerosas.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.
- Los tubulares existentes para terminación se mantienen en el lugar, minimizando los gastos de reemplazo de tubería y sus componentes.
- Bajo impacto sobre el terreno.
- Rapidez operativa y de movilización.
- La T.F. se puede también utilizar para colocar conductores eléctricos e hidráulicos internos permitiendo las comunicaciones y el establecimiento de funciones de energía entre los elementos de fondo de pozo y la superficie.
- Adicionalmente, las sargas modernas de T.F. suministran rigidez y resistencia suficientes para ser empujadas o retiradas a lo largo de pozos altamente desviados u horizontales, lo que sería imposible lograr con unidades convencionales de cable, o serían prohibitivas, por el costo, con tubería de uniones roscadas.

Desventajas de la tubería flexible

- Es susceptible a torcerse, enroscarse, lo cual causa la fatiga de la tubería, y requiere frecuente reemplazo.
- Típicamente tendrá un espesor de pared más delgado comparado con la tubería por tramos, esto limita la resistencia a la carga de tensión de la tubería.
- Debido a las características el transporte en carretes, se tiene una longitud limitada de T.F. que puede enrollarse en un carrete.
- Debido a los pequeños diámetros y longitudes considerables de sarga, las pérdidas de presión son típicamente muy altas cuando se están bombeando fluidos a través de la T.F. Los caudales de circulación a través de la T.F. son típicamente bajos, comparados con tamaños similares de tubería por tramos.
- La mayor desventaja de no poder rotar la tubería ha sido parcialmente superada por el desarrollo de herramientas rotatorias en el fondo del pozo, que pueden utilizarse para perforación. Sin embargo, la T.F. no puede rotarse en la superficie.

2.1.1 Manufactura de la tubería flexible

Actualmente los principales fabricantes en el mundo de tubería flexible son: Quality Tubing Inc., Precision Tube Technology y Southwestern Pipe los cuales utilizan un proceso de fabricación similar. La T.F. es una tubería soldada, fabricada con una costura longitudinal única, formada por soldadura de inducción, sin adición de metal de relleno.

La fabricación de la T.F. se realiza paso a paso como se indica a continuación:

1. El primer paso en el proceso de fabricación típica de T.F., involucra la adquisición de materia prima de acero proporcionado en planchas de 48 pulgadas de ancho, las cuales vienen envueltas en rollos de aproximadamente 1,100 metros.

El acero es manufacturado empleando el proceso de rollers a alta temperatura. El proceso de rollers es controlado por computadora lo cual permite a la tira de acero ser manufacturada a un espesor de pared específico.

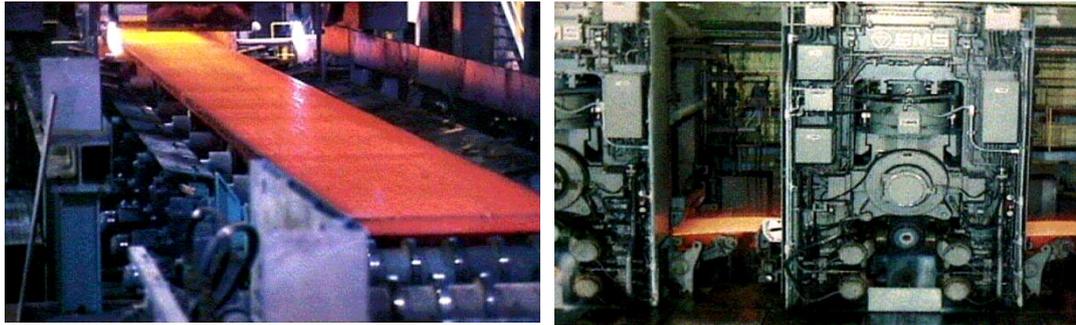


Figura 2.2. Proceso de Rollers, permite a la tira de acero ser manufacturada a un espesor específico.

2. Cuando el diámetro de la T.F. a fabricarse se selecciona, la plancha de acero se corta en una tira continua de ancho dado, para formar la circunferencia del tubo especificado.

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, se cortan mediante cuchillas ajustadas para el ancho correcto a cortar. El acero es enrollado en tiras maestras, cada rollo tiene un peso aproximado de 40,000 lbs.

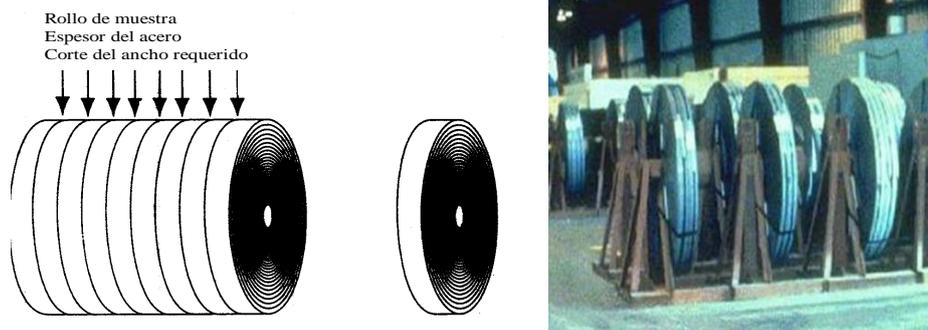


Figura 2.3. Rollos de lámina de acero cortada de acuerdo al diámetro de tubería requerido.

3. La faja plana de acero es luego soldada transversalmente mediante el corte de las 2 uniones a 45° y con una soldadura denominada “al sesgo” a otro segmento de tira para formar un rollo continuo de lamina de acero, dicha soldadura al formar el tubo quedará en forma helicoidal, obteniendo un aumento en la resistencia a la tensión en la unión soldada. El área soldada se desbasta hasta que quede suave, se limpia y se inspecciona con rayos X, para asegurarse que la soldadura esté libre de defectos.

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.

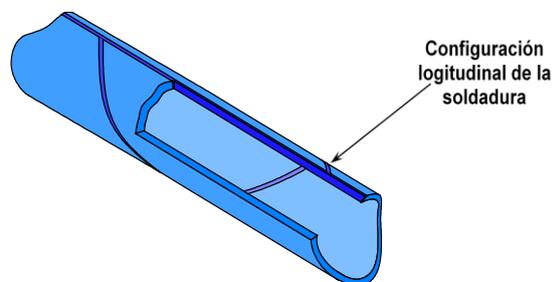
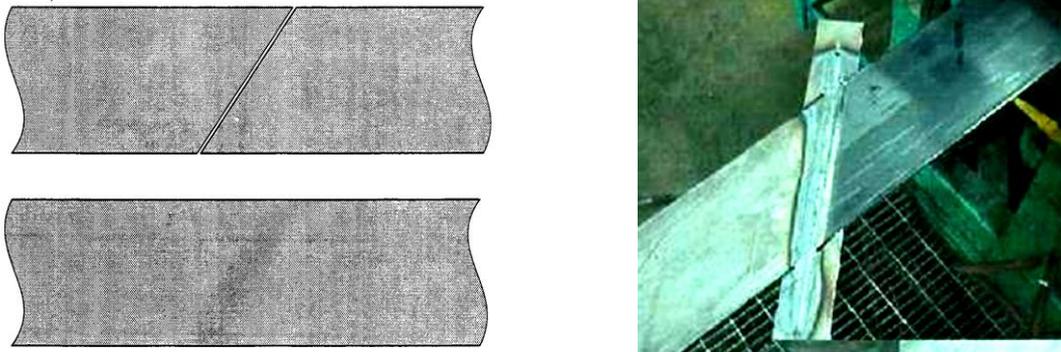


Figura 2.4. Configuración de la soldadura del acero en tiras, para formar la T.F.

Una vez que se ha enrollado una suficiente longitud de tira continua de acero en la bobina maestra, el proceso de fresado (maquinado) del tubo puede comenzar.

4. El acero en tiras es corrido a través de una serie de rodillos, que trabajan mecánicamente la faja plana, dándole la forma de tubo, puesto que los bordes de la tira de acero se prensan juntos mecánicamente, el proceso de soldadura longitudinal se provee con una bobina de inducción de alta frecuencia que se coloca unas cuantas pulgadas al frente del último juego de rodillos formadores.



Figura 2.5. Rodillos formadores.

El proceso final de soldadura deja una “rebaba” en la tubería, el cual es removido como se muestra en la siguiente figura.

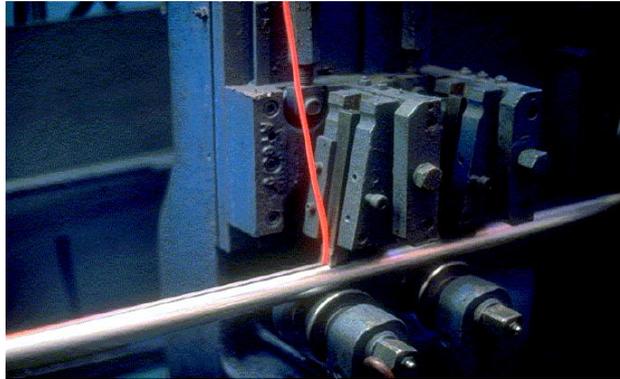


Figura 2.6. Proceso de remoción de “rebaba”.

Finalmente la tubería se somete a un proceso de enfriamiento con aire frío y un baño de agua fría y conforme va saliendo del proceso de fabricación es enrollada en los carretes de tubería flexible.



Figura 2.7. Proceso final de fabricación, carrete de tubería flexible.

Una tubería apropiadamente diseñada debe cumplir con los siguientes atributos para la operación planeada por el ingeniero.

- Suficiente resistencia mecánica para resistir con seguridad la combinación de fuerzas que impone el trabajo.
- Rigidez adecuada para ser corrida en el pozo hasta la profundidad requerida y/o empujar con la fuerza debida.
- Peso liviano para reducir los problemas de logística y el costo total.
- Una máxima vida útil de trabajo.

2.1.2 Control de inspección de calidad de la tubería flexible

Esto se logra mediante una serie de rigurosas pruebas de inspección, excediendo todas las especificaciones aplicables, como se indica a continuación:

Al recibir el material se realizan análisis para el control.

- Inspección visual y medición de dimensiones de la cinta laminada.
- Inspección en la unión de las tiras mediante rayos x, para evitar defectos en la soldadura.

- Inspección ultrasónica: Se efectúa en forma continua en tiempo real y permite detectar el espesor de pared de la sarta y registrarlos en graficas.
- Pruebas electromagnéticas: La costura de la soldadura es continuamente monitoreada y es calibrada al principio y final de cada sarta fabricada. Se cuenta con una alarma y sistema de marcado automático, estas identifican áreas que tengan que requerir una inspección más detallada.
- Pruebas de tensión: En secciones al principio y final de cada sarta son tensionadas y probadas para verificar el esfuerzo de cedencia, de última tensión y porcentaje de elongación de acuerdo a las normas.
- 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 interno de la tubería.

2.2 Especificaciones de la tubería flexible.

Las características en la T.F. se ha mejorado desde mediados de los 80's, actualmente una de las principales empresas de fabricación de tubería flexible es Quality Tubing (QT), la cual tiene el siguiente rango de medidas de QT:

Esfuerzo de cedencia (kpsi)	
QT-700	70 kpsi
QT-800	80 kpsi
QT-900	90 kpsi
QT-1,000	100kpsi
QT-1,200	120kpsi



Tabla 2.1. Esfuerzo de cedencia para las diferentes tuberías existentes en mercado.

El acero al carbón es una aleación, mientras tanto que una aleación es una mezcla sólida homogénea de dos o más metales, donde el carbón no supera el 2.1% en peso de la composición de la aleación, alcanzando normalmente porcentajes entre el 0.2% y 0.3%. Porcentajes mayores que el 2.1% de carbón dan lugar a las fundiciones, aleaciones que al ser quebradizas y no poderse forjar a diferencia de los aceros, se moldean.

El acero es la más popular de las aleaciones, es la combinación entre un metal (el hierro) y un metaloide (el carbón), que conserva las características metálicas del primero, pero con propiedades notablemente mejoradas gracias a la adición del segundo y de otros elementos metálicos y no metálicos. De tal forma no se debe confundir el hierro con el acero, dado que el hierro es un metal en estado puro al que se le mejoran sus propiedades físico-químicas con la adición de carbón y demás elementos.

La tubería fabricada en acero al carbón es un material con alta resistencia mecánica al ser sometida a esfuerzos de tracción y compresión. Por medio de las pruebas de laboratorio se determina la resistencia a la tracción y a la compresión evaluando su límite elástico y el esfuerzo de rotura.

La elasticidad del material es muy alta ya que es óptima para los trabajos requeridos en campo presentando algunas desventajas dependiendo de las características del pozo y del tipo de trabajo a realizar. El aumento del contenido de carbón en el acero eleva su resistencia a la tracción.



Figura 2.8. Tuberías fabricadas de acero al carbón.

Las sarta de tubería flexible se construyen 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.
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 poderse soldar tanto en fábrica como en el campo.
5. Contar con un mínimo de soldaduras, ya que estas son puntos débiles en la sarta.
6. Tener buena resistencia a la fatiga causada por los ciclos y la deformación plástica.

Grados de T.F.

Para la manufactura de T.F. se emplea acero al bajo carbón convencional y acero, modificado para alto esfuerzo con baja aleación (HLSA) existiendo los grados de tubería QT-700 con características de 70,000 psi de cedencia mínima y 80,000 psi de esfuerzo mínimo de tensión y QT-800 con características de 80,000 psi de cedencia mínima y 90,000 psi de esfuerzo mínimo de tensión. Estas tuberías soportan un rango entre 28 y 30% de elongación. En la actualidad se fabrica la T.F. en grado QT-1,200 con características de 120,000 psi de cedencia mínima y 130,000 psi de esfuerzo mínimo de tensión con el mismo rango de elongación.

Tubería	Mínimo esfuerzo de cedencia [psi]	Límite del esfuerzo de cedencia [psi]
QT-700	70,000	80,000
QT-800	80,000	90,000
QT-900	90,000	100,000
QT-1,000	100,000	110,000
QT-1,100	110,000	120,000
QT-1,200	120,000	130,000

Tabla 2.2. Esfuerzo de cedencia para la T.F.

Capacidades de la tubería flexible

La fabricación de diámetros de T.F. varía desde $\frac{3}{4}$ hasta $6 \frac{5}{8}$ pulgadas según los requerimientos de volumen a manejar por el cliente.

La longitud de la T.F. 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 $1 \frac{3}{4}$ pulgadas hasta 7620 metros de longitud para equipos terrestres, y para equipos costa afuera en diámetros de tubería de $2 \frac{3}{8}$ pulgadas hasta 5,182 metros de longitud.

2.2.3 Materiales para la manufactura de tubería flexible

Los nuevos avances en tecnología de tuberías flexibles se han logrado a través de cambios en la química del acero. Los dos tipos de material para su fabricación son:

- Acero al carbón convencional.
- Tubería flexible de titanio.

2.2.1.1 Acero al Carbón convencional

El acero carbón convencional en T.F. es más que adecuado para cumplir los requerimientos en la mayoría de las operaciones en campo.

Normalmente las sargas de T.F. se fabrican del material de acero con baja aleación de carbón, la composición de este material es la siguiente.

Componente	% en peso	Componente	% en peso
Carbón	0.10 a 0.15	Cromo	0.55 a 0.70
Manganeso	0.60 a 0.90	Cobre	0.20 a 0.40
Fosforo	0.25 Máximo	Níquel	0.25 Máximo
Sulfuro	0.005 Máximo	Hierro	96.8 a 98
Silicón	0.30 a 0.50		

Tabla 2.3. Composición química de la tubería flexible fabricada de acero al carbón.

Si se tiene una tubería con alto contenido en carbón se tendrá una tubería con alta resistencia, baja ductibilidad y baja resistencia al H_2S . Mientras que si se tiene una tubería con bajo contenido en carbón será una tubería con baja resistencia, alta ductibilidad y alta resistencia al H_2S .

Incrementando la cantidad de Níquel se incrementa la resistencia pero se reduce la ductibilidad y la resistencia al H_2S . El incremento en cantidad de Cromo y Cobre incrementa la resistencia del material sin afectar la ductibilidad. El incremento de dióxido de azufre reduce la resistencia al H_2S .

Sin embargo algunos ambientes corrosivos en el fondo del pozo recomiendan el uso de materiales para T.F. mejorados. El material QT-16Cr es una aleación nueva resistente a la corrosión que se desarrolló específicamente para una exposición de larga duración a ambientes húmedos o en presencia de H_2S y CO_2 . El material QT-16Cr se introdujo comercialmente a principios del año 2003, y más de 30 sargas de tubería estaban en servicio un año más tarde.

El atractivo comercial del QT-16Cr va más allá de sus características favorables de resistencia a la corrosión. El material también ha exhibido una mejoría en la resistencia a la abrasión así como también ha demostrado un mejor ciclo de vida de fatiga cuando se compara con su equivalente en acero carbón. Estos datos indican que este material puede ser un excelente candidato para ser empleado para T.F.

2.2.1.2 T.F. de Titanio

Ciertas propiedades básicas de las aleaciones con titanio lo hacen adecuado para aplicaciones específicas en la industria petrolera. Estas incluyen una alta relación resistencia/peso, excelente resistencia a la corrosión en ambientes con H₂S, bajo modulo de elasticidad y una excelente resistencia a la fatiga.

Actualmente son las aleaciones de mayor interés en la T.F.

La tubería de titanio grado 12 está compuesta por 99% de titanio, 0.7% de níquel y 0.3% de molibdeno. La mayor resistencia de la tubería de grado 9 es resultado de un contenido de aleación alto 94.5 de titanio, 3% de aluminio y 2.5% de vanadio. Las propiedades de la tubería de titanio grado 9 y 12 se presentan en la siguiente tabla.

Propiedad	Grado 12	Grado 9
Cadencia mínima	70 kpsi	90 kpsi
Tensión mínima	80 kpsi	100 kpsi
Modulo de elasticidad	16,000 kpsi	16,000 kpsi

Tabla 2.4. Características de la tubería de Titanio.

La alta relación resistencia/peso del titanio permite introducir la sarta a mayor profundidad y un peso menor del conjunto de la sarta, comprada con la tubería de acero convencional. La longitud máxima de sarta (antes de que se rompa por su propio peso) para el titanio es considerablemente mayor que para un sarta de acero. El titanio ofrece mayor capacidad en zonas de mayor penetración y resistencia en ambientes con CO₂.

La desventaja principal del titanio es su costo, la sarta de titanio es 6 o 7 veces más cara que la de acero, otra desventaja es la debilidad del titanio frente al ácido clorhídrico. Para contrarrestar esta desventaja existen inhibidores para el ácido clorhídrico.

La tubería flexible de acero no es capaz de soportar su propio peso por encima de 9,150 metros. En este caso, el titanio es el mejor candidato a considerar debido a su alta resistencia y baja densidad. Sin embargo a partir de los análisis que se han llevado a cabo, una reducción en los costos de los componentes de la tubería de titanio podría desembocar en un desarrollo más práctico.

2.2.1.3 T.F. de alta resistencia

Debido a las necesidades de la industria petrolera, ha sido necesario incrementar el rango de presiones y profundidades de trabajo, a fin de satisfacer estas, se desarrollo un nuevo grado de tubería con una resistencia mínima a la cedencia de 120,000 psi, que se logro con una nueva técnica de tratamiento térmico.

El desarrollo inicial de la tubería considero la necesidad de mantener una resistencia adecuada al agrietamiento por acción del ácido sulfhídrico y la necesidad de una nueva técnica de fabricación, que permitiera además, reparar la tubería cuando fuera necesario.

Al elevar la resistencia de la T.F. de 70,000 a 120,000 psi se expandió la variedad de servicios sujetos a las siguientes condiciones:

- Incremento de la carga permitida.
- Incremento en la profundidad de operación.
- Incremento en la presión de operación y resistencia al colapso.

2.3 Esfuerzos presentes en la tubería flexible.

La resistencia de un tubo es definido como una reacción natural que opone el material ante la imposición de una carga, a fin de evitar o alcanzar los niveles de una falla.

Se dice que ocurre una falla cuando un miembro cesa de realizar satisfactoriamente la función para lo cual estaba destinado. En el caso de las tuberías de un pozo, si estas alcanzan cualquier nivel de deformación se debe de entender la situación como una condición de falla. Por lo tanto, una falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja la falta de resistencia del material ante la situación y exposición de una carga, con ello propicia la deformación del tubo.

El esfuerzo es definido como la carga dividida entre el área de sección transversal. La capacidad de resistencia de una tubería se define como aquella aptitud o condición que ofrece una tubería para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación.

Las principales fallas de las tuberías son el colapso, tensión, presión interna y corrosión.

- Resistencia a la tensión es la presión que soporta la tubería al ser jalada sin salirse del margen de seguridad.
- Resistencia al colapso es la presión que soporta la tubería al ser sometida por una fuerza ejercida externamente sin generar deformación.
- Resistencia a la compresión es la presión a la que se somete una tubería al ser comprimida o cargarle peso.
- Resistencia interna es la presión que soporta la tubería internamente sin generar deformación.

Los tres esfuerzos principales en la T.F. (axial, radial y tangencial) y el esfuerzo cortante (τ) causando torque.

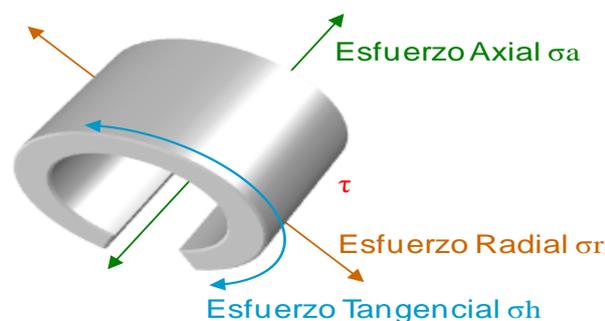


Figura 2.9. Esfuerzos presentes en la tubería flexible.

En toda operación la tubería flexible está sometida a cargas, tales como:

Esfuerzo axial: Es ocasionado por el doblamiento y estiramiento que sufre la T.F. en diferentes puntos cuando se mete o se saca del pozo, dando como resultado fatiga.

Fuerza axial: Dos tipos de fuerza axial se deben entender. Estos son conocidos como “fuerza real o tensión (Fa)”, y la “fuerza efectiva (Fe)” conocida como peso.

La fuerza real es la fuerza axial actual en la pared de la tubería, que debería ser medida por un calibrador de esfuerzo, la fuerza efectiva es la fuerza axial si los efectos de presión son ignorados.

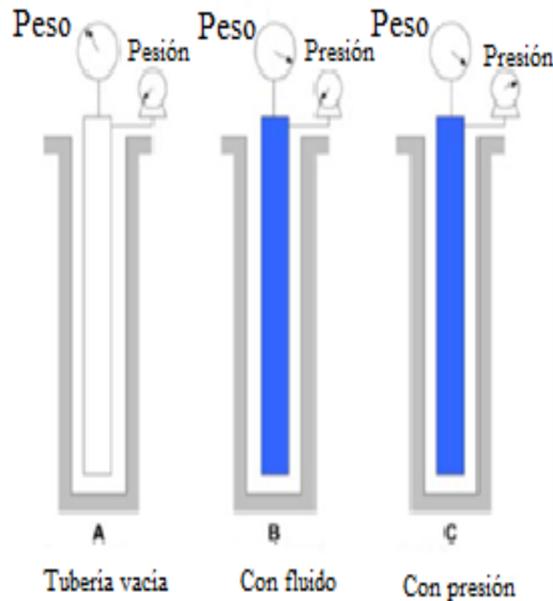


Figura 2.10. Fuerzas reales y efectivas.

En el caso A de la figura 2.10, se tiene una tubería cerrada y vacía, donde solo se mide el peso de la tubería. La fuerza axial en la cima de la tubería es la misma que el peso medido por la escala de medidores.

En el caso B de la figura 2.10, la pieza de tubería está llena de fluido. El peso aumenta por el fluido. La fuerza real axial en la cima de la tubería continua siendo la misma que la medida por la escala.

El caso C de la figura 2.10, la presión se aplica por el fluido dentro de la tubería. El peso es el mismo que en el caso B. sin embargo, la fuerza real axial en la pared de la tubería se incrementa por la presión interna multiplicada por el área de la sección transversal. De esta manera, el peso y la fuerza real no son iguales.

$$F_a = F_e + A_i F_i - A_o P_o \dots\dots\dots [2.1]$$

$$F_e = W_{CT} * L \dots\dots\dots [2.2]$$

Donde:

F_a = fuerza real

F_e = Fuerza efectiva

La fuerza efectiva o peso es importante por dos razones:

1. El indicador de peso en una unidad de T.F. mide el peso, no la fuerza real.
2. Cuando el buleo aparece depende de la fuerza efectiva. De esta manera la carga por buleo helicoidal es una fuerza efectiva.

La fuerza real es importante porque es la fuerza requerida para calcular el esfuerzo axial y con ello determinar los límites de la T.F. a la tensión.

El esfuerzo axial, es causado por la fuerza axial (tensión o compresión) aplicada en la T.F. Cuando la tubería flexible esta en tensión el esfuerzo axial, es la fuerza axial dividida por el área de la sección transversal.

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_{CT}} \dots\dots\dots [2.3]$$

$$A_{CT} = \frac{\pi (OD^2 - (OD - 2t)^2)}{4} \dots\dots\dots [2.4]$$

Donde:

F_a : Fuerza axial (lb_f).

σ_a : Esfuerzo axial (psi).

A: Área de sección transversal de la tubería (in²).

El esfuerzo axial tiene signo, positivo para tensión y negativo para compresión. Si las fuerzas compresivas exceden la carga de buleo helicoidal, la T.F. forma un espiral en el agujero. Esta espiral causa esfuerzo de flexión axial adicional en la tubería flexible, el cual debe ser adherido al esfuerzo axial. La T.F. bulea dentro de la espiral tan pronto como la fuerza efectiva llega a ser compresiva.

Cuando la T.F. esta bajo compresión, se forma un espiral en la parte baja del pozo. El esfuerzo máximo de compresión es una combinación de la carga axial y la compresión debido al pandeo:

$$\sigma_a = F_a \left(\frac{1}{A} + \frac{Rr_o}{2I} \right) \dots\dots\dots [2.5]$$

Donde:

R: Espacio anular entre la tubería y el agujero (in).

r_o : Radio exterior de la tubería (in).

I: Momento de inercia de la tubería (in⁴).

A: Área de sección transversal de la tubería (in²).

Esfuerzo radial (σ_r): Es ocasionado por la presión interna o externa a la que es sometida la T.F. Una presión diferencial a través de la pared del segmento crea un esfuerzo radial, que varia con la posición radial.

De acuerdo con la ecuación de Lamé, el esfuerzo radial en una ubicación dada en la pared de la T.F. es el esfuerzo a través de la pared de la T.F. debido a la presión interna y externa. El esfuerzo máximo siempre ocurre en el interior o exterior de la superficie.

La siguiente ecuación da el esfuerzo radial en cualquier ubicación radial r de la pared del segmento.

$$\sigma_r = \frac{F_a}{ACT} + \sigma_{bend} \dots \dots \dots [2.6]$$

Esfuerzo tangencial (σ_h): Es el esfuerzo ocasionado por el posible torque aplicado sobre la T.F.

De acuerdo a la ecuación de Lamé, el esfuerzo tangencial en una ubicación dada en la pared de la T.F es el esfuerzo alrededor de la circunferencia de la T.F. debido a la presión interna y externa.

Como con el esfuerzo radial, el máximo esfuerzo ocurre en la superficie interna y externa. Porque la cedencia ocurre primero en la superficie interna, los esfuerzos tangencial y radial en la superficie interna se usan en los cálculos.

La siguiente ecuación da el esfuerzo tangencial en cualquier radio r en la pared del segmento el valor máximo de esfuerzo tangencial ocurre en r_i .

$$\sigma_h = \frac{(P_o - P_i)r_i^2 r_o^2}{r^2(r_o^2 - r_i^2)} + \frac{r_i^2 P_i - r_o^2 P_o}{r_o^2 - r_i^2} \dots \dots \dots [2.7]$$

Esfuerzo cortante (τ): En algunas situaciones la T.F. puede estar sujeta a un torque, τ . Si el torque es significativo, entonces la torsión de la T.F. ocurre y causa el esfuerzo cortante asociado, el cual está dado por:

$$\tau = \frac{T * r_o}{J} = \frac{(T) * OD}{2 * J} \dots \dots \dots [2.8]$$

Donde: J es el momento polar de inercia. $J=2I$

El r_o oscila desde r_i a r_o con el esfuerzo cortante más grande ocurre en r_o . Aunque los esfuerzos radial y tangencial son calculados por la superficie interna de la T.F., el esfuerzo cortante se calcula con la superficie externa, una aproximación más conservadora.

En la siguiente figura se muestran los esfuerzos y tensiones aplicados en la tubería flexible durante las operaciones.

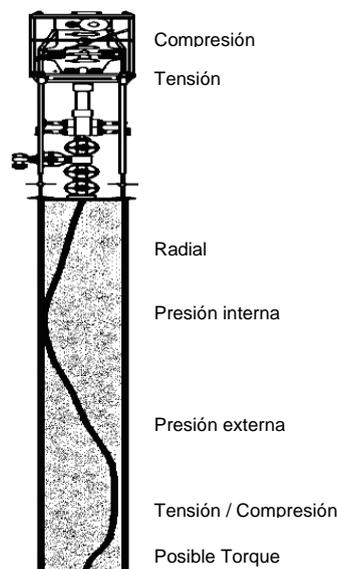


Figura 2.11 Esfuerzos y tensiones aplicados en la tubería flexible.

2.3.1 Esfuerzo de cedencia

Definido por el API es el esfuerzo de tensión mínimo requerido para producir una elongación por unidad de longitud de 0.005 sobre una prueba en una muestra en laboratorio cercana al límite elástico. El punto de cedencia es cuando un material es llevado más allá de su límite elástico, causando así un daño.

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

Si una barra de longitud L es sometida a una fuerza de tensión P, se observara (dentro de la región elástica), una deformación longitudinal δ , que es proporcional a la fuerza aplicada P e inversamente proporcional al área de la sección transversal de dicha barra.

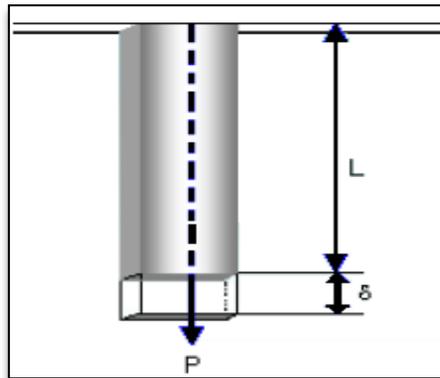


Figura 2.12. Representación de la ley de Hooke, $\delta \propto \frac{PL}{As}$

Introduciendo una constante de proporcionalidad E característica de cada material llamado módulo de elasticidad ó módulo de Young debe obtenerse experimentalmente. El módulo de Young o módulo elástico longitudinal es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico, según la dirección en la que se aplica una fuerza.

Tenemos:

$$\frac{P}{As} = E \frac{\delta}{L} \rightarrow \delta = \frac{PL}{EAs} \dots\dots\dots [2.9]$$

Despejando el Modulo de Young:

$$E = \frac{PL}{\delta As} \dots\dots\dots [2.10]$$

El esfuerzo axial unitario es:

$$\sigma = \frac{P}{As} \dots\dots\dots [2.11]$$

La deformación axial unitaria o elongación axial adimensional está definido por:

$$\varepsilon = \frac{\delta}{L} \dots\dots\dots [2.12]$$

Por lo que el módulo de Young es la relación entre el esfuerzo axial y la deformación axial obteniendo:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \dots\dots\dots [2.13]$$

La ley de Hooke establece que el esfuerzo es igual a la deformación multiplicada por el módulo de elasticidad, este esfuerzo se representa de la siguiente manera:

$$\sigma = E * \varepsilon \dots\dots\dots [2.14]$$

Donde:

- E: Módulo de elasticidad (psi).
- σ : Esfuerzo del material (psi).
- ε : Deformación del material (adimensional).

De acuerdo con la Ley de Hooke, cualquier incremento de carga de tensión es acompañado de un incremento de longitud. La elongación que sufre una tubería al aplicarle tensión se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta L = \frac{F * l}{A * Y} \dots\dots\dots [2.15]$$

Donde:

- ΔL : Es el incremento de longitud ó elongación (metros)
- F: Fuerza o tensión aplicada en (kg)
- l: Longitud original de la tubería en (metros)
- A: Área transversal del tubo en (cm²)
- Y: Módulo de Young en (kg/cm²) 2.11x10⁶ kg/cm² para el acero

Esta ley es aplicable solamente en la región elástica. La ley de Hooke no es aplicable de la región elástica a la plástica, hasta alcanzar el último esfuerzo. Las cargas aplicadas en la región causan deformaciones plásticas y permanentes.

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 2.13, 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 cedencia, 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.

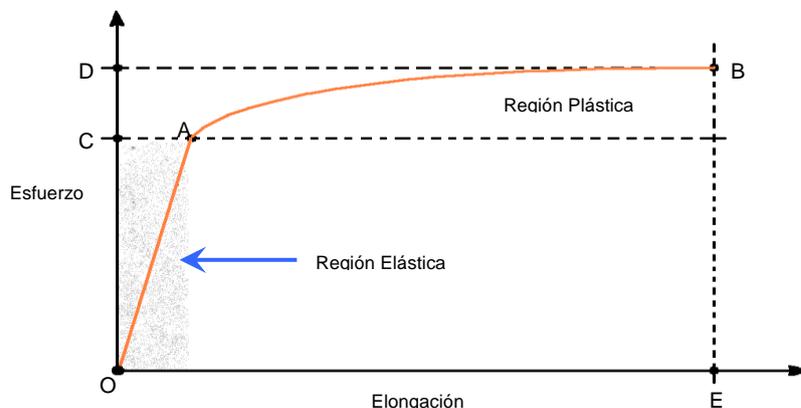


Figura 2.13. Representación gráfica del esfuerzo aplicado y la elongación del material.

2.3.2 Fuerzas presentes en la T.F.

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.

Las fuerzas que actúan sobre la tubería flexible son:

- Fuerza de fricción: Es provocada por el estopero cuando esta empacado para mantener segura la presión del pozo.
- La fuerza ejercida por la presión del pozo: Es una fuerza de empuje ascendente a la que está sometida la tubería.
- Fuerza de arrastre: Es la fuerza por la fricción que sufre la tubería con las paredes del pozo.
- Fuerza de flotación: Es la fuerza que actúa sobre el tubo y es causado por los fluidos dentro del pozo.

La compañía Dowell dispone de un módulo del programa **COILCADE** denominado Modelo de Fuerzas de la Tubería (TFM), con el cual básicamente se determina la máxima profundidad a la que se puede introducir o empujar la tubería dentro de pozos altamente desviados u horizontales.

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 aplicado a la tubería debido a los cambios en desviación y azimut en la trayectoria del pozo.
- Pandeo residual: Es la fuerza o fricción generada al pasar la tubería por el estopero 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.
- Pandeo sinusoidal: Es causado cuando se empuja la tubería dentro del pozo hasta cierto nivel donde la tubería toma una onda de forma sinusoidal.
- Fricción del estopero: El sello que produce el estopero 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 estopero 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.

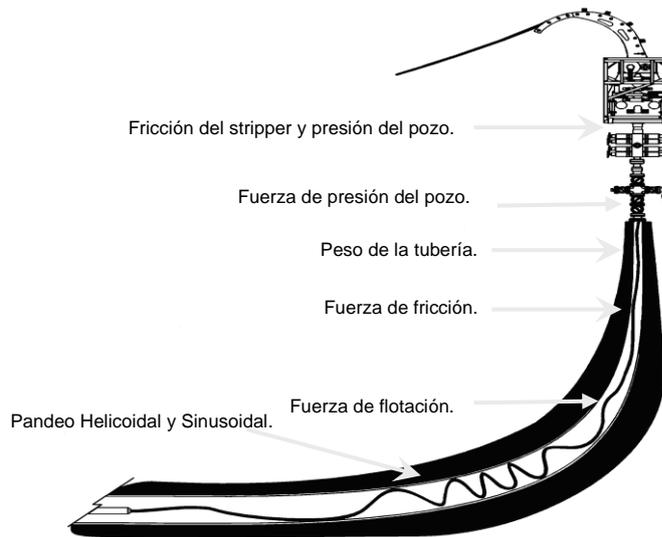


Figura 2.14. Fuerzas presentes en una operación con T.F.

La figura 2.15 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.

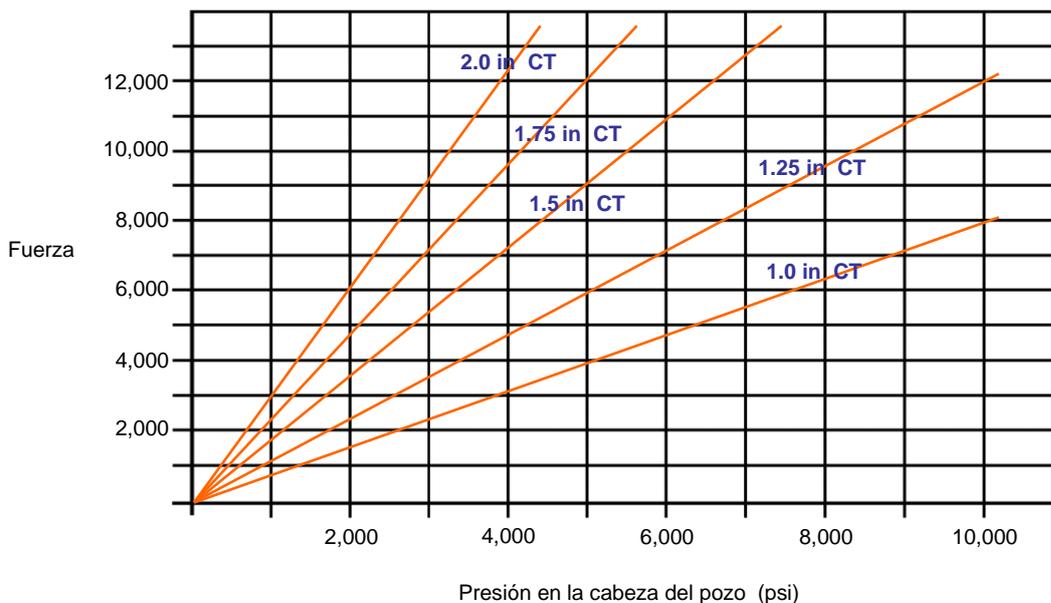


Figura 2.15. Fuerza-Presión para varios diámetros de tubería.

2.4 Vida útil de la tubería flexible.

La vida útil de la tubería flexible se determina mediante la medida de “metros recorridos”. Esta medida solo refleja el daño cuando las cargas son elásticas y realmente no dañan la T.F. La Compañía Dowell desarrollo un modelo matemático computarizado, el cual está basado en un programa extensivo de pruebas de fatigas en la T.F. llamado **COIL LIFE** 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.

En los inicios de los servicios con el equipo de T.F., 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.

Recientes estudios 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.

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 siguiente figura.

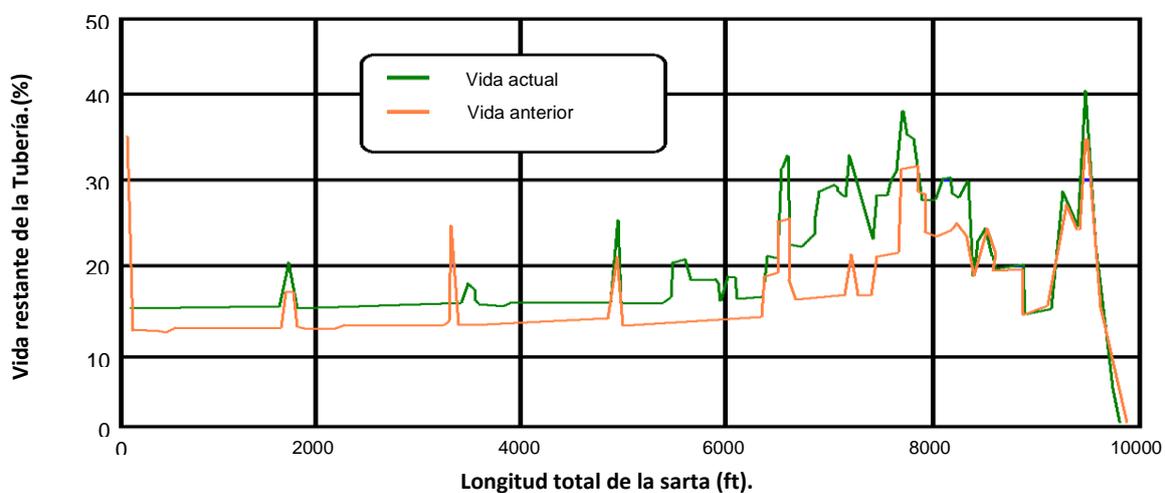


Figura 2.16. Vida útil de la tubería flexible, monitoreo de la fatiga.

Un ciclo en la tubería flexible es un desdoblamiento, lo cual indica que son dos flexiones uno cuando es doblado y uno cuando es enderezado. Es decir, es el efecto combinado de estar doblando y enderezando con la presencia de presión interna.

Un trip es el número de doblamientos que sufre un tubo que generalmente son seis, uno cuando es enderezado cuando sale del carrete, uno cuando es doblado al entrar al cuello de ganso y uno cuando sale del cuello de ganso y entra en las cadenas del inyector. Este proceso se repite cuando se está sacando la tubería del pozo.

2.4.1 Monitoreo de la vida de la tubería con los metros recorridos

La vida de la tubería está dictada por varios factores que incluyeron la presión interna, el radio del cuello de ganso, las dimensiones del carrete, la erosión y la corrosión entre otros. Existen varios métodos usados en determinar la vida de la tubería esto incluye rastrear los ciclos de presión o monitorear los metros recorridos. Monitorear los ciclos de presión es un método más exacto. El otro método de monitoreo con los metros recorridos es una práctica aceptada cuando el potencial del trabajo, equipo y ambiente son similares. La clave al usar este método (metros recorridos) es la consistencia entre los trabajos. Si los trabajos son muy diferentes, la factibilidad de monitorear los metros recorridos se reduce y un margen de seguridad debe ser utilizado.

Las opciones para cambiar la geometría del equipo superficial con tubería flexible usado para operaciones de reparación de pozos son bastante limitadas porque la mayoría de la manufactura del equipo ofrece solamente modelos estándar. El equipo de T.F. diseñado para aplicaciones especiales como perforar es un material diferente.



Figura 2.17. Radio de arco guía extremo para reducir el daño por fatiga en la tubería flexible.

La figura 2.18, muestra una única combinación de características que aumentan la vida de trabajo de la sarta de la tubería flexible, se elimina el arco guía, el carrete se posiciona arriba del cabezal inyector para conservar la T.F. alineada con las cadenas y mover atrás y delante de su eje de rotación.



Figura 2.18. Carrete de diámetro mayor y eliminación de guía para reducir la fatiga en la tubería flexible.

La figura 2.19, muestra el llamado “arco parabólico”. Es un carrete gigante aproximadamente de 7.5 metros de diámetro con un inyector pequeño y el principal inyector operando mutuamente para mantener un arco estable en la T.F. Este sistema elimina la necesidad de un arco guía convencional, y un arco guía pequeño en el cuadro no causa ninguna deformación plástica en la T.F. La tubería flexible no padece deformación plástica excepto en el carrete. El radio de doblamiento mayor en el arco parabólico causa esfuerzos pequeños o no plásticos.



Figura 2.19. Arco parabólico en la tubería flexible para minimizar el daño por fatiga.

2.5 Consideraciones de diámetro y ovalidad.

La ovalidad no significa una forma oval de la sección transversal, sino la irregularidad del diámetro en esa sección. Entre más redonda sea una sección transversal, la distribución de los esfuerzos aplicados desde el exterior será más uniforme y por lo tanto habrá un mejor equilibrio que permita una mayor resistencia mecánica de la tubería. Dependiendo de la aplicación, la T.F. puede tener tendencia a incrementar el diámetro durante su vida. Este cambio en geometría cambia los esfuerzos, y de esta manera los límites. Si hay un aumento significativo del diámetro y un espesor de pared asociada, el uso del diámetro correcto y el espesor mejoraran la exactitud de los cálculos de los límites.

Durante el curso de su vida, la T.F. puede sufrir efecto de baloneo, estrangularse, y/o llegar a ser ovalados. También, el daño mecánico puede ocurrir en la tubería flexible. Para controlar los problemas se requiere un monitoreo en tiempo real de la T.F. El monitoreo del “Tubing Integrity Monitor” hace 400 mediciones del diámetro por segundo con 0.001 pulgadas de exactitud.

Los diámetros son transmitidos a la pantalla de la cabina de control, donde se tiene los límites máximos y mínimos en un grafica. Los límites de ovalidad permitidos en la T.F. están determinados por la habilidad del equipo de control de presión (estopero), para efectuar el sello hermético en secciones de tubería con un grado de distorsión en la superficie. La compañía Dowell 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 siguiente figura.

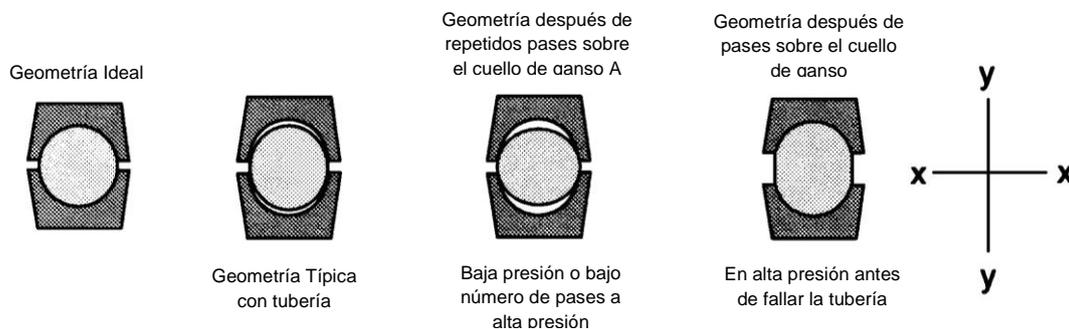


Figura 2.20. Ovalidad en la tubería flexible.

2.6 Corrosión en la tubería flexible.

Las compañías fabricantes de tubería flexible trabajan con aleaciones resistentes a la corrosión en materiales con T.F. La compañía Prescicion Tube Technology realiza material con aleaciones resistentes a la corrosión para conductos umbilicales usados entre plataformas. La calidad de la tubería está haciendo un grado de material con aleación en la T.F. fuera de un acero inoxidable con cromo 16.

La siguiente figura muestra la resistencia a la corrosión en dióxido de carbono de esta aleación con cromo 16 comparada al 13% con cromo y en acero convencional (QT-900). El grado de corrosión del material con cromo 16 es muy pequeño comparado con estos otros dos materiales.

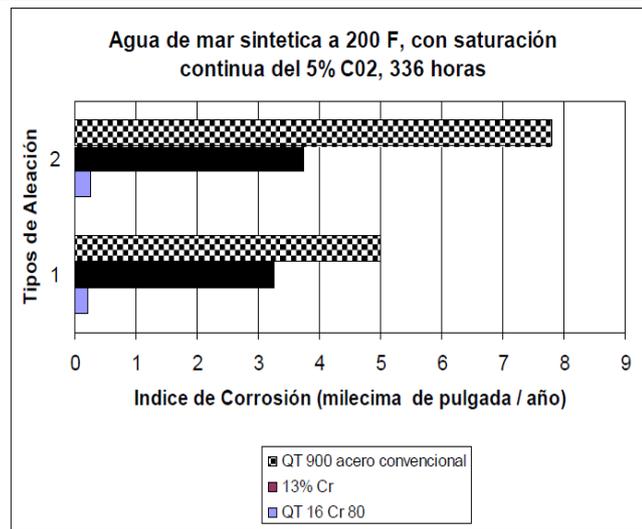


Figura 2.21. Pruebas de corrosión susceptibles a CO₂.

La fatiga de un material con aleación resistente a la corrosión ha sido de mayor interés este proceso de desarrollo.

La siguiente figura muestra la fatiga de la T.F. creada con aleación con cromo 16 comparada con la T.F. creada con acero convencional. La fatiga del material con aleación resistente a la corrosión tiene aproximadamente el triple de vida que el del acero convencional.

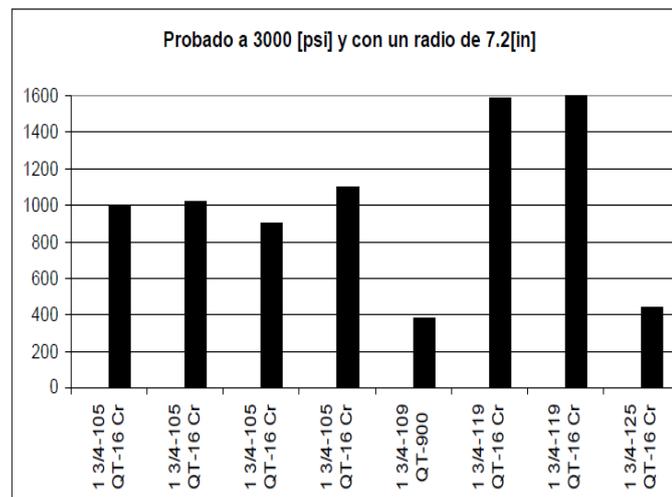


Figura 2.22. Fatiga de un material con aleación resistente a la corrosión.

Esto indica que el material con cromo 16 en H₂S será requerido en una inhibición especial cuando se usa en un ambiente amargo.

2.6.1 Efectos del H₂S en la T.F.

Los efectos del H₂S en el servicio de la tubería flexible son particularmente importantes porque el H₂S puede reducir el esfuerzo del acero a través de la desintegración por la concentración del sulfuro. El H₂S también puede reducir la resistencia de la fatiga de acero con alto esfuerzo. Sin embargo, los efectos de los ciclos de trabajo en frio en las aplicaciones con tubería flexible pueden ser más complicados.

2.7 Fatiga de la tubería flexible.

La fatiga de materiales se refiere a un fenómeno por el cual la rotura de los materiales bajo cargas dinámicas cíclicas (fuerzas repetidas aplicadas sobre el material) produce la rotura del mismo.

El fenómeno conocido como fatiga, está asociado con la plasticidad cíclica que causa cambios sistemáticos en la estructura cristalina del metal, y termina desarrollando grietas microscópicas. Estas grietas pequeñas se propagan incrementándose con cada ciclo, creciendo en tamaño y uniéndose para formar una más grande que se propaga para fracturar. El número de ciclos requeridos para que la grieta propagada tienda a fallar, se refiere a la vida de fatiga del objeto.

Cada ciclo de carga se considera para consumir alguna porción de la vida de la fatiga disponible y en un resumen de daño por fatiga acumulada. Cuando esta cantidad llega a acumular el 100%, se espera que ocurran fallas. Para la mayoría de los problemas de diseño mecánico, la magnitud del esfuerzo de ciclaje en componentes sujetos a fatiga se mide con el límite elástico. Esto es una porción del esquema con curva de esfuerzo-esfuerzo aplicado etiquetada como “Región Elástica”.

En tales casos, aunque el estado del esfuerzo es macroscópicamente elástico, la plasticidad microscópica ocurre con granos metálicos individuales que llevan a una falla por fatiga. La vida por fatiga se estima por tales situaciones basadas en datos de pruebas destructivas de fatiga generadas con muestras de material.

Las pruebas miden el número de ciclos en que falla el material con un esfuerzo dado, al cual es sometido. Los ciclos en una deformación elástica son extremadamente altos, la vida asociada se refiere al alto ciclo de fatiga. Si las fuerzas actúan en un objeto, provoca esfuerzos aplicados sobre el límite elástico.

Si la deformación reversible llega a ser severa, un objeto experimenta abultamiento en la plasticidad cíclica dentro de la porción de la curva de esfuerzo-esfuerzo aplicado denominada región plástica. La vida por fatiga en este régimen de ciclo ultra bajo puede ser tan corta como unos pocos cientos de ciclos. La falla mecánica en este régimen es menos comprendida ya que pocos componentes mecánicos están diseñados para soportar cargas severas. Sin embargo el material de la T.F. soporta este régimen de cargas con una rutina, puesto que las secciones de tubería son dobladas y enderezadas dentro y fuera del carrete y el arco guía de la tubería.

Además, el ciclo de cargas por doblamiento impuestas en la tubería flexible frecuentemente ocurre simultáneamente con presión interna alta debido al fluido, comenzando el bombeo a través de la tubería. Este estado de esfuerzo conduce a una plasticidad compleja e interacciones de fatiga.

La T.F. comienza su vida plásticamente deformada, porque esta enrollado en un carrete. También, con cada viaje dentro del pozo y al regresar plásticamente deforma (doblamiento) la tubería seis veces. Estos doblamientos son:

- Correr dentro del agujero- desenrollar y enderezar desde el carrete.
- Correr dentro del agujero-doblar a través del arco guía (cuello de ganso).
- Correr dentro del agujero-enderezar en el cabezal inyector.
- Jalar fuera del agujero-doblar en el arco guía.

- Jalar fuera del agujero-enderezar desde el arco guía.
- Jalar fuera del agujero-enrollar de regreso al carrete.

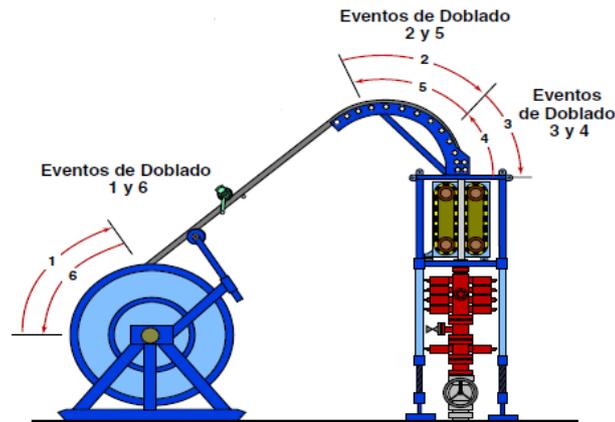


Figura 2.23. Puntos de fatiga en la tubería flexible.

La figura 2.23 muestra que dos tercios de los ciclos de doblamiento en un segmento de la tubería flexible que experimenta durante un viaje, son debido al cuello de ganso.

Esto significa que dos tercios del daño por fatiga ocurre en el arco guía, pero no apunta a una característica del equipo de superficie que puede ser modificado para prolongar la vida útil de la sarta de la tubería flexible. Opta por que todo daño por fatiga ocurre en el equipo de superficie; ninguno ocurre en el pozo.

La magnitud de la deformación plástica con cada ciclo de doblado depende del radio de doblado, dimensiones de la T.F., y el límite de cedencia del material. De esta manera. El radio del arco guía y la dimensión del carrete tienen un profundo efecto en la vida por fatiga de la T.F. La presión interna durante la deformación plástica amplifica el daño por fatiga. Para estimar el daño por fatiga acumulado por el segmento de la T.F., debemos de conocer el número de ciclos de doblado y la magnitud de la deformación plástica y la presión en cada ciclo.

El daño por fatiga en la tubería flexible usualmente comienza como una grieta microscópica por dentro de la superficie de la pared. Esta grieta se propaga a través de la pared de la T.F. hasta que aparece como una pequeña grieta por fuera de la superficie de la T.F. Generalmente, una falla por fatiga en la T.F. no termina en catástrofe porque el personal de operación detecta el flujo de fluido brotando como gotera. Sin embargo, una grieta por fatiga a través de la pared de la T.F. que escapa a la detección temprana puede crecer rápidamente a un tamaño desastroso.

Acciones para minimizar la fatiga de la T.F.

Un operador con tubería flexible puede tomar varios pasos prácticos para minimizar el riesgo de falla por fatiga en la tubería flexible, incluyendo:

- Reducir la presión interna de la T.F. durante los viajes.
- Minimizar el ciclaje en el mismo segmento dentro y fuera del carrete.
- Usar el diámetro de carrete más grande disponible.
- Seleccionar la sarta de la T.F. con la pared más gruesa posible.
- Usar el radio del arco guía más grande posible.

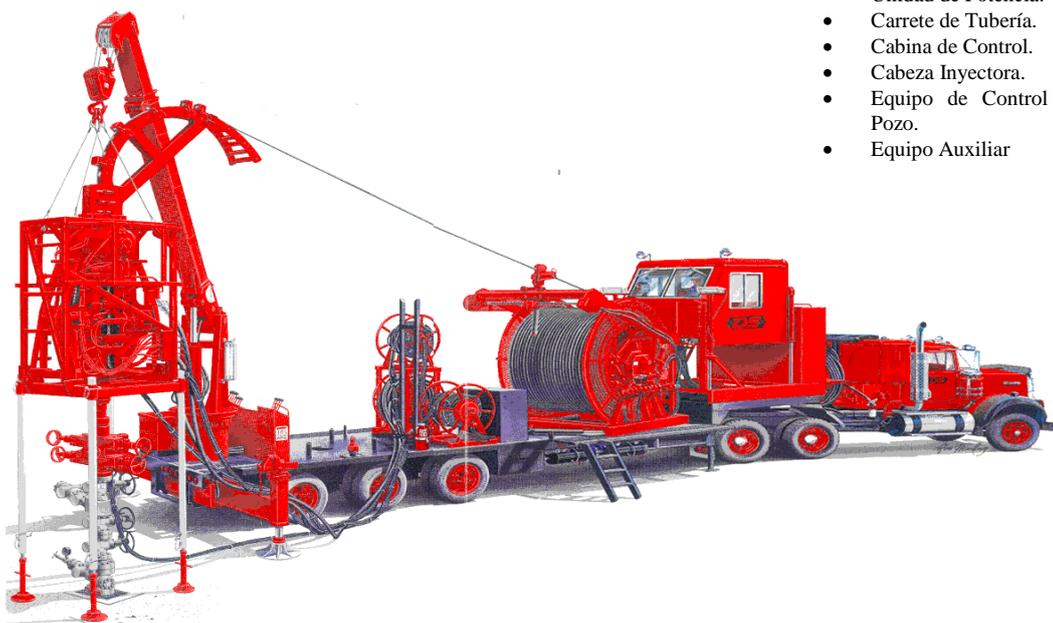
- Usar el material con esfuerzo de cedencia más grande posible cuando operan con presiones altas.

Cualquier operación que tenga un ciclaje repetido en un segmento dado de tubería dentro y fuera del carrete (un ciclo corto) aumenta significativamente el riesgo de falla por fatiga en ese segmento. Bombear a través de la T.F. durante el ciclaje corto compone este daño por fatiga.

2.8 Componentes principales del equipo de tubería flexible.

La unidad de T.F. está formada por un conjunto completo de equipos necesarios para llevar a cabo actividades estándar en el campo, en operaciones con T.F. La unidad consiste de cuatro elementos básicos:

- Carrete: Para el almacenamiento y transporte de la tubería flexible.
- Cabezal de inyección: Para suministrar en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la tubería flexible.
- Cabina de control: Es la cual el operador del equipo monitorea y controla la tubería flexible.
- Conjunto de potencia: Para generar la potencia hidráulica y neumática requerida para operar la unidad de tubería flexible.



- Unidad de Potencia.
- Carrete de Tubería.
- Cabina de Control.
- Cabeza Inyectora.
- Equipo de Control del Pozo.
- Equipo Auxiliar

Figura 2.24. Equipo de tubería flexible, muestra cada uno de los componentes del equipo de T.F.

2.8.1 Unidad de potencia

Consiste de un motor de combustión interna diesel, que puede variar en un arreglo de 8 ó 6 cilindros, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible. Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todos los sistemas en caso de que fallara el motor.

El sistema está diseñado de tal forma, que permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a las partes eléctricas y al sistema de alumbrado.

La unidad de potencia cuenta con un compresor requerido para suministrar aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el estopero, lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).



Figura 2.25. Unidad de potencia.

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

- Unidad de potencia utilizada del mismo camión de remolque, sobre una plataforma con fuente de potencia independiente, integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.
- La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico, una presión de 2500 psi para operar cada uno de los componentes del sistema y es regulada mediante válvulas de control de presión.

2.8.2 Carrete de tubería

El carrete de la T.F. se fabrica de acero. Las capacidades para la tubería enrollada dependen del diámetro del tambor. El extremo de la T.F. está conectado a través de un hueco de la flecha o eje del carrete hacia una junta rotativa de alta presión.

La junta rotativa está asegurada a una sección de tubería estacionaria, que se conecta al sistema de bombeo de fluidos, para cuando se requiera un bombeo continuo y la circulación pueda mantenerse mientras se realiza un trabajo.

Una válvula de cierre se instala entre la tubería y la flecha del carrete para aislar la tubería de las líneas de bombeo en la superficie, en caso de emergencia.

La rotación del carrete se controla mediante un motor hidráulico, el cual actúa directamente sobre el eje del carrete, opera por un sistema de cadenas y engranes dentados.

Las funciones del carrete son:

- Mecanismo almacenador de T.F.
- Provee tensión atrás y controla las camas de la T.F.
- Control de la T.F. mientras se enrolla.
- Freno cuando la T.F. no se mueve.
- Bombeo de fluidos mediante la tubería y la unión giratoria.

Los componentes principales del carrete son:

- Unión giratoria
- Guía de enrollado
- Lubricador de tubería
- Medidor de profundidad

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

Guía de tubería: Es una guía que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción ó extracción de la T.F. en un pozo, su movimiento está sincronizado con el giro del carrete y se opera desde la cabina de control. La tubería flexible se guía al enrollarse en el carrete por un mecanismo llamado "conjunto de nivelar enrollar", éste enrolla y desenrolla adecuadamente.

Medidor de profundidad: Es un mecanismo que indica la profundidad del extremo de la tubería dentro del pozo. Se encuentra instalado frente a la barra guía del carrete junto con el lubricador de tubería para observarlo con facilidad desde la cabina (figura 2.26). Cuando la tubería pasa a través de este contador hay contacto con una polea que transmite el giro a un sistema de engranes, para ir cuantificando la cantidad de tubería introducida o recuperada.



Figura 2.26. Medidor de profundidad.

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

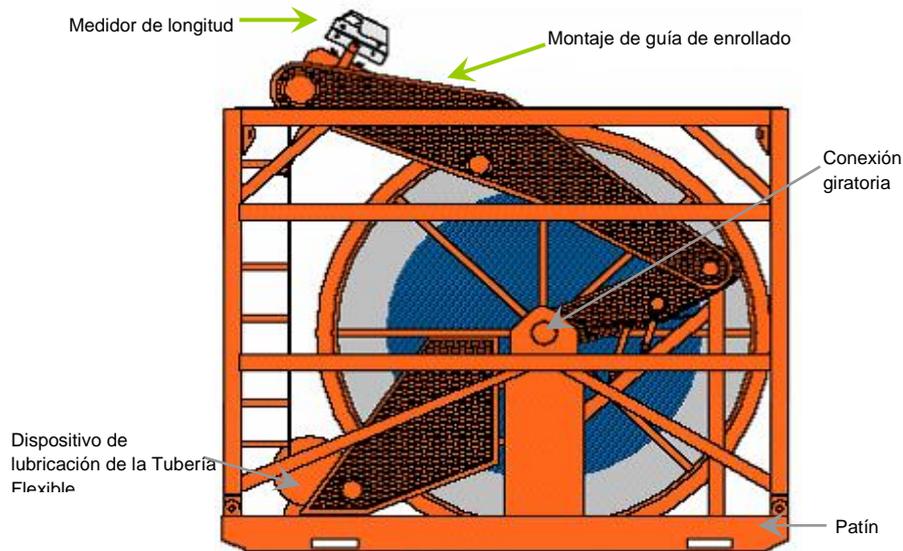


Figura 2.27. Carrete de tubería flexible.

Cuando se recupera tubería del pozo, la velocidad del motor del carrete se incrementa para permitir la rotación del carrete de manera que se mantenga a la par con la velocidad de extracción del inyector de tubería.

La función principal del freno del carrete, es la de detener la rotación del tambor si es que la tubería se atora accidentalmente entre la tubería y el inyector, o si ocurre una condición de escape descontrolado. Cuando se transporta el carrete el freno evita la rotación del carrete.

En muchos casos el carrete de tubería está equipado con un sistema para lubricar el exterior de la T.F. evitando así la corrosión atmosférica y reduciendo las cargas de fricción que se generan al desplegar la tubería a través del dispositivo estopero.

La habilidad de controlar el torque de salida del motor hace posible variar la tensión de la tubería (entre el carrete y el inyector). La cantidad de presión hidráulica requerida para tener una tensión satisfactoria depende de la cantidad de tubería contenida en el carrete y la distancia del cuello de ganso.

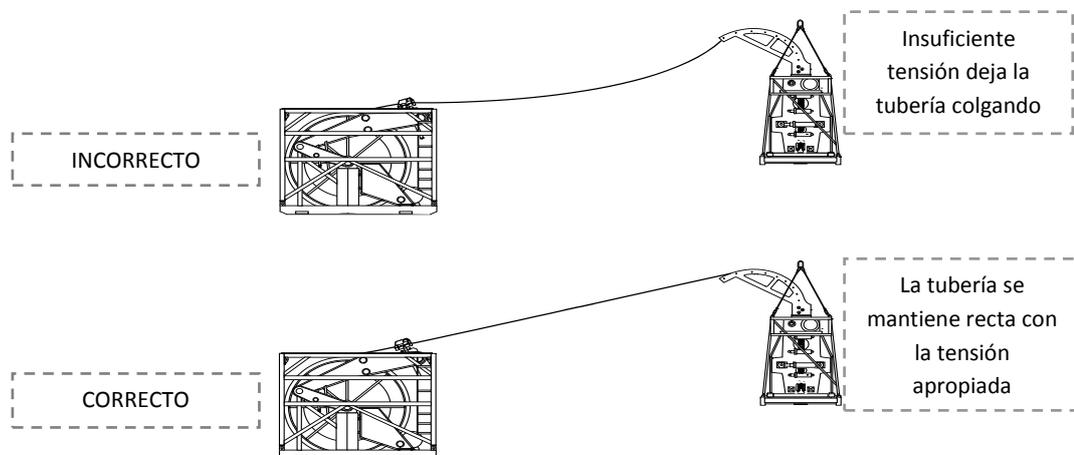


Figura 2.28. Tensión entre el carrete y el inyector del equipo de T.F.

La distancia del eje del carrete a la cama superior de la tubería puede tomarse como base para saber que tanto torque debe ser transmitido a la tensión de la tubería. Entre más grande esta distancia más torque es requerido para mantener constante la tensión.

2.8.3 Cabina de control

Contiene todos los controles e instrumentos de cada componente del equipo que interviene. La cabina se eleva durante las operaciones con un sistema de gatos neumáticos, para facilitar la visibilidad requerida y realizar la intervención con la máxima confiabilidad, efectividad y seguridad; al verificar las condiciones de los componentes externos: carrete, cabeza inyectora y de la operación en general, mediante la consola de control la cual se encuentra dentro de la cabina.

El conjunto de la consola esta completo con todos los controles e indicadores requeridos para operar y controlar todos los componentes que se hallan en uso y puede estar montado en un patín para uso costa fuera o permanentemente montado como ocurre con las unidades de tierra. La consola montada en un patín, puede estar colocada donde se le necesite en el sitio del pozo, según el deseo del operador.

Los motores del carrete y el inyector se operan desde el tablero de control, a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento y la velocidad de operación de la tubería. También están ubicados en la consola, los sistemas de control que regulan la cadena de transporte, el conjunto del estopero y varios componentes para el control del pozo.

Integrada para operar todos los componentes del equipo adicional a la instrumentación propia de la cabina, contara con el equipo de cómputo, electrónico necesario para registrar en tiempo real y almacenar en memoria como mínimo los siguientes parámetros:

- Presión interna de la tubería.
- Presión en el espacio anular tubería flexible/tubería de producción.
- Gasto y presión de circulación.
- Peso y esfuerzo de tensión de la tubería flexible.
- Velocidad de introducción o extracción de la tubería flexible.
- Profundidad de operación de la tubería flexible.
- Esfuerzos y cargas axiales a lo largo de la tubería en los viajes de la tubería al pozo.
- Esfuerzos o cargas sinusoidales y helicoidales.
- Manómetros para indicar las condiciones de todos los sistemas del equipo y pozo.
- Presión del pozo.
- Válvulas de control.
- Freno del carrete.
- Sistemas para el control de enrollamiento en el carrete de la tubería, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería.
- Control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores (BOP).
- Paro automático de emergencia.
- Control de la unidad de potencia.
- Equipo electrónico.

- Presiones hidráulicas del sistema de control de pozo.
- Presión hidráulica de la contra presión del carrete.
- Presión hidráulica del sistema motriz del inyector.
- Presión hidráulica del estopero.
- Presión de operación del inyector de tubería y dirección.
- Arranque y parada del grupo motriz o fuente de poder.

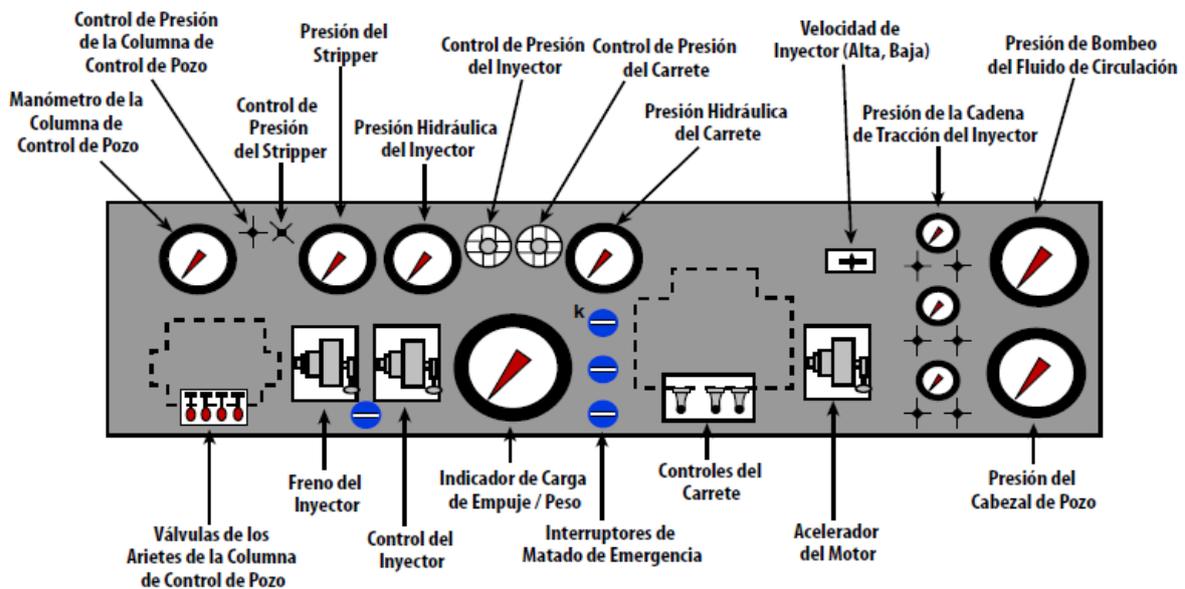


Figura 2.29. Cabina y panel de control, muestra los controles del equipo de T.F.

2.8.4 Cabeza inyectora

La cabeza inyectora es un sistema mecánico que proporciona la fuerza de reacción y la estabilidad necesaria para introducir y sacar la sarta de forma continua, diseñada para tres funciones básicas:

- Proporciona la confianza para introducir la tubería al pozo en contra de la presión o para superar la fricción de las paredes del pozo.
- Controlar la velocidad de entrada de la tubería en el pozo.
- Soportar el peso de la tubería suspendida y cuando es acelerada a velocidades de operación cuando se extrae del pozo.

La tubería puede correrse con el extremo descubierto o puede ser utilizada para transportar herramientas hacia el fondo del pozo.

Mecanismo de empuje

La cabeza inyectora manipula la sarta de T.F., mediante el mecanismo de empuje, el cual consiste de dos cadenas de tracción, conducidas por un aro dentado impulsado por motores hidráulicos contra rotativos. Estas cadenas se fabrican fijando el block silla (agarre), el cual se monta entre los eslabones de la cadena y se maquina para ajustar la circunferencia, de la sarta de T.F. Los blocks silla, se forzan hacia la tubería por una serie de rodillos de compresión, activados hidráulicamente aplicando la fuerza requerida para establecer el sistema de fricción conductor.

Funciones de la cabeza inyectora:

- Introducir y recuperar la T.F.
- Guiar la T.F. al carrete y cabeza inyectora.
- Proveer el empuje requerido para insertar la tubería dentro del pozo contra la presión o para vencer la fricción del pozo. La tubería puede ser insertada mientras se la corre a extremo abierto, o usada para llevar hacia el interior del pozo herramientas y dispositivos sujetos en el extremo de la T.F.
- Controlar la velocidad de descenso de la tubería dentro del pozo, bajo varias condiciones de pozo.
- Soportar todo el peso de la tubería y acelerada a la velocidad de operación, cuando se esté extrayendo fuera del pozo.

La cabeza inyectora provee la fuerza reactiva y estabilidad para insertar o remover la T.F. del pozo. La carga que la cabeza inyectora debe soportar es igual a la diferencia entre la fuerza vertical producida por la presión del pozo y el peso de la tubería suspendida.

Los componentes principales de la cabeza inyectora son los siguientes:

- Cuello de ganso
- Motores hidráulicos
- Cadenas
- Indicador de peso.

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

Radio	Diámetro de tubería
50"	$\frac{3}{4}$ "-1"
72"	1 $\frac{1}{4}$ " - 2"
90"	2" - 2 $\frac{3}{8}$ "
120"	3 $\frac{1}{2}$ "-4 $\frac{1}{2}$ " - 6 $\frac{5}{8}$ "

Tabla 2.5. Radio del cuello de ganso, tomando en cuenta el diámetro de la T.F.

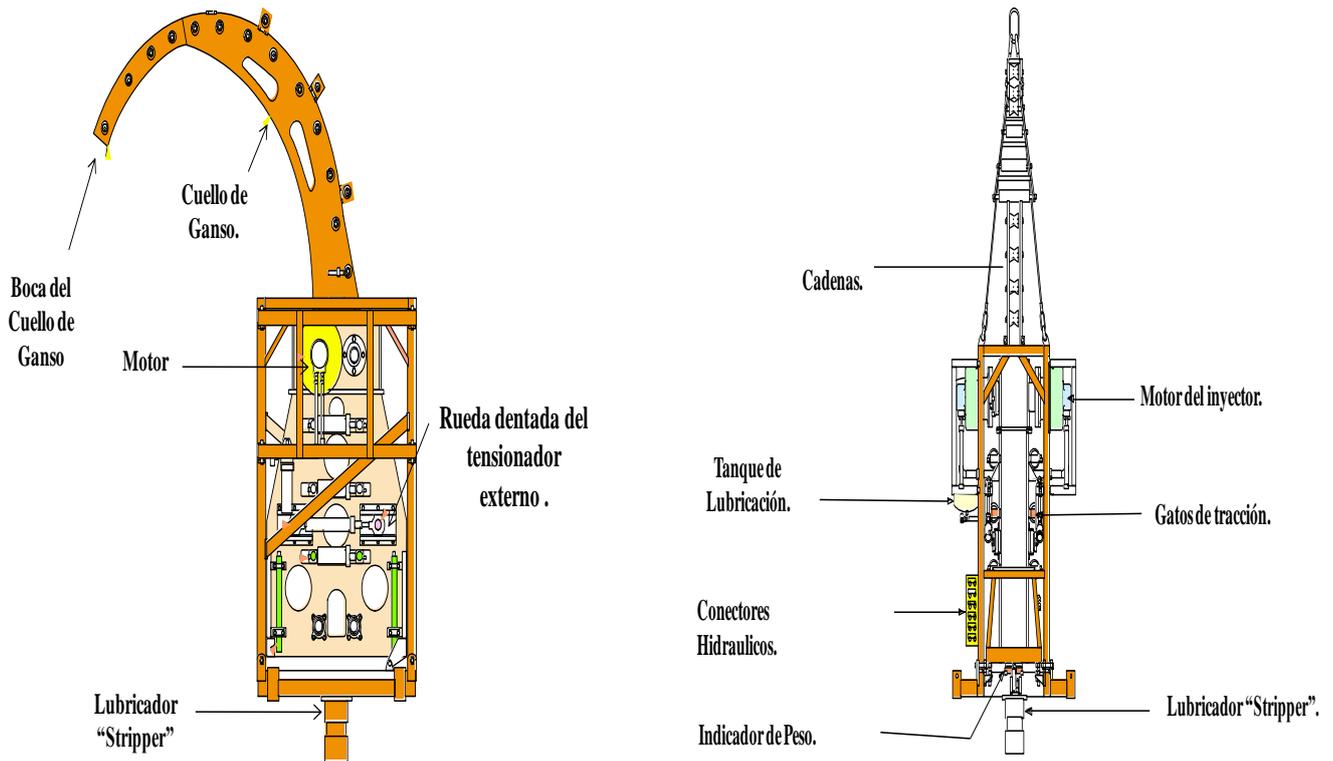


Figura 2.30. Cabeza inyectora, muestra cada una de las partes que la componen.

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

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

Motores hidráulicos: Suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas.

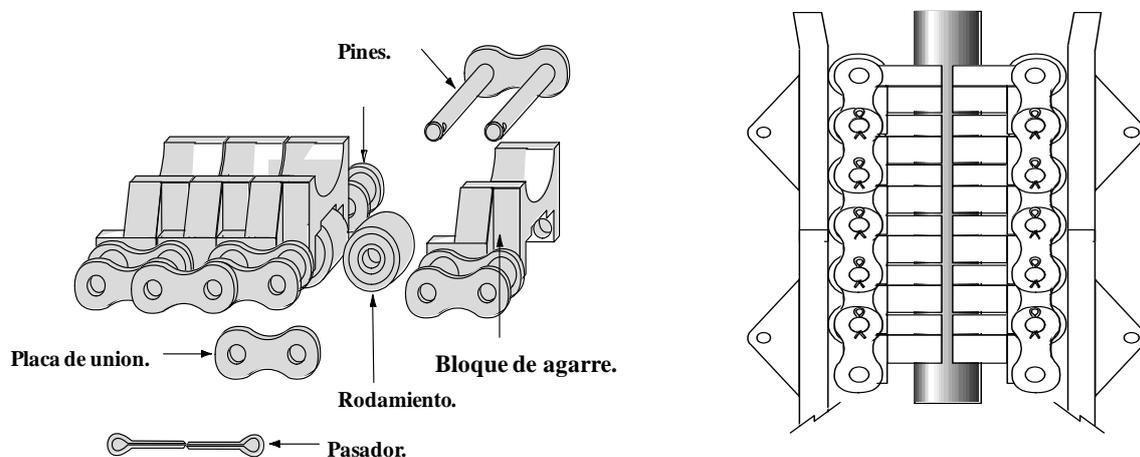


Figura 2.31. Configuración de las cadenas.

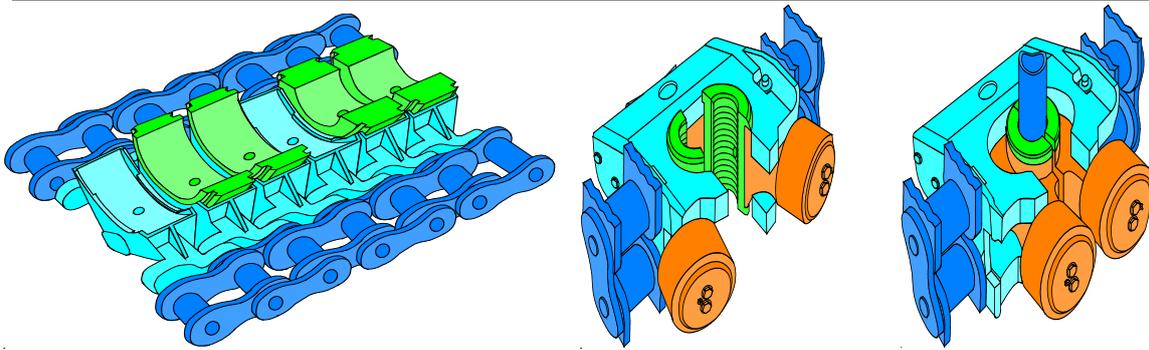


Figura 2.32. Blocks de agarre de la tubería flexible.

Indicador de Peso: Este dispositivo opera hidráulica y/o electrónicamente. El indicador de peso está localizado en la base de la cabeza inyectora. Este mecanismo está conectado al panel de control de operaciones, para verificar el peso de la tubería y la fuerza necesaria para sacar la tubería del pozo. Proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora.

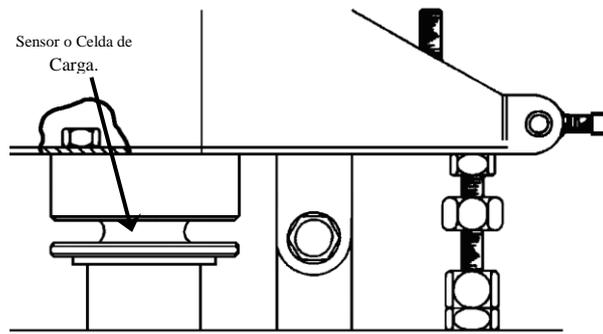


Figura 2.33. Indicador de peso.

Soporte estructural: La cabeza inyectora puede estar apoyada sobre la cabeza del pozo de dos maneras, la primera es mediante una grúa y la segunda es con un marco de acero elevado hidráulicamente, comúnmente llamado gato de pie.

En equipos donde existe superficie disponible y no hay obstrucción por la altura (plataformas), es recomendable que la cabeza inyectora esta soportada por un gato de pie.

2.8.5 Equipo para el control de pozo

El conjunto de preventores proporciona un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. La configuración de los rams del preventor y el puerto de matar; facilitan las operaciones de control. El conjunto de preventores está equipado con cuatro juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas, o sobre la mesa rotaria de equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través del circuito hidráulico y de un acumulador neumático.

Preventores: Su función es proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. El sistema de preventores se debe utilizar en cada operación de servicio. Está equipado de arriba hacia abajo, con arietes ciegos, arietes de corte de tubería, arietes de cuñas y arietes anulares.

El sistema de preventores es una parte de importancia crítica en la unidad de tubería flexible, está compuesto por el conjunto de estopero y los arietes operados hidráulicamente, especificados para una presión mínima de trabajo de 10,000 psi.

Sin embargo muchas de las antiguas unidades de T.F. están todavía equipadas con columnas cuádruples de preventores de reventones para 5,000 psi. Existen también equipos disponibles de preventores de alta presión, que tienen una presión de trabajo de 15,000 psi.

La configuración de los rams del preventor y el puerto de matar, facilitan las operaciones de control en diferentes situaciones, el más común es de 3” de diámetro interior, para presiones de trabajo de 10,000 psi y resistente al ácido sulfhídrico.

Para cierres de emergencia los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams que permiten el control del pozo, o bien pueden ser cerrados manualmente, los arietes hidráulicamente operados en la columna de preventores necesitan efectuar cuatro funciones:

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

La columna de T.F. más común es la columna cuádruple. Un juego compacto de arietes múltiples permite facilidad de armado y de mantenimiento. El ariete cuádruple es muy popular y permite alojar arietes ciegos, arietes de corte de tubería, arietes de cuñas y arietes anulares.

Los preventores se colocan debajo del conjunto del estopero. El conjunto estándar para un arreglo de cuatro arietes para tubería flexible es el siguiente:

- Primer juego: arietes ciegos.
- Segundo juego: ariete cortador.
- Tercer juego: arietes de cuñas.
- Cuarto juego: arietes de tubería.

El preventor cuádruple tiene la siguiente configuración:

- **Arietes ciegos:** Están diseñados para efectuar un sello total del pozo cuando no hay tubería dentro del preventor, el sellado de los arietes ciegos ocurre cuando los elementos de elastómero dentro de los arietes se comprimen el uno contra el otro. Se utilizan para efectuar un sello total en el pozo en el preventor cuando no hay tubería flexible, o al perder el control del pozo el sello se logra con los elementos de elastómero en los arietes y son comprimidos uno contra otro.
- **Arietes de corte:** Cierra y corta la tubería, cortan o parten la T.F. si la tubería se traba dentro de la columna de preventores, a medida que se cierran las hojas de corte sobre la T.F., las fuerzas impartidas mecánicamente llevan el cuerpo del tubo a la falla. Las hojas de corte se deben dimensionar de acuerdo a la tubería en uso, para dar un corte en circunferencia. Se utilizan para cortar mecánicamente la T.F., en caso de que se atore abajo del conjunto de preventores y cuando sea necesario cortarla.

- **Arietes de cuñas:** Utilizados para sujetar la tubería sin dañarla. Están equipados con dientes unidireccionales que se mueven en contra de la tubería flexible cuando se activan y soportan su peso. Estos pueden utilizarse para asegurar la T.F. cuando se cierran contra la misma y evitar movimiento en caso que se presente una alta presión que pudiera expulsarla.
- **Arietes anulares:** Están equipados con avanzados sellos de elastómeros que igualan el diámetro externo específico de la tubería flexible en uso. Cuando se cierran contra la tubería estos arietes aíslan la presión del espacio anular, debajo de los arietes.
- **Válvula igualadora:** Permite igualar la presión en el interior del preventor para abrir los rams.
- **Puerto de matar:** Se ubica en la parte media del cuerpo del preventor, y permite bombear fluidos para el control del pozo.

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

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

La ventaja de combinar las funciones de los rams es reducir altura y peso, en el sistema de preventores. El más común es de 4 $\frac{1}{16}$ " para presiones de trabajo de 10,000 lb/pg² y resistentes al ácido sulfhídrico.

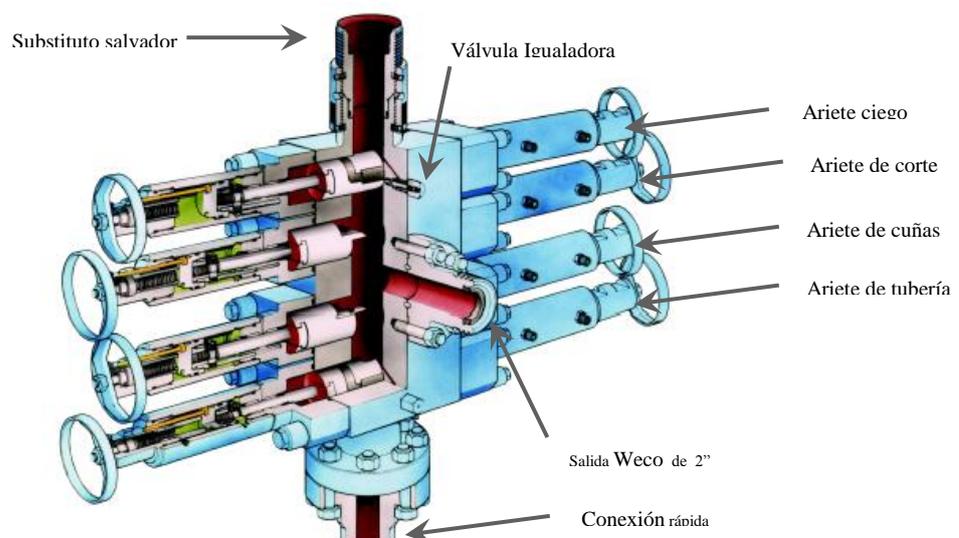


Figura 2.34. Se muestra un corte transversal, mostrando la ubicación de los arietes en una columna cuádruple.

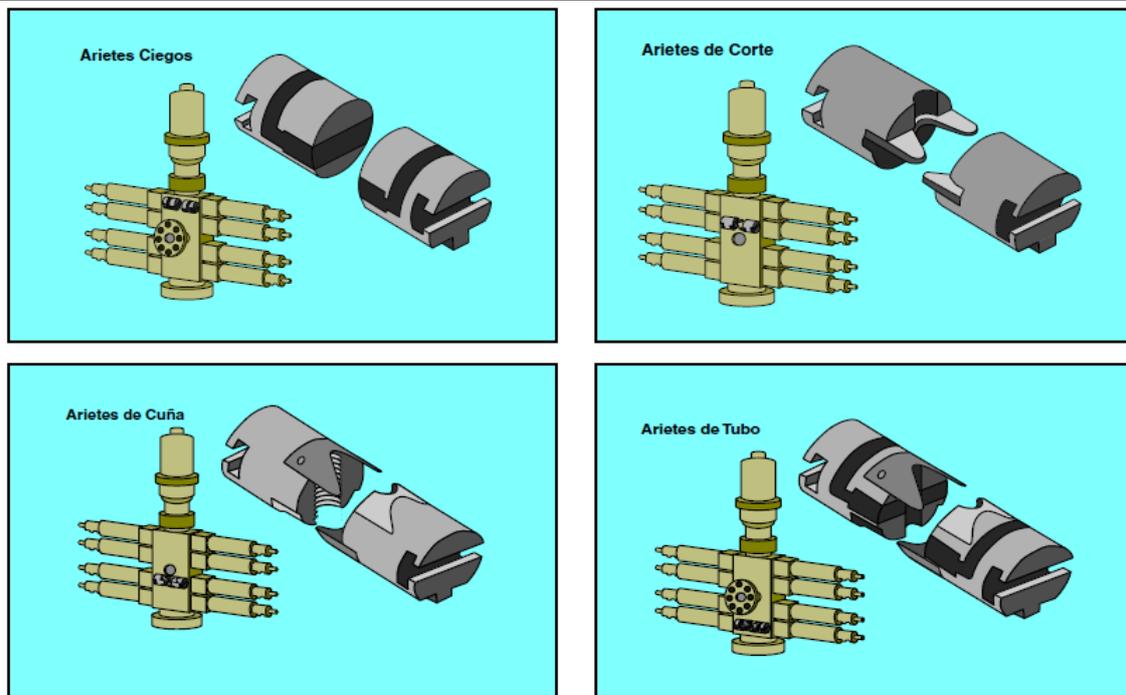


Figura 2.35. Configuración de los arietes, se muestra el arreglo de cada uno de los arietes de acuerdo a sus partes accionadas, para tener un medio de control de las presiones del pozo durante una operación.

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

El estopero está localizado en la parte inferior de la cabeza inyectora, su rango de trabajo es de 10,000–15,000 psi y es resistente al ácido sulfhídrico.

El estopero está diseñado para proveer el sello de presión firme o empaque alrededor de la T.F., cuando se lo corre dentro del pozo o cuando se lo extrae se logra energizando los insertos empaquetadores del estopero forzándolos contra la tubería.

La fuerza energizadora se aplica y se controla hidráulicamente desde la cabina del operador.

Funciones del estopero:

- Mantiene una barrera primaria contra la presión del pozo y fluidos.
- Asegura y alinea la cabeza inyectora con el equipo de presión y control del pozo.
- Da un soporte a la T.F. entre las cadenas de la cabeza inyectora y el sello del estopero.

Se coloca un energizador o pistón hidráulico debajo de los elementos de sello, forzando hidráulicamente hacia arriba hasta que haga contacto con los elementos de sello. Los elementos de sello del estopero pueden ser un elemento único circular, o dos elementos semicirculares de elastómero que se unen en el espacio cilíndrico interior del cuerpo del estopero y rodean la sarta de trabajo.

El estopero usa un elastómero alrededor de la tubería, el cual sirve para controlar el pozo en el espacio anular fuera de la TF cuando la tubería se encuentra en movimiento o estacionada.



Figura 2.36. De izquierda a derecha: se muestra el cuerpo del estopero y el elastómero.

2.8.6 Equipo auxiliar

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

Grúa de maniobras: Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de T.F.

El principio de funcionamiento está basado en la activación de pistones hidráulicos (gatos), con brazos de palanca (telescópicos), que permiten girar y ajustar la longitud requerida para realizar las maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento. Esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo.

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

Unidad de inyección de nitrógeno: Es una unidad con la que cuenta el equipo que bombea el nitrógeno para el desarrollo de trabajos a pozos en donde se requiera este servicio.

2.9 Cálculos para trabajos con T.F.

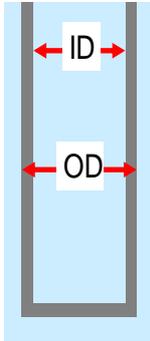
En los últimos años se ha incrementado el uso de la tubería flexible en las operaciones de pozos, es por ello que los fabricantes se han preocupado por desarrollar equipos con mayor capacidad en base a cálculos realizados en campo, se han demandado equipos que sean capaces de realizar la actividad a realizar en el menor tiempo y reduciendo costos.

Los cálculos básicos para T.F. se realizan para, determina la velocidad anular para los diferentes gastos que dependen de la geometría del pozo y diámetros de tubería flexible, las presiones y fuerzas aplicadas en la tubería; esto con el propósito de realizar adecuadamente las operaciones.

Volumen de la T.F.

$$\text{Volúmen (bbls)} = A(\text{in}^2) * \text{longitud de tubería}(\text{ft}) * \text{factor de conversión} \dots\dots\dots[2.16]$$

$$\text{Volúmen(bbls)} = ID^2(\text{in}) * 0.0009714 * \text{longitud de la tubería}(\text{ft}) \dots\dots\dots[2.17]$$



Donde D el diámetro interno/externo en pulgadas (Para que el factor de conversión pueda aplicarse).

Por qué emplear el factor de conversión “0.0009714”

$$V = \frac{\pi}{4} * ID^2 * \text{longitud de la tubería}$$

$$\frac{V}{L} \left(\frac{\text{bbls}}{\text{ft}} \right) = \frac{\pi}{4} * ID^2(\text{in}^2) * \left(\frac{\text{ft}^2}{144\text{in}^2} \right) * \left(0.1781 \frac{\text{bbls}}{\text{ft}^3} \right)$$

$$\frac{V}{L} \left(\frac{\text{bbls}}{\text{ft}} \right) = \frac{\pi}{4} * ID^2 * \left(\frac{1}{144} \right) * \left(0.1781 \frac{\text{bbls}}{\text{ft}} \right)$$

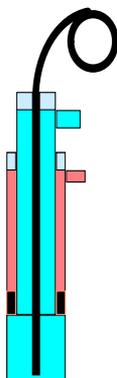
$$\frac{V}{L} \left(\frac{\text{bbls}}{\text{ft}} \right) = \frac{\pi}{4} * ID^2 * \left(\frac{0.1781}{144} \right) * \left(\frac{\text{bbls}}{\text{ft}} \right)$$

$$\text{Volúmen(bbls)} = ID^2 * 0.0009714 * \left(\frac{\text{bbls}}{\text{ft}} \right) * \text{longitud de la tubería (ft)}$$

$$\text{Volúmen(bbls)} = ID^2(\text{in}) * 0.0009714 * \text{longitud de la tubería}(\text{ft})$$

Capacidad de la T.F.

$$V = (ID^2 * 0.0009714) * \text{longitud de la tubería (ft)} \dots\dots\dots[2.18]$$



Cuál es la capacidad de una tubería flexible QT-1000 con una longitud de 14,500 ft con un espesor de 0.188 y un diámetro externo de 1.75 pulgadas?

$$V = (1.374^2 * 0.0009714) * 14,500 = 27 \text{ (barriles)}$$

Volumen anular

$$Vol_{anular} = [(ID^2 - OD^2) * 0.0009714] * longitud\ de\ la\ tubería\ (ft).....[2.19]$$

Cuál es el volumen anular a la profundidad de 9,950 ft, para una tubería flexible QT-800 de 2 pulgadas de diámetro externo con un espesor de 0.156, la cual se encuentra adentro de una tubería de revestimiento de 4 ½ pulgadas de diámetro exterior, 11.6 lb/ft J-55?

$$Vol_{anular} = [(4^2 - 2^2) * 0.0009714] * 9,950 = 116\ (barriles)$$

Nitrógeno requerido para vaciar el carrete de T.F.

$$N_2 = Capacidad\ de\ la\ tubería * 1,000.....[2.20]$$

Cuanto nitrógeno (gas) será necesario para “purgar” 14,500 ft de T.F. de 1.75 pulgadas, QT-1,000 con un espesor de 0.188?

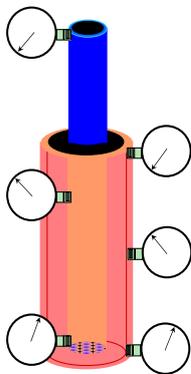
Primero se calcula la capacidad de la tubería flexible:

$$V = (1.374^2 * 0.0009714) * 14,500 = 27\ (barriles)$$

Una vez calculada la capacidad de la tubería se calcula el nitrógeno requerido para vaciar el carrete de tubería flexible:

$$N_2 = 27 * 1,000 = 27,000\ (scfn) = 764.64\ (m^3)$$

Presión hidrostática



Es la presión ejercida por una columna de fluido sobre las paredes y el fondo del elemento que la contiene. La presión hidrostática es función de la densidad promedio de un fluido y la profundidad vertical de la columna en un punto determinado.

Presión es definida como la fuerza por unidad de área ejercida sobre una superficie, la presión se aplica en todas las direcciones, cuando se están solucionando problemas petroleros, hay dos tipos de presión para considerar: aplicada y presión hidrostática.

Presión aplicada es debido al bombeo o significados similares, la presión aplicada es sentida a través del sistema igualmente.

La presión hidrostática es la presión del fluido debido al peso del fluido arriba de este. Ambos, gases y líquidos ejercen presión hidrostática.

La presión hidrostática está presente en todos los puntos debajo de la superficie del fluido, pero diferente presión aplicada ya que no es constante. La presión hidrostática en un punto depende de la densidad del fluido y la profundidad.

Para cálculos con tubería flexible se calcula mediante:

$$P_{hid}(Psi) = \rho_{fluido} \left(\frac{lb}{gal}\right) * 0.05195 * profundidad\ vetical\ (ft).....[2.21]$$

$$P_{hid}(Psi) = \rho_{fluido} \left(\frac{gr}{cm^3}\right) * 1.42 * profundidad\ vertical\ (m.).....[2.22]$$

Por que emplear el factor de conversión 0.05195:

$$\frac{lb * ft}{gal} * \left(\frac{7.48055 gal}{1 ft^3} \right) = 7.48055 \left(\frac{lb}{ft^2} \right) * \left(\frac{1 ft^2}{144 in^2} \right) = 0.05195 \left(\frac{lb}{in^2} \right)$$

Lo mismo se realiza para el factor de conversión 1.42 para convertir las unidades empleadas a lb/in².

Cuál es la presión hidrostática en un pozo que tiene un lodo de emulsión inversa de 15.73 (lb/gal), con una profundidad vertical de 6,700 ft?

$$P_{hid} = 15.73 \left(\frac{lb}{gal} \right) * 0.05195 * 6,700(ft) = 5475.0625 (Psi)$$

Presión de Fondo (BHP)

$$BHP = presión del pozo + presión hidrostática.....[2.23]$$

Cuál es la presión de fondo de un pozo, el cual se encuentra con presión en cabeza de 2,200 (psi). Y se tiene fluido de una densidad de 9.6 (lb/gal), esto a una profundidad de 11,200 ft?

$$BHP = 2,200 + \left[9.6 \left(\frac{lb}{gal} \right) * 0.05195 * 11,200(ft) \right] = 7,785.664 (psi)$$

Velocidad Anular para la T.F.

Para operaciones de tubería flexible, es importante calcular la velocidad del fluido viajando en el espacio anular entre la sarta de T.F. y el tubular.

$$V_{anular} = \frac{GPM * 24.51}{(ID_{T.P.O.T.R.}^2 - OD_{T.F.}^2)}.....[2.24]$$

Cuál es al velocidad anular para una T.F. QT-800 de 2 pulgadas de diámetro exterior y un espesor de 0.156, la cual está dentro de una tubería de revestimiento de 4.5 pulgadas diámetro exterior, 11.6 lb/ft, J-55, esto a un gasto de 84 GPM?

$$V_{anular} = \frac{84 * 24.51}{4^2 - 2^2} = 171.57 \left(\frac{ft}{min} \right) = 52.11 \left(\frac{m}{min} \right)$$

Diámetro interno de la T.F.

$$ID = OD - (2 * Espesor de pared).....[2.25]$$

Cuál es el ID de una tubería QT-800 de 2 pulgadas de diámetro externo, con un espesor de pared de 0.156?

$$ID = 2 - (2 * 0.156) = 1.688 (pulgadas)$$

Área transversal de la T.F.

$$A = \frac{\pi}{4} * (OD^2 - ID^2).....[2.26]$$

Cuál es el área transversal de una tubería flexible QT-900 de 1.5 pulgadas de diámetro exterior con un espesor de pared de 0.125?

$$A = \frac{\pi}{4} * (1.5^2 - 1.25^2) = 0.54 \text{ (in}^2\text{)}$$

Peso de la T.F. (en aire)

$$W_{tubería} = [(OD^2 - ID^2) * 2.6703] * profundidad \text{ (ft)} \dots\dots\dots [2.27]$$

Cuál es el peso en el aire de una tubería flexible QT-800 de 1.75 pulgadas de diámetro exterior, con un espesor de pared de 0.188 con una longitud de 8,500 ft (dentro del pozo)?

$$W_{tubería} = [(1.75^2 - 1.374^2) * 2.6703] * 8,500 = 26,661 \text{ (libras)}$$

Factor de flotación

$$Factor_{flotación} = \frac{65.447 - \rho_{fluido} \left(\frac{lb}{gal}\right)}{65.447 \left(\frac{lb}{gal}\right) \rightarrow \text{densidad del metal en } \frac{lb}{gal}} \dots\dots\dots [2.28]$$

Cuál es el factor de flotación de un fluido con una densidad de 8.4 lb/gal?

$$Factor_{flotación} = \frac{65.447 - 8.4}{65.447} = 0.8717$$

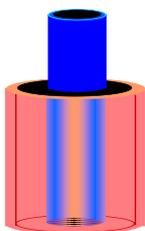
Peso de la T.F. (sumergida en fluido)

$$W_{tubería} = \text{peso de la tubería en el aire} * \text{factor de flotación} \dots\dots\dots [2.29]$$

Cuál es el peso de una tubería flexible QT-800 de 1.75 pulgadas con un espesor de 0.188 y una longitud de 8,500 ft (dentro de pozo), la cual se encuentra sumergida en un fluido cuya densidad es de 8.4 lb/gal?

$$W_{tubería} = (26,661 \text{ libras} * 0.8717) = 23,240 \text{ (libras)}$$

Fuerza de flotación

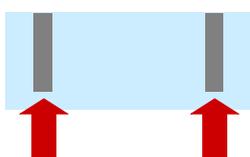


Es la fuerza hacia arriba actuando sobre un objeto colocado en un fluido, la fuerza de flotación es igual a el peso del fluido desplazado por el objeto. Un objeto inmerso en un fluido experimentara una fuerza de empuje igual al peso del fluido desplazado.

$$F_{flotación} = \text{Volúmen del fluido desplazado por la T.F.} * \rho_{fluido} \text{ en el pozo} \dots\dots [2.30]$$

Calcular la fuerza de flotación para los siguientes casos:

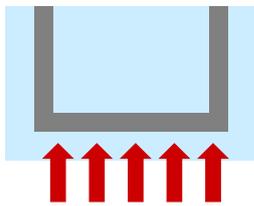
Se tiene una sarta de tubería flexible de 1.5 pulgadas de diámetro, 0.109 pulgadas de espesor (sin válvula check), la tubería se encuentra llena de agua a 3,490 ft en un pozo lleno de agua.



$$F_{flotación} = [(1.5^2 - 1.282^2) \text{ (in}^2\text{)} * (0.0009714)] * 3,490 \text{ (ft)} * 42 \left(\frac{gal}{bbt}\right) * 8.34 \left(\frac{lb}{gal}\right)$$

$$F_{flotación} = 720.20 \text{ (lb}_f\text{)}$$

Se tiene una sarta de T.F. de 1.5 pulgadas de diámetro, 0.109 pulgadas de espesor (con válvula check), la tubería se encuentra llena de agua a 3,490 ft en un pozo lleno de agua. Fuerza de flotación actuando sobre toda el área seccional de la T.F.



$$F_{flotación} = [(1.5^2)(in^2) * (0.0009714)] * 3,490(ft) * 42 \left(\frac{gal}{bbl}\right) * 8.34 \left(\frac{lb}{gal}\right)$$

$$F_{flotación} = 2,672 (lb_f)$$

Conclusiones

Los cálculos de campo presentados tienen la finalidad de ayudar a determinar parámetros clave de los cálculos realizados en los trabajos con T.F., esto con el propósito de realizar adecuadamente las operaciones.

CAPÍTULO 3. APLICACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE EN TRABAJOS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

La tecnología de tubería flexible es una tecnología incipiente y una de las áreas de crecimiento más rápido de la perforación petrolera. Presenta beneficios tanto prácticos como económicos, con un aumento en la eficiencia de la tubería flexible, donde índices de penetración de 250 metros por hora son comunes. Así mismo, las bocas de pozo permanecen más estables, ya que la velocidad de penetración es consistente y no está sujeta a los problemas asociados con el inicio y paro de la circulación cuando se realizan conexiones.

La tecnología de equipo de perforación con T.F. no sólo permite la perforación sino que también permite la perforación en condiciones más cambiantes. Se reducen los riesgos de daño a la formación, ya que se evitan fugas de fluidos, por medio del uso de técnicas de perforación bajo balance. Esta tecnología permite que se logre la perforación de manera segura y efectiva en pozos verticales, desviados u horizontales.

Originalmente desarrollados como un medio para la limpieza de pozos, los equipos de perforación con tubería flexible, se han convertido en una tecnología con una amplia gama de usos en campos petroleros. En 1991, se realizó en Medicine Hat, Alberta, el primer intento de perforar con tubería flexible, usando equipos adaptados para otros usos. Aunque se demostró las posibilidades de perforación con tubería flexible, otras partes de la operación no fueron efectivas y se abandonó el proyecto.

En 1995 se realizaron otros intentos similares de perforar con tubería flexible, sin embargo no se había fabricado a la fecha un equipo específicamente diseñado para la perforación con tubería de diámetro grande.

En 1997, Foremost recibió el encargo de desarrollar una flotilla única de perforación con T.F. para satisfacer las necesidades específicas de la perforación. Los primeros equipos con T.F. fueron puestos en servicio en 1999 y facilitaron inmediatamente el mejoramiento de la producción. Para el año 2002, Foremost ya estaba suministrando servicios de diseño y construcción para otras compañías de perforación, avanzando así la tecnología con equipos de perforación con T.F.

3.1 Introducción a la perforación con T.F.

La perforación con T.F. ha despertado un importante interés dentro de la Industria Petrolera en los últimos años, con la particularidad de salir y entrar rápidamente cuando se encuentra bajo presión, la T.F. es una promesa como alternativa, para disminuir costos a la perforación convencional cuando se emplea bajo condiciones apropiadas.

Roy H. Cullen desarrolló un sistema de perforación basado en una sarta de perforación continua en 1964. La sarta de perforación flexible se construyó a partir de elementos de múltiples cables tensados de diámetro externo de $2 \frac{5}{8}$ pulgadas.

La sarta de perforación fue accionada por un inyector hidráulico con bloques sujetadores. El sistema se empleó para perforar un agujero de prueba de $4 \frac{1}{2}$ pulgadas a través de 300 metros. La velocidad de penetración reportada fue de 5 a 10 pies/hora.

El Instituto Francés del Petróleo (IFP) desarrollo otro sistema donde empleo sartas flexibles de diámetro de 2 ½, 3 y 5 pulgadas de diámetro exterior, las cuales incluían varios conductores eléctricos. Se emplearon motores eléctricos y turbinas para hacer rotar a la barrena. El inyector fue operado hidráulica o eléctricamente. El sistema del IFP se puede emplear para perforar agujeros de 6 ⅝ a 12 ¼ pulgadas a profundidades de 1,000 metros. Para el año de 1965, se logro perforar más de 6,000 metros de profundidad con este sistema.

La compañía Flex Tube Service, desarrollo otro sistema a mediados de 1970, el cual usaba una tubería continua de 2 ⅜ pulgadas de diámetro, los empleaba para pozos de gas poco profundos. Ellos fueron los primeros en desarrollar y emplear tubería flexible de aluminio, la velocidad de penetración fue comparable con los equipos convencionales.

La gran parte de las operaciones de perforación con tubería flexible se han realizado como parte de su aplicación en trabajos superficiales, tales como remoción de incrustaciones o cemento e inducciones. En fechas recientes se ha utilizado para perforar pozos horizontales o verticales ya abiertos o exploratorios.

La perforación con T.F. no es un concepto nuevo; sin embargo, los avances recientes tanto en la tecnología de perforación como en la industria de la T.F., han significado un aumento en los rangos de profundidad y capacidad de control direccional en estos sistemas.

3.1.1 Ventajas de perforar con T.F.

Las diversas ventajas que se presentan al emplear tubería flexible para perforar, es lo que ha permitido a la industria desarrollarse.

- La reducción de costos de las operaciones con T.F., muchos de los ahorros derivados al emplear T.F., se originan en el tamaño pequeño del equipo y su automatización, así como el ahorro relacionado con operaciones en agujero reducido. Otros costos tales como tiempo de perforación, movilización, tamaño de la localización, preparación y consumibles, son frecuentemente menos del 50% de los costos con equipos convencionales.
- Las operaciones de perforación de pozos con T.F. ocupan menos superficie que la mayoría de los equipos convencionales, debido a que el área de un sistema con T.F. es menor (aproximadamente menor del 50% del convencional). Los costos en varias categorías pueden ser significativamente reducidos con un sistema de agujero reducido.
- El tiempo de viaje de la sarta de perforación se reduce, la tubería continua elimina la necesidad de las conexiones de la sarta de perforación, esto reduce los tiempos de viaje e incrementa la seguridad. Muchos accidentes en los equipos de piso e incidentes ocurren cuando la perforación se detiene para hacer una conexión.
- La T.F. permite circulación continua, una unión giratoria instalada sobre el eje del carrete de la tubería permite la circulación del fluido con facilidad a través de la tubería mientras viaja. Este diseño simplifica las técnicas de control del pozo y ayuda a mantener en buenas condiciones al agujero. La circulación continua también permite la perforación continua.

- La T.F. no tiene uniones, existen varios beneficios al eliminar las uniones de las herramientas con la sarta de perforación de tubería flexible. Entre ellas se encuentra que no se genera derramamiento de lodo mientras se hacen las uniones, elimina el ruido del equipo que maneja el tubo e incrementa la seguridad en el equipo y personal de piso.

3.1.2 Desventajas de perforar con T.F.

Existen algunas desventajas en el uso de la tubería flexible al emplearla como sarta de perforación. Algunas de las desventajas son manejables con los nuevos desarrollos y herramientas, algunas otras se presentan como limitantes que definen al final si la aplicación es rentable o no.

- La T.F. no puede ser rotada, los motores de fondo son componentes caros y se requieren cuando se perfora con T.F., por consecuencia, la perforación por secciones es el único modo de operación, la cual resulta en una pérdida por mayor fricción y un peso sobre la barrena reducido.
- Los ensambles de fondo BHA deben correrse para secciones de agujero rectos y para secciones construidas a un cierto ángulo, la orientación de la herramienta en la parte baja del pozo se requiere para dar dirección a la barrena a lo largo de la trayectoria diseñada del pozo cuando se trata de perforación direccional. Sin embargo las herramientas de orientación para T.F. son caras.
- La perforación con tubería flexible está limitada a agujeros de tamaño pequeño, el diámetro externo de la T.F. y la capacidad de torque, imponen límites en el tamaño del agujero que se puede perforar. Actualmente, el agujero perforado más grande es de 6 $\frac{1}{8}$ pulgadas. Pero la mayoría de los trabajos realizados se hacen con tubería de 1 $\frac{1}{4}$ o 2 pulgadas. Tubería de diámetro más grande se encuentra disponible, solo que la falta de equipos con la capacidad de correr estas tuberías, impide que se utilice con esos diámetros, además de las dificultades logísticas de trabajar con carretes de mayor diámetro.
- La perforación con T.F. se limita a pozos someros, se presentan limitaciones en la profundidad, debido a las restricciones de peso y tamaño de los carretes y del tráiler que los transporta, más que por la resistencia mecánica de la tubería en sí. Mientras mayor sea el diámetro externo de la tubería, es menor a longitud que se puede transportar. Actualmente el trabajo está encaminado a desarrollar conectores de tubería que se usen para unir dos o más carretes de tubería en la localización del pozo, sin poner en riesgo la resistencia mecánica ni la vida útil de la tubería.
- Los equipos de T.F. no pueden correr o jalar tuberías de revestimiento o terminación. Comúnmente se emplean equipos de perforación y de diseño para perforar y terminar un pozo convencional.
- Las operaciones de perforación y re-entrada emplean un equipo de servicio para preparar el pozo, otro para perforar el agujero nuevo y un equipo para la terminación y para poner a producir al pozo, debido a la capacidad de carga del equipo de tubería flexible.
- La vida de la tubería flexible en las operaciones de perforación no está bien definida, la perforación puede someter a la T.F. a condiciones de cargas anormales, encontradas en operaciones en el agujero en algunos casos. Las primeras aplicaciones en campo de la tubería flexible tuvieron problemas con el aseguramiento de la tubería por invasión de gas en el pozo.

La tubería estuvo sujeta a grandes esfuerzos lo que provocó que la pared del tubo se dañara al tratar de forzarla dentro del agujero con irregularidades.

Las técnicas para maximizar la vida útil de la sarta de perforación de tubería flexible, incluyen: evitar bombear fluidos corrosivos a través de ella, minimizar el contenido de sólidos en el lodo, usando técnicas que minimicen el número de deformaciones plásticas para cualquier sección de tubería.

3.1.3 Límites de uso de la tubería flexible en operaciones de perforación

Las limitantes más comunes para la perforación con tecnología de T.F. se basan en la capacidad del equipo, en las limitaciones mecánicas de la tubería, en el peso de la tubería, el límite de transporte, los límites de vida útil de la tubería, límites en la hidráulica, entre otros.

En la siguiente tabla se muestra la capacidad y peso de la tubería flexible, cabe mencionar que existen más tuberías disponibles en el mercado espesores de pared mayores y con mayor capacidad que las que se presentan.

Diámetro (pg)	Espesor de pared (pg)	Peso (lb/ft)	Tensión Máxima (lb)	Torque Máximo de Trabajo Permisible (ft *lb)	Presión Máxima de Trabajo Permisible (psi)	Diámetro de carrete (pg)
2.500	0.156	2.24	32,000	1,044	7,700	76
1.750	0.156	2.66	37,900	1,484	6,700	76
2.000	0.156	3.07	43,900	2,002	5,900	84
2.375	0.156	3.70	78,100	2,926	5,300	84
2.875	0.156	4.53	95,000	4,431	4,400	96

Tabla 3.1. Peso y capacidades de la T.F.

A continuación se hace la comparación de las dimensiones y propiedades mecánicas de las sarts de perforación convencionales las cuales se comparan con las de tubería flexible.

	T.F.	Drill pipe	T.F.	Drill pipe	T.F.	Drill pipe
Diámetro exterior nominal (pg)	2.375	2.375	2.875	2.875	3.50	3.50
Junta (pg)	ninguno	3.37	Ninguno	4.126	ninguno	4.75
Diámetro nominal interior (pg)	1.969	1.995	2.495	2.441	3.12	2.992
Espesor de pared (pg)	0.203	0.192	0.19	0.217	0.19	0.254
Peso (lb/ft)	4.71	4.85	5.46	6.85	6.73	9.50
Esfuerzo de cedencia	96.9	97.7	106.7	130.1	131.4	194

Tabla 3.2. Comparación de propiedades de la tubería flexible y tubería de perforación por tramos.

La longitud máxima de una sarta de T.F. basada en los pesos permitidos para los carretes muestra que el tamaño del carrete es la limitación más fuerte para el diámetro externo de la tubería. Un tráiler de tubería flexible puede cargar hasta 40,000 lb de tubería. Las limitaciones de longitud se pueden superar al conectar o soldar varios carretes de tubería en el lugar del trabajo. Sin embargo, el costo de este tipo de soluciones las cuales requieren carretes más grandes de los permitidos, no se justifican.

La longitud máxima manejable para sartas de T.F. para perforación depende de la fortaleza del material. Para una sarta la longitud manejable al 80% de su esfuerzo de cedencia en campo está dada por la siguiente ecuación:

$$D = \frac{\sigma_y}{4.245 - 0.0625 * W_m} \dots\dots\dots [3.1]$$

Donde:

D: 80% de la longitud manejable en campo (ft).

σ_y : Esfuerzo de cedencia (psi).

W_m : Densidad del fluido de formación (lb/gal).

Efectuando un ejemplo tenemos una tubería de 70,000 psi en lodo de 8.6 lb/gal alcanzara el 80% de su resistencia a tan solo 19,000 ft. Los ensambles de fondo (BHA) para perforación de pozos desviados con T.F. son diseñados con base en el peso permisible en las secciones verticales para proporcionar el peso sobre barrena necesario. En las secciones verticales del agujero, el peso máximo permitido se alcanza después de que se llega al pandeo helicoidal. Las fuerzas generadas por fricción en secciones o etapas revestidas también reducen la efectividad del peso sobre barrena. Todos los ensambles de fondo (BHA) son de 60 ft de longitud.

La fatiga en la vida útil de la tubería flexible es otro factor importante a considerar para las operaciones de perforación. Los diámetros de tubería mayores y altas presiones implican altos gastos de fluido, que a su vez implican tiempos de vida de la tubería cortos. Por ejemplo los datos al 65% de presión de trabajo máxima permisible, muestran que los diámetros mayores de T.F. tiene una vida útil significativamente menor a las de 1 ½ y 1 ¾ de pulgadas.

Los limitantes hidráulicos deben ser considerados para la perforación con tubería flexible. Los gastos de circulación deben ser suficientes para proveer la velocidad necesaria para acarrear los recortes fuera del agujero. La disminución de la presión a través de la sarta de T.F. y en espacio anular incrementa significativamente los gastos de circulación. Otro factor es que el gasto máximo para el motor de fondo puede mejorar los gastos de circulación.

3.2 Perforación con T.F. en agujero descubierto.

El gran impulso del desarrollo de la perforación con tubería flexible es sorprendente debido a la necesidad de reducir costos en la perforación. Las aplicaciones recientes han incluido la perforación de varias secciones en agujero descubierto horizontal y vertical.

Para formaciones duras se espera emplear barrenas de diamante, pesos efectivos sobre barrena pequeños, altas velocidades de rotación (rpm), además, se puede esperar en el pozo ritmos de penetración de 5 a 60 pies/hora. Los motores de fondo de alto rendimiento son factibles en esta aplicación.

Uno de los factores que más preocupa en el empleo de la T.F. en la sarta de perforación, ha sido que tan derecho resulta en agujero. El temor de que resulten agujeros sinuosos debido a la falta de collares de perforación en la sarta de perforación con tubería flexible, por qué la investigación ha demostrado que la rectitud del agujero no se afecta significativamente por el diseño del BHA, sino que, es el resultado del pandeo de la sarta de perforación causado por el gran peso sobre la barrena. Ya que se requiere un peso pequeño en la barrena con un sistema de T.F., la tendencia de desviarse puede ser mayor que para un sistema convencional.

El uso del equipo convencional se emplea para perforar la mayor parte del pozo y solo se usa la T.F. en la perforación de zonas críticas como: perforación dentro y bajo de zonas de baja circulación, perforación bajo balance a través del intervalo productor. En la mayoría de los casos un BHA se emplea con unos cuantos collares de perforación para proporcionan el peso sobre barrena necesario y el pandeo se minimiza por que el punto neutral es en el BHA y la sarta de tubería se mantiene en tensión.

La perforación direccional (horizontal o desviada) se realiza con tubería flexible después de que se corta una ventana en la tubería de revestimiento y se corre un sistema de inspección en la parte baja del pozo.

Los sistemas MWD (midiendo mientras se perfora) se pueden emplear en estos casos. Estas herramientas proporcionan al operador datos actualizados que describen la inclinación y ángulo azimutal de los pozos.

3.3 Perforación con tubería flexible.

La perforación desarrollada con tubería flexible se puede dividir en dos categorías las cuales consisten de pozos direccionales y no direccionales. Cada categoría puede subdividirse en perforación sobre balance y bajo balance. Cada categoría tiene su importancia debido a las herramientas y equipo seleccionado para desarrollar estas operaciones.

Las herramientas de fondo del agujero empleadas en cada categoría son completamente diferentes. En la perforación direccional se requiere el empleo de un mecanismo de orientación para controlar la trayectoria del pozo en una direccional particular ya establecida. Los pozos no direccionales usan un conjunto de perforación más convencional con el empleo de un motor de fondo. Estos dos tipos de pozos tienen la limitante de la profundidad y la dimensión del pozo, las cuales se ven afectadas por:

- Capacidad del carrete.
- Logística de transportación.
- Profundidades de la tubería de revestimiento.
- Presiones de circulación.
- Peso en la barrena.
- Velocidad de flujo para limpieza del agujero.

Realizando una comparación de la capacidad de perforación convencional con la realizada con la T.F., la profundidad potencial del agujero y las dimensiones son reducidas significativamente para la perforación realizada con T.F. Estas limitaciones están basadas en la velocidad de flujo lograda a través de la tubería flexible y el peso disponible en la barrena (WOB). En pozos con ángulos los límites del peso en la barrena pueden ser superados con el empleo de tubos lastra-barrena. En pozos con ángulo mayor, el peso en la barrena está limitado a la capacidad de la cabeza inyectora en la superficie para introducir la tubería. Las dimensiones del agujero afectan tanto a la capacidad de acarrear recortes como el peso en la barrena. Puesto que la dimensión del agujero aumenta, la capacidad de acarreo de los recortes y el peso disminuye.

Un estudio realizado proporciona información la cual indica que la velocidad anular en la sección vertical es de 40 (ft/min) y un máximo de presión de bombeo de 4,000 (psi). Al exceder la presión de bombeo mencionada se reduce la vida de fatiga de la T.F. y excedería los límites de una bomba de lodo.

3.3.1 Pozos no direccionales

Los pozos no direccionales son definidos como un pozo en el cual la dirección, inclinación o azimut no es controlada por medio de herramientas de fondo del agujero. Solo que eso no implica que la trayectoria del pozo no presente inclinación o azimut, pero las herramientas empleadas para el control de estos factores no están en uso.

Debido a que muchos pozos no direccionales se han perforado con T.F., lo que presenta la mayor aplicación de perforación para la T.F. La mayoría de estos trabajos se realizaron en Canadá perforando pozos de gas someros. Estos pozos se perforaron desde la superficie, o justo bajo la tubería superficial de revestimiento, es una técnica de perforación con el uso de un motor de fondo. La mayoría de la profundidad perforada con tubería flexible ha sido con dimensiones de agujero inferiores a 7 pulgadas, pero las dimensiones de agujero arriba de 13 ¼ pulgadas han sido exitosamente perforadas.

Emplear lastra barrenas en pozos con ángulos bajos para controlar la estructura arriba de la inclinación y aplicar el peso en la barrena (WOB). El número de lastra barrenas dependerá de la facilidad de perforar la formación y de la combinación motor/barrena, pero en número está entre 2 y 10 lastra barrenas. La conexión de fondo (BHA) empleada en la perforación de pozos no direccionales se conforma de la siguiente manera:

- Conector de T.F.
- Válvula check.
- Junta desprendible.
- Lastra barrenas.
- Herramienta de levantamiento.
- Motor.
- Barrena.

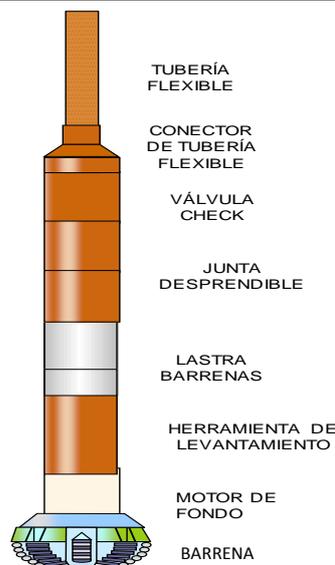


Figura 3.1. Componentes de la conexión de fondo (BHA), para perforación de pozos no direccionales.

3.3.2 Pozos direccionales

La perforación direccional está definida como cualquier pozo en el cual el azimut o inclinación es controlado mediante el empleo de herramientas de fondo para obtener una dirección programada del pozo.

Este tipo de pozos utilizan un mecanismo de orientación en la conexión de fondo del agujero (BHA) para poder controlar la trayectoria del pozo. Estos pozos tienen mayor complejidad debido a la conexión de fondo de agujero (BHA) y a los requerimientos de perforación. Estas aplicaciones de perforación son ejecutadas en pozos existentes para obtener nuevos objetivos en los yacimientos. Estos pozos pueden ser nuevos, extensiones, desviaciones del agujero a través de terminaciones existentes o desviaciones donde las terminaciones son reparadas.

El ensamble de la sarta de perforación está compuesta por: conector de tubería flexible, válvula check, , herramienta de orientación, motor de fondo y barrena.

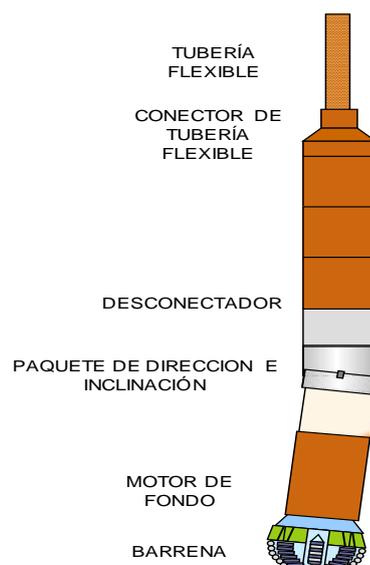


Figura 3.2. Componentes de la conexión de fondo (BHA), para perforación de pozos direccionales.

3.4 Trabajo de desvío de un pozo existente con T.F.

Un sistema de molienda al abrir una ventana en la TR mediante la perforación con tubería flexible para desviar un pozo existente se ha desarrollado en los últimos años. Esta tecnología tiene aplicaciones donde la ventana de salida está en la tubería de revestimiento con un diámetro mayor debajo de la tubería de producción. Sin embargo, muchas operaciones de re-entrada en la perforación con T.F. han ocurrido desde adentro de la tubería de producción o en pozos en donde la tubería de producción ha sido extraída. Existen tres métodos disponibles para desviar un pozo existente:

1. Retirar la tubería de producción para realizar el trabajo de desvío asistido por un desviador colocado en la tubería de revestimiento.
2. Realizar la ventana teniendo presente la tubería de producción bajando la herramienta de desvío a través de la tubería de producción.
3. Realizar la ventana de desvío a través de un agujero desarrollado en un tapón de cemento.

El método más común de desviación del agujero de un pozo existente es la colocación de un desviador bajado a través de la tubería de producción hasta la profundidad de desviación en la tubería de revestimiento para guiar la molienda hacia la dirección del nuevo pozo. La tecnología está disponible para ejecutar la desviación con la terminación removida o en el mismo lugar a través de la tubería.

1. Trabajo de desvío retirando la tubería de producción (Desviador convencional)

Si se presenta que la tubería de producción ha sido retirada, un desviador convencional puede ser colocado en la tubería de revestimiento para proporcionar el punto de desviación del agujero. La toma de la decisión de retirar la tubería de producción depende de la economía de la operación, la disponibilidad de un equipo apropiado, el tiempo requerido y la dimensión planeada del agujero para la desviación del mismo. La ausencia de restricciones con diámetros pequeños proporciona mayor espacio para poder bajar y operar las herramientas. Al manejar las operaciones de perforación con tubería flexible dentro de un pozo profundo hace la limpieza del agujero más difícil, se requieren altas velocidades de flujo de fluidos, reducir al máximo posible el peso sobre la barrena, debido a los límites más bajos de pandeo helicoidal crítico.

Moler la ventana

Se requiere de un motor de alto torque para la molienda de la venta, una gran selección de molinos están disponibles, dentro de los cuales se encuentran los molinos de velocidad con pequeños cortadores agresivos (mascador de metal) o también con grandes cortadores de carburo. La óptima selección de un molino para esta aplicación depende de un número de factores incluyendo la velocidad del motor y la capacidad de torque, tamaño de la T.F., y el desempeño de limpieza del agujero. La acción de corte más agresiva de un molino esta, en el motor que debe ser más poderoso, debe de ser resistente a la torsión y adecuado para los índices de flujo para limpiar el agujero.

La siguiente figura muestra un molino con cortadores agresivos “mascador de metal”.



Figura 3.3. Molino para perforar la ventana de re-entrada.

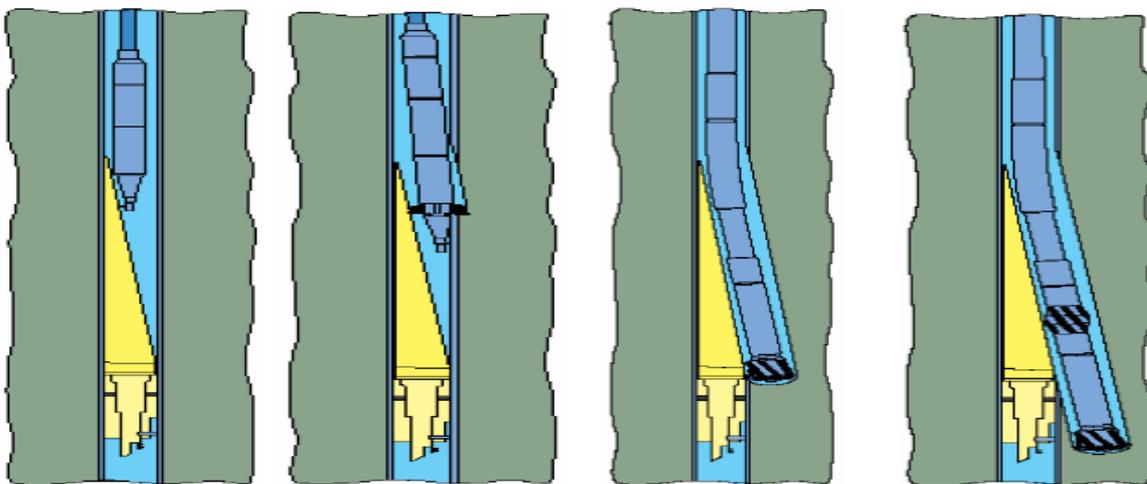


Figura 3.4. De izquierda a derecha: Corriendo y colocando el desviador con una herramienta de posicionamiento (1), comenzando la ventana (2), abriendo la ventana con un molino (3), ampliar y aplanar la ventana con un molino de peso(4).

2. Realizar la ventana y desviar teniendo presente la tubería de producción

Retirar la tubería de producción del pozo que se va a intervenir realizando perforación con tubería flexible es muy costoso, por lo que resulta de gran beneficio realizar ventanas de re-entradas en pozos activos sin tener que sacar la tubería de producción. A través de la perforación con T.F. puede ser la única alternativa para desviar un pozo cuando el equipo esta indispuesto. Además perforar a través de tubería de producción mejora la limpieza del agujero y permite mayor peso sobre la barrena. El procedimiento para moler la ventana es el mismo descrito en la sección anterior.

Este tipo de intervenciones aunque minimiza los costos de explotación con respecto al desarrollo del campo ya que se perfora a través de la tubería de producción, está limitado por los diámetros interiores del mismo aparejo, debido a la introducción de herramientas mecánicas que deberán trabajar en diámetros de tuberías de explotación localizadas abajo del aparejo de producción, por lo que el mínimo diámetro recomendado para estos trabajos es de 4 ½ pulgadas.

3. Desviando mediante un tapón de cemento

Aunque mejorado primeramente por medio de re-entradas a través de la tubería de producción, este método también funciona cuando la tubería de producción ha sido retirada. El objetivo de esta técnica es perforar direccionalmente a través del cemento en el punto de desvío deseado del agujero y señalar en la dirección correcta.

La compañía Arco explora esta técnica de moler la ventana para reingresar a pozos, aunque primeramente desarrollado por medio de reingresos a través de la tubería de producción, este método también funciona cuando la tubería de producción ha sido retirada.

Se coloca un tapón de cemento con un alto esfuerzo de compresión fijando la localización de la ventana. Después que el cemento ha fraguado adecuadamente, se perfora un agujero en el cemento mientras se mantiene un bajo peso en la barrena y la orientación en la dirección del pozo planeado.

Para los tres métodos de desvío descritos anteriormente se deben de seguir los siguientes pasos para preparar el pozo y realizar la re-entrada:

1. Matar el pozo.
2. Instalar el equipo de control de presión.
3. Probar el equipo de control de presión.
4. Correr un registro de ubicaciones del cuello de la tubería de producción y una herramienta de registros de rayos gamma por debajo de la perforación direccional (KOP) propuesta para suministrar tanto una correlación precisa de profundidad, como una selección de localización para colocar el desviador.
5. Cuando corremos el desviador sin ancla, se instalar un tapón de cemento en el punto de desviación para soportar al desviador hasta su cuña colocada contra la tubería de revestimiento. Si usa tapón de cemento, prepara la cima del tapón a la profundidad del punto de desviación.
6. Preparar las cuñas del desviador para encajar en el diámetro interno de la tubería de revestimiento.
7. Correr dentro del agujero con el desviador.
8. Una vez posicionado en la profundidad de la re-entrada se debe de cargar peso sobre el desviador para colocar las cuñas.
9. Bajar el molino para iniciar la ventana, al inicio el molino no perforar la formación eficientemente por lo que se espera que se perfore 50 centímetros de longitud con el primer molino.
10. Cambiar el molino inicial con un molino de ventana y un molino de peso sobre la unión giratoria, la propuesta del segundo molino es para ampliar la ventana y aplanar sus bordes.
11. Correr dentro del agujero hacia la ventana y colocar en el fondo, continuar moliendo hasta que el molino del peso haya salido de la ventana y haya perforado cerca de 1.5 metros de formación, hacer varios pasos a través de la ventana para asegurar que los bordes están parejos
12. Seguir el programa de perforación o instrucciones de la perforación direccional.

3.5 Profundizaciones y re-entradas convencionales.

Al referirse a profundización se estima la posibilidad de alcanzar yacimiento incrementando la profundidad del agujero alcanzando desplazamiento programados hacia objetivos establecidos en función del desarrollo del campo.

Una re-entrada convencional es la perforación vertical o direccional aprovechando un pozo ya perforado para explotar una formación inaccesible desde el pozo original. Por lo general la localización ha sido establecida más grande de lo requerido, ya que el conducto original fue perforado con un equipo convencional.

La ventaja que se tiene es la de incorporar nuevas zonas de producción, explorar nuevas formaciones, librar pescas complejas y convertir el pozos vertical en horizontal.

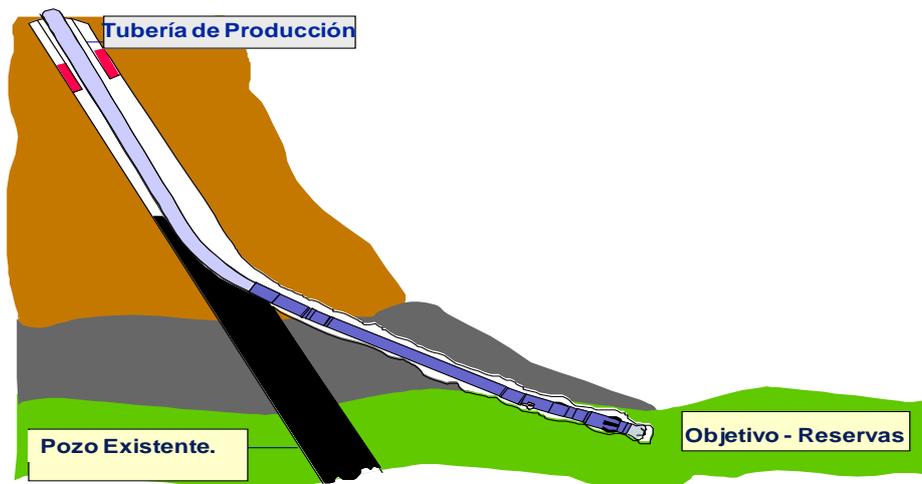


Figura 3.5. Re-entrada en pozos con tubería flexible.

Sarta de T.F.

Pozos nuevos y direccionales requieren tubería flexible mayor a 1.75 pulgadas de diámetro externo con un espesor de pared de al menos 0.156 pulgadas. El esfuerzo de cedencia del material de la T.F. deberá ser al menos de 80,000 psi. Para pozos verticales y profundos, la tubería flexible de 1.50 pulgadas es adecuada. Determinar el tamaño de la T.F., espesor de pared y el material requerido para un pozo dado se obtiene mediante los resultados de un simulador para tubería flexible como el MORPHEUS.

3.6 Consideraciones para el diseño de perforación con tubería flexible.

Para la perforación de pozos con la técnica de tubería flexible es necesario tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- **Diámetro del agujero:** Es posible perforar hasta diámetros máximos de 12 ¼ pulgadas haciendo notar que para agujeros mayores de 6 ¾ pulgadas se debe diseñar la sarta con motores adecuados en función del torque y de su hidráulica a fines con el diámetro y características de esfuerzo de T.F.
- **Profundidad:** La profundidad depende del diámetro del pozo y características de la formación, con respecto a pozos nuevos existen profundidades limitadas en cuanto a alcance entre 1,500 y 2,220 metros.

- **Limitaciones:** La tolerancia al torque de la T.F. limita el tamaño del motor, la presión de bombeo limita la profundidad del agujero en diámetros mayores a 4 $\frac{3}{4}$ pulgadas.
- **Diámetro de la T.F.:** Tubería flexible de 2 $\frac{3}{8}$ pulgadas de diámetro es recomendado para diámetros de agujero mayores de 6 $\frac{3}{4}$ pulgadas para 4 $\frac{3}{4}$ pulgadas cuando se desean realizar secciones más profundas de 1,500 metros.
- **Peso sobre barrena:** El peso sobre barrena empleado para mantener la penetración puede obtenerse mediante dos medios:
 - Perforación vertical o ligeramente desviada.
 - Perforación de pozos con alto ángulo de desviación u horizontales.

Para el primero caso los lastra-barrenas de perforación son empleados para proporcionar el peso, la tubería flexible se mantiene en tensión para asegurar una trayectoria estable. En el segundo caso cuando se perfora agujeros horizontales o con alto ángulo de desviación la T.F. es usada para proveer el peso necesario a la barrena.

El mínimo peso disponible recomendado sobre la barrena para la perforación con tubería flexible se muestra en la siguiente tabla:

Diámetro del agujero (pulgadas)	Mínimo peso sobre barrena recomendado (lb _f)
3 $\frac{3}{4}$ - 4	1,000
4 $\frac{1}{8}$ - 4 $\frac{3}{4}$	1,500
5 - 6 $\frac{1}{4}$	2,500

Tabla 3.3. Mínimo peso sobre la barrena para la perforación con T.F.

Fluidos para perforar con T.F.

Los fluidos que se utilizan para la perforación con tubería flexible, son los mismos que se utilizan para la perforación convencional, es decir, son lodos a base de polímeros y a base de salmueras libres de sólidos, también se pueden utilizar lodos base aceite, pero éstos no son recomendables debido a que dañan los sellos (elastómeros) del motor de fondo y el MWD.

Otro aspecto muy importante que debe tomarse en cuenta para la selección de los fluidos de perforación, es la presencia de lutitas o formaciones con alto contenido de arcillas, ya que estas son sensibles a la humectación y sufren hinchamiento al contacto con el agua, lo que ocasiona una reducción en el diámetro del agujero, y esto puede traer problemas, ya que puede quedar atrapada la tubería y por lo tanto se tendría que abandonar el pozo, pues las operaciones de pesca en estas condiciones son difíciles.

Al estar perforando con motores de fondo bajo el sistema de medición continua (MWD), los fluidos con alto contenido de sólidos ocasionan un deterioro en los sellos de estos equipos, por lo que se recomienda usar fluidos a base polímeros, aunque sean muy costosos, pero esto se compensa al evitar el número de viajes de la sarta para intercambiar de aparejo de fondo, que en comparación al emplear equipos deteriorados se ocasiona mayor inversión y perder el control de la dirección del pozo.

Un factor muy importante para la selección de los fluidos de perforación con T.F., es diseñar un fluido que provoque menos caídas de presión por fricción.

Cuando los fluidos pasan a través de conductos muy estrechos como lo es el caso de la T.F. y espacios anulares pequeños, estas caídas de presión son muy altas, por lo que para reducir estos efectos es necesario el empleo de programas de bombeo con poco gasto, a fin de evitar erosión derrumbes en las paredes del pozo por la turbulencia del flujo. La ausencia de rotación de la tubería flexible en la perforación con T.F. hace la limpieza del agujero más difícil en pozos horizontales.

Fluido para moler la ventana: El fluido para moler la ventana es un fluido a base de biopolímeros el cual es utilizado durante el proceso de salida de la TR, el biopolímero ayuda en la remoción de recortes y reduce las presiones de circulación.

El biopolímero puede contaminarse por la cantidad de cemento introducido en el sistema mientras se muele el agujero, los recortes y las limaduras de metal generados son pequeños y rápidamente transportados por el fluido. El metal que entra en el fluido de molienda puede dañar el equipo en la superficie y de fondo, para ayudar en la remoción de la limadura de metal durante las operaciones de molienda, el retorno del fluido es pasado sobre una serie de imanes y una temblorina.

Este mismo fluido se puede emplear durante la perforación de secciones horizontales ya que debido a las elevadas viscosidades y baja velocidad de corte proporcionan un transporte efectivo de recortes en la sección horizontal.

Lo más importante es que el enjarre de los sólidos es minimizado y se reducen las tendencias por pegadura diferencial, la pérdida de fluido es controlada por la penetración de filtrado viscoso dentro de la formación ya que el filtrado sostiene una presión diferencial entre el agujero y la formación.

Frecuentemente resulta una pegadura diferencial en las secciones horizontales y un nuevo sistema de fluido “Xhathana” es introducido al inicio de cada sección horizontal y se desecha el fluido utilizado en la sección de construcción, después de terminar la sección horizontal el sistema utilizado es almacenado para perforar la sección de construcción del siguiente pozo para reducir costos. El fluido “Xhatana” no se emplea durante la salida de la TR debido a que es susceptible a contaminarse con cemento.

El fluido Xhatana presenta presiones de circulación reducidas en comparación con los sistemas convencionales de fluido de perforación base agua. Esta reducción en las presiones mejora el ciclo de vida de la T.F., así como la hidráulica para el comportamiento del motor y la limpieza del agujero.

Se concluye que con la perforación de pozos con tubería flexible, es conveniente el diseño y uso de un fluido que cumpla eficazmente sus funciones, para optimizar la perforación.

3.7 Operaciones de Pesca.

Un trabajo de pesca se define como el conjunto de operaciones o procedimientos desarrollados dentro de un pozo, con el objetivo de remover o recuperar materiales, herramientas, tubería pegada, tubería rota, empacadores pegados, líneas de acero y otras pérdidas o fallas del equipo en el pozo que impiden o afectan el desarrollo secuencial durante la intervención del pozo.

El objetivo de una operación de pesca es ofrecer una alternativa viable de solución en la recuperación de pescados mediante la aplicación de la T.F., aprovechando sus cualidades.

Los trabajos de pesca son una parte importante dentro del proceso de planeación en operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos, para llevar a cabo estas operaciones, se cuenta con diversas herramientas y métodos que pueden ser aplicados a diferentes tipos de clases de pescados, dependiendo de sí el pescado está libre o pegado, además de considerar el área donde está ubicado el pescado, en agujero descubierto o en agujero entubado.

Un trabajo de pesca deberá ser una solución económica a un problema en el pozo, el éxito y la eficiencia de estas operaciones dependerá de tomar medidas inmediatas considerando la seguridad del agujero así como llevar a cabo las operaciones de una manera prudente y ordenada.

Clasificación de los trabajos de pesca	Desarrollo
Agujero descubierto	No hay tubería de revestimiento en el área de los pescados
Agujero entubado	El pescado está dentro de la tubería de revestimiento
A través de la tubería	Es necesario pescar a través de la restricción de un diámetro reducido de tubería

Tabla 3.4. Clasificación de los trabajos de pesca.

Ventajas

Una buena selección apropiada de la técnica y sarta de pesca, depende de la naturaleza y configuración del pez, estado mecánico del pozo y equipo superficial.

- La rigidez de la tubería permite el acceso en pozos de alto grado de desviación.
- Mayor resistencia a la tensión en comparación con equipos de línea y cable de acero.
- Permite circular o lavar el pez mientras se realiza la operación.
- Reducción del tiempo de la intervención.
- Permite la utilización de herramientas de molienda.

La capacidad de carga de la T.F. es de suma importancia ya que el éxito en muchas operaciones de pesca se relaciona directamente con la cantidad de fuerza que puede ser deliberada en el momento de la pesca. La capacidad de jalón de la T.F. es muy grande comparada con equipos de línea de acero y cable, lo cual depende de los siguientes factores:

1. Capacidad de carga de la tubería: La capacidad de carga axial de la tubería depende de algunas variables. Está relacionada a la cantidad de acero en el tubo para el mismo espesor de pared, un incremento en el diámetro exterior de la tubería flexible resulta en un incremento en la capacidad de carga. En algunos diámetros exteriores, un incremento en el espesor de pared, también resulta un incremento en la capacidad de carga.

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

Consideraciones de diseño para el uso de la T.F.

Las técnicas de pesca pueden ser clasificadas en ligeras y pesadas, en la siguiente tabla se muestra una comparación de acuerdo a la aplicación de varios equipos para realizar trabajos de pesca:

Ligeras. ←————→ Pesadas.

	Cable de acero	Tubería Flexible	Unidad Snubbing	Equipo de reparación
Pozo vivo.	✓	✓	✓	
Pozo desviado.		✓	✓	✓
Circulación.		✓	✓	✓
Rápida movilización.	✓	✓		
Rotación.		✓	✓	✓

Tabla 3.5. Consideraciones del empleo de tubería flexible.

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

Datos necesarios para el diseño de trabajos de pesca

Pez	Estado Mecánico del pozo	Sarta de pesca	Equipo superficial
Profundidad de la boca del pez	Desviaciones	Diagrama completo de la sarta de pesca con el pez	Diámetro interior y longitud del equipo de control de presión deberá ser compatible con el diámetro exterior de la sarta de pesca y pescado
Diámetro interior y exterior del pez	Diagrama del estado mecánico del pozo.	Diámetros de la sarta de pesca compatible con el diámetro interior del equipo superficial	
Longitud del pescado	Posibles restricciones	Diámetro del pez compatible con el equipo superficial	
Se encuentra pegado o libre	Profundidades		

Tabla 3.6. Datos necesarios para el diseño de trabajos de pesca.

Características del pez: Se deben de reportar los detalles precisos del pez y sus dimensiones ya que muchas herramientas de pesca solamente sujetan en un rango y tamaño limitado de acuerdo con los diámetros.

Condiciones del pez (libre o pegado): Generalmente el pez que se encuentra pegado para su recuperación se requiere de herramientas fuertes, y los que se encuentran libres su recuperación es un poco más fácil.

Estado Mecánico del pozo: Las restricciones contenidas en el pozo de determinaran por medio del estado mecánico del pozo, tomando en cuenta los diámetros exteriores de la sarta de pesca que podrán ser empleados. La remoción de material fino también se debe de considerar para tener una mejor valoración del drift existente. La geometría del agujero es considerado para determinar el jalón disponible en el pez.

Equipo requerido para ejecutar el trabajo de pesca: El equipo de tubería flexible deberá reunir las características de capacidad de tensión necesaria en la cabeza inyectora y en la tubería, los parámetros de profundidad y peso son críticos los cuales pueden ser adecuadamente monitoreados y registrados durante toda la operación de pesca. El control óptimo de la cabeza inyectora es necesario para obtener una buena operación de las herramientas de fondo.

Condiciones antes de realizar el trabajo de pesca: Antes de iniciar la operación de pesca se deberá de realizar algunas actividades como parte de los procedimientos, que tiene como finalidad la revisión del cuello de pesca, profundidad, posicionamiento dentro del pozo y realizar trabajos de pesca con la finalidad de incrementar el éxito de la operación tales como: confirmación de la boca del pez, limpieza del cuello, así mismo se deberá de contar con las herramientas adecuadas para el trabajo.

Sarta para realizar el trabajo de pesca: De acuerdo a la disponibilidad e historial del origen del pescado, determinara el pescante y herramientas para la ejecución de la operación, generalmente se emplea la siguiente sarta de pesca.

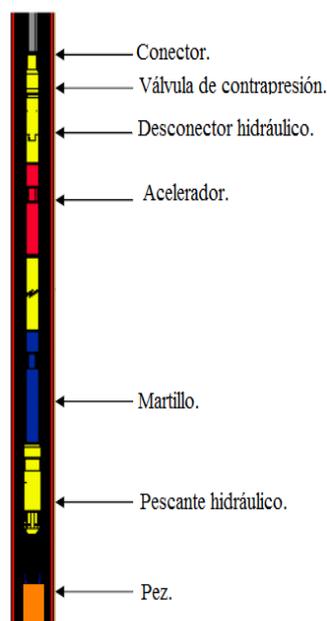


Figura 3.6. Sarta de trabajo de pesca con T.F.

Antes de iniciar la operación, se debe de realizar un diagrama completo de la sarta de pesca a emplear en el pozo, conteniendo datos de longitud de la sarta y de cada accesorio empleado, diámetros interiores y exteriores así como la aplicación del torque óptimo para cada accesorio de la sarta de pesca.

Ejecución de la operación de pesca

De acuerdo con la unidad de tubería flexible y las herramientas de fondo a emplear se deben de seguir los siguientes pasos para realizar el trabajo de pesca:

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

Herramientas y accesorios para operaciones de pesca

Existen diferentes tipos de herramientas de pesca. La herramienta a emplear depende del tipo de pescado en el agujero, si el pescado está pegado o libre y si esta en agujero entubado o en agujero descubierto. La mayoría de las herramientas de pesca están diseñadas para introducirse con tubería. Operan con rotación y movimientos recíprocos, o con una combinación de ambos. La manera como se atrapa o suelta un pescado, así como las condiciones de atrapamiento de estos, indicara que tipo de herramienta de pesca es adecuada emplear para su recuperación.

Herramienta de pesca de agarre externo: Son herramientas diseñadas para agarrar el pescado exteriormente. Su afianzamiento se basa en el mecanismo de cuñas que tiene en el interior del pescante. Se fabrican para ser operadas con rotación derecha o izquierda, se aplica en pescados sueltos o fijos.

Pescante de cuñas: Este pescante es la principal herramienta de agarre exterior y es el más popular de las herramientas de pesca. El pescante de cuñas se usa para engranar externamente, empaçar y jalar el pescado.

La mayoría de los pescantes de cuñas consiste en un tazón, una guía, una grapa o cuña, un control y un empacador. Cada una de las grapas es girada con cuñas o con garras con lo que se asegura la firme captura. Para emplear correctamente un pescante de cunas en un pescado, gire lentamente el pescante de cuñas mientras baja sobre el pescado (un pescante de cuñas no deberá caer sobre el pescado). La circulación se puede establecer para ayudar a limpiar el pescado y también para indicar cuando el pescante de cuñas esta sobre el objeto a capturar. Una vez que esto ha sido indicado por el aumento de la presión de bombeo, la bomba deberá ser detenida para evitar manifestaciones del pescante de cuñas fuera del pescado.

Herramientas de pesca para agarre interno: Están compuestos por arpones. Son herramientas que penetran en el interior del pescado y que cuentan con un mecanismo o diseño de agarre interior.

Los arpones se emplean para la captura de la parte interior de una tubería o de otro tipo de pescado tubular. En general, un arpón se utiliza cuando un pescante de cuñas no es adecuado. El arpón tiene un pequeño orificio interior que limita correr algunas herramientas a través de él para tareas de corte. Para el arpón es más difícil el trabajo que para el pescante de cuñas el poder empacar o sellar entre el pescado y la sarta de pesca es una operación difícil. Sin embargo, los arpones son más útiles que los pescantes de cuñas para algunos trabajos de pesca tales como sacar tuberías cortas de revestimiento o empacadores, tuberías de revestimiento pegadas.

El arpón es una herramienta versátil: Está se puede correr en la sarta por encima de la herramienta interior de corte, o en combinación con otras herramientas, ahorrando viajes dentro del pozo con la sarta de pesca. Las herramientas de molinos pueden ser corridos por debajo del arpón para abrir la tubería de manera que el arpón pueda entrar y sujetar.

El arpón se basa en los mismos principios que el pescante de cuñas. Las cuñas son para agarrar y capturar el exterior de la tubería que se está pescando.

Herramientas de vibración: Los percutores son herramientas de impacto empleadas para golpear fuertemente, sobre el pescado pegado. La mayoría de las sartas de pesca consisten en un percusor y martillo.

El martillo se usa casi exclusivamente como herramienta de impacto descendente. El martillo es empleado por encima de las herramientas de captura tales como pescantes de cuñas y los arpones.

Molinos: Las operaciones de molienda se emplean también en los trabajos de pesca, los molinos deben de diseñarse para trabajos específicos, para su operación se requiere de cierto torque, el diámetro del molino y del material que se va a moler, del ritmo de penetración y del peso sobre el molino. Un torque excesivo puede ocasionar daño en las juntas de la sarta de trabajo. Los molinos son construidos con una pieza de metal cubierta en el fondo con cortadores de diferentes materiales como carburo de tungsteno. La selección del molino depende del material que se va a moler.

Machuelos: Los machuelos son pescantes cónicos cuyo diámetro se reduce gradualmente desde la parte superior, se emplea para recuperar pescados huecos. El machuelo se corre dentro del pescado y se gira para cortar cuerda suficiente para proporcionar un firme agarre que permita jalar y recuperarlo. Los machuelos tiene un mayor rango de captura que lo pescantes de cuñas y los arpones.

La mayoría de los machuelos de piñón son frecuentemente usados para ser atornillados en el interior de los latrabarreas y tuberías de perforación que tienen las rocas dañadas, los machuelos siempre se deben de correr con un martillo ya que son considerados no liberables.

Evaluación del trabajo de pesca

En el desarrollo del trabajo de evaluación de una operación de pesca, hay varias posibilidades de consecuencias que pueden influir en las operaciones subsecuentes o el retorno a la producción.

En el caso de que un pez no sea posible recuperarlo, se debe hacer un análisis operativo y económico para determinar las acciones a tomar o los procedimientos que deben ser

cambiados para obtener un mejor resultado. Se debe de realizar un reporte de todas las actividades realizadas durante en trabajo de pesca.

3.8 Taponos de Cemento.

Otra de las aplicaciones que ofrece el equipo de tubería flexible, es la capacidad de bombear cemento a través de ella para efectuar diferentes operaciones de cementación tales como:

Los taponos colocados dentro de agujeros entubados se emplean para:

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

Los taponos en agujero descubierto se emplean para:

- Abandonar la parte inferior del pozo.
- Abandonar capas de formación indeseables.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Iniciar perforación direccional (por ejemplo: desviación por un pescado).

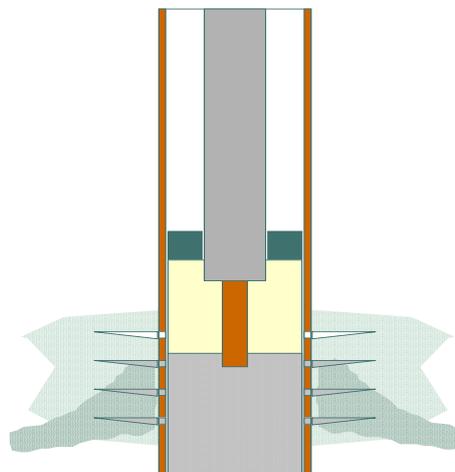


Figura 3.7. Taponamiento con tubería flexible.

Esta técnica de cementación no es nueva. La compañía Arco en Alaska fue pionera en el uso de la T.F. para operaciones de cementación forzada durante la reparación de un pozo en un campo de Prudhoe Bay en 1983.

El objetivo de la operación fue la economía en la reducción de costos de reparación en ambientes donde la movilización de equipos convencionales y costos de operación son altos.

Uno de los objetivos de más relevancia que se presenta en la colocación de un tapón por circulación, a través de la T.F., es la rápida definición de los intervalos de interés en un pozo exploratorio petrolero. Que sin necesidad de sacar el aparejo de producción, se van aislando los intervalos probados que resultan improductivos disparando y poniendo a producción el resto de los intervalos de interés.

En el caso de los pozos de reparación, los tapones de cemento por circulación a través de la tubería flexible son de vital importancia; puesto que la colocación de estos tapones, en muchos de los casos, no se requiere del movimiento de los equipos de reparación ni sacar el aparejo de producción. Abatiendo considerablemente los altos costos logísticos y de reparación del mismo. Estos tapones por circulación colocados a través de la T.F. varían desde 1, 1 ¼ y 1 ½ pulgadas de T.F.

El volumen de la lechada varía conforme a las características mecánicas del pozo, y así se tiene que se pueden colocar tapones con lechada desde 1 barril hasta mayores de 10 barriles, aumentando el grado de dificultad en la colocación de los mismos conforme se reduzca la distancia entre el intervalo por aislar y el intervalo objetivo por abrir a explotación.

Áreas de aplicación

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

Ventajas

Ventajas que se obtiene con el uso de la T.F. para la colocación de tapones de cemento son las siguientes:

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

Consideraciones para el diseño

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

- Objetivo de la operación (factibilidad del empleo de la T.F.).
- Registro de fatiga de la T.F. a emplear.
- Volúmenes de lechadas de cemento.
- Datos de pruebas de admisión.
- Altas presiones por fricción durante el bombeo del cemento.
- Control en la profundidad.
- Diseño y sistema de lechada.
- Diámetro y longitud de la sarta.

- Técnica de cementación.
- Profundidad, temperatura y tiempo de bombeo.

Información necesaria para realizar un taponamiento con T.F.

- Datos del estado mecánico del pozo: Diámetro de las tuberías, profundidad, desviación, grado de las tuberías.
- Datos de la formación: Temperatura de fondo, tipo de formación, presión de poro y presión de fractura.
- Datos de fluidos involucrados: Es indispensable conocer el tipo, reología, y densidad del lodo de perforación, de la lechada y de los fluidos lavadores y espaciadores. Se recomienda efectuar pruebas de compatibilidad cemento-lodo, lodo-fluido espaciador, y fluido espaciador-cemento, para evitar reacciones indeseables entre los fluidos.

Ejecución del servicio

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

Con el módulo de fuerzas de la tubería (TFM) del programa CoilCat se determinaran los parámetros de esfuerzos sometidos a la tubería flexible, durante la cementación para simular las condiciones de operación.

Control de la profundidad

Para operaciones con volúmenes pequeños de lechadas o de colocación precisa se requiere correlacionar la profundidad de la tubería, con alguna referencia mecánica del pozo mediante el uso de localizadores de juntas de T.P. o de nipples existentes en el aparejo o de algunos otros métodos.

Ensamble de fondo

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

Baches lavador y espaciador

Para prevenir la contaminación de la lechada se determinarán el uso de baches espaciadores con fluidos compatibles. Debido a que el lodo de perforación forma un enjarre en la formación y una película en la T.R. esto debe ser removido para permitir que el cemento entre en contacto y para evitar la contaminación del cemento con el lodo o fluido de control se emplean los baches lavadores y espaciadores.

Se programan en función del tipo de cementación o taponamiento por efectuar, tipo de lodo, y características de la formación. Normalmente se bombea un frente lavador y un frente espaciador con el propósito de lavar y acarrear los recortes de formación remanentes.

Bache lavador: El frente lavador es un fluido que por lo general es agua con surfactante que dependerá de la base del lodo y densidad cercana a 1.0 gr/cm^3 , su función principal es la de remover el enjarre de la formación y la costra formada en el exterior de la T.R. Es el primero que se bombea y está en contacto con el lodo.

Bache espaciador: El frente espaciador es viscoso, la densidad de este frente espaciador debe estar entre la densidad del lodo y la del cemento. Se bombea atrás del bache lavador y es el que estará en contacto con el cemento. Si el gradiente de fractura de la formación lo permite, se recomienda que la densidad del fluido espaciador sea 0.06 gr/cm^3 mayor a la del lodo.

Resistencia a la compresión: Se debe verificar el desarrollo de la resistencia a la compresión del tapón de cemento en 8, 12 y 24 horas de permanecer en reposo a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo. Las mejores lechadas para esta aplicación son las de agua reducida y alta densidad (por arriba de 2.16 gr/cm^3); se pueden obtener esfuerzos compresivos de hasta 8,500 psi, en contraste con las de 5,000 psi de una lechada de 1.95 gr/cm^3 .

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

Procedimiento general de colocación

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

El tapón balanceado es la técnica más común y consiste en colocar un volumen de cemento en un intervalo predeterminado. Los cálculos deben realizarse con exactitud para evitar la contaminación del cemento con el lodo de perforación.

Cuando la diferencia de densidades entre el cemento y el lodo de perforación es considerable, se recomienda colocar antes del cemento un tapón de un bache viscoso con una densidad entre la del lodo y el cemento, la colocación de un tapón de cemento en un pozo se realiza de la siguiente manera:

- a) Colocar la tubería flexible en la base del tapón programado y circular.
- b) Preparar y bombear lavador-espaciador-lechada.
- c) Con la tubería estática sacar el primer bache espaciador con el objetivo de evitar la contaminación de la lechada de cemento con el lodo y balancear el tapón. Previamente el operador de la tubería flexible deberá practicar la velocidad de ascenso de la tubería para igualar con el gasto y volumen de lechada establecido por el diseño. Esta velocidad se puede calcular como:

$$V_{T.F.} = Q * H \dots\dots\dots [3.2]$$

Donde:

$V_{T.F.}$: Velocidad de ascenso de la tubería flexible

Q: Gasto de bombeo del cemento y espaciador.

H: Altura del cemento en la T.R.

V: Volumen de lechada de cemento.

Nota: Se elaborará cédula de bombeo para el desplazamiento de la lechada.

Los volúmenes de los baches lavador y espaciador son tales que sus alturas en el anular y dentro de la tubería son las mismas. Se completa el desplazamiento con lodo de control hasta la profundidad de la cima calculada del tapón. Es práctica común parar el bombeo de 1 o 2 barriles antes de completar el volumen total de desplazamiento. Esto se hace con el propósito de dejar el nivel de cemento dentro de la tubería un poco arriba del nivel del cemento en el anular, debido a que aumenta la posibilidad de que el cemento que cae de la tubería lo haga a la misma velocidad en ambos lados y propicie así que se balancee el tapón.

Además esto ayuda a evitar que el cemento permanezca dentro de la tubería al momento de la extracción de ésta y se contamine con el fluido de control.

Los volúmenes de los baches lavadores y espaciadores deberán cubrir al menos 50 metros cada uno, de manera que las longitudes que cubran también sean iguales tanto en el espacio anular como en el interior de la sarta de trabajo.

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

e) Al término del desplazamiento de la lechada la punta de la T.F. deberá encontrarse en la cima de tapón de cemento. Continuar levantando la tubería para sacar el segundo bache desplazador de la sarta (figura 3.8).

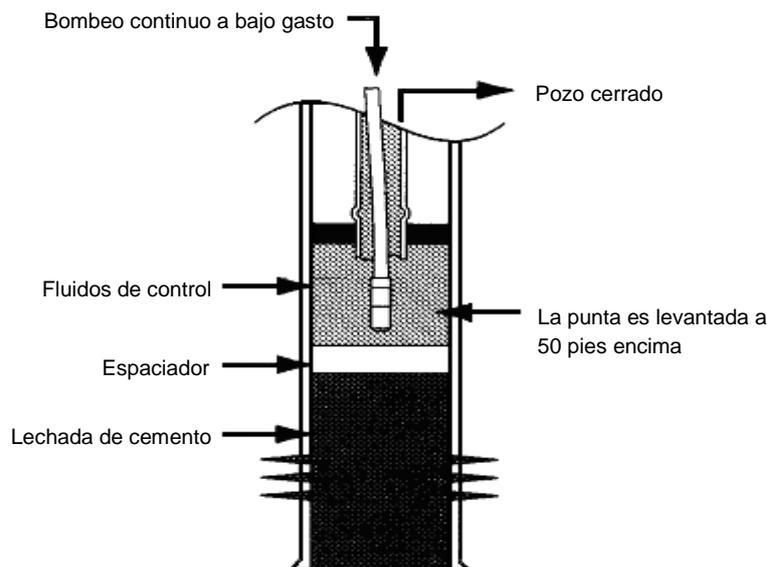


Figura 3.8. Trabajo de taponamiento con tubería flexible.

f) Recuperar la tubería y cerrar el pozo el tiempo estimado para desarrollar su esfuerzo compresivo; esperar fraguado.

g) En caso de efectuar una cementación forzada, levantar la tubería, si es posible hasta la T.P., cerrar preventores e iniciar la inyección del cemento hasta alcanzar presión final como se muestra en la figura 3.9.

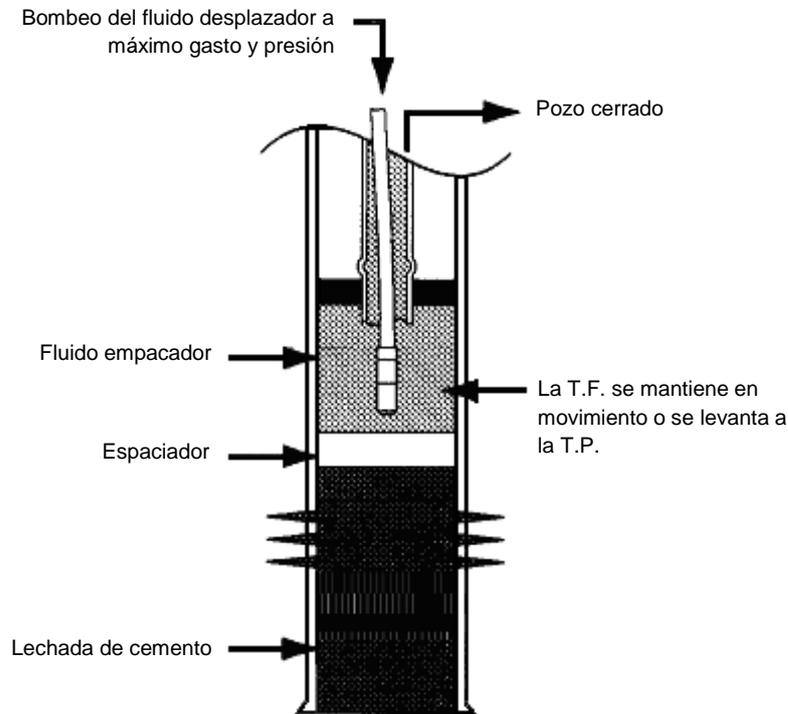


Figura 3.9. Proceso de cementación forzada con T.F.

h) Abrir pozo estrangulado y circular manteniendo presión positiva sobre la presión final alcanzada. Bajar la tubería flexible con máxima presión y gasto para la remoción del cemento excedente. Reducir el gasto al pasar por la zona tratada para no dañar los nodos formados. Circular manteniendo la presión de gasto y bombeo positiva.

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

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

Uso de la T.F. para colocar un tapón de cemento

Esta técnica se recomienda para aislar intervalos con condiciones similares a las consideradas con tubería de trabajos convencionales y se puede colocar enfrente o abajo del intervalo, con la diferencia de que están limitados a la presión de trabajo de la tubería flexible. Su empleo tiene la ventaja de no requerir recuperar el aparejo de producción.

La técnica consiste en bombear la lechada de cemento a través de la T.F., desplazándola hasta donde el nivel de cemento por el espacio anular sea igual que la del interior de la T.F. y deberá cubrir 30 metros arriba y 30 metros abajo del intervalo. La tubería flexible se deberá levantar lentamente por arriba de la lechada hasta una altura mínima de 400 metros para esperar el fraguado.

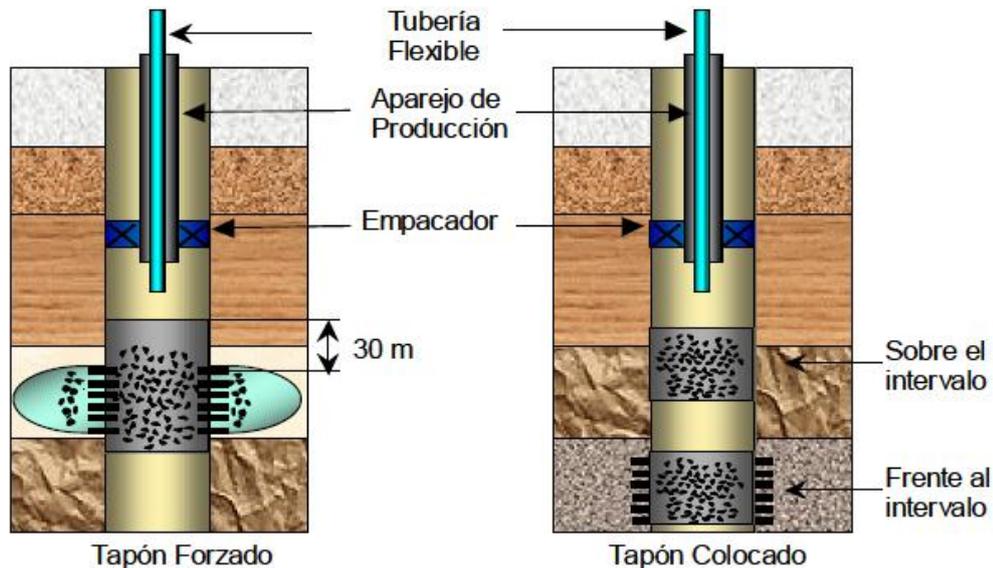


Figura 3.10. Colocación de tapones de cemento con T.F.

Si se desea realizar una cementación forzada inyectando el cemento a los disparos, se deberá cerrar las válvulas superficiales para poder aplicar presión y realizar la cementación forzada.

Evaluación del servicio

Al término de las operaciones, se puede evaluar la eficiencia obtenida en la ejecución de los trabajos a través de diferentes pruebas dependiendo del tipo y objetivos de la operación, como por ejemplo pruebas de presión, de flujo o de producción, además de verificar las condiciones del pozo con línea de acero o la misma tubería flexible.

En caso de obstrucciones o afinar cimbras de cemento se puede corregir mediante el uso de barrenas ampliadoras para remover el excedente.

3.9 Equipo de tubería flexible para aplicaciones en pozos muy profundos.

Al realizarse un estudio de factibilidad se determinó que es posible perforar con tubería flexible hasta 15,240 metros. Un diseño de sistema efectivo, el cual fue denominado por el proyecto, se basó en un equipo de T.F. y un motor de fondo.

Este sistema de tubería flexible se puede desarrollar para esta aplicación, pero varios de los componentes no se encuentran en el mercado, por lo que se requiere desarrollar una sarta de T.F., un carrete y un inyector especiales.

Se diseñó una sarta de perforación para realizar un pozo de 15,240 metros (50,000 ft) de profundidad, terminada en sección cónica, basada en un BHA de un peso de 15,000 libras y un fluido de perforación de 10 lb/gal, además de una capacidad de 100,000 libras de sobrecarga. Para este diseño la presión de fluido de circulación fue estimada en 2,253 psi.

Se requiere de un inyector con capacidad elevada para las aplicaciones en pozos muy profundos. La tubería con una sección cónica interna puede ser manejada por un solo conjunto de bloques sujetadores. En el diseño de varios inyectores se puede emplear una sarta cónica de tubería flexible externamente delgada. Los inyectores convencionales pueden ser colocados en la torre para manejar una sarta cónica.

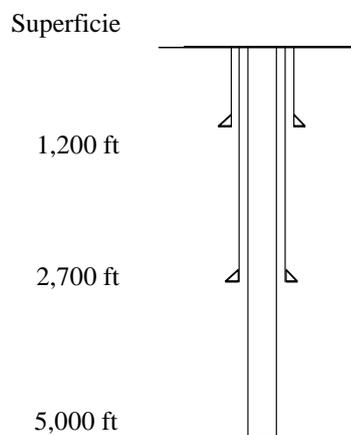


Figura 3.11. Configuración de tubería flexible para aplicaciones en pozos profundos.

3.10 Equipo de tubería flexible para perforación de pozos marinos.

La compañía ExxonMobil desarrolló un método de intervención de pozos marinos que emplea un equipo de T.F. en el cual se coloca el cabezal inyector en el lecho marino y es llevado al pozo por un vehículo operado a control remoto (ROV). De este modo se espera reducir los costos de operación por arriba del 50%. Este sistema puede operar en aguas profundas alrededor de 1,900 metros de tirante de agua.

Los fluidos están desarrollados a través de una línea baja de bombeo de la T.F. Las señales de control son accionadas umbilicalmente vía control remoto. Las bombas a bordo de la estructura suministran presión para estimular el pozo con fluidos y nitrógeno.

La primera operación de este equipo se dio en las costas de Angola con aproximadamente 1,800 y 2,100 metros de tirante de agua operado por Exxon. Este equipo puede ser empleado para una intervención en pozos submarinos construidos con 36 pulgadas de diámetro en la tubería de revestimiento y terminado con un árbol horizontal.

La configuración de una unidad típica de tubería flexible para operaciones marinas esencialmente, incluye los mismos elementos que el equipo terrestre.

Las operaciones con tubería flexible reducen los costos de operación en la zona marina. Se ha analizado que un equipo de T.F. dinámicamente posicionado reduce los costos de los trabajos superficiales en un 37%, comparada con el uso de una barcaza.



Figura 3.12. Configuración de la unidad de tubería flexible para operaciones marinas.

La posición del equipo en servicio está cuando mucho a 15 pies de la plataforma durante la transferencia de equipo y a una distancia de 45 pies durante las operaciones superficiales.

La grúa del barco se usa para transferir el equipo de T.F. a la plataforma, incluyendo el carrete, la unidad de potencia, la cabina de control, la grúa, el inyector, el BOP y las mangueras. Un barco pequeño de provisiones se usa para traer material de reemplazo de la costa, cuando es necesario.

Una operación en pozos marinos, con tubería flexible, incluye limpieza de arena, cementación, inducción con nitrógeno, lavado y acidificación. Este procedimiento de trabajos incrementa significativamente la producción del campo y tiene un tiempo de recuperación de 80 días en el costo.

Los pozos submarinos generalmente requieren el mismo tipo de trabajos que un pozo en la costa. Los altos costos del uso de equipo semi-sumergible y las mejoras de los servicios con tubería flexible convencionales, han provocado que se diseñen sistemas más económicos.

Actualmente se han desarrollado sistemas de T.F. para operaciones bajo el agua los cuales son operados por un ROV o desde un barco, en lugar de sostener a un equipo en una embarcación. La tubería corre directamente desde el carrete montado en el barco hacia la cabeza del inyectora bajo el mar. La tensión de la tubería no es constante y se controla en forma diferente que en las operaciones normales, con un dispositivo que registra la carga a la que se encuentra y se suelta cuando la tensión entre el carrete y el inyector se elevan por encima de los valores preestablecidos.

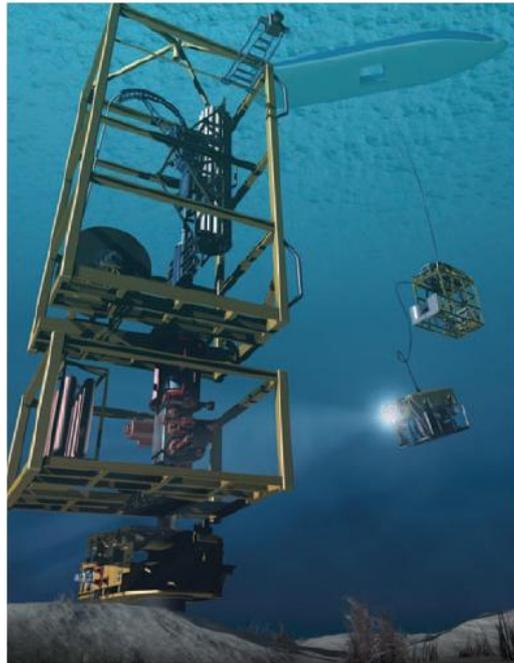


Figura. 3.13. Equipo de tubería flexible en pozos marinos.

Para asegurar que la tubería no está sobre tensionada, el movimiento de la nave es compensado por pesados compensadores, tanto activos como pasivos. Estos sistemas ajustan el soporte de la estructura de la tubería, para mantener una distancia constante entre el escudo y el inyector.

Los requerimientos de la nave de soporte incluyen suficiente espacio en la cubierta o acomodo de la tripulación, una grúa adecuada y la habilidad de mantener su posición. No se necesita sistema de buceo, ya que no es necesario este servicio para instalación del árbol.

Los requerimientos de potencia hidráulica son mayores con un sistema subacuático convencional, en comparación con las unidades de T.F. Existen grandes pérdidas de presión debido a la fricción en un intervalo de 1,000 pies entre la unidad de potencia y el inyector.

Las operaciones con tubería flexible más adecuadas para los sistemas marinos, son aquellas que no contienen sólidos (arena) a su regreso. Estas operaciones incluyen descarga de un pozo con nitrógeno, lavado con ácido, remoción de lodo empleado para matar el pozo, operaciones de cementación e inyección de inhibidores. Para estas operaciones, el retorno está dirigido por las líneas de flujo directamente, con el objeto de facilitar la circulación. Las operaciones que requieren retorno de sólidos, tales como la remoción del relleno de cemento requerirán de mangueras de mayor presión que se corran hacia las naves de soporte debido al espacio disponible en la plataforma.

CAPÍTULO 4. APLICACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE EN TRABAJOS DE TERMINACIÓN DE POZOS PETROLEROS

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos. El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo.

En las terminaciones en pozos petroleros se emplea la T.F. como tubería determinada como si fuera del mismo pozo, o como un medio para transportar e instalar equipo o herramientas de terminación. Reducir el tiempo de reparación del pozo, el costo de operación y eliminar el daño potencial del yacimiento asociado con matar el pozo, hace que la terminación con T.F. sea una alternativa viable a la reparación de pozos.

Las operaciones de terminación o reparación emplean la tubería flexible cada vez con más frecuencia para mejorar el desempeño del pozo a través de los tratamientos de estimulación y las operaciones de disparos, o mediante la eliminación de los depósitos de incrustaciones y los detritos de las tuberías. La sarta de T.F. a servido como sarta de producción en pozos someros de gas, su resistencia y rigidez, combinadas con la capacidad para circular los fluidos de tratamiento, ofrecen ventajas claras con respecto a las herramientas operadas con cable durante las operaciones de reparación de pozos.

4.1 Ventajas de la terminación de pozos petroleros con T.F.

Los costos de la mayoría de las actividades de terminación de pozos están usualmente relacionados directamente con el tiempo requerido para la operación. La intervención en la vida del pozo con T.F. puede eliminar significativamente la necesidad de los procedimientos para las operaciones de matar el pozo. Las operaciones con T.F. son más rápidas, la producción asociada obtiene mayor ganancia por tener más rápido el pozo en línea, por lo que algunas veces puede compensar los costos de toda la operación.

- Los costos asociados con un equipo temporal de reparación puede no ser una opción viable en el tipo de terminación, cuando es comparada con los costos de T.F.
- Puede ser bajada y recuperada mientras se están circulando los fluidos en forma continua.
- No se necesita matar el pozo.
- El cuerpo de la T.F. no necesita que se hagan o deshagan conexiones.
- Tiempo de servicio reducido comparado con los equipos de tubería por tramos.
- Las unidades son altamente móviles y compactas. Se necesitan cuadrillas menos numerosas.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.
- Habilidad para efectuar operaciones de control continuo de pozo, especialmente con el pozo activo.
- Se reduce el número de conexiones, o bien son eliminadas, disminuyendo las posibles fugas y los requerimientos de pruebas de las juntas.

- Las terminaciones con T.F. son diseñadas generalmente para aparejos con métodos artificiales de producción.

4.2 Desventajas de la terminación de pozos petroleros con T.F.

- La profundidad de la sarta de producción con T.F. está limitada principalmente por el diámetro y peso del carrete, sobre todo para su transporte a la localización del pozo.
- No puede ser definida la vida útil de la terminación con T.F.
- Las terminaciones con diámetros pequeños, restringen el área de flujo.

4.3 Tipos de terminaciones con tubería flexible.

Dentro de las primeras aplicaciones de terminación con T.F., la tubería fue instalada en una tubería de producción existente como una sarta de velocidad. Este concepto se extendió después de incluir las operaciones de bombeo neumático donde la T.F. proporciona un sistema de inyección de gas en un solo punto, esto es llevado para desarrollar un sistema artificial de producción empleando un equipo adaptado para terminaciones con T.F.

El desarrollo de la T.F. en accesorios, terminaciones y más recientemente las bombas sumergibles y cables de transmisión de energía. La tecnología de tubería flexible puede adaptar o incluir un equipo de terminación para proporcionar todas las herramientas convencionales para algún tipo de terminación.

Las terminaciones con tubería flexible se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Terminaciones primarias.
- Sistemas artificiales.
- Sartas de velocidad.

Frecuentemente la T.F. es empleada para efectuar trabajos de terminación de pozos, estas aplicaciones pueden ser diseñadas para pozos nuevos o para pozos existentes, donde el yacimiento o las condiciones de producción han sido dañados. Es decir, las características de producción pueden ser optimizadas a un costo considerablemente bajo.

4.3.1 Terminaciones primarias.

La terminación primaria de un pozo petrolero se define como la primera terminación realizada en el pozo, en muchas aplicaciones la T.F. como un conducto primario resulta ser más común debido a los avances tecnológicos de la T.F.

Los empacadores, niples, conexiones, mandriles de BN y otras herramientas están disponibles para usarse ahora con la T.F. La tubería de revestimiento ranurada e incluso la tubería de revestimiento regular son rutinariamente corridas con la T.F. Consecuentemente la terminación primaria con T.F. es una aplicación estándar con empacadores y otros accesorios lo cual resulta ser una alternativa viable para una terminación.

4.3.2 Terminación con métodos de sistemas artificiales de producción.

La tecnología de terminación trae ventajas significativas para la aplicación de la tubería flexible cuando decrece el desarrollo del pozo debido al agotamiento del yacimiento. En muchos casos, las terminaciones con T.F. son instaladas en un pozo productor reduciendo los riesgos y los requerimientos de matar al pozo y de las operaciones de inducción. Las terminaciones con T.F. que se han estado empleando en campo más frecuentemente son BN, BEC.

Desarrollando las siguientes actividades:

- Instalación de sargas de bombeo neumático en yacimientos agotados.
- La extensión del bombeo neumático proveniente de una válvula adicional de la sarga de bombeo neumático en una terminación existente.
- La instalación de bombas en el fondo del pozo.

Terminación con sistema de Bombeo Neumático (BN)

Las terminaciones con BN están disponibles en la tecnología de T.F. Otra de las alternativas para reanudar la producción de aceite de pozos que tienen baja presión de fondo, es el uso de la T.F. como aparejo de producción y de válvulas para bombeo neumático. El arreglo depende de las condiciones futuras del comportamiento del pozo.

Aplicaciones

- Pozos que requieren un sistema artificial de producción debido a la disminución de la presión de formación.
- La instalación del BN se hace sin remover la terminación original.

Información necesaria para instalar BN con T.F.

- Seleccionar el pozo candidato.
- Analizar el comportamiento del pozo para determinar la profundidad optima de inyección.
- Mediante programas de cómputo se hace el análisis de los escenarios de producción esperados, y con esta ayuda se establece el arreglo óptimo del aparejo con T.F.
- Es un sistema barato el cual no necesita remover o reemplazar el cabezal del pozo.
- Se debe de tener una T.F. y herramientas disponibles en materiales resistentes a la corrosión.

Una sarga colgada con un mandril de BN es empleada, los mandriles de bombeo neumático pueden ser instalados en cualquier punto de la sarga de T.F.

La sarga de BN es usualmente colgada en un colgador superficial, el cual proporciona un soporte para el peso de la sarga y se instala en el cabezal del pozo, después de instalar el colgador, la sarga de T.F., los mandriles de bombeo neumático y el empacador de compresión se corren dentro del pozo.

La T.F. es corrida hasta el fondo, y el empacador de compresión es colocado por la carrera de la T.F. y aplicando suficiente peso para su colocación, la sarta es entonces colgada en el colgador superficial y cortada.

De igual forma se puede hacer una extensión de la sarta de BN con tubería flexible, como la presión del yacimiento disminuye, la efectividad del bombeo neumático también disminuye, la extensión de la sarta de bombeo neumático permite la instalación de los mandriles y válvulas adicionales hasta mejorar la producción sin la remoción de la terminación original.

La sarta es instalada empleando un método estándar de T.F. y la existencia de un mandril doble para suministrar la capacidad de bombeo extra. Un empacador de compresión colocado en el fondo de la extensión de la sarta sella y soporta la tubería, mientras un empacador de doble agarre en la parte de arriba de la sarta suministra un soporte y un sello. En la profundidad de colocación, los empacadores son colocados, entonces las válvulas de BN son instaladas en los mandriles.

Terminación con bomba eléctrica sumergible (BEC)

La tubería flexible lanza una bomba eléctrica semisumergible que puede ser empleada en las aplicaciones de bombeo artificial donde la inyección de gas es o no una opción viable o puede no estar disponible.

La bomba eléctrica semisumergible puede ser configurada con un cable en el interior o en el exterior de la T.F. La configuración de un cable interno permite el ensamblado de la bomba y que la terminación se desarrolle bajo las condiciones del pozo existente.

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

Un sistema simple de BEC, consta principalmente de una bomba centrífuga de múltiples etapas con un motor de fondo y una fuente de poder a través de un cable conductor. Este sistema opera con mayor eficiencia en pozos con baja RGA y con alta productividad de fluido. Este sistema puede llegar a producir hasta 80, 000 bpd.

En 1992 se instaló la primera bomba sumergible con tubería flexible, y el primer sistema de bombeo eléctrico sumergible y cable de alimentación con tubería flexible en el Reino Unido. Hoy en día la tecnología de BEC se instala y soporta el cable de alimentación dentro de tuberías flexibles de 2 pulgadas o 2 3/8 pulgadas.

Esta tecnología se ha instalado en varias partes del mundo, citando un ejemplo, en Qatar se ha instalado en varios pozos en donde la configuración de estos pozos tienen tuberías de revestimiento de 9 5/8 pulgadas a 1,219 metros, donde la máxima inclinación del pozo en la profundidad de la bomba es de 86°.

La configuración de estos sistemas es compuesta por una T.F. de 2 3/8 pulgadas con un cable de alimentación interno, motores, un protector y bombas. El arreglo de fondo de pozo es de 46 metros el cual se instala dentro de una tubería de revestimiento corta de 7 pulgadas. La producción de fluido es de 12,000 bbl/día con 100 Mpc/día de gas. La temperatura de fondo de pozo es de 68 °C.

En el campo Magpie del Mar del Sur de China, la compañía Shell Brunei instaló dos terminaciones con este sistema similares a las de Qatar, la profundidad de los pozos era de 1,158 metros, con inclinaciones de 60 °, se instaló el sistema para satisfacer los objetivos de costos durante la conversión del proceso de sistema artificial por gas a bombas electro sumergibles, la producción de estos pozos aumentó de 2,201 bbl/día, es decir, un 56% más que con el diseño de sistema artificial por gas que implicó un aumento de 1,415 bbl/día.

Este sistema es factible al ser instalado a través de la tubería de producción, eliminando la necesidad de efectuar reparaciones con equipos convencionales y minimizando el tiempo inactivo y la producción diferida. Esta técnica tiene un óptimo desempeño en campos marinos pequeños o marginales, donde no existe infraestructura para el sistema artificial por gas o donde se requiere la conversión del proceso de sistema artificial por gas a bombeo eléctrico sumergible.

Ejecución

La corrida del aparejo de BEC, puede hacerse con el cable de potencia dentro de la T.F. o fuera de ella, dependiendo del diámetro de la misma. Es decir, esto es aplicable cuando se ha diseñado para una T.F. de 3 ½ pulgadas o mayor. Resultando ahorros ya que se reducen los tiempos de introducción y el riesgo de daño del cable disminuye.

Las sargas de tubería flexible tienen fama en los trabajos de terminación de pozos debido a la ductibilidad de la misma, pero generalmente no es considerada para usarse como aparejo de producción permanente. Si los diámetros de tubería existente son reducidos, la T.F. es la más apropiada en una terminación, debido al bajo costo y fácil instalación.

4.4 Inducción.

En las operaciones de tubería flexible el N₂ es empleado como un medio para descargar y/o bajo-balancear el pozo a un punto donde el mismo fluirá naturalmente por su presión de yacimiento.

Cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por sí 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 más comunes son:



Figura 4.1. Métodos de inducción.

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.

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 fluyan a superficie, así mismo activar el pozo a producción, establecer circulación en pozos de baja presión de fondo.

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.

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 T.F.

Equipo empleado en trabajos de inducción

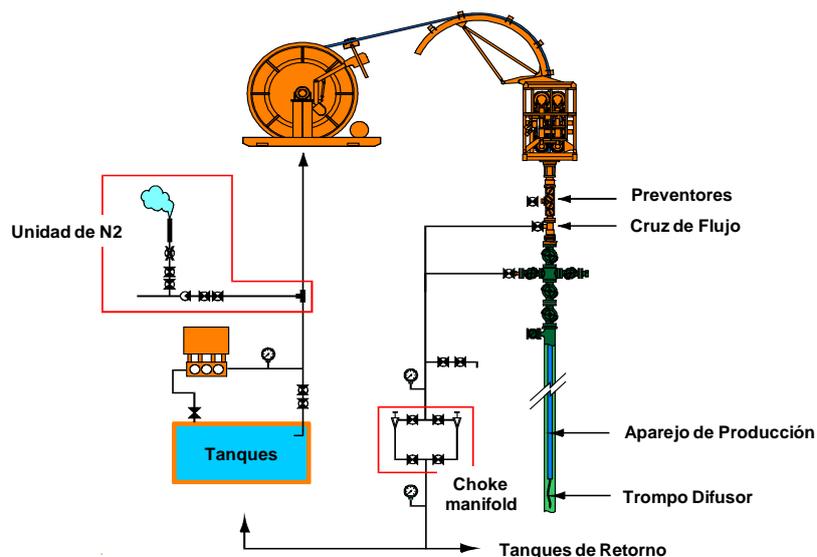


Figura 4.2. Equipo empleado en trabajos de inducción, muestra los componentes que lo integran.

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.

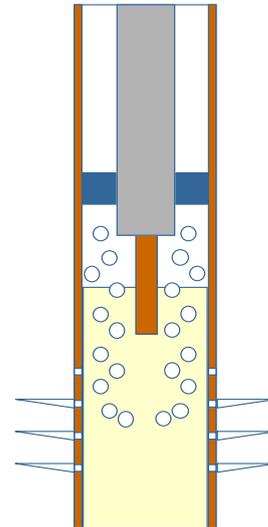


Figura 4.3. Inducción de pozo con Nitrógeno empleando T.F.

Volumen requerido de nitrógeno

La cantidad se determina en función de la geometría del pozo, tipo de fluido por desplazar y de las condiciones de operación: gastos, presiones de inyección, velocidad de introducción y extracción de la T.F.

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.
- 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 200 Kg/cm² y 80 °C, 100 m³ de N₂, absorbieron 40.8 litros de agua.
- Porque mantiene su estado gaseoso a presiones y temperaturas elevadas.
- Por su alto rendimiento de volumen de gas por volumen de líquido.

Propiedades del nitrógeno gaseoso

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

Tabla 4.1. Propiedades del Nitrógeno gaseoso.

Comportamiento del nitrógeno durante la inducción

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

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

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

El incremento en la pérdida de presión por fricción es función de la expansión del gas, dependiendo de cómo o que profundo se encuentra 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.

Metodología para calcular el volumen requerido de nitrógeno

Determinar el volumen necesario para introducir la T.F. (V_i), a una profundidad considerada (L), con una velocidad (v_i).

$$V_i = L * \frac{QN_{2i}}{v_i} \dots\dots\dots [4.1]$$

Calcular el volumen para circular en el fondo (V_f):

$$V_f = V_{tot} * F_v \dots\dots\dots [4.2]$$

$$V_{tot} = V_{T.R.} + V_{T.P.} \dots\dots\dots [4.3]$$

F_v = Se obtiene de tablas de nitrógeno, considerando la presión de superficie (anular de la T.F. y la tubería de producción y con la profundidad en pies).

Calcular el volumen durante la extracción de la tubería flexible:

$$V_e = \frac{[L * QN_{2e}]}{v_e} \dots\dots\dots [4.4]$$

Volumen total de nitrógeno requerido.

$$V_{TN_2} = V_i + V_f + V_e \dots\dots\dots [4.5]$$

Donde:

V_i = Volumen de nitrógeno durante la introducción de la T.F., en m^3 .

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

V_e = Volumen de nitrógeno durante la extracción de la T.F., en m^3 .

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

F_v = Factor de volumen (se obtiene de tablas).

$V_{T.R.}$ = Volumen de la T.R. de la profundidad interior al empacador =
Cap. T.R. * L1.

$V_{T.P.}$ = Volumen en la tubería de producción = Cap. T.P. * L2.

L1 = Longitud de TR (de la profundidad interior al empacador).

L2 = Longitud de la tubería de producción.

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

QN_{2i} = Gasto de nitrógeno durante la introducción, en $m^3 / \text{min.}$

QN_{2e} = Gasto de nitrógeno durante la extracción, en $m^3 / \text{min.}$

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

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

Ejecución

Se puede realizar la inducción por dos métodos:

Inyección continua: Es el método más efectivo para realizar una inducción. Consiste en bajar la T.F. con circulación continua de nitrógeno, con una velocidad de 25 m/ min., y con un gasto de 18 $m^3 / \text{min.}$ (con T.F. de 1 1/4"). Estos son iniciados cuando la punta de la tubería está 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 T.F. de 1 1/4", en movimiento es de 3,500 psi y de 5,000 psi con tubería estática. La inyección de nitrógeno se mantiene hasta desplazar el volumen total del pozo.

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.

Los parámetros requeridos para efectuar con eficiencia y seguridad una inducción son:

Presión final de bombeo: El conocimiento de este parámetro permitirá seleccionar adecuadamente el equipo de bombeo y la presión de prueba de las conexiones superficiales, con el fin de evitar riesgos innecesarios durante el desarrollo operativo de la inducción.

Volumen de fluido para desplazar: La obtención previa de este parámetro evitara que se generen operaciones inconclusas y anómalas por falta de fluido y sobre-desplazamiento del mismo.

Proceso Operativo en campo

- Elaborar un estado mecánico del pozo, en el que se detallen: diámetros y librajés de las tuberías, profundidades de los accesorios, disparos, etc.
- Realizar los cálculos requeridos, tales como la presión final de bombeo y el volumen de fluido desplazante, con el fin de solicitar adecuadamente los servicios y evitar incidentes durante la operación.
- Efectuar una reunión de trabajo y seguridad, antes de iniciar la intervención del pozo, explicando el objetivo, riesgos y cuidados que se deben mantener durante el desarrollo del trabajo. Asignar responsabilidades específicas al personal.
- Revisar las conexiones superficiales.
- Proceder a la instalación de las unidades que intervienen en la de inducción, verificando su funcionamiento y la prueba de presión efectuada a las unidades.
- Efectuar prueba de presión al equipo y conexiones de las unidades de T.F. y del nitrógeno.
- Introducir la T.F. y bajarla hasta la profundidad previamente determinada, con bombeo de nitrógeno, gasto de 8 a 12 m³/min. Checando el peso de la tubería cada 500 metros. Hasta reconocer que el intervalo de disparos este libre, cuidar continuamente la presión de trabajo y el peso de la tubería.
- Al llegar a la profundidad programada, se debe bombear el volumen previamente calculado, incrementando el gasto a 18 m³/min, sin rebasar la presión de trabajo, efectuando al mismo tiempo movimientos ascendentes y descendentes para evitar atrapamiento de la T.F.
- Extraer la T.F., cuando se ha terminado de desplazar la capacidad del pozo, manteniendo el bombeo mientras se saca la T.F. con gasto de 12 m³/min.
- Se recomienda que la línea de descarga se mantenga sin estrangulador, para evitar el efecto de contrapresión y una posible inyección de fluido al intervalo abierto. Solo cuando se observa manifestación o aportación del intervalo productor, se recomienda utilizar estrangulador.
- Extraer la T.F. al terminar el desplazamiento de fondo, se procederá a sacar la tubería manteniendo el bombeo de fluido hasta la superficie o a 1,000 metros si el bombeo se realiza con nitrógeno.

- Desmantelar el equipo y accesorios utilizados durante la intervención.
- Evaluar la operación y hacer un reporte final del servicio.

Evaluación del trabajo

- Los factores que se deben considerar en determinar la efectividad de la intervención, son los determinados en el diseño y comparados con los parámetros que se manejaron durante la operación. Con apoyo de los módulos contenidos en el simulador numérico CoilCADE, se puede evaluar y definir el procedimiento a seguir durante una inducción.
- Medir la producción del pozo para determinar el porcentaje de incremento.
- Hacer un análisis de beneficio-costeo.

Diseño de una inducción

Se requiere efectuar una inducción del pozo PUMA-77, el fluido de inducción será nitrógeno en donde las características del pozo son las siguientes:

Profundidad de los disparos 2,950 (m.)
Fluido empleado para inducción Nitrógeno
Gasto de inducción de 18 (m ³ /min.)
Velocidad de introducción de la T.F. 25 (m/ min.)
Longitud de T.P. de 3 ½”, 9.2 (lb/ft), @ 1,800 (m.)
Longitud de T.P. de 3 ½”, 12.7 (lb/ft), @ 600 (m.)
Longitud de T.R. de 5”, 18 (lb/ft), @ 2,547 (m.)
Gasto de extracción de 15 (m ³ /min.)
Velocidad de extracción de la T.F 12 (m/ min.)
Profundidad de la T.F. 2,447 (m.)
Presión estática 362 (kg/cm ²)

Tabla 4.2. Datos del pozo PUMA-77 para realizar una inducción.

Consiste en bajar la T.F, con circulación continua de nitrógeno, con una velocidad de 25 m/ min., y con un gasto de 18 m³ / min. (con T.F. de 1 ¼”). Estos son iniciados cuando la punta 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 T.F. de 1 ¼”, en movimiento es de 4,500 psi y de 5,500 psi con tubería estática. La inyección de nitrógeno se mantiene hasta desplazar el volumen total del pozo.

Calcular la presión final de bombeo y el volumen necesario de nitrógeno para efectuar la inducción.

1. Partiendo de la presión estática de 362 kg/cm² (5,148 psia), la profundidad de los disparos a 2547 m (8356.2992 ft) y con ayuda de la tabla 4.3 localizar el valor más cercano a 8356.2992 ft (8,500 ft); este es de 5,575 psi en la parte superior de esta columna encontrara el valor el cual resulta ser de 4,500 psi, que corresponde a la presión en la cabeza.

- De la tabla 4.4, con una profundidad de 8,356.2992 ft y una $P_w > 4,000$ psi, encontramos el factor de peso del nitrógeno F_c de 1.2038. Dividiendo la presión de fondo calculada entre 1.2038 nos da la presión en la cabeza o presión final de bombeo:

$$P_{fb}(Psi) = \left(\frac{P_{fondo}}{F_c} \right) = \frac{5,575}{1.2038} = 4,631.17 (psi)$$

- Obtener el factor de volumen del nitrógeno. En la tabla 4.5 se localiza el valor más cercano a 4,631.17 psi, y a 8,356.2992 ft; en su intersección se encuentra el valor de $255.48 \text{ m}^3/\text{m}^3$, que corresponde al factor de volumen buscado.
- Calcular el volumen de nitrógeno necesario. Para esto se deben de realizar los siguientes cálculos.

$$V_i = L * \frac{QN_{2i}}{v_i} = \frac{2,950 (m.) * 18 \left(\frac{m^3}{\text{min}} \right)}{25 \left(\frac{m}{\text{min}} \right)} = 2,124 (m^3)$$

Volumen para circular en el fondo (V_f):

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

$$V_{tot} = V_{T.R.} + V_{T.P.}$$

$$V_{T.R.} = \text{Capacidad de la T.R.} * \text{longitud de la T.R. (m.)}$$

$$V_{T.R.} = (4.276_{T.R.}^2)(in^2) * 0.5067 * 403(m.) = 3,733.63 (litros) = 3.73363 (m^3)$$

Volumen de la T.P.

$$V_{T.P.} = (ID_{T.P.}^2)(in^2) * 0.5067 * \text{Profundidad de la T.P. (m.)}$$

$$V_{T.P.} = (2.992_{T.P.}^2)(in^2) * 0.5067 * 1,800(m.) + (2.750_{T.P.}^2)(in^2) * 0.5067 * 600(m.) = 10,463.97 (litros) = 10.46397 (m^3)$$

Por lo tanto:

$$V_{tot} = V_{T.R.} + V_{T.P.} = 3.73363 (m^3) + 10.46397 (m^3) = 14.1976 (m^3)$$

$$V_f = V_{tot} * F_v = 14.1976 (m^3) * 255.48 \left(\frac{m^3}{m^3} \right) = 3,627.20 (m^3)$$

F_v = Se obtiene de tablas de nitrógeno, considerando la presión de superficie (anular de la T.F. y la tubería de producción y con la profundidad en pies).

Volumen durante la extracción de la tubería flexible:

$$V_e = \frac{[L * QN_2 e]}{v_e}$$

$$V_e = \frac{[2,950 * 15 \left(\frac{m^3}{\text{min}} \right)]}{12 \left(\frac{m}{\text{min}} \right)} = 3,687.5 (m^3)$$

Volumen total de nitrógeno requerido.

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

$$V_{TN_2} = 2,124 (m^3) + 3,627.20(m^3) + 3,687.5 (m^3) = 9,438.7 (m^3) de N_2$$

Si el factor volumen del Nitrógeno no se encuentra en las tablas de Nitrógeno el cálculo se realizara de la siguiente manera:

$$Pie\ cúbico\ estandar\ por\ barril\ \left(\frac{scf}{bbl}\right) = 198.6 * \frac{P}{Z*T} \dots\dots\dots [4.6]$$

Donde:

P: Presión (psi).

T: Temperatura absoluta (Rankine), T(R)=T(F)+460.

Z: Factor de Compresibilidad.

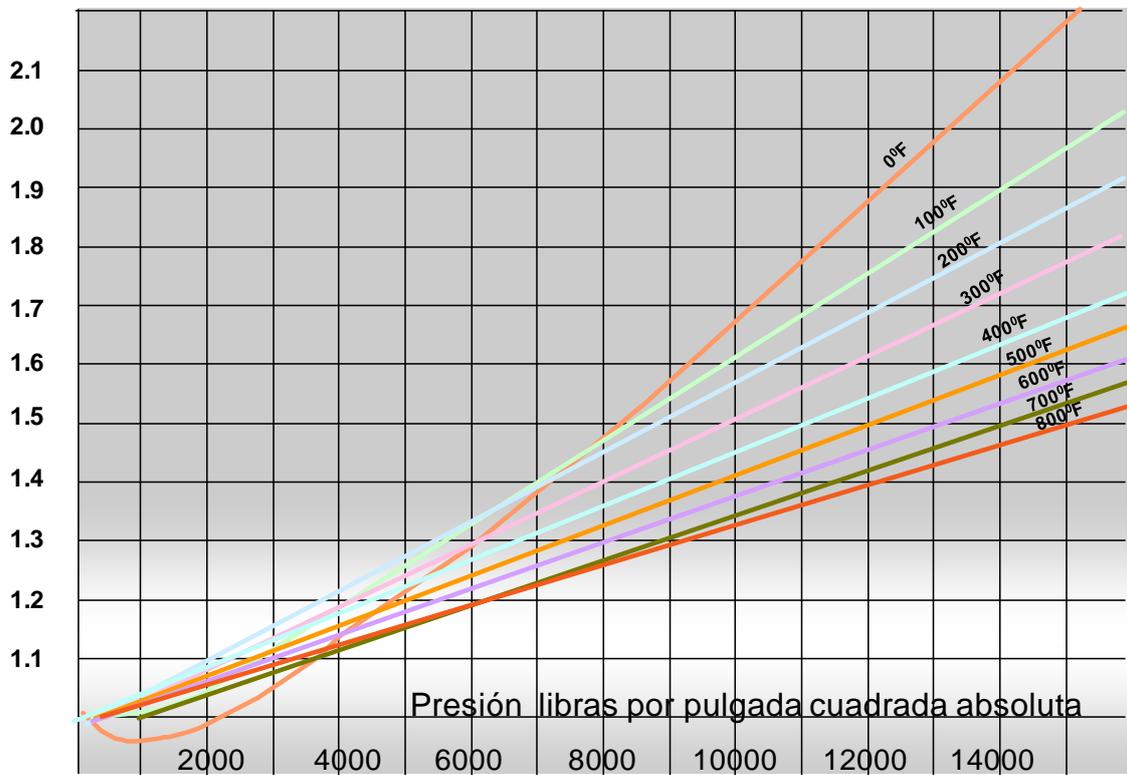


Figura 4.4. Factor de compresibilidad del Nitrógeno.

Conclusiones

La inducción al pozo es una alternativa que permite restablecer las condiciones de producción de los yacimientos, cuando dejan de fluir por diferentes causas. La inducción es una operación esencial en pozos que no producen para volverlos productivos, con el volumen calculado se lograra 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 y que permita a los fluidos del yacimiento fluir a la superficie, así mismo activar el pozo a producción.

Tablas de Nitrógeno

Prof (pies) / Pw (psia)	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
500	509	1017	1527	2036	2547	3059	3572	4060	4566	5071
1000	517	1035	1553	2073	2594	3117	3644	4121	4631	5141
1500	526	1052	1580	2109	2641	3175	3715	4180	4696	5211
2000	534	1070	1606	2145	2687	3233	3785	4240	4761	5281
2500	543	1087	1633	2181	2733	3291	3855	4299	4825	5350
3000	552	1104	1659	2217	2780	3348	3925	4358	4889	5419
3500	560	1122	1685	2253	2825	3405	3994	4417	4953	5487
4000	569	1139	1712	2289	2871	3462	4049	4475	5017	5555
4500	577	1156	1738	2324	2917	3518	4102	4533	5080	5623
5000	586	1174	1764	2360	2962	3574	4156	4591	5143	5691
5500	595	1191	1791	2395	3008	3630	4209	4649	5205	5758
6000	603	1208	1817	2431	3053	3686	4263	4706	5267	5825
6500	612	1226	1843	2466	3098	3742	4316	4763	5330	5892
7000	621	1243	1869	2501	3143	3797	4368	4820	5391	5958
7500	629	1260	1895	2537	3187	3852	4421	4877	5453	6024
8000	638	1278	1921	2572	3232	3906	4474	4933	5514	6090
8500	647	1295	1947	2607	3276	3961	4526	4989	5575	6156
9000	655	1312	1974	2642	3321	4008	4578	5045	5636	6221
9500	664	1329	2000	2677	3365	4055	4630	5101	5697	6287
10000	673	1347	2026	2712	3409	4101	4681	5157	5758	6352
10500	681	1364	2051	2746	3453	4148	4733	5213	5818	6416
11000	690	1381	2077	2781	3497	4194	4784	5268	5878	6481
11500	699	1399	2103	2816	3541	4240	4836	5323	5938	6545
12000	707	1416	2129	2851	3585	4286	4887	5378	5998	6609
12500	716	1433	2155	2885	3629	4332	4938	5433	6057	6673
13000	725	1451	2181	2920	3672	4378	4989	5488	6117	6737
13500	734	1468	2207	2954	3716	4424	5039	5542	6176	6801
14000	742	1485	2232	2989	3759	4470	5090	5597	6235	6864
14500	751	1502	2258	3023	3802	4515	5141	5651	6294	6927
15000	760	1520	2284	3057	3845	4561	5191	5705	6353	6990
15500	769	1537	2310	3092	3888	4606	5241	5760	6411	7053
16000	777	1554	2335	3126	3931	4651	5291	5813	6470	7116
16500	786	1572	2361	3160	3974	4697	5341	5867	6528	7179
17000	795	1589	2387	3199	4013	4742	5391	5921	6586	7241

Tabla 4.3. Presión de fondo de una columna de Nitrógeno, teniendo la presión de superficie y la profundidad

Prof (pies) / Pw (psia)	5500	6000	6500	7000	7500	8000	8500	9000	9500	10000
500	5575	6080	6584	7088	7591	8095	8598	9101	9604	10106
1000	5650	6159	6667	7175	7682	8190	8696	9201	9707	10212
1500	5725	6238	6750	7262	7773	8284	8793	9301	9809	10317
2000	5799	6316	6833	7348	7863	8377	8889	9400	9911	10421
2500	5873	6394	6915	7434	7952	8470	8985	9499	10012	10525
3000	5946	6472	6996	7519	8041	8562	9080	9597	10113	10628
3500	6019	6549	7078	7604	8130	8653	9174	9694	10213	10730
4000	6092	6626	7158	7689	8218	8744	9268	9791	10312	10832
4500	6164	6703	7239	7773	8305	8835	9362	9887	10411	10934
5000	6236	6779	7319	7857	8392	8925	9455	9983	10509	11034
5500	6308	6855	7399	7940	8479	9015	9547	10078	10607	11135
6000	6379	6930	7478	8023	8565	9104	9640	10173	10705	11235
6500	6450	7005	7557	8106	8651	9193	9731	10267	10802	11334
7000	6521	7080	7636	8188	8737	9282	9823	10361	10898	11433
7500	6591	7155	7714	8270	8822	9370	9913	10455	10994	11531
8000	6662	7229	7792	8351	8906	9457	10004	10548	11090	11630
8500	6732	7303	7870	8433	8991	9544	10094	10641	11185	11727
9000	6801	7376	7947	8513	9075	9631	10184	10733	11280	11824
9500	6871	7450	8025	8594	9158	9718	10273	10825	11374	11921
10000	6940	7523	8101	8674	9241	9804	10362	10917	11469	12018
10500	7009	7596	8178	8754	9324	9890	10451	11008	11562	12114
11000	7078	7669	8254	8833	9407	9976	10539	11099	11656	12210
11500	7146	7741	8330	8913	9489	10061	10627	11189	11749	12305
12000	7214	7813	8406	8992	9571	10146	10715	11280	11841	12400
12500	7282	7885	8482	9070	9653	10230	10802	11370	11934	12495
13000	7350	7957	8557	9149	9735	10315	10889	11495	12026	12589
13500	7418	8029	8632	9227	9816	10399	10976	11549	12118	12683
14000	7485	8100	8707	9305	9897	10483	11062	11638	12209	12777
14500	7553	8171	8781	9383	9977	10566	11148	11726	12300	12871
15000	7620	8242	8855	9460	10058	10649	11234	11815	12391	12964
15500	7687	8313	8929	9537	10138	10732	11320	11903	12482	13057
16000	7753	8383	9003	9614	10218	10815	11405	11991	12572	13149
16500	7820	8454	9077	9691	10298	10898	11490	12078	12662	13241
17000	7886	8524	9150	9768	10377	10980	11575	12166	12752	13333

Tabla 4.3. Presión de fondo de una columna de Nitrógeno, teniendo la presión de superficie y la profundidad

Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)
100	1.0038	1.0024	4100	1.1521	1.0983
200	1.0075	1.0048	4200	1.1558	1.1007
300	1.0113	1.0072	4300	1.1594	1.1031
400	1.0150	1.0096	4400	1.1631	1.1055
500	1.0188	1.0120	4500	1.1668	1.1079
600	1.0226	1.0144	4600	1.1705	1.1103
700	1.0263	1.0168	4700	1.1742	1.1127
800	1.0301	1.0192	4800	1.1778	1.1151
900	1.0338	1.0216	4900	1.1815	1.1175
1000	1.0376	1.0240	5000	1.1852	1.1200
1100	1.0413	1.0288	5100	1.1889	1.1223
1200	1.0451	1.0312	5200	1.1926	1.1247
1300	1.0489	1.0336	5300	1.1962	1.1271
1400	1.0526	1.360	5400	1.999	1.1295
1500	1.0564	1.0384	5500	1.2036	1.1319
1600	1.0601	1.0408	5600	1.2072	1.1343
1700	1.0638	1.0432	5700	1.2108	1.1367
1800	1.0674	1.0456	5800	1.2144	1.1391
1900	1.0711	1.0480	5900	1.2180	1.1415
2000	1.0748	1.0504	6000	1.2216	1.1439
2100	1.0785	1.0528	6100	1.2252	1.1463
2200	1.0822	1.0552	6200	1.2288	1.1487
2300	1.0858	1.0576	6300	1.2324	1.1511
2400	1.0895	1.0600	6400	1.2360	1.1535
2500	1.0932	1.0624	6500	1.2396	1.1559
2600	1.0969	1.0648	6600	1.2431	1.1583
2700	1.1006	1.0671	6700	1.2466	1.1607
2800	1.1042	1.0695	6800	1.2502	1.1631
2900	1.1079	1.0719	6900	1.2537	1.1655
3000	1.1116	1.0743	7000	1.2572	1.1679
3100	1.1153	1.0767	7100	1.2607	1.1703
3200	1.1190	1.0791	7200	1.2642	1.1727
3300	1.1226	1.0815	7300	1.2677	1.1751
3400	1.1263	1.0839	7400	1.2712	1.1775
3500	1.1300	1.0863	7500	1.2747	1.1799
3600	1.1337	1.0887	7600	1.2782	1.1823
3700	1.1374	1.0911	7700	1.2817	1.1847
3800	1.1410	1.0935	7800	1.2852	1.1871
3900	1.1447	1.0959	7900	1.2887	1.1895
4000	1.1484	1.0959	8000	1.2922	1.1919

Tabla 4.4. Factor para determinar el peso de una columna de Nitrógeno.

Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)
8100	1.2960	1.1943	12600	1.4551	1.3022
8200	1.2996	1.1967	12700	1.4586	1.3046
8300	1.3032	1.1991	12800	1.4622	1.3070
8400	1.3068	1.2014	12900	1.4657	1.3094
8500	1.3104	1.2038	13000	1.4692	1.3118
8600	1.3140	1.2062	13100	1.4726	1.3142
8700	1.3176	1.2086	13200	1.4761	1.3166
8800	1.3212	1.2110	13300	1.4795	1.3190
8900	1.3248	1.2134	13400	1.4830	1.3214
9000	1.3284	1.2158	13500	1.4864	1.3238
9100	1.3319	1.2182	13600	1.4898	1.3262
9200	1.3354	1.2206	13700	1.4933	1.3286
9300	1.3390	1.2230	13800	1.4967	1.3310
9400	1.3425	1.2254	13900	1.5002	1.3333
9500	1.3460	1.2278	14000	1.5036	1.3357
9600	1.3495	1.2302	14100	1.5070	1.3381
9700	1.3530	1.2326	14200	1.5105	1.3405
9800	1.3566	1.2350	14300	1.5139	1.3429
9900	1.3601	1.2374	14400	1.5174	1.3453
10000	1.3636	1.2398	14500	1.5208	1.3477
10100	1.3671	1.2422	14600	1.5242	1.3501
10200	1.3706	1.2446	14700	1.5277	1.3525
10300	1.3742	1.2470	14800	1.5311	1.3549
10400	1.3777	1.2494	14900	1.5346	1.3573
10500	1.3812	1.2518	15000	1.5380	1.3597
10600	1.3847	1.2542	15100	1.5414	1.3621
10700	1.3882	1.2566	15200	1.5449	1.3645
10800	1.3918	1.2590	15300	1.5483	1.3669
10900	1.3953	1.2614	15400	1.5518	1.3693
11000	1.3988	1.2638	15500	1.5552	1.3717
11100	1.4023	1.2662	15600	1.5586	1.3741
11200	1.4058	1.2686	15700	1.5621	1.3765
11300	1.4094	1.2710	15800	1.5655	1.3789
11400	1.4129	1.2734	15900	1.5690	1.3813
11500	1.4164	1.2758	16000	1.5724	1.3837
11600	1.4199	1.2782	16100	1.5758	1.3861
11700	1.4234	1.2806	16200	1.5793	1.3885
11800	1.4270	1.2830	16300	1.5827	1.3909
11900	1.4305	1.2854	16400	1.5862	1.3933
12000	1.4340	1.2878	16500	1.5896	1.3957
12100	1.4375	1.2902	16600	1.5927	1.3981
12200	1.4410	1.2926	16700	1.5958	1.4005
12300	1.4446	1.2950	16800	1.5990	1.4029
12400	1.4481	1.2974	16900	1.6021	1.4053
12500	1.4516	1.2998	17000	1.6052	1.4077

Tabla 4.4. Factor para determinar el peso de una columna de Nitrógeno.

Psup (psia)	Profundidad en pies								
	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000
1100	73.24	73.21	73.17	73.14	73.11	73.08	73.06	73.04	73.02
1200	79.76	79.70	79.64	79.58	79.52	79.47	79.42	79.38	79.33
1300	86.27	86.19	86.10	86.02	85.94	85.87	85.80	85.73	85.65
1400	92.79	92.68	92.57	92.46	92.35	92.25	92.15	92.05	91.96
1500	99.31	99.17	99.03	98.89	98.76	98.63	98.51	98.39	98.27
1600	105.59	105.42	105.24	105.07	104.91	104.75	104.60	104.45	104.29
1700	111.88	111.67	111.46	111.26	111.05	110.87	110.69	110.50	110.31
1800	118.16	117.92	117.67	117.44	117.20	116.98	116.76	116.54	116.32
1900	124.45	124.17	123.89	123.62	123.34	123.09	122.84	122.59	122.34
2000	130.73	130.42	130.10	129.79	129.49	129.20	128.92	128.64	128.36
2100	136.70	136.36	136.01	135.67	135.32	135.01	134.69	134.37	134.05
2200	142.86	142.29	141.09	140.52	140.25	140.03	139.85	139.69	139.38
2300	148.63	148.23	147.81	147.40	146.99	146.61	146.22	145.83	145.44
2400	154.60	154.16	152.72	153.27	152.82	152.40	151.98	151.56	151.14
12500	160.57	160.10	159.62	159.13	158.65	158.18	157.73	157.28	156.83
2600	166.15	165.66	165.15	164.64	164.13	163.65	163.16	162.67	162.18
2700	171.73	171.21	170.68	170.14	169.60	169.09	168.57	168.05	167.53
2800	177.31	176.77	176.20	175.64	175.08	174.54	173.99	173.44	172.89
2900	182.89	182.32	181.73	181.14	180.55	179.98	179.40	178.82	178.24
3000	188.47	187.88	187.27	186.65	186.03	185.42	184.80	184.19	183.59
3100	193.61	193.00	192.39	191.68	190.81	189.98	189.16	188.38	187.59
3200	198.75	198.13	197.51	196.71	195.59	194.54	193.52	192.57	191.59
3300	209.03	208.39	207.74	206.76	205.16	203.66	202.25	200.94	199.58
3400	214.17	213.53	212.86	211.78	209.94	208.22	206.61	205.13	203.58
3500	218.40	217.39	216.38	215.08	213.20	211.45	209.81	208.30	206.75
3600	222.62	221.26	219.90	218.38	216.46	214.68	213.01	211.47	209.93
3700	226.85	225.13	223.41	221.68	219.73	217.91	216.21	214.63	213.10
3800	226.85	225.13	223.41	221.68	219.91	217.91	216.21	214.63	213.10
3900	231.07	229.00	226.93	224.98	222.99	221.14	219.41	217.80	216.28
4000	235.30	232.79	230.45	228.28	226.25	224.37	222.61	220.97	219.45
4100	239.40	236.93	234.45	232.24	230.17	228.24	226.45	224.77	223.22
4200	243.50	240.98	238.46	236.20	234.09	232.12	230.29	228.58	226.99
4300	247.61	245.03	242.46	240.15	238.00	235.99	234.13	232.38	230.75
4400	251.71	249.09	246.47	244.11	241.92	239.87	237.97	236.19	234.52
4500	255.81	253.05	250.47	248.07	245.84	243.75	241.81	239.99	238.29
4600	259.65	256.84	254.22	251.78	249.51	247.38	245.41	243.55	241.82
4700	263.49	260.63	257.97	255.48	253.18	251.01	249.00	247.11	245.35
4800	267.33	264.42	261.71	259.19	256.84	254.65	252.60	250.68	248.88
4900	271.17	268.21	265.46	262.89	260.51	258.28	256.19	254.24	242.41
5000	275.01	272.00	269.21	266.60	264.18	261.91	259.79	257.80	255.94
5100	278.61	275.56	272.73	270.08	267.62	265.32	263.17	261.15	259.26
5200	282.21	279.12	276.24	273.56	271.06	268.73	266.54	264.49	262.58
5300	285.81	282.68	279.76	277.04	274.50	272.14	269.92	267.84	265.90
5400	289.41	286.24	283.27	280.52	277.94	275.55	273.29	271.18	269.22
5500	293.01	289.79	286.79	284.00	281.39	278.96	276.67	274.53	272.54

Tabla 4.5. Factor de volumen para determinar los m³ de Nitrógeno por m³ de líquido.

Psup (psia)	Profundidad en pies								
	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000
5600	296.39	293.13	290.10	287.27	284.63	282.17	279.85	277.68	275.66
5700	299.77	296.48	293.40	290.54	287.87	285.38	283.03	280.83	278.78
5800	303.16	299.82	296.71	293.82	291.11	288.58	286.21	283.98	281.90
5900	306.54	303.16	300.01	297.09	294.35	291.79	289.39	287.13	285.02
6000	309.92	306.50	303.32	300.36	297.59	295.00	292.57	290.28	288.13
6100	313.10	309.65	306.44	303.45	300.65	298.03	295.57	293.25	291.08
6200	316.29	312.80	309.55	306.53	303.70	301.06	298.57	296.23	294.03
6300	319.47	315.95	312.67	309.62	306.76	304.08	301.57	299.20	296.98
6400	322.66	319.10	315.78	312.70	309.81	307.11	304.57	302.18	299.93
6500	325.84	322.25	318.90	315.79	312.87	310.14	307.57	305.15	302.88
6600	328.84	325.22	321.84	318.70	315.76	312.97	310.31	307.80	305.45
6700	331.85	328.19	324.79	321.62	318.65	315.80	313.04	310.45	308.02
6800	334.85	331.17	327.73	324.53	321.53	318.62	315.78	313.11	310.60
6900	337.86	334.14	330.68	327.45	324.42	321.45	318.51	315.76	313.17
7000	340.86	337.11	333.62	330.36	327.31	324.28	321.25	318.41	315.74
7100	343.70	339.92	336.43	333.05	329.89	326.79	323.73	320.87	318.19
7200	346.54	342.73	339.25	335.74	332.46	329.30	326.22	323.34	320.64
7300	349.38	354.54	342.06	338.43	335.04	331.80	328.70	325.80	323.10
7400	352.22	348.35	344.88	341.12	337.61	334.31	331.19	328.27	325.55
7500	355.06	351.16	347.69	343.81	340.19	336.82	333.67	330.73	328.00
7600	357.81	353.76	350.12	346.22	342.57	339.18	336.01	333.05	330.29
7700	360.56	356.36	352.55	348.62	344.96	341.54	338.36	335.37	332.57
7800	363.31	358.97	354.99	351.03	347.34	343.91	340.70	337.70	334.86
7900	366.06	361.57	357.42	353.43	349.73	346.27	343.05	340.02	337.14
8000	368.81	364.17	359.85	355.84	352.11	348.63	345.39	342.34	339.43
8100	371.15	366.48	362.14	358.11	354.36	350.88	347.60	344.53	341.60
8200	373.49	368.79	364.43	360.38	356.61	353.11	349.81	346.72	343.77
8300	375.82	371.11	366.72	362.64	358.85	355.33	352.01	348.92	345.94
8400	378.16	373.42	369.01	364.91	361.10	357.56	354.22	351.11	348.11
8500	380.50	375.73	371.30	367.18	363.35	359.77	356.43	353.30	350.28
8600	382.71	377.92	373.46	369.33	365.48	361.88	358.52	355.38	352.32
8700	384.92	380.10	375.63	371.47	367.60	363.99	360.62	357.46	354.36
8800	387.12	382.29	377.79	373.62	369.73	366.10	362.71	359.53	356.41
8900	389.33	384.47	379.96	375.76	371.85	368.21	364.81	361.61	358.45
9000	391.54	386.66	382.12	377.91	373.98	370.32	366.90	363.69	360.49
9100	393.63	388.73	384.17	379.94	376.00	372.32	368.89	365.66	362.50
9200	395.72	390.80	386.22	381.98	378.02	374.33	370.88	367.64	364.51
9300	397.80	392.86	388.27	384.01	380.03	376.33	372.86	369.61	366.52
9400	399.89	394.93	390.32	386.05	382.05	378.34	374.85	371.59	368.53
9500	401.98	397.00	392.37	388.08	384.07	380.34	376.84	373.56	370.54
9600	403.96	398.96	394.32	390.01	385.99	382.24	378.73	375.44	372.40
9700	405.94	400.92	396.26	391.94	387.90	384.14	380.62	377.32	374.26
9800	407.91	402.88	398.21	393.87	389.82	386.05	382.51	379.19	376.11
9900	409.89	404.84	400.15	395.80	391.73	387.95	384.40	381.07	377.97
10000	411.87	406.80	402.10	397.73	393.65	389.85	386.29	382.95	379.83

Tabla 4.5. Factor de volumen para determinar los m³ de Nitrógeno por m³ de líquido.

4.5 Limpieza de pozos.

Una de las operaciones importantes durante la etapa de terminación es el lavado de pozos, mediante la cual se evita la depositación de sólidos en el interior de las tuberías y en el intervalo productor y por consiguiente, la disminución de la permeabilidad del intervalo.

Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión, composición química del aceite propician desequilibrio y la consecuente precipitación de sustancias asfálticas y parafínicas, que se depositan dentro de la tubería, obturándola parcial o totalmente.

Algunas formaciones, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arenas o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo y llegan a obstruir el intervalo abierto, generan tapones dentro de la tubería y disminuyen paulatinamente el flujo hasta dejar de producir.

La operación de lavado de pozo consiste en desplazar las partículas generadas por la producción de hidrocarburos las cuales se depositan dentro de la tubería obturando el área de flujo. Si la operación de lavado es ineficiente, los sólidos no removidos pueden taponar los poros y canales de la formación productora durante los disparos, causando una drástica reducción de la permeabilidad y con esto una disminución de la producción.

Las unidades de T.F. se usan comúnmente debido a su capacidad de bombeo continuo, por el hecho de que no se tengan que hacer conexiones y la rapidez para introducir o extraer las sargas de manera que se puedan lavar puentes de arena, lodo y depósitos de parafina del interior de la tubería de producción.

Una sarga de herramientas se puede correr con T.F. para suministrar la acción necesaria de limpieza, tal como rascado, lavado, rotado; debe tenerse mucho cuidado en no exceder los límites de la T.F.

Objetivo

La remoción de los asentamientos que se generan en la vida productiva de un pozo, son eliminados mediante el uso de la T.F. La razón principal de ello es restablecer la capacidad de producción de los pozos.

Los asentamientos de partículas, se dividen en tres categorías:

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

Métodos de remoción:

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

Áreas de aplicación

Pozos en explotación con problemas de obstrucción parcial o total debido a la depositación de material.

Estas aplicaciones se caracterizan por su bajo costo de equipo, tiempos de operación, localizaciones con áreas reducidas, transporte rápido de equipo y por la factibilidad de operar a través de diámetros reducidos.

Consideraciones del equipo

Tratamientos a chorro

El equipo de T.F. es el medio apropiado para la remoción de asentamientos en los pozos por la habilidad de circular fluidos a través del interior de ésta, mientras se va penetrando en el material con el impacto hidráulico requerido.

Las partículas del asentamiento son incorporadas al flujo del fluido y transportadas a la superficie a través del espacio anular entre la T.F. y las tuberías del pozo.

Un aspecto importante es que la velocidad anular del fluido debe ser mayor a la velocidad de asentamiento de las partículas.

Estas son de baja densidad y dimensiones pequeñas, siendo fáciles de remover y transportar. En la siguiente figura, se observa la configuración del equipo durante una operación de limpieza.

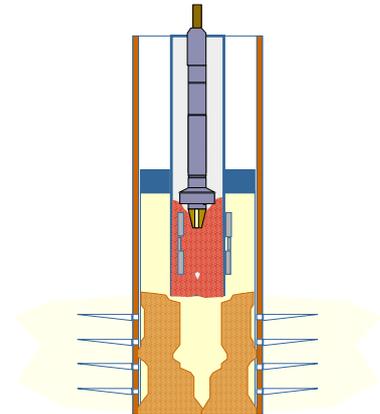


Figura 4.5. Limpieza en pozos para remover asentamiento de sólidos, empleando T.F.

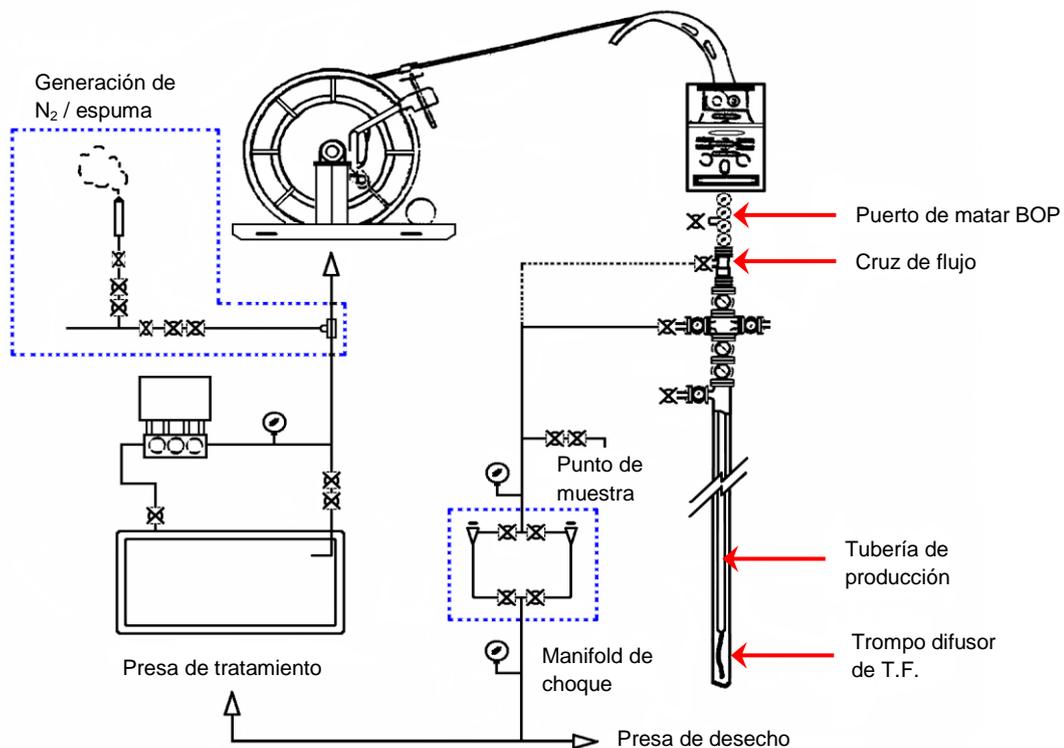


Figura 4.6. Componentes del equipo necesario para limpiezas, muestra los componentes que integran el sistema.

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

Tratamientos químicos

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

Tratamiento mecánico

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

Selección de los fluidos para el tratamiento de limpieza

La presión del yacimiento es la consideración más importante cuando se determina y diseña un trabajo de limpieza de asentamientos. La presión se requiere para diseñar una cédula de bombeo la cuál proporcione un sistema de circulación capaz de transportar las partículas de material a la superficie sin incurrir en pérdidas.

Si la presión del yacimiento es insuficiente para soportar la columna de fluidos contenidos en el pozo, se deben considerar los fluidos nitrogenados y espumas.

La limpieza del pozo requiere un fluido que permita el acceso de los sólidos al fluido y así transportarlos a superficie. En muchos casos el fluido lavador y los sólidos son almacenados en superficie en tanques con un volumen suficiente, haciendo más práctico la recuperación de estos.

Es importante hacer un programa de lavado de arena, seleccionar un sistema de fluido correcto, por esto el fluido lavador deberá ser capaz de tener balanceada la presión del fondo del pozo y proveer un desplazamiento de pistón para la remoción de los sólidos.

Tipos de fluidos utilizados en limpiezas con T.F.

Los tipos más comunes para realizar limpiezas en pozos son:

- Agua/Salmueras
- Diesel
- Fluidos gelificados
- Espuma
- Nitrógeno

Agua/Salmueras

- Generalmente de bajo costo.
- Fácil de manejar, la recirculación es posible (reusables con buenas características de jetting, no suspensión en estado estático).
- Posibles problemas de compatibilidad.

Diesel.

- Baja densidad.

- Mínimos problemas de compatibilidad.
- Dificultades de manejo, no para recircular (reusar).
- Desecho hacia las instalaciones de producción.

Fluidos gelificados.

- Fluidos base agua o aceite.
- Mejoran el acarreo y suspensión de la partícula.
- Sensitivos a las condiciones del pozo (Fluidos y Temperatura).

Espuma.

- Mejor capacidad de acarreo y suspensión de partículas.
- Poca capacidad de jetting.
- Equipo, logística y operación de bombeo compleja del Nitrógeno.

Nitrógeno.

- Aplicaciones limitadas a pozos con muy baja presión.
- Se requiere de velocidades extremadamente altas para acarrear la partícula.

Una vez que se establece la circulación en un programa de lavado, la unidad de volumen del fluido lavador es bombeado hacia abajo por la T.F. a presiones necesarias para vencer las pérdidas de presión por fricción, conforme el volumen del fluido lavador sale de la T.F., disminuye la presión hidrostática en el espacio anular y reduce la presión por fricción permitiendo que el gas en el fluido lavador se expanda. Esta expansión incrementa la velocidad y las pérdidas por fricción.

Aplicación de Limpieza Pozos desviados

Las técnicas de remoción en pozos altamente desviados u horizontales requieren de un diseño especial y de algunas consideraciones. Durante las operaciones de remoción, el material puede asentarse rápidamente en la parte baja del pozo donde inicia la desviación del pozo. Una vez que las partículas se asientan es difícil restablecer el acarreo.

En algunos casos, la velocidad de los fluidos puede ser suficiente para el acarreo de los sedimentos en una sección horizontal pero, será insuficiente en la zona donde inicia la desviación hacia la vertical del pozo. Esto es debido a los efectos gravitacionales los cuales causan la acumulación y formación de incrustaciones. Algunos efectos son más evidentes en inclinaciones de 30 a 60°. En pozos con desviaciones mayores a 60°, las partículas tienden a asentarse en la pared de la tubería.

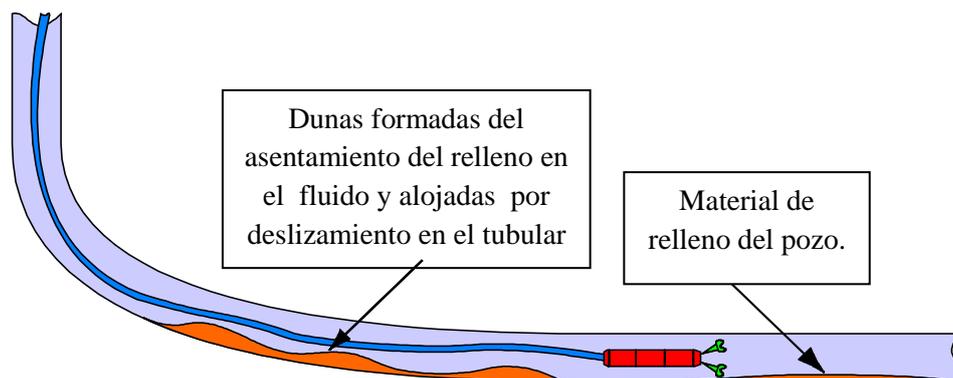


Figura 4.7. Trabajo de limpieza con tubería flexible en pozos desviados, para remover las dunas formadas por asentamiento de partículas y alojadas por deslizamiento tubular.

Consideraciones de diseño

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

- Geometría del pozo: Profundidad de tuberías de producción y T.R's, desviación, nipples o restricciones.
- Densidad de los disparos
- Características de los fluidos: Tipo, densidad, pérdidas.

Parámetros del yacimiento

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

Datos de producción

- Registros de producción.
- Producción acumulada.

Características del asentamiento

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

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

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

Selección de la herramienta de fondo

Presión de chorro

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

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

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

Velocidades de chorro de los fluidos:

- Gas 1,800/3,400 ft/min.
- Agua 100/160 ft/min.
- Fluidos gel 60/100 ft/min.
- Fluidos espumados 20 ft/min.

Motor y molino

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

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

Ejecución del trabajo de limpieza

1. Efectuar una reunión técnica y de seguridad con los departamentos involucrados y compañías de servicio.
2. Verificar condiciones del equipo superficial de control, líneas y conexiones.
3. Transportar los equipos como son: unidad de T.F., unidad de bombeo, equipo de nitrógeno si el caso lo requiere, tanques de preparación de los fluidos.
4. Instalar y probar equipos (conexiones, herramientas).
 - Para el equipo de tubería flexible probar con presiones que van de 5,000 a 8,000 psi según sea el caso. Para las herramientas como es el conector probar con tensiones que van de 5,000 a 10,000 lbs de tensión según sea el caso.
 - Para los equipos de nitrógeno probará con 5,000 psi.
5. Checar y registrar las presiones de T.P. y T.R.

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

6. Conectar la herramienta de fondo adecuada según diseño (trompo difusor, motor y molino, raspadores, cortadores) y bajar ésta con la T.F. adecuada al trabajo, para estos casos de limpieza el diámetro recomendado de T.F. es de 1 1/2".
7. Trabajar asentamiento o resistencia con bombeo según el diseño cargando sobre esta de 500 a 1,000 lbs (W) checando que la presión no se incremente (menos de 5,500 psi), para cargas arriba de 1,000 lbs (W) continuar checando la presión de bombeo y verificar la vida útil de la tubería , en el caso de que se trabaje con un motor de fondo y molino la carga sobre la resistencia o sedimento se hará en base a la presión diferencial del motor de fondo.
8. Si la limpieza se efectúa con solventes químicos se hará de la siguiente manera:

- Si se baja un difusor este tendrá un número de orificios programados con un determinado diámetro y en las posiciones adecuadas para una limpieza, la ventaja de este tipo de difusor es tener orificios laterales y en ángulo y un orificio en la parte inferior, y se trabajará de la manera siguiente: Depositando los solventes u otros tipos de fluido (diesel, ácido, etc.) en el área requerida y esperando un tiempo determinado según diseño de laboratorio, para posteriormente atacar con otro fluido ó con éstos mismos.
 - Atacar el obturante o sedimento con fuerza de chorro bombeando el fluido diluyente.
 - Si la deposición se atacará con motor de fondo y molino éste deberá tener la capacidad de soportar el fluido diluyente (diesel, ácido, solventes, etc.)
9. Si la limpieza se efectúa con espuma se cuidará que esta tenga buena calidad en base a la formula antes mencionada.
10. Si la limpieza se efectúa con éxito, dismantelar el equipo de T.F. y retirar.

Acciones no permitidas en la operación

- No permitir tener la T.F. estacionada por tiempo mayor que el tiempo de atraso.
- No cortar circulación hasta que la T.F. no salga del pozo.
- Si suspende el bombeo, o se tapa el estrangulador levante inmediatamente la tubería hasta restablecer la circulación.

Criterios de evaluación

- Se deberá comparar las condiciones iniciales de producción del pozo, con las obtenidas después de la intervención.
- Se deberá hacer un análisis comparativo de los tiempos de intervención y costos programados contra los realizados.

Conclusiones

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

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

4.6 Sartas de velocidad con tubería flexible.

Una de las aplicaciones de la tubería flexible donde va adquiriendo un mayor auge en el ámbito de terminaciones de pozo, cuyo éxito ha incidido mayormente como sartas de velocidad para mejorar el flujo en la tubería de producción de los pozos productores de gas con agua.

La función que presenta este tipo de aparejos de producción es reducir el área efectiva de flujo del pozo sin necesidad de recuperar el aparejo de producción, se coloca para ello una T.F. colgada dentro del aparejo, de acuerdo a tales arreglos se logra un cambio significativo que consiste en aumentar la velocidad en los hidrocarburos debido a la reducción de área efectiva.

En este tipo de aplicaciones tan comunes, la T.F. se cuelga dentro de los tubulares ya existentes para reducir el área de flujo, el aumento de la velocidad ascendente es de gran ayuda para pozos donde la presión de fondo comienza a declinar.

Los pozos maduros de aceite y gas frecuentemente requieren una reducción en el tamaño de la tubería de producción para mantener el rendimiento de la producción. Una sarta de velocidad reduce el área de flujo de la tubería de producción y causa que se incremente la velocidad del gas o los fluidos producidos, éste incremento en la velocidad está diseñado para proveer suficiente energía de transporte para transportar los fluidos producidos hacia la superficie. Las sartas de velocidad de T.F. pueden ser instaladas y recuperadas en pozos activos sin necesidad de matarlos. Esto reduce el riesgo, el tiempo y el costo del proceso de terminación así como proveer beneficios técnicos, económicos y de seguridad.

Para el diseño adecuado de una sarta de velocidad se requiere información tal como:

- Selección del pozo candidato.
- Análisis nodal del comportamiento del pozo.
- Seleccionar el diámetro óptimo de la T.F. y la profundidad de instalación.
- Determinar el incremento de producción esperado.

Áreas de aplicación

- Pozos económicamente marginados con aumento en las cargas de agua.
- Pozos más longevos, mayormente en pozo agotados.

Evaluación de pozo candidato

El primer paso es determinar si las sartas de velocidad son adecuadas para el pozo, se debe de realizar un análisis nodal con el fin de determinar el diámetro óptimo de la T.F. y material con que será fabricada con el fin de que sea la tubería adecuada para el pozo en cuestión. Los análisis nodales pueden demostrar la necesidad de una terminación e indicar los parámetros correctos para la sarta de velocidad.

Ventajas de instalar una sarta de velocidad

- Instalación rápida.
- Sistema económicamente barato y factible.
- Extender la vida del pozo sin necesidad de una reparación mayor del mismo.
- La T.F. y las herramientas disponibles son materiales resistentes a la corrosión.

La sarta de velocidad es un método efectivo de bajo costo para extender la vida productiva y económica de los pozos desarrollados, se tiene una rápida instalación de la T.F., las sartas de velocidad son frecuentemente instaladas para traer pozos económicamente marginados de regreso a producción.

Las sargas de velocidad son usualmente sargas de T.F. colgadas en una barra de suspensión en la superficie, las cuales proporcionan el soporte para el peso de la sarga, y se instalan sobre el cabezal existente. Después de montar el colgador en la superficie, la sarga de T.F., incluyendo el conector, el niple, y el tapón, se corre dentro del agujero. Durante el proceso de instalación, el tapón provee una barrera positiva para la operación. Cuando se alcanza la profundidad final con la sarga, la T.F. se cuelga en la barra de suspensión superficial y se corta.

Al aplicar presión, el tapón es removido, y el pozo vuelve a ser productivo.

Antes de recuperar la sarga de velocidad, el pozo es preparado para la recuperación de la sarga colgada. Si la sarga esta para ser retirada sin matar el pozo, un tapón de aislamiento se bombea hasta el asentamiento del niple, donde se cierra y provee un sello positivo contra el agujero. Una vez que el tapón es colocado, permanece en el contorno del niple como una barrera. Para recuperar la sarga colgada, un conector de recuperación que punza dentro de la T.F. colgada se usa para conectarse con la sarga, el cual ayuda para ser extraer la sarga de velocidad fuera del pozo.

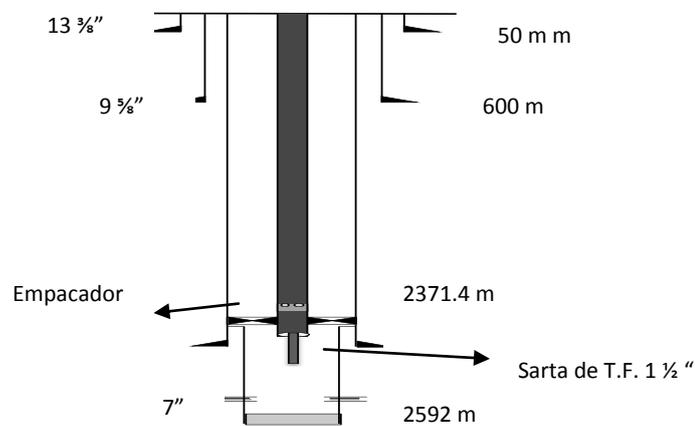


Figura 4.8. Sarga de velocidad con tubería flexible, para mejorar el flujo en la tubería de producción.

Configuración de una sarga de velocidad

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

- Producción por la T.F.
- Producción por el espacio anular.
- Producción combinada.

4.7 Disparos de producción.

La culminación de los trabajos en un pozo para obtener producción de hidrocarburos es la operación de disparos, dicho trabajo consiste en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos contenidos en el yacimiento.

Realizar una correcta selección del sistema de disparos es de suma importancia ya que de esto dependerá la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales lo cual implica altos costos.

Objetivo

El principal objetivo al realizar el trabajo 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 de hidrocarburos.

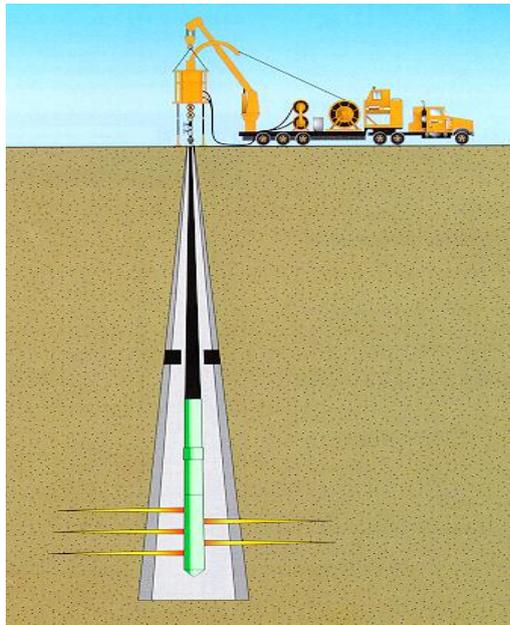


Figura 4.9 Disparos de producción realizados con tubería flexible.

La tubería flexible es una de las principales soluciones para disparar intervalos productores en pozos altamente desviados u horizontales, debido a que con los sistemas de línea de acero no han sido capaces de bajar las pistolas en pozos altamente desviados y profundos. Estos trabajos de disparos se han realizado con T.F. esta técnica permite obtener una mayor respuesta en la profundidad del pozo, así mismo de evitar gastos innecesarios por los problemas causados por la geometría del pozo, la mayor ventaja de esta técnica es que pueden activarse hidráulicamente o eléctricamente dependiendo de las condiciones de diseño y de disponibilidad de la T.F.

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

Factores geométricos del disparo

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación determina la eficiencia del flujo en una zona disparada, los cuales son:

- Penetración.
- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero (del disparo).

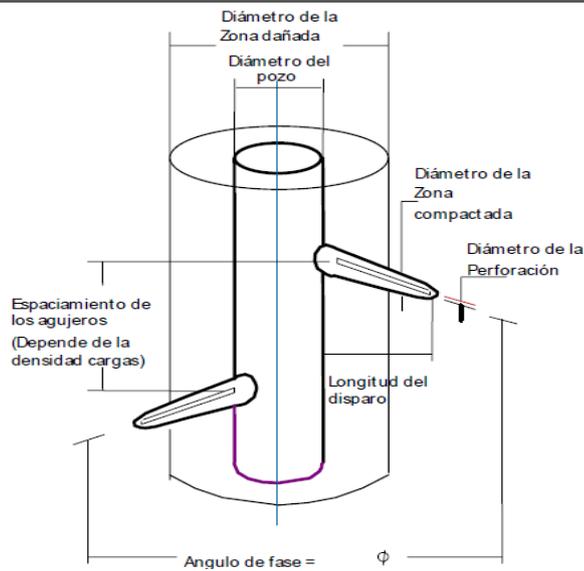


Figura 4.10. Factores geométricos del sistema de disparos.

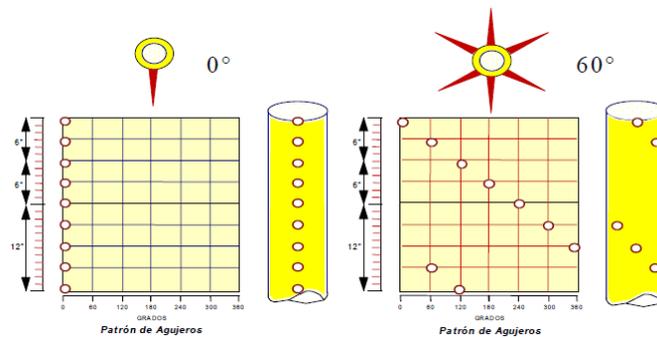


Figura 4.11. Patrón de agujeros para pistolas fase 0° y 60°.

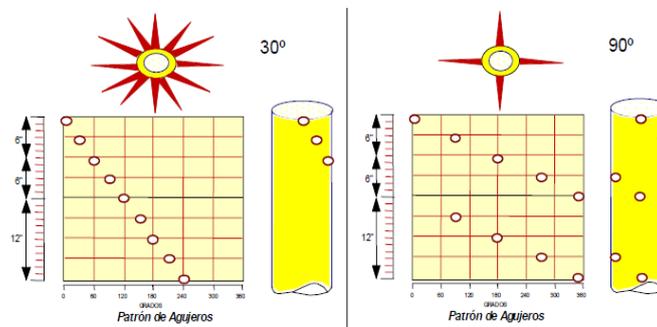


Figura 4.12. Patrón de agujeros para pistolas fase 30° y 90°.

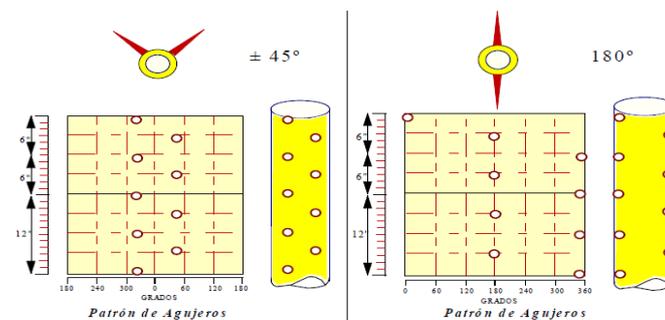


Figura 4.13. Patrón de agujeros para pistolas fase 45° y 180°.

Tipos de Disparo

Disparos de Bala: Las pistolas de bala de 3 ½ pulgadas de diámetro o mayores se emplean en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 6,000 psi, los disparos con bala de 3 ¼ pulgadas o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que muchas pistolas a chorro en formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2,000 psi. La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3,300 ft/seg.

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, a una velocidad aproximadamente de 20,000 ft/seg. con una presión estimada de 5 millones de psi.

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 generar un tamaño irregular o inadecuado del agujero, una pobre penetración o posiblemente ningún disparo.

Los disparos a chorro a través de tubería de revestimiento se realizan con pistolas recuperables, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento.

Tipo de pistolas

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante y portacargas. Esta es una cadena explosiva que contiene una serie de componentes de tamaño y sensibilidad diferente.

Pistolas para disparos de producción: Son las más comunes para disparos con tubería flexible. Estas aplicaciones consisten 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.

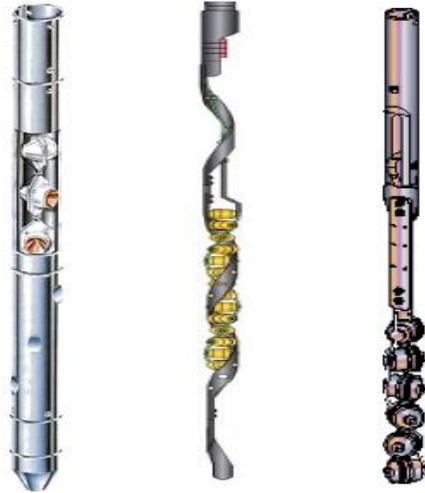


Figura 4.14. Pistolas empleadas para realizar disparos de producción.

Taponamiento de los disparos

El taponamiento de los disparos con residuos del recubrimiento metálico puede ser muy severo. Los disparos tienden a llenarse con roca triturada de la formación, con sólidos de lodo, y residuos de las cargas cuando se dispara. Estos tapones no son fácilmente removidos por el contraflujo. La presencia de partículas compactas y trituradas de la formación alrededor de los disparos reduce aun más la probabilidad de limpiar los disparos.

Efecto de la Presión diferencial

Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas solidas 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.

Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

1. Sobre-balance.

$$P_{hidrostática} > P_{formación}$$

2. Bajo-balance.

$$P_{hidrostática} < P_{formación}$$

El objetivo de una terminación sobrebalanceada es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las cargas.

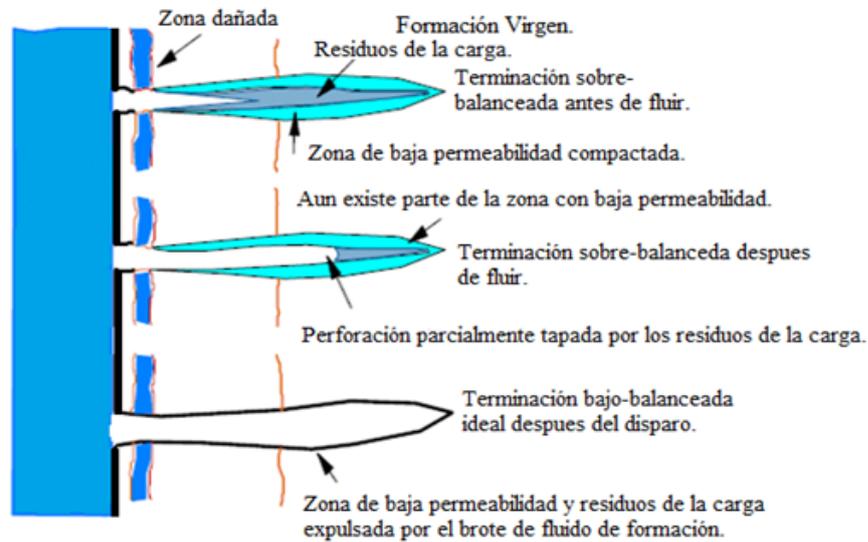


Figura 4.15. Configuración de los disparos de producción, muestra los parámetros presentes bajo cada técnica de terminación.

Después de dejar fluir el pozo, es posible que aun se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad. Cuando se tiene una terminación diferencial bajo-balanceada, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de terminación.

Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que arriba de cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpiado. Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de formación que impedirían el flujo a través de la perforación, o un colapso de la TR.

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

Para pozos de gas:

$$P_{dif} = \frac{3,500}{K^{0.37}} \dots\dots\dots [4.6]$$

Para pozos de aceite:

$$P_{dif} = \frac{2,500}{K^{0.17}} \dots\dots\dots [4.7]$$

Donde:

P_{dif} : Presión diferencial (psi).

K: Permeabilidad de la formación (mD).

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:

$$Pen = Pen_{sup} * e^{(0.086(C_r - C_f))} \dots\dots\dots [4.8]$$

Donde:

Pen: Penetración.

Pen_{sup}: Penetración en superficie, carta API RP-43.

Cr: Compresibilidad en superficie a las condiciones de la prueba (kpsi).

Cf: Compresibilidad de la 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, las cuales están influenciadas por los fluidos en los poros, presión de poro y la presión hidrostática ejercida por los fluidos de terminación.

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 pie de 0.5 pulgadas, siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con baja producción. 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 de prefieren 4 disparos por pie de diámetro grande.

En la siguiente figura se muestra el efecto de la penetración y la densidad de cargas es muy pronunciado en las primeras pulgadas de penetración. Arriba de 6 pulgadas la tendencia es menor pero es evidente la importancia de la penetración para mejorar la relación de productividad.

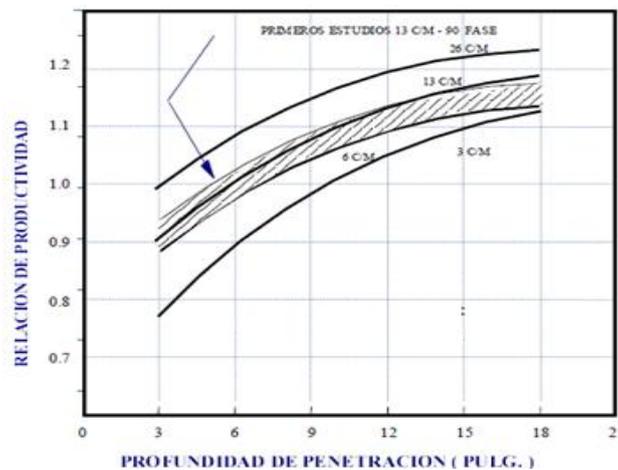


Figura 4.16. Efecto de la penetración y densidad de disparo sobre la relación de productividad.

La densidad de cargas influye también en la relación de productividad observando que para una densidad de 3 cargas/metro es necesaria una penetración de 16 pulgadas para obtener un relación de productividad de 1.0 mientras que para una densidad de 13 cargas/metro se necesitan solo 6 pulgadas.

La fase angular entre perforaciones sucesivas, es un factor importante en la relación de productividad, la siguiente figura muestra una reducción de 10 al 12 % en la relación de productividad para sistemas de 0° a 90° con una misma penetración. Se supone que se use un sistema de 0° de fase, con una penetración de 6 pulgadas, se obtiene una relación de productividad de 0.9 de la gráfica mientras que para un sistema de 90° se obtiene una relación de productividad de 1.02; esto representa una diferencia del 11% en la relación de productividad.

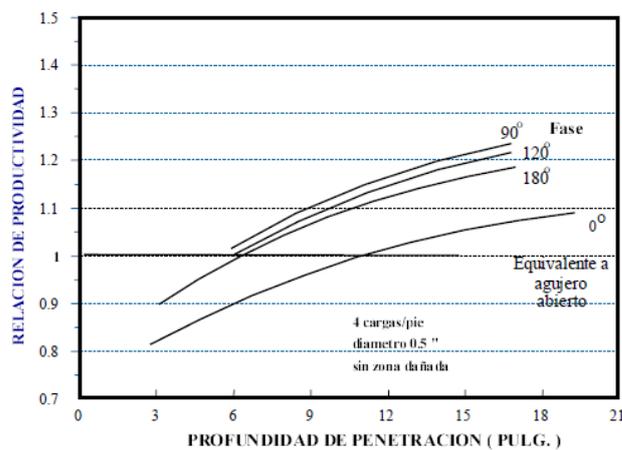


Figura 4.17. Efecto de la fase sobre la relación de productividad.

Diseño de disparos de producción

Se desea disparar el intervalo 3,015-3,075 metros del pozo PUMA-77, en una formación de caliza con una permeabilidad de 4 mD, el análisis de los registros proporcionaron una resistencia compresiva de 12,400 psi, el fluido esperado en la zona productora es gas, con una presión de yacimiento de 4,000 psi, se planea emplear pistolas de 2 1/8 pulgadas de diámetro, las cuales en pruebas API RP 43 tienen una penetración de 18 pulgadas, en cemento con resistencia compresiva de 5,000 psi.

Los disparos a utilizar en el diseño de los mismos serán por disparos a chorro, el tipo de pistola a emplear es pistola recuperable con disparos a chorro a través de tubería de revestimiento, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento, la decisión fue tomada de acuerdo a la comparación de pistolas recuperables y desechables siendo que las desechables se sacrifica un poco la penetración de los disparos.

La densidad de los disparos se propone de 4 a 8 disparos de pie de 0.75 pulgadas de diámetro o mayor.

1. Calculando penetración de la pistola para la formación de interés:

$$Pen = 18 * e^{(0.086 * (5 - 12.4))} = 9.53 \text{ (pulgadas)}$$

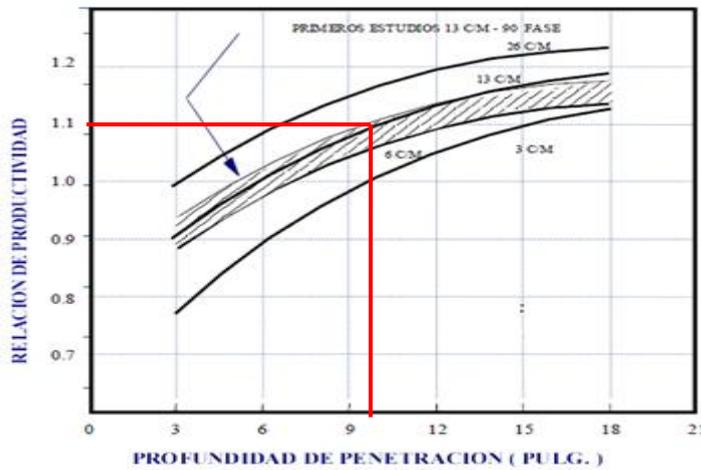
2. Cual deberá ser la presión diferencial requerida para disparar en condiciones bajo balance

$$P_{dif} = \frac{3,500}{4^{0.37}} = 2,095 \text{ (psi)}$$

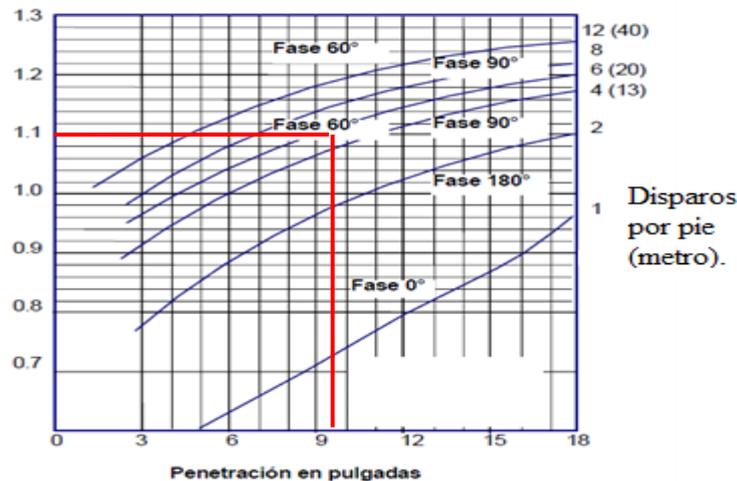
La profundidad del pozo es 3,000 metros, el pozo será terminado con agua dulce con densidad de 1.015 gr/cc por lo que la presión hidrostática ejercida al nivel medio de los disparos es de 304.5 kg/cm² (4,330 psi) requerimos aplicar 2,095 psi de diferencia (2,235 psi) por lo que el nivel de fluidos deberá encontrarse a 1,570 metros en otras palabras el pozo tendrá una columna de agua de 1,430 metros.

La índice de productividad de una zona puede ser difícil de determinar por lo tanto el efecto del diseño del sistema de disparo como son la penetración fase, densidad, diámetro del agujero, pueden ser evaluados usando la relación de productividad (RP).

En cálculos anteriores tenemos que la penetración de los disparos será de 9.53 pulgadas obtendremos la relación de productividad en base a la siguiente grafica:



Teniendo una densidad de disparos de 6 disparos por pie de 0.75 pulgadas de diámetro o mayor, nos resulta que tenemos una eficiencia de 1.1. Determinando la fase de acuerdo a la penetración de los disparos de 9.53 pulgadas y en base a la siguiente grafica tenemos que:



La fase que se empleara para los disparos es de 60 grados de acuerdo a los cálculos desarrollados.

Resumen del diseño de los disparos

- Penetración del disparo: 9.53 pulgadas.
- Diámetro de la pistola: 2 1/8 pulgadas de acuerdo a los manuales API RP 43
- Densidad de los disparos: 6 disparos por pie.
- Diámetro del disparo: 0.75 pulgadas
- Fase (ángulo): 60°.
- Tipo de pistola: recuperable con disparos a chorro.
- Relación de Productividad: 1.1.

4.8 Estimulaciones.

Una estimulación se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo.

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 este, las estimulaciones se pueden realizar por medio de dos sistemas. Estimulaciones no reactivas y reactivas.

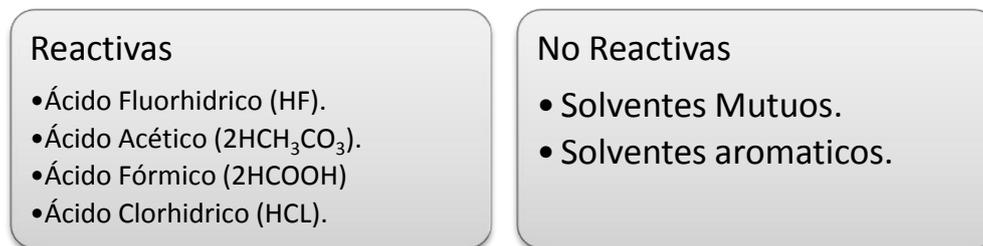


Figura 4.18. Inducciones reactivas y no reactivas.

Objetivo

El propósito principal de la T.F. en el trabajo de estimulación a pozos, es para colocar frente al intervalo productor el fluido de tratamiento sin remover las incrustaciones del aparejo de producción y además evitar inyectar los fluidos contenidos dentro del aparejo de producción. Con esta técnica se evita el daño al yacimiento.

Las aplicaciones de la T.F. para este tipo de trabajo son las siguientes:

- Estimulación de limpieza.
- Estimulación matricial.
- Estimulación selectiva.

Aplicaciones en México

En México la mayor parte de las estimulaciones se efectúan en rocas carbonatadas (calizas) empleando ácido clorhídrico (HCL) a diferentes concentraciones, una menor parte de las estimulaciones se realizan en formaciones productoras de areniscas, donde se ha empleado ácido fluorhídrico (HF).

En nuestro país, particularmente en los yacimientos con rocas carbonatadas, la utilización del ácido clorhídrico es prácticamente el común denominador de las estimulaciones, sin embargo, la experiencia que han adquirido los ingenieros que realizan estos trabajos han notado que no todos los pozos con problemas de producción, requieren necesariamente del uso de ácido clorhídrico.

Muchos de los pozos con problemas de producción requieren de estimulaciones no ácidas (no reactivas) debido a la naturaleza del problema que genera la declinación de su producción, por lo tanto la selección del pozo candidato a estimular y el diseño de su tratamiento requieren de un buen análisis.

Estimulación de limpieza: Este trabajo se caracteriza por la inyección de pequeños volúmenes de solución ácida o no ácida de tratamiento a bajo gasto ($\frac{1}{4}$ a 3 bpm) sin rebasar la presión de fractura, normalmente es una limpieza en los disparos, este tipo de estimulación permite restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño.

Estimulación matricial: Este trabajo se caracteriza por la inyección de grandes volúmenes de solución, suficientes para restaurar el daño causado a la matriz de la formación a bajo gasto (2 a 6 bpm), sin rebasar la presión de fractura, lo que permitirá una penetración del fluido a la matriz en forma radial rebasando la zona de daño. La aplicación estará en función del diámetro de tubería a emplear, este tipo de estimulación 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 selectiva: Este trabajo de estimulación se desarrollo a través de la tubería flexible en pozos donde hay más de un intervalo productor disparado o bien en pozos horizontales dando mayor cobertura con el uso de divergentes químicos o mecánicos y el movimiento de la T.F. al colocar los fluidos de tratamiento.

Ventajas

- No se requiere el uso de equipo convencional.
- Bajos costos de intervención.
- No es necesario recuperar el aparejo de producción para el tratamiento.
- Eliminar la necesidad de control del pozo con fluido de reparación.
- Reducción del costo de intervención debido a no emplear equipo convencional en el caso de estimulaciones selectivas.

Desventajas

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

Consideraciones de diseño de estimulaciones con tubería flexible

- Seleccionar si el pozo es candidato para efectuar el tratamiento con T.F.
- Identificar la zona de daño y origen del mismo.
- Efectuar análisis y pruebas de compatibilidad en el laboratorio.
- Seleccionar apropiadamente el fluido de tratamiento.
- Determinar los gastos y presiones de inyección de acuerdo al tipo de tratamiento.
- Determinar el volumen de tratamiento.

Información necesaria para desarrollar una estimulación

Yacimiento	-Análisis de la formación. -Porosidad y Permeabilidad. -Presión y temperatura del yacimiento. -Mineralogía de formación. -Densidad de los fluidos de la formación. -Profundidad de la formación.
Perforación	-Lodo de perforación empleado en la zona a efectuar el tratamiento (densidad, tipo de lodo, pérdidas de circulación).
Terminación	-Tuberías de revestimiento y producción (peso, grado, profundidad). -Disparos, profundidad del intervalo, densidad de carga, tipo de pistolas. -Fluido de terminación (densidad, tipo de fluido).
Producción	-Resultados del análisis nodal. -Registros e historia de producción. -Resultado de pruebas de producción, daño, permeabilidad efectiva, gastos de producción.
Análisis de laboratorio	-Solubilidad en ácido. -Pruebas de compatibilidad de los fluidos a emplear. -Pruebas de flujo. -Determinación de contenido de parafinas y asfáltenos.

Tabla 4.6. Información necesaria para realizar un trabajo de estimulación.

Presión y gastos de inyección: El diseño de una estimulación, no solo depende de los volúmenes y tipos de fluidos, sino que también depende de la presión y gasto de inyección que permite manejar el diámetro empleado de T.F., así como de los resultados de la prueba de admisión.

La planeación de una estimulación debe de tomar en cuenta los siguientes parámetros:

1. Evalúe e identifique el daño, en caso de no lograr su identificación no es recomendable aplicar los tratamiento no reactivos.
2. Seleccione el fluido de tratamiento, de acuerdo con las pruebas de compatibilidad y análisis de núcleos.

3. Realice una prueba de admisión para determinar los gastos y presiones a manejar, además de los requerimientos de potencia.

Fluido de prelavado: El objetivo de este fluido, es crear una barrera entre el HF y el agua de la formación, 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.

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.

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.

Ejecución

Después de que se haya realizado el cálculo del volumen de los fluidos para la estimulación se deben seguir con los siguientes pasos para su ejecución:

1. Actualizar 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.
2. Elabore un programa operativo para solventar cualquier problema que se pudiera presentar durante el desarrollo de la operación.
3. Realizar una reunión técnica y de seguridad entre las personas involucradas a desarrollar el trabajo de estimulación.
4. Instalar herramientas, unidad de T.F. y probar conexiones.
5. Bajar las herramientas con T.F. a la profundidad de la zona a efectuar el tratamiento con circulación de fluidos que no dañen la formación.
6. Efectuar la inyección de los fluidos de tratamiento según el programa, efectuando movimientos recíprocos frente a la zona a tratar, monitoreando continuamente la presión en la T.P. y el espacio anular.
7. Bajar la T.F. al fondo del pozo y circular con fluido limpio para desplazar los fluidos de tratamiento.
8. Al terminar el programa de bombeo, verificar presiones de cierre, final y la estabilizada después de 10 minutos de cerrar el pozo.
9. Elaborar un reporte final de la operación, el cual debe incluir: presiones, volúmenes y gastos de inyección durante la estimulación.

Seguridad durante el desarrollo de la estimulación

- Asegurarse que los fluidos de tratamiento sean mezclados adecuadamente.
- Verificar las líneas de retorno.
- Instalar registrador de presión en espacio anular y T.F.
- Asegurarse que todo el personal cuente con equipo de seguridad.

Evaluación del trabajo de estimulación

Para la evaluación de tratamientos en tiempo real se cuenta en la actualidad con la herramienta Downhole Sensor Package (DSP), (software de sensores de fondo, presión, temperatura). 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, el cual ayuda a evaluar el tratamiento.

Conclusiones

Con las herramientas y diámetros de tuberías que se encuentran disponibles en las regiones petroleras del país, en la actualidad únicamente es posible efectuar estimulaciones de limpieza, y en menor proporción las estimulaciones matriciales y las estimulaciones selectivas debido a su poca aplicación.

4.9 Extensión de la tubería de producción.

Una extensión de tubería de producción es una pequeña sección de la sarta de T.F., que se instala al final de la tubería de producción existente. Su función, como la sarta de velocidad, es reducir el área de flujo del fluido del pozo para incrementar la velocidad de flujo. Esto permite fluir en un pozo de gas para ser descargado en lugar de matar el pozo. La sección de tubería normalmente se instala por arriba de la sección media de los disparos y permite al fluido ser transportado por una mayor velocidad generada en esta sarta.

Para instalar el sistema de extensión de tubería de producción, un conector, el niple, y el tapón son instalados al final de la tubería flexible. Entonces se corre la tubería en el agujero con la longitud de la extensión deseada, asegurada, y cortada (usualmente entre 30 y 300 metros). Al llegar a la profundidad, el empacador de doble agarre se coloca para aplicar presión en la T.F. El empacador de doble cuña proporciona el sello y asegura la sección de la sarta de la T.F. Al aplicar presión, el tapón es retirado, y el pozo vuelve a ser productivo.

Área de aplicación

- Pozos agotados con incremento en la producción de agua.

Ventajas

- Suministran velocidad para evitar el aumento de fluidos en pozos de gas.
- Aumentar la producción y el bajo costo.
- Sistema económico y factible.
- Instalación rápida y recuperación con T.F.
- La T.F. y herramientas están fabricadas de materiales resistentes a la corrosión.

Conclusiones

Para minimizar el costo de instalación en aquellos lugares, en que por distintas razones, el efectuar servicios a los pozos es problemático, se pueden instalar este tipo de extensiones reduciendo tiempos y costos de operación.

Las sargas de tubería flexible tienen fama en los trabajos de reparación de pozos debido a la ductibilidad de la misma, pero generalmente no es considerada para usarse como aparejo de producción permanente. Si los diámetros de tubería existente son reducidos, la T.F. es la más apropiada en una terminación, debido al bajo costo y fácil instalación.

4.10 La tubería flexible y el jetting a alta presión.

El Jetting se refiere al trabajo de la T.F. en donde se remueve una porción o todo el lodo y otros sólidos del pozo. A través del arreglo de una boquilla Jet, que es un chorro operado a alta velocidad el cual es dirigido hacia los sólidos para separarlos y a su vez mediante este proceso los desechos son removidos del pozo.

La presión es un factor importante concerniente a la fuerza Jetting. Lamentablemente, la vida del servicio del trabajo con tubería flexible se hace corto debido a la constante expansión y reducción de presiones a las que opera que es alrededor de 5,000 psi.

El mejor sistema de Jetting incorpora un balance entre la proporción de flujo y la presión. La distancia del alejamiento entre la boquilla y el objetivo es igualmente importante. El perfil de una boquilla aumenta eficazmente al máximo la distancia del alejamiento y permite que fluyan altas proporciones de volúmenes individuales para la misma presión de la gota y del diámetro interior.

Características

- Emplea energía del jet para remover residuos tales como: asfalto duro, relleno duro etc.
- El proceso es sensible a: viscosidad del fluido, tasa de penetración y las caídas de presión.

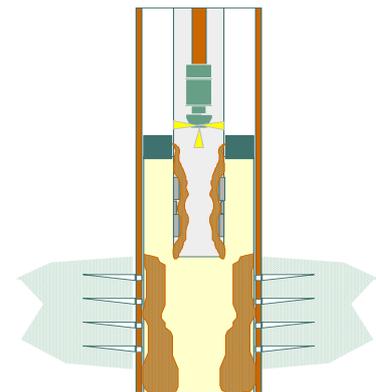


Figura 4.19. Trabajo de Jetting, mediante una boquilla la cual proporciona chorros a alta velocidad.

Solución para remover depósitos en el pozo y optimización del alto poder de Jet.

Tipos de depósitos en el pozo:

- Arena de fractura.
- Sólidos de Formación.
- Cemento.
- Daño por lodo.
- Asfáltenos/Parafinas.

Efectos en la Producción:

- Reducen el área de flujo
- Limita el acceso de zonas inferiores

Jetting con agua.

- Efectivo solamente en sólidos desconsolidados.
- No es muy eficiente.
- Ideal para la remoción de depósitos suaves.

Lavado Químico o Jetting.

- Solamente a depósitos soluble.
- La colocación es crítica.

Motores o Herramientas de Impacto.

- Efectivos en depósitos duros.
- Limitaciones en ambientes severos.
- Pueden dañar los equipos del pozo.

Jetting con Acido y Solvente

- Ideal para limpieza de depósitos solubles en el tubular.



Figura 4.20. Boquilla para el Jetting, muestra la velocidad de flujo y la dirección en la cual se encuentran los orificios.



Figura 4.21. Poder de remoción del Jetting, muestra la eficacia para remover incrustaciones dentro de las tuberías.

CAPÍTULO 5. APLICACIONES CON TUBERÍA FLEXIBLE EN MÉXICO Y EL MUNDO

5.1 Introducción.

En las áreas de actividad petrolera y gasífera, la tubería flexible se ha convertido en un servicio firmemente establecido para las intervenciones de pozos con fines de reparación, así como para la perforación y terminación de nuevos pozos. La tecnología de T.F. permite el despliegue selectivo y la aplicación controlada precisa de tratamientos químicos, tratamientos con ácido y tratamientos de fracturamiento.

Los servicios con T.F. pueden ser ejecutados en forma eficaz bajo casi cualquier condición, asegurando al mismo tiempo el óptimo control del pozo. Además, la tecnología de tubería flexible permite la comunicación en tiempo real con las herramientas de fondo de pozo bajadas para controlar tratamientos y manipular equipos. Esta tecnología a nivel mundial ha demostrado su eficacia para el desarrollo de yacimientos de baja permeabilidad y baja presión, y de yacimientos maduros o agotados en los que las técnicas convencionales no permiten lograr volúmenes de producción comercial.

En la actualidad se continua desarrollando y refinando equipos, procedimientos y técnicas para extender los rangos de presión operativa para las operaciones con T.F., incluyendo aplicaciones de alta presión de hasta 13,500 psi. También se encuentran en desarrollo conectores para tubería flexible y equipos de terminación con T.F., incluyendo válvulas de bombeo neumático, que facilitaran las operaciones en áreas que plantean desafíos logísticos, tales como las plataformas marinas y localizaciones remotas o sensibles desde el punto de vista ambiental.

Aplicaciones avanzadas con T.F.

Perforación con T.F.	Acidificaciones o estimulaciones
Pozos profundos	Sartas de velocidad
Oleoductos, gasoductos, líneas de flujo	Operaciones de pesca
Descarga de pozos	Desplazamiento de herramientas
Perforación direccional	Registro de pozos (en tiempo real o con memorias)
Operaciones de cementación, pesca y perforación de pozos en condiciones de bajo balance	Control del fondo del pozo

Tabla 5.1. Aplicaciones avanzadas con tubería flexible.

Los pozos de gran inclinación y mayor profundidad son cada vez más comunes y en muchos casos están comenzando a necesitar intervenciones con fines de reparación. El empleo en pozos más profundos aumenta el peso de la T.F., requiriendo tuberías y cabezales inyectoros más resistentes además de fluidos mejorados.

El mejoramiento de las prácticas de fabricación y control de calidad de los tubulares tuvo un importante impacto positivo, pero la optimización de los equipos y el perfeccionamiento de las técnicas y procedimientos operacionales desempeñaron un rol igualmente importante en lo que respecta al mejoramiento del desempeño y la confiabilidad de la tecnología con tubería flexible.

5.2 Experiencias de perforación con T.F. en México.

En la región Norte de nuestro país se han perforado cinco pozos con equipo de T.F., uno en la Unidad Operativa Poza Rica, el pozo es el Acuatempa 27 y cuatro en la Unidad Operativa Altamira, los pozos son Franco Española 1, 11,36 y Troncoso 108.

Los resultados obtenidos al perforar con T.F. se muestran en la siguiente tabla:

Pozo	Barrena	Herramienta direccional	Tubería Flexible	Herramienta de Fondo	Metros/Día	Tipo de pozo
Acuatempa 27	5 7/8"	MWD –LWD	2 3/8"	4 3/4"	16	Direccional
Franco Española 36	5 7/8"	MWD	2 3/8"	4 3/4"	40.7	Horizontal
Franco Española 1	5 7/8"	MWD	2 3/8"	4 3/4"	65.9	Horizontal
Franco Española 11	4 3/4"	MWD	2 3/8"	3 5/8"	103.4	Direccional
Troncoso 108	5 7/8"	MWD	2 3/8"	4 3/4"	105	Horizontal

Tabla 5.2. Pozos perforados con tubería flexible.

En la siguiente figura se observa el desarrollo de la curva de aprendizaje, conforme se fue adquiriendo mayor experiencia en el manejo de la T.F. durante la perforación y esta va desde 16 metros/día hasta llegar a los 105 metros/día.

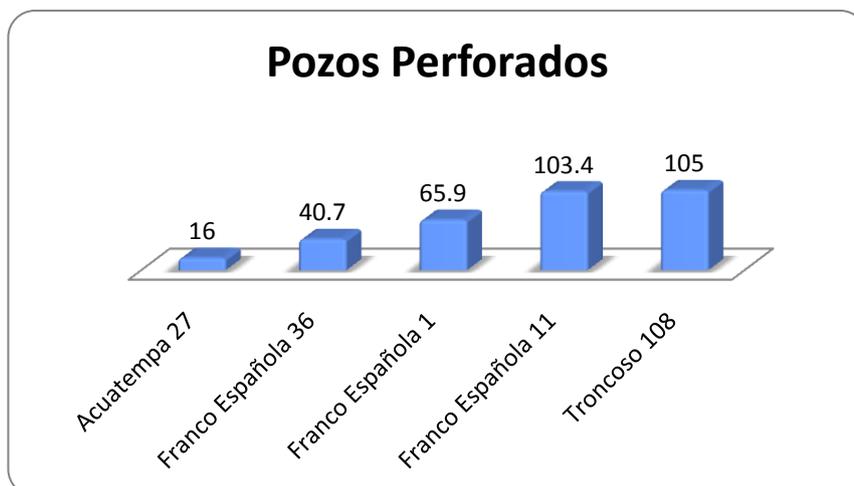


Figura 5.1. Desarrollo de experiencia en el manejo de tubería flexible en la perforación en México.

Se realizó una comparación entre la perforación convencional y con la perforación con T.F., obteniendo los siguientes resultados.

Costo/Beneficio.

En la siguiente tabla se observa un ahorro considerable al respecto:

Operación	Equipo		Ahorro %
	Convencional	T.F.	
Volumen de fluido	100	57	43
Tubería de revestimiento	100	54	46
Personal	100	46	54
Reducción de la localización	100	20	80
Tiempo de instalación	100	33	77
Manejo de T.P.	100	72	28
Volumen de lechada	100	57	43
Tiempo de perforación	100	23	77
Tiempo en ejecución de obra	100	75	25

Tabla 5.3. Ahorro en perforación.

En relación a los fluidos de perforación y tuberías de revestimiento empleados, tanto en diseños convencionales como con la utilización de la T.F., se observa una reducción aproximadamente del orden del 50%, esto se puede observar en la siguiente figura:

Diseño con Equipo Convencional

Diseño con Equipo de T.F.

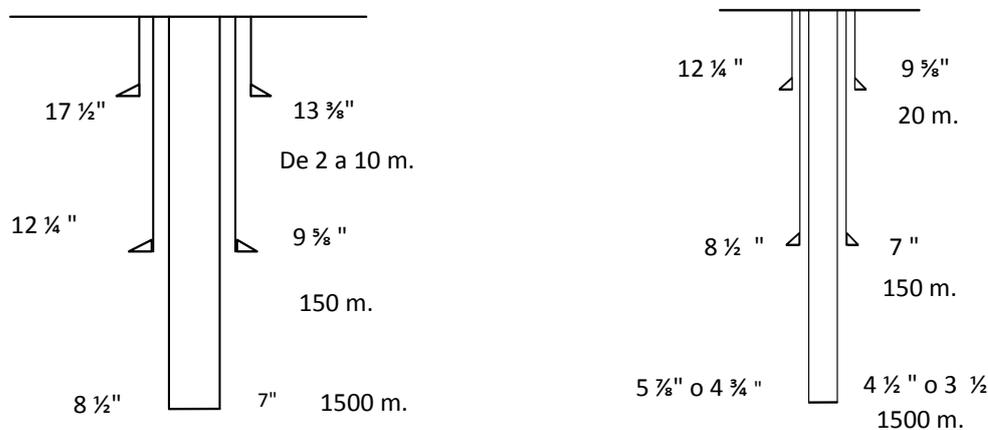


Figura 5.2 Comparación de la geometría de pozos

Fluidos empleados en la operación.

Etapas	Equipo convencional	Equipo de T.F.
Primera Etapa	11,252 litros.	5,418 litros.
Segunda Etapa	54,187 litros.	25,447 litros.

Tabla 5.4. Volumen de fluido empleado en el desarrollo de la operación.

Tuberías de revestimiento empleadas en la operación.

Etapas	Equipo convencional	Equipo de T.F.
Primera Etapa	10,323 kg.	6,370 kg.
Segunda Etapa	63,697 kg.	20,426 kg.

Tabla 5.5. Tuberías de revestimiento empleadas en la operación de perforación.

Realizando una comparación respecto a la distribución del equipo de perforación en una localización terrestre, el área necesaria es de 25 x 32 metros para un equipo de T.F. y para un equipo convencional es de 100 x 100 metros, el movimiento del equipo se reduce de siete a dos días y comprende desmantelar, transportar e instalar.

Las ventajas que se obtienen al perforar con tubería flexible comprenden en ahorro en costo y tiempo de perforación así como menor impacto ambiental, esta tecnología permite la competitividad nacional e internacional, estar actualizados en tecnología de punta y perforar al menor costo posible.

Para perforar un pozo, seguro y a bajo costo con equipo de tubería flexible, se puede lograr ya que la T.F. no necesita conexiones por ser continua, maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento, asimismo evitan pegaduras ya que se tiene circulación continua. Al final esto resulta un beneficio económico y en tiempo de perforación. El equipo de T.F. se emplea por ser más económico al explotar formaciones someras, con mejores condiciones de seguridad y mínimo impacto ambiental.

5.3 Operaciones de re-entrada y perforación con T.F. en Alaska.

Desde 1991, la tecnología de T.F. ha sido utilizada para construir miles de pozos verticales y direccionales. Las aplicaciones de perforación con T. F. incluyen la profundización, re-entrada y perforación de nuevos pozos, especialmente en yacimientos de gas someros y en localizaciones sensibles desde el punto de vista ambiental.

Al cabo de una década de operaciones rentables, cuatro aplicaciones de perforación con tubería flexible resultaron técnica y comercialmente viables:

- Pozos nuevos hasta aproximadamente 914 metros.
- Operaciones sensibles desde el punto de vista de la seguridad.
- Operaciones de re-entrada a través de la tubería de producción.
- Perforación en condiciones de bajo balance.

La técnica de T.F. resulta ideal para la perforación de pozos en condiciones de bajo balance. En zonas agotadas, la perforación en condiciones de bajo balance minimiza el daño de la formación y el atascamiento diferencial del arreglo de fondo de pozo.

La mayor parte de la actividad de perforación de pozos verticales con T.F. se lleva a cabo en Venezuela, donde cada año se perforan y entuban entre 30 y 60 tramos de pozos superficiales.

Las operaciones llevadas a cabo en el Talud Norte de Alaska, incluyendo el campo Prudhoe Bay, representa una de las aplicaciones de perforación con tubería flexible más exitosas de la última década, lo que demuestra la eficiencia y la rentabilidad de la tecnología de perforación con T.F., operan en forma continua en el Talud Norte, con capacidad para perforar y terminar tres pozos por mes.

Una perforación T.F. típica en el Talud Norte implica un pozo direccional realizado a través de la tubería de producción para acceder al petróleo pasado por alto. Hasta ahora, se han registrado más de 400 pozos del Talud Norte utilizando tecnología de perforación con T.F.



Figura 5.3. Perforación con tubería flexible en el Talud Norte de Alaska, implica la bajada de una cuña desviadora a través de la tubería de producción y su asentamiento a la profundidad de desviación en la tubería de revestimiento.

La perforación de re-entrada típica con T.F., en el campo Prudhoe Bay, Alaska, implica:

1. La bajada de una cuña de desviación expansible a través de la tubería de producción de 4 ½ pulgadas existente y su asentamiento a la profundidad de desviación en la tubería de revestimiento de 7 pulgadas.
2. La inyección forzada de cemento a través de los disparos existente bajando la tubería flexible hasta el extremo superior de la cuña de desviación y el bombeo de cemento.
3. La perforación de un agujero de 3 ¾ pulgadas.
4. El despliegue de una tubería de revestimiento corta de 2 ¾ pulgadas con T.F.
5. La cementación de la tubería de revestimiento corta hasta 60 metros por encima de la ventana de salida en la tubería de revestimiento.
6. El disparo de la tubería de revestimiento corta empleando pistolas activadas hidráulicamente, bajadas con T.F.

5.4 Operaciones de re-entrada y perforación con T.F. en los Emiratos Árabes Unidos.

En abril de 2003, la compañía BP-Sharjah inicio un programa de perforación con T.F. en condiciones de bajo balance, para realizar operaciones de re-entrada a través de la tubería de producción a partir de los pozos existentes en el campo Sajaa, de gas y condensado, ubicado en los Emiratos Árabes Unidos.

Objetivo.

El objetivo era mejorar la productividad de los pozos y revelar reservas adicionales con pozos multilaterales conectados a los pozos verticales primarios existentes.

Aplicación de la operación de re-entrada.

El campo Sajja de los Emiratos Árabes Unidos produce de un yacimiento carbonatado de baja presión en donde se perforaron los primeros pozos de este campo de gas a comienzos de la década de 1980.

Desde la producción inicial en 1980, la presión del yacimiento de caliza, a una profundidad vertical de 3,658 metros declino de 7,900 psi a menos de 2,000 psi. Aun existían volúmenes considerables de reservas de gas y condensado a pesar de la significativa declinación anual de la producción del 20%.

La actividad de desarrollo inicial implicó la perforación de 40 pozos verticales en condiciones de sobre balance, utilizando equipos de perforación convencionales, estos pozos fueron terminados con tuberías de revestimiento de 7 pulgadas y tuberías de producción de 5 pulgadas.

El operador creía que la perforación en condiciones de sobre balance había causado daño a la formación, lo que los dirigió a extensivas operaciones de limpieza de pozos. Los programas de perforación convencional horizontal habían tenido problemas de pérdida de circulación y de aprisionamiento diferencial, lo que impidió que algunos pozos alcanzaran su objetivo geológico.

Un equipo de profesionales a cargo de las operaciones, grupos de ingeniería y operaciones de Houston Engineering Technical Practices (ETP), Sunbury Research y Sharjah evaluaron diversos métodos de perforación mediante re-entradas en condiciones de bajo balance, llegando a la conclusión de que la T.F. representaba la mejor opción.

El equipo de ingenieros optó por una tubería flexible de 2 $\frac{3}{8}$ pulgadas de diámetro exterior, con una línea eléctrica interna como medio de transmisión de datos y mediciones de fondo de pozo a la superficie. El diseño de esta sarta evolucionó para convertirse en un tubo de espesor variable y suficiente resistencia al ácido sulfhídrico. La profundidad en pies que podía perforarse con estas sartas de espesor variable se consideraba aceptable.

La perforación con T.F. en Medio Oriente se inició con operaciones de re-entrada a partir de pozos existentes en el campo de gas Sajaa, situado en los Emiratos Árabes Unidos. La configuración de la perforación consistió en una tubería flexible de 2 $\frac{3}{8}$ pulgadas y un arreglo de fondo de pozo de 3 pulgadas con una barrena de 3 $\frac{3}{4}$ pulgadas.

Los planes exigían la colocación de cuñas de desviación por encima de los disparos existentes, bajadas a través de la tubería de producción hasta la profundidad de desviación en la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, para perforar bajo balance.

Se perforarían tres o más laterales a agujero descubierto para acceder a hasta 3,048 metros, la fase inicial implicó la perforación de 10 pozos y 29 laterales con más de 20,117 metros de agujero descubierto nuevo. Se han perforado hasta 8 laterales desde una sola ventana de salida, el beneficio de estos trabajos de perforación arrojaron un buen incremento de volúmenes de producción aumentando hasta tres veces.

En varios pozos, la perforación con tubería flexible permitió incrementar la producción de aproximadamente 143,200 m³/día a más de 716,000 m³/día, estos éxitos motivaron a que la compañía BP-Sharjah buscara más pozos candidatos para perforación con T.F.

Los pozos direccionales con diámetros de 2 ¾ pulgadas y 4 ⅛ pulgadas se consideran óptimos para las capacidades de carga de la T.F. No obstante, bajo ciertas condiciones, se pueden perforar pozos de 6 y más pulgadas de diámetro, particularmente en pozos verticales. Debido a las limitaciones del arreglo de fondo de pozo, los planes de perforación direccional con tubería flexible deberían apuntar a curvaturas de menos de 50°/30.5 metros.

En este proyecto se emplearon sartas de espesor variable para minimizar las cargas sobre el cabezal del inyector, reduciendo los pesos de la sarta al levantarla durante el desarrollo de las operaciones y aumentan la sobretracción disponible, en el fondo del pozo, en situaciones de atascamiento de tuberías.

En comparación con las sartas de paredes uniformes, se dispone de menos peso sobre la barrena (WOB, por sus siglas en inglés) para las operaciones de perforación; sin embargo, esto no ha constituido una desventaja debido a la presencia de formaciones relativamente blandas en esta área y gracias al éxito de los esfuerzos de optimización del desempeño de las barrenas.

La mayoría de los pozos laterales son de longitud limitada porque el peso de la sarta al levantarla en la profundidad final se vuelve demasiado grande, no por el WOB limitado, además, la perforación de pozos laterales más largos puede ser restringida debido al incremento de las caídas de presión por fricción que tiene lugar durante la perforación, lo que produce una densidad de circulación equivalente más elevada y un grado de sobre balance en la barrena que las formaciones no pueden tolerar.

Desde el punto de vista de la salud, la seguridad, el costo y el cuidado del medio ambiente, este programa también resultó exitoso. Durante más de dos años y medio de perforación, que abarcaron más de 1 millón de horas hombre de trabajo, no se registro ninguna pérdida de días de trabajo.

En las primeras fases de este proyecto, la terminación del primer pozo requirió 79 días, debido a que enfrento problemas de montaje, equipos y operaciones. Actualmente, los pozos se perforan en un periodo de 20 a 30 días. Las movilizaciones del equipo de perforación, que en un inicio requería casi nueve días y ahora solo requieren 2.5 días.

El conjunto de fondo de pozo (BHA) para las operaciones de perforación en condiciones de bajo balance es un arreglo de instrumentos de 3 pulgadas de diámetro externo, alimentado con energía desde la superficie a través de una línea eléctrica que pasa por el interior de la T.F.

Un sistema de transmisión de datos de fondo de pozo efectúa mediciones de presión, temperatura, WOB, vibraciones laterales e inclinación. Para reducir las fallas relacionadas con las vibraciones se trasladaron los componentes electrónicos del BHA fuera del motor de fondo y se reemplazaron las barrenas de un compuesto policristalino de diamante (PDC por sus siglas en inglés) de 3 ¾ pulgadas o bien una barrena cónica de 4.1 pulgadas. Las nuevas barrenas proporcionaron mayor velocidad de penetración (ROP) y menos vibración.

Los ingenieros también monitorearon atentamente las vibraciones laterales y axiales y redujeron los regímenes de inyección para minimizar las vibraciones del BHA durante los viajes de limpieza del pozo.

Estas medidas redujeron las fallas del BHA, causadas por el exceso de vibraciones durante la perforación. Se perforo con condiciones bajo balance empleando Nitrógeno y agua dulce con reductor de fricción para reducir los pesos de la sarta al levantar las presiones de bombeo.

Para aplicar esta técnica de perforación bajo balance se cierra los pozos antes de movilizar la unidad de T.F. para permitir que se incremente la presión en la zona vecina al pozo. Los intervalos de presión extremadamente baja requieren periodos de cierre más prolongados para que se alcancen y mantengan las condiciones bajo balance. De esta manera, la presión del yacimiento disponible se conserva el mayor tiempo posible durante la perforación.

Empleando todas estas técnicas se ha reingresado a 37 pozos y se ha perforado más de 150 pozos de re-entrada laterales, el tramo lateral más largo perforado hasta la fecha es de 1,326 metros y la mayor cantidad de metros perforados en una sola re-entrada es de 14,487 metros con ocho laterales.

El acceso a las reservas que no estaban siendo drenadas por los pozos originales redujo la declinación de la producción en el campo Sajaa, extendiendo significativamente la vida productiva de este campo.

Los pozos multilaterales realizados mediante la tecnología de T.F. maximizan el contacto del pozo con un yacimiento, aumentan la productividad del pozo y contribuyen a optimizar la recuperación de las reservas.

Además de la perforación de pozos de re-entrada, la tubería flexible desempeña un rol esencial en las operaciones de reparación de pozos y en los tratamientos de estimulación de yacimientos para pozos multilaterales.

La pronunciada declinación de los volúmenes de producción y el reemplazo insuficiente de las reservas de petróleo y gas han obligado a los operadores a re-examinar las estrategias de desarrollo de campos y los esfuerzos de manejo de yacimientos.

La flexibilidad de poder trabajar con T.F. en un pozo, ofrece ventajas claras de versatilidad operacional. En comparación con las operaciones con cable o línea de acero, la tubería flexible provee capacidades de carga relativamente grandes en pozos verticales más profundos y de alto ángulo y mayor capacidad de tracción, en el fondo del pozo.

La instalación de líneas eléctricas, cables de transmisión de datos, o cables de alimentación en el interior de las sargas de T.F. permite la adquisición de registros de pozos en tiempo real, el monitoreo y control de fondo de pozo, la adquisición de mediciones durante la perforación y la operación de bombas eléctricas sumergibles.

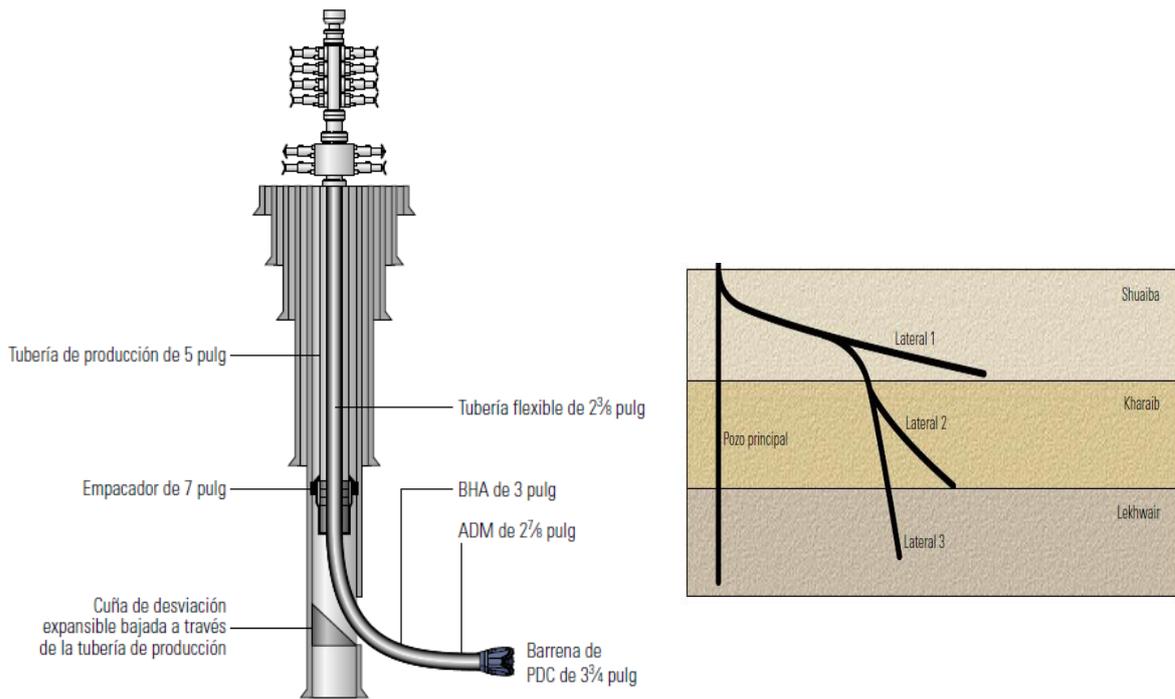


Figura 5.4. Arreglo de los pozos en el campo Sajaa.

5.5 Nuevas unidades y sistemas de tubería flexible.

5.5.1 Unidad marina “CT SEAS”

El sistema Modular Automático de Soluciones Eficientes y más Seguras con Tubería Flexible (CT SEAS), fue instalado por primera vez en una plataforma del campo Valhall, ubicado en el sector Noruego del mar del norte.

Un pozo horizontal típico del Campo Valhall requiere entre 5 y 12 tratamientos independientes de estimulación por fracturamiento hidráulico. Para ahorrar tiempo, se realizan las operaciones de perforación y terminación en la plataforma simultáneamente. Después de instalado el equipo de terminación de pozos, el equipo de perforación se desplaza hacia la siguiente boca.

La primera carrera de la T.F. se efectúa para ejecutar la limpieza del pozo y las operaciones de disparos. La embarcación utilizada para la operación de estimulación bombea un tratamiento de fracturamiento hidráulico con apuntalante.

La siguiente carrera de T.F. se lleva a cabo para eliminar el excedente de apuntalante, pero deja un tapón de arena para aislar la fractura precedente. A continuación se dispara el siguiente intervalo, continuando hasta que se estimulan todas las zonas.

Anteriormente, las unidades convencionales de tubería flexible operaban con una brigada de 13 personas. El equipo estaba compuesto por una unidad de control, un carrete, una unidad motriz, el equipo de control de pozo, dos bombas de desplazamiento positivo de alta presión, temblorinas para el lodo, válvulas de flujo, estranguladores, y un soporte para el cabezal del inyector.

Los pozos recientes de largo alcance, con tramos horizontales de 2,000 metros, perforados para explotar las áreas externas del campo petrolero, plantean más desafíos que los pozos previos.

La capacidad de utilizar T.F. más grande y más pesada de 2 7/8 pulgadas, aumentaría la eficiencia operacional y permitiría la terminación de intervalos adicionales, pero sería necesario rediseñar la unidad de tubería flexible.

Una evaluación de las operaciones, los registros de las plataformas y las regulaciones locales, ayudaron a los ingenieros a desarrollar la nueva unidad de “CT SEAS”.

El objetivo del nuevo diseño era lograr reducciones en el tiempo de montaje y en el tiempo de ciclo operacional general para alcanzar un incremento de la eficiencia del 15% y una reducción del personal a cargo de las unidades de T. F. del 30%. La unidad “CT SEAS” resultante está constituida por componentes modulares que resultan fáciles de entregar y armar, producen niveles de aprovechamiento del espacio en áreas marinas.



Figura 5.5. Plataforma del campo Valhall en el sector Noruego del Mar del Norte. Esta unidad “CT SEAS” realiza operaciones de fracturamiento hidráulico con apuntalante.

La flexibilidad en lo que respecta a la disposición del equipo reduce el tiempo de montaje y mejora las operaciones con tubería flexible. Las unidades de T.F. marinas convencionales implican típicamente 54 elevaciones de la grúa para su montaje; la nueva unidad reduce esta cifra a 36. Los componentes de la unidad “CT SEAS” son transportados a la localización del pozo sobre patines, previamente armados y probados, para reducir el número de elevaciones de la grúa y la manipulación del equipo.

La unidad marina “CT SEAS” está compuesta por patines que contienen los componentes del equipo para garantizar un óptimo aprovechamiento del espacio en la plataforma y un montaje eficaz. Este diseño reduce la cantidad de elevaciones que debe realizar la grúa para el montaje en una plataforma o para el traslado de un pozo a otro.

Los principales componentes son un cabezal inyector y una estructura de levantamiento con gato, un patín para el conjunto de preventores (BOP), la cabina de control y el taller de herramientas, un patín para el accionamiento de preventores y una unidad de energía hidráulica. Un cuello de ganso y un proceso parcialmente automático para insertar la T.F. en el cabezal del inyector reduce el riesgo de accidentes y lesiones. La automatización de la unidad mejora aún más la seguridad y la eficiencia, y reduce la cantidad de miembros de la brigada de 13 a solo 9.

Para simplificar el montaje de las instalaciones y las pruebas de presión, los diseños mejorados de los patines tienen menos válvulas y parte de la tubería es conectada y probada por anticipado.

El sistema “CT SEAS” tiene 36 conexiones hidráulicas en lugar de las 84 conexiones que caracterizan a las unidades más antiguas. La ergonomía de la cabina de control permite a los operadores reaccionar en forma rápida y eficaz ante cualquier situación.

El control automático del proceso y del equipo reduce los requerimientos de miembros de la brigada de 13 a 9 y permite que el operador de la unidad se centre en la eficacia de la operación de intervención del pozo. Los programas de control de proceso tienen funciones de seguridad automáticas incorporadas, que reducen la exposición a los riesgos en ambientes con propensos a errores humanos.



Figura 5.6. Unidad de T.F. y control del sistema, un sistema instalado en la cabina de la unidad “CT SEAS”, opera el carrete, el cabezal inyector, el equipo de control del pozo, las temblorinas para el lodo y las bombas.

Durante las operaciones con T.F., los parámetros del trabajo son vigilados rutinariamente, registrados y representados gráficamente por el sistema de tratamiento asistido por computadora con tubería flexible CoilCAT para la adquisición de datos en tiempo real.

La unidad “CT SEAS” ha mejorado la eficiencia de las operaciones de limpieza y terminación de pozos. La capacidad de correr hasta 6,000 metros de tubería flexible de 2 7/8 pulgadas a mayores velocidades ha permitido mejorar las operaciones de limpieza de pozos, eliminando la necesidad de disponer de aditivos químicos para reducir la fricción y reduciendo los tiempos totales requeridos en las operaciones.

En el nuevo diseño de las unidades de T.F., el éxito actual y futuro de esta tecnología puede ser atribuido al diseño de la T.F., que se ajustan a los requisitos de las plataformas.

5.5.2 Unidad “CT EXPRESS”

La necesidad de disponer de la tecnología de T. F. no se limita a las operaciones marinas. Se ha desarrollado el servicio de T.F. de despliegue rápido llamada “CT EXPRESS” para pozos terrestres de profundidad intermedia.

Este sistema consta de dos camiones, una unidad de T.F., y una unidad con una bomba combinada de nitrógeno y líquidos, operados por tres personas y ofrecen las mismas capacidades que las unidades convencionales con brigadas de cinco miembros.

La bomba combinada incluye un tanque de líquido-nitrógeno y sistemas de aditivos líquidos, y provee energía eléctrica e hidráulica. Esta unidad ha sido diseñada para aplicaciones que implican regímenes de bombeo relativamente bajos, presiones moderadas y operaciones continuas durante periodos prolongados.

La tubería permanece insertada en el cabezal inyector durante el transporte, y el arreglo de fondo de pozo (BHA) puede ser armado y sometido a pruebas de presión antes de arribar a la localización. Un carrete para T.F. y una innovadora base de pruebas de presión de los preventores facilitan la movilización de la unidad. Para garantizar la seguridad y la eficiencia del montaje, no debe realizarse ninguna conexión hidráulica o eléctrica en la localización.



Figura 5.7. Unidad de T.F. terrestre “CT EXPRESS”, incluye dos remolcadores que se montan en menos de 30 minutos, para servicio a pozos.

La unidad CT EXPRESS incluye dos remolcadores que se montan en menos de 30 minutos. El remolque principal incluye un inyector para una tracción de 40,000 lb_f y un equipo de control de presión de 9,995 psi en un mástil de 13 metros. Esta unidad puede ser empleada en cabezas de pozos de hasta 6.1 metros de altura, con un arreglo de fondo de pozo de 1.8 metros o más corto. Los arreglos de fondo de pozo más largos pueden caber en cabezas de pozos más cortas. El segundo remolque transporta el equipo de bombeo de nitrógeno y líquido y los sistemas de aditivos líquidos.

El operador de la unidad controla el carrete, el cabezal inyector y el conjunto de preventores desde una cabina de control, que emplea más efectivamente el personal disponible y mejora la comunicación con la localización del pozo.

Además, se dispone de paneles de control autónomos, independientes, para la operación de los componentes individuales del equipo.

5.5.3 Sistema de control de inyector inteligente IIC

Los estudios realizados y las estadísticas de las operaciones con T.F. indican que las acciones incorrectas contribuyen como mínimo a un tercio de todas las fallas producidas. Aproximadamente un 83% de las fallas fueron desencadenadas por un evento de fondo de pozo, generando fuerzas que exceden los límites de trabajo seguros de la T.F.

Para encarar este problema, se cuenta con el Sistema de Control de Inyector Inteligente IIC, compatible tanto con las unidades de tubería flexible convencionales como con las unidades “CT SEAS”, que provee control automático de bajada de la T.F.

En conjunto con el programa de diseño y evaluación de la tubería flexible CoilCADE, la tecnología IIC asegura que las operaciones desarrolladas con T.F. no se desvíen de los parámetros de trabajo especificados. Este sistema realiza pruebas automáticas de carga o tracción del inyector y controla la velocidad, la carga aplicada, la profundidad y otros parámetros durante los viajes de entrada y salida del pozo.

Esto resulta parcialmente importante durante las operaciones críticas de adquisición de registros y cementación, así como en aplicaciones a alta presión o durante las operaciones de perforación y terminación. Con esta implementación se logra proteger el equipo de T.F.

El sistema de control automático IIC protege al pozo y al equipo de terminación y ayuda a prevenir fallas de fondo de pozo causadas por errores humanos. Además de las mejoras introducidas en las unidades de T.F. y el equipo de superficie, el mejor conocimiento de los conceptos de esfuerzo y fatiga, y la mayor eficacia lograda en el manejo de la tubería han mejorado la calidad del servicio y la seguridad del trabajo.

5.6 Sistemas avanzados para el manejo de tubería flexible.

Se desarrolló un programa de cómputo avanzado para el manejo de T.F. para rastrear y encarar los defectos y fallas de la tubería.

Las fallas registradas mientras la tubería flexible se encuentra en un pozo o está siendo flexionada en la superficie pueden tener un impacto catastrófico sobre la seguridad, el medio ambiente y la rentabilidad de las intervenciones. Se han logrado avances significativos para reducir la cantidad de fallas de la T.F.

Los materiales de las tuberías, los procesos de manufactura y el control de calidad previo a la llegada de la T.F. al campo, han mejorado a través de una alianza entre compañías proveedoras de T.F. Precision Tube Technology Inc. El modelo de predicción de la vida útil de la T.F. CoilLIFE ayuda a evaluar el daño producido por la fatiga y permite retirar de servicio la T.F. antes de que alcance el fin de su vida útil.

El sistema de inhibición del almacenamiento de la tubería flexible PipeSAVER ha mejorado la manipulación de la T.F. a través de la mitigación del daño mecánico y la corrosión.

El entrenamiento del personal en la utilización y el mantenimiento adecuado de la tubería, y las herramientas de planeación, tales como el sistema de evaluación de riesgos planeados por la T.F. CoilSAFE, ayudan a abordar la seguridad operacional. El inventario global de tuberías ha ayudado a conocer el desempeño de la tubería flexible porque requiere que las fallas sean registradas, analizadas y categorizadas.

Los tratamientos de fracturamiento y estimulación acida a través de la T.F. erosionan o corroen el acero. Ciertos elementos del pozo, tales como los tubulares de cromo, provocan la abrasión externa de la T.F., y las unidades de T.F. se están utilizando a presiones más altas. Estas mayores demandas requieren un medio más adecuado de vigilancia rutinaria de la integridad de la T.F.

Se han desarrollado varios sistemas de inspección de tuberías flexibles. El monitor universal de integridad de la tubería (UTIM) mide el diámetro y la ovalidad de la tubería. Otros sistemas que detectan fisuras y picaduras tienen aplicaciones específicas, pero ninguno resulta completamente satisfactorio. Estas limitaciones dirigen los esfuerzos de investigación y desarrollo en curso en lo que respecta a inspección de la T.F.

Actualmente se está desarrollando tecnología para abordar la identificación y descripción de defectos, los efectos de las imperfecciones sobre la vida útil de la tubería flexible, y la evaluación de los riesgos asociados.

Estas mediciones ayudan a los usuarios a optimizar la vida útil de la sarta y reducir las fallas de los tubulares en el campo. La combinación de esta tecnología con las mediciones de fugas de flujo, permite la detección de defectos localizados, tales como picaduras y corrosión. Además de mejorar el manejo de la sarta de tubería flexible.

5.7 Sistema de limpieza “Power-Clean”.

Aproximadamente un 50% de las operaciones con T.F. implican la eliminación de arena de formación, apuntalantes para fracturamiento u otros sólidos, de los pozos. Estos materiales limitan o impiden la producción, obturan el paso de herramientas de fondo de pozo, e intervención de pozos. Las técnicas de tubería flexible convencionales a menudo dejan atrás los sólidos y requieren intentos de limpieza reiterados durante periodos prolongados, lo que incrementa los costos y retrasa la producción.

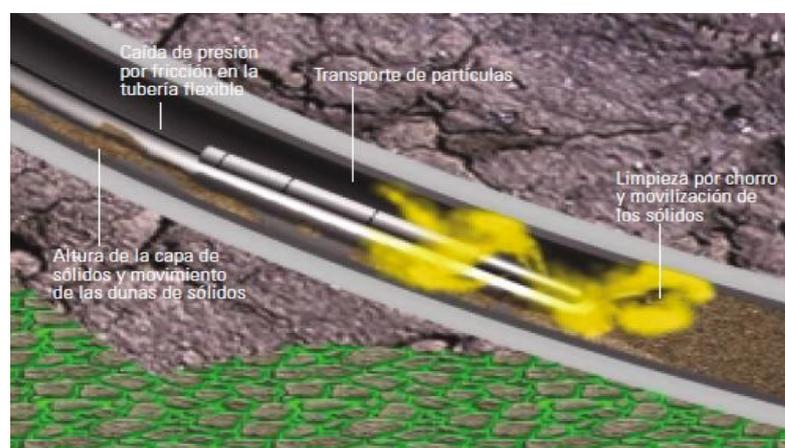


Figura 5.8. Limpieza de pozos inclinados y horizontales, durante las operaciones de limpieza de pozos con T.F., el fluido es bombeado por la T.F. a través de una boquilla de fondo de pozo mediante chorros.

Durante las operaciones de limpieza de pozos con T.F., el fluido es bombeado por la T.F. a través de una boquilla de fondo de pozo con orificios. El flujo turbulento resultante agita el relleno del pozo, haciendo que los sólidos se mezclen y queden suspendidos provisoriamente en el fluido de limpieza como resultado de flujo turbulento. Las velocidades de bombeo dependen de la potencia disponible y de la caída de presión por fricción en la T.F. Con el tiempo, los sólidos que viajan por el espacio anular entre la T.F. y el pozo se asientan en el lado bajo del pozo y forman dunas detrás de la boquilla.

La distancia a lo largo de la cual pueden ser transportados los sólidos depende de las propiedades del fluido, los tamaños y densidades de las partículas, la velocidad de flujo y la geometría del pozo, incluyendo la T.F.

Para abordar este problema, se llevaron a cabo extensivas pruebas dirigidas a comprender el transporte de sólidos por los fluidos de limpieza. El servicio de eliminación de incrustaciones PowerCLEAN, constituye un enfoque consistente en fluidos especiales, boquillas de limpieza a chorro mejoradas, programa de diseño y un sistema de control, que vigila el retorno de sólidos a la superficie.

Además de mejorar el programa de diseño, los nuevos fluidos de limpieza y la vigilancia rutinaria de los sólidos en la superficie, el sistema PowerCLEAN incluye una boquilla especial que crea un remolino de fluido, que elimina los sólidos a grandes velocidades. A diferencia de otras boquillas, las boquillas PowerCLEAN utilizan ángulos de chorros optimizados para producir este efecto de remolino no tiene piezas móviles que mantener.



Figura 5.9. Servicios de limpieza de pozos, boquilla especial que crea un remolino de fluido utilizando ángulos de chorros para eliminar los sólidos a velocidad.

Mezclados con agua dulce o con agua salada, los fluidos PowerCLEAN crean una solución estable de baja fricción y alta viscosidad que extiende la eficacia de limpieza a 163°C con el sistema PowerCLEAN.

Los diseños de boquillas para T.F. previos, comúnmente, tienen chorros progresivos y regresivos que no eliminan efectivamente los sólidos de los pozos de gran inclinación. Las nuevas boquillas PowerCLEAN no tienen piezas móviles sino que crean un efecto de remolino que provee limpieza por chorro continuo; esto permite utilizar la energía del fluido más eficazmente y elimina los sólidos a una velocidad más de dos veces superior a la velocidad de las boquillas convencionales.

El programa PowerCLEAN integra la simulación de las operaciones de limpieza con la optimización del trabajo. Los parámetros del trabajo incluyen:

- La velocidad de circulación.
- La velocidad de bajada de la T.F. durante la penetración de incrustaciones.
- La profundidad de la capa de partículas.
- La velocidad de extracción de la T.F. para barrer los sólidos hacia la superficie.
- El número y longitud de los barridos antes de volver a bajar la tubería.

El programa toma en cuenta factores tales como:

- Máxima presión de superficie y velocidad de bombeo.
- Presión de fondo del pozo.
- Concentración de sólidos arrastrados.
- Fuga de fluidos o influjo de fluidos.
- Transporte de sólidos.

5.7.1 Seguridad del sistema

Aseguran la ejecución de operaciones de limpieza, libres de problemas. No se permite que la capa de sólidos exceda una altura especificada que impide el arrastre sobre la T.F., el incremento de las presiones por fricción y el atascamiento de la tubería. Además, el volumen de sólidos que pueden ser levantados por encima de la boquilla es limitado. Esto ayuda a asegurar la extracción de la T.F. en caso de pérdida de circulación por falla de la bomba o pérdida excesiva de fluidos.

Estas restricciones de seguridad habitualmente se traducen en barridos múltiples para eliminar los grandes volúmenes de relleno.

El sistema de control de sólidos en tiempo real PowerCLEAN utiliza sensores para detectar el retorno de sólidos en la superficie y ayuda a determinar si el avance de las operaciones de limpieza se apega a lo planificado. El sistema PowerCLEAN recientemente desempeño un rol clave en las operaciones de limpieza de pozos realizadas en Europa y el Golfo de México.

Después de realizar un fracturamiento en un pozo de gas terminado con una tubería de revestimiento de 7 pulgadas, el operador necesitaba limpiar el pozo, un volumen de 9.4m³ de apuntalante rellenaba el pozo entre 4,176 y 4,999 metros de profundidad, es decir una longitud de 823 metros. La máxima inclinación del pozo a dicha profundidad era de 31° y la temperatura de fondo de pozo ascendía a 151 °C.

Una sarta de T.F. de 1 ¾ pulgadas que bombeaba el fluido de limpieza penetro el relleno a razón de 1.8 a 3 metros/minuto. El programa PowerCLEAN era la opción más viable debido a la elevada temperatura de fondo de pozo y las grandes dimensiones de la tubería de revestimiento, debido a la inclinación se requerían varios barridos para eliminar los sólidos asentados en los tramos del pozo de gran inclinación.

Cada penetración de la T.F. en las incrustaciones se limito a 24 metros, lo que minimizo la altura de las dunas de sólidos impidiendo el atascamiento de la T.F., la velocidad de barrido durante el viaje de salida del pozo fue de 3 a 6 metros/minuto con el fin de garantizar la eliminación completa del relleno. El pozo se limpio sin problemas y se recuperaron 59 barriles de apuntalante.

5.8 Solución de problemas de incrustaciones en la tubería de producción con ayuda de la técnica de T.F.

Los depósitos de incrustaciones que se acumulan en las tuberías de un pozo, constituyen un serio problema de intervención de pozos. La acumulación de incrustaciones modifica la rugosidad superficial de las tuberías, incrementando la caída de presión por fricción y restringiendo la producción.

El incremento de las incrustaciones disminuye el área de flujo de las tuberías, impide el acceso a las secciones más profundas de un pozo, y finalmente puede bloquear completamente la tubería. Cuando el agua de mar inyectada irrumpe en un pozo, se pueden formar incrustaciones, extremadamente duras, tales como el sulfato de estroncio y el sulfato de bario.



Figura 5.10. Acumulación de incrustaciones en las tuberías del pozo, las cuales reducen el área de flujo.

En Brasil, Petrobras utilizó tecnología de T.F. con chorros de alta energía para eliminar la acumulación de incrustaciones pesadas de sulfato de bario de la tubería de producción en un pozo marino. El pozo estaba ubicado en una plataforma marina fija y no se disponía de ningún equipo de reparación, de manera que el reemplazo de la tubería de producción no constituía una opción viable.

La tubería flexible proporcionaba un medio para bajar las herramientas mecánicas de eliminación de incrustaciones y hacer circular los fluidos de limpieza sin el equipo de reparación convencional.

En otros campos petroleros del área, se habían utilizado con éxito métodos tales como disolventes químicos, escobillas con líneas de acero y motores de fondo de pozo, para eliminar la acumulación de incrustaciones. No obstante, en algunos de estos casos, los detritos residuales caían en el fondo del pozo y obturaban los disparos, lo que exigía operaciones de limpieza adicionales.

Los servicios Jet Blaster emplean tecnología por chorro a alta presión para eliminar los depósitos del fondo de pozo. Este sistema especializado emplea solventes o materiales abrasivos especiales para eliminar la acumulación de incrustaciones sin dañar las tuberías o el equipo de terminación.

La herramienta Jet Blaster consta de una cabeza rotativa con boquillas opuestas, y un anillo de derivación. Las boquillas de chorros eliminan las incrustaciones de las paredes de las tuberías mientras que el anillo de derivación permite que la herramienta avance, solo una vez que el diámetro interno de las tuberías está limpio.

Los servicios Blaster incluyen tres técnicas de eliminación mecánica de incrustaciones: el método Jet Blaster emplea fluidos no abrasivos para la eliminación de incrustaciones blandas; el método Scale Blaster elimina las incrustaciones duras; y el método Bridge Blaster emplea limpieza por chorro abrasivo y un cabezal de limpieza, accionado por motor, cuando las tuberías se encuentran completamente tapanadas.

Las técnicas Jet Blaster emplean fluidos convencionales o solventes para disolver incrustaciones con una herramienta de limpieza por chorro radial.

El método Scale Blaster emplea el sistema seguro de eliminación de incrustaciones duras. A través de la correcta selección de dureza, forma, tamaño y densidad de las partículas y resistencia de la fractura, los investigadores lograron propiedades únicas que permiten eliminar la acumulación de incrustaciones sin dañar las superficies del acero.

La técnica Bridge Blaster combina un motor de desplazamiento positivo (PDM) y una fresa cónica de 1 5/8 pulgadas con la herramienta de limpieza por chorro radial y un sistema modificado para evitar la obturación del motor. Este sistema perfora los depósitos de incrustaciones o los tapones de cemento a través de la tubería de producción sin dañar el equipo de pozo.

El programa de diseño Blaster ayuda a:

- Seleccionar la geometría de la herramienta de limpieza por chorro.
- Cabezal de boquilla, diámetro y configuración de los orificios.
- Las velocidades requeridas del fluido.
- Las presiones de tratamiento.
- Las concentraciones de material abrasivo y las velocidades de eliminación de la acumulación de incrustaciones.

5.8.1 Experiencia de aplicación con problemas de incrustación en un pozo de Petrobras

La conexión de fondo de la T.F. encontró incrustaciones a 2,546 metros de profundidad, en un pozo operado por Petrobras. Empleando salmuera, la herramienta Jet Blaster logro una velocidad de limpieza de 12 a 15 metros/hora entre 2,546 y 3,087 metros. Con una velocidad de bombeo de 0.23 a 0.27 m³/min equivalentes a 1.5 a 1.7 bbl/min, y presiones de circulación de la bomba de 3,500 a 4,000 psi, esta parte del trabajo requirió 36 horas y tres herramientas de limpieza por chorro.

A 3,087 metros, 60 metros por debajo de la tubería de producción y dentro de la tubería de revestimiento corta de 7 pulgadas, la herramienta de limpieza por chorro fue reemplazada por un motor PDM. Esta etapa final insumió 12 horas para limpiar 43 metros hasta 3,130 metros de profundidad.

La operación total genero unos 29,937 kg de detritos, 2,722 kg de incrustaciones y 27,216 kg de partículas abrasivas que fueron capturados en el separador de producción de la plataforma. Después del trabajo, debieron cerrarse durante un periodo breve otros pozos de la plataforma para limpiar el separador de la plataforma. La mayoría de las operaciones de eliminación de incrustaciones ahora emplean un separador provisorio para capturar los sólidos antes de que lleguen al separador de producción.

La tecnología Scale Blaster logro eliminar efectivamente la acumulación de incrustaciones de sulfato de bario, de la tubería y el equipo de terminación de pozos en condiciones bajo las cuales los métodos convencionales habían fallado en el pasado. Como resultado, la producción de petróleo aumento 1.025%, lo que amortizo los costos en 19 días.

Es común que los pozos de campos maduros experimentan la acumulación de incrustaciones. Los servicios Blaster han sido aplicados en muchas otras localizaciones a fin de ahorrar tiempo y dinero, incluyendo el campo Duri de Indonesia y varios campos del Mar del Norte.

5.9 Tratamiento CoilFRAC en el pozo OMP843 del campo Hassi Messaoud.

En Argelia, Sonatrach estimula los pozos profundos de alta presión y alta temperatura del campo Hassi Messaoud, empleando sistemas de fracturamiento hidráulico bajados con T.F. Las condiciones de yacimientos permiten la implementación de tratamientos de fracturamiento hidráulico de baja velocidad y alta presión, que aumenta significativamente la productividad y prolongan la vida económica de estos pozos.

En años pasados, los problemas con los empacadores convencionales limitaban el éxito de los tratamientos de fracturamiento debido a la presencia de presiones diferenciales superiores a 9,000 psi a lo largo del empacador de aislamiento.

Algunos tratamientos se traducían en costosas operaciones de pesca. Los tratamientos de estimulación mediante tubería flexible CoilFRAC, proporcionaron una alternativa con respecto a los equipos de reparación convencionales. La disponibilidad de unidades de T.F. constituyo una ventaja adicional.

Sumados a los empacadores más confiables para el aislamiento de zonas productoras, los tratamientos de fracturamiento hidráulico con T.F. protegen las tuberías del pozo de las altas presiones de tratamiento y de los apuntalantes. Las técnicas CoilFRAC son aplicables para los tratamientos de estimulación iniciales realizados en pozos nuevos, la estimulación de zonas productivas pasadas por alto y la re-estimulación de intervalos previamente tratados.

El fracturamiento hidráulico convencional maximiza la altura de la fractura, a menudo a expensas de su longitud y de la cobertura completa de la estimulación. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico efectuados con T.F. superan estas limitaciones y permiten a los ingenieros diseñar fracturas óptimas para cada zona productiva.

Las operaciones de estimulación CoilFRAC pueden ser realizadas con un empacador mecánico y tapones de arena o con arreglos de herramientas de aislamiento intervalo selectivas.

En octubre del 2001, Sonatrach realizo el primer tratamiento CoilFRAC en el pozo OMP843 del campo Hassi Messaoud. Terminado con una tubería de revestimiento cementada y disparada de 4 ½ pulgadas y con tubería de producción de 4 ½ pulgadas.

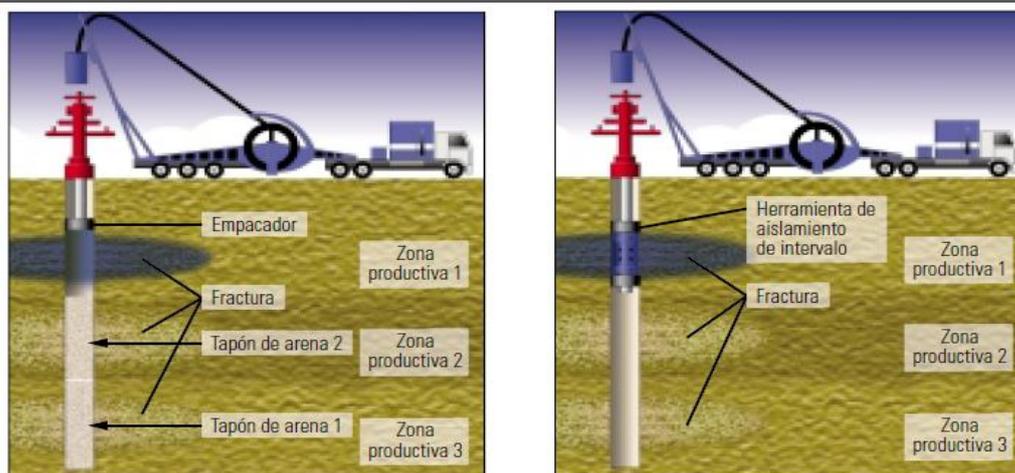


Figura 5.11. Tratamiento de sstimulación CoilFRAC en el pozo OMP 843 del campo Hassi Messaoud

El empacador fue colocado a 3,249 metros por encima de un niple en la tubería de producción. El tratamiento consistió en colocar un total de 9,736 kg de apuntalante en la formación. La presión de tratamiento de superficie promedio fue de 8,600 psi. Una sarta de 3,993 metros de T.F. de 2 3/8 pulgadas permitió colocar un empacador para aislar las tuberías de terminación del pozo. El empacador tolero una presión diferencial máxima de 8800 psi a 9 bbl/min. La producción antes al tratamiento era de 860 bbl/día de petróleo y la producción posterior al fracturamiento fue de a 2,280 bbl/día de petróleo.

El tratamiento, incluyendo la producción diferida, se amortizo en 39 días. En ese momento, este era el pozo más profundo fracturado a través de T.F. Las excesivas fuerzas hidráulicas hicieron que el empacador se soltara dos veces durante las pruebas de inyección y calibración de los tratamientos previos a los trabajos.

5.9.1 Confiabilidad de la tecnología CoilFRAC

El tratamiento de fracturamiento hidráulico a través de T.F. en el campo Hassi Messaoud requirió la modificación de los empacadores y el mejoramiento de los programas de computación para poder modelar las fuerzas de fondo del pozo.

Estas mejoras permitieron aumentar la confiabilidad de los tratamientos CoilFRAC, que ahora pueden emplearse en pozo de hasta 3,658 metros de profundidad. Las velocidades de bombeo pueden oscilar entre 1.3 y 4 m³/min equivalentes de 8 a 25 bbl/min.

La tecnología CoilFRAC permite:

- Explotar reservas previamente pasadas por alto.
- Optimizar la productividad del pozo, especialmente en yacimientos de baja permeabilidad.

5.10 Aislamiento zonal específico.

En algunos pozos es necesaria una técnica confiable con equipo de perforación para aislar y estimular selectivamente una serie de intervalos disparados, con un espaciado estrecho, el campo Hassi Messaoud, situado en Argelia (África del norte) produce de una arenisca situada a 3,300 metros de profundidad, con cuatro intervalos de yacimiento. La mayor parte de los pozos tienen tuberías de revestimiento cementadas, con múltiples intervalos disparados.

El pozo MD-264 del campo Hassi Messaoud, operado por la compañía Sonatrach producía de dos intervalos disparados; una zona superior fracturada hidráulicamente y dos zonas de baja permeabilidad más profundas las cuales presentaban un deficiente desempeño. Se disponía de 3 metros de tubería de revestimiento sin disparar, entre 3,430 y 3,433 metros; es decir, entre el intervalo superior y el intervalo inferior el cual presentaba un deficiente desempeño.

Este pozo, se perforo hasta 3,503 metros y fue terminado a agujero descubierto, producía inicialmente 2,069 bbl/día. Posteriormente Sonatrach instalo una tubería de revestimiento cementada de 4 ½ pulgadas y disparó el intervalo superior, entre 3,406 y 3,418 metros.

A pesar de que se sometió a un tratamiento de estimulación por fracturamiento, la zona no produjo en forma rentable. Sonatrach agrego disparos entre 3,421 y 3,464 metros, lo cual produjo un volumen de 359 bbl/día luego de un tratamiento de estimulación ácida.

Una prueba de incremento de presión y un análisis NODAL del sistema de producción indicaron la existencia de un alto factor de daño y una productividad potencial sin daño de 592 bbl/día. Sonatrach deseaba realizar tratamientos selectivamente de los intervalos disparados inferiores, situados entre 3,433 y 3,464 metros, con ácido fluorhídrico (HF).

Los ingenieros decidieron realizar este tratamiento a través de la tubería de producción empleando T.F. y un empacador inflable para aislar el intervalo superior fracturado hidráulicamente. El éxito total de este tratamiento dependía de la correcta colocación del empacador.

Si el empacador se colocaba muy alto, el fluido de tratamiento podría tomar otro camino y desviarse hacia la zona superior previamente estimulada por fracturamiento, si se colocaba muy abajo, una gran parte del intervalo disparado inferior podía quedar sin tratar, aumentando el riesgo de daño de los elementos externos del empacador lo que podía impedir el inflado.

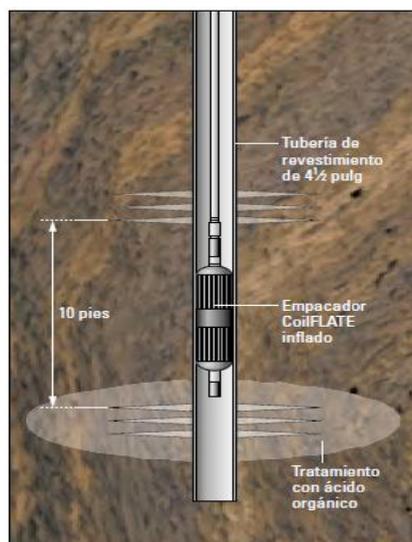


Figura 5.12. Herramienta de aislamiento zonal y estimulación selectiva en el pozo MD 264.

Sonatrach deseaba aislar la zona superior fracturada hidráulicamente en el pozo MD-264. Esto permitiría la estimulación selectiva de un intervalo disparado inferior.

El éxito del tratamiento realizado a través de la tubería de producción dependía del empleo de T.F. para colocar un empacador inflable en una sección de tubería de revestimiento sin disparar de 3 metros, entre los dos intervalos.

El empacador inflable debía aguantar las altas presiones diferenciales presentes en el mismo sin que se produjeran pérdidas o fallas, porque los intervalos de baja permeabilidad más profundos podían requerir presiones de inyección de tratamiento de hasta 3,500 psi, Sonatrach empleo el empacador inflable operado con T.F. a través de la tubería de producción, que fue diseñado para tolerar condiciones de fondo de pozo rigurosas y químicos para tratamientos corrosivos a lo largo de periodos de exposición prolongados y con temperaturas de hasta 191 °C.

El primer intento de colocación e inflado del empacador sin correlación de la profundidad de fondo de pozo falló, lo que reforzó la necesidad de contar con el dato preciso de profundidad de fondo de pozo. Sonatrach observo el empacador después de su recuperación, lo cual indico que el mismo había sido colocado en un intervalo disparado debido al daño observado en la superficie del empacador inflable.

Para una eficiente colocación del empacador Sonatrach empleo un primer método el cual consistía en el empleo de T.F. con un cable interno para la transmisión de datos desde las herramientas de adquisición de registros de fondo de pozo y el otro método era un registro almacenado en la memoria de la herramienta. La tubería flexible con cable provee correlaciones de profundidad en tiempo real pero suma complejidad operacional, riesgo y costo. Además, no se pueden realizar tratamientos de estimulación ácida a menos que se instale un cable blindado con un revestimiento especial.

La adquisición de registros almacenados en le memoria de la herramienta requiere un viaje extra para recuperar los datos de la memoria de fondo de pozo y no provee correlaciones de profundidad en tiempo real. Para lograr un mayor nivel de precisión en el segundo intento, Sonatrach empleo el registro de correlación de la profundidad DepthLOG.

Este sistema detector de collarines de la tubería de revestimiento, con capacidad de bombeo continuo, provee mediciones de profundidad en tiempo real precisas, y es compatible con el empacador de alta presión y alta temperatura CoilFLATE, esta tecnología envía pulsos a la superficie instantáneamente, un registro de correlación de la profundidad en tiempo real hizo posible que Sonatrach posicionara el empacador con precisión entre los dos intervalos disparados.



Figura 5.13. Herramienta de control de la profundidad DepthLOG, la cual ayudo al óptimo posicionamiento del empacador inflable.

La combinación de estas dos tecnologías innovadoras en una sarta permitió satisfacer todos los objetivos operacionales de esta exigente aplicación.

Durante una única bajada de la T.F., dentro del pozo, Sonatrach pudo adquirir un registro para la correlación de la profundidad y la posible colocación óptima del empacador en la selección de tubería revestimiento de 3 metros.

Además en la misma bajada se logro colocar e inflar el empacador CoilFLATE, bombear el tratamiento de ácido HF, desinflar el empacador e iniciar el flujo del pozo mediante la inyección de nitrógeno. En la localización del pozo, la primera carrera de la T.F. empleo la herramienta Jet Blaster de alta presión para bombear fluidos y limpiar los tubulares de producción. Estas operaciones confirmo el pasaje libre hasta la profundidad de colocación del empacador, limpio los disparos para garantizar la penetración óptima del ácido y removió toda acumulación de incrustaciones de las paredes de la tubería de revestimiento en donde se colocaría el empacador.

Sonatrach confirmo el inflado y el anclaje del empacador colocando el peso de la T.F. sobre el empacador y realizo una prueba de inyección para confirmar la presencia de un sello positivo antes de bombear 120 bbl de ácido HF. El tratamiento de estimulación se bombeo en dos etapas, cada una de las cuales consistió en un prelavado con ácido clorhídrico (HCL), una etapa de ácido HF.

El empacador inflable fue diseñado para tolerar altas presiones diferenciales y de inyección, con el fin de poder bombear este tratamiento a una presión de 3,500 psi y mantener un margen de seguridad para evitar la falla del empacador.

La capacidad de inyección de la formación aumento de 0.2 a 1 bbl/min, manteniendo al mismo tiempo una presión de boca de pozo constante, lo que indico que no existían pérdidas en el empacador y confirmo que el ácido estaba disolviendo el daño de formación, abriendo los disparos y reduciendo el daño.

Una vez que Sonatrach finalizo este tratamiento se desinflo en empacador CoilFLATE, posteriormente se hizo circular nitrógeno a través de la T.F. para reiniciar el flujo del pozo. Esto ayudo a recuperar el ácido consumido que puede provocar daños severos si permanece en la formación durante un tiempo prolongado. Después de recuperar el empacador CoilFLATE, se realizo una inspección visual del elemento externo que índico la ausencia de daño, lo que verifiko que el empacador había sido colocado en la tubería de revestimiento entre las zonas disparadas.

La reparación requería de un solo viaje dentro del pozo y sin necesidad de recuperar la tubería de producción, la correlación de la profundidad, la acidificación y la iniciación de la producción se efectuaron en la misma carrera que la colocación del empacador, lo que posibilito el ahorro de dos carreras. Después de tratamiento de estimulación, la producción de petróleo se incremento en más de tres veces, de 239 bbl/día a 755 bbl/día.

Resultados

Durante más de un año después del tratamiento, la producción se mantuvo en el mismo nivel de mejoramiento. La experiencia de campo que se realizo empleando un empacador de anclaje inflable CoilFLATE de 2 ³/₈ pulgadas demostró que existen zonas en pozos con intervalos de terminación múltiples que pueden ser aisladas y estimuladas en forma confiable empleando T.F.

Los tiempos de ejecución rápidos y la colocación precisa de los fluidos permiten el mejoramiento de la producción en pozos que previamente no podían ser tratados en forma eficiente o económica con otras técnicas y métodos de intervención.

El empacador CoilFLATE de 2 $\frac{3}{8}$ pulgadas de diámetro puede expandirse hasta 3 veces con respecto a su diámetro inicial y se puede colocar en tuberías de revestimiento de hasta 7 $\frac{5}{8}$ pulgadas de diámetro.

Después de su expansión, estos empacadores permiten que la inyección se realice por encima o por debajo de los mismos o en ambas posiciones. Luego de tratamiento de estimulación, y mientras sigue conectado a la T.F., el empacador se puede volver a desinflar hasta alcanzar su diámetro original para su recuperación.

La herramienta inalámbrica DepthLOG emplea un detector de collarines de la tubería de revestimiento (CCL) para detectar las variaciones magnéticas en los collarines de las tuberías de revestimiento,

5.11 Acceso a ramales de pozos.

En tiempos pasados, no era posible efectuar perforaciones de re-entrada, partiendo de un pozo principal y desarrollar tramos laterales terminados en agujero descubierto. Esto impedía la ejecución de operaciones de reparación en los laterales individuales.

Para lo cual se desarrollo una herramienta multilateral llamada Discovery MLT para acceder selectivamente a todo tipo de ramales de pozos multilaterales empleando el equipo de T.F.

La herramienta Discovery MLT provee operaciones de limpieza, estimulación, cementación y adquisición de registros de pozos efectuadas con tubería flexible para pozos con ramales previamente inaccesibles y terminaciones de pozos multilaterales. Las operaciones de re-entrada son realizadas en un solo viaje dentro del pozo.

Un empalme acodado accionado hidráulicamente controla la operación de la herramienta. Primeramente, la herramienta es acomodada alrededor de los 360° para establecerla orientación del lateral. Después de reiterar este proceso para confirmar la ubicación del ramal.

La compañía Zakum Development Company (ZADCO) aplico esta herramienta en los Emiratos Árabes Unidos. La terminación de pozos multilaterales, en el campo Upper Zakum, permite explotar varias capas del yacimiento con un total de 12 laterales perforados desde un solo pozo principal.

Previamente, no era posible el acceso a los ramales con fines de reparación, lo que impedía la estimulación efectiva y la adquisición de registros de producción de los laterales para evaluar los resultados del tratamiento.

La mayor parte de la reacción del ácido se producía en la entrada del tramo descubierto, dejando sin tratar el resto del ramal lateral. Esta práctica también creaba grandes agujeros que podían colapsarse e impedir el acceso futuro al lateral, ZADCO logro acidificar con éxito laterales descubiertos en dos pozos marinos, empleando la tecnología Discovery MLT.

Durante la utilización de esta herramienta por primera vez, ZADCO realizó un tratamiento selectivo en un lateral de un pozo con cuatro ramales. En un segundo pozo, dos de los cinco ramales fueron tratados. Estos trabajos llevaron siete días, cuatro de operaciones y tres días de movilización, desmovilización y demoras por razón climatológicas, su costo fue un 65% menor que el costo que implica la utilización de un equipo de reparación.

La producción aumento un 11%, en el primer pozo y un 30% en el segundo, lo que amortizo la inversión en dos días.

La herramienta Discovery MLT demostró ser una solución para tratar los ramales laterales y efectiva desde el punto de vista de sus costos, que ayuda a maximizar la productividad y el desempeño de los pozos multilaterales.

En otro pozo de los Emiratos Árabes Unidos, el sistema Discovery MLT ayudo a cementar selectivamente un lateral y aislar la producción de agua empleando T.F.

En Omán, la compañía Petroleum Development Oman (PDO), adquirió exitosamente registros de producción en un pozo multilateral del campo Saih Rawl. PDO reingreso y registró selectivamente, tres tramos laterales para determinar el perfil de inyección de agua e identificar posibles fracturas en la formación.

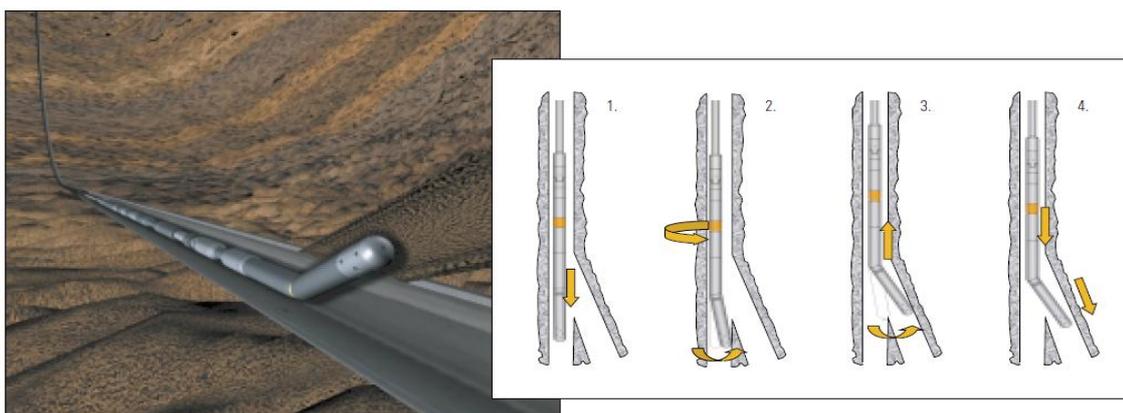


Figura 5.14. Sistema Discovery MLT incluye un dispositivo de orientación controlable para hacer rotar la herramienta y un empalme acodado ajustable.

Los ramales del pozo son localizados moviendo la herramienta, que es accionada por el flujo de fluido, en forma ascendente y descendente, a lo largo de un intervalo:

1. Cuando el flujo de fluido excede un valor de velocidad, la sección inferior de la herramienta cambia su configuración de derecha a acodada.
2. Cada ciclo de accionamiento hace rotar la herramienta 30°, produciendo un perfil de presión desplegado en la superficie que confirma la orientación del lateral.
3. Este sistema permite que la T.F. acceda selectivamente a cualquier tipo de lateral para llevar a cabo operaciones de limpieza, adquisición de registros, disparos, estimulaciones y cementaciones de pozos.

5.12 Estimulación de pozos multilaterales.

Los pozos que perfora Talisman Energy en el campo Turner Valley de Alberta, Canadá, consisten en un pozo principal y dos o más tramos laterales terminados en agujero descubierto.

Los ingenieros necesitaban una forma efectiva de transferir el ácido a los ramales individuales de los pozos para optimizar la producción de los diversos tramos laterales.

Con los métodos previos consistentes en la búsqueda a ciegas y el acceso errático a los laterales, Talisman y otras compañías tenían incertidumbre acerca de la efectividad de las operaciones de limpieza y tratamientos ácidos.

Este nuevo sistema multilateral de estimulación de pozos de re-entrada y remoción de incrustaciones Blaster MLT integró dos tecnologías, la herramienta multilateral Discovery MLT y el servicio de remoción de incrustaciones por chorro Jet Blaster para acceder y estimular los ramales laterales individuales sin necesidad de disponer del complejo equipo de terminación de pozos.

Este sistema único puede acceder a todos los ramales laterales de un pozo para transferir el ácido y lavar el pozo con un chorro de fluido de alta energía. Se pueden tratar varios laterales en un solo viaje, lo que reduce el tiempo de operación en un pozo.

Talisman Energy realizó tratamientos de estimulación en dos pozos similares del campo Turner Valley, uno con una herramienta Jet Blaster seguida por una herramienta Discovery MLT y el otro con una nueva herramienta multilateral integrada de limpieza por chorro.

El sistema Blaster MLT fue corrido en un pozo multilateral para realizar tratamientos ácidos independientes en cada ramal lateral, durante un solo viaje dentro del pozo.

Esta terminación en agujero descubierto recién perforada consistió en un pozo principal y dos pozos de re-entrada laterales. La profundidad vertical de este pozo fue de 2,709 metros. El tramo lateral más largo se extendió hasta 3,471 metros de profundidad.

La herramienta multilateral de limpieza se corrió en cada lateral terminado en agujero descubierto. Después de alcanzar el fondo de cada lateral, se extraía lentamente el ensamble de fondo (BHA) en dirección hacia el punto de entrada, mientras el componente de limpieza por chorro de alta energía lavaba la pared del pozo. El sistema Blaster MLT asegura el acceso a los laterales y redujo el número de viajes dentro de este pozo, de tres a uno, lo que se tradujo en una reducción del 50% del tiempo requerido en la localización del pozo.

Luego de tratar con éxito los pozos, Talisman Energy considera que el sistema multilateral de limpieza por chorro contribuirá con los esfuerzos de optimización de la producción en el campo Turner Valley y en otros campos del área. Cada una de estas operaciones, incluyendo el montaje y desmontaje del equipo de perforación, se ejecuto en 48 horas.

Los pozos multilaterales nuevos pueden ser tratados efectivamente y es posible reingresar en los pozos existentes que exhiben desempeños deficientes para mejorar la producción y recuperación de hidrocarburos. Los pozos exploratorios con re-entradas en agujeros descubiertos y las terminaciones de pozos multilaterales en formaciones de baja permeabilidad ahora pueden ser estimulados en forma más efectiva para evaluar, caracterizar y producir mejor un yacimiento.

La combinación de herramientas y técnicas de T.F también provee soluciones novedosas en otras aplicaciones de estimulación de pozos, incluyendo el aislamiento selectivo y el buen desempeño de los trabajos desarrollados con equipo de T.F.

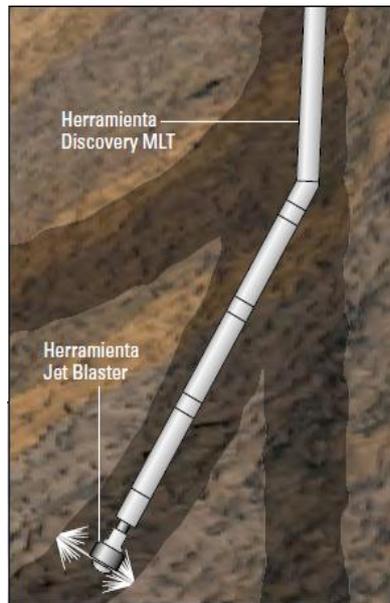


Figura 5.15. Herramienta multilateral Blaster MLT, permite ingresar a los ramales y realizar un lavado por chorro de alta energía.

5.13 Situación actual de la perforación con T.F.

Muchas compañías de servicios en la industria petrolera están transformando la tecnología de perforación con T.F. en todo el mundo, a través de operaciones que se están llevando a cabo actualmente en Alaska, Venezuela, Medio Oriente, Indonesia, etc. En los últimos años, las longitudes promedio de los pozos laterales perforados con tubería flexible oscilaron entre 457 y 1,044 metros.

Con el aumento de la actividad, la envolvente estrategia de las operaciones de perforación con T.F. continua expidiéndose, como lo demuestran los recientes registros:

- Más de 2,743 metros de agujero descubierto perforados durante el año 2003, en condiciones de bajo balance en un solo pozo de re-entrada del campo de gas Sajaa situado en Emiratos Árabes Unidos.
- Una ventana de salida en la tubería de revestimiento con cuña desviadora de 4,816 metros, realizada en Colombia durante el año 2002.
- La ventana de salida en la tubería de revestimiento con cuña desviadora más profunda, a 4,950 metros en Alaska en el año de 2004.
- La mayor profundidad total de un pozo de re-entrada de 5,339 metros realizado con T.F. en Alaska durante el año de 2004.

Analizando esta tecnología de perforación se hace notar que además del aumento de la producción y la recuperación mejorada de reservas, estas campañas mundiales de perforación con tubería flexible están generando mejoras continuas en lo que respecta a seguridad en la localización del pozo y eficiencia operacional.

5.14 Tecnología en Desarrollo.

Se continua desarrollando y refinando equipos, procedimientos y técnicas para extender los rangos de presión operativa para las operaciones con T.F., incluyendo aplicaciones de alta presión de hasta 13,500 psi.

También se encuentran en desarrollo conectores de T.F. y equipos de terminación con T.F., incluyendo válvulas de bombeo neumático, que facilitarían las operaciones de áreas que plantean desafíos logísticos, tales como las plataformas marinas y localizaciones remotas o sensibles desde el punto de vista ambiental.

Los métodos de intervención de pozos sin equipo de perforación o reparación, con nuevas tecnologías de cementación, minimizan los costos asegurando al mismo tiempo la protección del medio ambiente a largo plazo. La tecnología con T.F. permitió un ahorro del 30%, en comparación con los equipos de perforación y reparación convencionales.

Las compañías que se dedican a dar servicio con la tecnología de T.F. tratan de mantener el liderazgo tecnológico de este servicio a través de soluciones efectivas desde el punto de vista de sus costos que aborden las necesidades del operador. La T.F. estableció sus inicios primero como una herramienta de limpieza con costos reducidos.

En años recientes, esos trabajos convencionales de limpieza de pozos y estimulación con ácido cubrían más de las tres cuartas partes del total de los ingresos relacionados con la tecnología de T.F. Más recientemente, fracturamiento y perforación han emergido como las dos áreas de más alto crecimiento. Los ingresos de estas dos utilidades de T.F. han crecido desde casi cero hace diez años, hasta aproximadamente el 15% en años más recientes.

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La tubería flexible es empleada en el área de perforación y terminación de pozos petroleros a nivel mundial, logrando con éxito muchas de sus operaciones teniendo como ventajas principales el costo de las operaciones y reduciendo el tiempo de ejecución de las mismas, así como la movilidad de las unidades de un pozo a otro.
- Realizando una comparación de la capacidad de perforación convencional con la desarrollada con T.F., la profundidad del agujero y las dimensiones son limitadas a diámetros y profundidades mayores para la perforación con T.F.
- La tubería flexible ha demostrado ser funcional y resistente en presencia de fluidos corrosivos producidos por la formación, como el CO₂ y el H₂S, debido a las nuevas tuberías con titanio y sistemas de monitoreo de la T.F.
- Dentro de los factores de importancia que se presenta al emplear tubería flexible en los pozos durante su perforación y terminación es la optimización de tiempos de operación y con ello la disminución de costos. Por otro lado el empleo de equipos convencionales en la perforación de pozos actualmente resulta muy costoso en comparación con la tecnología de T.F., por lo que una alternativa de trabajo es el empleo de la T.F. en los pozos petroleros.
- Se han realizado estudios de factibilidad en donde se determinó que es posible perforar con tubería flexible hasta 15,240 metros con un equipo diseñado para aplicaciones en pozos muy profundos. En tiempos más recientes se han desarrollado sistemas de T.F. para operaciones bajo el agua en las cuales el equipo es operado por un buzo o por un ROV desde un barco, en lugar de sostener a un equipo en una embarcación. La tubería corre directamente desde el carrete montado en el barco hacia la cabeza del inyector bajo el mar.
- Las sargas de tubería flexible pueden tener una longitud de hasta 9,450 metros o más, dependiendo de la fortaleza del acero con que está fabricada, los cuales han soportado desde 55,000 psi hasta 120,000 psi y los diámetros de tubería oscilan entre $\frac{3}{4}$ y $6\frac{5}{8}$ pulgadas.
- Los nuevos avances tecnológicos abarcan avances de fabricación de tuberías de titanio a fin de obtener alta resistencia y bajo peso, así como el control de la corrosión, los esfuerzos a que se somete la T.F., ocasionados por presiones externas e internas, tensión y compresión; la deforman a tal punto que la pueden dañar, se debe de tener en cuenta estos factores para el manejo adecuado de la T.F. en sus diversas aplicaciones en pozos petroleros.
- La tubería flexible es una tecnología eficiente dentro de sus rangos y limitantes ya que al perforar o realizar sus diversas aplicaciones se debe de tomar en cuenta los diámetros y profundidades ya que esto la limita.

RECOMENDACIONES

- Debido a que la T.F. está expuesta a esfuerzos continuos causados por repetidas operaciones en los pozos, los daños causados pueden ser fisuras, grietas, desgaste u ovalamiento. Para prevenir estas fallas es importante inspeccionarla continuamente.
- El óptimo empleo de esta tecnología requiere de personal altamente capacitado, para lo cual es indispensable de conocimientos teórico-prácticos mediante cursos que las compañías líderes en este ramo ofrecen a los ingenieros y operadores de campo.
- Se deberá continuar aplicando esta tecnología con mejor planeación y apearse a los programas y normas establecidas antes de dar inicio a la perforación de un pozo, en cuanto al equipo es necesario tener una buena eficiencia del bombeo de fluido a fin de evitar paros indeseados.
- Se deberá emplear el mejor equipo de monitoreo en tiempo real para facilitar la supervisión y control de la operación y determinar con mayor aproximación los parámetros que gobiernan el proceso de perforación con tubería flexible.
- El equipo de monitoreo y control de T.F. debe de contar con una computadora en la cabina de control para visualizar la medición de parámetros en tiempo real con el objetivo de asegurar preventivamente los trabajos desarrollados con tubería flexible alargando así su vida útil.
- Para trabajos de perforación y terminación en pozos someros es conveniente emplear la tecnología de T.F., ya que reduce los costos y los tiempos de desarrollo de las operaciones, así como la reducción de riesgos que pueden influir negativamente tanto en la seguridad operativa como en el impacto ambiental.
- Dentro de nuestro país es posible tener la tecnología para perforar con T.F. dentro de PEMEX, esto se debe a que cuenta con personal dispuesto a dominar esta técnica de perforación, así mismo cuenta con equipos de T.F. que se pueden reacondicionar a la perforación de pozos petroleros.
- En la actualidad de han perforado pozos con barrena de 5 7/8" en forma direccional con 40 grados de inclinación en forma eficiente (1 metro/3 minutos), siendo factible aplicar esta tecnología a otros campos y obtener buenos resultados.

1. *Coiled Tubing Manual (CTM)*.
CTES, L.P. afiliada con la Compañía Nacional Oil Varco Especializados en Intervenciones a Pozos Petroleros.
Edición 07-2006-A
2. *Manual Técnico para el Operador de Tubería Flexible*.
Servicios Petrotec S.A. de C.V.
Documento del año 2006
3. *Abderrahmane Boumali, Mark E. Brady, Erik Ferdiansyah, Santhana Kumar, Stan van Gisbergen, Tom Kavanagh, Avel Z. Ortiz, Richard A. Ortiz, Arun Pandey, Doug Pipchuk, Stuart Wilson*.
"Tubería Flexible: Métodos innovadores de intervención de pozos", *Oilfield Review*, 2006.
4. *Ali Chareuf Afghoul, Sridhar Amaravadi, Abderrahmane Boumali, Joao Carlos Neves Calmeto, Joe Lima, John Lovell, Scott Tinkham, Kean Zemlak, Timo Staal*.
"Tubería Flexible: La próxima generación", *Oilfield Review*, 2004.
5. *Wrighty TR Jr y Sas-Jaworsky II A (eds): World Oil's Coiled Tubing Handbook*, Houston, Texas, EUA: Gilf Publishing Co., 1998.
6. <http://qualitytubing.com/slideb07.html>
7. *Ken Newman, Dowell Schlumberger*, "Determining the Working Life of a Coiled Tubing String", *Diciembre*, 1991.
8. *Newman, K.R., Stein, D., and Ackers, M.*, "Rotation of Coiled Tubing", SPE 60737, SPE/ICoTA Coiled Tubing Roundtable held in Houston, TX, Abril 2000.
9. <http://www.petrotec.net>
10. *Coiled Tubing Completions*.
Inconel and Monel are registered trademarks of Inco Alloys International, Inc. Schlumberger.
11. *Ackert D, Beardsell M., Corrigan M. y Newman K*.
"The Coiled Tubing Revolution" *Oilfield Review* 1, No. 3, Octubre de 1989.
12. *Cabanzo LE y Zhou W*: "Real-Time Data Delivery in Coiled-Tubing Well Interventions", Artículo SPE 89528, Marzo 2004.
13. *Van Adrichem WP*: "Coiled Tubing Failure Statics Used to Develop CT Performance Indicators", Artículo SPE 54478, Mayo 1999.
14. *Drilling Contractor*: "Avances Técnicos con Tubería Flexible para Disminuir Grandemente Costos Operacionales", Julio/Agosto 2005.
15. *Degenhardt KF, Stevenson J, Gale B, González D, Hall S, Marsh J y Zemlak W*: "Aislamiento y estimulación selectivos", *Oilfield Review* 13,, No. 3 (Invierno 2001/2002).

16. Ackers M, Doremus D y Newman K: "An Early Look at Coiled –Tubing Drilling", *Oilfield Review* 4, No. 3 (Julio 1992).
17. Byrom TG: "Coiled Tubing Drilling in Prespective", *Journal of Petroleum Technology* 51, No. 6, Junio 1999.
18. Gantt LL, Oba EM, Leising L, Stagg T, Stanley M, Walker E y Waljer R: "Coiled Tubing Drilling on the Alaskan North Slope", *Oilfield Review*, No. 2 (Verano 1998), McCarty TM, Stanley MJ y Can.
19. Mathes RA y Jack LJ: "Successful Drilling of an Underbalance, Dual-Lateral Horizontal Well in the Sajja Field, Sharjah UAE", *Artículo SPE* 57569.
20. Pruitt R, Leslie C, Smith B, Knight J y Buchanan R: "Sajaa Underbalance Coiled Tubing Drilling Putting It all Together", *Artículo SPE* 89644.
21. Suryanarayana PV, Smith B, Hasan ABM, Leslie C, Buchanan R y Pruitt R: "Basis of Design fot Coiled Tubing Underbalance Through-Tubing Drilling in the Sajaa Field", *Artículo SPE* 87146.
22. Wright HJ, Aristianto B, Gan RG, Jenie JR y Kyaw HA: "Coiled Tubing Driling Reentry: case History from East Kallimantan", *Artículo SPE* 89632.
23. Patterson JC, Pursell JC y Mc Hugh MD: "A Coiled Tubing Deployed Electric Submersible Pumping System Enhance Field Development Costs", presentado en seminario sobre sistemas de bombeo electrosumergible SPE.
24. Pastor G, Knoppe R y Shepler R: "South China Sea Gas Lifted Oil Well Conversion Utilizing Coil Tubing Electric Submersible Pumping Systems".
25. *Operaciones con Tubería Flexible y Herramientas Especiales*
No. M08031P0
Cesar Preciado Alfredo Supervisor de Equipos Especiales
PEMEX-PMP
26. *Coiled Tubing*
Factors Affecting Coiled Tubing Serviceability
By: Rusell D. Kane and Michael S. Cayard, Cortes: Laboratories Inc. Houston
27. *Coiled Tubing Technology*
Project to Develop and Evaluate Coiled Tubing and Slim-Hole Technology
Phase II
Maurer Engineering Inc.
28. *Defining Coiled Tubing Limits*
K.R. Newman, SPE, U.B.Sathuvalli, SPE L.R. Stone, SPE, CTES, L.C. and S Wolhart, SPE, GRI OTC 8221.

29. *Introduction to Coiled Tubing Drilling*
By: *Leading Edge Advantage*, 2006
<http://www.lealtd.com>
30. *SPE 54492 Slimwell Concep-Innovative Coiled Tubing Completion Technology* Phil Head and Dan Turner XL Rechnology, Gerald Cameron, Amerada Hess; Franco Bottazi, ENI Agrip; Tim Hanson, Enterprise Oil; Tor-Kristian Holst, Saga Petroleum; Salim Al-Rawahi, Shell International 1999.
31. *Coiled Tubing Engineering Manual- Schlumberger Dowell.*
32. *Coiled Tubing Operator's Manual- Schlumberger.*
33. *Hydra Ring Training Manual- Hydra Ring.*
34. *World Oil, Coiled Tubing Handbook- Mark E. Teel, 1993.*
35. *Coiled Tubing Conveyed Fishing Services- Baker Oil Tools.*
36. *Memorias de la Perforación de los pozos- Acuatempa 27 y Franco Española 36.*
37. *Utilización del equipo de Tubería Flexible en la explotación de hidrocarburos.*
Juan José Colín Cruz
Tesis U.N.A.M Facultad de Ingeniería 1984
38. *Manual de Procedimiento para la intervención de pozos petroleros costafuera con tubería flexible, 1986.*
39. *La tubería Flexible y su utilización en los pozos petroleros*
José Oscar Thomas Vega
Tesis U.N.A.M Facultad de Ingeniería 1985
40. *Maurer, Engineers, 1995 "Coiled Tubing Technology Training Manual".*
41. *Matheny, Shanon L, Jr, 1996 "Coiled Tubing Helps Gas Production", Oil & Gas Journal.*
42. *Leising, L.J, Newman, K.R and Dowell Schlumberger, 1992 "Coiled Tubing Drilling" SPE 24594, paper presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, D.C.*
43. *"Coiled Tubing Drilling" Tool Kit. Dowell Schlumberger.*
44. *Goodrich, G.T, Smith B.E. and Larson E.B., "Coiled Tubing Practices at Prudhoe Bay". AIDC/SPE 35128. Marzo 1996.*

Figura 1.1. Etapas del proyecto "Pluto"

Figura 1.2. Cabeza inyectora Bowen de 1964, como principal componente del equipo de T.F.

Figura 1.3. Evolución de las sartas de tubería flexible

Figura 1.4. Evolución de la tubería flexible de 1962 a 1994

Figura 1.5. Distribución de las unidades de tubería flexible

Figura 2.1. Evolución de la construcción de T.F. tomando en cuenta diámetros

Figura 2.2. Proceso de Rollers, permite a la tira de acero ser manufacturada a un espesor específico

Figura 2.3. Rollos de lámina de acero cortada de acuerdo al diámetro de tubería requerido

Figura 2.4. Configuración de la soldadura del acero en tiras, para formar la T.F.

Figura 2.5. Rodillos formadores

Figura 2.6. Proceso de remoción de "rebaba"

Figura 2.7. Proceso final de fabricación, carrete de tubería flexible

Figura 2.8. Tuberías fabricadas de acero al carbón

Figura 2.9. Esfuerzos presentes en la tubería flexible

Figura 2.10. Fuerzas reales y efectivas

Figura 2.11. Esfuerzos y tensiones aplicados en la tubería flexible

Figura 2.12. Representación de la ley de Hooke

Figura 2.13. Representación gráfica del esfuerzo aplicado y la elongación del material

Figura 2.14. Fuerzas presentes en una operación con T.F.

Figura 2.15. Fuerza- Presión para varios diámetros de tubería

Figura 2.16. Vida útil de la tubería flexible, monitoreo de la fatiga

Figura 2.17. Radio de arco guía extremo para reducir el daño por fatiga en la tubería flexible

Figura 2.18. Carrete de diámetro mayor y eliminación de guía para reducir la fatiga en la tubería flexible

Figura 2.19. Arco parabólico en la tubería flexible para minimizar el daño por fatiga.

Figura 2.20. Ovalidad en la tubería flexible

Figura 2.21. Pruebas de corrosión susceptibles a CO₂.

Figura 2.22. Fatiga de un material con aleación resistente a la corrosión

Figura 2.23. Puntos de fatiga en la tubería flexible

Figura 2.24. Equipo de tubería flexible, muestra cada uno de los componentes del equipo de T.F.

Figura 2.25. Unidad de potencia

Figura 2.26. Medidor de profundidad

Figura 2.27. Carrete de tubería flexible

Figura 2.28. Tensión entre el carrete y el inyector del equipo de T.F.

Figura 2.29. Cabina y panel de control, muestra los controles del equipo de T.F.

Figura 2.30. Cabeza inyectora, muestra cada una de las partes que la componen

Figura 2.31. Configuración de las cadenas

Figura 2.32. Blocks de agarre de la tubería flexible

Figura 2.33. Indicador de peso

Figura 2.34. Se muestra un corte transversal, mostrando la ubicación de los arietes en una columna cuádruple

Figura 2.35. Configuración de los arietes, se muestra el arreglo de cada uno de los arietes de acuerdo a sus partes accionadas, para tener un medio de control de las presiones del pozo durante una operación

Figura 2.36. De izquierda a derecha: se muestra el cuerpo del estopero y el elastómero

Figura 3.1. Componentes de la conexión de fondo (BHA), para perforación de pozos no direccionales

Figura 3.2. Componentes de la conexión de fondo (BHA), para perforación de pozos direccionales

Figura 3.3. Molino para perforar la ventana de re-entrada

Figura 3.4. De izquierda a derecha: Corriendo y colocando el desviador con una herramienta de posicionamiento (1), comenzando la ventana (2), abriendo la ventana con un molino (3), ampliar y aplanar la ventana con un molino de peso (4).

Figura 3.5. Re-entrada en pozos con tubería flexible

Figura 3.6. Sarta de trabajo de pesca con T.F.

Figura 3.7. Taponamiento con tubería flexible

Figura 3.8. Trabajo de taponamiento con tubería flexible

Figura 3.9. Proceso de cementación forzada con T.F.

Figura 3.10. Colocación de tapones de cemento con T.F.

Figura 3.11. Configuración de tubería flexible para aplicaciones en pozos profundos

Figura 3.12. Configuración de la unidad de tubería flexible para operaciones marinas

Figura 3.13. Equipo de tubería flexible en pozos marinos

Figura 4.1. Métodos de inducción

Figura 4.2. Equipo empleado en trabajos de inducción, muestra los componentes que lo integran

Figura 4.3. Inducción de pozo con Nitrógeno empleando T.F.

Figura 4.4. Factor de compresibilidad del Nitrógeno

Figura 4.5. Limpieza en pozos para remover asentamiento de sólidos empleando T.F.

Figura 4.6. Componentes del equipo necesario para limpiezas, muestra los componentes que integran el sistema

Figura 4.7. Trabajo de limpieza con tubería flexible en pozos desviados, para remover las dunas formadas por asentamiento de partículas y alojadas por deslizamiento tubular.

Figura 4.8. Sarta de velocidad con tubería flexible, para mejorar el flujo en la tubería de producción.

Figura 4.9. Disparos de producción realizados con tubería flexible

Figura 4.10. Factores geométricos del sistema de disparos

Figura 4.11. Patrón de agujeros para pistolas fase 0° y 60°

Figura 4.12. Patrón de agujeros para pistolas fase 30° y 90°

Figura 4.13. Patrón de agujeros para pistolas fase 45° y 180°

Figura 4.14. Pistolas empleadas para realizar disparos de producción

Figura 4.15. Configuración de los disparos de producción, muestra los parámetros presentes bajo cada técnica de terminación

Figura 4.16. Efecto de penetración y densidad de disparo sobre la relación de productividad

Figura 4.17. Efecto de la fase sobre la relación de productividad

Figura 4.18. Inducciones reactivas y no reactivas

Figura 4.19. Trabajo de Jetting, mediante una boquilla la cual proporciona chorros a alta velocidad

Figura 4.20. Boquilla para el Jetting, muestra la velocidad de flujo y la dirección en la cual se encuentran los orificios

Figura 4.21. Poder de remoción del Jetting, muestra la eficacia para remover incrustaciones dentro de las tuberías

Figura 5.1. Desarrollo de experiencia en el manejo de tubería flexible en la perforación en México

Figura 5.2. Comparación de la geometría de pozos

Figura 5.3. Perforación con tubería flexible en el Talud Norte de Alaska, implica la bajada de una cuña desviadora a través de la tubería de producción y su asentamiento a la profundidad de desviación en la tubería de revestimiento.

Figura 5.4. Arreglo de los pozos en el campo Sajaa

Figura 5.5. Plataforma del campo Valhall en el sector Noruego del Mar del Norte. Esta unidad "CT SEAS"

Figura 5.6. Unidad de T.F. y control del sistema, un sistema instalado en la cabina de la unidad "CT SEAS", opera el carrete, el cabezal inyector, el equipo de control del pozo, las temblorinas para el lodo y las bombas.

Figura 5.7. Unidad de T.F. terrestre "CT EXPRESS", incluye dos remolcadores que se montan en menos de 30 minutos, para el servicio a pozos

Figura 5.8. Limpieza de pozos inclinados y horizontales, durante las operaciones de limpieza de pozos con T.F., el fluido es bombeado por la T.F. a través de una boquilla de fondo de pozo mediante chorros.

Figura 5.9. Servicios de limpieza de pozos, boquilla especial que crea un remolino de fluido utilizando ángulos de chorros para eliminar los sólidos a velocidad.

Figura 5.10. Acumulación de incrustaciones en las tuberías de pozos, las cuales reducen el área de flujo

Figura 5.11. Tratamiento de estimulación CoilFRAC en el pozo OMP 843 del campo Hassi Messaoud

Figura 5.12. Herramienta de aislamiento zonal y estimulación selectiva en el pozo MD 264

Figura 5.13. Herramienta de control de la profundidad DephtLOG, la cual ayudo al óptimo posicionamiento del empacador inflable

Figura 5.14. Sistema Discovery MLT incluye un dispositivo de orientación controlable para hacer rotar la herramienta y un empalme acodado ajustable

Figura 5.15. Herramienta multilateral Blaster MLT, permite ingresar a los ramales y realizar un lavado por chorro de alta energía

Tabla 2.1. Esfuerzo de cedencia para las diferentes tuberías existentes en mercado.

Tabla 2.2. Esfuerzo de cedencia para la T.F.

Tabla 2.3. Composición química de la tubería flexible fabricada de acero al carbón

Tabla 2.4. Características de la tubería de Titanio

Tabla 2.5. Radio del cuello de ganso, tomando en cuenta el diámetro de la T.F.

Tabla 3.1. Peso y capacidades de la T.F.

Tabla 3.2. Comparación de propiedades de la tubería flexible y tubería de perforación por tramos

Tabla 3.3. Mínimo peso sobre la barrena para la perforación con T.F.

Tabla 3.4. Clasificación de los trabajos de pesca

Tabla 3.5. Consideraciones del empleo de la tubería flexible

Tabla 3.6. Datos necesarios para el diseño de trabajos de pesca

Tabla 4.1. Propiedades del Nitrógeno gaseoso

Tabla 4.2. Datos del pozo PUMA-77 para realizar una inducción

Tabla 4.3. Presión de fondo de una columna de Nitrógeno, teniendo la presión de superficie y la profundidad

Tabla 4.4. Factor para determinar el peso de una columna de Nitrógeno

Tabla 4.5. Factor de volumen para determinar los m³ de Nitrógeno por m³ de líquido

Tabla 4.6. Información necesaria para realizar un trabajo de estimulación

Tabla 5.1. Aplicaciones avanzadas con tubería flexible

Tabla 5.2. Pozos perforados con tubería flexible

Tabla 5.3. Ahorro en perforación

Tabla 5.4. Volumen de fluido empleado en el desarrollo de la operación

Tabla 5.5. Tuberías de revestimiento empleadas en la operación de perforación

ΔL	<i>Incremento de longitud o elongación [m]</i>
μ	<i>Viscosidad [cp]</i>
A	<i>Área de sección transversal de la tubería [in²]</i>
Bbls	<i>Barriles</i>
BEC	<i>Bombeo electrocentrífugo</i>
BHA	<i>Conexión de fondo por sus siglas en ingles</i>
BHP	<i>Presión de fondo de pozo</i>
BN	<i>Bombeo neumático</i>
BOP	<i>Conjunto de preventores por sus siglas en ingles</i>
cc	<i>Centímetro cubico</i>
Cf	<i>Compresibilidad de la formación de interés [kpsi]</i>
CO ₂	<i>Dióxido de carbono</i>
Cr	<i>Cromo</i>
E	<i>Modulo de Young o modulo de elasticidad [kg/cm²] 2.11x10⁶ kg/cm² para el acero</i>
F	<i>Fuerza o tensión aplicada [kg]</i>
Fa	<i>Fuerza axial</i>
Fe	<i>Fuerza efectiva</i>
ft	<i>Pies</i>
Gal	<i>Galones</i>
GPM	<i>Galones por minuto</i>
H	<i>Altura del fluido dentro de la tubería [m]</i>
h	<i>Espesor de la formación [m]</i>
H ₂ S	<i>Ácido Sulfhídrico</i>
ID	<i>Diámetro interno [in]</i>
in	<i>Pulgadas</i>
K	<i>Permeabilidad [mD]</i>
kg	<i>Kilogramos</i>
L	<i>Longitud [m]</i>

<i>lb</i>	<i>Libras</i>
<i>lb_F</i>	<i>Libras fuerza</i>
<i>min</i>	<i>Minutos</i>
<i>N₂</i>	<i>Nitrógeno</i>
<i>OD</i>	<i>Diámetro externo [in]</i>
<i>P_{dif}</i>	<i>Presión diferencial [psi]</i>
<i>Pen</i>	<i>Penetración [in]</i>
<i>P_f</i>	<i>Presión de fractura [psi]</i>
<i>P_{hid}</i>	<i>Presión hidrostática [psi]</i>
<i>P_i</i>	<i>Presión interna [psi]</i>
<i>P_o</i>	<i>Presión externa [psi]</i>
<i>psi</i>	<i>Libras por pulgada cuadrada</i>
<i>Q</i>	<i>Gasto [bbls/día]</i>
<i>R</i>	<i>Espacio anular entre la tubería y el agujero [in]</i>
<i>re</i>	<i>Radio de drene [ft]</i>
<i>ri</i>	<i>Radio externo de la tubería [in]</i>
<i>ro</i>	<i>Radio exterior de la tubería [in]</i>
<i>rpm</i>	<i>Revoluciones por minuto</i>
<i>rw</i>	<i>Radio del pozo [ft]</i>
<i>seg</i>	<i>Segundos</i>
<i>T</i>	<i>Tensión</i>
<i>t</i>	<i>Tiempo [seg]</i>
<i>T.F.</i>	<i>Tubería Flexible</i>
<i>v</i>	<i>Velocidad [m/seg]</i>
<i>V</i>	<i>Volumen [m³]</i>
<i>VT.F.</i>	<i>Velocidad de ascenso de la T.F. [m/seg]</i>
<i>W</i>	<i>Peso</i>
<i>W_m</i>	<i>Densidad el fluido de formación [lb/gal]</i>

WOB	<i>Peso sobre barrena</i>
δ	<i>Deformación longitudinal</i>
ε	<i>Deformación del material (adimensional)</i>
ρ	<i>Densidad [gr/cc]</i>
σ_a	<i>Esfuerzo axial</i>
σ_h	<i>Esfuerzo tangencial</i>
σ_r	<i>Esfuerzo radial</i>
σ_y	<i>Esfuerzo de cedencia</i>
τ	<i>Torque</i>
Φ	<i>Porosidad [%]</i>
