

**EVALUACIÓN DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE  
POZOS IMPLEMENTANDO EL USO DE UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE**



**RAÚL ALBERTO DÍAZ CARVAJAL  
EDIER ENRIQUE CAMPOS MEJÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**EVALUACIÓN DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE  
POZOS IMPLEMENTANDO EL USO DE UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE**

**RAÚL ALBERTO DÍAZ CARVAJAL  
EDIER ENRIQUE CAMPOS MEJÍA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al Título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M. Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

**Codirector**

**M. Sc. GERMÁN CASTILLO SALAMANCA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## **DEDICATORIA**

*Dedico este proyecto, mi formación profesional y toda mi vida a Dios por ser quien ha estado a mi lado en todo momento dándome la fuerza necesaria para continuar con mi lucha diaria y poder lograr mis metas.*

*A Mis padres y mis hermanos por darme la estabilidad emocional, económica, sentimental; para poder llegar a este peldaño de mi vida, que definitivamente no hubiese podido ser realidad sin ustedes.*

*A mi hijo Sebastian quien día a día me impulsa y fortalece para lograr las metas trazadas sin importar cuán dura sea la tarea.*

*A todos mis amigos pasados y actuales, por ayudarme y crecer y madurar como persona y ser humano y por estar siempre cuando los he necesitado... también son parte de esta satisfacción.*

*Y a todos aquellos que han hecho parte de mi vida y han quedado en los espacios más escondidos de mi memoria, siendo participes de este crecimiento personal.*

**RAÚL ALBERTO DÍAZ CARVAJAL**

## **DEDICATORIA**

A Diego Armando por ser ese motor que día a día me impulsa a ser mejor, por ser el hijo que siempre quise tener.

A mi esposa, por todo su apoyo y compañía.

A mi hija Carol Marcela por enseñarme a ver la vida de una forma diferente.

A mi padre que, según dicen, está en el cielo, pues sin su muerte seguramente esto no hubiera sido posible.

A mi madre por su sacrificio.

A mis hermanos por su respeto inmerecido.

**Edier Enrique Campos Mejía**

## **AGRADECIMIENTOS**

M Sc. Fernando Enrique Calvete, Ingeniero de Petróleos, director del proyecto, por toda su colaboración y orientación.

A Milton Eduardo Ávila Oliveros, compañero y amigo, por haberme ayudado a ingresar a la industria, de otra forma, la realización de este trabajo hubiese sido más compleja.

A “cachegua” por ser la puerta de acceso a la información.

Al ingeniero Ángel Pando por toda la información técnica y económica suministrada.

Al los ingenieros Carlos Reyes y Denison Plata, por su granito de arena.

Al “Doctor Mao”, el sabe por qué.

Al viejo toño por todo el interés mostrado y sus deseos infinitos de colaboración.

A chonchis por ese especial interés en dar su aporte.

A todos aquellos que con sus comentarios, bromas y opiniones me dieron la fuerza para alcanzar ésta meta.

A la Universidad Industrial de Santander y a la escuela de Ingeniería de Petróleos por la contribución a nuestro crecimiento profesional.

Como dice Mercedes Sosa “Gracias a la vida... que me ha dado tanto”.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	21
1. TUBERIA FLEXIBLE	23
1.1 DESCRIPCION DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE	25
1.1.1 Cabezal de inyección	26
1.1.2 Carrete de Tubería Flexible	31
1.1.3 Cabina de control	33
1.1.4 Conjunto de potencia	35
1.1.5 Equipo de control de presión	36
1.2 EQUIPO DE SUBSUELO UTILIZADO CON TUBERÍA FLEXIBLE	44
1.2.1 Conectores de Tubería Flexible	44
1.2.2 Válvulas Check	48
1.2.3 Desconectores de Tubería Flexible	50
1.2.4 Válvulas de control y circulación	52
1.2.5 Motor Head Assembly	56
1.2.6 Martillo Hidráulico	56
1.2.7 Barras y juntas de Tubería Flexible	58
1.2.8 Centralizadores	60
1.2.9 Herramientas y sistemas de barra de despliegue	60
1.2.10 Herramientas de corrida	60
1.2.11 Localizador de nipples (CT NIPPLE LOCATOR)	61
2. PRINCIPALES OPERACIONES DESARROLLADAS CON TUBERIA FLEXIBE	62
2.1 APLICACIONES EN REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	63
2.1.1 Limpieza de arena	64

2.1.1.1	Planeación de la operación de limpieza	68
2.1.1.2	Consideraciones del yacimiento	68
2.1.1.3	Consideraciones de la geometría del pozo y completamiento	69
2.1.1.4	Selección de fluidos	69
2.1.1.5	Selección del equipo	73
2.1.2	Estimulación de la formación	76
2.1.2.1	Consideraciones especiales	78
2.1.2.2	Selección del equipo	80
2.1.3	Bombeo de lechadas	81
2.1.3.1	Selección de equipo	85
2.1.4	Achicamiento de pozos o levantamiento con Nitrógeno	87
2.1.4.1	Consideraciones especiales	88
2.1.5	Corte de tubería	91
2.1.5.1	Tipos de cortadores	92
2.1.5.2	Selección del equipo	94
2.2	VENTAJAS GENERALES EN OPERACIONES DESARROLLADAS CON TUBERÍA FLEXIBLE	95
2.3	DESVENTAJAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	97
3.	OPERACIONES DESARROLLADAS CON TUBERIA FLEXIBLE EN COLOMBIA Y LATINOAMERICA	98
3.1	LIMPIEZA DE ARENA CON TUBERIA FLEXIBLE DE 1¼"	98
3.1.1	Objetivo	99
3.1.2	Propuesta técnica	100
3.1.3	Equipos	100
3.1.4	Fluidos	101
3.1.5	Rig Up de equipos y precauciones de seguridad	102
3.1.6	Parámetros de trabajo y limitaciones	102
3.1.7	Secuencia operacional	103
3.2	ESTIMULACION MATRICIAL CON TUBERIA FLEXIBLE	105
3.2.1	Análisis del pozo a intervenir	106

3.2.2	Tendencias de problemas del pozo a intervenir	107
3.2.3	Parámetros empleados para determinar la concentración y volumen de tratamiento	107
3.2.3.1	Presiones de inyección	107
3.2.3.2	Tasas de inyección	108
3.2.3.3	Posibles etapas del tratamiento	108
3.2.3.4	Volúmenes requeridos	109
3.2.4	Consideraciones del diseño	110
3.2.4.1	Tasas de inyección permisibles	110
3.2.4.2	Presión de formación	110
3.2.4.3	Compatibilidad de fluidos	110
3.2.4.4	Restricciones económicas	111
3.2.4.5	Restricciones de seguridad	111
3.2.4.6	Integridad del revestidor y del cemento	112
3.2.4.7	Ejecución y evaluación de una estimulación ácida	112
3.2.4.8	Supervisión del trabajo	113
3.2.4.9	Diseño de la estimulación ácida para el pozo	113
3.2.4.10	Tasa de producción posterior al tratamiento	115
3.2.5	Procedimiento operacional	115
3.3	TAPÓN DE ABANDONO CON TUBERÍA FLEXIBLE	117
3.3.1	Objetivo	118
3.3.2	Equipos	119
3.3.3	Fluidos de tratamiento	120
3.3.4	Procedimiento operacional	121
3.3.5	Diagrama propuesto	125
3.3.6	Programa de re-abandono pozo productor	125
3.4	CEMENTACIÓN FORZADA Y CONTROL DE CONTAMINACIÓN	127
3.4.1	Tecnología previa	127
3.4.2	Cementación forzada con tubería flexible	128
3.4.3	Consideraciones de diseño	131

3.4.4	Diagnóstico del problema	131
3.4.5	Perfil de temperatura del pozo para operaciones de TF	132
3.4.6	Preparación del pozo	132
3.4.7	Aislamiento del intervalo a tratar	133
3.4.8	Limpieza del intervalo	134
3.4.9	Prueba de Inyectividad	135
3.4.10	Diseño de lechadas y pruebas de laboratorio	137
3.4.11	Resultados	140
3.4.12	Cementación forzada con Tubería Flexible - procedimiento operacional	143
4.	ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPERACIONES	148
4.1	LIMPIEZA DE ARENA	148
4.1.1	Limpieza de arena con tubería flexible	148
4.1.1.1	Consideraciones operacionales	149
4.1.1.2	Procedimiento operacional	150
4.1.2	Limpieza de arena con equipo convencional	151
4.1.2.1	Consideraciones operacionales	153
4.1.2.2	Procedimiento Operacional	154
4.2	TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN O ACIDIFICACIÓN	157
4.2.1	Estimulación con tubería flexible	157
4.2.1.1	Consideraciones operacionales	157
4.2.1.2	Procedimiento operacional	158
4.2.2	Estimulación con equipo convencional	160
4.2.2.1	Consideraciones operacionales	160
4.2.2.2	Procedimiento operacional	161
4.3	BOMBEO DE LECHADAS	163
4.3.1	Bombeo de lechadas con tubería flexible	164
4.3.1.1	Consideraciones operacionales	164
4.3.1.2	Procedimiento operacional	165
4.3.2	Bombeo de lechadas con equipo convencional	166

4.3.2.1	Consideraciones operacionales	166
4.3.2.2	Procedimiento operacional	167
4.4	ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPERACIONES	170
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO	172
5.1	INVERSION NETA O INICIAL	173
5.2	FLUJO DE EFECTIVO	173
5.3	COSTOS	174
5.4	IMPUESTOS	175
5.4.1	Regalías	175
5.4.2	Impuesto de Renta	176
5.5	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	176
5.6	CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	177
5.6.1	Valor Presente Neto (VPN)	177
5.6.2	Tasa de Rendimiento Económico	178
5.6.2.1	Tasa Interna de Retorno (TIR)	178
5.6.2.2	Tasa Promedio de Retorno	179
5.6.3	Tiempo de recuperación de la inversión o <i>Payback Time</i>	180
5.6.3.1	Payback Simple	180
5.6.3.2	Payback Ajustado	181
5.7	INGRESOS	182
5.8	PRECIO DEL CRUDO	183
5.9	EVALUACIÓN ECONOMICA PARA LA ESTIMULACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE	184
5.9.1	Descripción de los costos de reacondicionamiento	184
5.9.2	Ingresos	185
5.9.3	Egresos	185
5.9.4	Hipótesis para el análisis económico	186
5.9.5	Resultados del análisis económico	189
5.10	EVALUACION ECONÓMICA EN OPERACIONES DE LIMPIEZA DE ARENA CON TUBERÍA FLEXIBLE	191

5.10.1	Resultados del análisis económico	194
5.11	CONSIDERACIONES ECONÓMICAS EN OTRAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO CON TUBERÍA FLEXIBLE	195
5.11.1	Operaciones de Abandono de Pozos	195
5.11.2	Operaciones de Cementación Forzada	195
	CONCLUSIONES	196
	RECOMENDACIONES	198
	BIBLIOGRAFÍA	199

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Unidad Moderna de Tubería Flexible	26
Figura 2. Vista frontal del cabezal de Inyección Hydra-Rig	27
Figura 3. Vista lateral del cabezal de inyección Hydra-Rig	28
Figura 4. Cadenas de tensión	29
Figura 5. Arco guía o Gooseneck	30
Figura 6. Vista frontal del carrete de TF	31
Figura 7. Vista lateral del carrete de TF	32
Figura 8. Cabina de control unidad moderna de TF	34
Figura 9. Diagrama del panel de control ubicado en la cabina de la UTF	35
Figura 10. Diagrama del equipo de control de presión de una UTF	37
Figura 11. Componentes del Stripper packer	39
Figura 12. Stripper tipo ventana	39
Figura 13. BOPs tipo single	41
Figura 14. BOPs tipo combi	41
Figura 15. BOPs tipo quad	42
Figura 16. BOP tipo combi utilizada en los campos Cusiana-Cupiagua	42
Figura 17. Esquema de un BHA y Lubricador	43
Figura 18. Grub Screw Dimple Connector	44
Figura 19. Dimple Tool	45

Figura 20. Conector externo o External Slip Connector	46
Figura 21. Conector Roll-On de dos extremos	47
Figura 22. Conector Interno	48
Figura 23. Válvula Check Twin Flapper	49
Figura 24. Válvula Check Twin Flapper con By Pass	49
Figura 25. Válvula Dual Kelly Cock	50
Figura 26. Shear Release Joint	51
Figura 27. Válvula de Circulación Tipo Bola	52
Figura 28. Burst Disc Circulation Sub	53
Figura 29. Válvula de Circulación Dual	54
Figura 30. Válvula de cementación	54
Figura 31. Flow Activated Sequencing Tool	55
Figura 32. Motor Head Assembly	57
Figura 33. Knuckle Joint	58
Figura 34. Swivel Joint	59
Figura 35. Localizador de Niples	61
Figura 36. Detalle de un procedimiento básico en una limpieza de arena	65
Figura 37. Secuencia de una limpieza de arena típica	67
Figura 38. Esquema del equipo para limpieza de arena	75
Figura 39. Estimulación selectiva con aislamiento zonal	77
Figura 40. Configuración del equipo de control de presión para estimulación	81
Figura 41. Circulación de cemento y presión de Squeeze	84
Figura 42. Diagrama típico del equipo para operación de cementación	86

Figura 43. Diagrama típico de arranque de pozo con Nitrógeno	89
Figura 44. Diagrama propuesto para abandono	126
Figura 45. Efecto de la pérdida de fluido en las características del nodo en los cañoneos	139
Figura 46. Registro PLT y SpFL corrido para diagnosticar el problema	141
Figura 47. Registro PLT y SpFL corrido posterior a la cementación forzada	142
Figura 48. Representación grafica del flujo de efectivo	174
Figura 49. Flujo de caja para estimulación con Tubería Flexible (US\$)	187
Figura 50. Tiempo de recuperación en valores actualizados (VAN) vs tiempo	189
Figura 51. Gráfico de tendencia de declinación - producción	190

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Fluidos de tratamiento para operación de limpieza de arena .....	101
Tabla 2. Tratamiento ácido para aplicar al pozo .....	114
Tabla 3. Tasa de producción del pozo posterior al tratamiento .....	115
Tabla 4. Fluidos de limpieza del completamiento.....	117
Tabla 5. Fluidos de tratamiento para operación de abandono .....	120
Tabla 6. Diseño de lechada de fondo .....	122
Tabla 7. Desplazamiento de la lechada de fondo .....	123
Tabla 8. Diseño de lechada Intermedia.....	124
Tabla 9. Desplazamiento de lechada Intermedia .....	125
Tabla 10. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semilivianos	175
Tabla 11. Datos para análisis económico de estimulación matricial con UTF .....	188
Tabla 12. Datos estadísticos de intervenciones de limpieza .....	192
Tabla 13. Datos de intervenciones y costos asociados a la operación de limpieza para el pozo A1 .....	193

## RESUMEN

### TITULO: EVALUACIÓN DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS IMPLEMENTANDO EL USO DE UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE\*

AUTORES: RAÚL ALBERTO DÍAZ CARVAJAL

EDIER ENRIQUE CAMPOS MEJÍA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Tubería Flexible, Aplicación, Tecnología, Reacondicionamiento, Ventaja, Rentabilidad

#### DESCRIPCION:

La tubería flexible como una tecnología de intervención de pozos, lentamente ha ido avanzando en cuanto a su aplicación en las operaciones de reacondicionamiento dentro de la industria de los hidrocarburos. El temor al uso de nuevas tecnologías no ha permitido evidenciar todo el rango de aplicación que ésta pudiera llegar a tener.

Por medio de este trabajo se pretende documentar en forma general todas las aplicaciones de la tubería flexible, dando a conocer los equipos principales que forman parte de la unidad, y las herramientas empleadas en cada una de las operaciones, dependiendo del tipo de intervención que se vaya a realizar.

La documentación de las principales operaciones realizadas con tubería flexible en Colombia, permiten establecer un paralelo con el equipo convencional, evidenciando las bondades técnicas de la aplicación, inferidas de un análisis detallado de los procedimientos establecidos para cada operación, tanto para un equipo de reacondicionamiento convencional, como para una unidad de tubería flexible.

Por último, un análisis económico muestra la rentabilidad de los proyectos llevados a cabo con dicha tecnología, enseñando además de sus ventajas técnicas, las ventajas económicas, un factor muy importante en todos los proyectos encaminados a la optimización de la producción.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Petróleos. Director: M. Sc Fernando Enrique Calvete González. Codirector: M. Sc Germán Castillo Salamanca

## ABSTRACT

**TITLE: EVALUATION OF THE WORKOVER OPERATIONS IMPLEMENTING THE USE OF COILED TUBING UNITS\***

**AUTHORS: RAÚL ALBERTO DÍAZ CARVAJAL**

**EDIER ENRIQUE CAMPOS MEJÍA\*\***

**KEY WORDS:** Coiled Tubing, Application, Technology, Reconditioning, Advantage, Profitability

### **DESCRIPTION:**

The coiled tubing as a well intervention technology has progressed slowly within the hydrocarbon industry as to its application in workover operations. The fear of the use of new technologies has not allowed showing the whole-full application range this could ever have.

Through this project-work it is intended to inform in a general way all coiled tubing applications, revealing the main equipment employed in this unit, as well as the tools used in each of the operations, depending on the kind of intervention to be performed.

The documentation of the main coiled tubing operations in Colombia allows to establish a parallel with the conventional equipment, demonstrating the technical goodnesses of the application, which has been inferred from a detailed analysis of the procedures established for each operation, not only for a conventional workover but also for a coiled tubing unit.

Finally, an economic analysis shows the profitability of projects conducted with this technology, demonstrating in addition to its technical advantages, its economic advantages, a very important factor in all projects lead to production optimization.

---

\* Thesis

\*\* Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc Fernando Enrique Calvete González. Codirector: M. Sc Germán Castillo Salamanca

## INTRODUCCIÓN

Con el objetivo de maximizar la rentabilidad, las empresas operadoras se han visto en la necesidad de reexaminar las estrategias de desarrollo de campos y los esfuerzos de manejo de yacimientos, es así como las operaciones de reacondicionamiento de pozos a menudo deben ejecutarse sin equipos de reparación convencionales. La utilización de tubería flexible permite que se lleven a cabo operaciones de reacondicionamiento de pozos presurizados o activos sin necesidad de extraer la tubería o de ahogar o controlar el pozo. La creciente cooperación entre los operadores y los proveedores de esta tecnología continúa aportando herramientas y técnicas que mejoran la producción tanto en campos nuevos como en campos maduros.

Este proyecto está enfocado en el desarrollo de un estudio que permita determinar las mejoras obtenidas en las principales operaciones de reacondicionamiento de pozos a nivel técnico y económico mediante la utilización de unidades de tubería flexible en los últimos años.

En primer lugar se describe un equipo moderno de tubería flexible con sus componentes principales, posteriormente se describen las principales operaciones en donde se ha implementado su utilización, ya definidas las operaciones se seleccionan las realizadas con mayor frecuencia en el medio colombiano y latinoamericano, describiendo su desempeño operativo.

Una vez desarrollada la evaluación técnica, se realiza el análisis económico a alguna de las operaciones de reacondicionamiento seleccionadas para la técnica propuesta y se compara con la misma realizada con equipo de

reacondicionamiento convencional, para determinar la viabilidad económica de esta técnica en nuestro medio.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones como resultado del trabajo y desarrollo de este proyecto, esperando sea un aporte significativo para evaluar la conveniencia y factibilidad de esta tecnología en los diversos y complejos campos productores de hidrocarburos en nuestro país.

## 1. TUBERIA FLEXIBLE

La tubería flexible (TF), continua o enrollada (CT, por sus siglas en inglés, “Coiled Tubing”) alguna vez considerada de alto riesgo y aplicable solamente a servicios especiales se ha convertido en una herramienta esencial en muchas operaciones de intervención y reacondicionamiento de pozos<sup>1</sup>.

El desarrollo de esta técnica comenzó en la Segunda Guerra Mundial, los ingenieros de las Fuerzas Aliadas desplegaron varias líneas de conducción para suministrar combustible a las fuerzas invasoras del día D. El proyecto recibió el nombre de operación “PLUTO”, un acrónimo para “Líneas de Conducción debajo del Océano” e involucraba la fabricación y colocación de varias tuberías bajo el Canal de la Mancha. El éxito de la fabricación y el enrollado de una tubería flexible y continua sirvieron de base para desarrollos técnicos posteriores que llevaron eventualmente a las sargas de tubería enrollada utilizadas en la industria actual de tubería continua<sup>2</sup>.

En la década de 1960, se utilizó tubería flexible para lavar arena, recuperar válvulas de seguridad de fondo de pozo y extraer fluidos de pozos con nitrógeno. Posteriormente, las aplicaciones de la TF se expandieron para incluir tratamientos ácidos y tratamientos por fracturamiento hidráulico, bajada de herramientas, cambios de tuberías, perforación, levantamiento artificial y terminación de pozos. Como resultado de todo ello, la cantidad de unidades de TF que operan en todo el mundo aumentó, pasando de unos pocos equipos en el año 1.965 a un poco más de 1778 a enero de 2010.

---

<sup>1</sup> CHAREUF AFGHOUL, Ali. Tubería flexible: La próxima generación. En: Oilfield Review. Houston. Vol. 16, No. 1, verano de 2004. p. 40-61.

<sup>2</sup> Ibid., p 44

Utilizado genéricamente, el termino tubería flexible describe los tramos continuos de tubería de acero de pequeño diámetro, el equipo de superficie relacionado y las técnicas de reparación, perforación y terminación de pozos asociadas. Por su longitud requiere que sea enrollada en un carretel durante el proceso de fabricación. La tubería se endereza antes de introducirla en el pozo y se enrolla nuevamente en el carretel al sacarla. Los diámetros generalmente varían entre 3/4 y 4 1/2 pulgadas, y se comercializa en carreteles sencillos, en longitudes que exceden los 30.000 pies en aceros que han soportado esfuerzos que van desde 55.000 psi hasta 120.000 psi<sup>3</sup>.

Desde su introducción en las operaciones de campos petroleros a comienzos de la década de 1960, la utilización de la tecnología TF 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 tecnología de TF permite el despliegue selectivo y la aplicación controlada de tratamientos químicos, tratamientos con ácido y tratamientos de fracturamiento hidráulico. También se utiliza para limpiar y proteger el casing o tubing del pozo o para extraer herramientas ubicadas dentro del mismo.

La versatilidad de la tecnología de TF resulta particularmente valiosa en pozos donde la integridad de la tubería es cuestionable o en pozos que requieren protección debido a las condiciones de flujo para el control del agua y del gas, y también para el control de la producción de arena<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> ICoTA, Intervention & Coiled Tubing Association. An Introduction to Coiled Tubing. 31 p.

<sup>4</sup> LINERO Lina Marcela. Evaluación de los problemas de abrasión en tubería flexible en trabajos de intervención de pozos en los campos Cusiana y Cupiagua [Trabajo de Grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos; 2005. 109 p.

La industria de la tubería flexible sigue con uno de los crecimientos más altos del sector de servicios de la industria petrolera y por una buena razón. El crecimiento ha sido dirigido por continuos avances tecnológicos, una atractiva economía de costos y la posibilidad de utilizar la TF para una creciente lista de operaciones en el campo. La tubería flexible actualmente es una industria global de varios miles de millones de dólares y hace parte de las tecnologías fundamentales para la extracción de recursos energéticos.

### **1.1 DESCRIPCION DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE<sup>5</sup>**

En el diseño y configuración de un equipo o unidad de tubería flexible hay que tener en cuenta algunos aspectos importantes como son: el ambiente operacional, el tipo de operación a desarrollar y las dimensiones de la sarta, sin embargo la unidad básica de tubería flexible está compuesta de cinco elementos fundamentales, como se puede ver en la figura 1.

1. Cabezal de inyección (Injector Head), para suministrar en superficie la fuerza necesaria para introducir y retirar la tubería flexible.
2. Carrete de TF (Reel), para el almacenamiento y transporte de la tubería flexible.
3. Cabina de control (Control Console), desde la cual el operador del equipo monitorea y controla la tubería flexible.
4. Suministro de poder o conjunto de potencia (Power Pack), para generar la potencia hidráulica y neumática requerida para operar la unidad de TF.
5. Equipo de control de presión, para controlar y extraer la presión en cabeza de pozo durante las operaciones.

---

<sup>5</sup> LINERO Op.cit., p.30-43

**Figura 1. Unidad Moderna de Tubería Flexible**



**Fuente:** adaptado de <http://www.icota.com/introct/introct.pdf>

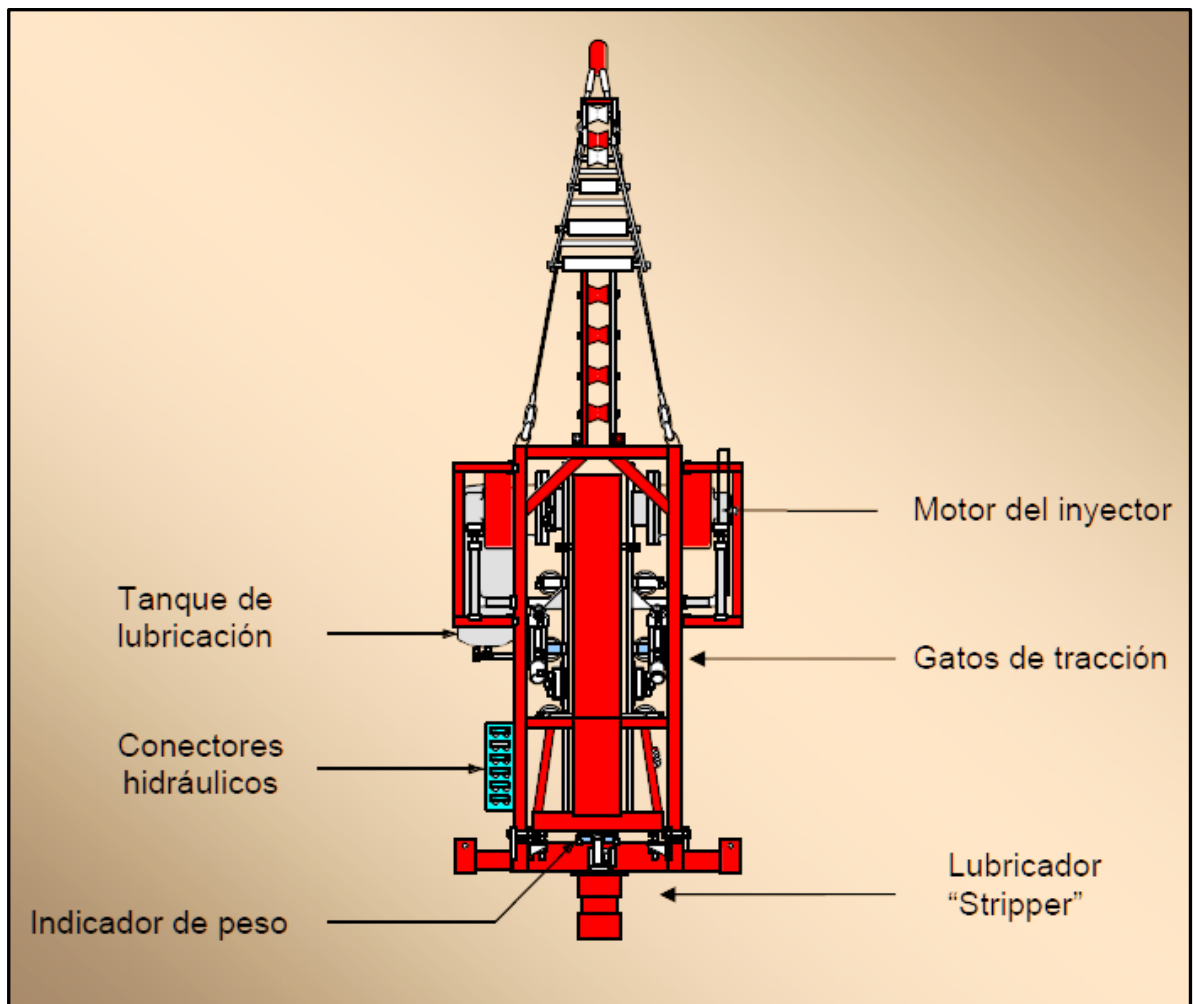
### **1.1.1 Cabezal de inyección**

Este elemento, también conocido como cabeza inyectora, es el componente usado para sostener la sección de tubería que en el momento esté entrando o saliendo del pozo y suministrar la fuerza necesaria para insertar y retirar la TF dentro del wellbore, le permite al operador de la unidad tener un alto nivel de control sobre el posicionamiento y velocidad de la tubería, ver figuras 2 y 3.

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

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

**Figura 2. Vista frontal del cabezal de Inyección Hydra-Rig**

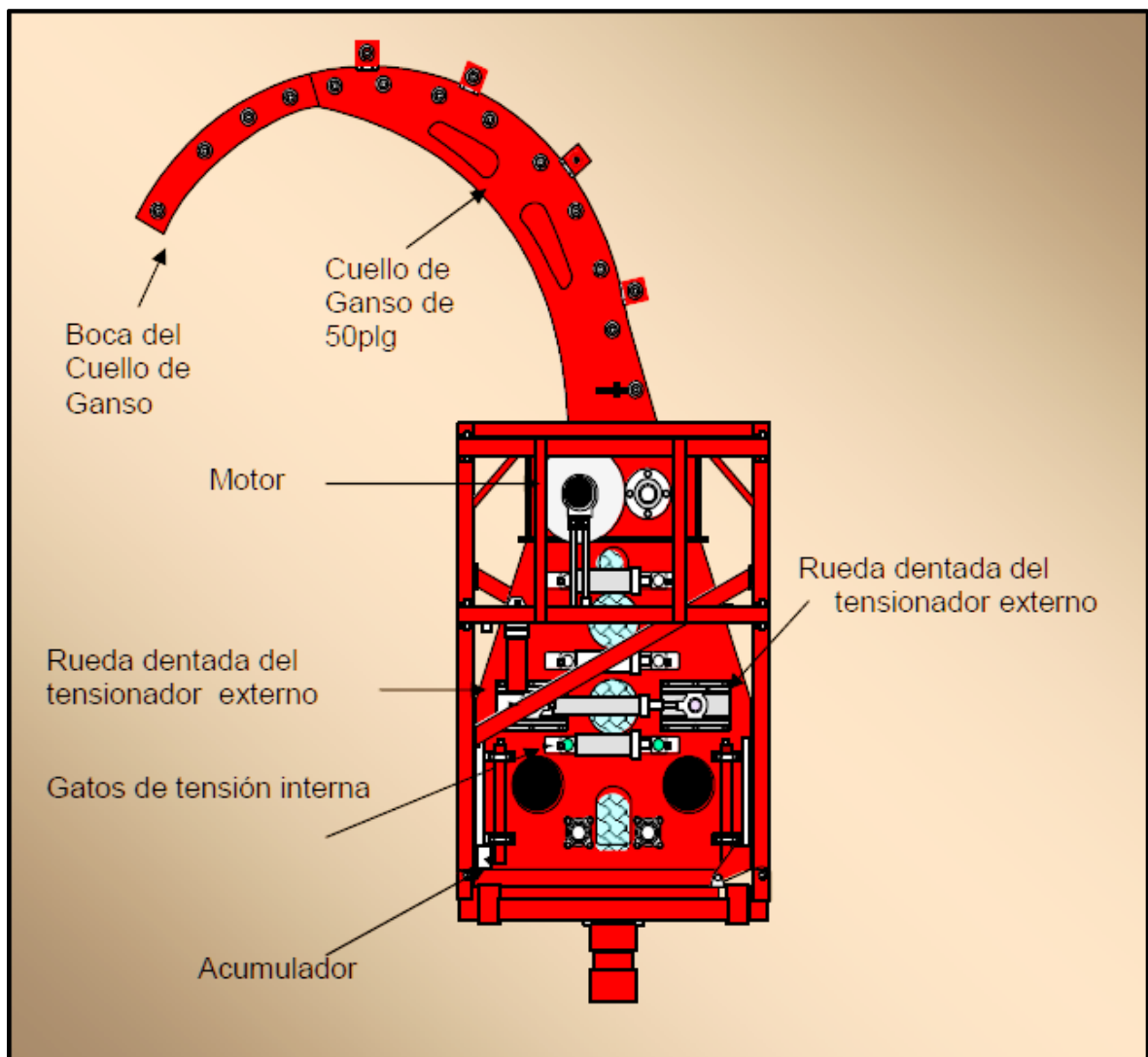


**Fuente:** Coiled Tubing Course, DP-HMD SONATRACH. Modificada por los autores

Principales componentes del cabezal de inyección:

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

**Figura 3. Vista lateral del cabezal de inyección Hydra-Rig**



**Fuente:** Coiled Tubing Course, DP-HMD SONATRACH. Modificada por los autores

### a. Cadenas de tensión

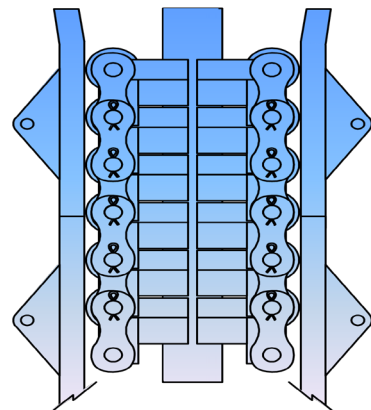
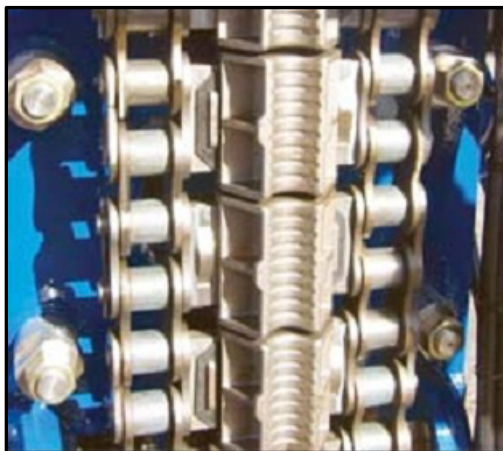
Las cadenas de tensión conformada por bloques o también llamadas grid blocks se encuentran dentro de la cabeza inyectora y son las encargadas de deslizar la tubería dentro o fuera del pozo de tal forma que tengan la tubería tensionada aplicando la fuerza normal necesaria sin causar deformación en ella, ver figura 4.

### b. Arco guía o Gooseneck

El arco guía, tiene como principal función hacer que la tubería entre directamente en la cabeza inyectora sin ninguna complicación y su ángulo y tamaño dependen directamente del diámetro de tubería a utilizar en la unidad de TF, ver figura 5.

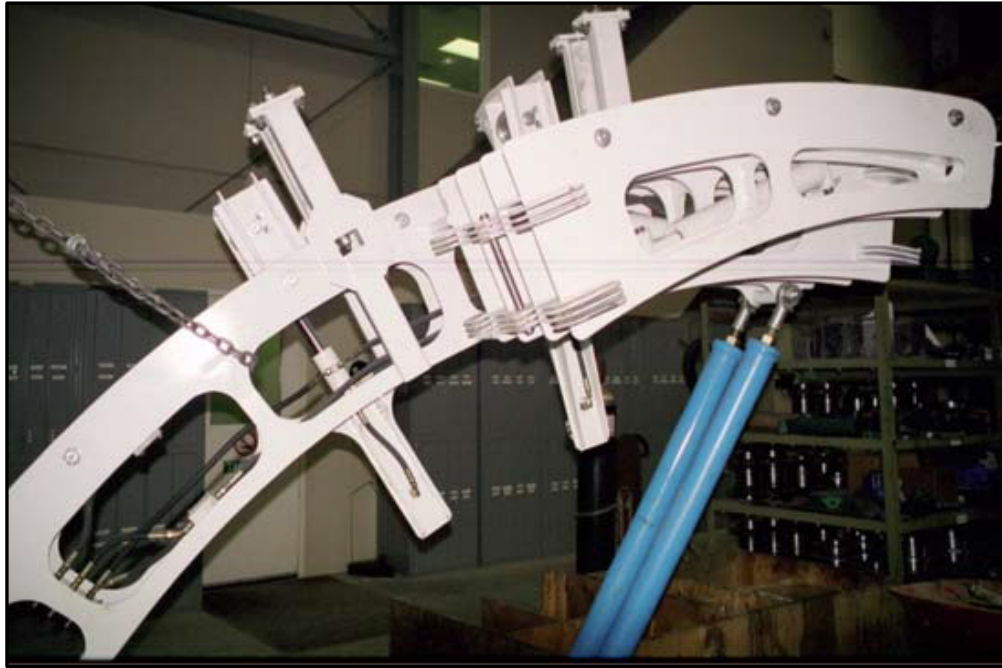
Es importante tener en cuenta que a medida que la tubería entra o sale del pozo, la parte que se encuentra sobre el arco guía es expuesta a abrasión por el contacto directo con el material del mismo.

**Figura 4. Cadenas de tensión**



**Fuente:** Adaptado de COILED TUBING MANUAL, CTES.

**Figura 5. Arco guía o Gooseneck**



**Fuente:** COILED TUBING MANUAL, CTES.

**c. Sensor indicador de tensión**

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

**d. Sensor indicador de profundidad**

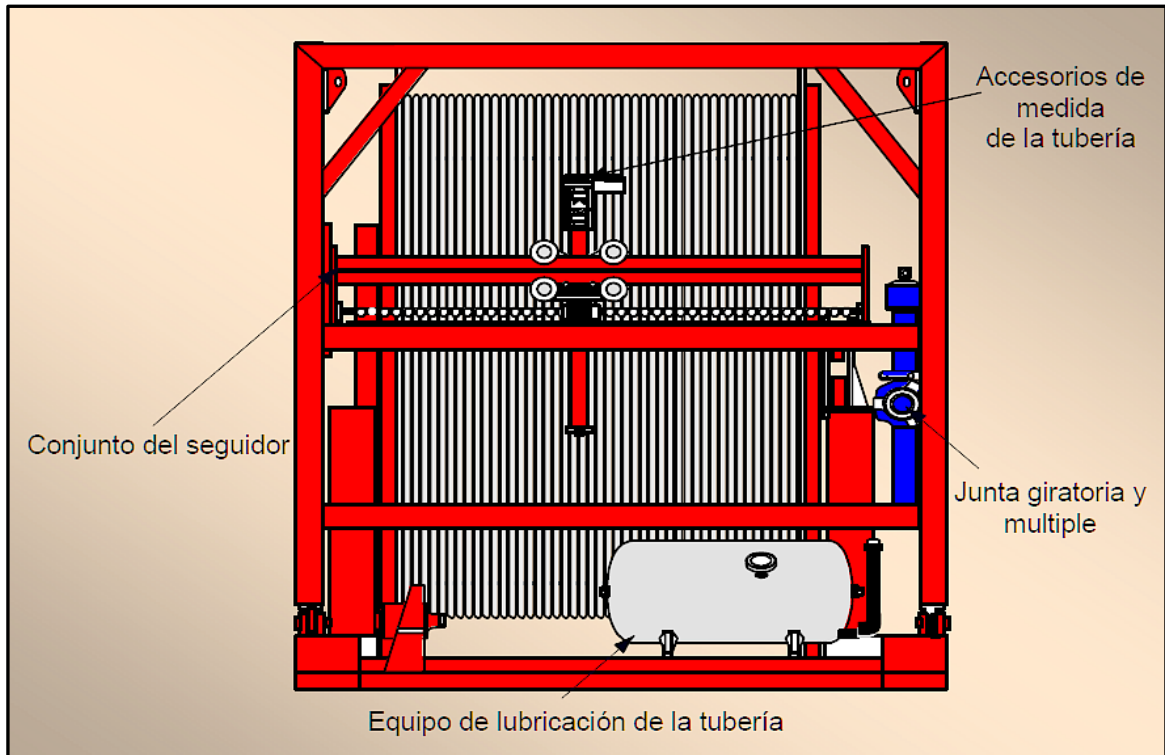
Este sensor se encuentra ubicado en la base de la cabeza inyectora y por medio del panel en la cabina de control indica la profundidad a la cual se encuentra la tubería para poder saber porque formación están atravesando las herramientas conectadas a la tubería y realizar la operación en el lugar adecuado.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

### 1.1.2 Carrete de Tubería Flexible

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

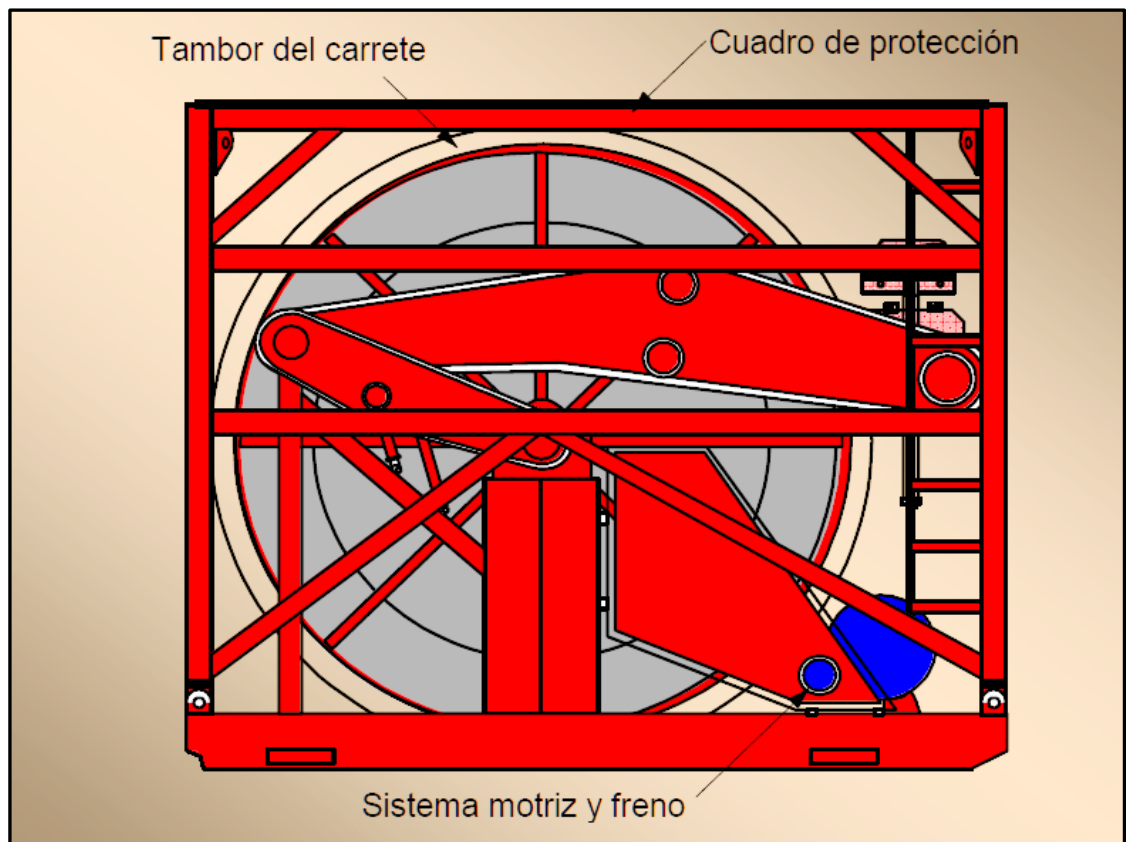
Este carrete debe tener un mecanismo para prevenir movimientos rotacionales accidentales en el tambor cuando las condiciones lo requieran y además la estructura que soporta el carrete debe estar segura y prevenir movimientos no deseados durante la operación, ver fig. 6 y 7.

**Figura 6. Vista frontal del carrete de TF**



**Fuente:** Coiled Tubing Course, DP-HMD SONATRACH. Modificada por los autores

**Figura 7. Vista lateral del carrete de TF**



**Fuente:** Coiled Tubing Course, DP-HMD SONATRACH. Modificada por los autores

Los componentes básicos del carrete son:

- a. Tambor del carrete.
- b. Sistema de manejo del carrete.
- c. Level wind.
- d. Sistema de lubricación.

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

#### **a. Tambor del carrete**

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

#### **b. Sistema de manejo del carrete**

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

#### **c. Level wind**

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

#### **d. Sistema de lubricación**

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

### **1.1.3 Cabina de control**

La cabina de control contiene todos los controles e instrumentos necesarios para permitir operar el equipo de tubería flexible desde un solo punto. La locación de la

cabina de control varía dependiendo de la configuración y el tipo de unidad, sin embargo la cabina es generalmente ubicada tras el carrete, alineada con el cabezal del pozo y comúnmente elevada con el objeto de proveer una óptima visibilidad al operador.

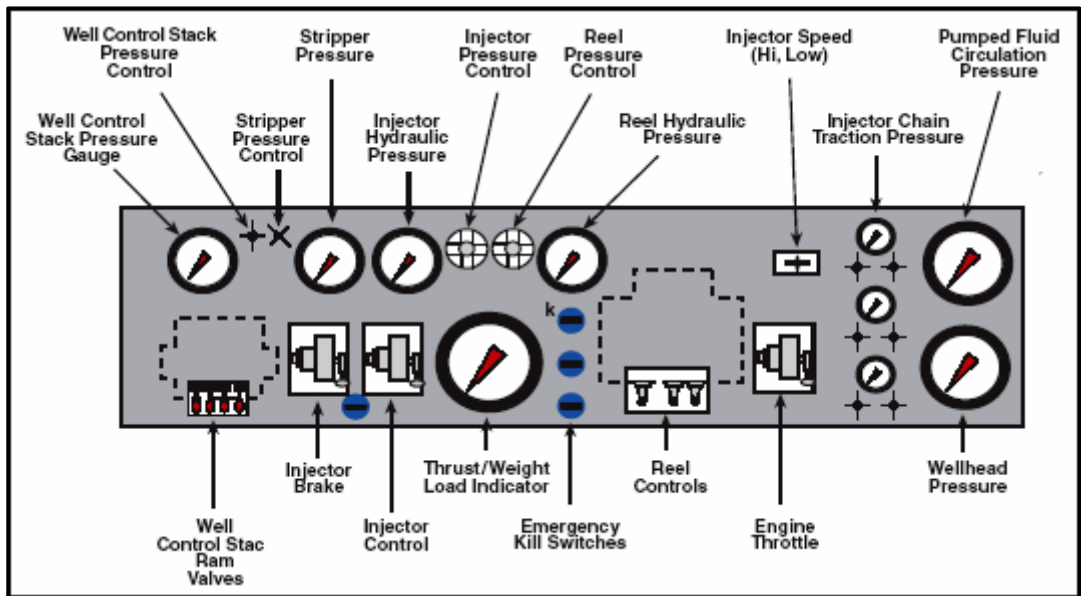
El diseño de la cabina de control puede variar según su proveedor o los requerimientos del cliente, ver figura 8, pero normalmente todos los controles están en esta cabina con la configuración observada en la figura 9. Esta cabina cuenta con todos los controles requeridos por el operador para monitorear todos los componentes en uso, por ejemplo el motor del carrete y de la cabeza inyectora son activados desde este panel a través de válvulas que determinan la dirección del movimiento de la tubería y la velocidad de operación. En esta cabina también se encuentran los sistemas de control que regulan las cadenas de la cabeza inyectora, el stripper, las preventoras y varios de los componentes de control.

**Figura 8. Cabina de control unidad moderna de TF**



**Fuente:** [http://www.nov.com/Well\\_Service\\_and\\_Completion/Coiled\\_Tubing/Coiled\\_Tubing\\_Equipment/Coiled\\_Tubing\\_Cabins.aspx](http://www.nov.com/Well_Service_and_Completion/Coiled_Tubing/Coiled_Tubing_Equipment/Coiled_Tubing_Cabins.aspx)

**Figura 9. Diagrama del panel de control ubicado en la cabina de la UTF**



**Fuente:** Tesis Evaluación de los problemas de abrasión en tubería flexible. UIS 2005

#### 1.1.4 Conjunto de potencia

Las funciones básicas del suministro de poder también llamado power pack o conjunto de potencia normalmente son:

- ❖ Suministrar el poder hidráulico requerido por la unidad de TF para alimentar el motor y las bombas hidráulicas con el fluido.
- ❖ Controlar el sistema hidráulico que hace referencia a las válvulas y el sistema de alivio.
- ❖ Almacenar el fluido hidráulico para el equipo de control o acumulador de las preventoras de reventón también llamadas BOPs.

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

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

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

- ❖ Motor a Diesel (Detroit Diesel)
- ❖ Bombas Hidráulicas
- ❖ Válvulas de Control de Presión
- ❖ Tanque de Hidráulico
- ❖ Filtros
- ❖ Intercambiadores de Calor y Termostato
- ❖ Acumulador

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

### **1.1.5 Equipo de control de presión**

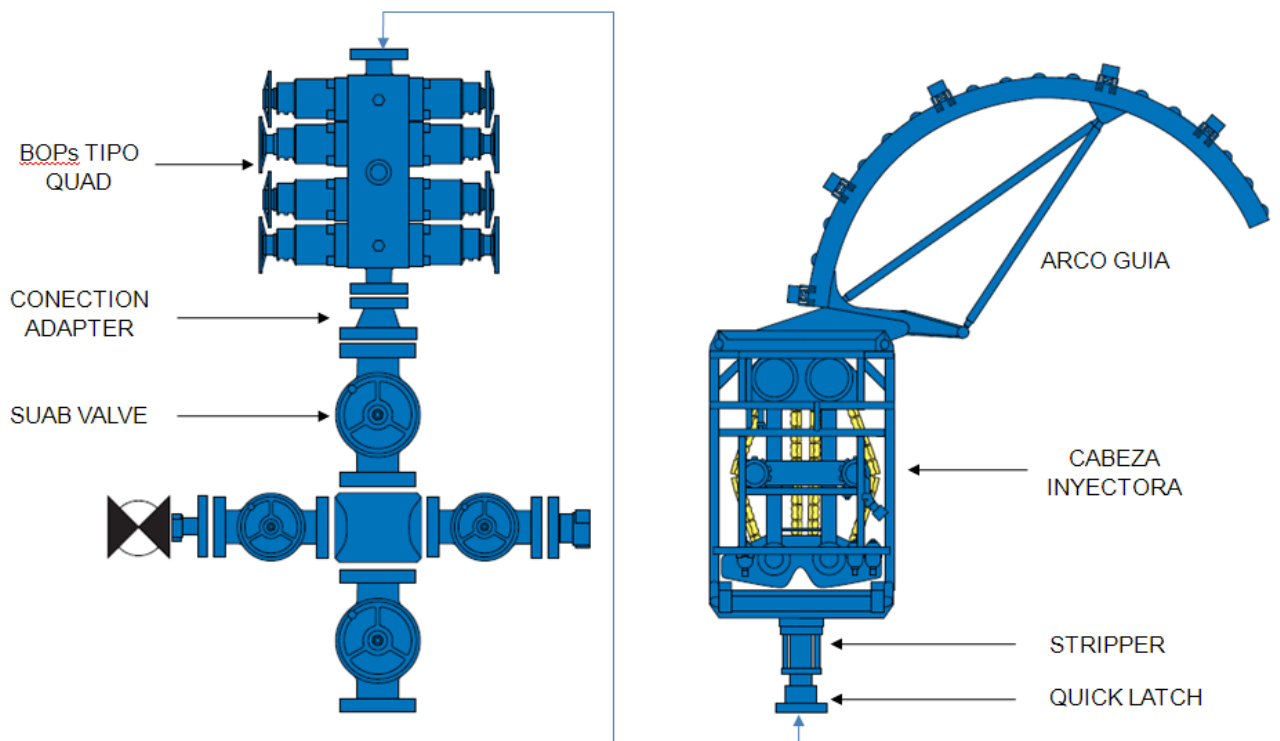
El equipo de control de pozos apropiado es otro de los componentes clave de las operaciones de la TF, dado que la mayoría de estas operaciones se realizan en presencia de presiones de cabeza de pozo, ver figura 10.

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

- a. Stripper Packer
- b. Preventoras de reventón (BOP).
- c. Quick Latch.
- d. Lubricadores.

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

**Figura 10. Diagrama del equipo de control de presión de una UTF**



**Fuente:** adaptado de COILED TUBING MANUAL, CTES.

### **a. Stripper Packer**

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

Está colocado físicamente entre las preventoras de reventón (BOP, por sus siglas en inglés, Blow Out Preventors) y el cabezal de inyección. El *stripper* suministra un sello dinámico alrededor de la TF durante el viaje, y un sello estático alrededor de la TF cuando no está en movimiento, para lograr este sello es requerido una fuerza hidráulica energizante aplicada y controlada desde la cabina de control del operador, adicionalmente sirve para asegurar y alinear la cabeza inyectora con el equipo de control de presión y cabeza de pozo.

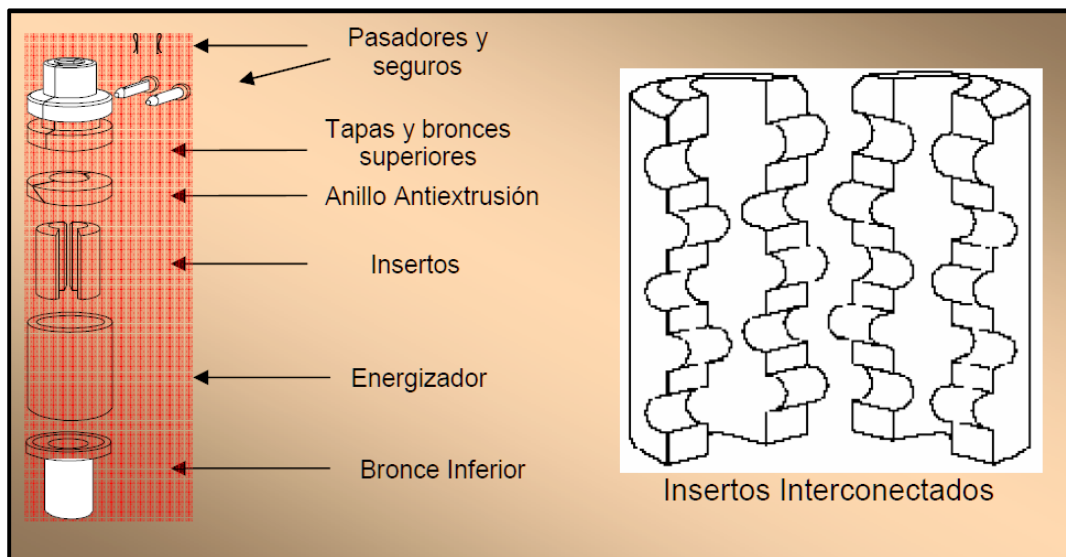
El stripper packer, que se puede ver en la figura 11, está compuesto por:

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

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

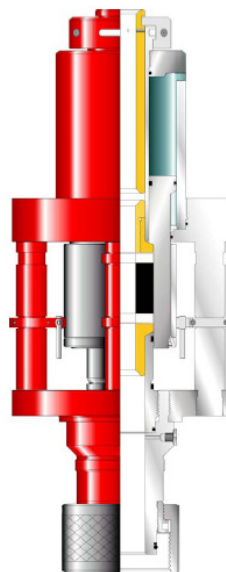
Los estilos más recientes del *stripper* están diseñados con una abertura lateral (tipo ventana) que permite un fácil acceso y la remoción de los elementos de sello, manteniendo la TF en su sitio, ver figura 12.

**Figura 11. Componentes del Stripper packer**



**Fuente:** Coiled Tubing Course, DP-HMD SONATRACH. Modificada por los autores

**Figura 12. Stripper tipo ventana**



**Fuente:** [http://www.vanoil.com/Products/side\\_door\\_stripper.htm](http://www.vanoil.com/Products/side_door_stripper.htm)

## **b. Preventoras de reventón**

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

Un sistema de BOP para la TF debe estar diseñado específicamente para operaciones de TF. Consiste en varias parejas de arietes, con cada pareja diseñada para desempeñar una función específica. El número y tipo de las parejas de arietes en un BOP está determinado por la configuración del BOP, ya sea sencillo, doble o cuádruple, ver figuras 13 a 16. Un sistema cuádruple se utiliza generalmente en la mayoría de las operaciones.

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

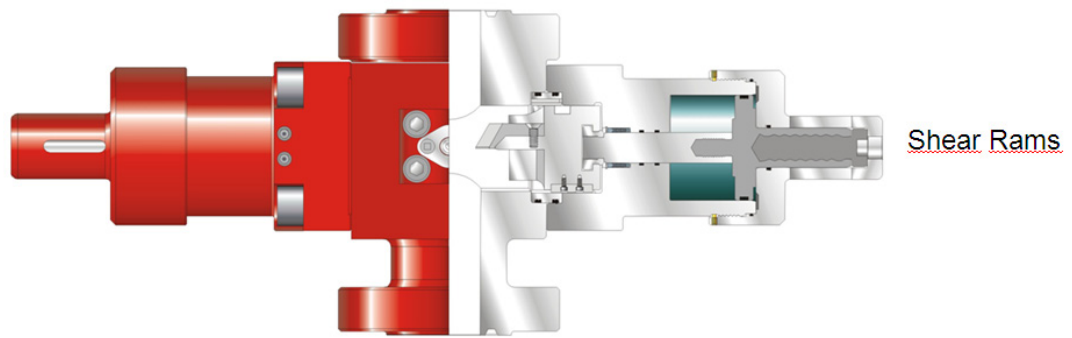
- ❖ Arietes ciegos (Blind Rams): sellan el pozo cuando la TF ha sido cortada o está por fuera de las BOP.
- ❖ Arietes de corte (Shear Rams): se utilizan para cortar la TF mediante un arreglo de cuchillas. Deben ser utilizados solo en caso de emergencia para prevenir un problema de control de pozo.
- ❖ Arietes deslizantes (Slip Rams): sostienen el peso de la TF mediante un sistema de cuñas, colgada por debajo del mismo (algunos son bidireccionales y evitan que la TF se mueva hacia arriba).
- ❖ Arietes de la tubería (Pipe Rams): sellan alrededor de la TF que está colgada.

Las preventoras estándar de la TF también están provistas de dos aperturas laterales, una a cada lado de los arietes de sello, para equilibrar las presiones.

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

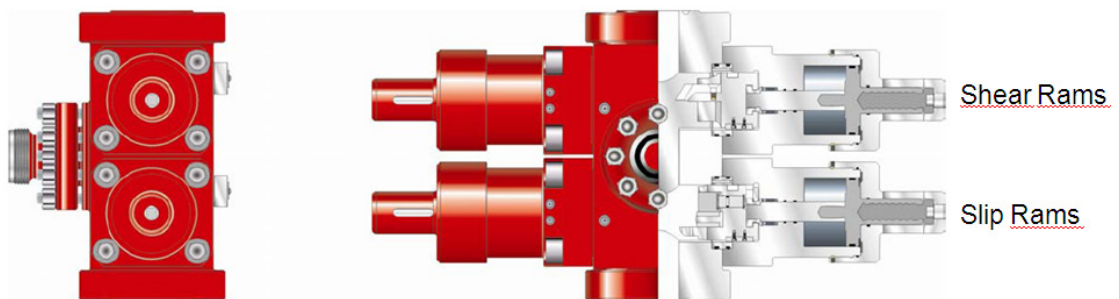
Las preventoras BOP están disponibles en un amplio rango de tamaños, y generalmente siguen las dimensiones API para bridas.

**Figura 13. BOPs tipo single**



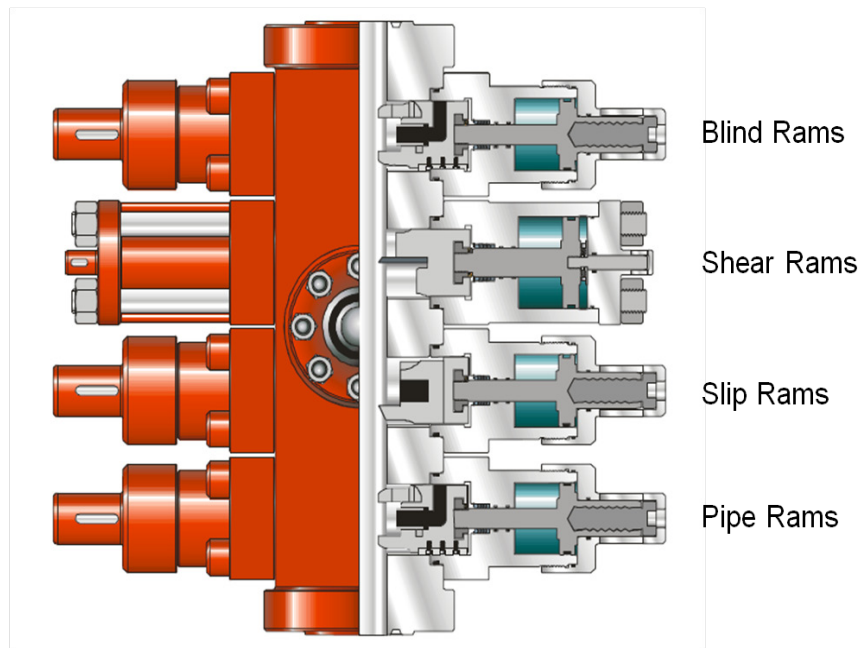
**Fuente:** [http://www.vanoil.com/Products/ss\\_blowout\\_preventor.htm](http://www.vanoil.com/Products/ss_blowout_preventor.htm)

**Figura 14. BOPs tipo combi**



**Fuente:** [http://www.vanoil.com/Products/dual\\_combi\\_blowout.htm](http://www.vanoil.com/Products/dual_combi_blowout.htm)

**Figura 15. BOPs tipo quad**



**Fuente:** [http://www.vanoil.com/Products/quad\\_blowout\\_preventor.htm](http://www.vanoil.com/Products/quad_blowout_preventor.htm)

**Figura 16. BOP tipo combi utilizada en los campos Cusiana-Cupiagua**



**Fuente:** Tesis Evaluación de los problemas de abrasión en tubería flexible. UIS 2005

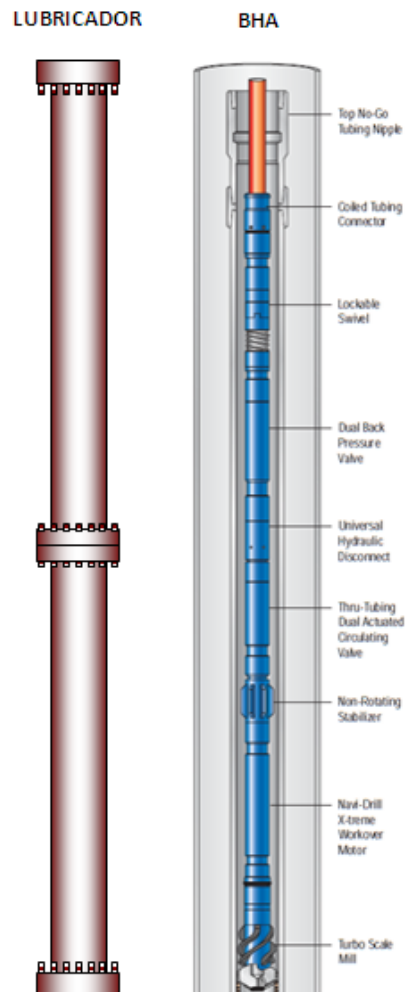
### c. Quick Latch

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

### d. Lubricadores

Los lubricadores son extensiones de tubería necesarias cuando el montaje de fondo de la tubería flexible (BHA, por sus siglas en inglés, Bottom Hole Assembly) lo requiere debido a su longitud, ver figura 17.

**Figura 17. Esquema de un BHA y Lubricador**



**Fuente:** Coiled Tubing Course, DP-HMD SONATRACH. Modificada por los autores

## 1.2 EQUIPO DE SUBSUELO UTILIZADO CON TUBERÍA FLEXIBLE<sup>6</sup>

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

### 1.2.1 Conectores de Tubería Flexible

#### a. Grub Screw Dimple Connector

Básicamente es una especie de tornillo sin cabeza que se utiliza para conectar la TF a la conexión roscada del BHA. El conector se acopla a la TF mediante un set de tornillos sin cabeza que engranan en cavidades pre-elaboradas ubicadas en la pared del tubing. La figura 18 ilustra la herramienta.

**Figura 18. Grub Screw Dimple Connector**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1827>

---

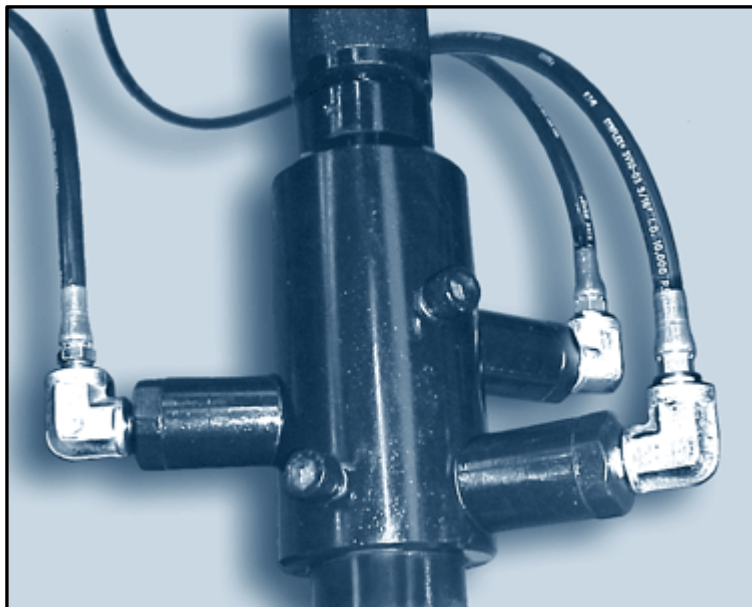
<sup>6</sup> CTES, L.P. COILED TUBING MANUAL. Conroe, Texas. Julio de 2005. 934 p

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

#### **b. Dimple Tool**

Se utiliza para construir las depresiones o cavidades en la pared de la TF, necesarias para el acople o engranaje de los Grub Screw. Las depresiones son producidas al aplicar presión hidráulica a un ensamble de tres pistones que transmiten la fuerza aplicada, como se observa en la figura 19.

**Figura 19. Dimple Tool**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1845>

### c. Conector Externo

Permite el acople de la TF al BHA mediante una conexión roscada. Este conector actúa como una especie de cuña para sostener el tubing, ver figura 20. De esta manera, un incremento en la tensión incrementa el agarre. Existen diseños que permiten ser utilizados en operaciones donde la TF será corrida a través de áreas restringidas por un diámetro interno reducido.

La inclusión de un slip bowl ayuda a prevenir la rotación del conector sobre la TF.

**Figura 20. Conector externo o External Slip Connector**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1831>

### d. Conector Roll-On

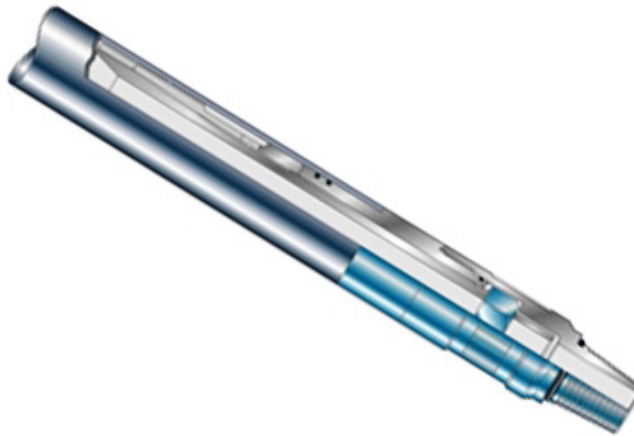
Este conector tiene el mismo diámetro externo de la TF y se conecta al diámetro interno de éste. Se asegura mediante el deslizamiento del tubing dentro de

canales previamente realizados al conector con una herramienta especial denominada tubing crimping tool.

**e. Conector Roll-On de dos extremos**

Básicamente tiene la misma funcionalidad y especificaciones del roll-on sencillo. Su diferencia radica en que permite acoplar dos secciones de TF. Ver figura 21.

**Figura 21. Conector Roll-On de dos extremos**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1839>

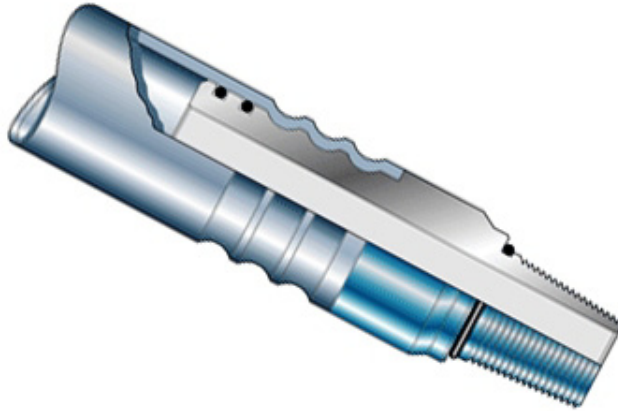
**f. Conector Interno Sencillo y Doble**

Como su nombre lo indica, permite la conexión al diámetro interno de la TF.

Se asegura por un mecanismo que permite su reducción progresiva de diámetro a medida que entra a la TF, ver figura 22.

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

**Figura 22. Conector Interno**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1833>

### **1.2.2 Válvulas Check**

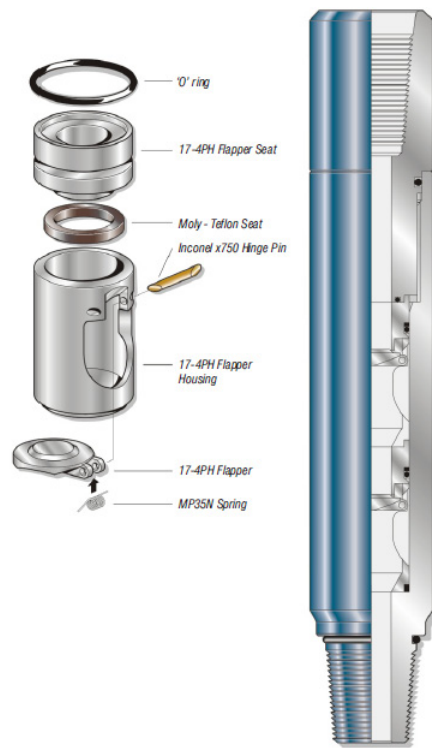
#### **a. Válvula Check Twin Flapper**

Esta válvula es un componente estándar de una sarta de TF. Provee un medio para prevenir el regreso de fluidos del pozo dentro de la TF en el caso eventual de que ocurra una falla en la sarta o en el equipo de superficie de TF. Esta válvula incorpora un sistema de sello dual para incrementar la seguridad. Un asiento de teflón provee un sello de baja presión, mientras que a presiones más altas el sello es metal-metal. Ver figura 23.

#### **b. Válvula Check Twin Flapper con By Pass**

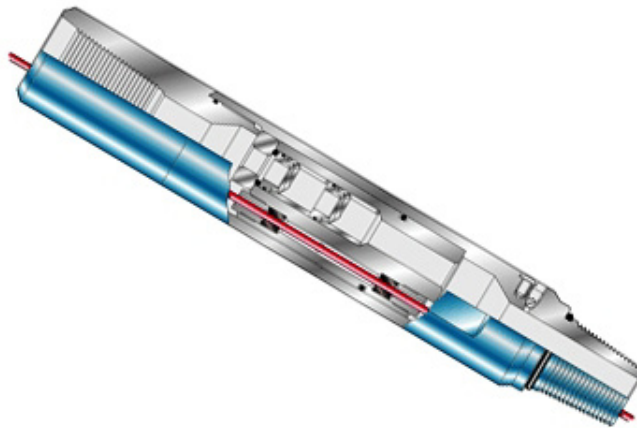
Esta herramienta permite el uso de cable para la toma de registros a través de la sarta de TF. Ver figura 24.

**Figura 23. Válvula Check Twin Flapper**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1852>

**Figura 24. Válvula Check Twin Flapper con By Pass**



**Fuente:** <http://www.nov.com/productDisplay.aspx?id=2301>

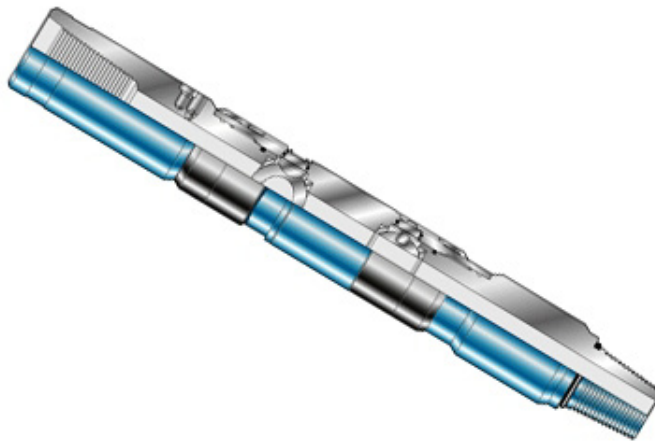
### c. Válvula Back Pressure

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

### d. Válvula Dual Kelly Cock

Este dispositivo debe ser utilizado junto con un CARSAC (Combination Anti Rotation Self Aligning Connector) por sus siglas en ingles, para desplegar apropiadamente dentro o fuera del pozo, el ensamble de fondo de pozo de la sarta. La válvula dual puede ser abierta o cerrada desde superficie. Ver figura 25.

**Figura 25. Válvula Dual Kelly Cock**



**Fuente:** <http://www.nov.com/productDisplay.aspx?id=1862>

## 1.2.3 Desconectores de Tubería Flexible

### a. Junta de Alivio Boss

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

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

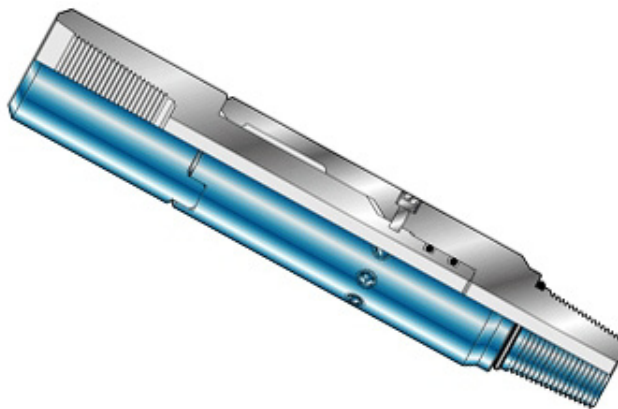
**b. Shear Release Joint**

Permite partir o quebrar la sarta de trabajo de TF mediante aplicación de determinada tensión. Ver figura 26.

**c. Release Joint/ Retrieval Tool**

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

**Figura 26. Shear Release Joint**



**Fuente:** <http://www.nov.com/productDisplay.aspx?id=1877>

## 1.2.4 Válvulas de control y circulación

### a. Válvula de Circulación Tipo Bola

Permite la circulación por encima del BHA. La herramienta se activa al caer la bola mediante presión aplicada desde superficie. Ver figura 27.

**Figura 27. Válvula de Circulación Tipo Bola**



**Fuente:** <http://www.nov.com/productDisplay.aspx?id=1864>

### b. Burst Disc Circulation Sub

Componente utilizado junto con herramientas que requieren el sistema de caída de bola y además también necesitan circulación a través de la sarta.

Se ubica justo debajo de la herramienta que requiere una bola. Ver figura 28.

**Figura 28. Burst Disc Circulation Sub**



**Fuente:** <http://www.nov.com/productDisplay.aspx?id=1868>

**c. Válvula de circulación dual**

Puede ser activada mediante el mecanismo de caída de bola o mediante la sobrepresión del fluido dentro de la sarta. Utiliza un mecanismo de ruptura de disco para facilitar el retorno de la circulación a través de la sobrepresión.

Además tiene un sistema de pistón activado por presión diferencial, que puede ser determinada en superficie. Ver figura 29.

**d. Válvula de cementación**

Diseñada para soportar una columna de fluido y el incremento en presión que a esta le pueda ser aplicada.

Una vez la válvula registra el incremento de presión, ésta se abre y permite el flujo a través de sí. Si se disminuye la presión, la válvula se cierra. Ver figura 30.

**Figura 29. Válvula de Circulación Dual**



**Fuente:** <http://www.nov.com/productDisplay.aspx?id=1866>

**Figura 30. Válvula de cementación**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1860>

### e. Flow Activated Sequencing Tool

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

Cuando se está sacando la sarta del pozo, la válvula se puede utilizar para aliviar en forma segura, la presión interna en el tubing. Cuando se disminuye a un valor determinado, la válvula se abre y permite el alivio a través de unas cavidades que actúan como by pass. Durante este proceso, la presión interna y externa se balancean, evitando acciones prematuras en uno u otro sentido. Ver figura 31.

**Figura 31. Flow Activated Sequencing Tool**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1870>

### **1.2.5 Motor Head Assembly**

Básicamente es una herramienta que combina el uso de un conector de TF, una válvula checke y un desconector, incorporado en una sola herramienta para minimizar su longitud. Algunas veces el MHA incorpora un disco burst para proveer una trayectoria alterna al fluido en caso de que las herramientas de fondo de pozo sufran algún taponamiento. Para proveer una mayor seguridad y funcionalidad, las herramientas se ensamblan en el siguiente orden: (Ver figura 32).

- ❖ Conexión de coiled tubing
- ❖ Válvula checke
- ❖ Desconector
- ❖ Sub de circulación
- ❖ Dico burst (opcional)

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

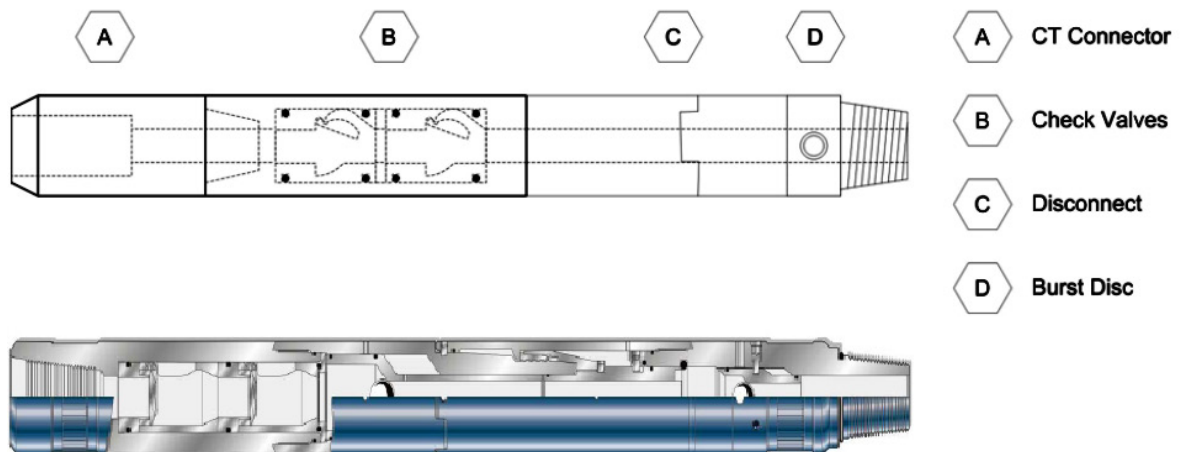
### **1.2.6 Martillo Hidráulico**

Provee un medio controlado para aplicar golpes a las herramientas cuando la operación lo requiere. Tiene un sistema hidráulico por presión hidrostática, altamente confiable y balanceada. Le permite al operador de TF controlar apropiadamente la acción de martillo que requiera la operación, mediante aplicar una carga sostenida que puede ser infinitamente variable dependiendo de las

necesidades. Es apropiado en operaciones donde se debe realizar manipulación de las herramientas en fondo de pozo incluyendo asentamiento y retiro de tapones, válvulas de gas lift, apertura y cierre de camisas y en general, operaciones de pesca de herramientas recuperables.

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

**Figura 32. Motor Head Assembly**



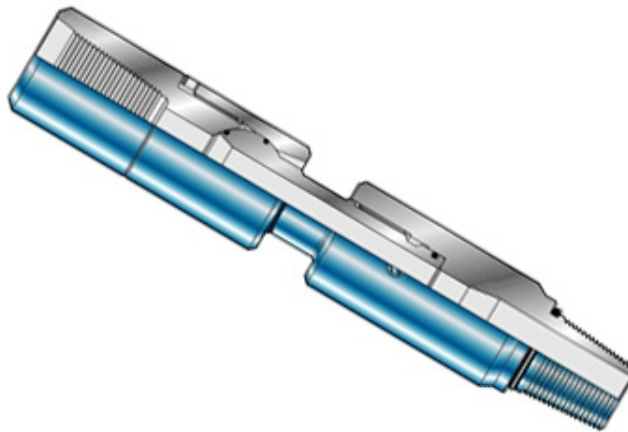
**Fuente:** adaptado de COILED TUBING MANUAL, CTES.

## 1.2.7 Barras y juntas de Tubería Flexible

### a. Knuckle Joint

Provee una flexibilidad adicional a la sarta. Incorporadas en el BHA para un movimiento angular en cierta dirección. Dicha flexibilidad es necesaria en pozos altamente desviados o con cierto grado de restricción. Permite una rotación completa de 360° y una desviación angular de 15°, además de una presión de sello durante la rotación de la herramienta. Ver figura 33.

**Figura 33. Knuckle Joint**



**Fuente:** <http://www.nov.com/ProductDisplay.aspx?ID=1904>

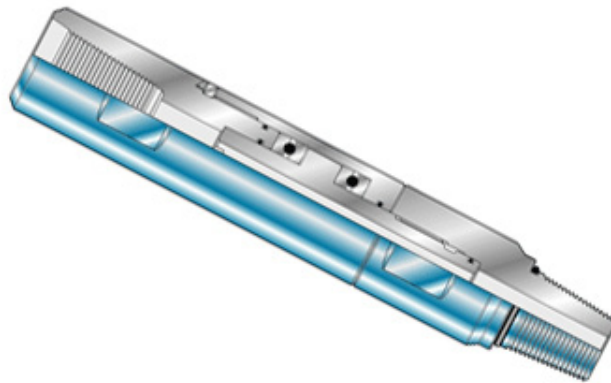
### b. Torque Thru Knuckle Joint

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

### c. Swivel Joint

Permite una rotación completa de todo el conjunto de herramientas ubicadas bajo la junta. Asegura el flujo interno. Es muy funcional en operaciones de corrida y sacada de mandriles de gas lift. Ver figura 34.

**Figura 34. Swivel Joint**



**Fuente:** <http://www.nov.com/productDisplay.aspx?id=2307>

### d. Barras de Peso

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

### e. Conectores

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

## **1.2.8 Centralizadores**

### **Centralizadores Activados por Flujo**

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

## **1.2.9 Herramientas y sistemas de barra de despliegue**

### **a. Herramienta Multipropósito**

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

### **b. Sistema de Barras de Despliegue**

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

## **1.2.10 Herramientas de corrida**

### **a. Activadas por flujo**

Utilizadas y diseñadas para bajar y retirar herramientas de fondo de pozo, con cuellos internos de pesca convencionales. Es activada hidráulicamente, con un fluido circulante a través del corazón de la herramienta. A su vez existen herramientas que tienen cuellos externos de pesca convencionales. Su

funcionamiento y activación es exactamente igual. Generalmente se utilizan para abrir y cerrar camisas

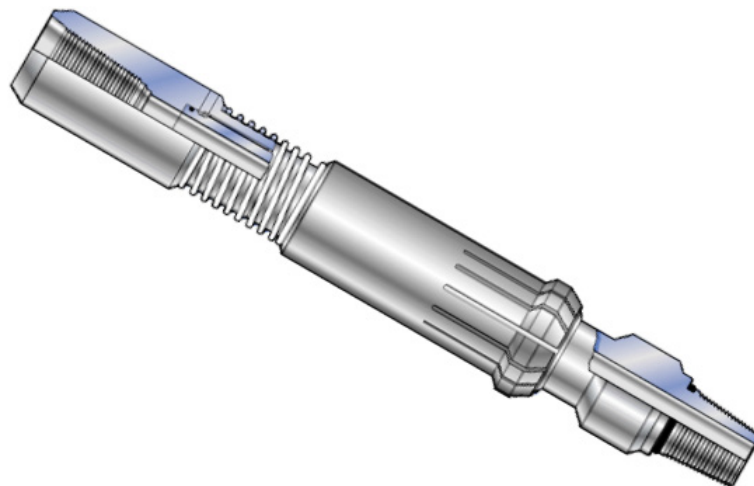
#### **b. Localizador de Punta de Tubería**

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

#### **1.2.11 Localizador de niples (CT NIPPLE LOCATOR)**

Como su nombre lo indica, se emplea para ubicar niples en el completamiento mientras se realiza una operación de TF. La herramienta se puede ubicar en cualquier parte del BHA y opera mecánicamente. La herramienta no posee ninguna restricción interna al flujo. Ver figura 35.

**Figura 35. Localizador de Niples**



**Fuente:** adaptado de COILED TUBING MANUAL, CTES.

## 2. PRINCIPALES OPERACIONES DESARROLLADAS CON TUBERIA FLEXIBE

La tubería flexible (TF) estableció su nicho primero como una herramienta de limpieza con costos reducidos. En años recientes, esos trabajos convencionales de limpieza de pozos y la estimulación con ácido cubrían más de las tres cuartas partes del total de los ingresos relacionados con la TF. Sin embargo, el uso de la TF ha seguido expandiéndose a medida que se adopta para ser utilizada en operaciones de campo adicionales. Más recientemente, fracturamiento y perforación han emergido como las dos áreas de más alto crecimiento. Los ingresos de estas dos utilidades de TF han crecido desde casi cero hace diez años, hasta aproximadamente el 15% o más en años recientes<sup>7</sup>.

La tubería flexible (TF) se utiliza rutinariamente como una solución económica en la reparación de pozos. La ventaja clave de la TF en esta utilización es la capacidad de mantener una circulación continua a través de la misma mientras se utiliza el equipo de control de presión para tratar un pozo activo. Esto evita el daño de formación potencial asociado con las operaciones de matado de los pozos. La capacidad de circular con TF también permite el uso de herramientas que son activadas con fluidos o hidráulicamente.

Otra característica clave de la tubería flexible para el uso en reparaciones de pozos incluye la rigidez inherente de la sarta de TF. Esta rigidez permite el acceso a pozos altamente desviados / horizontales y la capacidad para aplicar fuerzas tensoras o de compresión en el fondo de pozo. Adicionalmente, la TF permite

---

<sup>7</sup>ICoTA, Op.cit., p.16

tiempos de viaje mucho más rápidos que los de las operaciones con tubería convencional o de roscas.

## **2.1 APLICACIONES EN REACONDICIONAMIENTO DE POZOS<sup>8</sup>**

Algunas de las utilizaciones más comunes en la reparación de pozos se relacionan a continuación.

### **Usos de bombeo**

- Remover arena o relleno del pozo (Limpieza de arena)
- Fracturamiento/acidificación de una formación
- Descargar un pozo utilizando nitrógeno
- Empaquetamientos con grava
- Cortar tubulares usando fluidos
- Bombear lechadas
- Aislar zonas (para controlar perfiles de producción)
- Remoción de incrustaciones
- Remoción de tapones de cera, hidrocarburos e hidratos

### **Usos mecánicos**

- Sentar un tapón o empaque
- Pescas
- Cañoneo
- Registros
- Remoción de incrustaciones (mecánica)
- Cortar tuberías (mecánica)
- Operación de ventanas deslizantes

---

<sup>8</sup> CTES Op.cit., p. 300-412

- Correr un completamiento
- Montaje para aislar varias zonas
- Perforar

### **2.1.1 Limpieza de arena**

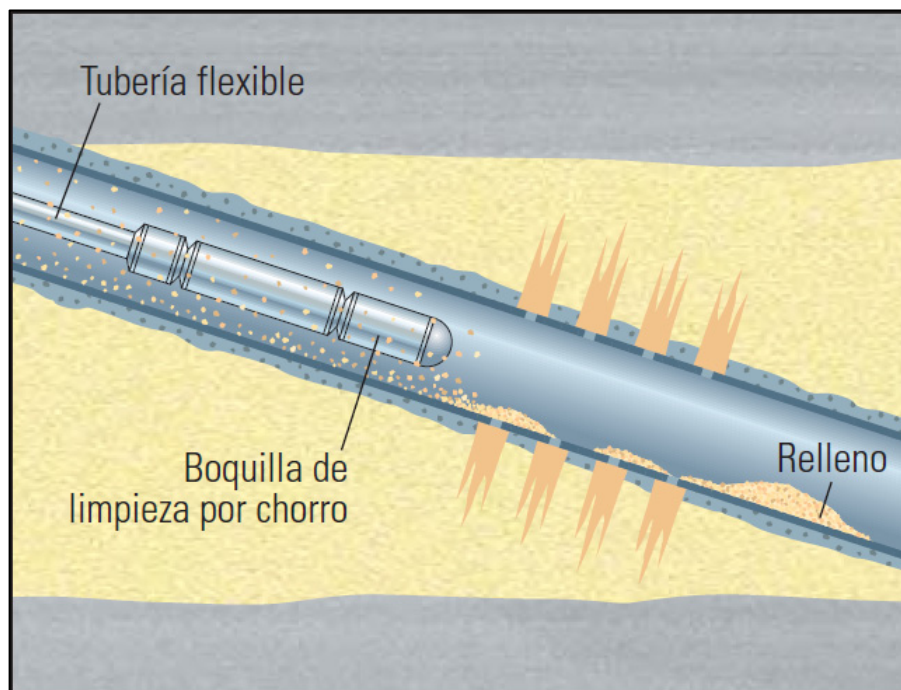
Una acumulación de partículas sólidas en el pozo, impide el flujo de fluidos y por consiguiente disminuye la producción. El problema es aún más grande en pozos horizontales, donde se presenta una mayor acumulación de éstas partículas. La remoción de éste material de los pozos productores, es la aplicación más común de los servicios de tubería flexible en la industria. Con una limpieza de arena o remoción de “fill”, como se conoce en la industria, se busca:

- ❖ Restaurar la capacidad productora del pozo
- ❖ Permitir el paso libre de herramientas de wireline a través del hueco
- ❖ Asegurar la operación apropiada de los mecanismos de control de flujo de fondo de pozo
- ❖ Mantener un espacio bajo los intervalos perforados que permitan completar el paso de herramientas o como una zona de disposición en caso de alguna contingencia.

Estas acumulaciones o sedimentos están compuestos principalmente por arena de formación o finos, residuos dejados durante una operación de fracturamiento, deficiente empaquetamiento con grava, cortes de operaciones de perforación o molidas de herramientas. Dichas partículas se pueden clasificar en finas, poco consolidadas y consolidadas. En muchos casos, la operación con tubería flexible es el medio más viable para la remoción de este material particulado de un pozo. La capacidad para circular continuamente a través de la TF mientras se mantiene un alto nivel de control del pozo, minimiza cualquier interrupción de la producción.

El procedimiento básico es circular un fluido a través de la TF mientras lentamente se va penetrando el material sólido con una boquilla a alta presión. El material es levantado y sacado del pozo por el espacio anular entre la TF y la tubería de producción, ver figura 36. Es muy importante que la velocidad de fluido en el anular sea significativamente más grande que la velocidad de asentamiento de dicho material en el fluido.

**Figura 36. Detalle de un procedimiento básico en una limpieza de arena**



**Fuente:** Oilfield Review Primavera de 2009

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

fracturamiento. Sin embargo, la circulación en reversa es apropiada solo para pozos muertos.

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

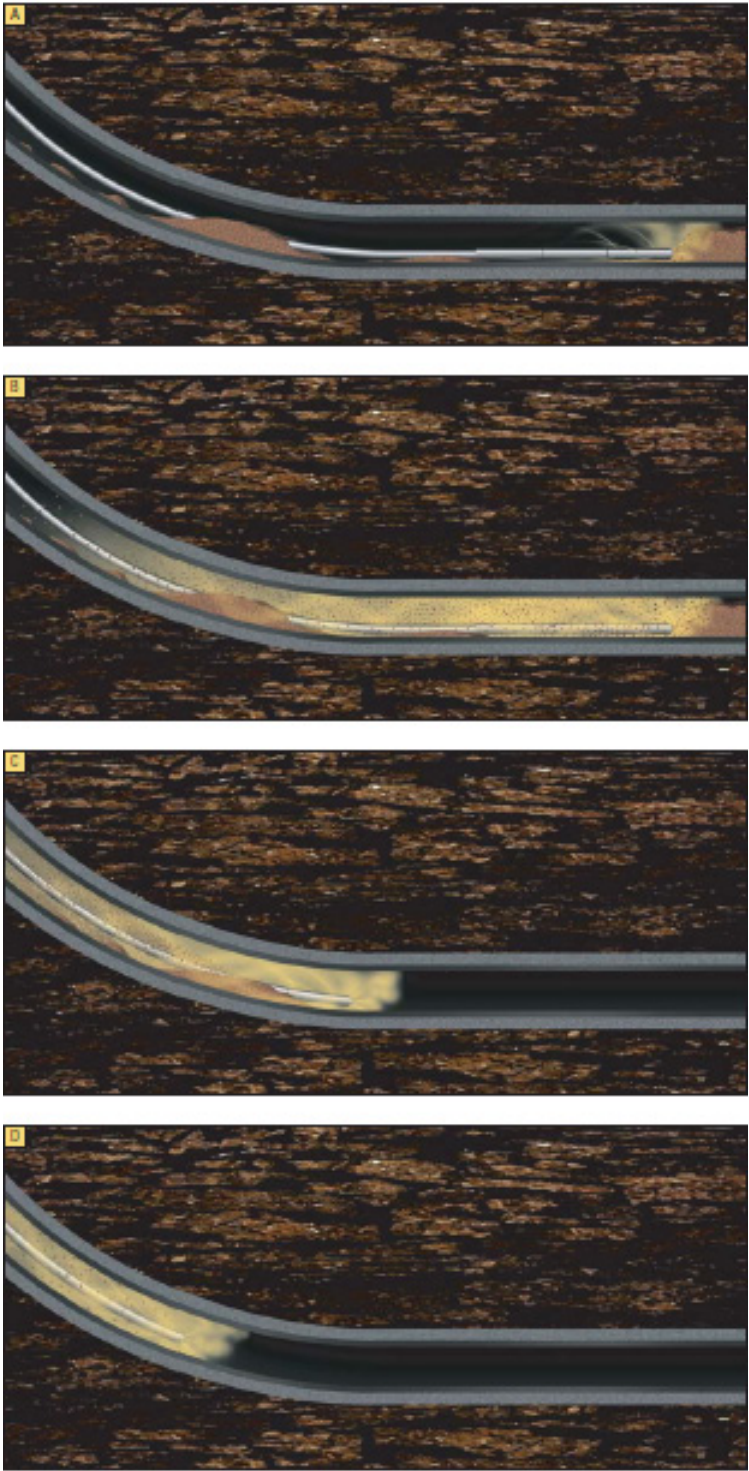
La remoción mecánica puede involucrar simplemente bombeo a presión y circulación. Donde está presente material consolidado puede ser necesaria la utilización de una broca y un motor de fondo.

A continuación, en la figura 36, se presenta de manera gráfica los pasos de un proceso de limpieza típico, en el cual se destaca el procedimiento a seguir, sin importar si el pozo es horizontal o desviado.

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

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

Figura 37. Secuencia de una limpieza de arena típica



Fuente: Oilfield Review Otoño de 2005

### **2.1.1.1 Planeación de la operación de limpieza**

La fuente y tipo de material a remover en el pozo son datos importantes para diseñar un tratamiento apropiado de limpieza. Estos datos ayudan a determinar la técnica más apropiada de remoción y pueden indicar que tratamiento secundario puede aplicarse a la fuente de los sedimentos, con el objetivo de prevenir producción adicional de dicho relleno.

Para planear la operación de limpieza es fundamental conocer: configuración del pozo, survey direccional, propiedades del fluido del anular, presión y profundidad de los intervalos productores, configuración del equipo de cabeza de pozo y de superficie, opciones de disposición del material a remover y del fluido de tratamiento. Es esta misma forma es indispensable conocer las características del material a remover, esto es, localización, tamaño y geometría de las partículas, densidad del material, solubilidad, consolidación, volumen estimado del material, presencia de material viscoso, entre otros.

La tasa óptima de penetración en los sedimentos depende del efecto del chorro de presión sobre estos, de la capacidad de limpieza del pozo y el mantenimiento de las condiciones deseadas de presión en el fondo del pozo. Un factor importante es el volumen de sólidos a remover. Grandes volúmenes requieren bajas de penetración, por el contrario, volúmenes pequeños pueden limpiarse a tasas de penetración relativamente altas.

### **2.1.1.2 Consideraciones del yacimiento**

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

en el anular más la presión generada por las fuerzas de fricción, debería ser suficiente para balancear la presión de fondo o BHP por sus siglas en inglés.

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

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

#### **2.1.1.3 Consideraciones de la geometría del pozo y completamiento**

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

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

#### **2.1.1.4 Selección de fluidos**

A la hora de elegir el fluido de trabajo para realizar la operación de limpieza, es indispensable tener en cuenta ciertos criterios selección, dentro de los cuales podemos mencionar:

- ❖ Presión de fondo
- ❖ Capacidad para transportar las partículas
- ❖ Pérdidas de presión por fricción
- ❖ Condiciones logísticas
- ❖ Facilidad para su deposición
- ❖ Compatibilidad con los fluidos de formación y componentes de completamiento
- ❖ Costos

➤ **Agua fresca y salmueras**

Estos fluidos son normalmente utilizados cuando la presión de fondo es más grande que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido y el espacio anular es lo suficientemente pequeño como para asegurar la alta velocidad en el anular requerida por estos fluidos. Generalmente proveen excelente acción de limpieza a chorro, cuando se está removiendo sólidos compactados. Sin embargo, pueden no ser apropiados en formaciones sensibles o compatibles a fluidos acuosos. Estos fluidos no tienen la capacidad de suspender partículas bajo condiciones estáticas. Además, es vital mantener una adecuada velocidad de fluido en el anular durante la operación.

➤ **Aceite, Diesel y fluidos sintéticos**

Los aceites de baja viscosidad se utilizan en un rango más amplio de pozos, dada su compatibilidad con un mayor número de formaciones. Su menor densidad de fluido los convierte en los mejores candidatos para pozos con presiones de fondo más bajas. Sin embargo, se deben tener unas consideraciones especiales al utilizarlos, entre las que podemos mencionar:

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

#### ➤ **Fluidos gelificados**

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

#### ➤ **Líquido y Nitrógeno por etapas**

Efectivo para trabajos donde existe limitación en el empleo de fluidos de una sola fase, esto incluye:

- ❖ El tamaño del espacio anular es demasiado grande para alcanzar la velocidad necesaria para transportar las partículas.
- ❖ Las pérdidas por fricción limitan la rata de bombeo deseada.
- ❖ Una columna de fluido de una sola fase ejerce demasiada presión hidrostática.

- ❖ El uso de espumas no es una alternativa práctica

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

### ➤ **Espumas**

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

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

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

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

- ❖ Están sujetas a mayores restricciones logísticas y operacionales que cualquier otro tipo de fluido.

- ❖ Es un fluido de baja presión a chorro, por lo que resulta inapropiado para sólidos compactados.
- ❖ Los hidrocarburos destruyen las espumas base agua. Si el tratamiento utiliza fluidos base agua, debe evitarse que los fluidos del yacimiento ingresen al pozo.
- ❖ Se requiere tratamiento químico adicional para romper las espumas que retornan a superficie.

#### **2.1.1.5 Selección del equipo**

Las operaciones de limpieza conllevan niveles significativos de fatiga en la sarta debido a la naturaleza cíclica de la operación sobre un área determinada y de la alta presión manejada en las operaciones. Es por esto que la sarta debe soportar los efectos de fatiga prediseñados. Es recomendable utilizar sargas de tubería flexible con el mayor diámetro posible, para disminuir las pérdidas por fricción dentro de la misma, para una rata de flujo dada, y por consiguiente, aumentar la velocidad en el espacio anular.

##### **➤ Equipo de control de presión**

Se debe configurar el equipo de control de presión para evitar la circulación corrosiva o el retorno de fluidos del anular con sólidos, a través de la BOP secundaria. Adicionalmente, se debe instalar una pump-in-tee o “t” de bombeo entre la BOP secundaria y la válvula hidráulica maestra para el retorno de los fluidos.

##### **➤ Equipo auxiliar**

Asegurarse que los equipos de mezcla, manejo y bombeo de fluidos tienen la capacidad adecuada. En operaciones con pozos “vivos”, utilizar un chocke manifold para controlar los retornos del anular. Es fundamental una línea de

comunicación clara y confiable entre los operadores de la unidad de TF, bombas y manifold. Adicionalmente, asegurarse de que el equipo de remoción de sólidos puede operar eficientemente a la tasa de flujo necesaria para la operación,

➤ **Herramientas de fondo**

Las siguientes son las consideraciones y requerimientos básicos en términos generales, que se deben tener en cuenta para el desarrollo de una operación de limpieza:

- ❖ La sarta no debe restringir la tasa de flujo requerida para proveer la velocidad anular deseada.
- ❖ Las herramientas deben ser capaces de operar con un fluido con alto contenido de sólidos.
- ❖ La operación y los componentes de la herramienta deben ser compatibles los fluidos del tratamiento
- ❖ Debe existir uniformidad en el diámetro externo para evitar pegas

El BHA usado para la operación de limpieza debería incluir entre otros componentes, desde tope hasta fondo:

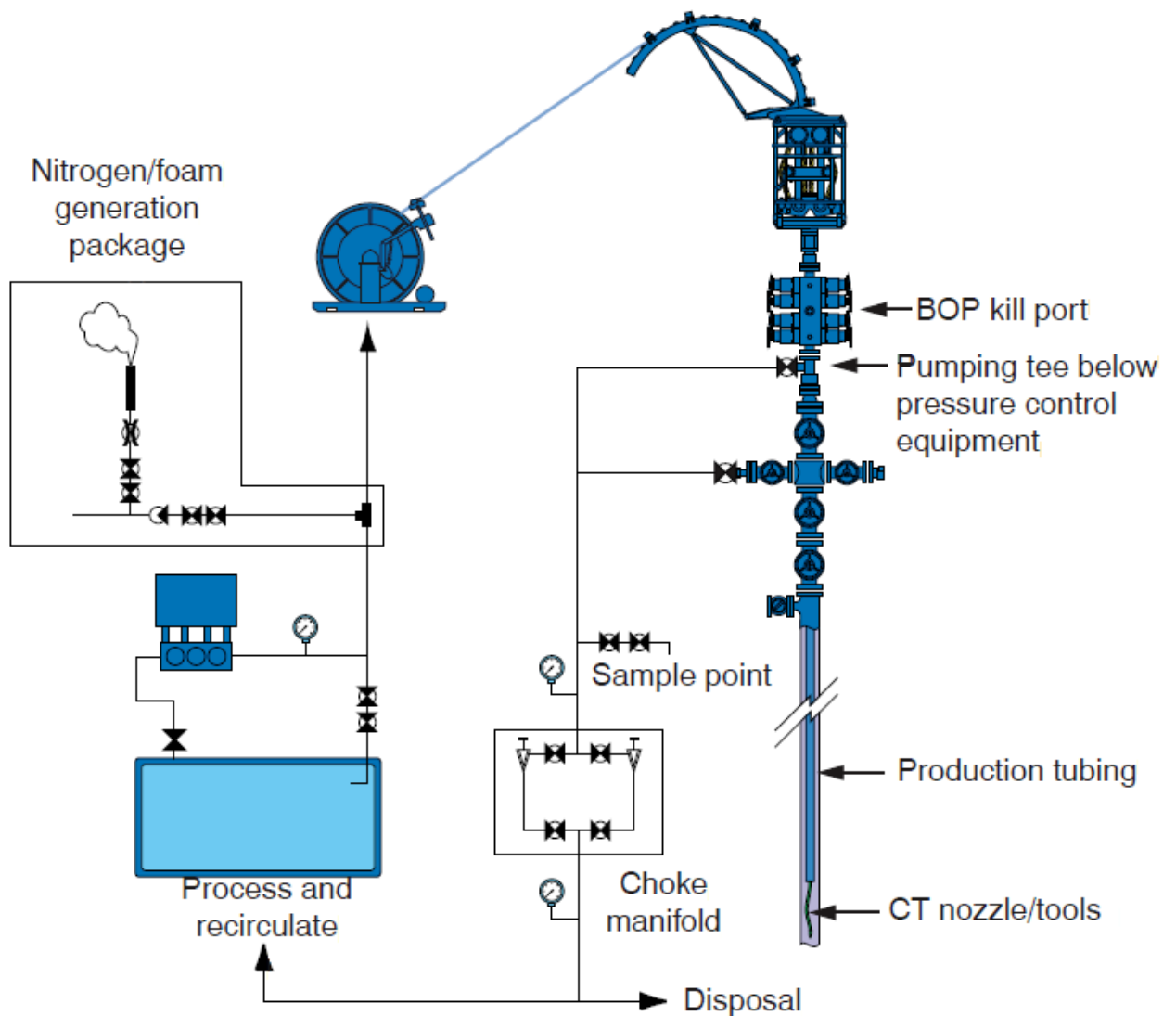
- ❖ Conector roscado de TF
- ❖ Válvulas cheque duales tipo flapper
- ❖ Straight bar: aproximadamente 6 pies. Este equipo opcional es particularmente útil en completamientos con restricciones
- ❖ Boquillas de chorro

Adicionalmente se debe contar con un equipo para monitorear la presión en la bomba, presión en cabeza de pozo, profundidad y peso de la TF y las tasas de flujo. El software de adquisición de datos debe proveer al operador en tiempo real,

fuerzas en la tubería, límites de operación, tiempo de trabajo restante, ratas de flujo y volúmenes totales de fluido bombeado.

A continuación, en la figura 38, se muestra un esquema generalizado del equipo necesario para la operación.

**Figura 38. Esquema del equipo para limpieza de arena**



**Fuente:** COILED TUBING MANUAL, CTES

### **2.1.2 Estimulación de la formación**

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

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

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

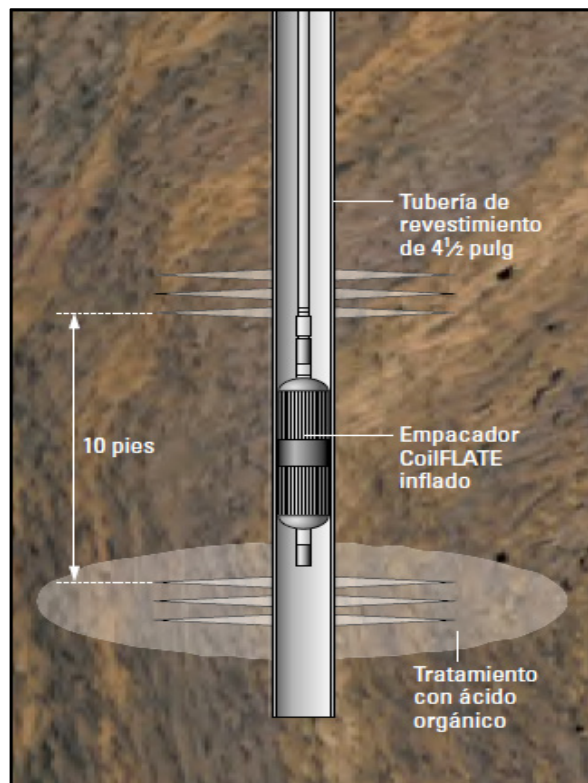
- ❖ La configuración del equipo de control de presión de TF permite realizar el tratamiento en un pozo vivo. Esto evita un potencial daño a la formación asociado a la necesidad de matar el pozo.
- ❖ Las operaciones asociadas pueden realizarse como parte de un servicio integrado, por ejemplo, puede realizarse una limpieza de pozo previo a una estimulación matricial y adicionalmente se puede utilizar nitrógeno para restaurar la producción si es necesario.
- ❖ Realizar la acidificación con TF evita la exposición de la tubería y la cabeza de pozo al contacto directo con fluidos de tratamiento corrosivos.
- ❖ El tratamiento puede realizarse a intervalos mucho mas grandes utilizando las técnicas y herramientas desarrolladas para tal fin, incluyendo el uso de sistemas de tratamiento selectivo mediante la utilización de herramientas de aislamiento. Esto es particularmente importante en pozos horizontales.

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

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

En la figura 39 se ve un proceso de estimulación selectiva con ácido orgánico aplicando un aislamiento zonal temporalmente.

**Figura 39. Estimulación selectiva con aislamiento zonal**



**Fuente:** Oilfield Review Primavera de 2006

### **2.1.2.1 Consideraciones especiales**

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

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

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

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

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

- ❖ Características físicas del daño: determinan la naturaleza del fluido base (ácido o solvente )
- ❖ Reacción con la formación: reacciones adversas entre el fluido y la formación pueden ocasionar daño adicional y por consiguiente incrementar los problemas de productividad
- ❖ Prevención a la corrosión excesiva, tanto de la sarta de TF como de la tubería de completamiento
- ❖ Utilizar reductores de fricción para optimizar la tasa de tratamiento
- ❖ Compatibilidad con los fluidos del yacimiento: aditivos en el fluido pueden prevenir la formación de emulsiones, parafinas, y prevenir precipitación de productos formados por la reacción.

Algunos tratamientos de estimulación matricial, especialmente en yacimientos de arena, realizan un prelavado para prevenir reacciones secundarias y la formación de precipitados del principal fluido de tratamiento. El prelavado separa el agua connata y el fluido de tratamiento, y en arenas, reacciona con minerales de carbonato de la formación para prevenir su reacción con ácido fluorhídrico. Salmuera, solventes o ácido fluorhídrico son algunos de los fluidos de prelavado normalmente utilizados. El principal propósito de los fluidos de prelavado es desplazar de la cara del pozo, precipitados potencialmente dañinos.

Al realizar el tratamiento se debe tener en cuenta, además del volumen y del tipo de fluido a ser inyectado, la máxima tasa de inyección posible y la presión, para evitar el fracturamiento de la formación.

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

### 2.1.2.2 Selección del equipo

Se utiliza una unidad estándar de TF, con algunas consideraciones especiales principalmente en el equipo de control de presión (ver figura 40). Este equipo debe ser especial para operaciones con H<sub>2</sub>S si existe la posibilidad de una fina liberación o generación progresiva del mismo durante la operación. Si se va a trabajar con ácido, es conveniente ubicar el punto de inyección del ácido por debajo del equipo de control de presión.

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

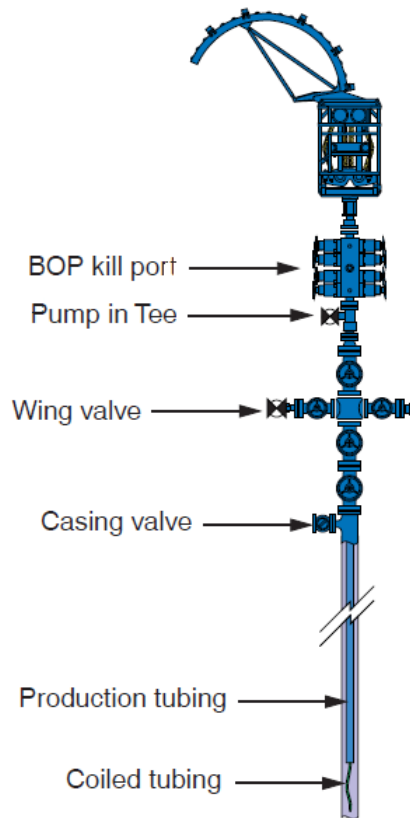
La comunicación es clave entre cada uno de los operadores de los equipos empleados en la operación, así como del personal encargado de la supervisión y dirección.

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

- ❖ Conector roscado para TF
- ❖ Válvulas checkes duales tipo flapper
- ❖ Boquillas
- ❖ Straight bar: útiles para correr en áreas con restricciones

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

**Figura 40. Configuración del equipo de control de presión para estimulación**



**Fuente:** COILED TUBING MANUAL, CTES.

### **2.1.3 Bombeo de lechadas**

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

- ❖ Tapones permanentes: ubicar un tapón de cemento para abandonar una zona de baja producción.
- ❖ Tapones temporales: por ejemplo, ubicar un tapón para proteger perforaciones inferiores de tratamientos realizados en intervalos superiores. También puede

servir para soportar cemento o resina durante una operación de squeeze para aislar una zona.

El objetivo primario de un plan de trabajo para ubicar una lechada de cemento es un cuadro o programa de bombeo que incluye volumen, tasa de bombeo, velocidad de corrida de la TF y presión de squeeze para cada etapa de la operación. Aunque la naturaleza y composición de los tapones son bastante diferentes, los pasos principales para dicha operación de bombeo son muy similares. Entre estos podemos mencionar:

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

El volumen de lechada necesario para la operación, dependerá entre otros factores, de la longitud del tapón y capacidad del pozo, los espacios vacíos detrás

de las perforaciones, cortes y residuos del pozo, los efectos de la lechada sobre la fuerza y esfuerzos aplicados a la tubería, la configuración del equipo de bombeo y mezcla, etc. Reducir el volumen de líneas de superficie, reduce la probabilidad de que la lechada pueda ser contaminada.

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

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

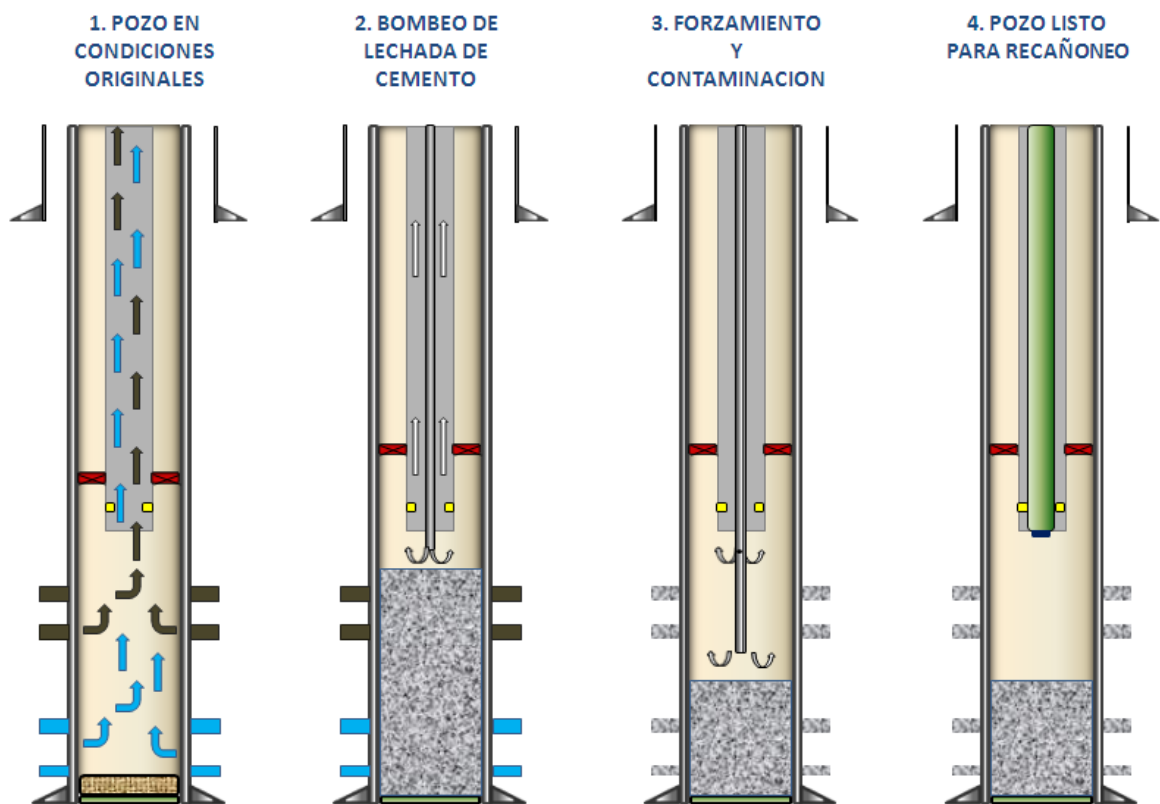
Además es recomendable preparar un plan de contingencia para las siguientes situaciones:

- ❖ El tiempo de fraguado es mayor que el planeado
- ❖ Incapacidad para bombear a la tasa estimada
- ❖ No poder obtener la presión de squeeze deseada o necesaria
- ❖ En una cementación, no poder circular a la tasa deseada el exceso de cemento

A continuación se presenta de manera grafica un proceso de desplazamiento y squeeze con tubería flexible, incluyendo el proceso de contaminación del cemento y el lavado por inversa.

En la figura 41, se muestran las cuatro etapas básicas del proceso; en la etapa numero 1 se muestra el pozo produciendo en condiciones originales antes de la intervención.

**Figura 41. Circulación de cemento y presión de Squeeze**



**Fuente:** Rodríguez L. Completación y Reacondicionamiento de Pozos. Modificada por los autores

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

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

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

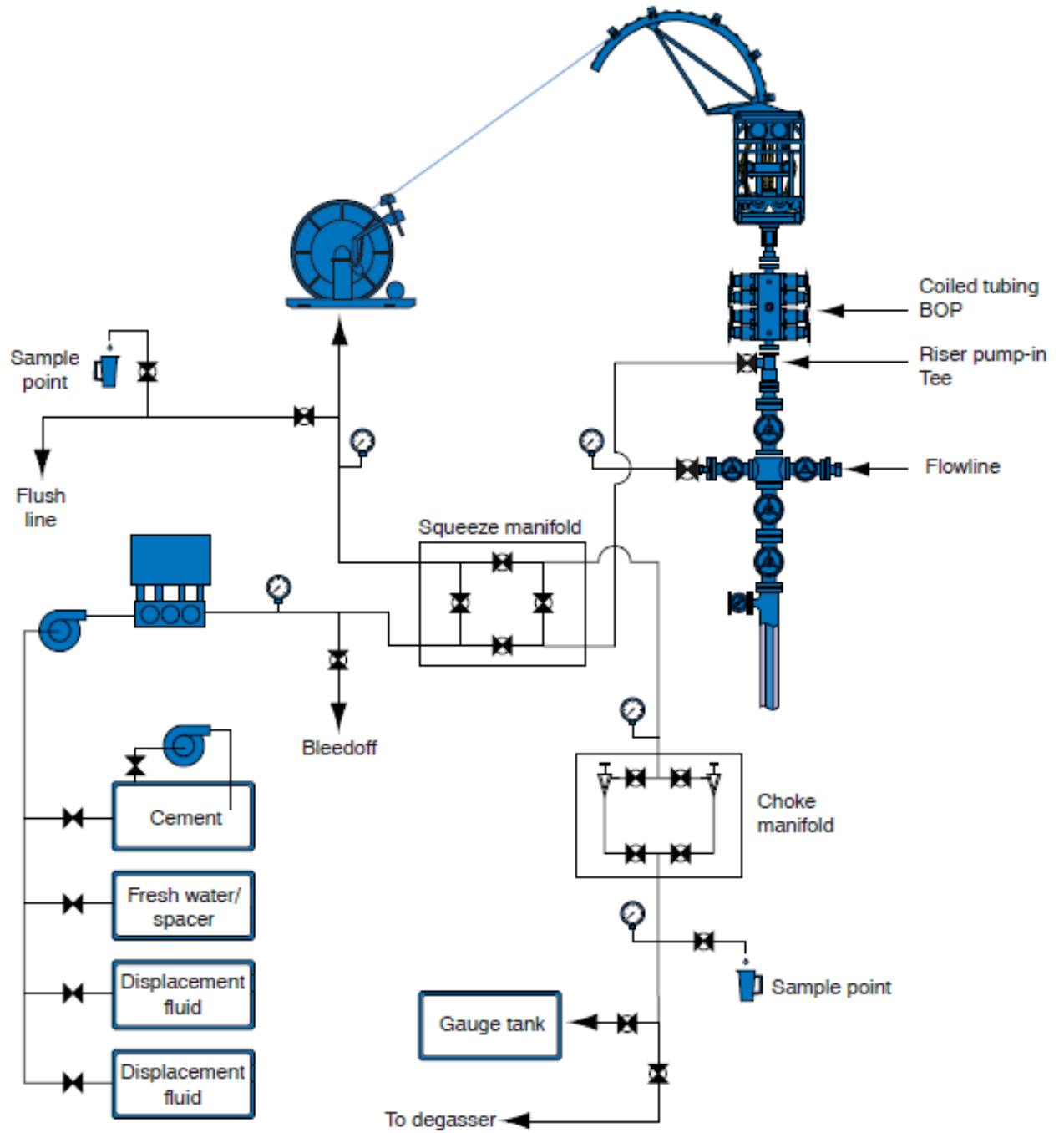
#### **2.1.3.1 Selección de equipo**

La figura 42 muestra un esquema convencional del equipo de bombeo empleado en una operación de cementación.

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

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

Figura 42. Diagrama típico del equipo para operación de cementación



Fuente: COILED TUBING MANUAL, CTES

El BHA debe incluir entre otros componentes:

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

#### **2.1.4 Achicamiento de pozos o levantamiento con Nitrógeno**

El propósito de descargar un pozo es ganar la producción perdida. Normalmente, un pozo “muerto” contiene una columna de fluido con la suficiente presión hidrostática como para evitar el flujo de fluidos desde la formación hasta la cara del pozo. Desplazar parte de este fluido mediante levantamiento con nitrógeno, reduce la cabeza hidrostática, es decir, la presión diferencial entre la formación y la cara del pozo, una BHP baja permite dicho flujo. Si las condiciones de presión y tasa de flujo son las apropiadas, el pozo debería fluir después de realizado el achicamiento.

Dentro de los principales beneficios que ésta operación puede aportar se incluyen los siguientes:

- ❖ Flexibilidad: la inyección de Nitrógeno es adaptable a un amplio rango de condiciones.
- ❖ Posee una simplicidad operacional, dado que los equipos requeridos son mínimos.

Dentro de las principales desventajas podemos mencionar:

- ❖ Presiones de Drawdown erróneas: fluctuaciones en la tasa de inyección de Nitrógeno, comportamiento del yacimiento, y taponamiento de la tubería, pueden causar un drawdown inestable.
- ❖ Contaminación del gas de formación: la contaminación y dilución del gas puede ocurrir con la inyección de Nitrógeno
- ❖ Costo: el costo del Nitrógeno y su transporte puede llegar a ser considerable si el período de operación es extenso
- ❖ Tamaño del equipo y peso: los tanques de Nitrógeno, las unidades de generación, y bombas son grandes y pesadas
- ❖ Pegas: existe una gran posibilidad de pegas de la TF si los trabajos se desarrollan en pozos con fluidos viscosos de baja gravedad.

En la figura 43 podemos observar un diagrama típico de arranque de pozo con nitrógeno.

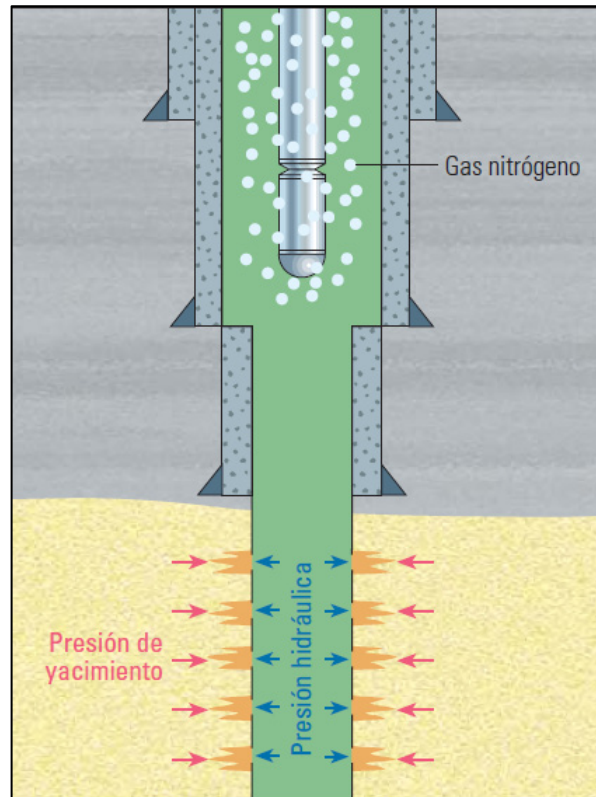
#### **2.1.4.1 Consideraciones especiales**

Los riesgos asociados a esta operación están determinados por el uso de gas a alta presión, la presencia de líquidos inflamables, retornos energizados y el hecho de trabajar en un pozo vivo.

Para activar un pozo independientemente de su perfil de desviación, es necesario bajar hasta el final de la sección vertical o final de la curva de completamiento. Más allá de este punto, la presión hidrostática en el pozo no se incrementa significativamente, por lo tanto, bajar más allá de este punto es innecesario. Se debe tener cuidado al determinar la profundidad a la cual bajar y la tasa de bombeo requerida, porque si el tubing está muy profundo, es posible que

simplemente se esté inyectando nitrógeno a la formación y no activando el pozo en realidad.

**Figura 43. Diagrama típico de arranque de pozo con Nitrógeno**



**Fuente:** Oilfield Review Primavera de 2009

Si el *tubing* es muy somero, y la tasa es muy baja, se estaría efectuando un levantamiento ineficiente, utilizándose grandes cantidades de  $N_2$  sin mucha descarga de la columna. Igualmente, si el tamaño de la TF es muy grande las pérdidas por fricción en el anular pueden causar pérdida de circulación. Si es muy

pequeño, las tasas bajas de  $N_2$  y el anular grande pueden causar resbalamiento del fluido y por lo tanto ineficiencias.

La selección del diámetro de la TF es crítica para crear la máxima tasa de bombeo, sin crear demasiada fricción anular que causaría resbalamiento del gas. Si los volúmenes de nitrógeno son críticos y no se puede tolerar resbalamiento se debe usar un agente espumante para mejorar la eficiencia de levantamiento. En este caso, sin embargo, se pueden presentar problemas recibiendo los retornos en superficie. Mediante un software se debe planificar la operación definiendo la profundidad y tasa de bombeo óptima y el diámetro de TF más apropiado.

En el momento de planificar la operación se debe disponer de la siguiente información:

- ❖ Detalles esperados de flujo, BHP, fluidos producidos, etc.
- ❖ Fluido a levantar
- ❖ Equipos de manejo de retornos en superficie.
- ❖ Detalles del completamiento, ubicación de restricciones, válvulas, etc.
- ❖ Presión máxima anticipada en cabeza de pozo cerrado
- ❖ Perfil de desviación, mostrando la geometría del pozo
- ❖ Mediante un software, determinar las tasas de bombeo máximas para resbalamiento mínimo
- ❖ Tamaño de la TF aplicable y volumen de fluido requerido
- ❖ Tensiones máximas y empuje permitidos durante el trabajo

Es una buena práctica realizar un esquema de la ubicación de los equipos en la locación. En cuanto a los equipos para la operación, no existe un requerimiento específico para el BHA, el factor determinante es minimizar la caída de presión a través de éste.

### 2.1.5 Corte de tubería

Esta actividad se realiza cada vez que se requiera cortar un tubular para su posterior recuperación ó abandono en el hueco, durante pegas de tubería de trabajo y producción. La aplicación de la TF en esta operación está condicionada a pozos cuya inclinación es mayor a 60°, de otro modo, es mucho más conveniente realizar dicha operación con *wire line*.

Los dos tipos de cortadores vienen en una variedad de diámetros, para acondicionar la tubería a cortar, con la sarta de TF, y son cortadores químicos y cortadores abrasivos tipo jet.

Los cortadores abrasivos tipo jet crean un chorro dirigido de alta presión con un fluido que contiene partículas abrasivas. La boquilla en la herramienta de corte rota 360° para cubrir la circunferencia completa del área a cortar. Las partículas contenidas en el chorro a alta velocidad erosionan rápidamente el área de interés. La herramienta de corte debe ser concéntrica con la tubería a cortar y el espacio anular entre las dos debe ser tan pequeño como sea posible para una mayor eficiencia en la operación. Es importante señalar que las reducciones o restricciones en la tubería limitan el diámetro de la herramienta de corte a utilizar en la operación, si el área superficie a cortar se encuentra por debajo de dicha restricción.

Con una unidad de TF también se pueden aplicar procedimientos de corte con cortadores explosivos o mecánicos.

Es importante disponer de cierta información en el momento de planear la operación, como por ejemplo, *survey* direccional del pozo, propiedades del fluido en el anular, dimensiones y propiedades de la tubería a intervenir, características operacionales del cortador a utilizar, si es abrasivo, propiedades del fluido o lechada, así como de las partículas sólidas empleadas, además de la configuración del equipo de superficie y de cabeza de pozo.

### 2.1.5.1 Tipos de cortadores

#### ➤ Cortador abrasivo

El cortador abrasivo, debe seleccionarse para minimizar el *stand – off*, la distancia entre el cortador y la superficie a cortar. A mayor *stand – off*, menor eficiencia del cortador.

Considere los siguientes factores cuando diseña una operación de corte, empleando un fluido abrasivo:

- ❖ Selección de la herramienta: diámetro de la herramienta y diámetro del chorro para la geometría dada (*stand – off*) y la tasa disponible de flujo.
- ❖ Selección del fluido: fluidos de agua y polímero (gel), son los apropiados para esta aplicación. Sin embargo, este último es más efectivo en el trabajo de suspensión de los sólidos abrasivos contenidos en él y en la remoción de los detritos del pozo
- ❖ Selección de partículas abrasivas: el tipo y tamaño de las partículas depende de principalmente de las propiedades del material objeto del trabajo. La concentración de las partículas en el fluido depende del tamaño de la boquilla. El volumen total de partículas requeridas depende del volumen de circulación y la cantidad de partículas que abandonan el fluido en cada circulación.
- ❖ Presión en la bomba: para una mayor eficiencia en la operación, utilizar presiones por encima de 5000 psi.
- ❖ Monitoreo de propiedades del fluido: muchas partículas abrasivas son bastante densas y abandonan el fluido que las transporta durante cada circulación, por esto, es importante monitorear las propiedades reológicas del fluido para asegurarse que reúne las especificaciones de diseño para el trabajo.
- ❖ Control de la profundidad: es importante realizar una correlación de profundidad con un CCL para reducir el riesgo equivocarse en la zona de corte

### ➤ Cortador químico

Operan sobre el principio de una corrosión extremadamente rápida. El cortador químico es una herramienta diseñada para expulsar un flujo radial de Trifluoruro de bromo  $\text{BrF}_3$  que disuelve la tubería, dejando un corte uniforme que no requiere de operaciones de *milling* para acondicionar el cuello de pesca. No funciona en gas, se debe asegurar que la cabeza con los químicos este sumergida por lo menos 100 pies dentro del fluido. El máximo *clearance* permitido entre la pared del tubular y el cortador químico debe ser de  $\frac{1}{4}$  de pulgada, para garantizar el corte.

El sistema de corte es el siguiente: Se induce una carga eléctrica la cual se transmite hasta la cabeza de ignición (detonador) ubicada en el tope del ensamblaje, instantáneamente un gas entra en combustión y este genera una fuerza mecánica que acciona tres cuñas las cuales finalmente se fijan al tubular a cortar. La presión del gas cizalla los cilindros llenos de Trifluoruro de bromo, el químico entra en contacto con un catalizador, el cual estimula una reacción violenta que genera alta presión y temperatura. Finalmente la onda explosiva es conducida hasta un contenedor el cual está provisto de unos orificios de bajo calibre por donde sale el químico a alta temperatura y alta presión, generando de esta forma una fusión del acero en todo el perímetro del tubular.

Ventajas del cortador químico:

- ❖ No se produce deformación de la tubería eliminando trabajos de “*milling*”.
- ❖ No genera cambio en el OD e ID del punto de corte.
- ❖ Mayor “*stand-off*” comparado con cortadores de *jet's*.
- ❖ Efectividad del corte en un amplio rango de presión y temperatura de fondo.
- ❖ Aplicable en tuberías con aleaciones de Nikel, Cromo o de alto grado.

Es importante tener en cuenta las siguientes recomendaciones en cuanto a las condiciones del pozo.

- ❖ Profundidad donde se requiere el corte
- ❖ Tipo de fluido en el pozo. El cortador es aplicable en fluidos con contenido de agua > 5%.
- ❖ Tipo de tubular a cortar (*drill pipe, tubing* ó revestimiento), peso y grado.
- ❖ Evalúe si se requiere un viaje de limpieza para garantizar que el cortador llegue al punto de corte.
- ❖ Seleccione el tamaño de cortador recomendado para el tipo de tubular a cortar.

#### **2.1.5.2 Selección del equipo**

Cualquier sarta de TF es apropiada para una operación de corte abrasiva. Sin embargo, a mayor ID de la TF, mayor tasa de circulación y mayor velocidad en el anular para una presión de bombeo dada. En una operación de corte químico, cualquier unidad capaz de liberar y retirar el cortador a la profundidad necesaria, es aceptable.

El equipo de corte químico está compuesto por los siguientes elementos:

- ❖ La Unidad o camión de registro
- ❖ La unidad de TF con cable de registro (Para inclinaciones mayores a 60°)
- ❖ El cable o guaya de registro
- ❖ El localizador de collares (CCL)
- ❖ Cortador químico
- ❖ Las barras de peso

El equipo de control de presión debe estar diseñado para evitar la circulación corrosiva o sólidos transportados en los fluidos de retorno a través de la BOP.

El equipo de mezcla y almacenamiento debe ser capaz de mantener las partículas abrasivas en suspensión.

Las bombas deben ser diseñadas para proveer la potencia hidráulica requerida para la operación.

## **2.2 VENTAJAS GENERALES EN OPERACIONES DESARROLLADAS CON TUBERÍA FLEXIBLE<sup>9</sup>**

Mientras la ventaja inicial del desarrollo de la tubería continua enrollada o TF era poder trabajar en pozos en producción activos, la rapidez y la economía se han convertido en el principal beneficio en la utilización de la tubería enrollada, así como los espacios reducidos y tiempos de operación más cortos en las operaciones de perforación y reparaciones.

Algunas de las ventajas clave asociadas con la utilización de la tecnología de TF son las siguientes:

- ❖ Seguridad y efectividad para intervenir en pozos activos.
- ❖ Rapidez en la movilización y montaje de los equipos.
- ❖ Confiabilidad de la tubería.
- ❖ Posibilidad de mantener el pozo circulando mientras se introduce y extrae la tubería.
- ❖ Tiempos operacionales menores al tratarse de tubería continua que no requiere conexión entre secciones, lo que significa una menor pérdida de

---

<sup>9</sup> ICoTA, Op.cit., p.8

producción y mayores capacidades de tensión comparadas con operaciones con cable o línea de acero.

- ❖ Capacidad de bombear fluidos en cualquier momento, independientemente de la posición dentro del pozo o la dirección de viaje. Estas capacidades resultan particularmente útiles en operaciones de limpieza de pozos, lavados ácidos de la tubería y zonas productoras, tratamientos de estimulación ácida o de estimulación por fracturamiento hidráulico y tratamiento de consolidación de arena, operaciones de cementación, pesca, entre otros.
- ❖ Adquisición de datos en tiempo real de los parámetros de trabajo en superficie tales como tensión, presiones de circulación, sensor de profundidad, tasas de circulación, velocidad entre otros.
- ❖ Reducción en el número de operarios requeridos.
- ❖ Los costos pueden ser significativamente reducidos.

La tubería flexible o enrollada 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 (BHP) y la superficie.

Adicionalmente, las sargas modernas de TF suministran rigidez y resistencia suficiente 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 convencional o de uniones roscadas.

### **2.3 DESVENTAJAS DE LA TUBERÍA FLEXIBLE**

Entre las desventajas de la tubería flexible se encuentran:

- ❖ La TF es sometida a curvaturas cíclicas que causan fatiga.
- ❖ Debido a los efectos de fatiga, la fuerza de tensión del material de la TF en las partes más afectadas es reducida. Esta situación puede causar un estallido o colapso de la tubería ya que reduce la resistencia del material.
- ❖ La TF tiene un delgado espesor de pared comparado con otro tipo de tubería el cual limita la fuerza para tensionar de la tubería.
- ❖ En relación a los pequeños diámetros, se presentan pérdidas de fricción que limita las tasas de circulación si se compara con tuberías de mayor diámetro.
- ❖ La mayor desventaja es no tener la posibilidad de rotar la tubería, aunque esto es parcialmente superado por el desarrollo de herramientas que rotan en fondo.

### **3. OPERACIONES DESARROLLADAS CON TUBERIA FLEXIBLE EN COLOMBIA Y LATINOAMERICA**

Desde su introducción en las operaciones de campos petroleros la tecnología de tubería flexible se ha incrementado entre otras cosas por su eficiencia operacional, Latinoamérica por el papel que representa para el mundo de los hidrocarburos no ha permanecido ajena a estos grandes avances tecnológicos y las aplicaciones en operaciones que anteriormente eran de dominio exclusivo de los equipos de reparación y perforación de pozos convencionales, hoy día se vienen desarrollando en nuestro medio con esta tecnología.

En este capítulo se describe brevemente las operaciones más frecuentes que se desarrollan en nuestro país, el equipo utilizado, las consideraciones más importantes tenidas en cuenta y el desarrollo de cada aplicación.

#### **3.1 LIMPIEZA DE ARENA CON TUBERIA FLEXIBLE DE 1¼”**

Las operaciones de limpieza de pozos constituyeron una de las primeras aplicaciones para la TF, de hecho, en la actualidad cerca del 50% de los trabajos que se realizan con esta tecnología corresponden a ésta operación. Éste no es un problema nuevo ya que desde los inicios de la explotación petrolera ha estado presente, y su importancia radica en que dicho fenómeno puede ocasionar que el flujo normal de un yacimiento se restrinja, dado el alto impacto que tiene sobre el

flujo de fluidos desde la formación. Es conveniente señalar que la fuente de estos sedimentos, sólidos o material de relleno como suele llamársele, puede generarse por sedimentos arrastrados por el fluido de formación, o restos de material apuntalante utilizado durante una operación de estimulación o un fracturamiento hidráulico.

El siguiente caso representa una situación particular en la que se utiliza una unidad de TF para la operación de limpieza. La decisión de realizar dicha operación con TF se fundamentó básicamente en un análisis realizado por el departamento de producción junto con el departamento de ingeniería, en el que se demostraba que operaciones del mismo tipo, realizadas previamente con equipo convencional de reacondicionamiento, causaban un alto impacto en la posterior producción del pozo, dado que éste alcanzaba su verdadero potencial, hasta 20 días después de realizado el trabajo. Por otra parte se comprobó que el uso de la TF reducía este tiempo en un 50% y si adicional a esto, la operación de limpieza se realizaba con N<sub>2</sub>, la recuperación del potencial productor del pozo podría llegar en tan solo 2 o 3 días.

En este punto es bueno señalar que dicho trabajo se realizó a un pozo de alto potencial, para el promedio del campo. Por razones de confidencialidad de la información no se utilizan nombres propios para referirnos al pozo y su información relacionada.

### **3.1.1 Objetivo**

Realizar limpieza de arena al pozo productor seleccionado debido a que presenta el 26% de los perforados arenados con el fin de aumentar el potencial de producción del mismo.

### 3.1.2 Propuesta técnica

Se plantea una limpieza de arena de formación mediante el uso de agua industrial o salmuera y baches de gel, en caso de no lograr circulación en el pozo se procederá a realizar la limpieza con espuma (fluido base salmuera) y gel lineal 25 gpt con el fin de generar un adecuado peso en la columna hidrostática para así generar el mínimo daño a la formación por cargas excesivas sobre ella y por la pérdida de fluido de limpieza.

### 3.1.3 Equipos

#### ➤ Unidad de Tubería Flexible

- ❖ *Coiled Tubing Power Pack* para correr el *reel* remoto con: Filtro de alta presión en línea, Inyector y bloques para CT 1 1/4".
- ❖ *Reel Trailer* con 10.416 pies de Tubería Flexible de 1 1/4".
- ❖ BOP principal – Insertos de 1 1/4".
- ❖ Tubería de 2" de alta presión.
- ❖ Unidad de bombeo de fluidos y unidad de bombeo de nitrógeno.
- ❖ BHA con Jet convencional para limpieza de arena 1 3/4".
- ❖ Equipos de monitoreo:
  - \* 2 Transductores de presión: 20.000 psi (1-Cabeza de pozo,1- anular)
  - \* 1 Transductor de presión: 20.000 Psi (Presión en tubería)

#### ➤ Información de Tubería Flexible

O.D.:	1.25 Regular (Espesor de pared: 0.095)
Volumen interno Total:	11.3 Bbl
Grado:	HS-80 CM
Longitud Total:	10.416 Ft

### 3.1.4 Fluidos

Los diferentes fluidos y cantidades se usarán acorde a las necesidades que se vayan presentando durante el desarrollo del trabajo; las cantidades aquí presentadas son tentativas y se tendrá el material suficiente para la preparación de las mismas.

En la tabla 1 se detallan las cantidades y su concentración para cada paso.

**Tabla 1. Fluidos de tratamiento para operación de limpieza de arena**

<b>Step: 1</b> Gel <b>Base of fluid:</b> Agua Tratada <b>Volum:</b> 155 Bbls                =                6510 Gal				
Concentración		Descripción	Cantidad	
			Gal	Lbs
992	gptg	Agua Fresca	6458	
1	gptg	FRW-14	6.5	
5	gptg	<b>FAW-20 / FAW-18</b>	32.6	
2	gptg	GW-3		310
<b>Step: 2</b> Espuma <b>Base of fluid:</b> Agua Fresca <b>Volum:</b> 798 Bbls                =                33516 Gal				
Concentración		Descripción	Cantidad	
			Gal	Lbs
994	gptg	Agua Fresca	33315	
5	gptg	<b>FAW-20 / FAW-18</b>	167.6	
1	gptg	FRW-14	33.5	

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

### **3.1.5 Rig Up de equipos y precauciones de seguridad**

Ubicación de los equipos en locación de acuerdo a la disponibilidad de espacio asignado a las unidades de la empresa de servicios, tanque para recibir agua de mezclas, línea y tanque para retornos suministrado por la empresa.

Se debe tener identificadas las válvulas inyección y retornos para un completo control de operación.

Antes de iniciar la operación se realizará la reunión de seguridad donde se revisarán los programas, las condiciones límites de presión y rata de bombeo. Se debe tener en cuenta las precauciones en trabajos con Gel lineal, como equipos de protección personal, aseguramiento del área, planes de contingencia.

La tubería flexible, junto a todos los sistemas de líneas y accesorios se probará contra la válvula de seguridad de la empresa de servicios a 5000 psi (o según capacidad del cabezal del pozo) por 10 minutos, procediendo a cerrar entrada a la tubería flexible y *Kill Port* para iniciar con la prueba de la línea de tratamiento a 5000 psi. La distancia mínima del pozo a la unidad debe ser de 40 ft.

Asegurar el control de calidad para todos los fluidos de la operación integral.

### **3.1.6 Parámetros de trabajo y limitaciones**

<b>Prueba de presión:</b>	<b>Líneas de servicios hasta 5000 psi.</b>
<b>Máx. Presión de trabajo en superficie TF:</b>	<b>4500 Psi Dinámica / 5000 Psi Estática</b>
<b>Máxima rata de trabajo:</b>	<b>1.3 Bpm y 500 Scfm o 2 bpm.</b>

**NOTA:** Es importante tener en cuenta que en el cambio de diámetro de 2 7/8" (I.D. 2.441") a 7" (I.D. 6.366") la velocidad de retornos cae sustancialmente, lo que dificulta la limpieza de esta sección ya que se debería subir la rata de bombeo con la limitante de presión máxima de 4500 Psi.

### **3.1.7 Secuencia operacional**

1. Movilizar las Unidades de tubería flexible, bombeo, tanque para agua y Salmuera, *chocke manifolds*, tanques de almacenamiento para el retorno de fluidos.
2. Instalar cabeza inyectora, conjunto de preventoras, líneas de bombeo y sistemas de retornos; se debe realizar reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en la operación. Probar líneas de retorno con agua a @ 500 psi por 5 minutos, posteriormente probar TF, cabeza de pozo y líneas de superficie con agua a @ 5.000 psi (o según capacidad del cabezal del pozo) por 10 minutos (Líneas de servicios a 5.000 psi), revisando conexiones, manómetros y registradores. Una vez que la prueba de presión haya resultado exitosa, relajar presión.
3. Bajar tubería flexible de 1 1/4" (circulando a mínima rata con agua industrial o Salmuera) con jet convencional *Nozzle 1,5" O.D., Motor Head Assembly, Straight Bar, crossover y roll on conector* de 1 1/4" O.D, realizar "*pick-up*" (*pull-test*) tantas veces como sea necesario y según criterio del supervisor y operador, realizar el chequeo del tope de arena a fin de chequear el tope con medida de tubería flexible.
4. Chequeado el tope de arena a 4.728 ft, proceder a sacar 100 ft a fin de establecer circulación en el pozo bombeando agua industrial o salmuera a 1,5

bpm. Establecida circulación evaluar los parámetros operativos en base a las condiciones del pozo y las simulaciones.

**Nota:** En caso de no lograr circular el pozo con agua industrial o salmuera, proceder a circular el mismo con Espuma a 1,2 bpm y Nitrógeno a 500 scf/min, hasta tener retornos constantes.

5. Obtenida circulación (con Agua Industrial, Salmuera ó Espuma), continuar el descenso de la tubería flexible a fin de iniciar la limpieza (evaluar la posibilidad de aumentar tasas de bombeo según comportamiento de la presión) la limpieza debe hacerse con mordidas de máximo 80 Ft a 1 - 4 fpm, es necesario circular entre 10 minutos cada 50 Ft limpiados, a fin de evitar sobrecargar la columna con excesiva arena.

**Nota:** Realizar *Pull Test* cada 150 - 200 ft limpiados, dependiendo de las condiciones del pozo y del comportamiento del peso.

6. Continuar la limpieza hasta lograr llegar al fondo del pozo (tomando en cuenta los puntos del paso N° 6). **Nota:** En caso de encontrar una obstrucción dura proceder realizar un *pull test* e intentar avanzar nuevamente, en caso de no lograr avanzar evaluar con los departamentos de ingeniería de la empresa operadora y de la empresa de servicios para definir los pasos a seguir.

**Nota:** En caso de perder circulación proceder a sacar la tubería flexible, y aumentar la rata de bombeo de nitrógeno y/o salmuera dependiendo del caso. De no lograr circular el pozo y/o de tener la tubería flexible pegada, proceder a realizar maniobras de *pulling* con el fin de despegar, en caso de no lograr resultados seguir el procedimiento de servicios para este tipo de casos.

7. Una vez ubicada la TF en el fondo del pozo, proceder a bombear 30 bls de gel (en baches de 5 bls x cada 10 bls de agua, salmuera ó espuma) para luego circular el pozo por lo menos con 3 a 4 fondo arriba a fin de garantizar la limpieza del pozo (Estima circular por 3 horas). Sacar la tubería flexible

paulatinamente al menos 30 ft para circular el fondo arriba. Chequear el peso de la tubería flexible cada 30 minutos para evitar una posible pega.

8. Circulado el pozo y/o evaluados los retornos (libres de arena), proceder a sacar TF a 10 ft/min a fin de ayudar con el acarreo de la arena remanente que quede en el *tubing* de 2 7/8".
9. Ubicado en el *tubing* y con retornos 100% libres de arena, proceder a detener el bombeo de fluidos y esperar 2 - 3 horas como tiempo de decantación, para luego proceder a chequear el fondo del pozo.
10. Chequeado el fondo del pozo, proceder a sacar a superficie la TF a 30 - 50 ft/min dependiendo del comportamiento del peso.
11. Desmontar UTF y acondicionar locación.

### **3.2 ESTIMULACION MATRICIAL CON TUBERIA FLEXIBLE**

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

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

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

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

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

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

### **3.2.1 Análisis del pozo a intervenir**

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

La calidad de la información que se tenga para este análisis, representa un aspecto fundamental, ya que de ella depende en gran parte el éxito del tratamiento correspondiente al pozo intervenido.

### **3.2.2 Tendencias de problemas del pozo a intervenir**

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

### **3.2.3 Parámetros empleados para determinar la concentración y volumen de tratamiento**

#### **3.2.3.1 Presiones de inyección**

Inyectar a presiones por debajo de la presión de fracturamiento. Para lograr esto, hay que determinar cuál es el gradiente de presión de fractura de la formación a la que se va a inyectar. El gradiente de fractura puede hallarse de una prueba de inyectividad a tasas crecientes (*step rate test*), en el cual la presión aumentará linealmente con la tasa hasta el punto de fractura. Este tipo de prueba se puede hacer con el preflujo de solventes antes del tratamiento. La presión que se desea determinar es la máxima permisible en superficie. Debe tomarse en cuenta, así mismo, que para las tasas de inyección utilizadas en este tipo de tratamiento, las pérdidas por fricción en la tubería son muy bajas.

Una vez determinada la presión de fractura, durante el tratamiento se deberá mantener la presión de inyección entre 300 y 500 psi por debajo de este valor, como medida de seguridad.

En la prueba que se realizó previa al tratamiento se obtuvo una presión admisible antes de fractura de 3300 psi.

### **3.2.3.2 Tasas de inyección**

De la misma prueba de inyectividad se puede determinar la máxima tasa de inyección sin fracturar. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que generalmente, cuando el ácido llega a la formación se observa un descenso de la presión de inyección por efecto de la eliminación del daño. En este caso, es conveniente aumentar la tasa de inyección para mantener la presión constante, y obligar al ácido a abrirse caminos nuevos; si no se hace esto, el ácido entrará por la vía de menor resistencia, y no actuará sobre todo el intervalo dañado.

Se realizó la prueba de admisión para el pozo seleccionado antes del tratamiento donde se obtuvo una tasa de 0.5 BPM.

### **3.2.3.3 Posibles etapas del tratamiento**

- ❖ Desplazamiento del petróleo con un hidrocarburo compatible, o solvente aromático, para prevenir precipitación asfáltica.
- ❖ Desplazamiento del agua de formación por medio de una salmuera compatible para evitar el contacto de HCl gastado, que contiene  $\text{CaCl}_2$ , con el agua de formación. (nota: las aguas de formación incompatibles son las que tienen bicarbonato o sulfatos).

- ❖ Etapa de ácido acético al 10%, para disolver carbonatos en una formación que contiene mucho hierro antes de que la alcance el HCl.
- ❖ Preflujo de HCl, para disolver carbonatos que precipitarán con HF, y alejar las aguas de formación del alcance del HF.
- ❖ Tratamiento con variantes del HF, para disolver minerales de silicato en la arenisca, arcillas, feldespatos, finos de cuarzo, etc.
- ❖ Etapa de sobre desplazamiento con cloruro de amonio al 3%, HCl del 5 al 15%, diesel o nitrógeno para desplazar el HF gastado lejos del radio crítico alrededor del pozo, y evitar que precipiten allí los subproductos de la reacción.

#### **3.2.3.4 Volúmenes requeridos**

En la práctica se calculan las etapas del tratamiento de igual volumen, y cada una de un volumen poroso a tres o cuatro pies de penetración, así tendremos que el único valor que se necesita para calcular un volumen de tratamiento es la porosidad actual de la arena a ser tratada. Lastimosamente muchos de los pozos no tienen *Build Up's* actualizados, por este motivo se debe utilizar la porosidad promedio de la arena a ser tratada, que para nuestro caso es de 14%.

Con este dato se obtiene un cálculo de volumen de tratamiento de 1130 Galones.

Adicionalmente se debe tomar un “factor de seguridad” para evitar la disminución de concentración, y que el tratamiento que llegue finalmente a la arena limpie y actúe como se espera.

### **3.2.4 Consideraciones del diseño**

#### **3.2.4.1 Tasas de inyección permisibles**

La permeabilidad de la formación determina la tasa de inyección en la formación. Como regla general, se requiere que al final del tratamiento, la tasa de inyección sea de 0,25 BPM como mínimo.

Si la permeabilidad no permite esta tasa sin llegar a la presión de fractura, entonces el pozo es candidato para fracturamiento y no se puede asegurar un buen resultado por acidificación matricial.

#### **3.2.4.2 Presión de formación**

Las presiones anormalmente altas limitarán la presión de inyección. Las presiones anormalmente bajas obligarán a seleccionar fluidos espumados para reducir la columna hidrostática.

#### **3.2.4.3 Compatibilidad de fluidos**

Es importante considerar que los fluidos que se van a inyectar al pozo debido al tratamiento no deben provocar ningún tipo de reacción con los fluidos de yacimiento (agua, gas y petróleo). Para evitar cualquier situación adversa se toma una muestra de petróleo del pozo que se va a someter a tratamiento y se realizan pruebas de emulsificación, de esta manera se evita que los componentes que se van a inyectar en el tratamiento produzcan reacciones indeseables con los fluidos del pozo.

En el laboratorio se prueban distintas concentraciones de reactivos hasta encontrar la dosificación más adecuada para el pozo a tratarse.

#### **3.2.4.4 Restricciones económicas**

Un pozo con bajo potencial de producción puede limitar las opciones de técnicas de colocación de ácidos. Estará limitado el tipo de ácido a usar y los aditivos costosos.

#### **3.2.4.5 Restricciones de seguridad**

Los pozos que producen  $H_2S$  deben trabajarse con precauciones especiales, ya que aparte del riesgo para las personas, suelen tener tuberías de aleaciones especiales, que no se comportan como los aceros corrientes ante la corrosión por ácidos. Para estos pozos se necesitan formulaciones especiales de ácidos y de inhibidores de corrosión.

Además de las condiciones inseguras que pueda presentar el pozo, hay que dar a conocer a todas las personas involucradas en la ejecución del tratamiento las precauciones de seguridad que hay que tomar con los productos utilizados, y las medidas de emergencia que deben tomarse en caso de contacto de las personas con los productos.

Antes de conectarse al equipo de superficie de un pozo, hay que comprobar cuáles son las presiones máximas de trabajo permisibles del mismo.

La conexión debe hacerse siempre por medio de uniones de tubería del tipo integral, en las cuales la conexión y el cuerpo del tubo están fabricados en la misma pieza, y no enroscados.

#### **3.2.4.6 Integridad del revestidor y del cemento**

Antes de bombear un ácido debe comprobarse el estado del revestidor, ya que si hay fugas, el ácido puede ser inyectado en una zona diferente de donde se desea. Asimismo, el estado del cemento detrás de la zona en que se desea inyectar, debe garantizar el aislamiento de la zona respecto a otras, para que el ácido no trate zonas no programadas.

#### **3.2.4.7 Ejecución y evaluación de una estimulación ácida**

La clave del éxito en la ejecución de un tratamiento químico es la supervisión efectiva y exhaustiva.

El pozo debe ser preparado y entregado a la compañía de servicio que ejecutará el tratamiento, pero éste debe ser seguido en todas sus etapas, y sus resultados deben ser evaluados.

Las operaciones pueden clasificarse así:

❖ Supervisión del trabajo

- \* Preparación del pozo
- \* Preparación de la locación
- \* Limpieza del pozo
- \* Limpieza de la tubería con ácido

❖ Control de calidad

- \* Antes
- \* Durante
- \* Después

❖ Lista de comprobación

#### **3.2.4.8 Supervisión del trabajo**

La locación del pozo y sus accesos deben estar en buen estado, de modo que permitan la entrada, colocación y salida de los equipos de bombeo en forma segura.

Los fluidos de inyección deben pasar por tanques en la superficie, líneas de bombeo, tubería del pozo y perforados antes de entrar a la formación y reaccionar con el daño presente. Cada uno de estos componentes, a través de los cuales debe pasar el fluido, debe haberse previamente limpiado antes de bombear ácido a la formación. Los tanques más apropiados son los que están forrados de caucho o plástico y libres de lo que hayan contenido anteriormente. Las líneas de superficie deben limpiarse con ácido antes del tratamiento y este ácido recogido en un tanque especial, para llevarlo al lugar de tratamiento de desechos; los químicos nunca deben desecharse en el lugar de trabajo, se deben cumplir las regulaciones de protección ambiental.

Siempre que sea posible, debe circularse la tubería del pozo con solventes seguidos de ácido, por medio de la tubería flexible, para eliminar petróleo, incrustaciones orgánicas e inorgánicas, así como óxido de hierro. Se aprovechará para detectar filtraciones en el equipo de fondo.

Por último, debe probarse el cabezal del pozo y corregir cualquier filtración, antes de entregarlo a la compañía de servicio que hará el tratamiento.

#### **3.2.4.9 Diseño de la estimulación ácida para el pozo**

Luego de las pruebas realizadas en el laboratorio se formuló la receta para el pozo objeto de nuestro estudio. El tipo de tratamiento aplicado a este pozo, así como la cantidad de material utilizado en cada uno de los baches se detalla en la tabla 2.

**Tabla 2. Tratamiento ácido para aplicar al pozo**

<b>CANTIDAD</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>MATERIAL</b>
<b>ENVIROSOL (Solvente Biodegradable 800 GLS; 19 BLS )</b>		
718	GLS	Agua Fresca
2	GLS	Inhibidor de Arcillas
40	GLS	Solvente Aromático
8	GLS	Anti Emulsionante
40	GLS	Solvente Mutual
<b>ACIDO ACETICO (800 GLS; 19 BLS)</b>		
648	GLS	Agua Fresca
2	GLS	Inhibidor de Arcillas
2	GLS	Inhibidor de Arcillas
8	GLS	Anti Emulsionante
40	GLS	Solvente Mutual
12	GLS	Secuestrante de Hierro
88	GLS	Acido Acético
<b>SANDSTONE ACID 4,5% (1000 GLS; 24 BLS)</b>		
850	GLS	Agua Fresca
6	GLS	Inhibidor de Arcillas
10	GLS	Secuestrante de Hierro
10	GLS	Anti Emulsionante
45	GLS	HV Acid
555	LBS	Bifluoruro de Amonio
48	GLS	Acido Acético
<b>SOLUCION NH<sub>4</sub>CI (1000 GLS; 24 BLS)</b>		
250	LBS	NH <sub>4</sub> CI
4	GLS	Anti Emulsionante
110	GLS	Solvente Mutual
7	GLS	Estabilizador de Finos
<b>SOLUCION NH<sub>4</sub>CI (1050 GLS; 25 BLS)</b>		
1046	GLS	Agua Fresca
2	GLS	Anti Emulsionante
2	GLS	Controlador de Arcillas

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

### 3.2.4.10 Tasa de producción posterior al tratamiento

En la tabla 3 se presentan los datos de la tasa promedio de producción mensual que tuvo el pozo posterior al tratamiento de estimulación ácida.

**Tabla 3. Tasa de producción del pozo posterior al tratamiento**

FECHA	BPPD	BSW
Enero 2008	275	9.66
Febrero 2008	147	9.40
Marzo 2008	135	10.30
Abril 2008	131	8.75
Mayo 2008	191	7.74

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

### 3.2.5 Procedimiento operacional

1. Revisión de actividades con el Ingeniero encargado de la operación.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 NTU. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. La empresa de servicios dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.

6. *RIG-UP* unidad de tubería flexible y unidad de bombeo de ácido a tubería flexible.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y sarta de tubería flexible a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de *rams* de BOP verificar que los *rams* se abran y cierren normalmente y chequear pérdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip *rams* insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los *rams* nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slips *rams* y verificar daño en la tubería.
9. Los *rams* de corte (*shear*) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + *doble flapper check valve* + *hydraulic disconnect* + *vortex tool 1 3/4"*.
11. Llenar tubería flexible con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de tubería flexible a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo (primera corrida) a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta *vortex nozzle 1 3/4"*, hasta 8400 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para limpieza del completamiento a 8494' (ver Tabla 4).
15. Mezclar los fluidos preparados para estimulación de la arena (ver Tabla 7).
16. Realizar *pull test* cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del *strip*.
17. Sacar tubería hasta superficie.
18. Purgar líneas de superficie
19. *Rig down* de los equipos

**Tabla 4. Fluidos de limpieza del completamiento**

<b>Aditivo</b>	<b>Concentración</b>	<b>Total</b>
Agua fresca filtrada	870 GPT	783 GAL
Ferofree	100 GPT	90 GAL
Paravan 25	30GPT	27 GAL

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

### **3.3 TAPÓN DE ABANDONO CON TUBERÍA FLEXIBLE**

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

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

- ❖ Se deben colocar tres tapones de cemento dentro del pozo
- ❖ El primer tapón se coloca frente a los intervalos cañoneados: la longitud del tapón debe alcanzar 200 ft por encima del intervalo más superior hasta justo el frente del intervalo más inferior o 50 ft por debajo de este.

- ❖ Un tapón intermedio que para el campo documentado en el presente trabajo, se ubica entre 1000 y 1500 ft y que según la norma API, debe ser de al menos 200 ft. Con este tapón lo que se busca es aislar el acuífero que pudiera estar presente en el yacimiento.
- ❖ Un tapón superficial que se ubica como su nombre lo dice en la superficie y debe ser al menos de 50 ft.

A continuación se presenta un caso colombiano real en el que queda evidenciada una operación de abandono de pozo. Dada la confidencialidad de la información, no podemos utilizar nombres propios para referirnos al pozo y a toda la información que está relacionada con éste. Solo podemos señalar que el caso en mención pertenece a un pozo ubicado en el campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Rio Magdalena. Una de las razones que motivan la realización del abandono con una unidad de TF en este caso específico, tiene que ver con una restricción inferior a 2.5" debida a un colapso ubicado @ 2095 ft.

Del 2009 a la fecha en este campo se han abandonado 96 pozos, de los cuales en el 52% se utilizó la tecnología de tubería flexible, generando ahorros cercanos a 1,5 MMUSD.

Otro beneficio obtenido ha sido el incremento en la disponibilidad de equipos, equivalente a 181 días de taladro de reacondicionamiento, que permitieron lograr la meta de 235 trabajos convencionales en el 2009, dando como resultado el incremento en la producción del campo en 5000 BOPD.

### **3.3.1 Objetivo**

El pozo a intervenir es un pozo para abandono, planteado en dos etapas, la primera en el intervalo @ 2095 - 1895 ft y la segunda entre @ 1500 - 1300 ft.

### 3.3.2 Equipos

#### ➤ **Unidad de Bombeo**

Con dos tanques de capacidad de 20 Bbls cada uno, bomba triplex, (0.4 @ 1.5 Bpm y Máxima presión de 5000 psi) Con Monitor 3305 para la adquisición de datos (Presión, caudal y etapas).

#### ➤ **Unidad de Tubería Flexible**

❖ *Coiled Tubing Power Pack* para correr el *reel* remoto con: Filtro de alta presión en línea, Inyector y bloques para CT 1 1/4".

❖ *Reel Trailer* con 10.216 pies de tubería flexible de 1 1/4".

❖ BOP principal – Insertos de 1 1/4".

❖ BHA con *Jet* de Cementación.

❖ Equipos de monitoreo:

- \* 2 Transductores de presión: 20.000 psi (1-Cabeza de pozo,1- anular)
- \* 1 Transductor de presión: 20.000 Psi (Presión en tubería)

#### ➤ ***Bach Mixer***

Con dos tanques de mezcla de 50 Bbls de capacidad (cada uno).

#### ➤ **Información de Tubería Flexible**

O.D.: 1.25 Regular (Espesor de pared: 0.095)

Volumen interno Total: 11.1 Bbls

Grado: HS-80 CM

Longitud Total: 10.216 Ft

### 3.3.3 Fluidos de tratamiento

Los diferentes fluidos y cantidades se usarán acorde a las necesidades que se vayan presentando durante el desarrollo del trabajo; las cantidades aquí presentadas son tentativas y se tendrá el material suficiente para la preparación de las mismas.

En la tabla 5, se presentan de manera detallada cada de uno de los fluidos involucrados en las etapas de la operación, resaltando las cantidades y sus concentraciones.

**Tabla 5. Fluidos de tratamiento para operación de abandono**

<b>Step: 1</b>			
<b>Base of fluid:</b>		Agua Fresca	
<b>Volum:</b>		116 Bbls = 4891 Gal	
Concentración	Descripción	Cantidad	
		Gal	Lbs
999.2 gptg	Agua Fresca	4887	
0.8 gptg	FRW-14	3.9	
<b>Step: 2</b>			
<b>Base of fluid:</b>		Lechada de Cemento	
<b>Volum:</b>		17.0 Bbls = 714 Gal	
Concentración	Descripción	Cantidad	
		Gal	Lbs
1000 gptg	Lechada de Cemento	714.0	
<b>Step: 3</b>			
<b>Base of fluid:</b>		Desplazamiento de Cemento	
<b>Volum:</b>		80 Bbls = 3360 Gal	
Concentración	Descripción	Cantidad	
		Gal	Lbs
1000 gptg	Agua Fresca	3360	

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

### 3.3.4 Procedimiento operacional

1. Movilizar las Unidades de TF, *Mixer*, Bombeador, *Frack tank* y equipos de retornos.
2. Instalar cabeza inyectora, conjunto de preventoras, líneas de bombeo y sistemas de retornos; se debe realizar reunión pre-operacional con todo el personal involucrado en la operación. Probar TF., cabeza de pozo y líneas de superficie con agua a 4.500 psi por 5 minutos (líneas de empresa de servicio a 5.000 psi), revisando conexiones, manómetros y registradores. Una vez que la prueba de presión haya resultado exitosa, relajar presión.
3. Bajar tubería flexible de 1 1/4" (circulando Agua a mínima rata) con Jet especial para cemento, BHA compuesto por *Motor Head Assembly* (Sub de Circulación, Desconector Hidráulico, *Double flapper valve*) y *roll on conector* de 1 1/4" O.D.
4. Realizar el descenso de la tubería hasta tocar fondo del pozo @ 2095 ft, realizar "*pick-up*" (*pull-test*) tantas veces como sea necesario y según criterio del supervisor y operador.
5. Una vez llegado a la profundidad deseada (2095 ft), sacar la tubería flexible 25 ft con el fin de establecer circulación bombeando agua a 1 bpm. Establecida circulación evaluar los parámetros operativos en base a las condiciones del pozo y las simulaciones.

**Nota:** En caso de no lograr circular el pozo con agua, evaluar las condiciones del mismo para participarle al cliente y tomar en conjunto las decisiones pertinentes.

6. Obtenida circulación (con agua), continuar bombeando hasta encontrar retornos limpios libres de crudo.

➤ **Tapón de Cemento (Fondo) desde 2095 ft hasta 1895 ft**

7. Establecida la circulación del pozo y con retornos de 100 % libres de arena y sedimentos, disminuir la rata de bombeo a mínima y proceder a realizar la mezcla de la lechada de cemento (8 bls @ 15,6 lbs/gal). Ver detalles en la tabla 6.

**Tabla 6. Diseño de lechada de fondo**

Diseño Lechada de fondo		
Densidad de Lechada =	<b>15,6 ppg</b>	
Rendimiento de Lechada =	<b>1,19 Ft<sup>3</sup>/Sk</b>	
Requerimiento de Agua =	<b>5,2 gls/Sk</b>	
Diseño de Lechada =	<b>Cto+0,7% A-7+0,01 gls/Sk FP-6L+0,02 gls/Sk CD-Ultra+0,08 gls/Sk FL-67L+0,1% FL-54B+5,2 gls/Sk Agua</b>	
Bbls de Lechada =	8 Bbls	<b>8 Bbls</b>
Ft3 de Lechada =	8 Bls * 5,615 Ft3/Bls = 44,9 Ft <sup>3</sup>	<b>44,9 Ft<sup>3</sup></b>
Cantidad de Cemento =	44,9 Ft3 / 1,19 Ft <sup>3</sup> /Sk = 38 Sks	<b>38 Sks de Cemento</b>
Agua de Mezcla =	38 Sks * 5,2 gls/Sk = 196 gls = 196 gls/42 bbls/gl =	<b>4,7 Bbls de Agua</b>
Cantidad de <b>A-7</b> =	0,7 % * 94 #/Sk * 38/100 = 24,8 Lbs =	<b>25 Lbs de A-7</b>
Cantidad de <b>FP-6L</b> =	0,01 gls/Sk * 38 Sks = 0,38 gls =	<b>0,4 gls de FP-6L</b>
Cantidad de <b>CD-Ultra</b> =	0,02 gls/Sk * 38 Sks = 0,75 gls =	<b>0,8 gls de CD-Ultra</b>
Cantidad de <b>FL-67L</b> =	0,08 gls/Sk * 38 Sks = 5,66 gls =	<b>5,7 gls de FL-67L</b>
Cantidad de <b>FL-54B</b> =	38 Sks * 94 #/Sk * 0,1 / 100 = 3,55 Lbs	<b>3,5 Lbs de FL-54B</b>

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

8. Una vez mezclada la lechada de cemento ubicar la TF a la profundidad de @ 2070 ft y proceder a desplazar la lechada de cemento. Ver tabla 7.
9. Con la lechada de cemento en la punta de la TF bombear 1 bls de lechada @ 0,8 bpm para posteriormente sacar TF a 24 ft/min con el fin de no contaminar la lechada.

10. Bombeada la lechada de cemento (8 bls), proceder a desplazarlo con la capacidad de la TF, terminado el desplazamiento detener el bombeo y ubicar la TF 1000 ft encima del tope estimado del tapón de cemento, para posteriormente circular 1,5 veces el fondo arriba bombeando entre 1 – 1.2 bpm.

**Tabla 7. Desplazamiento de la lechada de fondo**

Profundidad	Metros	Vel. Ft/min	Bls	Fluido
2095	639	19,8	8	Cemento
2095	639	19,8	1	Agua
2070	631	19,8	2	Agua
2046	624	19,8	3	Agua
2021	616	19,8	4	Agua
1996	609	19,8	5	Agua
1972	601	19,8	6	Agua
1947	594	19,8	7	Agua
1922	586	19,8	8	Agua
1987	578	19,8	9	Agua
1873	571	19,8	10	Agua
1848	563	19,8	11	Agua

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

11. Circulado el pozo y/o evaluados los retornos (libres de cemento), sacar la TF a 50 ft/min hasta superficie para esperar el tiempo de Fraguado.

12. Finalizado el tiempo de fraguado (12 hrs), realizar el descenso de la TF hasta la profundidad objetivo de 1895 ft, chequear el tope del tapón de cemento colocándole 1.000 libras de peso.

**Nota:** En caso de encontrar el tapón de cemento por debajo del punto deseado, evaluar la situación y verificar si se requiere colocar otro tapón de cemento adicional para corregir el desfase.

13. Confirmada la profundidad, sacar la TF hasta 1500 ft, para circular el pozo hasta tener retornos constantes.

➤ **Tapón de Cemento (Intermedio) desde 1500 ft hasta 1300 ft**

14. Con retornos constantes, bombear a rata mínima mientras realiza el mezclado de la lechada de cemento (8 bls @ 15,6 lbs/gal). Ver tabla 8.

15. Con la lechada de cemento en la punta de la TF bombear 1 bls de lechada @ 0,8 bpm para posteriormente proceder a sacar TF a 24 ft/min (según secuencia de bombeo). Ver tabla 9.

16. Bombeada la lechada de cemento (8 bls), proceder a desplazarlo con la capacidad de la TF, terminado el desplazamiento detener el bombeo y ubicar la TF 600 ft encima del tope estimado del Tapón de Cemento, para posteriormente circular un fondo arriba bombeando entre a 1 – 1,2 bpm.

**Tabla 8. Diseño de lechada Intermedia**

<b>Diseño Lechada Intermedia</b>		
Densidad de Lechada =	<b>15,6 ppg</b>	
Rendimiento de Lechada =	<b>1,19 Ft<sup>3</sup>/Sk</b>	
Requerimiento de Agua =	<b>5,2 gls/Sk</b>	
Diseño de Lechada =	<b>Cto+0,7% A-7+0,01 gls/Sk FP-6L+0,02 gls/Sk CD-Ultra+0,08 gls/Sk FL-67L+0,1% FL-54B+5,2 gls/Sk Agua</b>	
Bbls de Lechada =	8 Bbls	<b>8 Bbls</b>
Ft3 de Lechada =	8 Bls * 5,615 Ft3/Bls = 44,9 Ft <sup>3</sup>	<b>44,9 Ft<sup>3</sup></b>
Cantidad de Cemento =	44,9 Ft3 / 1,19 Ft <sup>3</sup> /Sk = 38 Sks	<b>38 Sks de Cemento</b>
Agua de Mezcla =	38 Sks * 5,2 gls/Sk = 196 gls = 196 gls/42 bbls/gl =	<b>4,7 Bbls de Agua</b>
Cantidad de <b>A-7</b> =	0,7 % * 94 #/Sk * 38/100 = 24,8 Lbs =	<b>25 Lbs de A-7</b>
Cantidad de <b>FP-6L</b> =	0,01 gls/Sk * 38 Sks = 0,38 gls =	<b>0,4 gls de FP-6L</b>
Cantidad de <b>CD-Ultra</b> =	0,02 gls/Sk * 38 Sks = 0,75 gls =	<b>0,8 gls de CD-Ultra</b>
Cantidad de <b>FL-67L</b> =	0,08 gls/Sk * 38 Sks = 5,66 gls =	<b>5,7 gls de FL-67L</b>
Cantidad de <b>FL-54B</b> =	38 Sks * 94 #/Sk * 0,1 / 100 = 3,55 Lbs	<b>3,5 Lbs de FL-54B</b>

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

**Tabla 9. Desplazamiento de lechada Intermedia**

<b>Profundidad</b>	<b>Metros</b>	<b>Vel. Ft/min</b>	<b>Bls</b>	<b>Fluido</b>
1500	457	19,8	8	Cemento
1500	457	19,8	1	Agua
1475	450	19,8	2	Agua
1451	442	19,8	3	Agua
1426	435	19,8	4	Agua
1401	427	19,8	5	Agua
1377	420	19,8	6	Agua
1352	412	19,8	7	Agua
1327	405	19,8	8	Agua
1302	397	19,8	9	Agua
1278	390	19,8	10	Agua
1253	382	19,8	11	Agua

**Fuente:** Los autores, tomando como base información de BJ Services

17. Finalizado el bombeo del fondo arriba sacar la TF a superficie para luego circular la capacidad del rollo. Desarmar la UTF y acondicionar locación.

### **3.3.5 Diagrama propuesto**

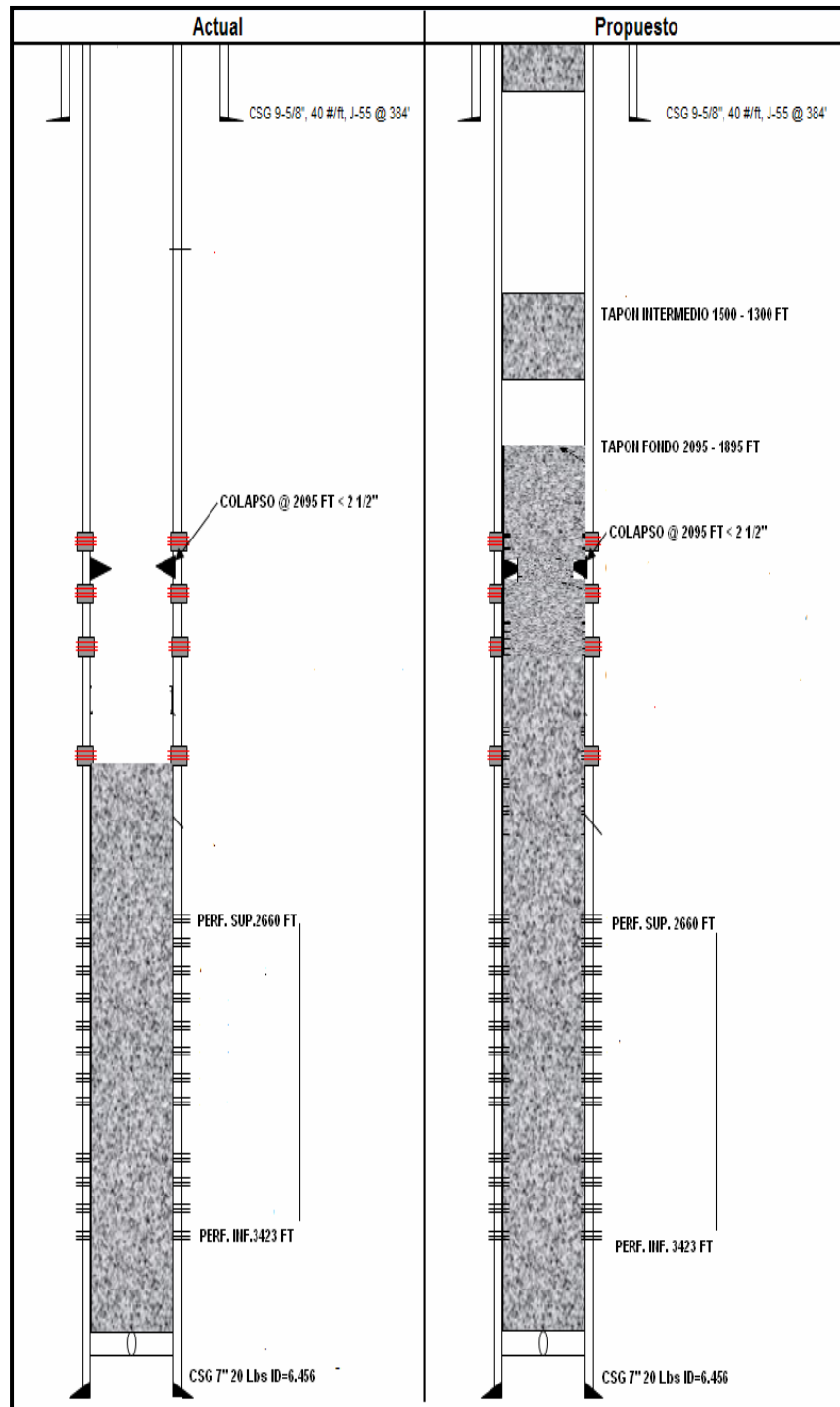
Ver figura 44 con el diagrama antes de realizar la operación y el propuesto posterior a la operación de abandono.

### **3.3.6 Programa de re-abandono pozo productor**

#### **➤ Resumen**

Este es un pozo empaquetado, completado como productor el 1 de agosto de 1951. Se encuentra en abandono temporal desde noviembre de 2004.

**Figura 44. Diagrama propuesto para abandono**



**Fuente:** Adaptado de informe confidencial de BJ Services

El modelo en el que se encuentra está siendo afectado por siete inyectores de sarta selectiva abiertos, para evitar contaminaciones futuras y tener un mejor control de los fluidos inyectados en el yacimiento se recomienda abandonar definitivamente de manera convencional el pozo aislando con un tapón de cemento balanceado la totalidad de sus intervalos cañoneados.

➤ **Recomendación**

Por lo anteriormente expuesto, con el fin de evitar futuras contaminaciones, teniendo en cuenta que el pozo está afectado por dos pozos inyectores; se recomienda el re-abandono definitivo de manera convencional de la totalidad de las perforaciones abiertas bombeando un tapón de cemento balanceado para luego dejar tapón intermedio y de superficie.

### **3.4 CEMENTACIÓN FORZADA Y CONTROL DE CONTAMINACIÓN**

#### **3.4.1 Tecnología previa**

Las primeras operaciones de cementación fueron realizadas utilizando el “*Dump Bayler*” como método de colocación del cemento. Más tarde, la cementación a través de tubería y revestimiento de producción se hizo común debido a las condiciones individuales del campo o pozos, tales como profundidad y tamaño del pozo. Estas condiciones requirieron el desarrollo de materiales y herramientas que eventualmente se utilizan en trabajos de cementación.

En un trabajo de cementación forzada convencional, es necesario utilizar un taladro de rehabilitación, en el cual se requiere recuperar el completamiento del

pozo, bajar sarta con empaques para realizar el forzamiento, utilizar herramientas para acondicionar el revestimiento (limpiar cemento) y finalmente recompletar el pozo. Además, durante la operación de recuperación del completamiento, dada la baja presión de algunos yacimientos, es necesario utilizar material puenteante en el fluido de control del pozo. Esto obliga a realizar operaciones de limpieza de los cañoneos previo a la cementación incrementando aún más los costos de la operación.

Para lograr una cementación forzada exitosa se deben realizar las siguientes tareas:

1. Inyectar cemento dentro del intervalo a sellar o cavidad a llenar.
2. Aplicar presión para remover fluido de la lechada de cemento para formar una masa inmóvil e impermeable la que fraguará y sellará (nodos).
3. Remover el cemento remanente del interior del revestimiento para restaurar el diámetro original del mismo para futuras operaciones.

### **3.4.2 Cementación forzada con tubería flexible**

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

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

1. Preparar el fondo del pozo si es necesario. Para esto se ha usado con éxito arena de fractura, sellos y químicos (geles reticulados de alta viscosidad).

La arena de fractura se coloca también con la tubería flexible bombeando una píldora con la cantidad necesaria para aislar zonas inferiores que no requieren ser forzadas con cemento.

2. Con la punta de la TF colocada aproximadamente 5 pies por encima del fondo, se bombea la lechada de cemento previamente mezclada, manteniendo el anular entre la tubería de producción y la TF abierta.

Cuando la lechada de cemento comienza a salir por la punta de la tubería, aproximadamente 1 barril, la TF comienza a levantarse a una velocidad igual o menor que la de ascenso de la lechada en el espacio anular permitiendo que la boquilla de cementación en el extremo de la tubería esté de 5 a 10 pies por debajo del tope de cemento.

Cuando la lechada de cemento sale de la punta de la tubería, se acelera la velocidad de ascenso para permitir que la boquilla de cementación esté ubicada por encima del tope de cemento planificado

3. Después de colocado el cemento y ubicado el extremo de la TF a una distancia segura sobre el tope de cemento (al menos de 50 a 100 pies), se circula con agua filtrada hasta verificar 100% retorno de fluidos limpios a superficie. Se cierra el anular entre la tubería de producción y la TF y comienza la operación de forzamiento.

4. La técnica de forzamiento dependerá de la inyektividad del pozo y del volumen de cemento a colocar. Ésta también depende del espacio que nos ofrece el completamiento para colocar determinada cantidad de cemento. El procedimiento más usado es el forzamiento por etapas utilizado en pozos con excelentes resultados. Éste consiste en colocar un volumen de cemento y dejarlo en reposo por aproximadamente 15 minutos. Posteriormente se inicia el proceso de forzamiento de  $\frac{1}{2}$  a 1 bbl de cemento en etapas de 10 minutos, haciendo paradas de bomba entre cada etapa, hasta alcanzar incremento en la presión de forzamiento.

Ésta técnica ayuda a la deshidratación del cemento frente a la cara de la formación y a su vez a desarrollar nodos de buena calidad. Normalmente, durante esta etapa, ya existen pequeños nodos debido a presiones diferenciales inducidas por la densidad equivalente del cemento y efecto de presión hidrostática durante el desplazamiento. La compactación del nodo es importante para la protección del mismo durante la operación de contaminación del exceso de cemento.

Generalmente el diferencial de presión en los orificios de cañoneo es gradualmente levantado hasta 1,000 –1,500 psi por encima de la presión de fondo durante el bombeo.

5. Lograda la presión de forzamiento deseada, la operación posterior es la remoción del exceso de cemento en el revestimiento. Esta operación debe ser planificada para cada pozo de acuerdo al tipo y condición del mismo.

La técnica de contaminación consiste en remover el cemento excedente en los tubulares hasta la profundidad planificada, utilizando para ello píldoras de gel con retardador de fraguado del cemento. El proceso de contaminación se debe realizar manteniendo una contrapresión en el reductor de +/- 500 psi (ésta presión depende de la presión del yacimiento). La tasa de bombeo y la velocidad de ascenso de la tubería flexible se deben disminuir al pasar frente a los orificios de cañoneo con la finalidad de no romper los nodos creados por lavado o succión. Normalmente se realiza en dos etapas, la primera, diluyendo y levantando el exceso de cemento, aquí el fluido es bombeado por el orificio principal de la boquilla de cementación.

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

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

### **3.4.3 Consideraciones de diseño**

La mayoría de las técnicas generales para el diagnóstico del problema, la preparación del pozo y el diseño del trabajo que se usan en cementaciones convencionales son aplicables también a cementaciones forzadas con TF. Sin embargo, las diferencias entre los dos procesos pueden afectar significativamente el éxito de la operación.

Las operaciones de cementación forzada con TF son esencialmente operaciones en menor escala, tubulares más pequeños y generalmente, volúmenes de cemento menores. Como toda operación en escala reducida, la atención a los detalles es crítica.

### **3.4.4 Diagnóstico del problema**

Normalmente, las cementaciones forzadas con TF están dirigidas a eliminar de la producción fluidos indeseables, agua y/o gas. El diagnóstico del problema, o sea la determinación del origen de los fluidos indeseables en el yacimiento y la forma cómo estos se producen es de vital importancia para el éxito del trabajo. Es práctica común el uso de registros de evaluación para ayudar a definir el problema y determinar la localización de la zona a ser tratada. Algunos de los registros comúnmente usados son:

Registro de Producción/Inyección (PLT's), Registros de Temperatura, Registros de Movimiento de Agua por activación del átomo de oxígeno, Registros de Saturación (Neutrón Pulsante) y en menor grado el uso de cámaras de vídeo (*Downhole Videos*).

#### **3.4.5 Perfil de temperatura del pozo para operaciones de TF**

Los rangos de temperatura de circulación de fondo de pozo en operaciones de TF son usualmente más amplios que en operaciones de forzamiento convencional, simplemente por el hecho de bombear volúmenes más pequeños a una tasa menor.

También, pruebas realizadas a escala real han mostrado que el bombeo de cemento a través del rollo de TF a tasas en el orden de 1.5 - 2 bbl/min sufre un incremento en temperatura de 1 °F /1000 pies de TF antes que la lechada salga de la tubería.

Si la lechada a usar es relativamente sensible a la temperatura y la unidad de TF tiene mucha longitud enrollada, este factor requiere especial atención aún cuando la operación sea a baja profundidad.

#### **3.4.6 Preparación del pozo**

La preparación del sistema mecánico del pozo y de los intervalos a ser cementados son factores a tomar en cuenta para el éxito del trabajo. La integridad mecánica e hidráulica del completamiento es muy importante. En operaciones de este tipo es un estándar en cada operación de forzamiento con TF el chequeo de

sellos y válvulas del cabezal del pozo, tubería de producción y revestimiento al igual que los empaques y otros equipos de fondo de pozo.

Dado que el principal sistema de producción es levantamiento artificial por gas (gas lift), en toda operación de forzamiento, las válvulas del levantamiento (gas lift) son reemplazadas con válvulas ciegas para evitar dañar las mismas con cemento, al mismo tiempo de evitar tener puntos de fuga en el sistema y disponer de mayor control del proceso durante el forzamiento del cemento.

### **3.4.7 Aislamiento del intervalo a tratar**

Dependiendo de la configuración del pozo y del intervalo a tratar el aislamiento del mismo es fundamental para el éxito de la colocación de la lechada de cemento.

Cuando el intervalo en cuestión está por encima de un intervalo que no se desea tratar, normalmente se usan tapones de arena para proteger el mismo. También se han usado con éxito sistemas de geles reticulados viscosos. Estos tienen la ventaja de ser fácilmente removidos por circulación y lavado con un ácido débil.

Cuando se tiene mucho espacio por debajo de los intervalos cañoneados la experiencia ha mostrado que un volumen significativo de cemento cae por gravedad a dicho espacio, en lugar de penetrar en los orificios de cañoneo. En estos casos también se han usado tapones de arena o simplemente se utiliza un volumen de cemento extra para llenar el hueco. Este cemento extra puede ser removido posteriormente por contaminación o dejado como fondo de pozo si no se tiene interés en la parte inferior del pozo.

Cuando la zona a tratar es una zona inferior y existen intervalos en la parte superior a los cuales se desea proteger, según la configuración de diámetros de la tubería de producción y de revestimiento se utilizan empaques inflables con éxito.

La ventaja más relevante de estos empaques es que una vez terminada la etapa de forzamiento cuando los elementos sellantes son retraídos se usa el mismo ensamble para realizar la contaminación del cemento remanente.

### **3.4.8 Limpieza del intervalo**

La experiencia, ha mostrado que este punto es de vital importancia para el éxito del sellado del intervalo a forzar. Cuando no se realiza el lavado de los intervalos cañoneados en forma efectiva y el pozo es colocado nuevamente a producción se han detectado entrada de fluidos indeseables por los mismos puntos que fueron cementados. La operación de limpieza se realiza en conjunto con la prueba de inyektividad.

Los valores de la inyektividad antes y después de la limpieza es una medida de la eficiencia de la misma y del grado de obstrucción presente en la zona de los orificios cañoneados.

El material de obstrucción en los orificios cañoneados puede ser uno, o una combinación de escamas inorgánicas, grasa, depósitos orgánicos como parafinas y asfáltenos y restos metálicos causados por operaciones de fresado, cañoneo y corrosión. En casos donde la inyektividad es demasiado baja para realizar una cementación forzada exitosa se ha logrado duplicar y hasta triplicar la misma bombeando volúmenes de solventes (xileno, tolueno en diesel) y ácido con solvente mutual.

### 3.4.9 Prueba de Inyectividad

La información adecuada de la prueba de inyectividad ayuda en la selección del cemento a usar (cemento normal o cemento microfino o una combinación de ambos), en el diseño de la operación de forzamiento, en la formulación de la lechada de cemento a utilizar y en la selección del volumen de lechada.

Antes de la prueba de inyectividad se deben seguir los siguientes pasos:

- ❖ El pozo debe estar bajo control y completamente lleno de fluidos.
- ❖ El gas debe ser venteado, circulado o inyectado a formación.
- ❖ La densidad del fluido de inyección debe ser conocida.
- ❖ Se debe usar un equipo de lectura de presión apropiado para medir la presión de superficie y poder calcular la presión de inyección en el fondo del pozo con ayuda de simuladores.
- ❖ Usar fluido libre de sólidos. Se usa agua del lago filtrada (<5 micrones) tratada con 3% KCl y 0.2% de surfactante.

Los procedimientos seguidos para la prueba de inyectividad son:

1. Bombeo del fluido de inyección al intervalo a una tasa constante mientras se monitorea la presión de superficie. Registrar la tasa y presión en cada paso para ser usado en el diseño del forzamiento. La tasa inicial de bombeo es normalmente 0.25 bbl/min.
2. Continuar bombeando a esta tasa hasta que la presión se estabiliza. La experiencia en el área indica cuando los orificios de cañoneo necesitan limpieza (baja tasa y alta presión).
3. Repetir el paso anterior a varias tasas hasta establecer un perfil de inyectividad.

Usar estos datos con la hidrostática de la lechada de cemento para diseñar las presiones de superficie durante el bombeo.

4. Si es evidente la fractura de la formación a tasas de inyección y presiones mayores a la anticipada, considerar tratamiento de limpieza de los intervalos cañoneados.

5. Usar el dato de presión de fractura de formación más un factor de seguridad para determinar la presión de forzamiento a ser aplicada.

La experiencia de campo indica que la inyectividad mínima para cementaciones forzadas con CT debe ser alrededor de 1 bbl/min.

Inyectividades menores y presiones altas indican que posiblemente lechadas de cemento normal no podrán ser usadas ya que no penetrarán en volumen y profundidad para producir un sello efectivo. Cuando éste es el caso, o cuando la lechada está dirigida a penetrar en un microanillo, se usan lechadas de cemento microfino.

Se han cementado con éxito intervalos con inyectividades de 1 a 3 bbl/min. Inyectividades mayores a 3 bbl/min y por consiguiente menores presiones de superficie (inclusive pozo sin circulación), son indicativas de zonas de muy alta permeabilidad, formaciones depletadas, zonas con fracturas naturales, etc. En estos casos se realizan tratamientos con mayores volúmenes de lechadas viscosas y con mayor pérdida de filtrado. Cuando el pozo no circula, se ha colocado con éxito un tapón de cemento utilizando lechadas con las características apuntadas anteriormente colocadas, frente al intervalo por gravedad.

La misma presión hidrostática permite que la lechada de cemento penetre en la zona de alta inyectividad. En la mayoría de los casos luego de 30 minutos, el pozo restablece circulación, el exceso de cemento es limpiado por contaminación y se repite la operación de cementación logrando presiones de forzamiento altas asegurando la formación de nodos compactos e impermeables.

### 3.4.10 Diseño de lechadas y pruebas de laboratorio

Las pruebas de laboratorio se preparan con suficiente tiempo y su objetivo es simular mediante una prueba piloto el comportamiento de la lechada al ser sometida a condiciones del pozo. Se miden en laboratorio según las Normas API las siguientes propiedades: a) Densidad, b) Tiempo de espesamiento, c) Pérdida de fluido, d) Reología, e) Agua libre, f) Sedimentación, g) Resistencia a la compresión, h) Compatibilidad con salmueras y lodos.

Las normas API no son específicas para cementaciones forzadas con TF, por lo que es necesario realizar pruebas adicionales, incluyendo evaluación de la retorta dejada por la pérdida de fluido, resistencia al ácido y sensibilidad al corte. Además las pruebas de laboratorio se ajustan lo más posible a las condiciones del trabajo que se está diseñando, teniendo en cuenta:

- ❖ Temperatura del pozo: Es la variable que más afecta la hidratación del cemento y el gradiente de temperatura en una operación de forzamiento con TF es diferente al de una operación convencional.
- ❖ Presión en el pozo: La misma tiene un efecto menor que la temperatura en la hidratación del cemento, pero tiene un efecto significativo en la pérdida de fluido.
- ❖ Procedimientos y equipos de mezcla en sitio: En operaciones del Lago, las lechadas son mezcladas en tanques (*batch mixer*); por lo tanto, en el diseño del tiempo de espesamiento se incluye el período en el cual la lechada es mantenida en superficie antes de ser bombeada al pozo.
- ❖ Tiempo de bombeo estimado: El tiempo que toma bombear la lechada por el TF hasta los intervalos a forzar es el que determina la velocidad de calentamiento de la lechada.

- ❖ Secuencia de bombeo y técnica de forzamiento: Las pruebas de tiempo de espesamiento son realizadas bajo condiciones de esfuerzo de corte y de temperatura de fondo de pozo constante; pero además, se simulan en laboratorio las condiciones de hesitación a realizar durante la operación.
- ❖ Tiempo estimado del trabajo. Esto incluye el tiempo de limpieza por contaminación y contingencia por condiciones climáticas adversas.

Se ha prestado especial atención a las pruebas de pérdida de fluido y evaluación de la retorta llegando a establecer valores óptimos para las operaciones. Cuando se diseña un trabajo, se tiene en cuentas tres aspectos fundamentales:

1. Filtrado óptimo
2. Tiempo de aplicación de la presión de forzamiento
3. Efectos de la temperatura, presión y aditivos de la lechada.

La figura 45 ilustra el efecto que tiene la formación de los nodos sobre los orificios de cañoneo, diferentes rangos de pérdida de fluido para una lechada convencional de cemento clase G. La pérdida de fluido no controlada puede resultar en el crecimiento rápido de un nodo muy grande, no compacto y permeable capaz de obstruir prematuramente el diámetro interior del revestimiento y aislar los orificios de cañoneo inferiores, los cuales no reciben la cantidad de cemento requerida.

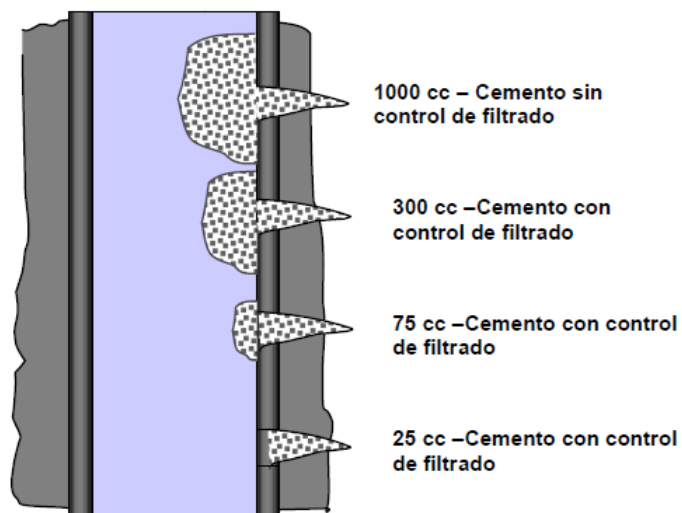
Este efecto lleva a la conclusión errada que se logró el sellado de todo el intervalo, sin embargo la pérdida de comunicación hidráulica no permite aplicar la presión diferencial necesaria para formar los nodos en los orificios de cañoneo inferiores. Luego de limpiar el cemento, estos orificios de cañoneo no soportan la presión diferencial aplicada durante la etapa de evaluación de la cementación y el trabajo se debe repetir.

El rango de pérdida de filtrado de las lechadas usadas en cementación forzada con TF se encuentra en el rango de 60-90 cc/30 min. Este mismo rango de pérdida de fluido o aún menor, también se usa en lechadas de cemento microfino

cuando el objetivo es sellar una comunicación a través de microanillos por detrás del revestimiento.

Otro punto de consideración es el tamaño, compactación y resistencia del nodo para que no sea lavado durante la etapa de contaminación. Si la etapa de contaminación ha sido exitosa conservando el nodo, aún queda la preocupación que puedan pasar herramientas de cable tales como cañones.

**Figura 45. Efecto de la pérdida de fluido en las características del nodo en los cañoneos**



**Fuente:** SCHLUMBERGER, XII CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACIÓN

Como se explicó anteriormente, la operación de contaminación se realiza en dos etapas. La primera consiste en una contaminación usando la misma configuración de boquilla usada durante la etapa de colocación de la lechada de cemento. Luego de retornos limpios a superficie, se cambia la configuración de la boquilla. Para

ello se arroja una bola, ésta obtura los orificios inferiores de la boquilla, abriendo orificios laterales diseñados de tal forma que el ángulo de incidencia sobre las paredes del revestimiento sea de 45 grados. Con esto se evita la remoción del nodo y se maximiza la limpieza de las paredes del revestimiento.

### **3.4.11 Resultados**

Con la aplicación de la nueva técnica se han obtenido resultados altamente satisfactorios donde se puede resaltar un éxito del 90%.

#### **➤ Caso histórico**

Este pozo fue completado el 20-03-2000 sencillo no selectivo con tubería de 3-1/2" y equipo de Levantamiento Artificial por Gas. Se cañoneó a través de tubería en dos intervalos de la arena, 8128'-8140' y 8058'-8076'.

La producción inicial fue 2700 bbl/día de fluido total con 66% de corte de agua incrementándose a 99% en poco tiempo, indicativo de una comunicación directa de la fuente de agua con el pozo.

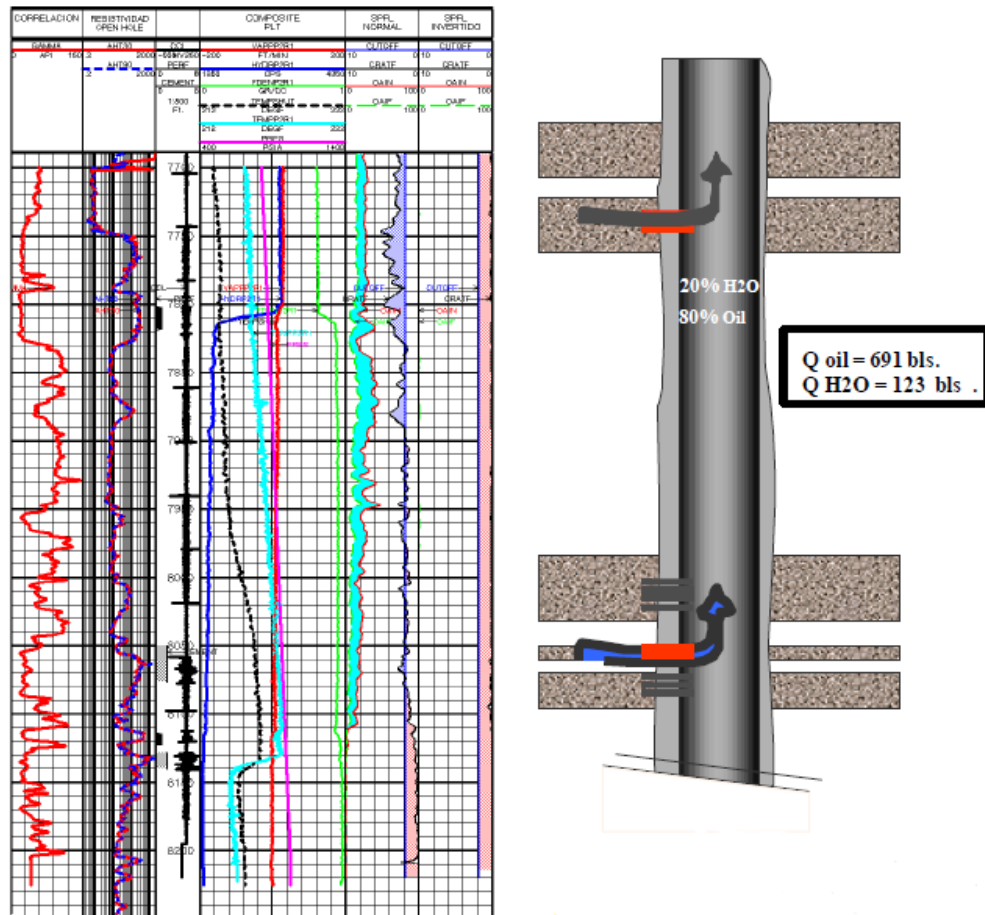
Para determinar la procedencia de la fuente de agua y la manera de como ésta se producía, se corrió un registro de producción PLT y un registro de movimiento de agua por activación de oxígeno (SpFL). Los registros indicaron que el 93% del total de la producción de agua del pozo proviene del tope del intervalo 8058'-8076' (presencia de fractura), mientras que el intervalo 8128'- 8140' aportaba el 7%, además se detectó comunicación del intervalo cañoneado superior al inferior por detrás del revestimiento. Ver figura 46.

Para corregir la entrada de agua y la canalización por detrás del revestimiento se realizó una cementación forzada con TF.



Los ahorros obtenidos al aplicar la técnica de cementación forzada con contaminación utilizando TF en comparación con una rehabilitación convencional con taladro fueron bastante significativos.

**Figura 47. Registro PLT y SpFL corrido posterior a la cementación forzada**



**Fuente:** SCHLUMBERGER, XII CONGRESO LATINOAMERICANO DE PERFORACIÓN

### ➤ **Conclusiones de la operación**

Debido a la aplicación de la técnica de cementación forzada y contaminación controlada con Tubería Flexible, se han logrado ahorros cuantiosos producto de la diferencia en costos por la no-utilización de equipo de reacondicionamiento convencional para realizar estos trabajos.

En este ahorro no se incluyen los ahorros directos aquí logrados por disminución de costos de levantamiento de agua, tratamiento en superficie y disposición de la misma y ahorros indirectos producto de menor corrosión, producción de escamas, etc., consecuencia de menor producción de agua. Adicionalmente se han obtenido buenos dividendos por incremento de producción.

### **3.4.12 Cementación forzada con Tubería Flexible - procedimiento operacional**

#### ➤ **Primera etapa (con unidad de Tubería Flexible)**

1. Instalar equipos, tomando en cuenta el orden de los tanques de almacenamiento, bombas, líneas, etc.
  - ❖ Colocar encerados y recipientes debajo de las unidades para evitar derrames de cualquier fluido.
  - ❖ Tener disponible suficientes extintores de incendio portátiles, palas y cascara de arroz.
2. Verificar presiones por los espacios anulares y por la tubería de producción.
  - ❖ Desahogar la tubería de producción y el anular de 7-5/8" x 3-1/2" y llenarlo con 226 bbl (cap. del espacio anular 7-5/8" x 3-1/2" = 0.0307 bbl / pies).
  - ❖ Efectuar reunión de seguridad con todo el personal involucrado en el trabajo, dejar firmada la hoja de asistencia a la misma y enviarla junto con el reporte de campo.

3. Llenar la capacidad de la tubería flexible y probar equipo con 3000 psi por 10 minutos.
  - ❖ Chequear por fugas en: líneas de superficie, válvulas y junta rotatoria del carrito.
4. Bajar tubería flexible de 1-1/2" con conector interno + doble válvula unidireccional + desconector hidráulico + 6' de barra de carga + localizador de nipples + boquilla especial de cemento (*jet de vortex*) de 2-1/8" [mínimo ID=2.75"] circulando con agua tratada a tasa mínima hasta 8,258' (profundidad total – cuello flotador).
  - ❖ El 27-03-2000 se chequeo fondo a 8258'.
  - ❖ Velocidad máxima bajando 100 pie/min.
  - ❖ Pasar a través de restricciones a 10 pie/min. Reducir la velocidad 50 pies antes de llegar a la restricción hasta 50 pies después de la misma.
  - ❖ Capacidades
 

Capacidades	Bbl/pie
Anular 3-1/2" x 1-1/2"	0.00651
Tubería 3-1/2", 9.3 lbs/pie	0.00870
Revestimiento 7-5/8", 39.0 lbs/pie	0.04260
Anular 7-5/8" x 1-1/2"	0.04045
Liner 5-1/2", 17.0 lbs/pie	0.02320
Anular 5-1/2" x 1-1/2"	0.02100
5. Correlacionar profundidades con el nipple a 7579' y manga a 7318'.
  - ❖ Se debe ajustar la profundidad del contador y marcar la tubería con pintura para futuras corridas en el pozo.
  - ❖ Según última entrada al pozo se reportó una profundidad total a 8,216'.

6. Colocar la punta de la TF a 8,070' y realizar prueba de inyectividad con 20 bbl de agua tratada. Asentar los valores obtenidos en el reporte de 24 hrs.
  - ❖ En caso de obtener tasa de inyección menor a 0.5 bbl/min., considerar el bombeo de solvente + HCl para incrementar la inyectividad de ser necesario.
- **Cementación forzada**
7. Mezclar 6 bbl de cemento microfino + 6 bbl de cemento tipo "H" según formulaciones anexas de las pruebas piloto.
  - ❖ La lechada a utilizar dependerá de la prueba de inyectividad.
  - ❖ Las lechadas a utilizar serán preparadas únicamente según las formulaciones anexas.
8. Colocar la punta de la tubería a 8240' y bombear 12 bbl de cemento a 1.0 bbl/min. desplazarlo con agua tratada, cuando salga el primer barril de la lechada por la punta de la TF, bajar la tasa a 0.5 bbl/min. y cerrar el anular de 3-1/2" x 1-1/2", levantar la tubería a 7,600' a 23 pies/min hasta completar el desplazamiento del cemento. Parar la bomba y levantar a +/- 7,300' y circular el pozo con agua tratada hasta verificar retornos 100% en superficie.
  - ❖ El tope teórico del cemento (antes de forzar) será 7,700'
  - ❖ El volumen de cemento será recalculado en locación de acuerdo a las condiciones del pozo (tope de relleno, presión de inyección en la prueba, etc.).
  - ❖ Los aditivos serán suministrados por la cía. de servicio según la prueba de tanque realizada al cemento.
  - ❖ Asegurarse de mantener el anular TF - tubería de producción lleno antes de realizar el forzamiento (100% retornos en superficie).
9. Cerrar el anular de 3-1/2" x 1-1/2" y forzar máximo 9 bbl de cemento a la formación en etapas, con intervalos de 10 minutos, hasta una presión máxima en cabeza de 1,500 psi.

- ❖ El tope teórico del cemento después del forzamiento será de 8,000’.
10. Abrir el anular TF - tubería de producción manteniendo una contra presión de 500 psi, bombear 20 bbl de contaminante (biozan) en dos baches de 10 bbl y bajar a contaminar el cemento remanente a una tasa de 1 bbl/min. Al salir 1 bbl por la punta de la TF, continuar bajando hasta 8.258’ (profundidad total). Circular hasta obtener retornos de todo el cemento en superficie (volumen mínimo 144 bbl = 1.5 veces la capacidad anular del pozo con la TF sin tomar el desplazamiento interno del mismo).
- ❖ La densidad del contaminante (biozan) será de 1 lbs/bbl.
  - ❖ Todo el proceso de contaminación se debe realizar con el pozo estrangulado con +/- 500 psi.
  - ❖ Disminuir la rata de bombeo a 0.3 bbl/min cuando se esté contaminando frente a los intervalos cementados.
11. Subir tubería hasta superficie y retirar inyector. Esperar 24 horas por fraguado del cemento.
- ❖ Sacar tubería a 50 pies/min bombeando a 0.4 bbl/min llenando el desplazamiento del metal con el pozo estrangulado con 300 - 500 psi.
12. Luego de pasadas las 24 horas de fraguado. Conectar líneas al pozo, verificar anular lleno y realizar prueba de inyectividad con agua tratada con una presión máxima de 1000 psi.
- ❖ Registrar volumen con que se llena el pozo y el espacio anular.
  - ❖ Colocar manómetro en el revestimiento.
  - ❖ En caso de recibir el pozo, repetir proceso de cementación desde paso n° 7.
13. Bajar tubería de 1-1/2” con *rollon conector*, doble válvula unidireccional + 6’ de barra + boquilla de 2-1/8” y chequear fondo, con punta de tubería a 8,258’, desplazar el pozo con diesel hasta obtener retorno del mismo en superficie. (Volumen con TF en el hueco = 96 bbl.)

14. Sacar tubería hasta 2800', bombeando el volumen de gasoil equivalente al desplazamiento metálico.

➤ **Prueba de influjo**

15. Con la punta de la tubería a 2500' desplazar la columna de fluido con nitrógeno hasta observar 100% N<sub>2</sub> en superficie.

❖ La prueba de influjo se realizará con un diferencial de presión de 400 psi.

16. Sacar tubería a superficie. Abrir el pozo y monitorearlo alineado al tanque de retornos durante dos horas.

17. Desmontar equipo y trasladar equipos del pozo.

➤ **Segunda Etapa (Con unidad de registro y cañoneo)**

18. Cañonear con cañones de 2-1/2" y alta penetración bajo balance estático el intervalo 8112'-8120'.

➤ **Tercera Etapa (Con unidad de guaya fina)**

19. Bajar con calibrador de 2-1/2" y chequear fondo a 8,258'

20. Bajar y reemplazar válvulas ciegas por válvulas de gas lift según calibración.

➤ **Cuarta Etapa (Con unidad de registro y cañoneo)**

21. Cañonear con cañones de 2-1/2" y alta penetración bajo balance dinámico el intervalo 7800'-7816'.

22. Desvestir equipos.

23. Importante: **dejar pozo abierto**

## **4. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPERACIONES**

El presente capítulo tiene como objetivo, hacer una recopilación de los procedimientos establecidos para realizar las operaciones de reacondicionamiento con la tecnología tratada en el presente trabajo y compararlos con los procedimientos diseñados para las mismas operaciones pero con el equipo convencional de reacondicionamiento, con el fin de evidenciar las ventajas técnicas de la nueva tecnología, y de esta manera justificar su aplicación.

Es importante señalar que los procedimientos aquí descritos son genéricos y no constituyen una norma, en lugar de esto, pueden ser adaptados a las condiciones locativas donde se realice la operación.

### **4.1 LIMPIEZA DE ARENA**

#### **4.1.1 Limpieza de arena con tubería flexible**

A continuación se presenta un procedimiento que describe en términos generales, las consideraciones a tener en cuenta durante la operación de limpieza, dicho procedimiento debe ajustarse a las condiciones locales y particulares de cada trabajo.

Cuando se realiza una limpieza con tubería flexible, se debe hacer una selección adecuada del diámetro a utilizar. Si éste es demasiado grande, la fricción en el anular resultará en pérdidas de circulación; si éste es muy pequeño, entonces las

bajas velocidades en el anular resultarán en el deslizamiento del líquido y sólidos decantándose, con posibilidades de atascar la tubería.

La presión en cabeza durante una limpieza debe mantenerse por encima de 150 psi, para reducir la erosión.

Es muy importante conocer la presión y temperatura de fondo para determinar los fluidos para la limpieza. Es necesario saber si la presión de formación puede soportar una columna de fluido y relleno, si la formación no la puede mantener, necesitamos conocer su presión y temperatura. Esta información es necesaria para calcular las presiones de gas y tasas necesarias para generar velocidades eficientes y calidades de espuma requeridas para aligerar las presiones hidrostáticas generadas por la columna de fluido y relleno.

#### **4.1.1.1 Consideraciones operacionales<sup>10</sup>**

- ❖ Transportar los materiales a un lugar apropiado para su separación y disposición.
- ❖ No ubicar el sitio de disposición de materiales en áreas donde puedan interferir con la operación del equipo de cabeza de pozo, producción o equipo de control de presión.
- ❖ Evitar que material removido regrese al pozo y por consiguiente a la formación ocasionando un daño en esta.
- ❖ Preparar el equipo y las facilidades de superficie.
- ❖ Hacer un *rig up* del equipo de superficie de TF y el equipo de control de presión.
- ❖ Ensamblar el BHA y conectarlo a la TF.

---

<sup>10</sup> CTES Op.cit., p. 325

- ❖ Realizar pruebas de presión en superficie antes de iniciar operación.
- ❖ Preparar los volúmenes de fluidos adecuados y necesarios. Es indeseable una interrupción en la operación, una vez esta ha comenzado.

#### 4.1.1.2 Procedimiento operacional<sup>11</sup>

1. RIH mientras se bombea agua inhibida a una tasa baja.
2. Incremente la tasa de bombeo a la máxima planeada.
3. Una vez estabilizada la presión de bombeo, RIH lentamente mientras observa señales de acumulación de arena en el BHA y en la TF (incremento en la presión de la bomba o disminución repentina del CTWI).
4. Mantenga el BHA en movimiento permanente. Sin embargo, tenga presente que múltiples pasos en un corto intervalo pueden fatigar rápidamente la sarta. Monitoree cuidadosamente la acumulación de fatiga para evitar una falla de la sarta.
5. Periódicamente ubique el BHA en el tope inicial del relleno o sólidos para asegurarse que el *tubing* no está restringido por arena.
6. Bombee píldoras de fluido de alta viscosidad si es necesario para suspender los sólidos atrapados.
7. Continúe bombeando a una tasa alta hasta que se alcance el intervalo deseado.
8. En el fondo del intervalo limpio, continúe bombeando a una alta rata hasta que cese la producción de arena. Bombee píldoras de fluido de alta viscosidad si es necesario.

---

<sup>11</sup> CTES Op.cit., p. 328

9. POOH mientras bombea agua inhibida a la mayor tasa posible.
10. En caso de duda acerca de la condición del pozo realice un *drift run*.

Durante la operación es importante monitorear la tasa de flujo del fluido.

Para fluidos en una sola fase esto es relativamente fácil de hacer. Se debe monitorear el fluido que está retornando con los sedimentos sacados del pozo, si no contiene una cantidad suficiente de sólidos, aumentar la tasa de flujo del fluido. Los fluidos utilizados o diseñados para la operación, principalmente los que poseen una alta capacidad para el transporte de sólidos, deben ser cuidadosamente mezclados y almacenados bajo condiciones que prevengan su contaminación, dilución o asentamiento de sus componentes activos. Además, se debe vigilar la tasa de fluidos que están retornando del pozo para prevenir la pérdida de circulación, así como también la cantidad de sólidos que se están extrayendo para cuantificar la eficiencia de la operación.

#### **4.1.2 Limpieza de arena con equipo convencional<sup>12</sup>**

Existen varios procedimientos para la limpieza de arena, la elección del procedimiento adecuado para cada caso depende de las condiciones del pozo. El procedimiento comúnmente utilizado es el de limpieza de arena por circulación (en directa o en reversa), sin embargo en ocasiones especiales se utilizan métodos mecánicos a través de la utilización de bombas especiales (bomba desarenadora, bombas *Midco* y bombas *Cavins*) diseñadas especialmente para extraer arena. Las bombas *Midco* y *Cavins* se bajan con cable, mientras que la bomba desarenadora se baja con tubería.

---

<sup>12</sup> Manual de Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) 2006. 780 p

Para nuestro caso se presenta la operación de limpieza de arena por circulación, por ser el procedimiento que se realiza con mayor frecuencia como ya se había mencionado.

La limpieza de arena por circulación en directa, consiste en circular un fluido (agua, agua salada, o aceite) por el *tubing*, el cual lleva en su extremo un accesorio (cuello dentado, tubo chaflán, reducción de 1") cuya función es remover mecánicamente la arena (muy compacta) o aumentar la presión de trabajo (debido a la disminución del diámetro) según el accesorio utilizado.

Puesto que en esta operación se manejan altas presiones, el pozo debe estar debidamente empacado, para esto se instala un preventor anular (*Hydrill*) sobre el preventor de arietes. Debido a que el tubo Kelly es de mayor diámetro que la tubería, se garantiza el sello. Para suministrar la presión al fluido que se va a circular, se utiliza una bomba Triplex, la cual impulsa el fluido al *tubing* a través de una manguera (de 2") conectada a un *Swivel* acoplado en el extremo superior del tubo *Kelly*. Al ser bombeado por la tubería, el fluido forma un flujo turbulento que realiza el arrastre de las partículas desde el fondo hasta superficie.

La limpieza de arena por circulación presenta inconvenientes cuando se trabaja en pozos, en los cuales se presenta baja presión de formación en algún intervalo o en toda su zona productora. El problema se presenta debido a que en el intervalo de baja presión, la formación se "toma" el fluido circulado junto con la arena removida, por lo cual el retorno a la superficie será mínimo o nulo.

Cuando se instala una reducción en el extremo inferior de la sarta, la eficiencia aumenta, debido al aumento en la presión del fluido. La mezcla (fluido-sólidos) retorna por el anular y es llevado a un tanque (por medio de una manguera) y depositado en un compartimiento, en donde los sólidos se sedimentan en el fondo y el agua es recuperada por decantación. A medida que se realiza la remoción de sedimentos, la sarta avanza hasta que finalmente llega al fondo del pozo, a partir de este momento, se deja circulando el pozo por un espacio de tiempo, con el fin

de remover totalmente los sedimentos hasta superficie y evitar que vuelvan a depositarse en el fondo.

#### **4.1.2.1 Consideraciones operacionales**

- ❖ Constatar el estado de las líneas de circulación y retorno (mangueras, válvulas y conexiones).
- ❖ El operador de la bomba debe estar pendiente de los cambios bruscos de presión para tomar acciones correctivas en el momento en que se presenten.
- ❖ Cuando se trabaje en pozos productores la limpieza se debe hacer con salmuera.
- ❖ En los pozos donde exista empaquetamientos con grava con *liners* ranurados, se hace necesario realizar el lavado circulando en reversa. Sin embargo cuando no se presenta avance, se invierte circulación a directa. Después de haber avanzado y tener la *Kelly* abajo se invierte nuevamente a circulación en reversa.
- ❖ Se debe estar muy atento a la presencia de pérdida de circulación y el nivel de fluido de los tanques.
- ❖ Antes de comenzar las actividades en el pozo se debe realizar la inspección diaria del equipo.
- ❖ Asegurarse de tener instalado y probado el equipo para el control del pozo.
- ❖ Antes de comenzar el trabajo, se debe garantizar que el pozo ofrezca las condiciones necesarias para que no de paso de fluido del espacio anular a superficie, y que no existan fugas en mangueras y conexiones.
- ❖ Cuando se esté circulando, se debe vigilar constantemente el nivel del tanque de recolección de sólidos para evitar derrames.

- ❖ Durante una operación de limpieza por circulación en directa, se puede presentar pérdida excesiva del fluido de reserva en los tanques por presencia de canalización. De presentarse esta situación, existen dos alternativas:

En algunos casos se puede realizar la limpieza de arena circulando en reversa (en lugar de en directa). Esta operación tiene como ventaja que se presenta un menor tiempo de retorno y por ende es menor el tiempo en la operación; y como desventaja que, en pozos en los cuales la arena está muy compacta, es casi imposible realizar la limpieza.

En otros casos se hace necesario preparar mezcla de fluidos bloqueadores.

#### **4.1.2.2 Procedimiento Operacional<sup>13</sup>**

1. Instalar las cuñas (en la mesa de cuñas) según el diámetro de la tubería que va en la "punta" (generalmente tubería de cola de 1" 1 ¼ " o tubería de trabajo) u otro diámetro requerido.
2. Instalar el elevador según el diámetro requerido.
3. Conectar al primer tubo, un tubo chaflán, reducción de 1" o cuello dentado (según el diámetro de la tubería que se va a bajar en la punta).
4. Conectar una botella (reducción) a 1" o 1 ¼" al tubo de cola (el primero), en el extremo opuesto al que se conectó el chaflán, esto con el fin de sujetar la tubería de cola con el elevador de tubería.
5. Sujetar el primer tubo de cola (con la reducción) con el elevador, izarlo, bajarlo y sujetarlo con las cuñas.
6. Desconectar la reducción del diámetro de la tubería a acoplar (1" o 1 ¼") del primer tubo de cola e instalarla al siguiente tubo (de cola) y repetir el

---

<sup>13</sup> Manual de Operaciones de Workover Op.cit., p. 321

procedimiento hasta que se baje el número de tubos, según el análisis de restricciones que tiene el pozo hasta el fondo. El último tubo de cola que se baje queda con la botella 1" o 1 ¼" x 2-7/8" (o el diámetro de la tubería con que se esté trabajando) instalada para hacer el acople con la tubería de trabajo.

7. Sujetar el primer tubo de la tubería de trabajo con el elevador, izarlo y colocarlo en posición para hacer el acople con tubería de cola a través de la reducción de 1" o 1 ¼".
8. Apretar el primer tubo de la tubería de trabajo con la botella de reducción. Se debe tener en cuenta que cuando se está trabajando con tubería de cola de 1" o 1 ¼", no se debe apretar con llave hidráulica sino manualmente.
9. Cambiar las cuñas de 1" o 1 ¼" por las cuñas para la tubería de trabajo (según el diámetro de esta). Cuando se va a limpiar con cuello dentado o reducción no aplican los puntos que hacen referencia a la tubería de cola.
10. Bajar la sarta de tubería hasta el tope del sucio (tocar fondo) y colocar una marca de referencia (en el último tubo).
11. Sacar el último tubo de la sarta de tubería (una vez tocado fondo).
12. Instalar *Hydrill* con su respectivo caucho y tuerca.
13. Armar el conjunto *Swivel-Tubo Kelly* con su respectiva manguera. Por seguridad, se debe asegurar la conexión de la manguera con un amarre especial con manila.
14. Sujetar el conjunto *Swivel-Tubo Kelly* con el elevador, izarlo (un operario debe ir sosteniéndolo en el recorrido), conectarlo a la sarta de lavado (apretarlo a mano), y conectar la manguera (de 2") en la descarga de la bomba Triplex.
15. Instalar la manguera (de 2") de retorno. Se conecta del anular al tanque de suministro de fluido, al compartimiento (canaleta) de recepción de fluido con sólidos provenientes del pozo.
16. Poner en funcionamiento la bomba Triplex.

17. Verificar la conexión de la manguera de la succión de la bomba Triplex al tanque del suministro.
18. Comenzar a bombear en directa con la bomba Triplex (sin acelerarla a fondo), hasta obtener retorno por el anular al tanque de recepción de residuos (un funcionario debe estar sobre el tanque, para registrar este momento).
19. Comenzar a lavar bombeando en directa y bajando suavemente la sarta sin sobrepasar las 2000 lbs. de peso si se lleva tubería de cola en la punta, y tratando al máximo de no rotar la sarta con la llave hidráulica ya que podría partir la tubería de cola. Si el sucio del fondo es muy compacto, y teniendo en cuenta que en la punta se ha instalado una reducción, es necesario trabajar con una presión de 500 psi a 700 psi aprox.
20. Avanzar progresivamente colocando peso en la sarta (sin sobrepasar las 2000 lbs, si se lleva tubería de cola), hasta conseguir que el tubo *Kelly* baje totalmente dentro del pozo.
21. Circular durante el tiempo requerido (según la profundidad) para que el "sucio" salga a superficie. Detener la circulación (una vez completada la condición anterior y subir la sarta con la polea viajera hasta que salga totalmente la *Kelly*).
22. Asegurar la tubería con las cuñas, desconectar el tubo *Kelly*, llevarlo al piso (en lo posible con la ayuda de dos operarios), vigilando que la manguera no se enrede con el pistón de la llave hidráulica, hasta descargarlo totalmente.
23. Sujetar un tubo de trabajo (previamente calibrado) con el elevador, izarlo, conectarlo con el último tubo de la sarta y bajarlo totalmente dentro del pozo.
24. Instalar nuevamente el tubo *Kelly* (vigilando que no se enrede la manguera), y bajar el cuello por debajo del caucho del *Hydrill*. Poner en funcionamiento la bomba Triplex y repetir la operación de lavado siguiendo la secuencia anteriormente descrita, hasta que se llegue al fondo del pozo.

25. Circular el pozo a limpio por un tiempo de 2 horas aprox. (o según la profundidad del pozo). una vez que se haya llegado a la profundidad deseada (fondo), constatar que se tiene retorno limpio y suspender la circulación (detener el bombeo).
26. Desconectar el tubo *Kelly*, llevarlo al piso (con la ayuda de dos funcionarios), vigilando que la manguera no se enrede con los accesorios de la polea viajera y la torre del equipo.
27. Desconectar mangueras.
28. Sacar (y tumbar) la tubería de trabajo y la tubería de cola, según el procedimiento establecido.

## **4.2 TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN O ACIDIFICACIÓN**

### **4.2.1 Estimulación con tubería flexible**

La combinación de herramientas y técnicas de tubería flexible también provee soluciones novedosas en aplicaciones de estimulación que resultan ser altamente confiables y efectivas para el incremento de la producción.

#### **4.2.1.1 Consideraciones operacionales<sup>14</sup>**

Durante la operación, monitorear y registrar la tasa de inyección de fluido, BHP, y presión de superficie. Estos datos indican la eficiencia del proceso de remoción del daño.

Los parámetros típicos a monitorear y registrar son:

---

<sup>14</sup> CTES Op.cit., p. 343

- ❖ Presión de inyección: asegurarse de que los límites predeterminados no son excedidos.
- ❖ Tasa de inyección: evaluar la respuesta al tratamiento inicial.
- ❖ BHP (tiempo real): crucial para la máxima eficiencia del tratamiento.
- ❖ Calidad del fluido: asegúrese que los fluidos son inyectados como se diseñaron, concentración del ácido, calidad del surfactante. Registre el pH y la gravedad específica de todos los fluidos.
- ❖ Durante toda la operación, monitoree los retornos del pozo para verificar la presencia de H<sub>2</sub>S.

#### **4.2.1.2 Procedimiento operacional<sup>15</sup>**

A continuación, listaremos los pasos generales que se deben seguir durante la operación de estimulación:

1. Remover las fuentes de daño antes de realizar el tratamiento.
2. Dependiendo de la naturaleza del tratamiento y de la sensibilidad de los componentes de producción, preparar líneas y equipo de producción de superficie adicional, en caso de retorno de fluidos corrosivos después del tratamiento.
3. Si es necesario, remover los componentes del equipo de completamiento, tales como válvulas de gas *lift* o válvulas de seguridad.
4. Matar el pozo si es necesario, ya sea por razones de seguridad, compatibilidad con el fluido, o razones de producción.

---

<sup>15</sup> CTES Op.cit., p. 340

5. Remoje la superficie interna de la sarta de TF con ácido de baja concentración. Este proceso se puede realizar antes o después que el equipo llega a la locación.
6. Limpie todos los equipos de mezcla, bombeo y almacenamiento de fluido para asegurarse que estén libres de sólidos.
7. Si se está utilizando un equipo de cementación, realizar una limpieza en la misma manera, tanto en el equipo como en las líneas, para evitar la presencia de partículas sólidas durante la operación.
8. Asegurarse de la perfecta calibración de todos los tanques para no tener inconvenientes con el volumen a manejar.
9. Defina los límites de tasa y de presión para cada etapa de la operación.
10. Prepare las facilidades de superficie necesarias para el tratamiento y disposición de los fluidos y sólidos retornados.
11. Realice el *Rig Up* del equipo de TF y control de presiones.
12. Ensamble el BHA y conéctelo a la sarta de TF.
13. RIH mientras circula agua a una tasa baja. Tenga en cuenta las velocidades de corrida.
14. Detenga RIH al alcanzar la profundidad deseada y empiece el bombeo del tratamiento químico a la tasa requerida. Extienda el tratamiento 50 pies por encima y por debajo de la zona afectada.
15. Bombee el volumen completo estimado para la operación.
16. Después de inyectar completamente el fluido, POOH mientras circula agua inhibida para desplazar el tratamiento químico de la sarta de TF.
17. Deje pasar el tiempo suficiente para que el tratamiento químico actúe, entonces, ponga a fluir el pozo mientras monitorea continuamente el pH de los fluidos producidos.

## **4.2.2 Estimulación con equipo convencional<sup>16</sup>**

Los procedimientos citados a continuación son aplicables, salvo pequeños cambios, en estimulaciones realizadas en la cara de la formación y en estimulaciones de tipo matricial, donde lo que se busca es restaurar la permeabilidad de la formación, mediante el bombeo de fluidos de tratamiento dentro de esta, por debajo de la presión de fractura.

En la primera se balancea un volumen ácido igual a la capacidad del *casing* que esta cañoneada más un exceso de 100 pies en el *casing*. Este volumen es generalmente balanceado aproximadamente 100 pies por encima del tope de las perforaciones. El desplazamiento se realiza con crudo de la batería de filtrado o con agua del sistema de inyección filtrada en caso de ser un pozo inyector. En estos tipos de tratamientos la presión es mínima debido a que los retornos de la preventora deben estar abiertos. La tasa de bombeo en estos ácidos es de aproximadamente 2 bpm.

En la segunda forma de tratamiento, el ácido es inyectado hacia la formación a través de un empaque que aísla el anular. La tasa de bombeo debe ser de aproximadamente 0.3 bpm. (No mayor a 0.5 bpm).

### **4.2.2.1 Consideraciones operacionales**

Además de las consideraciones que se tienen presentes en la operación desarrollada con tubería flexible, es importante tener en cuenta otros aspectos que se presentan con un equipo de reacondicionamiento convencional, como son:

- ❖ Equipo de superficie y subsuelo: Según el tratamiento (volúmenes, presiones) se determinará la potencia requerida (número de unidades), tanques de

---

<sup>16</sup> Hocol S.A. Procedimientos en Operaciones de Workover. Segunda Edición. 2005

almacenamiento, tipo de BHA (empaques, válvulas, SSD, etc.) esto en caso de ser inyectado hacia la formación.

- ❖ Prueba de equipos en la base, mezcla y movilización: Se debe determinar el equipo que va a ser utilizado en el trabajo, que cumpla con todos los requerimientos tales como potencia, capacidad de almacenamiento, capacidad de descarga, etc. Una vez determinado el equipo este se debe revisar, probar y dejar listo para el trabajo.
- ❖ Una vez listo el equipo este se movilizará al pozo bajo las normas de seguridad de la compañía y de común acuerdo con el jefe de pozo. Se debe movilizar con la debida anticipación para cubrir cualquier eventualidad de tal modo que no demore la ejecución del trabajo.
- ❖ Área de trabajo en el pozo: La empresa de servicios es responsable de adecuar su área de trabajo previamente otorgada por el cliente. El área debe contar con un fácil acceso, debe permitir un contacto visual con la mesa del equipo y estar cerca a los tanques del equipo con el fin de tener las succiones de la unidad próximas a las de los tanques.
- ❖ Elaborar un *check list* con los accesorios y herramientas necesarias para la ejecución de la tarea de “Estimulación Ácida”.

#### **4.2.2.2 Procedimiento operacional**

1. Ubicación: La unidad de estimulación se ubica cerca a las succiones de los tanques del equipo que contendrán el fluido de desplazamiento. La succión del tráiler de almacenamiento de ácido se posiciona generalmente a unos pocos metros de la succión de la unidad.
2. Líneas de succión: Colocar una línea desde el tanque del equipo que contiene el fluido de desplazamiento hasta la succión de la unidad. Esta se realiza con

mangueras de caucho de 4 o 5 pulgadas. Colocar una línea desde la succión del tráiler de almacenamiento del ácido hasta la succión de la unidad. Esta se realiza con mangueras de caucho de 4 o 5 pulgadas.

3. Líneas de descarga: Armar una línea desde la descarga de la unidad hasta la cabeza del pozo. Se debe utilizar tubería de 2" de presión máxima de trabajo de 15000 psi. Esta debe contar con dos válvulas *Lotorc* de 2" ubicadas en la salida de la unidad y en la cabeza del pozo respectivamente; en este trayecto se debe colocar una válvula cheque. Entre la válvula cheque y la válvula *Lotorc* de 2" en la cabeza del pozo debe colocarse una válvula de alivio (calibrada a la presión máxima posible del tratamiento), un registrador de presión y una línea de alivio de presión hacia un tanque.
4. Tubería: Toda la tubería debe estar amarrada con cable de acero desde la unidad hasta la cabeza de cementación.
5. La unidad debe disponer de un contador de volumen.
6. Retornos: Abrir los retornos de las preventoras en caso de que el ácido sea balanceado.
7. Niveles de tanque: Antes de comenzar el trabajo se debe medir los niveles de los tanques del equipo para determinar cuánto fluido retorna.
8. Prueba de línea: Probar la línea de la empresa de servicios a la presión determinada en el programa durante 5 a 10 minutos. Verificar que no hayan fugas, en caso que las haya relajar la presión y corregirlas. Repetir la prueba.
9. Abrir la válvula de cabeza de pozo.
10. Bombeo: Bombear el volumen de ácido programado a la tasa acordada y balancearlo con el fluido de desplazamiento.
11. Cerrar la válvula de cabeza de pozo.
12. Relajar presión.

13. Tratamiento matricial: Si el tratamiento ácido no es del tipo balanceado y es inyectado matricialmente, los retornos de la preventora se deben cerrar y debe colocarse un manómetro de presión en el anular. La línea de superficie en la conexión a la válvula *Lotorc* de 2" de cabeza de pozo debe tener suficientes pies de mangueras *chicksan* y una cabeza giratoria para facilitar la operación con el empaque y válvula de circulación.
14. Una vez terminado el trabajo se lavará la unidad.
15. Desarmar las líneas.
16. Dejar la locación en las condiciones en que se encontraba.

### **4.3 BOMBEO DE LECHADAS**

El bombeo de lechadas a un pozo incluye la ubicación de tapones de cemento de una longitud calculada, colocados a lo largo de un intervalo seleccionado, y forzamientos de cemento. Los tapones de cemento se pueden utilizar para abandonar zonas productoras, aislar zonas para probar otras, proteger zonas de baja presión antes de forzar, etc.

Una cementación forzada consiste en inyectar a la formación un volumen calculado de lechada de cemento, alcanzando presiones bajas o presiones máximas que no pueden exceder la presión de fractura de la formación.

### **4.3.1 Bombeo de lechadas con tubería flexible**

Al igual que en la mayoría de las operaciones que hemos mencionado, la tubería flexible también es utilizada para el bombeo de lechadas que nos permiten alcanzar diferentes objetivos dependiendo de la aplicación, con lo cual hemos obtenido grandes beneficios en las diversas operaciones en que ha sido implementada, como son la flexibilidad en las operaciones y su bajo costo.

#### **4.3.1.1 Consideraciones operacionales**

El bombeo de lechadas con tubería flexible es una operación a menor escala, tubulares más pequeños y generalmente volúmenes de cemento menores, por lo que es fundamental la atención a los detalles mínimos.

- ❖ El diagnóstico del problema, o sea la determinación del origen de los fluidos indeseables en el yacimiento y la forma cómo estos se producen es de vital importancia para el éxito del trabajo.
- ❖ Los rangos de temperatura de circulación de fondo de pozo en operaciones de TF son usualmente más amplios que en operaciones de forzamiento convencional, simplemente por el hecho de bombear volúmenes más pequeños a una tasa menor.
- ❖ Si la lechada a usar es relativamente sensible a la temperatura y la unidad de TF tiene mucha longitud enrollada, este factor requiere especial atención aún cuando la operación sea a baja profundidad.
- ❖ En cada operación de forzamiento con TF el chequeo de sellos y válvulas del cabezal del pozo, tubería de producción y revestimiento al igual que los empaques y otros equipos de fondo de pozo es fundamental para el éxito del procedimiento.

- ❖ Dependiendo de la configuración del pozo y del intervalo a tratar el aislamiento del mismo es fundamental para el éxito de la colocación de la lechada de cemento, en estos casos se usa tapones de arena, geles reticulados o empaques removibles.
- ❖ La efectiva limpieza de los intervalos cañoneados permite una cementación exitosa en el momento de la operación.
- ❖ La prueba de inyectividad previa al tratamiento ayuda en la adecuada selección del cemento y el correcto diseño de la operación.

#### **4.3.1.2 Procedimiento operacional<sup>17</sup>**

1. Realizar una corrida con *slick line* para verificar ausencia de obstrucciones.
2. Confirmar y correlacionar profundidades con TF.
3. Realice rig up de la unidad de TF y el equipo de control de presión.
4. Ensamble e instale el BHA en la TF.
5. Realice pruebas de presión a los equipos en superficie.
6. Establezca un plan de contingencia para disponer la lechada que no cumpla con las especificaciones requeridas para la operación.
7. Baje hasta el fondo del pozo realizando *pull test* cada 3000 pies, circulando agua a una tasa nominal mientras baja.
8. Si se está usando una válvula de secuencia, no bombee constantemente, solo asegúrese de que la sarta permanece llena y que la válvula de secuencia mantiene la presión.
9. Chequee la velocidad de corrida.

---

<sup>17</sup> CTES Op.cit., p. 360

10. Reduzca la velocidad de bombeo cerca a los nipples o el fondo de la tubería de producción. Correlacione la profundidad.
11. Ubique la sarta de trabajo de TF aproximadamente 5 pies por encima de la zona de interés.
12. Mezcle y bombee la lechada en baches.
13. Mientras desplaza la lechada desde la TF, realice POOH, manteniendo la boquilla de la TF 10 ft por debajo de la interfase de la lechada.
14. Cuando se realiza un *squeeze*, cierre la válvula *wing* de producción y aplique aproximadamente 1000 psi por 15 minutos.
15. Bombee agua a la mayor tasa posible hasta que el carrete de TF esté libre de cemento.
16. Pruebe el tapón de cemento una vez éste se ha estabilizado. La duración y presión de la prueba depende de las condiciones locales.

### **4.3.2 Bombeo de lechadas con equipo convencional<sup>18</sup>**

#### **4.3.2.1 Consideraciones operacionales**

- ❖ Antes de comenzar la operación, se debe haber calibrado el pozo y haber medido y probado la tubería. Previamente se debe haber realizado la prueba de inyección para constatar el volumen de cemento que puede tomar el intervalo, o si el intervalo no toma a la máxima presión de forzamiento planeada por el ingeniero encargado.

---

<sup>18</sup> Manual de Operaciones de Workover Op.cit., p. 377

- ❖ Al ubicar los equipos en la locación, se deben colocar líneas provisionales que conducen cemento seco y fluidos como espaciadores, agua, lechada, etc.
- ❖ Las conexiones de la cabeza de cementación, colocación y lanzamiento de los tapones de cementación, deben realizarse con cinturones de seguridad que permitan sujetarse del taladro y evitar cualquier caída; por otro lado, en estos instantes no debe existir personal directamente abajo de la persona que está haciendo esta labor.
- ❖ El lavado de los equipos involucra el uso de agua a presión y la desconexión de líneas; para esta labor es clave la coordinación entre el operador de cada equipo y los ayudantes, para así estar en capacidad de tomar acciones inmediatas ante cualquier imprevisto.
- ❖ Las aguas residuales producidas en el área de trabajo, son conducidas hacia las piscinas de tratamiento a través de líneas de desagüe que garantizan la no pérdida de fluido mientras se transporta.
- ❖ Los equipos de cementación son completamente mantenidos y probados antes de llevarlos a un pozo. Sin embargo, se hace necesario realizarles cierto mantenimiento y pruebas que se derivan de un chequeo previo en locación para asegurar su correcto desempeño durante la operación.

#### **4.3.2.2 Procedimiento operacional**

1. Bajar un empaque RBP con RH y tubería de trabajo, según el diámetro y libraje del *casing*.
2. Asentar el empaque de 60 a 100ft por debajo del intervalo a cementar (dependiendo del espacio que se tenga con relación al intervalo inferior).

NOTA: Si el intervalo a cementar es intermedio o superior, se baja el BP, de lo contrario no hay necesidad de bajar empaque.

3. Levantar la tubería con el RH +/- 40ft sobre el RBP, tratando de que el RH quede por debajo del intervalo a cementar para evitar que el intervalo se tome la arena que se depositará sobre el empaque. Para esta operación se debe tener en cuenta el espacio que se tenga entre los intervalos.
4. Realizar las conexiones de superficie con la bomba Triplex.
5. Llenar el pozo hasta que obtener una circulación normal.
6. Agregar arena hasta obtener el tapón de arena ideal.
7. Sacar la tubería de trabajo con el RH.
8. Armar el *Full bore* y probar la válvula igualadora en superficie con una presión de 1500 a 2000psi.
9. Bajar el FB con la tubería de trabajo hasta +/- 1000ft.
10. Llenar el pozo.
11. Tensionar el FB y probar el sello del empaque por el anular con 1000 psi.
12. Continuar bajando el empaque hasta la profundidad requerida.
13. Probar el mecanismo del empaque.
14. Realizar charla técnica con el personal de *Workover* y Servicio a Pozos.
15. Realizar las conexiones en superficie con el equipo cementador y el descargue del pozo a los tanques de almacenamiento.
16. Cerrar la válvula del *tubing*.
17. Probar las líneas de superficie a la máxima presión de forzamiento.
18. Llenar el pozo (con el empaque fuera del seguro sin tensionarlo o asentarlo).
19. Tensionar el empaque.
20. Realizar prueba de inyección a la presión recomendada por el ingeniero de campo.

21. Colocar el empaque en su punto muerto con la válvula igualadora cerrada. En este punto las cuñas del empaque deben estar fuera del seguro, y este listo para tensionar.
22. Establecer circulación (en directa).
23. Bombear la cantidad de sacos de cemento requerida.
24. Observar el retorno del pozo por el anular en el tanque.
25. Desplazar el cemento con agua dulce, hasta +/- 500 ft por encima del empaque.
26. Tensionar el empaque.
27. Realizar el forzamiento del cemento, según los cálculos del ingeniero encargado, sin sobrepasar el tiempo de fragüe, dependiendo de la profundidad, la clase de cemento y los retardantes o acelerantes utilizados. No debe haber retorno de fluido por el anular.
28. Despresurizar la tubería.
29. Soltar el empaque.
30. Levantar el empaque o punta de tubería, el número de dobles recomendado por el ingeniero.
31. Realizar el desplazamiento en reversa para limpiar el exceso de cemento en la tubería, vigilando la cantidad de cemento retornada. En este caso como mínimo se bombea el doble de la capacidad de la tubería (*Back fluid*). En este paso la válvula igualadora del *Full bore* debe estar cerrada.
32. Sacar el empaque con la tubería y continuar con el programa de trabajo del pozo.

#### **4.4 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS OPERACIONES**

Teniendo en cuenta los procedimientos citados anteriormente, se realiza un análisis donde se pueden resaltar de manera general los aspectos técnicos que justifican la realización de las operaciones de reacondicionamiento de pozos con unidades de tubería flexible.

1. Generalmente cuando se realizan operaciones con equipo convencional, es necesario retirar el completamiento del pozo; con la unidad de tubería flexible se pueden realizar las operaciones por dentro de la tubería de producción, con lo cual se logra el beneficio de la disminución de los tiempos operacionales.
2. Es evidente la directa, permanente y necesaria manipulación por parte del personal, de los equipos y la tubería durante todas las operaciones que se desarrollan con equipo convencional, incrementando significativamente los riesgos de accidente; con la unidad de tubería flexible disminuyen sustancialmente estos riesgos, ya que las corridas de la sarta de TF se hacen de manera remota.
3. La configuración del equipo de control de presión permite que las operaciones con unidad de TF brinden seguridad y efectividad para intervenir pozos activos, que adicionalmente evitan el potencial daño a la formación que conlleva el tener que matar o controlar el pozo.
4. La tubería flexible brinda la posibilidad de cambiar o alterar las condiciones de operación durante la misma dependiendo de la situación que se pueda presentar. Por ejemplo, si se está realizando la limpieza y se están teniendo pérdidas de circulación, se puede cambiar el fluido de limpieza por N<sub>2</sub>. Esta posibilidad remotamente se tendría con un equipo convencional.
5. Los tiempos de movilización e instalación de los equipos y el espacio requerido en la locación son menores para una unidad de TF que para un equipo convencional de reacondicionamiento.

6. Se puede deducir la capacidad de la TF de bombear fluidos en todo momento, independientemente de la posición dentro del pozo o del sentido de viaje. El equipo convencional no permite esta labor.
7. Las operaciones asociadas pueden realizarse como parte de un servicio integrado, por ejemplo, puede realizarse una limpieza de pozo previo a una estimulación matricial y adicionalmente se puede utilizar nitrógeno para restaurar la producción si es necesario.
8. En operaciones desarrolladas con TF existe la posibilidad de una permanente circulación y bombeo de los fluidos al pozo mientras se introduce y se extrae la tubería.
9. Los tiempos operacionales son menores con TF que no requiere conexión entre secciones, contrario a lo que ocurre con el equipo convencional, lo que significa una menor pérdida de producción, adicionalmente mayores capacidades de tensión comparadas con operaciones con cable o línea de acero.
10. Realizar operaciones de estimulación con TF evita la exposición de la tubería y la cabeza de pozo al contacto directo con fluidos de tratamiento corrosivos y reduce la cantidad de tubería de revestimiento que entra en contacto con el ácido antes de entrar a la formación.
11. El equipo de tubería flexible garantiza la aplicación de la estimulación directamente en la cara del pozo, reduce la probabilidad de arrastre de desechos y con una química escasamente desgastada aumenta la posibilidad de éxito en las operaciones de estimulación.
12. En operaciones de estimulación con TF se presenta una reducción en los volúmenes requeridos de ácido, adicionalmente mediante el uso de agentes divergentes efectivos, es posible colocar el ácido directamente en las perforaciones requeridas o en la zona de interés, aumentando la eficiencia de la misma.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis, implica el estudio detallado de los costos para iniciar un proyecto y de mantenerlo funcionando en condiciones óptimas de operación, y además las ganancias que se pueden obtener del desarrollo del mismo, y si es o no conveniente llevarlo a cabo.

Adicionalmente los proyectos de inversión también se evalúan teniendo en cuenta las repercusiones sobre la comunidad, en cuanto a: satisfacer necesidades, generación de empleo, impacto tecnológico e impacto ambiental.

Uno de los objetivos más importantes del presente proyecto es justificar el uso de unidades de tubería flexible (TF) para trabajos de reacondicionamiento, esta evaluación determinará si el proyecto es viable o no, y cuál será el beneficio económico que genera el mismo; para ello se consideró parámetros para la evaluación económica de las operaciones, donde se hace especial énfasis en los costos de renta de los equipos incluyendo los costos de ingeniería, tiempo de operación y transporte.

Para que en el desarrollo de estas operaciones se obtenga el mayor éxito posible es fundamental llevar a cabo la evaluación económica teniendo en cuenta las tres etapas siguientes:

1. Estimar la inversión neta o inicial constituida por los costos de desarrollo del proyecto.
2. Estimar los flujos de efectivo generados durante la vida del mismo.
3. Evaluar la conveniencia de este de acuerdo con la comparación de la inversión neta, los flujos de efectivo y el uso de los métodos establecidos para ello.

## **5.1 INVERSION NETA O INICIAL<sup>19</sup>**

La inversión neta o inicial, se define como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los que la inversión inicial puede ser calculada: el primero es aquel en que el desarrollo físico del proyecto no existe y el segundo aquel que existiendo, va a ser modificado.

Para el cálculo de la inversión inicial se suman los costos que van a incurrir en el desarrollo del proyecto. Se pueden considerar los siguientes puntos asociados con el proyecto como: el valor de la infraestructura, los costos de instalación, los gastos de entrenamiento entre otros y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.

## **5.2 FLUJO DE EFECTIVO<sup>20</sup>**

El flujo de efectivo, es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. A fin de representar esta operación, suelen presentarse tales valores sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dura la operación medido en periodos, como se observa en la figura 48. En la estimación del flujo de efectivo, se deben considerar factores como los ingresos, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

Los ingresos es el dinero que le está entrando al proyecto, como ganancia o producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros;

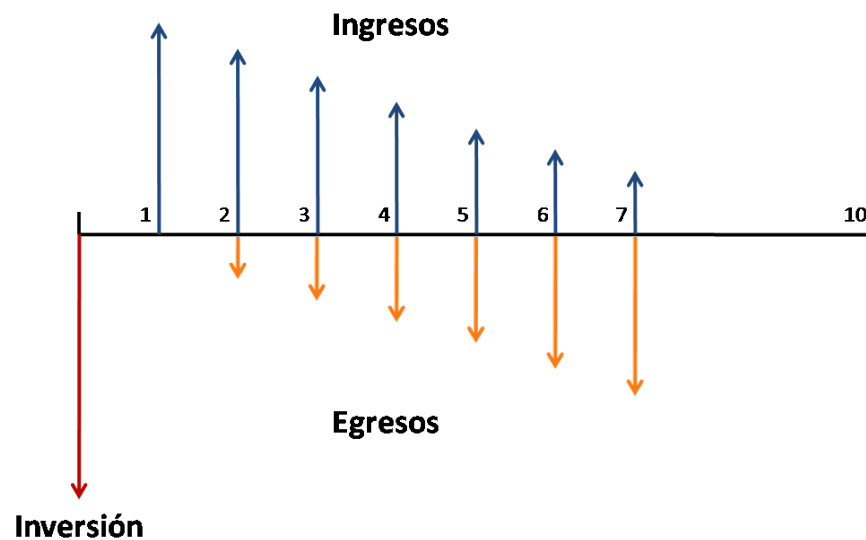
---

<sup>19</sup> AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. "Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado". Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petroleos, 2008.

<sup>20</sup> Ibit., p.117

mientras que los egresos es el dinero gastado por el proyecto o que se debe pagar como son compra de equipos, mantenimiento, operación, impuestos, regalías, etc.

**Figura 48. Representación grafica del flujo de efectivo**



**Fuente:** Los autores

### 5.3 COSTOS

En el análisis económico de un proyecto, se debe hacer un estudio minucioso de cada una de las variables que influyen en el mismo. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, los cuales varían en función del nivel de uso o de producción. Costo es el sacrificio, o esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> AFANADOR Op.cit., p.118

## 5.4 IMPUESTOS<sup>22</sup>

### 5.4.1 Regalías

Son los recursos económicos que reciben las entidades territoriales donde se explotan los recursos naturales no renovables, como el petróleo. Se establece sobre el valor de la producción en boca de pozo, y es igual al porcentaje que resulte de aplicar la escala que se presenta en la tabla 10.

Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15°), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

**Tabla 10. Escala para determinar las regalías en crudos livianos y semilivianos**

PRODUCCION DIARIA PROMEDIO MES	PORCENTAJE
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%*
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y%**
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%

**Fuente:** Colombia. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. Ley 756. Ley de Regalías. Bogotá D. C., 2002.

<sup>22</sup> LEON, Camilo. y BOHADA, Marlon. “Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución del Reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009.

\* Donde  $X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$

\*\* Donde  $Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$

#### **5.4.2 Impuesto de Renta**

Es un impuesto de orden nacional, directo y de periodo. Esto se debe a que tiene cobertura en todo el país y su recaudo está a cargo de la nación, a través de bancos y entidades financieras autorizadas, grava los rendimientos a las rentas del sujeto o empresa que responde por su pago ante el estado y tiene en cuenta los resultados económicos durante un periodo determinado; en consecuencia, para su cuantificación se requiere establecer la utilidad (renta) generada por el desarrollo de actividades durante un año.

Este impuesto es la principal fuente de recaudación impositiva en la actividad de producción de petróleo, en Colombia es alrededor del 35%. Este impuesto se aplica al total de los ingresos, menos los costos de operación y mantenimiento y la depreciación.

#### **5.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO**

Una vez conocida la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódicos que se espera que el proyecto genere, se utilizan diferentes criterios para determinar si un proyecto es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico.

El estudio económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), tasa promedio de retorno (TPR) y el tiempo de recuperación de la inversión o payback time; parámetros que nos permitirán determinar si el proyecto es o no rentable.

Por lo general, se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; es necesario hacer la evaluación por separado de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

## 5.6 CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO<sup>23</sup>

### 5.6.1 Valor Presente Neto (VPN)

Es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy, que corresponde a la sumatoria de los flujos de caja neta actualizados.

El valor presente neto es afectado generalmente por los costos de instalación y operación; la tasa de actualización y los precios de venta.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujodecaja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

Flujo de caja = Ganancia Neta – Impuestos

Ganancia Neta =  $I_n - E_n$

---

<sup>23</sup> LEON Op.cit., p.191

In representa los ingresos y En representa los egresos. En se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero.  $N$  es el número de periodos considerados (el primer periodo lleva el número 0, no el 1).

El valor  $In - En$ , indica los flujos de caja estimados de cada periodo. El tipo de interés es  $i$ , que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo.

Entre menor es la tasa de interés, mayor es el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

El valor presente neto se interpreta de la siguiente forma:

- V.P.N. (+) = PROYECTO VIABLE.
- V.P.N. = 0 NO ATRACTIVO. (Genera un interés igual a la tasa de oportunidad del mercado).
- V.P.N. (-) = NO ATRACTIVO. (Genera un interés menor a la tasa de oportunidad del mercado).

## **5.6.2 Tasa de Rendimiento Económico**

### **5.6.2.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Llamada también Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad del mismo.

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\textit{Flujodecaja}}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde C= inversión inicial.

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- ❖ El valor presente neto (VPN) es mayor que cero.
- ❖ La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, aún más con la tendencia al alza del precio del barril de petróleo, razón por la cual las inversiones se realizan a corto plazo.

### 5.6.2.2 Tasa Promedio de Retorno

También con los flujos de caja, se calcula el TPR y este nos proporcionara una visión de la tasa a la que se recuperara la inversión en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto.

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\textit{Flujosdecaja}}{\textit{Numerodeaños}(n)}}{\textit{Inversioninicial}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n, dados en años.

### 5.6.3 Tiempo de recuperación de la inversión o *Payback Time*<sup>24</sup>

El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial.

También se puede considerar, como el tiempo que le toma a la operación del negocio o proyecto generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada. En los países donde la situación política y económica es inestable, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

#### 5.6.3.1 Payback Simple

Muestra los años que tomara la inversión en ser recuperada, sin considerar el valor del dinero en el tiempo. Su metodología de cálculo, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo netos generados por el proyecto, con la inversión inicial, para determinar el número de años que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

$$PaybackSimple = \frac{Inversióninicial}{Flujodeefectivoanual} \quad \text{Ecuación 4}$$

---

<sup>24</sup> AFANADOR Op.cit., p.196.

### 5.6.3.2 Payback Ajustado

Es el que más conviene al proyecto ya que considera el valor que van adquiriendo tanto los ingresos como los egresos con el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo netos con el valor presente de la inversión inicial requerida. Es decir, este método calcula el tiempo necesario para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo.

$$PaybackAjustado = \frac{VP_{Inversióninicial}}{VP_{Flujodeefectivoanual}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Con estos resultados se puede determinar la conveniencia del proyecto, teniendo en cuenta las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos de evaluación.

Este criterio tiene la ventaja de su simplicidad, pero adolece de una desventaja fundamental, el comparar directamente valores producidos en distintos momentos de tiempo, además de no tener en cuenta la rentabilidad del proyecto, ni los flujos de caja que se generan una vez recuperada la inversión inicial.

A pesar de ello este método sigue utilizándose, aunque más bien como complemento de otros métodos más rigurosos (VPN y TIR). Ofrece una visión, por cierto limitada, del riesgo y de la liquidez de un proyecto. Cuanto más breve sea el período de recuperación, tanto menos riesgoso y tanto más líquido se supone que es el proyecto, normalmente se aplica en la etapa de evaluación de proyectos denomina “de idea”, y muchas veces los inversionistas internacionales lo utilizan como medida anti-riesgo.

Sin embargo en la industria de los hidrocarburos el tiempo de retorno de la inversión se suele calcular con la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{\text{costo estimado}}{(\text{preciobarril} * \text{incremento esperado})} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

PR = Tiempo de retorno de inversión.

Costo estimado = Costo total de la operación de *Workover*.

Precio del barril = Costo en USD del barril de referencia (WTI).

Incremento esperado = Caudal obtenido después de la operación (Bbl).

Este método es ampliamente utilizado ya que ofrece la ventaja de hallar el tiempo real de recuperación de los costos por pozo después de una operación de reacondicionamiento.

## 5.7 INGRESOS<sup>25</sup>

En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo.

La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes; y el precio del petróleo se puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

---

<sup>25</sup> AFANADOR Op.cit., p.198

## 5.8 PRECIO DEL CRUDO<sup>26</sup>

Para el cálculo del precio del petróleo, se utilizan métodos de predicción, debido a la volatilidad del mismo. Dentro de estos se puede encontrar los métodos convencionales de predicción, los cuales consideran tres casos para cuantificar la incertidumbre: el pesimista, el más probable y el optimista. Estas predicciones de precios se refieren comúnmente como *hockey stick*, en las cuales el precio declina por algún período y luego incrementa paulatinamente. También se utilizan métodos probabilísticos como el *bootstrap*, los cuales son tediosos de calcular; y métodos estadísticos, como la simulación secuencial gaussiana, que utiliza la distribución y variabilidad histórica del precio.

En la industria, se hace un manejo de la incertidumbre que tiene el precio futuro del crudo, comúnmente con el método de simulación de Montecarlo, el cual hace un análisis de sensibilidad, análisis de escenarios y probabilidad.

Además, hay que tener en cuenta que el crudo se valora inicialmente dependiendo de su sitio de origen y el mercado en que se va a negociar o entregar, seguidamente se cotiza según algunas propiedades físicas y químicas que a la larga determinan su precio, la primera es la gravedad API y la segunda es el contenido de azufre. De acuerdo a la primera, se determina si el crudo es liviano, medio, pesado o extra pesado; y de acuerdo a la segunda, se valora como dulce si el contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> es menor al 0.5%, y ácido si sobrepasa el 0.5%.

Las transacciones de los volúmenes de crudo producidos a nivel mundial, se valoran en base a un número reducido de crudos que son referencia, para calcular precios y fijar contratos de compra y entrega de crudo. Como se mencionó anteriormente de acuerdo al lugar de origen del crudo y el mercado en que se mueve, su precio se establece de acuerdo a los principales crudos de referencia

---

<sup>26</sup> AFANADOR Op.cit., p.198

entre los cuales encontramos el *West Texas Intermediate (WTI)*, *Brent Blend*, Dubai y el Cesta OPEP.

Cabe notar que, al calcular el precio de un crudo específico se toma un crudo de referencia de acuerdo a las negociaciones en la comercialización de este. Para Colombia, el crudo de referencia es el WTI y el precio de cada uno se toma como una prima o un descuento sobre el valor base dado diariamente en la *Nymex*, de acuerdo a las características del crudo a negociar comparado con las características básicas del crudo WTI.

## **5.9 EVALUACIÓN ECONOMICA PARA LA ESTIMULACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE**

Esta evaluación se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de retorno de la inversión (PR); parámetros que nos permitirán determinar si el proyecto es o no rentable. En nuestro caso el flujo de caja será proyectado sólo a un año, debido a la rápida recuperación de la inversión en el tratamiento.

### **5.9.1 Descripción de los costos de reacondicionamiento**

A continuación se presenta el trabajo de reacondicionamiento propuesto, tiempo estimado y el costo total aproximado para su ejecución; la inversión asciende a 41.127 USD (cuarenta y un mil ciento veintisiete dólares americanos), valor que representa el costo de reacondicionamiento del pozo con unidad de tubería flexible.

El costo aproximado para realizar esta operación en el pozo seleccionado se detalla a continuación. El costo de operación que se presenta fue tomado de la lista de precios vigentes proporcionado por la compañía de servicios que ejecutó la operación.

**TRABAJO PROPUESTO:** Estimulación Matricial con Tubería Flexible

**TIEMPO ESTIMADO (Horas):** 15

**COSTO ESTIMADO (USD):** 41.127

### **5.9.2 Ingresos**

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes, a partir de la fecha de intervención del pozo.

### **5.9.3 Egresos**

Los egresos constituyen, la suma de costos de reacondicionamiento del pozo y el costo operativo de producción que se encuentra en el orden de 7 dólares por barril.

La rentabilidad de proyectos en la industria petrolera es alta, aún más con la tendencia al alza del precio del barril de petróleo que impera actualmente, razón por la cual las inversiones se realizan a corto plazo.

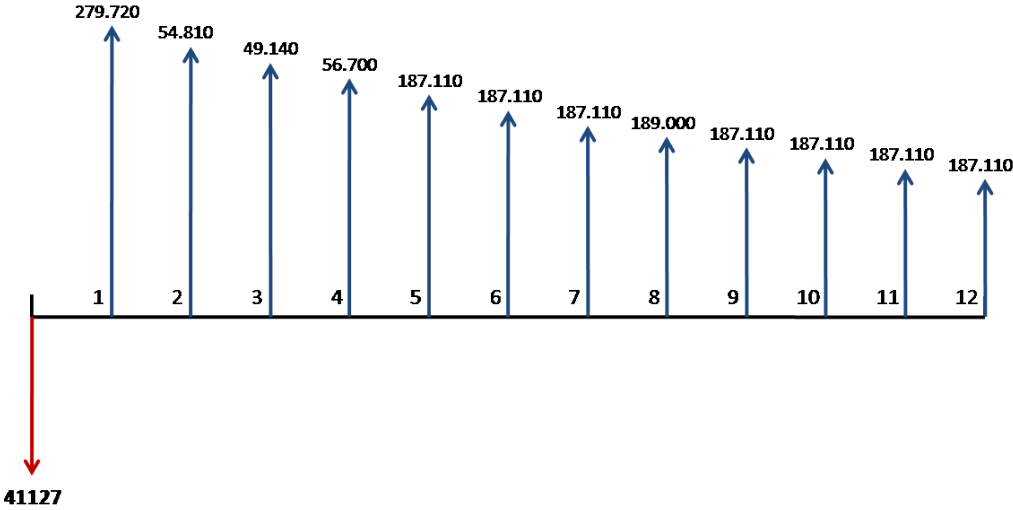
En la figura 49, se presenta el diagrama de flujo para la operación de estimulación matricial con TF, en el cual se indica la inversión y los ingresos obtenidos en los meses posteriores a dicha intervención.

#### **5.9.4 Hipótesis para el análisis económico**

Las hipótesis en las que se basa el análisis económico del proyecto son las siguientes:

- ❖ Se estima una tasa de actualización anual igual al 12 %, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1 %.
- ❖ No se toman en cuenta los impuestos fiscales por lo cual no se considera la depreciación contable de los equipos.
- ❖ La estimación del costo operativo de producción es de 7 USD/BBL.
- ❖ Se utilizó el modelo de declinación promedio del pozo, la cual presenta un comportamiento lineal, que es el que mejor se ajusta a los datos históricos del campo para obtener los caudales de los 7 últimos meses de evaluación.
- ❖ Se considera el incremento de la producción en un 50% del que se podría conseguir al tener como resultado un daño igual a cero posterior a los trabajos de estimulación.
- ❖ El análisis económico del proyecto considera un precio de venta del petróleo de 70 USD/BBL, con el cual se evaluara económicamente el proyecto y se determinara la viabilidad del mismo.

**Figura 49. Flujo de caja para estimulación con Tubería Flexible (US\$)**



**Fuente:** Los autores

**Tabla 11. Datos para análisis económico de estimulación matricial con UTF**

<b>CALCULOS PARA EL ANALISIS ECONOMICO DE LA ESTIMULACION MATRICIAL CON UTF</b>												
<b>PRECIO BARRIL (USD)</b>		<b>70</b>										
<b>COSTO OP (USD)</b>		<b>7</b>										
<b>FACTOR DE DECLINACION</b>		<b>8,8</b>										
<b>TASA DE ACTUALIZACION %</b>		<b>12</b>										
<b>TASA EFECTIVA MENSUAL</b>		<b>0,01</b>										
<b>PERIODO (Meses)</b>	<b>Qi</b>	<b>Q Post Tratamiento</b>	<b>Incremento de Producción (bppd)</b>	<b>Barriles producidos por periodo (bppm)</b>	<b>Ingresos por venta (USD)</b>	<b>Inversión (USD)</b>	<b>Costo Operativo (USD)</b>	<b>Egreso Total (USD)</b>	<b>Flujo de caja (USD)</b>	<b>Ingreso Total Actualizado (USD)</b>	<b>Egreso Total Actualizado (USD)</b>	<b>Flujo de Caja Actualizado (USD)</b>
0			0		0	41127	0	41127	-41127	0	41127	-41127
1	127	275	148	4440	310800	0	31080	31080	279720	307723	30772	276950
2	118	147	29	870	60900	0	6090	6090	54810	59700	5970	53730
3	109	135	26	780	54600	0	5460	5460	49140	52994	5299	47695
4	101	131	30	900	63000	0	6300	6300	56700	60542	6054	54488
5	92	191	99	2970	207900	0	20790	20790	187110	197810	19781	178029
6	83	182	99	2970	207900	0	20790	20790	187110	195851	19585	176266
7	74	173	99	2970	207900	0	20790	20790	187110	193912	19391	174521
8	65	165	100	3000	210000	0	21000	21000	189000	193931	19393	174538
9	57	156	99	2970	207900	0	20790	20790	187110	190091	19009	171082
10	48	147	99	2970	207900	0	20790	20790	187110	188209	18821	169388
11	39	138	99	2970	207900	0	20790	20790	187110	186346	18635	167711
12	30	129	99	2970	207900	0	20790	20790	187110	184501	18450	166051
					<b>2154600</b>					<b>2011610</b>	<b>242288</b>	<b>1769322</b>
<b>VAN (USD)</b>	<b>1769322</b>											
<b>TIR</b>	<b>595%</b>											
<b>PR (Días)</b>	<b>6,87</b>											
<b>RBC</b>	<b>8,30</b>											

Fuente: Los autores

### 5.9.5 Resultados del análisis económico

Toda la información económica está plasmada en la Tabla 11, hecha a partir de una hoja de cálculo desarrollada en MS Excel.

El resumen de los resultados obtenidos del análisis económico del pozo intervenido son los siguientes:

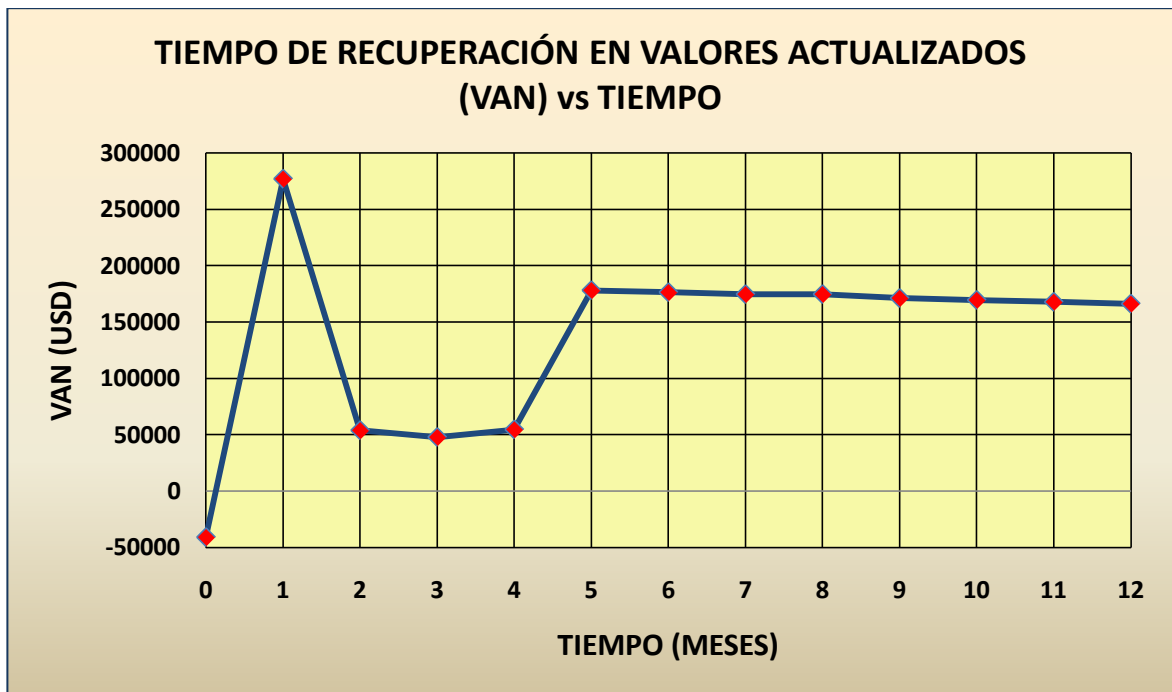
**VAN: 1'769.322 USD**

**TIR: 595%**

**PR: 6,87 días**

Analizando estos resultados, se llega a la conclusión que el tratamiento efectuado en este pozo, es altamente rentable, como se puede apreciar en la figura 50, en donde solo en el primer mes se obtiene un ingreso cercano a los 280.000 USD producto de la producción incremental de crudo, con lo cual se paga fácilmente la inversión neta o costo inicial del procedimiento.

**Figura 50. Tiempo de recuperación en valores actualizados (VAN) vs tiempo**

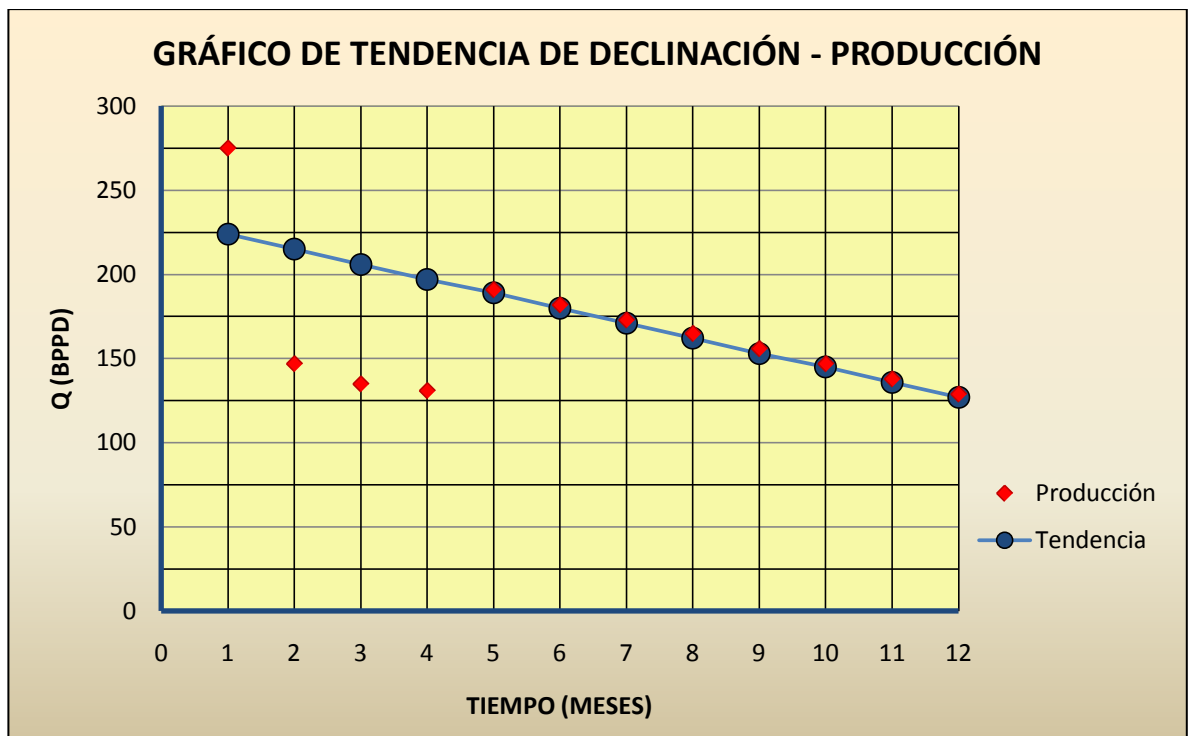


Fuente: Los autores

En la figura 51 se observa el comportamiento de la producción después del tratamiento. Antes de iniciar el tratamiento se tenía una producción de 127 BPPD, realizado el tratamiento se logró llegar a una producción inicial de 275 BPPD lo que corresponde a un incremento de 148 BPPD, estabilizándose la producción en un promedio de 150 BPPD en los meses posteriores a la fecha de intervención. Obteniendo un incremento sostenido de 23 BPPD, ajustándose a la curva de declinación a partir del quinto mes.

También se calculó el tiempo en que se recupera la inversión (Costo del Tratamiento) y es de aproximadamente 7 días, lo que indica la gran rentabilidad que representa este tipo de tratamiento aplicando la tecnología de tubería flexible.

**Figura 51. Gráfico de tendencia de declinación - producción**



**Fuente:** Los autores

## **5.10 EVALUACION ECONÓMICA EN OPERACIONES DE LIMPIEZA DE ARENA CON TUBERÍA FLEXIBLE**

El análisis económico de las operaciones de limpieza realizadas con tubería flexible, está basado en una estadística de las intervenciones a los pozos realizadas durante el año 2010. El estudio efectuado pretende suministrar información detallada que permite establecer las ventajas económicas de la utilización de una unidad de tubería flexible como herramienta en la limpieza de los pozos productores.

La estadística general del número de intervenciones por pozo está en 0,5, teniendo en cuenta que el número total de pozos es de 250, de los cuales 100 utilizan el bombeo por cavidades progresivas como sistema de levantamiento y 150 producen mediante bombeo mecánico.

La tabla 12 que se muestra a continuación, presenta en detalle la estadística de intervenciones de limpieza, discriminando el sistema de levantamiento del pozo y el equipo utilizado en la operación.

De los datos registrados, podemos observar la diferencia en los tiempos de estabilización y el promedio de días de equipo en pozo, entre el equipo de reacondicionamiento convencional y la unidad de tubería flexible, siendo para ésta última significativamente inferior.

Dado que la producción acumulada para un pozo después de una operación de limpieza, es independiente de la técnica empleada en esta, llámese unidad de TF o equipo de reacondicionamiento convencional, el estudio económico se basa en los tiempos de operación y la correspondiente pérdida de producción asociada.

En la tabla 12, también podemos observar que el número de intervenciones es mayor al número de pozos, lo que significa que algún o alguno de los pozos tuvo que ser intervenido en más de una oportunidad durante el año 2010.

**Tabla 12. Datos estadísticos de intervenciones de limpieza**

Sistema de levantamiento	Equipo	Tipo de Limpieza	No. de intervenciones	Cantidad de pozos	Prom. Equipo en pozo (días)	Prom. estabilización (días)
<b>BOMBEO MECÁNICO</b>	Con equipo de Workover	Circulación con agua	26	22	5,2	20,6
	Con unidad de Tubería Flexible	Circulación con agua	7	7	2,7	1,2
		Circulación con Nitrógeno	4	4	1,5	1
<b>CAVIDADES PROGRESIVAS</b>	Con equipo de Workover	Circulación con agua	18	15	6,3	21
	Con unidad de Tubería Flexible	Circulación con agua	2	1	1,5	4,5
		Circulación con Nitrógeno	6	5	1,67	2
	Con Bomba Desarenadora	Desarenadora	6	6	8,5	5

**Fuente:** Los autores

A manera de cultura general, es bueno señalar que en el campo del cual de seleccionaron los pozos objeto del presente trabajo, existen pozos denominados “críticos”, donde el número de intervenciones por limpieza de arena puede llegar a seis en un periodo de un año.

Para la evaluación se tuvo en cuenta lo siguiente, de los pozos intervenidos por limpieza, seleccionamos uno al cual se le realizaron 3 operaciones durante el 2010, dos de estas intervenciones con equipo de reacondicionamiento y una con Unidad de Tubería Flexible. Por efectos de confidencialidad de la información nos referiremos al pozo como A1 y presentaremos la información de la limpieza con equipo, que resulta más favorable. La información correspondiente al pozo y los datos asociados con las dos intervenciones se consignan en la tabla 13.

**Tabla 13. Datos de intervenciones y costos asociados a la operación de limpieza para el pozo A1**

BOPD	BSW	Tipo de Limpieza	Equipo	Movilización (U\$)	Costo equipo/día (U\$)	Días equipo en pozo	Días Estabilización	Columna de limpieza	producción acumulada (bbls)	Costo Total (U\$)
94	74	Circulación	Equipo Workover	7500	11000	4	14	733	705	51500
94	74	Circulación	Tubería Flexible	6000	20000	1	1	1029	1316	48000*

**Fuente:** Los autores

En esta información se puede observar que el tiempo de estabilización del pozo una vez realizada la operación de limpieza con Tubería Flexible, disminuye en 13 días en una de las intervenciones comparado con el equipo convencional, lo que implica una mayor ganancia en la producción. El tiempo de estabilización hace referencia al tiempo en el cual el pozo alcanza su potencial (para nuestro caso 94 BOPD) con el corte de agua esperado.

Asumiendo un incremento constante en la tasa de producción durante los 14 días que se demora en alcanzar su potencial (intervención con equipo de reacondicionamiento), se puede verificar que al realizar la limpieza con una unidad de TF, se están ganando 611 bbls de producción que equivalen a US\$ 42770, estimando US\$ 70 como precio base del crudo.

Los costos asociados a la operación de limpieza, incluida la movilización de los equipos, también se encuentran plasmados en la tabla 13.

Como podemos observar, tanto los costos operativos, como la diferida de producción, son inferiores cuando realizamos la limpieza con una unidad de TF.

Los costos presentados anteriormente están establecidos para un pozo al que se le realizaron 3 operaciones de limpieza, la última de ellas con TF. El valor de la movilización en ambos casos se establece para una distancia promedio del campo del cual fueron tomados los datos.

En el costo total (U\$ 48000\*) para la intervención con Unidad de Tubería Flexible está incluido el valor del equipo de varilleo durante cuatro días, el cual asciende a U\$ 22000 (costo equipo por día U\$ 5500). El tiempo total que dura la operación de limpieza con unidad de TF para este caso es de cuatro días, aunque la unidad se utiliza y permanece solo un día en el pozo.

#### **5.10.1 Resultados del análisis económico**

1. La operación de limpieza de arena con unidad de TF resulta económicamente más favorable que con equipo convencional, en algunos casos puede llegar a ser hasta tres veces menor.
2. El tiempo que dura la operación de limpieza con TF generalmente es menor, aunque en nuestro caso es el mismo tiempo, en algunas oportunidades puede llegar a ser la cuarta parte del tiempo que se demora la intervención con equipo convencional.
3. El tiempo que dura cerrado el pozo por la intervención con TF siempre es menor, lo que conlleva a que la pérdida de producción o producción diferida sea menor, lo cual favorece ostensiblemente la economía del proyecto.
4. El tiempo de estabilización del pozo después de la intervención con TF, para el caso analizado es 13 días menos que con equipo convencional, lo cual representa una buena ganancia en la producción acumulada.

Por todos estos factores se considera que las intervenciones de limpieza de arena con unidad de TF son económicamente favorables en comparación con las intervenciones desarrolladas con equipo convencional.

## 5.11 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS EN OTRAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO CON TUBERÍA FLEXIBLE

### 5.11.1 Operaciones de Abandono de Pozos

CON TORRE DE REACONDICIONAMIENTO		CON UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE	
Con limpieza	Sin limpieza	Con limpieza	Sin limpieza
Tiempo = 5 días	Tiempo = 3 días	Tiempo = 1.5 días	Tiempo = 1 día
96016 USD	68103 USD	84527 USD	37873 USD

### 5.11.2 Operaciones de Cementación Forzada

CON TORRE DE REACONDICIONAMIENTO	CON UNIDAD DE TUBERIA FLEXIBLE
Tiempo = 22 días	Tiempo = 4.5 días
425000 USD	79300 USD

## CONCLUSIONES

- ❖ Los trabajos de reacondicionamiento con tubería flexible son generalmente de bajo costo y reducido tiempo de trabajo en comparación con los realizados con equipo convencional de reacondicionamiento.
- ❖ La tecnología de tubería flexible aplicada en operaciones de reacondicionamiento de pozos presentan entre otras ventajas, tiempos de viaje rápido y circulación continúa sin conexiones de tubos, intervención de pozos activos con control de presión mejorado y una huella más pequeña para generar menor impacto ambiental, que la hacen atractiva, lo que constituye una opción viable para operaciones correctivas exigentes.
- ❖ El uso de unidades de tubería flexible en algunas operaciones de reacondicionamiento de pozos, permite la disponibilidad de los equipos convencionales para intervenir pozos donde sea prioritario el uso de estos.
- ❖ En los tratamientos de estimulación utilizando tubería flexible pueden dar buenos resultados cuando la geometría del pozo permite que la cabeza rotatoria de la tubería flexible acceda a la altura misma de la cara de arenisca para aplicar presión directamente a la zona que se desea estimular, y cuando no deseamos que el ácido este mucho tiempo en contacto con la tubería de producción.
- ❖ El tiempo en que el comportamiento de la producción de un pozo que haya sido estimulado con tubería flexible se ve afectada positivamente, se encuentra

en el rango de entre seis y nueve meses para los trabajos analizados, en donde se nota que la producción del pozo decae nuevamente en forma natural.

- ❖ El tiempo necesario para la recuperación de la inversión en proyectos de reacondicionamiento con tubería flexible es sumamente corto esto debido principalmente al precio actual del petróleo a nivel mundial y a la recuperación de producción obtenida. Siendo la utilidad como en toda inversión relacionada con la industria de los hidrocarburos bastante alta.
- ❖ En términos de efectividad y seguridad en la intervención de pozos activos es mucho más ventajoso desarrollar operaciones con tubería flexible que con unidades convencionales de reacondicionamiento, adicional a esto el aspecto técnico de evitar matar o controlar el pozo, evita daños mayores a la formación.
- ❖ Los programas de control de procesos de la tubería flexible tienen funciones de seguridad automáticas incorporadas, que reducen la exposición a los riesgos en ambientes propensos a errores humanos.

## RECOMENDACIONES

- ❖ La tecnología de tubería flexible presenta un gran desarrollo y un amplio rango de aplicabilidad; por lo que se recomienda mayor interacción entre las compañías operadoras y de servicios para ampliar su aplicación en nuestro país.
- ❖ Hacer un seguimiento más completo a los pozos intervenidos con tubería flexible, para obtener datos más exactos de los mismos, lo que nos permitirá mejorar en la planeación y ejecución de operaciones futuras y por lo tanto mejores resultados.

## BIBLIOGRAFÍA

- CHAREUF AFGHOUL, Ali. Tubería flexible: La próxima generación. En: Oilfield Review. Houston. Vol. 16, No. 1, verano de 2004. p. 40-61.
- CTES, L.P. COILED TUBING MANUAL. Conroe, Texas. Julio de 2005. 934 p
- ICoTA, Intervention & Coiled Tubing Association. An Introduction to Coiled Tubing. 31 p.
- Manual de Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos. Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM) 2006. 780 p
- AFANADOR, Carlos. y DELGADO, Luis. “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2008
- RODRIGUEZ, Rubén. y BERNAL, José. “Metodología Para la Perforación de Pozo Infill en un Campo Maduro con Ambiente de Depositación Fluvial. Aplicación Campo Colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009
- LINERO Lina Marcela. Evaluación de los problemas de abrasión en tubería flexible en trabajos de intervención de pozos en los campos Cusiana y Cupiagua [Trabajo de Grado]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos; 2005. 109 p.

- Hocol S.A. Procedimientos en Operaciones de Workover. Segunda Edición. 2005
- LEON, Camilo. y BOHADA, Marlon. “Metodología Para la Selección, Diseño y Ejecución del Reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al campo colorado”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico-Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos, 2009.
- <http://www.vanoil.com/>
- <http://www.nov.com/>
- <http://www.icota.com/>
- <http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview>
- [www.petroleo.com/pi/formas/63002/CoiledTubing.pdf](http://www.petroleo.com/pi/formas/63002/CoiledTubing.pdf)