



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**“Aplicación de la perforación bajo balance con tubería flexible en el sur de Texas”**

**Tesis profesional**  
para obtener el título de:  
**Ingeniero Petrolero**

Presenta:  
**Santamaría Guzmán Christian**



Director de tesis: Ing. Hermilo Montes San Cristóbal  
México D.F., Ciudad Universitaria 2015

## ***Agradecimientos***

Por su tiempo, confianza, apoyo, dedicación y paciencia le agradezco al Ing. Hermilo Montes San Cristóbal. Sus conocimientos y orientación fueron fundamentales para el logro de este proyecto.

Gracias por abrirme sus puertas y volverse mi segundo hogar, por darme las armas del conocimiento necesarias para mi formación profesional y hacerme sentir orgulloso de pertenecer a mi amada Universidad Nacional Autónoma de México.

A la Facultad de Ingeniería, por ser la cuna de muchos que como yo elegimos el maravilloso reto de estudiar ingeniería, por darnos las herramientas y apoyo para lograr una formación integral, gracias.

Le agradezco a Dios, por darme fuerza y coraje en momentos difíciles, acompañarme a lo largo de este y muchos logros más, darme la voluntad que he necesitado para alcanzar este sueño y llenar mi vida de amor.

Mis padres han sido mi ejemplo más grande de esfuerzo, perseverancia, amor y voluntad, gracias por inculcarme sus valores y permitirme aprender de sus virtudes.

A mis familiares, amigos, hermanos y novia, les agradezco por todo el apoyo, confianza y fe que depositan en mí, por llenar mis días de alegrías y ser parte de mi crecimiento.

## **Resumen**

El presente trabajo es el resultado de la recopilación y revisión de información obtenida de distintas fuentes (libros, revistas técnicas, manuales, etc.), relacionadas con la técnica de Perforación Bajo Balance utilizando equipo de Tubería Flexible y algunas herramientas necesarias para realizar trabajos direccionales.

Capítulo 1. “Perforación Bajo Balance”, en este capítulo se describen de manera breve aspectos básicos relacionados con esta técnica de perforación, sus aplicaciones, sistemas de fluidos de perforación, equipo necesario, etc.

Capítulo 2. “Tubería Flexible”, se mencionan los componentes de una unidad de tubería flexible, cabeza inyectora, válvulas, conjunto de preventores, así como las limitaciones que tiene el sistema.

Capítulo 3. “Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible”, en este capítulo se enlistan y describen las herramientas y equipos necesarios para realizar las operaciones de perforación con tubería flexible como son barrenas, motor de fondo, lastrabarrenas y herramientas de orientación por mencionar algunas, así como las condiciones hidráulicas del pozo para alcanzar las condiciones bajo balance durante la perforación.

Capítulo 4. “Planeación de una Operación de Perforación con Tubería Flexible”, este capítulo tratara de manera general cuestiones que se deben tener en cuenta para realizar una operación de este tipo, como son las responsabilidades del planeador, consideraciones de la locación, condiciones de presión así como cuestiones y procedimientos de control, seguridad del pozo y personal.

Capítulo 5. “Aplicación de la Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible”, en este último capítulo se presenta un programa de perforación de un pozo con dos secciones laterales, las cuales serán perforadas en condiciones bajo balance con tubería flexible. Se presenta dicho programa con los aspectos tratados en los capítulos anteriores aplicados a un caso real, así como la información necesaria para que un proyecto de este tipo se lleve a cabo de manera óptima y segura.

## Índice

<b>Introducción</b> .....	<b>VI</b>
<b>1. Perforación bajo balance</b> .....	<b>1</b>
1.1. Definición y características .....	1
1.2. Perforación Lowhead .....	3
1.3. Razones para utilizar la perforación bajo balance .....	3
1.3.1. Maximización de la recuperación de hidrocarburos.....	4
1.3.2. Reducción de problemas relacionados a la presión durante la perforación. 5	
1.4. Calcificación de los sistemas de perforación bajo balance y de presión controlada .....	5
1.5. Selección del correcto candidato para la perforación bajo balance .....	7
1.5.1. Consideraciones para la selección de un yacimiento .....	8
1.6. Limitaciones económicas.....	11
1.6.1. Costos asociados a la perforación bajo balance.....	11
1.7. Estudios de yacimientos .....	12
1.8. Diseño de una operación de perforación bajo balance.....	12
1.8.1. Requerimientos de BHP .....	12
1.8.2. Sistemas de fluidos de perforación .....	13
1.8.3. Modelado de flujo y diseño de pozo.....	20
1.8.4. Equipo de fondo para operaciones de perforación bajo balance .....	28
1.8.5. Equipo superficial para operaciones de perforación bajo balance .....	30
1.9. Terminación de pozo perforados bajo balance .....	40
1.10. Limitaciones .....	40
1.10.1. Limitaciones técnicas.....	41
1.11. Abreviaturas y definiciones.....	42
1.12. Referencias .....	42
<b>2. Tubería flexible</b> .....	<b>44</b>
2.1. Historia .....	44
2.1.1. Evolución del equipo de tubería flexible.....	46
2.1.2. Servicios con tubería flexible .....	47
2.2. Equipo superficial de CT.....	49
2.2.1. Equipo de control de pozos .....	49
2.2.2. Cabeza inyectora y arco guía.....	55

2.2.3.	Carrete de tubería .....	60
2.2.4.	Unidades de potencia .....	62
2.2.5.	Cabina de control y consola del operador.....	63
2.2.6.	Estructura de elevación de tubería flexible .....	63
2.2.7.	Sistema de adquisición de datos de tubería flexible .....	64
2.3.	Equipo subsuperficial y herramientas de fondo de pozo para CT.....	65
2.3.1.	Conectores.....	65
2.3.2.	Válvulas Check .....	66
2.3.3.	Desconexiones de tubería flexible.....	67
2.3.4.	Válvulas de circulación y control para tubería flexible .....	67
2.3.5.	Ensamblaje del cabezal del motor de fondo .....	68
2.3.6.	Aceleradores y Jars de tubería flexible .....	69
2.3.7.	Centradores para tubería flexible .....	70
2.4.	Límites mecánicos de la tubería flexible.....	70
2.4.1	Esfuerzos de la tubería flexible .....	71
2.4.2	Límites de la tubería flexible.....	73
2.5.	Vida útil de la tubería flexible.....	75
2.5.1.	Fatiga del metal.....	75
2.5.2.	Fatiga de la tubería flexible.....	75
2.6.	Abreviaturas y definiciones.....	77
2.7.	Referencias.....	78
<b>3.</b>	<b>Perforación bajo balance con tubería flexible .....</b>	<b>79</b>
3.1.	Perforación con CT .....	79
3.1.1.	Pozos no direccionales .....	80
3.1.2.	Pozos direccionales .....	80
3.1.3.	Ensamblaje de fondo .....	81
3.1.4.	Motores de fondo para perforación con CT .....	83
3.1.5.	Barrenas para CTD.....	87
3.2.	Fluidos de perforación e hidráulica de pozo .....	91
3.2.1.	Perforación bajo balance .....	92
3.3.	Salir de un pozo existente .....	96
3.3.1.	Whipstock convencional (sin tubería de producción) .....	97
3.3.2.	Whipstock a través de la tubería de producción .....	103

3.3.3.	Whipstock en un tapón de cemento .....	104
3.4.	Abreviaturas y definiciones.....	105
3.5.	Referencias .....	106
<b>4.</b>	<b>Planeación de una operación de perforación con tubería flexible.....</b>	<b>107</b>
4.1.	Responsabilidades del planificador .....	107
4.1.1.	Preparación técnica .....	107
4.1.2.	Preparaciones administrativas .....	109
4.2.	Consideraciones de la ubicación en la planeación .....	109
4.3.	Consideraciones de la planeación para el tipo de pozo .....	109
4.3.1.	Pozos nuevos y profundizaciones verticales .....	109
4.3.2.	Sidetrack en pozos existentes (reentrada a pozos) .....	111
4.4.	Introducir y extraer tuberías del pozo .....	112
4.4.1.	Grúas.....	112
4.4.2.	Subestructura con sistema de jacking.....	112
4.5.	Despliegue del BHA para perforación bajo balance .....	113
4.5.1.	Lubricador externo .....	113
4.5.2.	Lubricador interno .....	113
4.6.	Selección de quipos para CTD.....	114
4.6.1.	Unidad de CTD .....	114
4.6.2.	BHA .....	115
4.6.3.	Equipo de control de presión .....	116
4.6.4.	Sistema de detección de brotes .....	116
4.6.5.	Sistemas de fluidos de perforación .....	117
4.6.6.	Equipo de bombeo.....	117
4.6.7.	Sistema de adquisición de datos.....	118
4.6.8.	Equipo de manejo de tuberías de rosca.....	118
4.6.9.	Equipo auxiliar de superficie.....	118
4.6.10.	Seguridad y equipo de respuesta de emergencias.....	118
4.7.	Control de pozo y procedimientos de seguridad.....	119
4.7.1.	Consideraciones para condiciones sobre balance .....	119
4.7.2.	Consideraciones para condiciones bajo balance.....	120
4.8.	Cálculos de perforación direccional.....	120
4.9.	Abreviaturas y definiciones.....	122

4.10.	Referencias .....	122
<b>5.</b>	<b>Aplicación de la perforación bajo balance con tubería flexible .....</b>	<b>124</b>
5.1.	Información general .....	124
5.1.1.	Resumen ejecutivo .....	124
5.1.2.	Preparación del pozo .....	125
5.1.3.	Objetivo del pozo .....	125
5.1.4.	Tabla de datos del pozo .....	126
5.1.5.	Ubicación del pozo .....	127
5.1.6.	Diagrama del pozo .....	128
5.1.7.	Datos de la tubería de revestimiento .....	129
5.1.8.	Datos de la tubería flexible .....	129
5.1.9.	Datos del carrete de tubería .....	130
5.1.10.	Perfil direccional .....	131
5.1.11.	Programa de fluido de perforación .....	133
5.1.12.	Programa de LWD .....	137
5.1.13.	Programa de reconocimiento.....	138
5.1.14.	Paquete bajo balance .....	139
5.1.15.	Equipo de prevención de reventones .....	140
5.1.16.	Pruebas de presión y procedimientos de control de pozo .....	141
5.1.17.	Simulacros de emergencia .....	142
5.1.18.	Gradiente de presión de formación .....	142
5.1.19.	Perfil tiempo-profundidad .....	143
5.1.20.	Desglose de operaciones .....	143
5.1.21.	Hoja de disposición de equipo.....	147
5.2.	Potenciales riesgos operativos.....	148
5.2.1.	Presencia de ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S).....	148
5.2.2.	Perdidas de circulación.....	148
5.2.3.	Pegadura de tubería .....	148
5.2.4.	Limpieza del agujero pobre .....	148
5.2.5.	Atascamiento por fricción .....	149
5.2.6.	Control direccional pobre.....	149
5.2.7.	Fallas en el equipo.....	149
5.2.8.	Mitigación de riesgos operacionales y pasos a seguir.....	150

5.3.	Riesgos operacionales de salud, seguridad y medio ambiente.....	151
5.3.1.	Riesgos generales a la salud, seguridad y medio ambiente .....	151
5.3.2.	Seguridad contra sulfuro de hidrogeno (H <sub>2</sub> S) .....	152
5.3.3.	Seguridad contra incendios .....	152
5.3.4.	Trabajos de altura .....	154
5.4.	Descripción operacional .....	154
5.4.1.	Descripción general del proceso .....	154
5.4.2.	Reporte operacional.....	155
5.4.3.	Movilización e inspección del sitio.....	155
5.4.4.	Pre-arranque e instalación de la unidad.....	157
5.4.5.	Perforación de salida .....	160
5.4.6.	Perforación de la sección curva .....	165
5.4.7.	Perforaciones de las secciones laterales .....	170
5.4.8.	Sidetracking .....	175
5.4.9.	Pruebas de presión.....	176
5.4.10.	Desinstalación del equipo de perforación .....	176
5.5.	Abreviaturas y definiciones.....	178
5.6.	Referencias .....	179
	<b>Conclusiones .....</b>	<b>180</b>



## ***Introducción.***

La combinación de factores como el crecimiento en la demanda de energéticos, el agotamiento de algunos de los campos y yacimientos más importantes para la producción de hidrocarburos en México y el mundo, ha impulsado a la industria petrolera a buscar nuevas alternativas para maximizar la recuperación de hidrocarburos en campos nuevos e incluso para la reactivación de campos y proyectos abandonados por cuestiones de agotamiento de presión o que se pensaba que ya no eran rentables. Estos proyectos pueden requerir de un proceso de reingeniería de detalle para determinar su viabilidad, lo cual gracias a los avances tecnológicos se ha facilitado y reducido en tiempo.

Los aspectos geográficos y climáticos son también un aspecto que complica en gran medida la recuperación de hidrocarburos, ya que en algunos casos se requieren equipos especiales que soporten las extremas condiciones ambientales, garantizando el buen funcionamiento y la seguridad de los equipos y trabajadores. Es importante considerar la dificultad que se puede presentar para perforar y alcanzar algún objetivo, debido a cuestiones geológicas, estructurales o técnicas así como por razones sociales, ambientales o territoriales por mencionar algunas. Es por eso que actualmente se cuentan con técnicas y herramientas que permiten la geo navegación para alcanzar objetivos con dificultades como estas.

Durante la perforación de yacimientos depresionados, es común que se presenten diferentes problemas ya sea de manera sucesiva o simultánea como, la pérdida de circulación, brotes, pegaduras por presión diferencial, atrapamiento de sarta de perforación, etc. Se ha podido reducir la incidencia de estos problemas gracias a la perforación bajo balance, además, tiene beneficios como incrementar la tasa de penetración, la productividad de los pozos y reducir el daño a la formación. Sin embargo para alcanzar estos fines es fundamental mantener las condiciones bajo balance durante toda la operación de perforación.

La naturaleza de la tubería flexible ayuda a mantener las condiciones bajo balance ya que por ser una tubería continua favorece a la reducción de los tiempos de perforación pues no requiere de realizar conexiones.

Una operación de perforación bajo balance con tubería flexible al igual que cualquier otra requiere de una buena planeación para lograr los objetivos y resguardar la seguridad del equipo y personal. Este tipo de operaciones generalmente se realiza para reentradas a pozos existentes, los cuales pueden ser desviados por medio de herramientas especiales, lo cual puede agregar valor a pozos con baja productividad, ya que si se realiza un buen rediseño pueden funcionar como productores multilaterales.

El objetivo de este trabajo es el de recopilar información que puede ser útil para todos los estudiantes de ingeniería petrolera y a todos los interesados en el tema, para ampliar sus conocimientos y visión de la industria petrolera, el presente trabajo proporcionara material de apoyo para su formación profesional, como son elementos teóricos y prácticos básicos de la técnica de perforación bajo balance con tubería flexible, del proceso y las cuestiones

que se deben considerar durante la planeación de una operación de este tipo y un ejemplo de aplicación a la industria como es un programa de perforación.

# Capítulo 1

## Perforación bajo balance

### 1.1. Definición y características

En la perforación bajo balance, UBD los fluidos de perforación son diseñados para que la columna hidrostática que estos ejercen sea menor a la presión de las formaciones que están siendo perforadas. La columna hidrostática del fluido puede ser naturalmente menor que la presión de formación, o puede ser inducida mediante la adición de gas natural, nitrógeno o aire a la fase líquida del fluido de perforación. Si el estado bajo balance es inducido o natural el resultado puede ser la afluencia de fluidos de formación, los cuales deben circular el pozo y ser controlados en superficie.

La presión de circulación efectiva de los fluidos de perforación es igual a la presión hidrostática de la columna de fluido, además de la presión de fricción asociada y de cualquier presión aplicada en superficie.

Perforación sobre balance (OBD):

$$P_{yacimiento} < P_{de fondo} = P_{hidrostatica} + P_{fricción} + P_{estrangulador}$$

Perforación bajo balance (UBD):

$$P_{yacimiento} > P_{de fondo} = P_{hidrostatica} + P_{fricción} + P_{estrangulador}$$

Los pozos convencionales son perforados sobre balance. En estos pozos, una columna de fluido de cierta densidad provee el mecanismo de control primario. La presión en el fondo del pozo será diseñada para ser mayor a la presión de la formación.

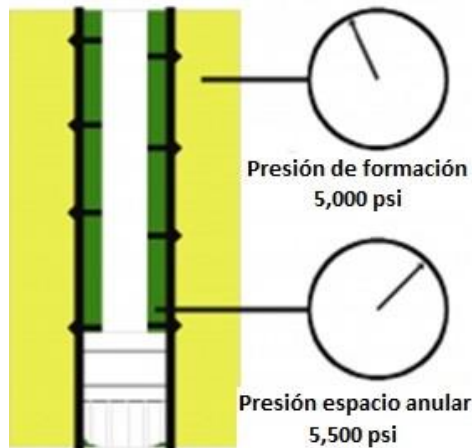


Fig. 1.1 Presión en perforación convencional.

En pozos perforados en condiciones bajo balance, un fluido más ligero sustituye la columna de fluido, con lo que la presión en el fondo del pozo será menor que la presión de formación.

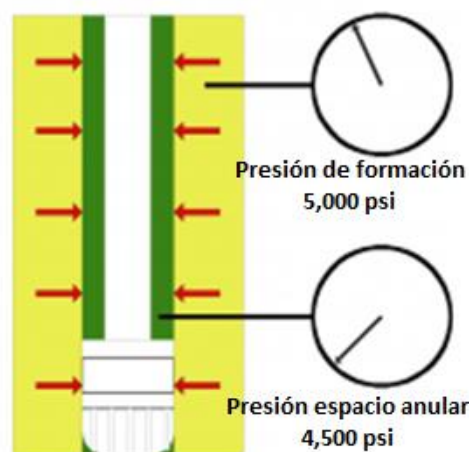


Fig. 1.2 Presión en perforación bajo balance.

En la perforación bajo balance, debido a que el fluido ya no actúa como el mecanismo primario de control del pozo, surgen tres mecanismos diferentes de control:

- La presión hidrostática (pasiva) de los materiales en el pozo, causada por la densidad de los fluidos usados (lodo de perforación) y el aporte de densidad debido a los recortes de perforación.
- La presión por fricción (dinámica) debida al movimiento de los fluidos, causada por la circulación de los fluidos usados.
- Presión de estrangulamiento (confinamiento o activa), que surge de la restricción de flujo por la tubería en superficie y es percibida como una presión positiva.

Es probable que se presente flujo de algunas zonas porosas y permeables cuando se está perforando en condiciones bajo balance. Este aporte de fluidos de formación, sea hidrocarburos o no hidrocarburos debe ser controlado y manejado de forma segura en superficie, lo cual difiere de las condiciones de perforación convencional.

Las condiciones de perforación bajo balance evita la formación de enjarre en la cara de la formación perforada, así como la invasión de lodo y solidos al yacimiento. Esto ayuda a mejorar la productividad del pozo y reducir el daño a la formación relacionado con la etapa de perforación<sup>1</sup>.

En este caso los fluidos serán devueltos por un sistema cerrado para su control y manejo. Con el pozo fluyente el sistema de prevención de brotes BOP se mantiene cerrado, mientras que en las operaciones convencionales de perforación, el lodo se devuelve a un sistema abierto con los BOP's abiertos a la atmósfera. Los BOP's continúan siendo los equipos que proveen el sistema secundario de control al igual que en la perforación convencional.

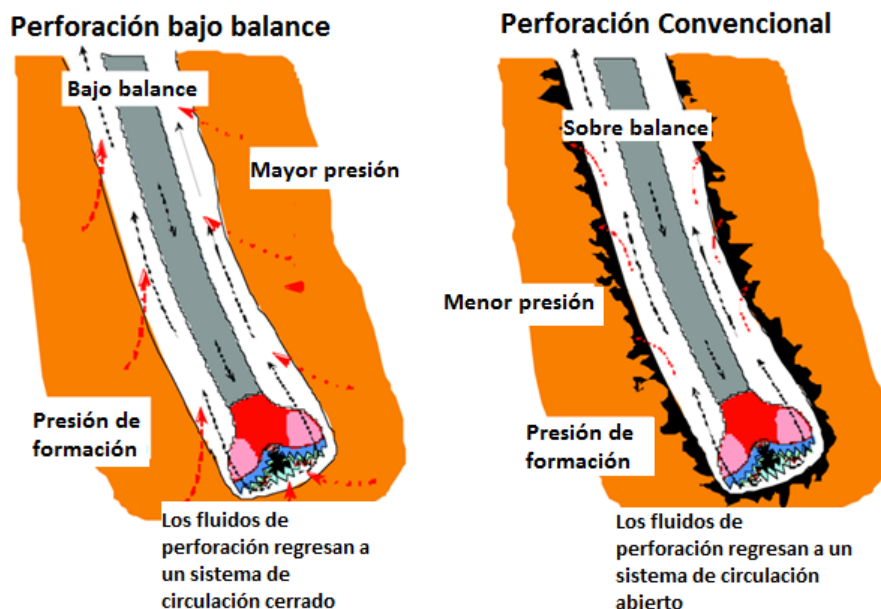


Fig. 1.3 Sistema de circulación abierto y cerrado

## 1.2. Perforación Lowhead

La perforación Lowhead es cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es reducida a una presión marginalmente mayor que la presión de la formación que se está perforando. La presión hidrostática se mantiene por encima de la presión de formación y se evita la entrada de fluidos del yacimiento. Este tipo de perforación puede llevarse a cabo en las formaciones que se espera que produzcan  $H_2S$  o algunos hidrocarburos, aunque, en estos casos se pueden producir algunos otros problemas.

## 1.3. Razones para utilizar la perforación bajo balance

Las razones para utilizar la perforación bajo balance pueden ser desglosadas en dos principales categorías:

- Maximizar la recuperación de hidrocarburos.
- Minimizar los problemas durante la perforación relacionados a la presión.

A continuación se presenta una tabla con algunas de las ventajas y desventajas de realizar una operación de UBD:

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas de la perforación bajo balance <sup>2</sup> .	
Ventajas	Desventajas
<b>Incrementa la velocidad de penetración</b>	Posibles problemas de estabilidad en el fondo del pozo
<b>Disminuir el daño a la formación</b>	Incremento de los costos de perforación (dependiendo del sistema utilizado)
<b>Eliminación del riesgo de pegadura por presión diferencial</b>	Compatibilidad con los sistemas convencionales de MWD
<b>Reducción del riesgo de pérdida de circulación</b>	Generalmente mayor riesgo con problemas inherentes
<b>Incrementa la vida útil de la barrena ya que los gases de perforación la enfrían y quitan rápidamente los recortes</b>	Posible erosión excesiva del agujero
<b>Incrementa el conocimiento del yacimiento</b>	Posible incremento del torque y el arrastre

### 1.3.1. Maximización de la recuperación de hidrocarburos

No hay invasión de sólidos o filtrado del lodo a la formación. Esto a menudo elimina la necesidad de limpiar el pozo después de su terminación.

Producción temprana. El pozo comienza a producir tan pronto el yacimiento es penetrado por la barrena. Esto puede representar una desventaja si las instalaciones superficiales como líneas de producción, equipo de almacenamiento y manejo de los hidrocarburos no están disponibles.

Reducción de estimulación. Debido a que no hay filtrado de sólidos o invasión de lodo en el yacimiento perforado bajo balance, se reduce la necesidad de realizar una estimulación, tal como un lavado ácido o un fracturamiento hidráulico masivo, sin embargo en la mayoría de estas operaciones se realizan estimulaciones con Nitrógeno.

Recuperación mejorada. El aumento de la productividad combinada con la capacidad de perforar infill wells<sup>a</sup> en campos agotados hace posible incrementar la recuperación de hidrocarburos. Esto puede extender significativamente la vida de un campo. La mejora en la productividad de los pozos también conduce a una menor caída de presión, que a su vez, puede reducir el riesgo de que ocurra una conificación de agua.

Mayor conocimiento del yacimiento. Durante las operaciones de UBD, la productividad del yacimiento y los fluidos producidos pueden ser medidos y analizados. Esto permite optimizar el diseño del pozo a perforar, así como determinar las zonas o intervalos más productivos del yacimiento en tiempo real, así como obtener y evaluar los resultados de las pruebas realizadas durante la perforación.

El daño en la mayoría de los pozos perforados bajo balance resulta negativo, tal como se presenta en los pozos perforados de manera convencional después de ser estimulados.

### 1.3.2. Reducción de problemas relacionados a la presión durante la perforación

Pegaduras por presión diferencial. Es cuando la tubería de perforación es presionada contra la pared del pozo de manera que una parte de su circunferencia verá solamente la presión del yacimiento, mientras que el resto seguirá siendo empujado por la presión del pozo. Como resultado, la tubería se queda atrapada en la pared, y puede requerir de una gran fuerza para liberarla por lo que en la mayoría de los casos puede resultar imposible. En la perforación bajo balance, debido a que la presión del yacimiento es mayor que la presión del pozo la tubería es empujada lejos de las paredes, eliminando las pegaduras por presión diferencial<sup>3</sup>.

Las pegaduras por presión diferencial son más usuales en operaciones con tubería flexible, ya que a diferencia de las tuberías de rosca estas carecen de herramientas de conexión o juntas que aumentan el punto muerto en el pozo y ayuda a reducir este fenómeno. Al tener condiciones bajo balance durante la perforación con tubería flexible el riesgo de que ocurra una pegadura por presión diferencial es prácticamente eliminada<sup>2</sup>.

Reducción de las pérdidas de circulación. La pérdida de circulación es cuando el lodo de perforación fluye dentro de la formación. Se pueden perder grandes cantidades de lodo antes de que se forme un enjarre adecuado, o la pérdida puede continuar indefinidamente. Si el pozo se perfora bajo balance, el lodo no entrará en la formación y el problema puede ser evitado, ya que al reducir la presión hidrostática en el espacio anular se induce a que el yacimiento aporte sus fluidos en lugar de admitirlos. Esto adicionalmente ayuda en la protección de las fracturas del yacimiento las cuales pueden funcionar como un importante medio de producción<sup>3</sup>.

Mejora de la tasa de penetración. La reducción de la presión del pozo respecto a la presión de la formación tiene un efecto significativo sobre la tasa de penetración. El aumento de la tasa de penetración combinado con la remoción efectiva de los recortes de la cara de la barrena conduce a un aumento significativo en la vida de la misma. En los pozos perforados bajo balance, se han perforado secciones con una sola barrena, mientras que en condiciones convencionales se utilizan de tres a cinco barrenas por sección. Normalmente se asume que la tasa de penetración es el doble cuando se perfora bajo balance<sup>2</sup>.

### 1.4. Clasificación de los sistemas de perforación bajo balance y de presión controlada<sup>4</sup>

El sistema de clasificación desarrollado por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC), ayuda al establecimiento del riesgo asociado a pozos perforados bajo balance y con presión controlada. Los pozos son clasificados de acuerdo a lo siguiente:

- El nivel de riesgo (1 a 5)
- Categoría de aplicación (A, B, C o D)
- Sistema de fluido (1 a 5)

Nivel de riesgo: El riesgo aumenta con la complejidad operativa y el potencial de la productividad del pozo.

Tabla 1.2 Nivel de riesgo <sup>4</sup> .	
<b>Nivel 0</b>	Únicamente rendimiento mejorado. Zonas que no contienen hidrocarburos <ul style="list-style-type: none"> <li>• Perforación con aire para una tasa de penetración mejorada</li> </ul>
<b>Nivel 1</b>	Pozo sin flujo natural a superficie. El pozo tiene “estabilidad propia” y con ello un nivel bajo de riesgo desde el punto de vista del control de pozos <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pozos petroleros con presión sub-normal</li> </ul>
<b>Nivel 2</b>	El pozo posee flujo natural hasta la superficie pero permite el uso los métodos convencionales para matar pozos y se tienen consecuencias limitadas en caso de falla en el equipo de catástrofes. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zonas de agua anormalmente presionadas</li> <li>• Pozos de aceite o gas de flujo bajo</li> <li>• Pozos de gas depresionados</li> </ul>
<b>Nivel 3</b>	Producción geotérmica y de no hidrocarburos. Presiones máximas de cierre menores al rango de presión de operación del equipo de perforación bajo balance y de presión controlada. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Incluye pozos geotérmicos con presencia de H<sub>2</sub>S</li> </ul>
<b>Nivel 4</b>	Producción de hidrocarburos. Presiones máximas de cierre menores al rango de presión de operación del equipo de perforación bajo balance. Las fallas catastróficas tienen consecuencias serias inmediatas. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Yacimientos con potencial de alto flujo y/o presión</li> <li>• Pozos de petróleo y gas amargos</li> <li>• Entornos costa fuera</li> <li>• Operaciones de perforación y producción simultaneas</li> </ul>
<b>Nivel 5</b>	Las presiones superficiales máximas proyectadas exceden los rangos de presión de operación de perforación bajo balance pero están por debajo del rango de los BOP's. Las fallas catastróficas tienen consecuencias serias inmediatas.

Tabla 1.3 Categoría de aplicación <sup>4</sup> .	
<b>Categoría A</b>	Perforación con presión controlada- La perforación con retornos a la superficie utilizando el peso del lodo equivalente que se mantiene en o por encima de la presión de poro en agujero abierto.
<b>Categoría B</b>	Operaciones bajo balance- Realización de operaciones con retornos a la superficie con un peso de lodo equivalente que se mantiene por debajo de la presión de poro en agujero abierto.
<b>Categoría C</b>	Perforación con tapa de lodo- La perforación con una columna anular de fluido de longitud variable que se mantiene por encima de una formación a la cual se está inyectando fluido y recortes sin retorno a la superficie.
<b>Categoría D</b>	Bombeo del sistema elevador (Riser)- La perforación con retornos a la superficie a través de una bomba submarina utilizando un peso de lodo que se mantiene en o por encima de la presión de poro en agujero abierto, pero el nivel de fluido en el tubo elevador es manipulado (disminuido) para compensar la densidad de circulación equivalente.



Tabla 1.4 Sistema de fluido <sup>4</sup> .	
<b>1. Gas</b>	Gas como el medio fluido, no hay líquido añadido
<b>2. Niebla</b>	Medio fluido con líquido ocluido en la fase gaseosa continua, los sistemas de niebla típicos tienen un contenido de líquido de menos de 2.5%
<b>3. Espuma</b>	Medio fluido de dos fases con una fase líquida continua generada a partir de la adición de líquido, surfactante y gas. Las espumas típicas varían de 55% a 97,5% de gas
<b>4. Líquido gasificado</b>	Medio fluido con un gas agregado en una fase líquida
<b>5. Líquido</b>	Medio fluido con una sola fase líquida

La combinación de los aspectos anteriores nos permitirá la correcta clasificación del pozo. Por lo que si se desea realizar una operación de perforación bajo balance (Categoría B) con un sistema de fluido de espuma (Sistema de fluido 3) en un yacimiento en el que se espera producir aceite y gas amargos (Nivel de riesgo 4), es posible clasificar al pozo como un 4-3-B.

### 1.5. Selección del correcto candidato para la perforación bajo balance

La mayoría de los yacimientos se pueden perforar bajo balance, aunque en algunos casos es imposible o muy riesgoso, debido a problemas geológicos asociados con la estabilidad de la roca. Para algunos yacimientos no es posible la UBD con la tecnología actual, ya que estos son productores prolíficos o sus presiones son tan altas que la seguridad y los aspectos ambientales lo impiden. Se ha logrado la perforación de pozos a altas presiones o condiciones amargas, pero estas han empleado una ingeniería y planificación muy detallada.

Es importante que se haya seleccionado el yacimiento adecuado para una operación de UBD. La siguiente tabla muestra los tipos de yacimiento que serán o no beneficiados con la perforación bajo balance. No solo el yacimiento tiene que ser evaluado, sino también el diseño del pozo y los posibles mecanismos de daño y las razones económicas para perforar bajo balance.

<b>Tabla 1.5 Efectos de la UBD para los tipos de yacimiento<sup>2</sup>.</b>	
<b>Se beneficiara de la perforación bajo balance.</b>	<b>No se beneficiara de la perforación bajo balance.</b>
<b>Formaciones que sufren mayor daño durante operaciones de perforación o terminación. Pozos con factores de daño de 5 o mayores.</b>	Pozos en áreas con costos de perforación convencional muy bajos.
<b>Formaciones que exhiben tendencias a la pegadura por presión diferencial.</b>	Pozos perforados en áreas con ROP extremadamente altas (esto es, ROP $\geq$ 1,000 ft/día).
<b>Formaciones con zonas de severas pérdidas o invasión de fluidos durante operaciones de perforación o terminación.</b>	Pozos con permeabilidades extremadamente altas.
<b>Pozos con fracturas macroscópicas largas</b>	Pozos con permeabilidades ultra bajas
<b>Pozos de baja permeabilidad</b>	Formaciones pobremente consolidadas
<b>Pozos con heterogeneidades masivas o formaciones altamente laminadas caracterizadas por la variación de permeabilidad, porosidad y rendimiento de garganta de poro.</b>	Pozos con baja estabilidad
<b>Yacimientos altamente productivos con permeabilidades de bajas a medias</b>	Pozos con límites laminares débilmente cementados.
<b>Formaciones con rocas sensibles a los fluidos</b>	Pozos que contienen múltiples zonas con diferentes regímenes de presión.
<b>Formaciones que exhiben un bajo ROP con perforación convencional.</b>	Yacimientos con intercalaciones de lutitas o arcillas

### 1.5.1. Consideraciones para la selección de un yacimiento

Una apropiada proyección del yacimiento es esencial para la correcta selección de un candidato para la aplicación de la UBD ya sea horizontal o vertical. Un enfoque sistemático nos permite identificar las principales áreas de estudio para determinar si existe suficiente información disponible para iniciar el trabajo de diseño para un proceso de UBD viable.

Una vez que la información es recopilada, revisada y si se considera que una operación bajo balance puede ser la mejor opción para que la recuperación de hidrocarburos resulte de una manera económica y técnicamente exitosa, se procede a la movilización del equipo para el diseño y la ejecución de la operación de UBD. Los pasos en un proceso típico de evaluación de una perforación bajo balance se resumen en la siguiente tabla, además, dicho proceso puede ser visto también como un diagrama de flujo.

<b>Tabla 1.6 Pasos en una típica evaluación de perforación bajo balance<sup>2</sup>.</b>	
<b>Paso 1</b>	La recopilación de información y la revisión a fondo para garantizar que toda la información necesaria ha sido obtenida ya sea de fuentes de datos preexistentes disponibles o directamente adquiridas si es necesario.
<b>Paso 2</b>	Proyección preliminar de datos para la perforación, ingeniería de yacimientos, geología, y la revisión de los expertos en perforación bajo balance de que se cumplan con los criterios básicos para una operación óptima.
<b>Paso 3</b>	Revisión detallada de la información recogida por un equipo multidisciplinario [conformado por ingenieros de perforación, ingenieros de yacimientos, geólogos, geofísicos, petrofísicos, ingenieros de producción, expertos de perforación bajo balance (interno o consultor), equipo de laboratorio y analistas (si se requiere), expertos en regulación y seguridad, representantes de perforación, lodo y compañías de servicio que se verán involucradas en la ejecución de las operaciones.] para comenzar la planeación inicial de la perforación del pozo.
<b>Paso 4</b>	Asimilación y revisión de los mejores servicios posibles y técnicas de perforación y terminación bajo balance del yacimiento de manera adecuada.
<b>Paso 5</b>	Selección del personal y el equipo clave para ejecutar las operaciones de perforación bajo balance.
<b>Paso 6</b>	Reunión detalla previa a iniciar las operaciones.
<b>Paso 7</b>	Dotar de equipo, transporte, instalación y pruebas
<b>Paso 8</b>	Las operaciones de perforación bajo balance comienzan con la capacidad para la adquisición de la máxima cantidad de información útil.
<b>Paso 9</b>	La continua revisión de la información obtenida en tiempo real durante el proceso de perforación bajo balance y ajustes realizados, en base a los datos, para asegurar que el pozo es perforado apropiadamente y de acuerdo con el diseño.
<b>Paso 10</b>	Terminación del pozo de una manera bajo balance
<b>Paso 11</b>	Revisión post-mortem de la terminación de la operación de perforación bajo balance efectuada por el equipo multidisciplinario.
<b>Paso 12</b>	Producción del pozo perforado y terminado bajo balance, su revisión y retroalimentación mediante el proceso mencionado en el paso 11.

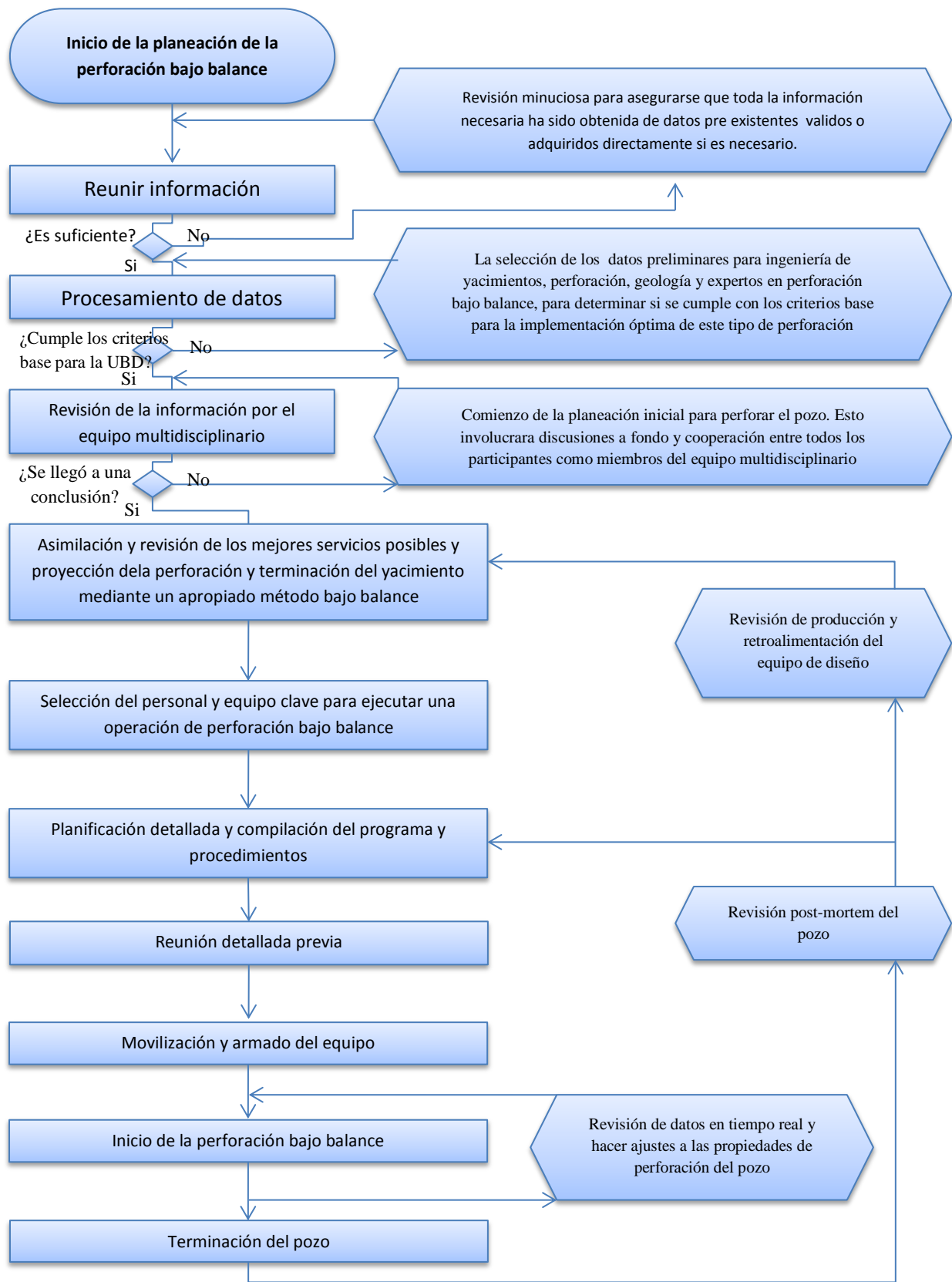


Fig. 1.4 Diagrama de flujo para perforación bajo balance<sup>2</sup>.

## **1.6. Limitaciones económicas**

Las mejoras en el incremento de la tasa de penetración de la perforación bajo balance, el aumento en la tasa de producción y la minimización del daño a la formación debe compensar el costo extra por la ejecución de un proyecto de perforación bajo balance.

Si los ingenieros de yacimientos y producción no están convencidos de que hay una buena razón para perforar bajo balance por razones de productividad, los proyectos de este tipo nunca alcanzarán a pasar de la etapa de factibilidad.

Para perforar un pozo bajo balance, se requiere de equipo y personal extra lo que aumenta los costos del pozo. Se deben mostrar resultados y evaluaciones detalladas para decidir si el proyecto continúa o no.

### **1.6.1. Costos asociados a la perforación bajo balance**

Los siguientes factores contribuyen en el incremento del costo de un pozo perforado bajo balance en comparación con un pozo perforado de manera convencional:

- Estudios de pre-ingeniería.
- Rotating diverter system (solo con tubería convencional).
- Sistema superficial de separación y paquete de control de pozo.
- Sistema de Snubbing<sup>b</sup>.
- Sistema de adquisición de datos.
- Equipo de fondo extra (válvulas check y equipo de medición de presión durante la perforación (solo con tubería convencional)).
- Conexiones especiales de la sarta de perforación.
- Capacitación adicional del personal.
- Personal operacional adicional en la locación del pozo.
- Actualización adicional de seguridad consistente con las operaciones de perforación bajo balance planeadas.
- Tiempo extra requerido para perforar bajo balance.

De la experiencia de la industria a la fecha, se puede afirmar que la perforación bajo balance es entre 20 y 30% más cara que los pozos perforados sobre balance. Esto aplica tanto en operaciones costa afuera como en tierra en áreas similares<sup>2</sup>.

El costo por sí solo no es una buena medida para la evaluación de la UBD. El valor del pozo también debe ser reconocido. El aumento de tres veces la productividad en promedio de un pozo perforado bajo balance, puede agregar un valor considerable a un programa de desarrollo o rehabilitación de un campo. Si añadimos un aumento en la recuperación potencial de un campo para un pozo bajo balance, incluso un aumento tan pequeño como el 1% en la recuperación total de hidrocarburos puede tener un gran impacto en la economía del campo<sup>2</sup>.

### **1.7. Estudios de yacimiento**

Antes de una operación de UBD, se deben llevar a cabo estudios y evaluaciones necesarios para realizar la ingeniería del yacimiento a perforar. No solo es necesario conocer la presión exacta del yacimiento, sino que los mecanismos de daño también deben ser entendidos para asegurar que se pueden obtener beneficios de la UBD. Algunos pozos o yacimientos son adecuados para perforar bajo balance y resultan con una recuperación mejorada. Otras formaciones o campos no pueden ser viables debido a varias razones. Si el daño a la formación es el principal motor de la UBD, es importante que los ingenieros petroleros y de yacimientos entiendan los mecanismos de daño resultante de la perforación convencional. Debemos recordar que incluso los pozos perforados bajo balance pueden causar daño a la formación.

Pruebas de lavado de núcleo (Coreflush) pueden ser necesarias para establecer la compatibilidad entre el fluido de perforación propuesto y los fluidos del yacimiento. Esto es fundamental en un yacimiento que será perforado bajo balance. Antes de iniciar cualquier operación se debe evaluar el potencial para la formación de emulsiones e incrustaciones a lo largo del recorrido de los fluidos. Se debe determinar la estabilidad de la zona de interés para determinar si la trayectoria del pozo es estructuralmente capaz de ser perforada.

La perforación bajo balance tiene como objetivo limpiar el yacimiento y producir los hidrocarburos de una forma controlada. Se debe tener en cuenta si existe la posibilidad de producir agua del yacimiento, ya que la afluencia de agua puede tener efectos significativos en el proceso bajo balance. Es importante que la productividad esperada sea analizada por los ingenieros de yacimientos para obtener un indicador preciso de si la UBD realmente será beneficiosa.

Una vez que la problemática referente al yacimiento se entiende completamente, que las ventajas de perforar bajo balance son aprobadas y el perfil propuesto del pozo puede ser logrado, podemos llevar a cabo la selección del equipo superficial.

### **1.8. El diseño de una operación de perforación bajo balance**

Un proceso básico de cuatro pasos puede ser aplicado para determinar las opciones y requisitos para perforar bajo balance:

- I. Los requisitos de presión de fondo (BHP).
- II. Identificar las opciones de fluido de perforación.
- III. Establecer el diseño del pozo y realizar un modelado del flujo.
- IV. Seleccionar el equipo superficial.

#### **1.8.1. Requerimientos de BHP**

En perforaciones sobre balance se selecciona un peso del lodo que ejerza una presión hidrostática de 200 a 1,000 psi por encima de la presión del yacimiento. En la perforación bajo balance se selecciona un fluido que proporcione una presión hidrostática de

alrededor de 200 psi por debajo de la presión inicial del yacimiento. Esto proporciona un buen punto de partida para la selección de un sistema de fluidos. Dependiendo de la aportación de fluidos del yacimiento se tiene un indicador de si el fluido debe ser una espuma o un líquido gasificado o si el pozo debe ser perforado con un fluido monofásico<sup>2</sup>.

### 1.8.2. Sistemas de fluidos de perforación

La correcta selección del sistema de fluido a utilizar es la clave para una exitosa operación de perforación bajo balance, estos se clasifican en cinco tipos de fluidos, basándose principalmente en la densidad equivalente de circulación: gas, niebla, espuma, líquido gasificado y líquido. Las propiedades de estos fluidos generan naturalmente las condiciones bajo balance.

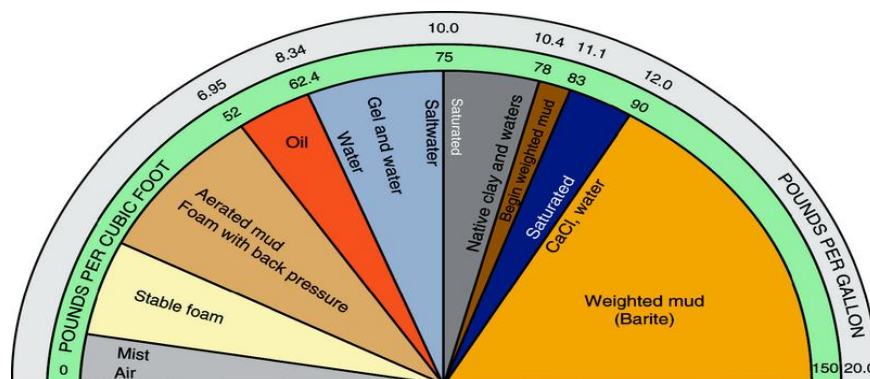


Fig. 1.5 Rangos de densidades del fluido para perforación bajo balance<sup>2</sup>.

La selección del fluido final para las operaciones de UBD puede ser extremadamente compleja. Las cuestiones clave necesarias para una operación de este tipo y que se deben conocer son: las características del yacimiento, geofísicas, de los fluidos, de compatibilidad, la limpieza del pozo, la estabilidad de la temperatura, la corrosión, la transmisión de datos, la separación y manejo de los fluidos en superficie, la litología de la formación, la seguridad, salud, impacto ambiental y la fuente y disponibilidad del fluido, así como el mantenimiento de la presión por debajo de la presión del yacimiento en todo momento. Se debe establecer el objetivo de la perforación bajo balance antes de finalizar el diseño del fluido de perforación.

Fluidos gaseosos. Estos fluidos son básicamente sistemas de gas. En los inicios de la perforación bajo balance, se utilizaba aire. Hoy en día, la perforación con aire o polvo todavía se aplica para perforar roca dura y en la perforación de pozos de agua. No es recomendable el uso de aire para la perforación de formaciones productoras de hidrocarburos ya que la combinación de oxígeno y gas natural puede provocar una explosión. Se han presentado numerosos casos en los que el fuego en el fondo del pozo ha destruido la sarta de perforación, con posibles consecuencias obvias en el equipo de perforación si la mezcla llega a la superficie.

A menudo, se utiliza nitrógeno para yacimientos de hidrocarburos si este requiere ser perforado con gas. Otra opción puede ser el uso de gas natural, que en caso de estar

disponible, ha demostrado ser una buena alternativa para algunas operaciones de perforación. Si un yacimiento de gas está siendo perforado bajo balance, un pozo productor o un gasoducto de transporte puede producir suficiente gas a una presión adecuada para perforar.

Las características de la perforación con un sistema de gas se enlistan a continuación<sup>2</sup>:

- I. Rápidas tasas de penetración.
- II. Alarga la vida de la barrena ya que el gas la enfría y retira rápidamente los recortes.
- III. Mayor metraje por barrena.
- IV. Buenos trabajos de cementación.
- V. Mejor producción.
- VI. Se requiere un mínimo de flujo de agua.
- VII. Posibilidad de baches.
- VIII. Posibilidad de anillos de lodo en presencia del fluido que ingresa.
- IX. Se basa en la velocidad anular para remover los recortes del pozo.

Sistemas de niebla. Si una formación comienza a producir pequeñas cantidades de agua al perforar con un sistema de gas, el sistema a menudo cambiara a un sistema de niebla. El fluido añadido al ambiente de gas se dispersa en finas gotas, las cuales forman el sistema de niebla el cual puede ser utilizado para perforar. En general, esta técnica debe ser utilizada en áreas donde existe un poco de agua de formación.

Las características de la perforación con sistemas de niebla se enlistan a continuación<sup>2</sup>:

- I. Es similar a la perforación con gas, pero con la adición de líquido.
- II. Se basa en la velocidad anular para remover los recortes del pozo.
- III. Reduce la formación de anillos de lodo.
- IV. Se requieren altos volúmenes (30 a 40% más que la perforación de gas seco).
- V. Sus presiones son generalmente más altas que en la perforación con gas seco.
- VI. La relación líquido/gas incorrecta conduce a la formación de baches acompañado de un aumento en la presión.

Sistemas de espumas. La perforación con espumas estables tienen cierto atractivo, ya que las espumas poseen algunas cualidades y propiedades útiles por la muy baja densidad hidrostática. Las espumas tienen buena reología y excelentes propiedades de transporte de recortes. El hecho de que las espumas poseen una viscosidad inherente natural, así como propiedades de control de pérdida de fluido, hacen que este medio sea muy atractivo para realizar operaciones de perforación.

Durante la perforación con espuma, los volúmenes de líquido y gas inyectado en el pozo deben ser controlados cuidadosamente. Esto asegura que se formen espumas cuando el líquido entra en la corriente de gas en superficie. El fluido de perforación permanece como espuma a lo largo de toda su trayectoria de circulación, por la sarta de perforación, el espacio anular, y hasta salir del pozo.



La adición de un surfactante a un fluido y mezclar el fluido con el sistema de gas genera una espuma estable, que al ser utilizada para perforar tiene una textura muy similar a la espuma para afeitar y posee una alta capacidad de transporte y baja densidad. Uno de los problemas encontrados con los sistemas de espumas convencionales es que la espuma permanece estable incluso cuando regresa a superficie, lo cual puede causar problemas en el equipo de perforación si esta no es descompuesta lo suficientemente rápido. En los primeros sistemas de espumas, la cantidad de antiespumante tuvo que ser probada cuidadosamente de modo que se logre la descomposición de esta antes de que cualquier fluido entre a los separadores. En los sistemas de perforación de circulación cerrada, la espuma estable puede causar problemas particulares con el arrastre. Los sistemas de espumas estables recientemente desarrollados son más fáciles de romper, el líquido puede ser re espumado de manera que se requiere menor cantidad de agente espumante y se puede utilizar un sistema de circulación cerrado. Estos sistemas, en general, se basan en un método químico para romper y formar la espuma, mediante el aumento o disminución del pH.

La calidad de la espuma en superficie utilizada para perforar se encuentra normalmente entre el 80 y 95%. Esto significa que de la espuma total, entre el 80 y el 95% del volumen es gas y el resto es líquido. En el fondo del pozo, debido a que se tiene una mayor presión hidrostática ejercida por la columna del espacio anular, la cual cambia esta relación ya que se tiene una reducción en el volumen del gas. Una calidad promedio aceptable de la espuma en el fondo del pozo se encuentra entre 50 a 60%.

Las características de la perforación con sistemas de espuma se enlistan a continuación<sup>2</sup>:

- I. El fluido adicional en el sistema reduce la afluencia de agua de formación.
- II. Tiene una alta capacidad de acarreo.
- III. Hay reducción en las relaciones de bombeo debido a la mejora en el transporte de recortes.
- IV. La espuma estable reduce las tendencias a la formación de baches en el pozo.
- V. La espuma estable puede soportar paros de circulación limitados sin afectar el acarreo de los recortes o la densidad equivalente de circulación (ECD) en un grado significativo.
- VI. Provee un control en superficie mejorado y un ambiente más estable en el fondo del pozo.
- VII. La descomposición de la espuma en superficie debe ser considerado en la etapa de diseño.

Sistemas Gasificados. En estos sistemas el gas es inyectado en el líquido para reducir la densidad. Se tienen varios métodos utilizados para gasificar un sistema líquido. El uso de gas y líquido como sistema de circulación en un pozo complica significativamente el programa de hidráulica. Si se utiliza demasiado gas se presentaran baches. Si no se utiliza suficiente gas, los requerimientos de presión de fondo del pozo serán excedidos y el pozo pasara a ser sobre balance.

Las características de la perforación con sistemas gasificados se enlistan a continuación<sup>2</sup>:

- I. El exceso de líquido en el sistema eliminarán casi por completo la afluencia de fluidos de formación, salvo que se produzcan incompatibilidades.
- II. Las propiedades de los fluidos pueden ser fácilmente identificadas antes de iniciar las operaciones.
- III. Por lo general, se requiere menos gas.
- IV. El bacheo del gas y líquido debe gestionarse correctamente.
- V. Se requiere de una mayor cantidad de equipo superficial para almacenar y limpiar el fluido base.
- VI. Las velocidades, especialmente en la superficie, son más bajas, reduciendo el desgaste y erosión tanto en el fondo del pozo como en el equipo superficial.

Fluidos monofásicos. Si es posible, el primer método a utilizar debe ser un sistema de fluido monofásico con una densidad suficientemente baja como para proporcionar una condición bajo balance. Si es posible utilizar agua, entonces este sería el primer paso a tomar. En caso de que el agua sea demasiado pesada se podría considerar el uso de crudo. Hasta el momento no se sabe de yacimientos de aceite que hayan sido perforados con crudo. Cuando se perfora con este medio, los equipos de perforación y superficiales se deben revisar para asegurar que los hidrocarburos pueden ser manejados de manera segura con los sistemas previstos para el fluido de perforación. En equipos de perforación costa afuera, un sistema de pozo completamente cerrado, ventilado y cubierto de nitrógeno en el sistema del pozo puede ser utilizado para asegurar que cualquier gas liberado del crudo no cause un problema de seguridad.

Relaciones gas/líquido. En la figura 1.6 se muestran las relaciones gas/líquido para sistemas de fluidos gasificados. A medida que se avanza a través de los diversos sistemas de fluidos, la cantidad de gas en el líquido disminuye y la densidad media del fluido aumenta. Esto tiene un efecto significativo en los cálculos hidráulicos. Es indispensable el uso de un software especializado de hidráulica para garantizar que la BHP permanecerá bajo balance al circular.

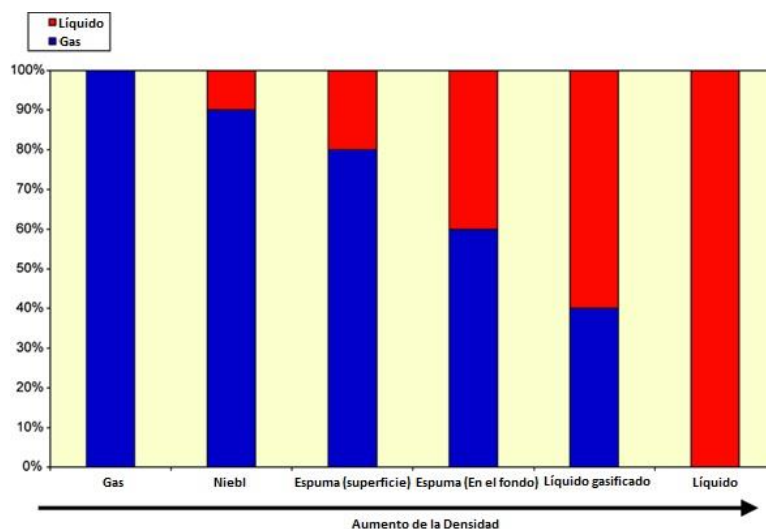


Fig. 1.6 Rangos de la relación gas/líquido de fluidos gasificados

A continuación se presenta un diagrama de Lorenz para ilustrar los gradientes de densidades equivalentes que pueden lograrse con la combinación de los diferentes fluidos presentados.

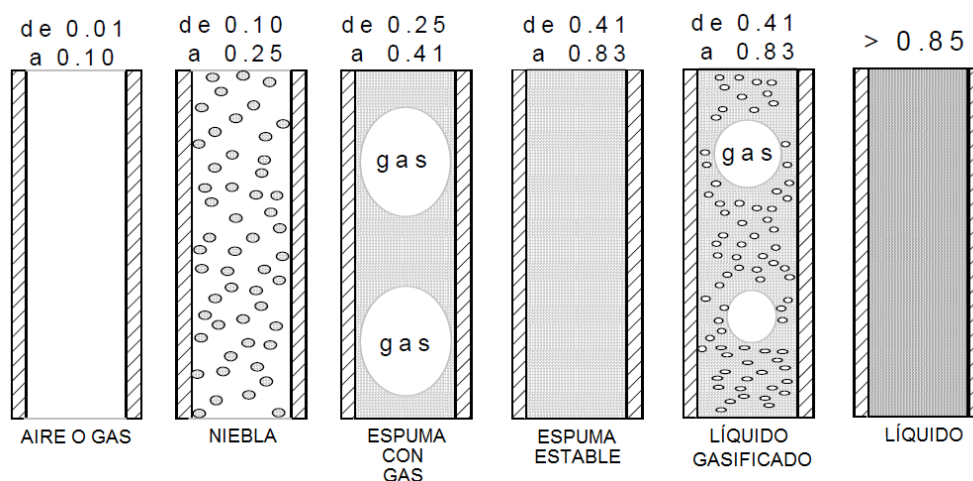


Fig. 1.7 Diagrama de Lorenz con densidades equivalentes

**Sistemas de inyección gas lift:** Si un fluido debe reducir su densidad, el uso de una inyección de gas en el flujo del fluido podría ser una opción. Esto ofrece una opción no solo del gas a utilizar, sino también en la forma en la que el gas se utiliza en el pozo. Los sistemas de inyección de gas son también conocidos como generadores artificiales de condiciones bajo balance.

Normalmente el gas natural o nitrógeno se usa como un gas de elevación, aunque también puede ser utilizado el Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ) y el Oxígeno ( $O_2$ ). Sin embargo no se recomiendan los gases que poseen oxígeno por dos razones principales. La primera es que existe un riesgo de incendio cuando se tiene presencia de hidrocarburos o una explosión en el fondo del pozo y la segunda es que al combinar los fluidos de oxígeno con la solución salina presente en el yacimiento a altas temperaturas, puede causar corrosión severa a los tubulares en el pozo y a la sarta de perforación. Numerosos métodos de inyección están disponibles para reducir la presión hidrostática.

**Inyección por la tubería de perforación.** El gas puede ser inyectado al stand pipe manifold en el caso de una unidad convencional de perforación o puede entrar en la corriente de líquido a través de un colector de aguas arriba del carrete de tubería flexible en el caso de una unidad de este tipo. Las dos fases se mezclan durante el tránsito a través de la sarta de perforación. La formación de espuma no se producirá sin la inyección de un agente espumante o surfactantes apropiados. En la figura 1.8 se muestra una configuración de inyección de gas en tuberías de perforación típica de un pozo. La principal ventaja de la inyección de la sarta de perforación es que no se requiere de equipo especial de fondo. Se requiere del uso de válvulas de retención fiables para prevenir el retorno del flujo de la tubería de perforación. La tasa de inyección de gas para mantener la BHP deseada es menor, dando como resultado un menor consumo de gas (y posiblemente el costo).

Lograr presiones de fondo más bajas es más fácil porque todo el espacio anular contiene fluido de baja densidad.

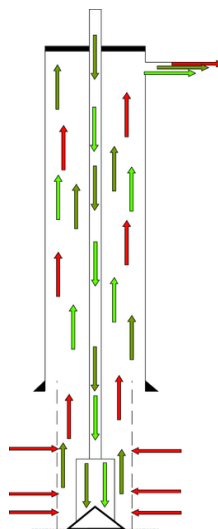


Fig. 1.8 Inyección de gas por la tubería de perforación

Las desventajas de este sistema incluye la necesidad de detener el bombeo y purgar toda la presión que queda en la sarta de perforación cada vez que se realiza una conexión. Esto puede resultar en un aumento de la BHP. Por lo que puede ser difícil obtener un sistema estable y evitar los picos de presión en el yacimiento cuando se usa la inyección por la tubería de perforación.

El uso de herramientas de medición que funcionan con pulsos como el MWD solo es posible con líquidos gasificados con hasta un 20% de gas por volumen<sup>2</sup>. Si se utilizan volúmenes de gas más grandes, se recomienda el uso de herramientas electromagnéticas.

Un inconveniente adicional para la inyección por la sarta de perforación es la impregnación del gas en cualquier junta de goma en el fondo del pozo, lo que puede afectar de forma importante la eficiencia de los motores de fondo, ya que durante los viajes, los componentes de caucho se hinchan como resultado de la expansión de gas que no es capaz de salir lo suficientemente rápido del elastómero. Este efecto (compresión explosiva) no solo destruye motores de fondo, también afecta a otras herramientas con juntas de goma presentes en el fondo del pozo.

Inyección por espacio anular. En los nuevos pozos, se coloca un liner dentro de la formación objetivo. El liner se encuentra conectado a superficie utilizando un colgador de tubería modificada para suspender la sarta del tieback. El gas es inyectado en el espacio anular del liner de revestimiento para facilitar la caída de presión requerida durante la operación de perforación. La figura 1.9 muestra la configuración típica para una inyección de gas por el espacio anular en un pozo.

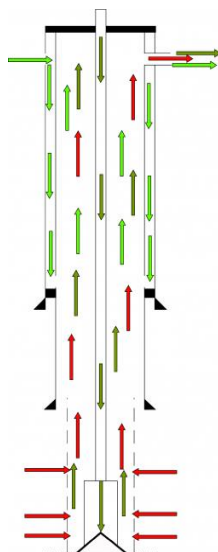


Fig. 1.9 Inyección de gas por espacio anular

El tieback es retirado antes de la instalación de la terminación final. La principal ventaja de utilizar la inyección de gas por espacio anular es que se tiene una inyección continua durante las conexiones, creando así un BHP más estable.

Debido a que el gas se inyecta en el espacio anular, solo se bombea un fluido monofásico por la columna de perforación. La ventaja es que las herramientas MWD convencionales operan en un entorno ideal, lo que puede reducir los costos operativos de un proyecto.

Sin embargo, los inconvenientes de este sistema son que se debe tener un esquema de terminación-revestimiento disponible y que el punto de inyección debe ser suficientemente bajo para que se alcancen las condiciones bajo balance requeridas. También puede haber algunas modificaciones necesarias para el cabezal del pozo, en la cual se deberá instalar la sarta tieback y el sistema de inyección de gas.

Sarta parásito de inyección de gas. La figura 1.10 muestra la configuración típica de inyección por una sarta parásito en un pozo. El uso de una sarta parásito pequeña, unida por fuera de la tubería de revestimiento solo puede ser utilizado en pozos verticales. El gas es bombeado hacia abajo por la sarta parásito y se inyecta en el espacio anular de perforación.

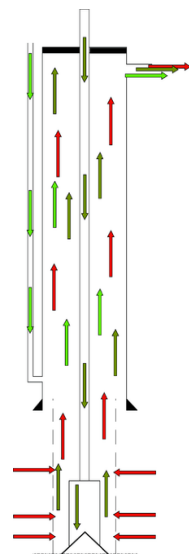


Fig. 1.10 Inyección de gas por sarta paracito

La instalación de una sarta de revestimiento de producción y la corrida de dos sargas parásitas hace de esta una operación complicada. Se puede requerir de modificaciones en la cabeza del pozo que proporcionen conexiones superficiales a las sargas parásitas. Los principios de funcionamiento y las ventajas de este sistema son idénticos al sistema de inyección concéntrica.

### 1.8.3. Modelado de flujo y diseño del pozo

Cálculos de hidráulica. Debido a que se utiliza un sistema compresible en la UBD, el espacio anular siempre es una mezcla de gas y líquido. Para calcular las BHP en un entorno Gas/líquido, se debe utilizar los modelos hidráulicos multifásicos. El flujo multifásico probablemente es el que requiere de la ingeniería más compleja en la industria de perforación. Los fluidos multifásicos o compresibles sufren cambios considerables con las variaciones de presión y temperatura.

Regímenes de flujo. Para predecir correctamente los factores de fricción y colgamiento del líquido, es indispensable conocer el régimen de flujo que se presentara en el espacio anular. En las operaciones sobre balance solo se considera el flujo laminar o turbulento. En perforación bajo balance, se deben considerar muchas variaciones. El régimen de flujo varía con la inclinación del pozo, para lo que se tienen numerosas correlaciones para predecirlo.

Las variables del fluido (gas/líquido) como densidad, viscosidad, compresibilidad, densidad de recortes, forma de los recortes (redondez), la composición del fluido entre otras, y su interacción en los cálculos de flujo multifásico hacen que estos se vuelvan muy complejos. Debido a que las variables mencionadas se calculan en todos los elementos iterativos del modelo, es indispensable que se cuente con un programa informático. La mayoría de los modelos de flujo en realidad combinan varias fases gas/líquido en la estructura de dos fases, como se muestra en la siguiente figura.

### Cálculos multifásicos

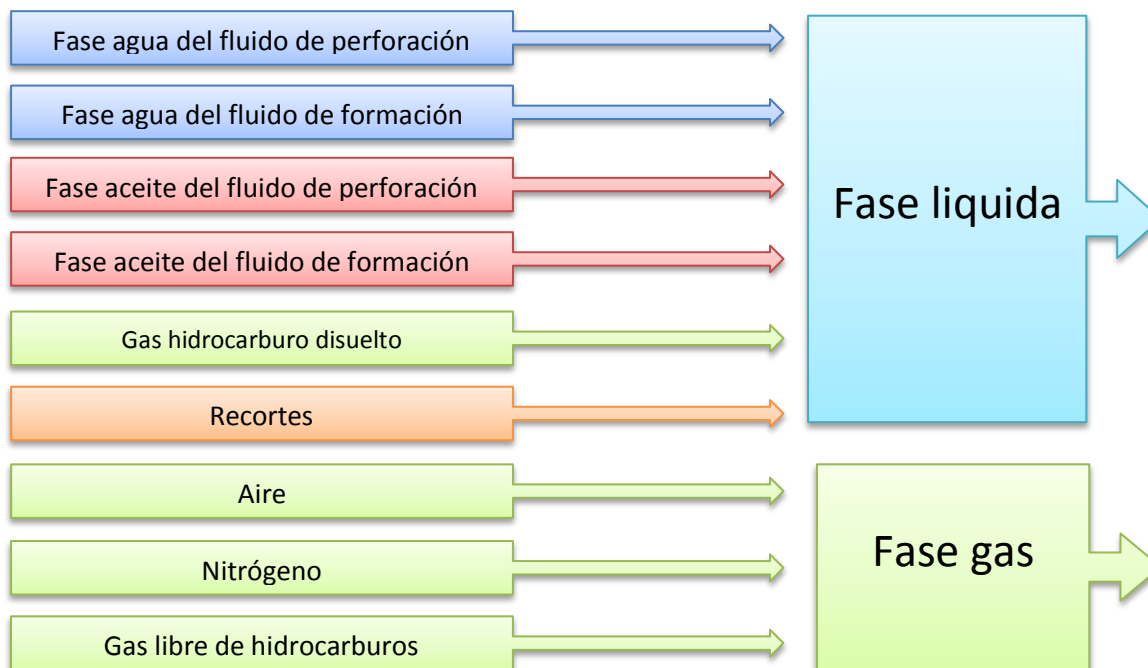


Fig. 1.11 Generación de dos fases a partir de componentes multifásicos<sup>2</sup>.

Una vez que se logra esto, el modelo puede ser ocupado con el sistema convencional de dos fases, una liquida y una fase gas. Los sólidos son combinados en la fase liquida porque esto nos permite el uso de los modelos convencionales para el transporte de recortes.

Cálculos de diseño de circulación: en el diseño de un sistema de circulación para perforación bajo balance, la presión de fondo se debe mantener por debajo de la presión del yacimiento, pero el sistema de separación superficial debe tener la capacidad suficiente para manejar los gastos y presiones previstas durante la perforación. Los sistemas de separación deben ser capaces de manejar los aumentos repentinos de producción del pozo debido a flujo de algunas zonas o fracturas y conservar la capacidad de estrangular y regular la producción a la salida del pozo, si esta es más de lo que puede ser manejada de forma segura por el equipo de separación en superficie. El sistema de separación también debe ser capaz de trabajar dentro de los parámetros de diseño del pozo. El diseño de un sistema de circulación para UBD debe tener en cuenta ciertos factores, los cuales se discuten a continuación:

- BHP: debe ser menor que la presión estática del yacimiento bajo condiciones estáticas y dinámicas para permitir la entrada del fluido del yacimiento al pozo. Esta diferencia crea una fuerza motriz que impulsa la productividad del pozo.
- Rendimiento y control de la afluencia del yacimiento: la productividad del yacimiento mientras se perfora bajo balance no solo es función de la BHP, sino

también de características como la permeabilidad, porosidad, longitud del yacimiento expuesto a la cara del pozo, radio de drene, y la fuerza motriz de la presión.

- Transporte de recortes y limpieza del agujero: los recortes generados durante la perforación bajo balance deben ser retirados de la boca del pozo por la acción hidráulica del fluido de perforación. Para la limpieza del pozo la velocidad en el espacio anular debe ser de por lo menos el doble de la velocidad de sedimentación de los recortes.
- Rendimiento del motor en un ambiente de flujo multifásico: durante la perforación con fluidos multifásicos, es importante que no se vea comprometido el rendimiento del motor, es decir, que la tasa de flujo equivalente a través del motor debe ser suficiente para proporcionar el rendimiento requerido y estar dentro de la envolvente de funcionamiento del motor.
- Capacidades y limitaciones del equipo superficial: la productividad del pozo y la longitud del yacimiento que se encuentra expuesta al pozo se ven limitados por el equipo superficial de separación. Los sistemas de seguridad de UBD están diseñados de tal modo que se cerraran automáticamente si el gasto de productividad excede su capacidad. La capacidad de los equipos superficiales siempre deben estar diseñados para manejar la producción máxima esperada del pozo, ya sea instantánea o en estado estacionario.
- Consideraciones ambientales. Ya sea por legislaciones gubernamentales y/o políticas de los operadores, las operaciones de UBD pueden tener que ser llevadas a cabo con cero emisiones al medio ambiente, es decir, sin quema de gas. Cuando este es el caso, el sistema de separación superficial tiene que ser diseñado para la contención total de los recortes producidos y el flujo de fluidos del yacimiento, agua, aceite y gas. La reinyección de gas requiere de una planta de re compresión de gas de manera que el gas puede ser re inyectado a la presión adecuada.
- La estabilidad del pozo: la exposición del pozo a la caída de presión aumenta el esfuerzo en los alrededores de la formación. Si estos esfuerzos exceden la resistencia de la formación, puede producirse el colapso del pozo. Por lo anterior es importante que se estudie a fondo la estabilidad del pozo en la etapa de viabilidad del yacimiento, como candidato para la UBD.

Presión de fondo en el espacio anular vs el gasto de inyección de gas. El siguiente grafico da la primera envolvente del funcionamiento de UBD. Esta envolvente está limitada por una serie de curvas.



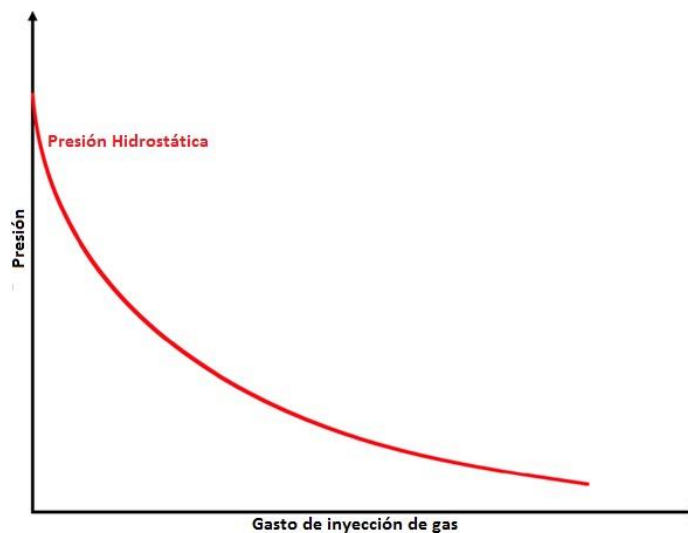


Fig. 1.12 La inyección de gas reduce la BHP

El gráfico de presión de fondo anular muestra cómo afecta la inyección de gas a un sistema de fluido, ya que la presión hidrostática baja a medida que el gas entra en el sistema. Como la cantidad de gas en el sistema aumenta, el gas se comprime en la parte inferior del pozo y se expande a medida que regresa a superficie. Además de esto se presenta otro fenómeno en el cual la presión de fricción aumenta en presencia de mayores cantidades de gas, como se muestra en la figura 1.13.

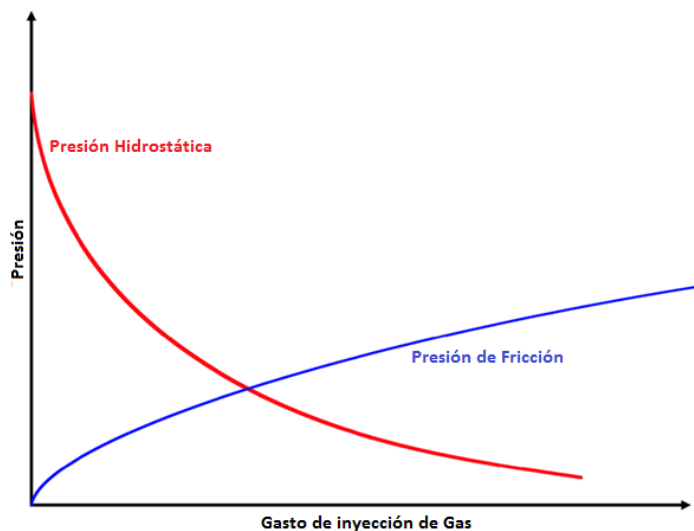


Fig. 1.13 La inyección de gas aumenta la caída de presión por fricción.

Si se combinan estos dos efectos en una sola curva, obtenemos la presión tipo vs la curva de tipos de gas, como se muestra en la siguiente figura. La curva verde ahora muestra la curva de presión hidrostática y la presión de fricción. En la primer parte de la curva se puede ver la rápida disminución de presión a medida que aumenta la cantidad de gas. Esta parte de la curva se conoce como la parte dominada hidrostáticamente. La parte plana de la curva se conoce como la parte dominada por fricción.

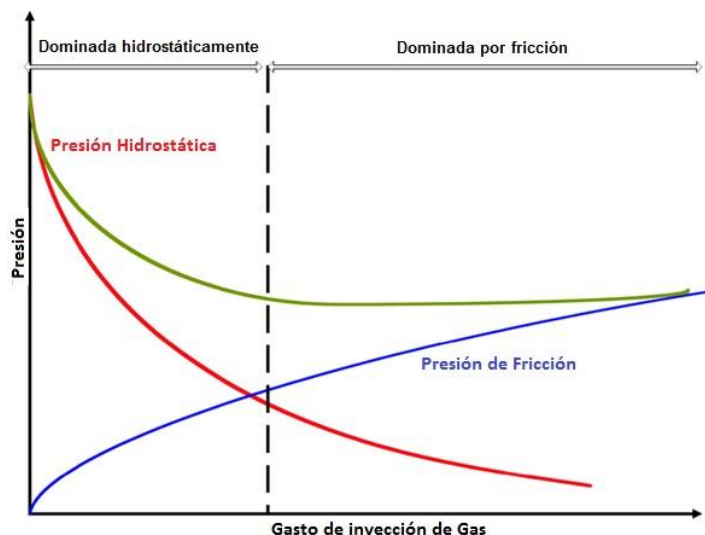


Fig. 1.14 La combinación de los efectos de la inyección de gas.

Como la tasa de inyección de gas aumenta, la BHP comienza a aumentar como resultado de la presión de fricción.

Estabilidad de la presión de fondo del pozo<sup>2</sup>. Para diseñar un sistema de circulación que proporcione presiones de fondo de pozo estables, el sistema debe evitar picos de presión, así como baches. La envolvente de funcionamiento permite que el ingeniero de perforación determine, una tasa de inyección de gas en particular, y si el flujo está dominado por la pérdida de presión hidrostática o por fricción. Cualquier punto sobre la curva de rendimiento con una pendiente negativa está dominado por las pérdidas de presión hidrostáticas. Estos puntos son inherentemente inestables, muestran grandes cambios de presión con pequeñas variaciones en el flujo del gas.

Los puntos de la curva de rendimiento con una pendiente positiva están dominados por las pérdidas de presión por fricción. Estos puntos son inherentemente estables y muestran un creciente BHP con el aumento en el gasto de gas.

Es importante señalar que “las pérdidas de presión dominadas por fricción” no significa necesariamente que las pérdidas de presión por fricción son mayores que las pérdidas por presión hidrostática. En su lugar, esto significa que la reducción en la presión hidrostática asociada con un aumento en la tasa de inyección de gas es menor que el aumento de la presión por fricción debido a la mayor tasa de flujo de gas.

Uno de los errores más comunes es pensar que mientras más nitrógeno es inyectado es mejor para las operaciones de UBD, lo cual deriva de las operaciones de perforación que son hidrostáticamente dominadas, ya que el aumento significativo en la tasa de inyección del gas puede conducir a una disminución significativa de la presión de fondo. Sin embargo, si la operación está dominada por fricción, el aumento en la tasa de inyección de gas no solo aumentara la presión de fondo, también puede aumentar los costos

asociados al nitrógeno utilizado. Se recomienda que las operaciones de perforación bajo balance sean efectuadas en la parte de la curva que es dominada por fricción.

Así, por un caso específico de diseño, la envolvente de operación no solo puede confirmar la viabilidad de la UBD sino que también ofrece información valiosa sobre todo de las tasas de inyección de gas aceptables y óptimas, también de la influencia de dichas tasas sobre la presión de fondo fluyente del pozo.

Sin embargo, la envolvente no es válida para cualquier condición, pues cada punto de esta corresponde a un solo cálculo del pozo, para una tasa de inyección de gas específica. Para todos los cálculos, una valiosa información adicional puede ser obtenida mediante el análisis de los perfiles de colgamiento in-situ del líquido, velocidades del gas real y de los líquidos, presiones y temperaturas. Por el momento solo nos concierne la BHP la cual es calculada a un caudal dado en el pozo, con un determinado sistema de fluidos, configuración de pozo, sarta de perforación y presión en superficie.

Para la construcción del siguiente gráfico (Figura 1.15), se deben considerar varias cuestiones. La primera es la presión del yacimiento, con la cual se plantea una presión objetivo que se encuentre por debajo de la presión del yacimiento aproximadamente 250 psi. La figura 1.16 muestra la tasa de flujo de líquido y la inyección de gas contra la BHP. Tenemos una parte de la curva de diseño dominada por fricción y que se encuentra por debajo de la presión de yacimiento y cuenta con los primeros parámetros de operación para la formación de un modelo de flujo. Esta curva, se crea normalmente con tres o cuatro velocidades de flujo diferentes. Se debe considerar que el área sombreada es el margen entre la presión objetivo y la presión prevista. La figura 1.17 muestra el margen entre la presión objetivo y la presión real. Una vez que tenemos una serie de gastos de fluido, se continúa para definir el siguiente conjunto de parámetros de funcionamiento y definimos de mejor manera la ventana de operación.

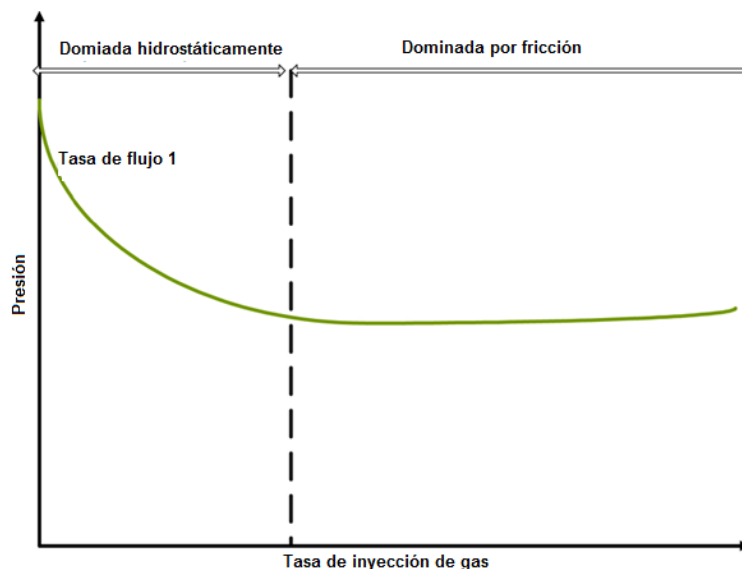


Fig. 1.15 BHP para inyección de gas

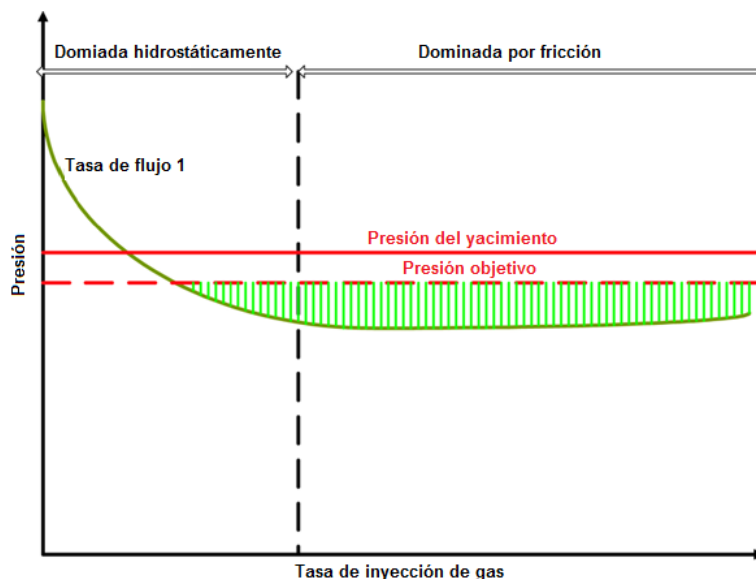


Fig. 1.16 La presión prevista cae por debajo de la presión objetivo a mayores tasas de gas.

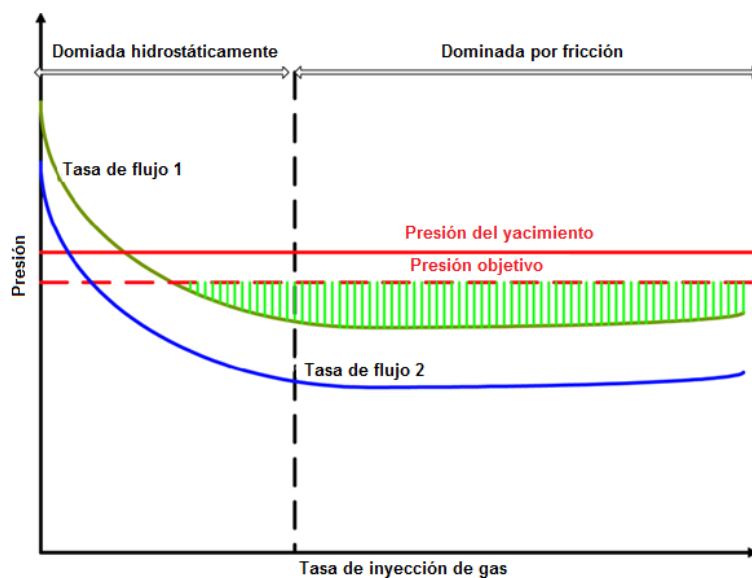


Fig. 1.17 Nueva tasa de flujo expande la ventana operativa.

Es importante señalar que la velocidad de flujo máxima del motor puede ser mayor que la tasa máxima de inyección de gas en el gráfico (Figura 1.17), aunque no siempre es posible tener ambos límites en el mismo gráfico.

Por último, se puede observar en la figura 1.19 la curva la velocidad mínima del líquido para la limpieza del pozo. De igual forma esto no siempre es posible representar en la misma grafica debido a que la velocidad anular puede ser lo suficientemente alta sin la inyección de gas.

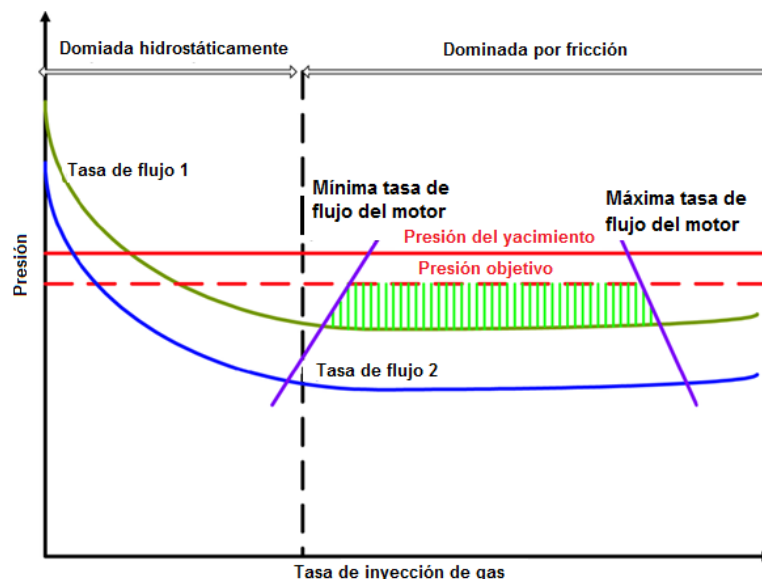


Fig. 1.18 Los rangos de tasas de flujo son definidos por los rangos de operación del motor.

Limpieza del pozo. La figura 1.19 muestra la velocidad del líquido por el espacio anular vs la tasa de inyección del gas y la velocidad de flujo del líquido. La limpieza de pozos horizontales perforados bajo balance debe ser monitoreada de cerca. Se tiene una reología reducida del fluido (un lodo con suspensión de sólidos muy fina), flujo turbulento bifásico y, normalmente, un aumento en la velocidad de penetración. El resultado del flujo del fluido bifásico es la aceleración del lodo y los recortes (debido a la expansión del gas) cuando el fluido se mueve hacia arriba desde la barrena.

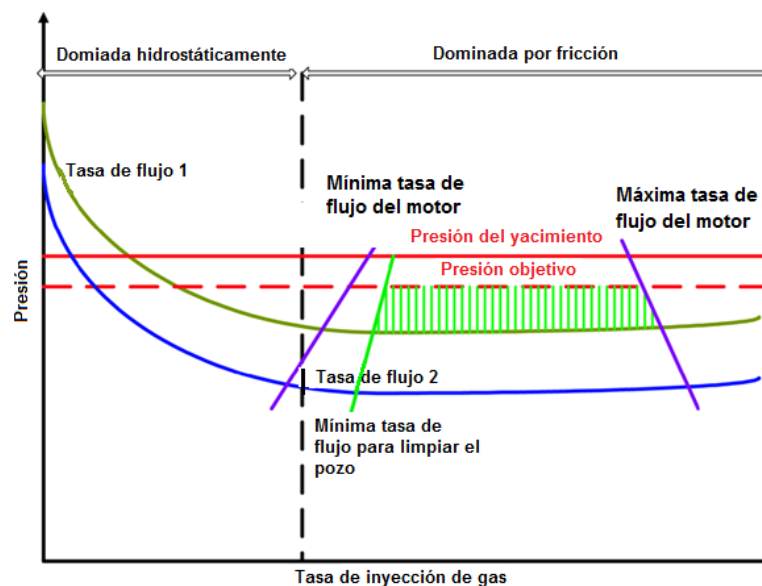


Fig. 1.19 La tasa de limpieza del pozo limita aún más las tasas de flujo aceptables.

Las principales áreas de preocupación para la limpieza del pozo son las regiones donde el ángulo es de entre 40 y 65 grados<sup>7</sup> y la región inmediatamente detrás de la barrena, la cual puede volverse en el área crítica de limpieza ya que hay un flujo de entrada limitado del yacimiento. La velocidad de la fase líquida y la limpieza del pozo en esta área depende únicamente de los fluidos y la frecuencia con que se bombean o inyectan a la sarta de perforación.

La limpieza del pozo con fluidos multifásicos depende en gran medida de los mismos criterios que para una sola fase. La eficiencia de la limpieza del pozo y transporte de sólidos son controlados principalmente por la velocidad de la fase líquida y la concentración de sólidos. Estudios y experiencias de campo han demostrado que la eliminación de los recortes es más eficiente con el fluido de dos fases. La adición de un medio de gas genera un régimen turbulento, lo que minimiza la formación de capas de sólidos. Por experiencia se ha concluido que se requiere una velocidad anular en fase líquida mínima de entre 180 y 200 pies por minuto en pozos con desviaciones de más de 30 grados<sup>7</sup>.

Afluencia del yacimiento. En esta etapa, el régimen de flujo multifásico estabilizado en el pozo previo a la entrada de los fluidos del yacimiento se debe ajustar para no alterar o no salirse de los rangos dentro de la ventana UBD establecida para el sistema de circulación. La tasa de entrada de fluido de yacimiento depende en parte de las propiedades de caída de presión y de la roca del yacimiento (La presión diferencial entre la BHP circulante y la presión del yacimiento). Se cuenta con algunos modelos para la estimación del flujo de entrada del yacimiento basados en propiedades de la roca y de los fluidos. Sin embargo las propiedades de la roca del yacimiento son fijas, quedando como las únicas variables los parámetros para el control del flujo de fluidos del yacimiento.

Como se mencionó anteriormente, el rendimiento del flujo de entrada de un pozo representa la capacidad del yacimiento para producir fluidos bajo una condición de caída de presión hidrostática.

El principal propósito de la perforación de cualquier pozo bajo balance es crear las condiciones que induzcan al flujo de fluido del yacimiento en el pozo durante la perforación, minimizar el daño, y optimizar la producción de fluido del yacimiento por el pozo.

Por lo tanto, la relación entre el flujo de entrada y la BHP del yacimiento es uno de los parámetros más importantes en el diseño y gestión de la UBD por lo que deben mantenerse dentro de la envolvente operacional definida. Cuando la presión en superficie, los gastos de producción, o la BHP no pueden mantenerse dentro de los niveles seguros o bajo balance, las operaciones de perforación deben cesar de inmediato.

#### **1.8.4. Equipo de fondo para operaciones de perforación bajo balance**

Sensores de medición de presión durante la perforación (PWD). Estos sensores son de gran utilidad en las operaciones de perforación bajo balance pero de igual forma pueden

ocasionar diversos problemas debido a la vibración y las rápidas tasas de penetración. Este sensor puede ser muy útil en el punto de inyección de la sarta de perforación, pues ayuda en la optimización de la operación y en el aumento del conocimiento del yacimiento.

Herramientas convencionales de medición durante la perforación (MWD) en UBD. Estas herramientas utilizan el fluido de perforación para la generación de ondas acústicas que se manifiestan como variaciones de presión en la superficie, las cuales son captadas e interpretadas. Esto implica que se debe contar con un mecanismo de fondo de pozo para variar o modular selectivamente la presión de flujo dinámica y con ello enviar los datos en tiempo real corregidos por los sensores de fondo del pozo.

La intensidad de la señal en superficie depende de muchos factores incluyendo las propiedades del lodo, la disposición de la sarta de perforación, el gasto, la intensidad de la señal generada en la herramienta, la frecuencia de la telemetría, entre otros. Se ha demostrado que para que la herramienta funcione de manera óptima se debe tener un 20% de volumen de gas como máximo en un pozo vertical, esta relación puede extenderse un poco más dependiendo de la profundidad del pozo, el perfil, la tasa de flujo de la fase líquida, la presión de bombeo, la tasa de flujo y el ensamblaje de la sarta de perforación en el fondo. En condiciones en las que se utiliza algún otro método de levantamiento con gas o espumas de alta calidad será necesario implementar una herramienta que funcione por medio de un método electromagnético<sup>2</sup>.

Medición electromagnética durante la perforación (EMWD). La telemetría electromagnética transmite datos a la superficie mediante pulsos de ondas de baja frecuencia a través de la tierra. Los datos que transmite incluyen los ángulos de inclinación y azimut del pozo, ángulo de balanceo y la temperatura de la herramienta.

Válvulas de no retorno. Las válvulas flotadoras son necesarias para la UBD, pues estas evitan la afluencia de los fluidos del yacimiento dentro de la sarta de perforación, ya sea cuando se viaja o se realizan conexiones. Se debe considerar que se tiene una presión por debajo de las válvulas de retención. La posición de las válvulas flotadoras en la sarta de perforación depende de las herramientas del BHA y la política de la filosofía de funcionamiento que se basa en la gestión de la seguridad de la operación. El número de válvulas flotadoras en el BHA y la sarta de perforación es también una cuestión de política de la empresa relacionada con los riesgos percibidos y la gestión de los mismos. Si las válvulas flotadoras de perforación fallaran por completo, es posible que se deba circular lodo pesado para matar el pozo y realizar un viaje de la sarta para reemplazar o reparar las válvulas flotadoras.

Es una buena práctica instalar una válvula flotadora en la parte superior de la sarta de perforación, a menudo es referida como sarta de válvulas flotadoras, que ayuda en la eficiencia operativa al reducir el tiempo que se necesita para purgar la presión antes de hacer alguna conexión y al mismo tiempo sirve como una barrera adicional en caso de que fallen las válvulas flotadora del BHA.

Válvulas de despliegue. La válvula de despliegue bajo balance ha sido diseñada para eliminar la necesidad de operaciones de desaire (snubbing) o la necesidad de matar al pozo para realizar un viaje de la sarta de perforación durante las operaciones de UBD. Durante operaciones de UBD, el pozo se deja fluir, lo que se traduce en una presión de flujo o de cierre en el espacio anular en la superficie. Con cualquier presión significativa durante los viajes de la sarta, es necesario contar con una unidad de snubbing o para matar el pozo.

Las válvulas de despliegue se corren como una parte integral del programa de revestimiento, permitiendo el paso total de la barrena cuando se encuentra abierta. Cuando sea necesario realizar un viaje de la sarta de perforación, la sarta es subida hasta que la barrena quede por encima de la válvula, con lo que la válvula de despliegue y el espacio anular por encima de la válvula de alivio son cerrados. En ese momento la sarta de perforación puede ser sacada del pozo sin el uso de la unidad snubbing y a velocidades de viaje convencionales, reduciendo así los requisitos de tiempos de perforación y proporcionando mejores condiciones de seguridad. La sarta puede ser introducida hasta que la barrena quede por encima de la válvula de despliegue nuevamente, en ese momento la sarta puede comenzar a bajar para continuar con las operaciones de perforación.

La válvula de despliegue puede ser corrida ya sea con tubería de revestimiento con un empacador de revestimiento externo o con un liner y tieback. Una vez instalada, la válvula se controla a través la presión aplicada en el espacio anular, creada entre la tubería de revestimiento intermedia y la superficial.

#### **1.8.5. Equipo superficial para operaciones de perforación bajo balance**

El equipo superficial para perforación bajo balance puede ser desglosado en 4 categorías:

- II. Sistema de perforación.
- III. Equipo de generación de gas.
- IV. Equipo de control de pozo.
- V. Equipo superficial de separación.

Sistema de perforación. El tamaño del agujero y la penetración del yacimiento, así como la trayectoria direccional determinan si la sarta de perforación de tubería flexible o de tubo con rosca (tubería convencional con juntas) es el medio óptimo para perforar (Tabla 1.7). Si el tamaño del agujero requerido es mayor a 6 1/8 pg será necesario utilizar tubería convencional, en caso de que sea menor puede utilizarse tubería flexible. El tamaño de tubería flexible actualmente utilizada para las operaciones de perforación es de entre 2 y 2 7/8 pg de diámetro externo<sup>2</sup>. Esto se debe a muchos factores, incluyendo la velocidad de flujo a través del carrete, la caída de presión a través del tubo, el perfil del pozo, peso máximo de la unidad, equipo tanto de fondo como de superficie, y el peso propio de la tubería flexible. En ocasiones, la tubería flexible ideal para una operación puede ser excluida debido a factores como limitaciones de transporte, en la grúa o que la vida de la tubería flexible puede no ser económica. Generalmente, la tubería flexible tiene varias



ventajas y desventajas en comparación con los sistemas de tuberías enroscadas. Para los sistemas de tuberías enroscadas, se deben considerar las propiedades de la sarta de perforación y los viajes bajo presión. Si el tamaño y la trayectoria del pozo lo permiten, la tubería flexible es el sistema más simple para perforar bajo balance.

<b>Tabla 1.7 Ventajas de la tubería flexible sobre la tubería de rosca<sup>2</sup>.</b>	
<b>Tubería flexible</b>	<b>Tubería enroscada</b>
<b>No se hacen conexiones durante la perforación.</b>	Las conexiones requieren la detención de inyección de gas causando picos de presión.
<b>Contención de altas presiones.</b>	La presión de conductores de rotación es limitada a 3,000 psi.
<b>Wireline rígida hace más simple el MWD en fluidos gasificados.</b>	Sistemas MWD poco fiables en sistemas gasificados.
<b>No requiere sistema de snubbing.</b>	El despliegue de presión requiere unidad de snubbing.
<b>Máximo tamaño de agujero 6 pg.</b>	No hay límite de tamaño de agujero.
<b>La limpieza del agujero es más crítica.</b>	La limpieza del agujero puede ser asistida por rotación.
<b>Potencial colapso de la tubería en pozos de alta presión.</b>	Conexiones especiales para sargas de perforación en campos de gas.
<b>Posibilidad de realizar trabajos a través de la tubería de perforación.</b>	Se necesitan herramientas especiales en el piso de una unidad convencional de perforación para realizar trabajos a través de la tubería.
<b>Conjunto de preventores pequeño</b>	El conjunto de preventores requiere del sistema de rotación.
<b>Alcance limitado del arrastre</b>	Capaz de perforar largas secciones horizontales.

#### Equipo de generación de gas.

*Gas natural:* si se utiliza gas natural para la UBD, puede ser necesario un compresor, dependiendo del origen del gas, como se mencionó con anterioridad el gas puede provenir de alguna línea de producción de gas a alta presión, si este es el caso se necesitara un regulador de flujo y de presión para controlar la cantidad de gas inyectado durante el proceso de perforación.

*Generación criogénica:* el uso de nitrógeno en tanque puede ser útil en locaciones terrestres, donde un camión de gran capacidad puede ser utilizado para el abastecimiento. El nitrógeno criogénico en tanques de transporte de 2,000 galones proporciona nitrógeno de alta calidad y el equipo utilizado es posiblemente el menos costoso. El nitrógeno líquido se hace pasar a través del convertidor de nitrógeno, donde el fluido se bombea bajo presión antes de ser convertido en gas. Posteriormente el gas es inyectado en la sarta de perforación. Para operaciones costa afuera se recomienda el uso de generadores de nitrógeno.

*Generación de nitrógeno:* un generador de nitrógeno no es más que un sistema de filtrado que separa el nitrógeno de la atmosfera. Estos generadores utilizan pequeñas membranas para filtrar el aire, se libera el aire enriquecido con oxígeno a la atmosfera y el nitrógeno se eleva a la presión requerida para su inyección. La siguiente figura muestra un sistema de generación de nitrógeno.

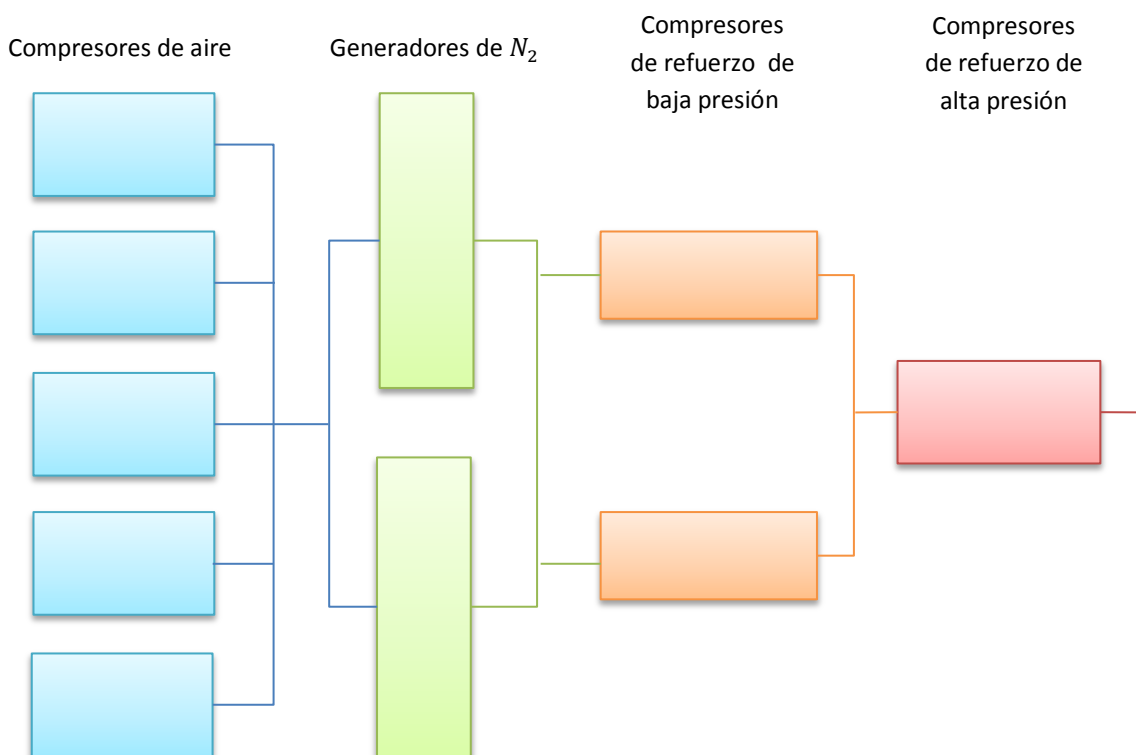


Fig. 1.20 Sistema de generación de nitrógeno

Un generador de nitrógeno tiene una eficiencia del 50%. En términos reales, si se requieren  $1,500 \text{ m}^2$  por minuto se tendrán que bombear  $3,000 \text{ m}^2$  por minuto de aire en el generador. Este equipo ocupara un espacio significativo en la plataforma o unidad costa afuera.

Otro problema asociado con el nitrógeno es su pureza, la cual varía dependiendo de la cantidad de nitrógeno necesario. Con una pureza del 95% (en moles) se entrega un 5% de oxígeno, la cual está por debajo de la cantidad necesaria para ocasionar una explosión, pero es suficiente para causar problemas de corrosión. Este problema se agrava aún más cuando se utilizan sistemas de salmueras a temperaturas elevadas.

#### Equipo de control de pozo.

*Sistemas de tuberías enroscadas:* Los BOPs convencionales utilizados para la perforación no se ven comprometidos durante las operaciones de UBD. El conjunto de preventores

convencional no es utilizado para operaciones de rutina y tampoco para controlar el pozo salvo un caso de emergencia.

Un componente importante es la válvula de cierre de emergencia (ESD), esta es una válvula de acción diseñada para detener el flujo de algún fluido peligroso o un hidrocarburo externo (gas) una vez que se detecta un evento peligroso. Esto proporciona protección contra posibles daños al personal, equipos y medio ambiente. Es necesario colocar las válvulas ESD por ley en cualquier equipo costa afuera para evitar desastres, pueden ser activadas por medio de un cilindro neumático, hidráulico o un actuador electro-hidráulico. Típicamente son válvulas de mariposa o de bola capaces de soportar las presiones, temperaturas y fluidos corrosivos presentes en el pozo.

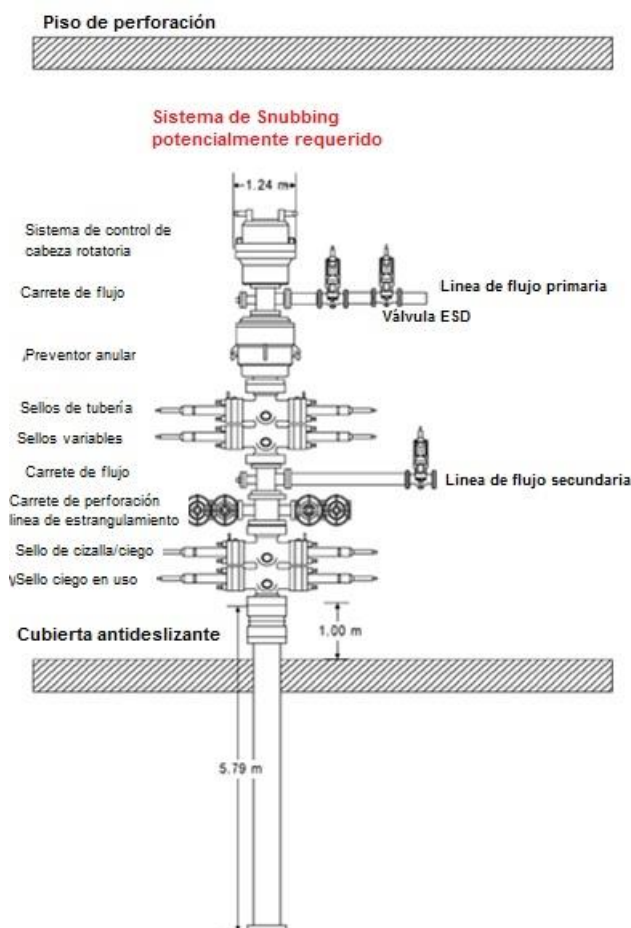


Fig. 1.21 Conjunto de preventores típico

Un sistema de control de cabezal rotatorio y la línea de flujo primaria con válvulas ESD se instala en la parte superior del BOP convencional. Si es necesario, se activara un solo sello ciego, operado con una unidad especial del acumulador, se instala bajo el BOP para que el BHA de perforación se corra bajo presión.

*Sistemas de tubería flexible:* el control de pozo es muchos más sencillo cuando se perfora con un sistema de este tipo. Se puede utilizar un lubricador<sup>5</sup> para agregar los principales componentes del BHA, o si es posible utilizar una válvula de seguridad de fondo del pozo, no se requerirá del lubricante en superficie. El cabezal inyector puede ser colocado directamente en la parte superior del sistema del cabezal.

El lubricador es una tubería larga de alta presión montada en la parte superior de la cabeza del pozo o el árbol de navidad, por el que las herramientas pueden ser introducidas a altas presiones en el pozo. La parte superior del conjunto de lubricación incluye una sección de grasa de inyección a alta presión y elementos de sello. El lubricador es probado e instalado en la parte superior del árbol, las herramientas se colocan en el lubricador y este es presurizado hasta la presión del pozo. Entonces las válvulas superiores del árbol se abren para permitir el descenso o bombeo de las herramientas dentro del pozo bajo presión. Para remover las herramientas se utiliza el procedimiento inverso, las herramientas son jaladas hasta el lubricador bajo la presión del pozo, las válvulas del pozo están cerradas, se purga la presión en el lubricador y posteriormente se puede abrir para retirar las herramientas<sup>5</sup>.

El cabezal inyector incorpora conjuntos de cadena perfilados especialmente para agarrar la sarta de tubería flexible y un sistema de accionamiento hidráulico que proporciona el esfuerzo de tracción para correr y recuperar la sarta del pozo. La base del cabezal inyector es asegurada en el equipo de control de presión de cabeza de pozo por el sistema de montaje del prensaestopas. El cuello de cisne montado en la parte superior del cabezal inyector se alimenta de la tubería proveniente del carrete alrededor de un radio controlado en el cabezal inyector<sup>6</sup>.

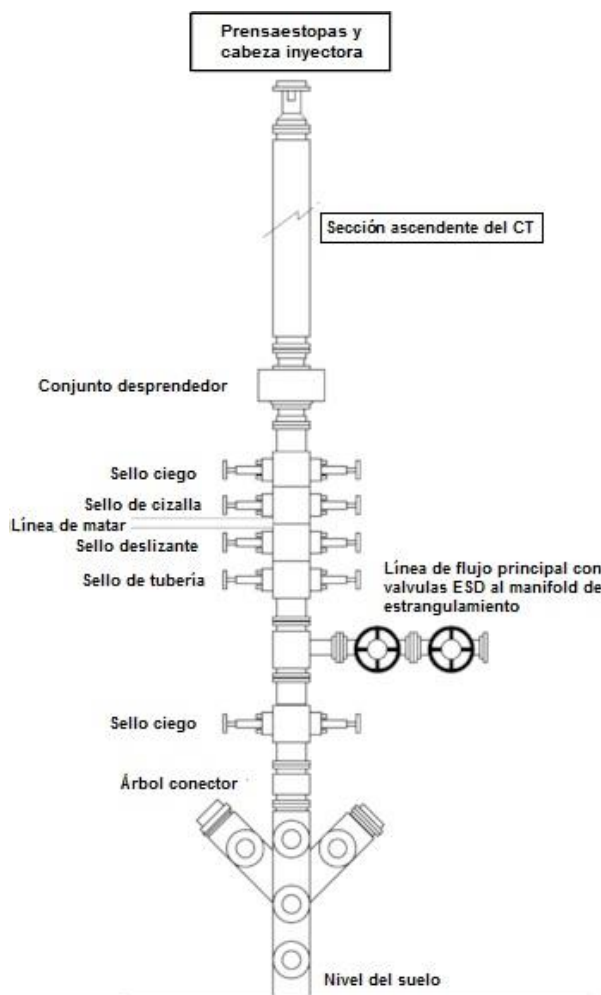


Fig. 1.22 Montaje típico de tubería flexible

El árbol conector provee el acceso para la tubería flexible e integra componentes de un árbol de Navidad. En la imagen se puede ver un árbol conector de tipo “Y” el cual está conformado por el cuerpo, el cual tiene un orificio vertical que se extiende axialmente y en forma ascendente comprende de lo siguiente: un conector en la parte inferior para realizar la conexión a la cabeza del pozo o a un componente de esta, una primera sección de válvulas que forman una abertura lateral que comunica con el agujero vertical, una sección “T” que proporciona al menos una abertura lateral que comunica con el orificio vertical para la producción del flujo del pozo y un conector en la parte superior para la instalación de componentes de boca de pozo encima de esta. Este árbol además incluye en la sección de válvulas, una válvula de cierre para controlar el flujo del pozo a través del agujero vertical.

Los sistemas de tubería flexible pueden viajar mucho más rápido, por lo que la unidad de perforación es mucho más simple. Sin embargo, una de las consideraciones que se deben realizar en estos sistemas es la fuerza de corte de los sellos ciegos y de cizalla, que deberán verificarse para su correcto funcionamiento aun cuando se tengan líneas de control o cualquier otra línea dentro de la flexible.

*Sistema de empuje/retención de tubería, Snubbing:* los componentes de una unidad de snubbing proporcionan la carrera vertical o movimiento necesario para correr o jalar la sarta de trabajo, este componente es llamado Jack<sup>c</sup>, el cual es operado hidráulicamente y puede aplicar fuerzas extremadamente altas a la sarta de tubería y cabeza de pozo a los que está unido. Esta unidad permite introducir la tubería de perforación cuando los BOPs están cerrados y la presión del pozo está siendo contenida. Si solo el BOP anular está cerrado, la tubería puede ser bajada lenta y cuidadosamente al pozo, el BOP se abrirá ligeramente para permitir que las juntas de la sarta pasen libremente. Si el pozo es cerrado por el BOP de ariete, las juntas no podrán pasar por el elemento de sello si es el caso de tubería de rosca.

En las operaciones de snubbing la presión del pozo actúa sobre el área de la sección transversal del tubular que puede ejercer suficiente fuerza para superar el peso de la sarta de perforación, por lo que dicha sarta deberá ser empujada (o “rechazada”) de regreso al pozo. En operaciones convencionales, la tubería cae dentro del pozo bajo su propio peso y no hay fuerza descendente adicional ni se requiere de un empuje extra<sup>6</sup>.

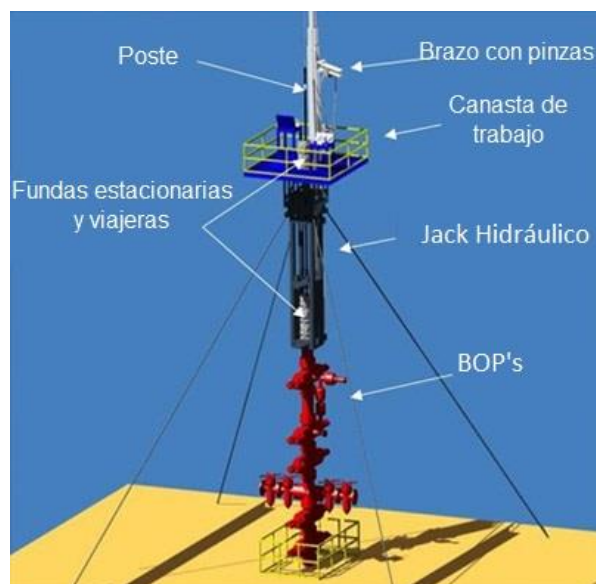


Fig. 1.23 Unidad de empuje/retención de tubería Snubbing

*Sistema rotatorio de desviación:* el principal uso de este sistema es para proporcionar un sello anular alrededor de la tubería de perforación convencional durante las operaciones de viaje y perforación. El sello anular debe ser eficaz en un amplio rango de presiones y para una variedad de tamaños de equipos y procedimientos operacionales. El sistema de control rotatorio de desviación consigue esto por medio de un empaquetamiento alrededor de la tubería de perforación. El sistema de control de cabezal giratorio consta de una caja de almacenamiento de presión donde los elementos aislantes son colocados entre los cojinetes de rodillos y los sellos mecánicos.

Actualmente hay dos tipos de desviadores rotativos: activos y pasivos. El tipo activo utiliza la presión hidráulica externa para activar el mecanismo de sellado y aumenta la presión

de sellado conforme aumenta la presión en el espacio anular. El tipo pasivo, que normalmente se denomina sistema de control de cabezal rotativo utiliza un sello mecánico. Todos los sistemas BOP superficiales tienen limitaciones tanto por la cantidad de presión de cierre y como por la degradación del equipo debido al flujo y composición de los diferentes fluidos y gases del yacimiento con el tiempo, independientemente del tipo de sistema de control BOP elegido.

Los cabezales rotatorios de control (sistemas pasivos) son herramientas que han proporcionado un medio seguro en operaciones principalmente de perforación con aire y espumas. Un modelo de baja presión utilizado para perforar pozos bajo balance y sobre balance, es diseñado para funcionar a 500 psi rotando y 1,000 psi estático. Actualmente los cabezales rotatorios de control son clasificados a una presión estática de 5,000 psi y una presión de rotación 3,000 psi con 100 rpm.



Fig. 1.24 Cabezal rotatorio de control

Los preventores rotatorios (RBOP) son probablemente la pieza más importante del equipo de desarrollo, con un amplio rango de aplicación en operaciones de perforación bajo balance con tubería flexible y para diversos escenarios de yacimientos y pozos. Este sistema debe ser dimensionado y seleccionado en base a la presión en superficie esperada.

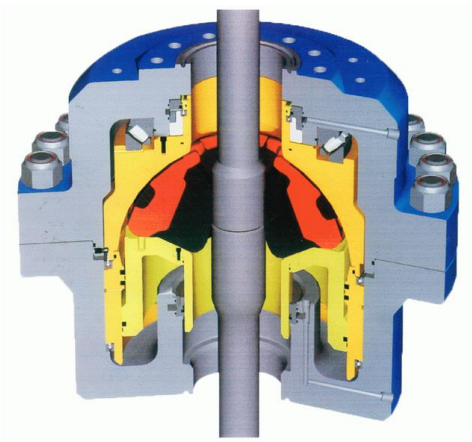


Fig. 1.25 BOP rotatorio

*Equipo superficial de separación:* el equipo de separación debe adaptarse a los fluidos del yacimiento esperados. Un separador para un campo de gas seco es significativamente diferente de un separador requerido para un yacimiento de aceite pesado. El sistema de separación debe ser diseñado para manejar la afluencia esperada y debe ser capaz de separar el fluido de perforación de retorno de modo que pueda ser bombeado de nuevo al pozo.

La corriente de flujo de retorno durante una perforación bajo balance a menudo se considera como un flujo de cuatro fases pues se compone de aceite, gas, agua y sólidos. Esto representa un desafío para separar de manera efectiva y eficiente las diversas fases y formar corrientes individuales de cada una de estas.

Los separadores pueden ser clasificados como se muestra en la tabla 1.8. La separación de líquidos y gases se logra gracias a la diferencia de densidades entre el líquido, los sólidos y el gas. La velocidad en la que los gases y sólidos se separan está en función de la temperatura y la presión.

Tabla 1.8 Clasificación de separadores <sup>2</sup> .	
Clasificación	Presión de operación
Baja presión	De 10 a 20 psi hasta 180 a 225 psi
Presión media	De 230 a 250 psi hasta 600 a 700 psi
Alta presión	De 750 a 5,000 psi

Los separadores verticales son más efectivos cuando el retorno del pozo es predominantemente líquido, mientras que los separadores horizontales tienen una capacidad y eficiencia más alta para el manejo de gases.



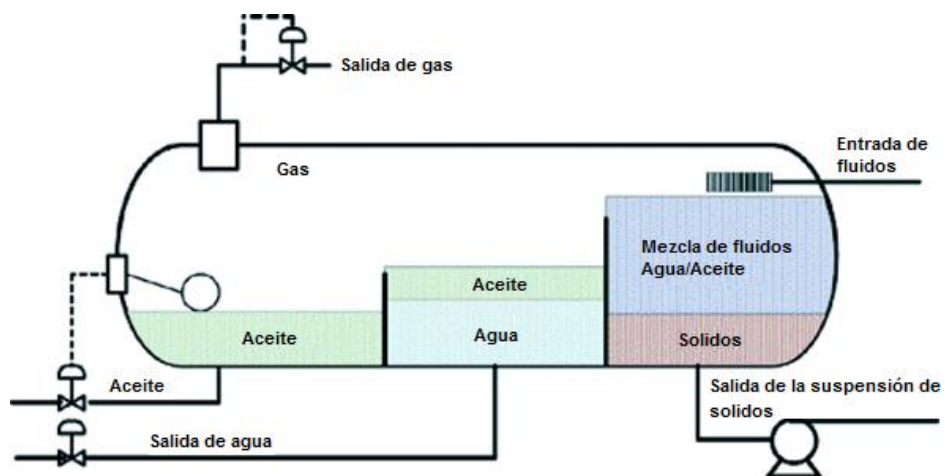


Fig. 1.26 Separador horizontal

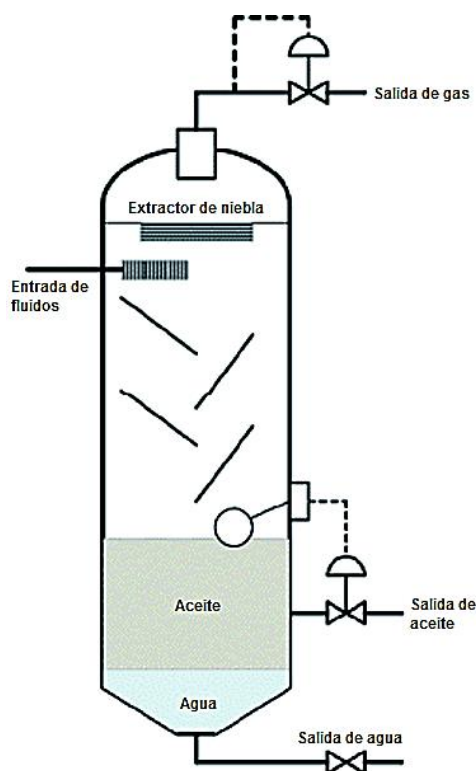


Fig. 1.27 Separador vertical

La adquisición de datos en el sistema de separación proporciona la máxima cantidad de información del yacimiento que se puede obtener durante la perforación.

Es necesario también monitorear constantemente la erosión que está sufriendo la tubería para garantizar la seguridad de las operaciones. Se debe contar con un sistema automatizado de sondeo que permite una predicción más exacta de la tasa de erosión de la tubería en superficie.

### 1.9. Terminación de pozos perforados bajo balance.

La mayoría de los pozos perforados bajo balance no pueden ser terminados de la misma forma. Los pozos son desplazados a condiciones sobre balance gracias al uso de un fluido para matar al pozo, el cual es circulado antes de correr el liner o terminar el pozo. Dependiendo del tipo de fluido de terminación, se puede generar algunos daños a la formación. Utilizar salmuera como fluido de terminación reduce el daño a la formación, ya que no se tiene recortes ni elementos finos suspendidos en ella. Sin embargo se han encontrado reducciones en la productividad de los pozos perforados y terminados bajo estas condiciones de entre el 20 y el 50%<sup>2</sup>.

Se tiene una serie de métodos de terminación de pozos perforados bajo balance, algunas de ellas son: con liner disparado, liner ranurado, con filtro de arena o agujero descubierto. No se recomienda el uso de tuberías de revestimiento cementadas pues afectan la ganancia de productividad del yacimiento.

*Instalación de un liner sólido:* la zapata guía debe estar equipada con válvulas de no retorno para evitar el flujo a superficie dentro de la tubería. El liner es corrido normalmente con su empacador. Una vez que llegan al fondo y son asentados el colgador y el empacador del liner el yacimiento queda aislado.

*Instalación de un liner ranurado o un filtro de arena:* la principal desventaja de terminar un pozo perforado bajo balance con estas técnicas, es que no se puede aislar la zona de ranuras del liner o del filtro de arena con los BOP.

*Efectuar la terminación:* el principal problema con la terminación en un pozo vivo es la instalación de una línea subsuperficial de control de válvulas de seguridad. Una vez conectada la línea de control, los BOP ya no aíslan alrededor de la tubería.

Una vez que se instala y asienta el empacador de producción, la tubería de perforación puede ser usada para bombear el fluido de terminación que proporciona una barrera de seguridad adicional, la cual puede ser monitoreada si se considera conveniente. Posteriormente puede ser necesario desplazar el fluido de terminación, lo que puede ser realizado con tubería flexible o algún otro dispositivo. Una vez que se instala el equipo de terminación el pozo puede comenzar a producir, ya que si es terminado en condiciones bajo balance, en algunas ocasiones no requerirá de estimulaciones, sin embargo, la mayoría de las veces se realiza una estimulación con N<sub>2</sub> para garantizar el flujo del yacimiento al pozo. Esto dependerá de las características y condiciones a las que se encuentren los fluidos de dicho yacimiento<sup>2</sup>.

### 1.10. Limitaciones

Se pueden presentar una serie limitaciones técnicas, de seguridad y económicas para los procesos de perforación bajo balance. Las siguientes condiciones pueden afectar negativamente cualquier de este tipo<sup>2</sup>:

- Información insuficiente para determinar si se soportara la tensión mecánica sin colapso.
- Imbibición<sup>d</sup> espontánea causada por incompatibilidades entre la base de fluido usado en UBD y el fluido de la roca del yacimiento. El uso de un fluido no mojante puede prevenir o reducir esa situación.
- La profundidad, alta presión y pozos altamente permeables representan un límite técnico debido a problemas de seguridad y control del pozo.
- Condiciones bajo balance no continuas.
- Exceso de agua de formación.
- Zonas de alta producción cercanas al inicio de la trayectoria del pozo afectarán negativamente las condiciones bajo balance.
- Pozos que requieran de presión hidrostática o fluido para matar al pozo durante ciertas operaciones de perforación o terminación.
- Pozos de diámetro reducido o en condiciones que resultan en un espacio anular muy pequeño, crean altas contrapresiones a causa de las fuerzas de fricción.
- Pozos que contienen objetivos con una presión importante o con variaciones de litología a lo largo de la trayectoria.

#### **1.10.1. Limitaciones técnicas**

*Estabilidad del pozo.* Es indispensable considerar los esfuerzos a los que estará sometido el pozo pues este podría colapsar. Además se debe considerar la estabilidad química, que son problemas vistos con lutitas y calizas, por lo que debe garantizarla compatibilidad química de los fluidos propuestos.

*Entrada de agua.* La entrada de agua en un yacimiento depresionado puede causar problemas graves en un pozo perforado bajo balance. El pozo puede ser matado si el gasto de entrada de agua es muy grande.

*Equipo de perforación direccional.* Las herramientas de funcionamiento hidráulico no se pueden utilizar en pozos perforados bajo balance, y si el sistema es gasificado el equipo MWD fallará. Algunos componentes de caucho de los motores pueden ser propensos a fallas debido al gas impregnado en estos.

*Yacimiento inadecuado.* Un yacimiento altamente poroso y permeable puede proporcionar demasiada afluencia y una baja caída de presión.

*Seguridad y medio ambiente.* Los temas de salud, seguridad y medio ambiente pueden llegar a ser demasiado complicados para proceder con una operación de UBD.

*Equipo superficial.* Puede ser imposible la colocación del equipo superficial en algunas instalaciones costa afuera. El equipo que se requiere en la boca del pozo y equipo de separación debe ser cuidadosamente diseñado para adaptarse a la plataforma o unidad de perforación<sup>2</sup>.

### 1.11. Abreviaturas y definiciones

Términos abreviados		Español
<b>UBD</b>	Underbalanced Drilling	Perforación bajo balance
<b>BOP</b>	Blowout Preventer	Preventor de reventón
<b>MWD</b>	Measurement While Drilling	Medición durante la perforación
<b>ROP</b>	Rate Of Penetration	Velocidad de penetración
<b>IADC</b>	International Association of Drilling Contractors	Asociación internacional de contratistas de perforación
<b>PWD</b>	Pressure While Drilling	Presión durante la perforación
<b>BHP</b>	Bottomhole Pressure	Presión en el fondo del pozo
<b>BHA</b>	Bottomhole Assembly	Ensamble de fondo
<b>OD</b>	Outside Diameter	Diámetro exterior
<b>ESD</b>	Emergency Shutdown (valve)	(Válvula de) Cierre de emergencia

### Definiciones

- a. Infill well: Nuevos pozos perforados en un campo dentro del patrón original de pozos, que reducen el espaciamiento entre ellos y sirven para aumentar la recuperación o probar algún método de recuperación mejorada.
- b. Snubbing: Es el acto de meter la tubería de perforación en el pozo cuando los preventores de reventón, BOPs están cerrados y la presión está siendo contenida en el pozo.
- c. Jacking: Una estructura de soporte para estabilizar la cabeza del inyectora y el equipo de control de presión en alta mar, o en tierra, especialmente las unidades de tubería flexible. El marco de elevación (jacking) se controla hidráulicamente para permitir que la cabeza inyectora se encuentre a una altura de trabajo segura. Los Jacks son gatos hidráulicos de elevación.
- d. Imbibición: Es el proceso de absorción de una fase mojante en una roca porosa

### 1.12. Referencias

- 1- Rehem, B.; Haghshenas, A.; Paknejad, A.; et al. 2012. Underbalanced Drilling: Limits and Extremes. Houston, Texas, US. Gulf Publishing Company. 629 p.
- 2- Mitchell Robert F., 2006. Petroleum Engineering Handbook, Vol.II, Drilling Engineering. Austin, Texas. Society of Petroleum Engineers. 763 p.
- 3- Extreme Engineering. Underbalanced Drilling [web]. Última actualización: Noviembre de 2014. Fecha de consulta: 27 de febrero 2015. Disponible en: <http://goo.gl/KgLKxM>
- 4- HSE Subcommittee. 2012. Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations. HSE Planning Guidelines. International Association of Drilling Contractors. 15 p.
- 5- Schlumberger, Oilfield Glossary, Lubricator [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 28 de febrero de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/5GC4Eo>
- 6- Schlumberger, Oilfield Glossary, Snubbing [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 28 de febrero de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/VVEs95>

- 7- Azhar ali, Curtis G. Clount, Stephen Hill, et al. 2005. Sistemas integrados de limpieza de pozos: Mejoramiento de la eficiencia y reducción del riesgo. Sugar Land, Texas, US. Schlumberger. 12 p.
- 8- Schlumberger, Oilfield Glossary, Imbibición [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 15 de marzo de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/szcsG9>

## Capítulo 2

### Tubería flexible

#### 2.1. Historia

Previo a la invasión aliada de Europa en 1944, ingenieros desarrollaron y produjeron tuberías continuas muy largas para transportar combustible desde Inglaterra a todo el continente Europeo para abastecer a los ejércitos aliados. El proyecto fue nombrado operación PLUTO, un acrónimo para “Pipe Lines Under The Ocean”, e involucraba la fabricación y colocación de varias tuberías a través del Canal Ingles<sup>1</sup>.

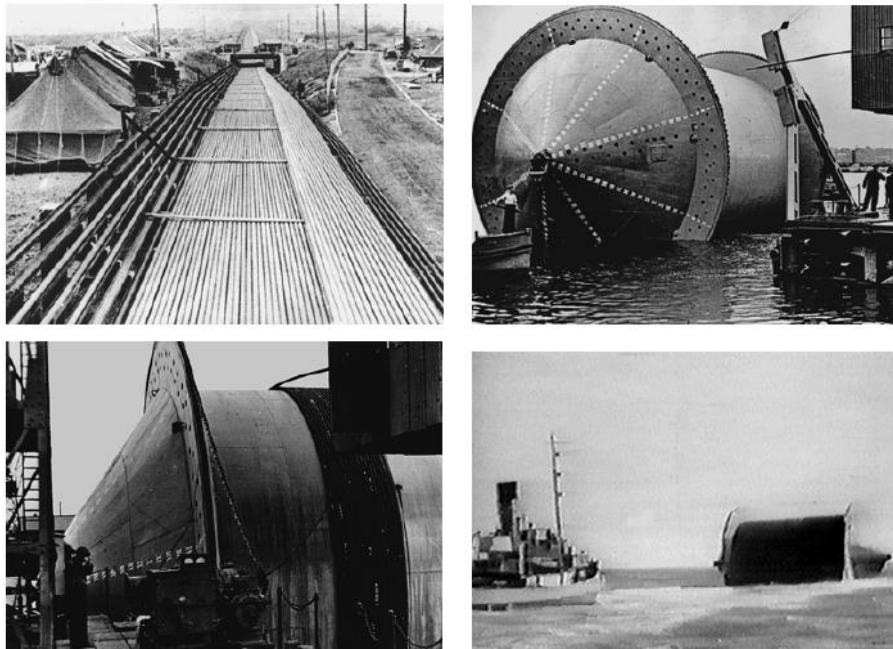


Fig. 2.1 Proyecto PLUTO

La exitosa fabricación y embobinado de la tubería continua flexible sentó las bases para los futuros acontecimientos que llevaron a las sargas de tubería actualmente conocidas como tubería flexible (Coiled Tubing, CT).

Los pasos que conducen a la primera unidad de CT incluyen:

- A finales de los 40's se patentaron varios conceptos relacionados con la inyección de tubería continua o cable dentro de un pozo vivo.
- A principios de los 50's se patentaron varios conceptos relacionados a la perforación con sargas continuas y flexibles.
- A principios de los 60's se desarrolló un dispositivo por Bowen Tools para desplegar antenas a bordo de submarinos sumergidos. Las antenas, un tubo de latón de 0.625 pg. se enrollaban en un carrete para su almacenamiento y era capaz de llegar a la superficie desde una profundidad de 600 ft. Este sistema

utilizaba el mismo principio de la unidad de cadena contra-rotación que fueron adoptados más tarde para los inyectores de CT.

- En 1962, Bowen adaptó el diseño del inyector utilizado en el despliegue de la antena para el prototipo que realizó con la California OIL Company.

En 1962, California OIL Company y Bowen Tools desarrollaron la primera unidad completamente funcional de CT, con el propósito de lavar los puentes de arena en los pozos.

La primer cabeza inyectora (Fig. 2.2) operaba bajo el principio de dos cadenas verticales contra-rotación, un diseño que continúa siendo usado hoy en día en la mayoría de las unidades de CT.



Fig. 2.2 Cabeza inyectora 1962.

Las sargas de tubería usada inicialmente para los ensayos eran fabricadas en secciones de 50 ft soldadas en los extremos con un diámetro externo (OD) de 1.375 pg. en una sarga de tubería de 15,000 ft y embobinada en un carrete con un diámetro en su núcleo de 9 ft.

Tras el éxito de los esfuerzos de Bowen Tool/ California Oil Company, en 1964, Brown Oil Tools y Esso colaboraron para desarrollar un sistema que utilizara un principio ligeramente diferente para el diseño del inyector. En lugar de un conjunto de cadenas contra-rotatorias para agarrar y empujar la tubería, el tubo se comprime entre una sola cadena y una rueda de accionamiento ranurado. La unidad se montó en un tipo de arreglo de mástil que suspende la cabeza del inyector del CT por encima de la cabeza del pozo. La figura 2.3 muestra un esquema de este diseño.

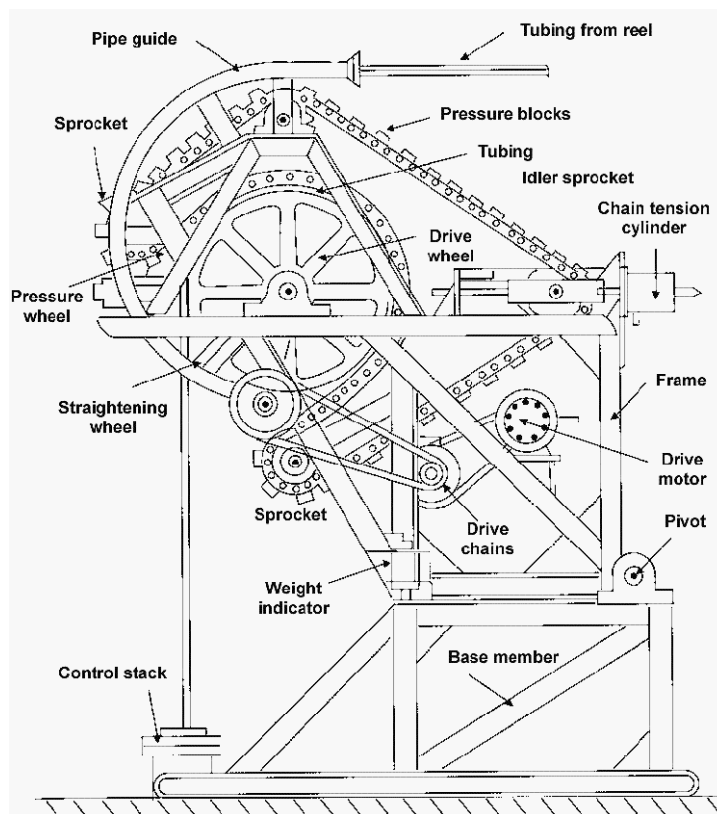


Fig. 2.3 Cabeza inyectora Brown Oil Tools (1964)<sup>1</sup>.

El éxito de los primeros prototipos generó un interés comercial en el CT como una opción para el servicio de pozos.

### 2.1.1. Evolución del equipo de tubería flexible

Durante la década de 1960 y en la década de 1970, ambos Bowen Tools y Brown Oil Tools continuaron mejorando sus diseños para acomodar el CT hasta 1 pg. de diámetro externo. A mediados de los años 1970, más de 200 de las unidades originales de CT se encontraban ya en servicio.

A finales de 1970, el diseño del inyector fue influenciado por varias empresas de fabricación de equipos nuevos (Uni-Flex Inc., Otis Ingeniería, e Hydra Rig Inc.).

El periodo comercial temprano de los servicios de CT (a finales de 1960 y principios de 1970) fue dominado por el tamaño de tubería de 1 pg. y longitudes de sartas relativamente cortas.

El diámetro y la longitud de la tubería estaban limitados por las propiedades mecánicas del material del tubo y los procesos de fabricación disponibles en el momento.

Las primeras operaciones computarizadas sufrieron muchos fracasos debido a la diferencia de calidad entre las diferentes sartas de tubería. Una parte importante del problema se encontraba en el ensamblado de la tubería al momento de ser soldada.



A finales de 1960, las sarta de tubería estaban siendo fabricadas en longitudes, con calidad de soldadura y propiedades del acero mucho mejores. El resultado de la mejora en la confiabilidad de la sarta beneficio significativamente los servicios con CT.

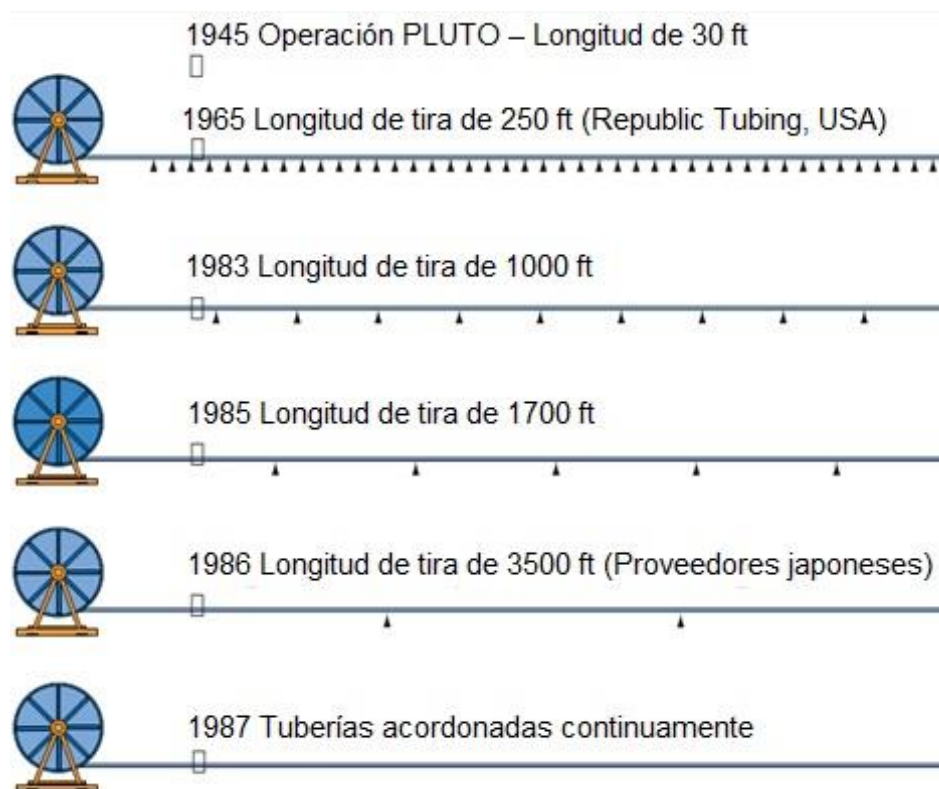


Fig. 2.4 Construcción de la sarta de CT<sup>1</sup>.

### 2.1.2. Servicios con tubería flexible

La velocidad y la economía son las principales ventajas de la aplicación de tecnología de tubería flexible. Además, el tamaño de la unidad es relativamente pequeño al igual que el tiempo de montaje lo cual es sumamente favorable en comparación con otras opciones de perforación y reparación de pozos.

Algunas características benéficas para la tecnología de tubería flexible incluyen las siguientes:

- Intervención segura y eficiente en un pozo vivo.
- Capacidad para una rápida movilización, armado del equipo y preparación del sitio del pozo.
- Reducción del tiempo de viaje, por lo tanto menos tiempo de inactividad de producción.
- Menor impacto ambiental y riesgo.
- Reducidos requisitos de personal/tripulación.
- Relativamente bajo costo.

Las primeras aplicaciones fueron diseñadas alrededor del fluido circulante y capacidad de colocación de la sarta de CT, mientras que las aplicaciones más recientes pueden contar con varias características únicas de la sarta de CT y el equipo asociado.

La mayoría de las aplicaciones actuales de CT hacen uso de más de una de las siguientes características<sup>1</sup>:

- Operaciones con el pozo vivo- equipos de control de presión permiten la aplicación segura de tubería flexible bajo condiciones de pozo vivo.
- Conducto de alta presión- la tubería flexible proporciona un conducto de alta presión para circular el fluido dentro o fuera del pozo. Además, las herramientas accionadas hidráulicamente pueden ser operadas o accionadas por el fluido bombeado a través de la sarta.
- Circulación continua- los fluidos pueden ser bombeados continuamente mientras la sarta de tubería flexible se corre o se recupera.
- Rigidez y resistencia- la rigidez y fuerza de la sarta de tubería flexible permite a herramientas y dispositivos (y a la sarta misma) ser jalados o empujados a través de secciones de pozos altamente desviados u horizontales.
- Conductores y conductos instalados- conductores eléctricos o conductos hidráulicos puede ser instalados en la sarta de tubería flexible, y terminan en el carrete de la tubería flexible. Esto proporciona un control y potencia adicional que se establecen entre en BHA y las instalaciones de superficie.

Los equipos modernos de tubería flexible son utilizados para realizar una variedad de aplicaciones en las locaciones de pozos o lugares de condiciones muy variables. Como resultado de esto, ninguna configuración de equipo estándar se aplica en todas las condiciones. La figura 2.5 muestra el equipo principal utilizado para la mayoría de las operaciones de CT.

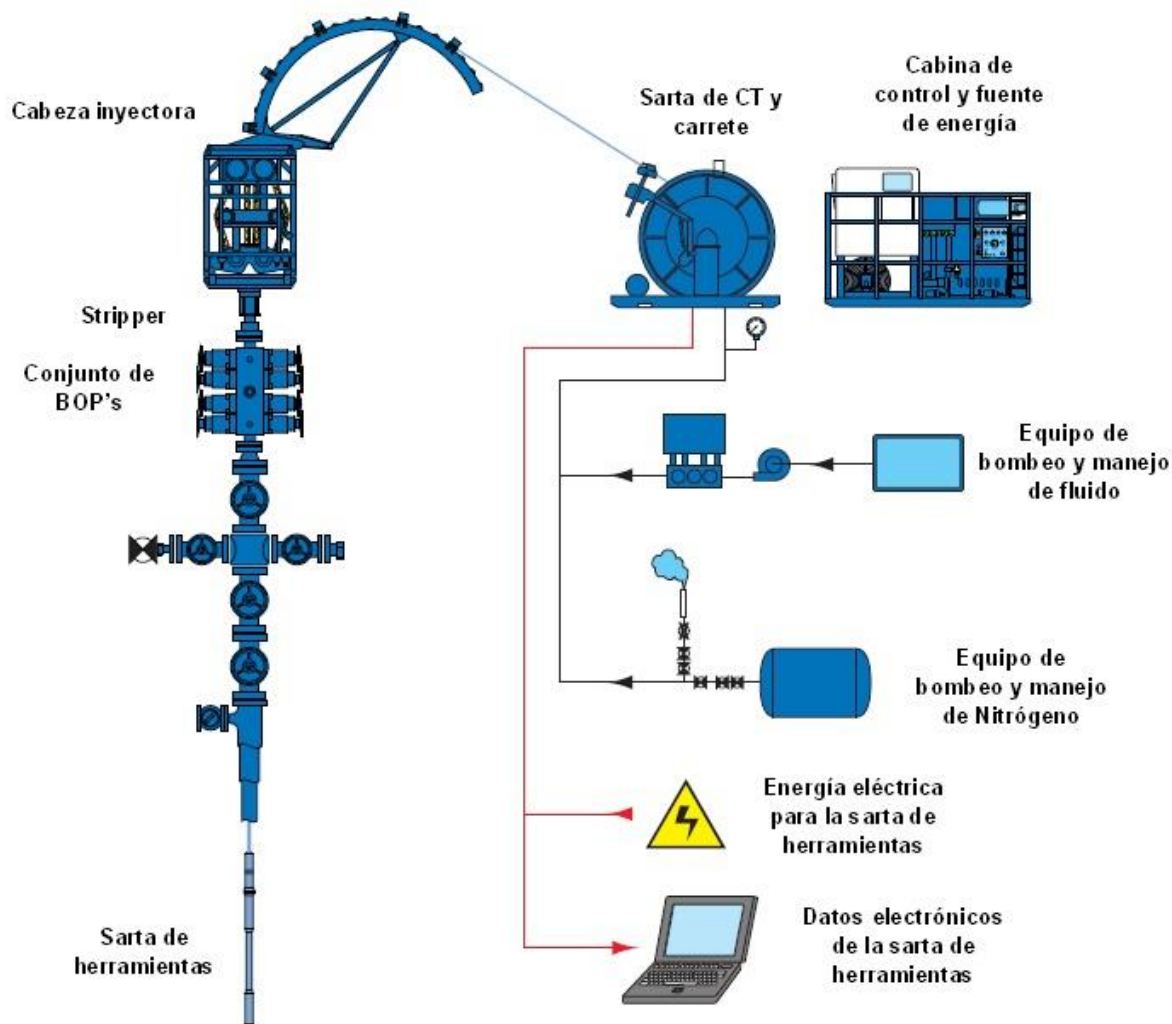


Fig. 2.5 Principales componentes del equipo para operaciones con CT<sup>1</sup>.

## 2.2. Equipo superficial de CT

### 2.2.1. Equipo de control de pozos

La figura 2.6 muestra el equipo típico de control de pozos para operaciones con CT, que consiste en un BOP colgado de un Stripper (las unidades de CT de alta presión tienen dos strippers y componentes adicionales de BOP). Ambos componentes deben estar probados para la máxima presión y temperatura en boca del pozo (WHP, Whellhead Pressure) posibles para la operación dada. Además, cada componente debe ser compatible con cualquier fluido corrosivo que pueda ser producido por el pozo o introducido como parte de la operación con CT.



Fig 2.6 conjunto de BOP para CT con Stripper de puerta lateral.

La siguiente figura muestra la configuración completa del equipo de control para CT para una WHP de hasta 15,000 psi.

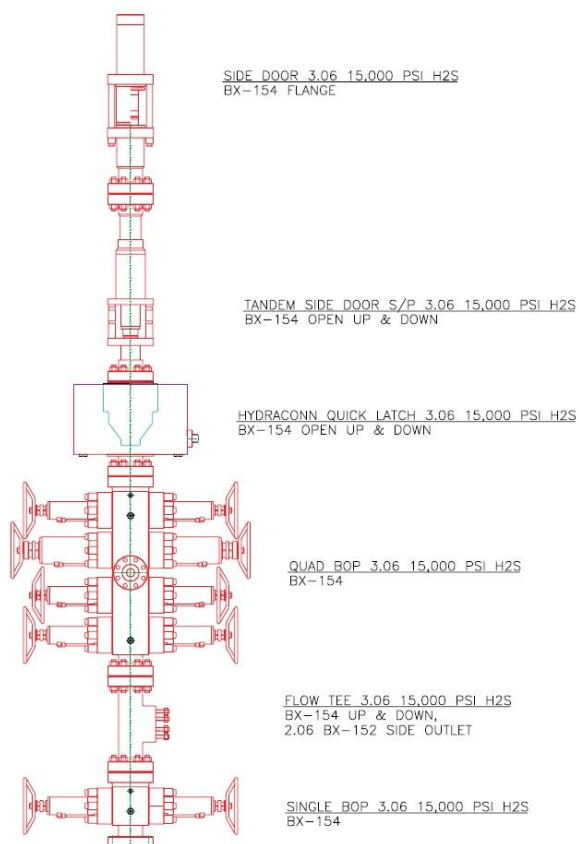


Fig 2.7 Ejemplo de un conjunto de control para operaciones con CT

Preventor de reventones (BOP). Un preventor de reventones (BOP) contiene la presión del pozo. Su función principal es evitar que los fluidos del pozo escapen a la atmósfera. Se tienen diseños específicos de BOP para operaciones con CT.

Un CT BOP se compone de varios tipos de arietes, los cuales desempeñan una función específica.

El número y tipo de parejas de arietes en un BOP están determinados por la configuración del mismo: simple, doble, tripe, cuádruple o quíntuple. El CT BOP estándar es cuádruple.

Las funciones de los cuatro arietes de arriba para abajo son:

- Ariete Ciego (Blind ram): sella el pozo cuando la CT está fuera del BOP.
- Ariete de Cizalla o Corte (Shear ram): corta el CT.
- Ariete de deslizamiento (Slip ram): soporta el peso de la CT colgando debajo de él (algunos son bidireccionales y evitan que el CT se mueva hacia arriba).
- Ariete de tubería (Pipe ram): sella la alrededor de la tubería flexible que se encuentra colgando.

Los CT BOP cuentan con una salida lateral entre el ariete deslizante y el de corte, la cual puede ser utilizada como una línea de seguridad para matar el pozo.

Los BOP están diseñados en varios tamaños, normalmente de acuerdo a los tamaños de bridas API. Comienzan con tamaños de 2.56 pg y pueden llegar a las 7.06 pg. Actualmente el tamaño más comúnmente utilizado es de 3.06 pg. La siguiente tabla muestra una regla de campo para el tamaño de BOP que puede ser utilizado de acuerdo al tamaño de la tubería flexible.

<b>Tabla 2.1 Tamaño de CT y BOP<sup>1</sup></b>	
<b>Tamaño de BOP</b>	<b>Rango de Tubería Flexible</b>
<b>2.56 pg</b>	De 0.75 pg hasta 2.00 pg.
<b>3.06 pg</b>	
<b>4.06 pg</b>	De 1.00 pg hasta 2.875 pg
<b>5.12 pg</b>	De 1.25 pg hasta 3.50 pg
<b>6.375 pg</b>	
<b>7.06 pg</b>	

Actualmente los CT BOP se construyen para presiones de trabajo de 5,000 psi, 10,000 psi y 15,000 psi, de acuerdo con la información de la API 6A y 16A.

A continuación se muestra una imagen con las típicas configuraciones de BOP.

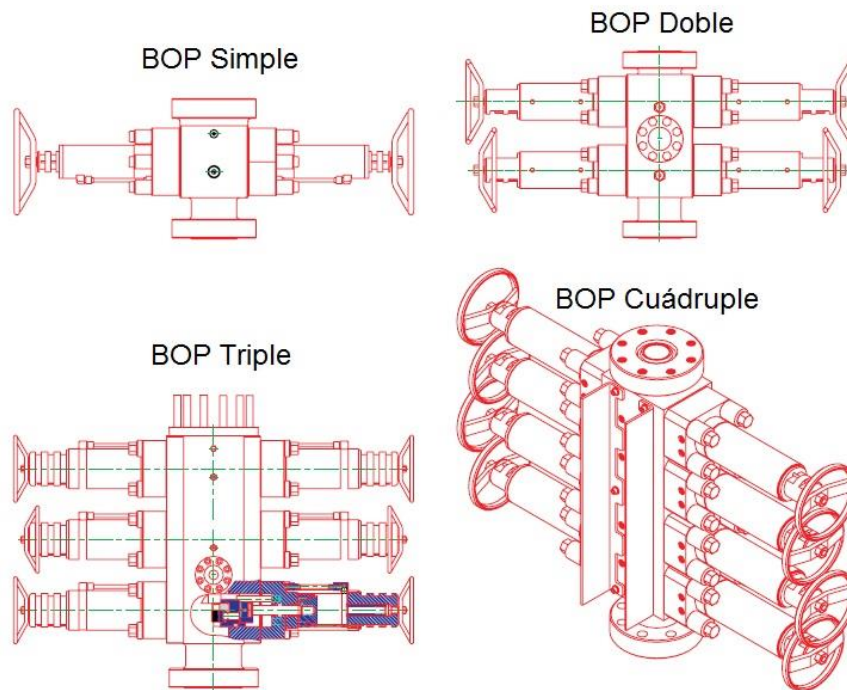


Fig. 2.8 Configuración típica del BOP.

Stripper (Stufing Box o Prensaestopas). Este dispositivo, entre el BOP y la cabeza inyectora proporciona el sello operacional primario entre la presión de los fluidos del pozo y el ambiente superficial. Forma un sello dinámico alrededor del CT durante los viajes y un sello estático cuando se encuentra detenido. Con los primeros modelos del stripper no se tenía acceso a los elementos de sellado con el CT en su lugar, por lo que se desarrolló un stripper de puerta lateral, el cual permite un acceso fácil y la retirada de los elementos de sellado con el CT en su lugar.



Fig. 2.9 Stripper de puerta lateral para CT.

Los elementos de sellado son similares en ambos diseños de stripper y consiste en cilindros de elastómero de pared gruesa en sentido longitudinal dividido como en la fig. 2.10. Los elementos del stripper se componen de capas de diferentes elastómeros seleccionados de acuerdo a sus propiedades únicas.

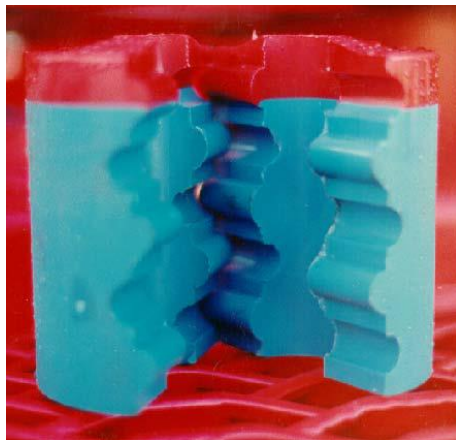


Fig 2.10 Elastómero del Stripper (Prensaestopas).

Por lo general, la WHP energiza el sello del stripper forzando un pistón contra un extremo del cilindro de elastómero. Esta fuerza axial crea un sello de presión alrededor de la CT mediante la compresión del elemento entre el CT y la carcasa de presión circundante. El operador de CT aumenta la presión hidráulica para aumentar la fuerza de sellado alrededor de la misma. La resistencia a la fricción resultante cuando la CT se está moviendo a través del stripper puede afectar significativamente la lectura del indicador de peso de la CT.

La figura 2.11 ilustra un tercer diseño de stripper en el que se aplica una fuerza radial directamente al elemento stripper. Esta fuerza aprieta el elastómero entre los pistones y la CT para crear un sello de presión.

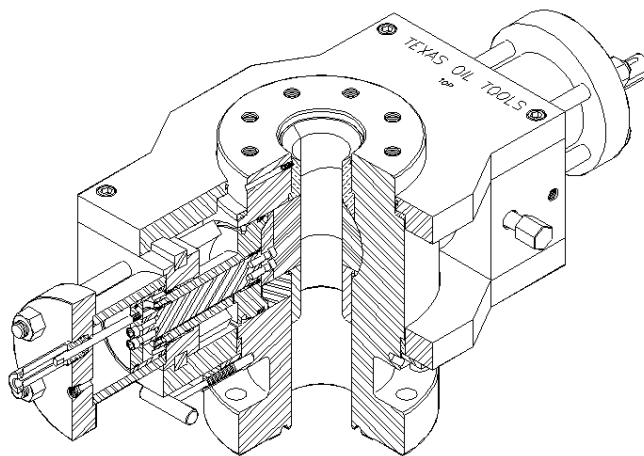


Fig. 2.11 Stripper radial para CT.

Conexiones a boca de pozo. La instalación del equipo de control hidráulico es una tarea que consume tiempo. Trabajar con las grúas y eslingas para levantar el quipo e instalarlo en el pozo puede ser peligroso. El enganche hidráulico rápido (The hydraulic quick latch) es una herramienta de control de presión que hace que el proceso de manipulación sea más rápido y seguro.

El enganche rápido es normalmente la última conexión realizada durante el armado del CT.

- Instalar los BOP y las líneas de flujo en la cabeza del pozo y montar el stripper en el inyector.
- Introducir la CT en el empacador stripper y compensar las herramientas.
- Levantar el inyector y utilizar el enganche rápido (Quick latch) para introducir en el conjunto de BOP.

*Hydraconn*: está diseñado para facilitar una conexión segura entre el CT BOP y el empacador stripper y proporciona un elevado nivel de seguridad para el personal ya minimiza la necesidad de asistencia de un operador durante la colocación del equipo de control de presión.

Se requiere de presión hidráulica para abrir o desenganchar la herramienta. Para cerrar o enganchar la herramienta se libera la presión hidráulica y se deja que el líquido drene de regreso a la bomba de manejo.

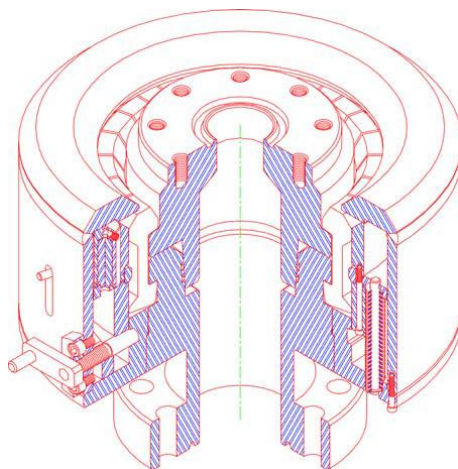


Fig. 2.12 Hydraconn

*Quick Latch entre el stripper y la cabeza inyectora:* se utiliza como una herramienta para conectar el equipo de control de presión a la cabeza inyectora. Se monta encima del stripper y es un dispositivo de liberación de presión.

Se requiere de presión hidráulica para abrir o destrabar esta herramienta, su presión de trabajo hidráulico es de hasta 3,000 psi<sup>1</sup>.



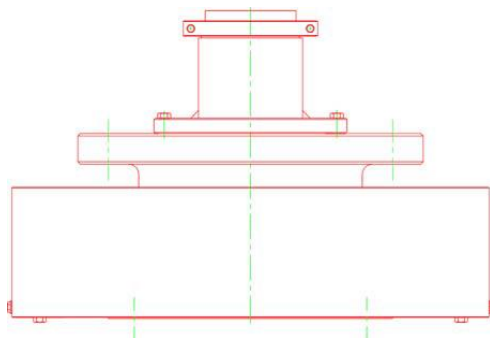


Fig. 2.13 Conector del inyector.

*Conector de liberación hidráulica (Hydraulic releasing connector, HRC):* está diseñado para facilitar la conexión del BOP y/o estructura de elevación del cabezal del pozo o tubería de perforación, haciendo este procedimiento más rápido y seguro.

El HRC tiene dos secciones de acoplamiento. La sección de la falda está instalada en la barra de extensión inferior de la estructura de elevación o el BOP, y la sección de agujón está conectada al cabezal del pozo o a una tubería de perforación. Estas dos secciones están unidas entre sí por un mecanismo de pinza como parte de la sección del agujón. El mecanismo de pinza está unido a la sección de agujón y se retrae por un cilindro hidráulico integral durante las secuencias de enganche y desenganche.



Fig. 2.14 Conector de liberación hidráulica.

*Uniones:* las uniones son un método simple y rápido para colocar el equipo de control de presión, estas uniones tienen un sello de elastómero para la presión del pozo. La unión está compuesta de cuatro componentes que consisten en el extremo de la caja, el extremo del pin, la tuerca unión y el sello. El extremo del pin el extremo de la caja y la tuerca unión mantienen todo en su lugar.

### 2.2.2. Cabeza inyectora y arco guía

La cabeza inyectora de CT es la fuerza motriz de la unidad de tubería flexible. Las cabezas inyectoras modernas vienen en una variedad de tamaños, pesos y capacidades de rendimiento. Las cabezas inyectoras más grandes pueden manejar CT de hasta 7 pg

de diámetro y jalar hasta 200,000 lbs. Algunos pueden mover la CT a una velocidad de hasta 200 ft/min<sup>1</sup>.

La Figura 2.15 muestra una cabeza inyectora y arco guía típicos. El inyector provee las siguientes funciones:

- Aplica una fuerza axial dinámica al CT para controlar el movimiento hacia adentro o fuera del pozo.
- Suministra suficiente tracción para evitar resbalones de la CT.
- Aplica fuerza estática para mantener el CT cuando se detiene.
- Plataforma para sensores de medición de peso y profundidad.

El arco guía es un dispositivo estático que proporciona las siguientes funciones:

- Soporta el CT por encima de la cabeza inyectora.
- Proporciona un radio controlado de flexión para/de la parte superior de la cabeza inyectora.
- Soporta la tensión del carrete.
- Acomoda el ángulo de embobinado del carrete, encendido o apagado.

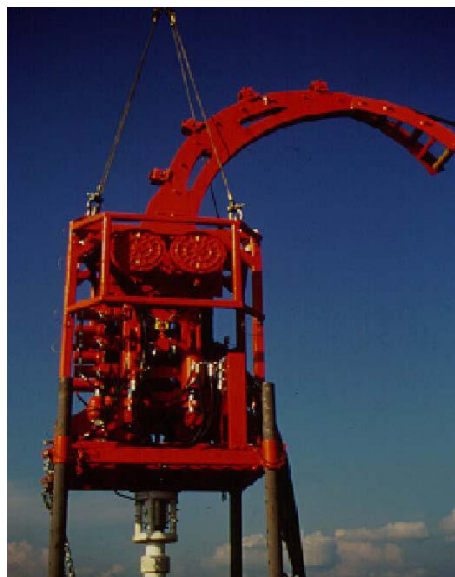


Fig. 2.15 Cabeza inyectora y arco guía típicos de CT.

La característica principal de este tipo de cabeza inyectora es el que utilizan dos cadenas continuas y opuestas, bloques de agarre cortos contorneados para que coincidan con el diámetro exterior del CT o formen una "V" para cubrir la sarta. Los cilindros hidráulicos fuerzan la cadena junto con los bloques de agarre alrededor de la CT. Con ayuda de motores hidráulicos de velocidad variable se manejan las cadenas de detención. Como las cadenas se mueven linealmente en la dirección del eje de CT, la fricción entre los bloques de agarre y la CT hace que esta se mueva a la misma velocidad que las cadenas.

El proceso se asemeja a subir una cuerda mano a mano. La fricción es la única fuerza de apoyo de la CT en la cabeza inyectora.

Cadenas y bloques de agarre. En la siguiente figura se muestran los bloques de agarre cilíndricos en una cadena y una de las células de carga hidráulicas.

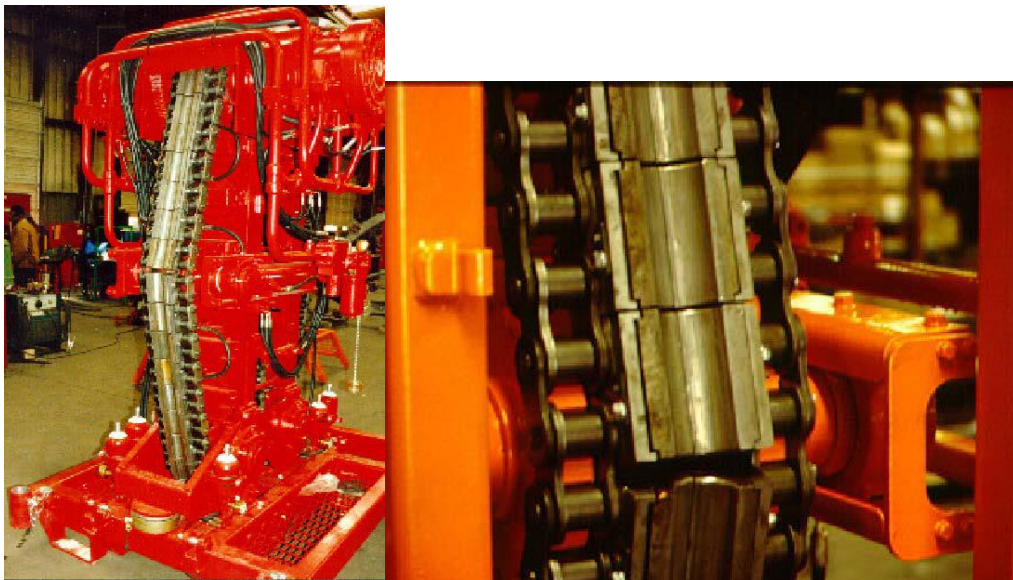


Fig. 2.16 Cabeza inyectora y bloques de agarre cilíndricos de CT.

Este diseño requiere de diferentes bloques de agarre para cada tamaño de tubería flexible. Sin embargo, los bloques distribuyen la fuerza de agarre de manera uniforme sobre toda la superficie de la tubería flexible, lo cual minimiza el riesgo de cicatrices o maltrato en esta.

Sensores de peso para CT. Las células de carga de la cabeza inyectora pueden ser hidráulicas o eléctricas, estas son vejigas de elastómero llenas de fluido hidráulico o con un pistón dentro de un cilindro lleno de fluido hidráulico. Una línea hidráulica de diámetro pequeño conecta la célula de carga a un manómetro de presión en la cabina de control de la unidad de tubería flexible. El medidor analógico está calibrado para mostrar la fuerza sobre la célula de carga correspondiente a la presión hidráulica. Algunas unidades de tubería flexible añaden un sensor de presión electrónico a la línea hidráulica desde la célula de carga de modo que el peso de la tubería flexible se puede visualizar y/o grabar digitalmente.

Se pueden colocar células de carga dual con lo que se asegura que la célula de carga siempre está a compresión y permite una mayor precisión de la medición. Cada célula de carga mide parte de la fuerza axial aplicada a la CT.

Sistema de calibración indicador de peso (Weight Indicator Calibration System, WICS). Consiste en una célula de carga electrónica bidireccional que se conecta tanto al conector roscado de la CT como a la conexión inferior del stripper. Una pequeña caja electrónica

conectada a la célula de carga por medio de un cable reforzado de señal, contiene una pantalla digital para la lectura de la fuerza axial aplicada por el inyector a la célula. La capacidad de la célula de carga es de 100,000 lbs en tensión y compresión, y el WICS tiene una precisión de  $\pm 0.5$  lbs en las lecturas.

La siguiente figura es una vista en sección de los componentes individuales del WICS. El conector roscado del CT (grapa) tornillo en el perno superior del calibrador de peso, en la parte inferior el perno captura la célula de carga en la carcasa. El calibrado de peso ensamblado se conecta al conector roscado en la parte inferior del stripper. Tirando o empujando sobre la tubería flexible con el inyector se transmite la fuerza directamente a la célula de carga a través del perno superior.

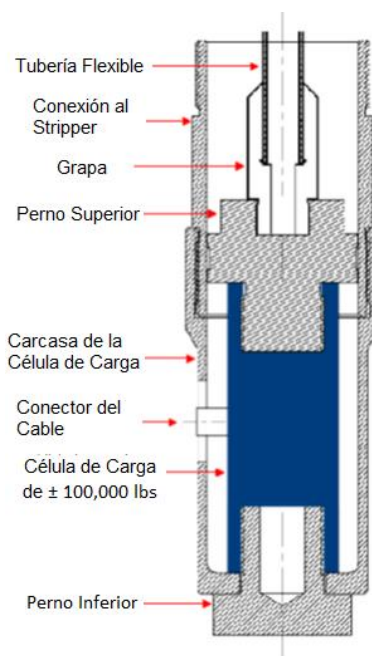


Fig. 2.17 Componentes del WICS.

Medidor de profundidad. Algunos inyectores de tubería flexible incorporan un contador de profundidad para la medición de la longitud que viaja la tubería a través del inyector. Este contador funciona con una rueda, con la cual mide las revoluciones y las convierte en una medición lineal, muy parecida a un odómetro de un automóvil. De ser necesario, se puede colocar un codificador electrónico unido al eje de la rueda, el cual puede enviar una medición de profundidad al sistema de adquisición de datos en la consola de control.



Fig. 2.18 Contador mecánico de profundidad.

Arco guía. Durante la mayoría de las operaciones de CT, los inyectores tienen una estructura curvada montada en la parte superior de ellos para apoyar y guiar la tubería flexible al entrar o salir del inyector. Este arco guía (o cuello de cisne) tiene una serie de rodillos a lo largo de su longitud para apoyar el CT. El arco guía sirve para dos propósitos:

- Proporciona un radio controlado de flexión para la tubería flexible al entrar y salir de la parte superior de las cadenas.
- Acomoda el ángulo de desviación entre el inyector y el carrete debido al embobinado del carrete.

Un factor muy importante para el arco guía es la vida de fatiga, la cual está en función del radio de curvatura del mismo, mientras mayor sea este, mayor será la vida de fatiga del arco guía. Los radios más comunes para los arcos guías van de 48 pg a 100 pg<sup>1</sup>. La mayoría de los arcos guía son desmontables para facilitar el transporte de los equipos.



Fig. 2.19 Configuraciones comunes de arcos guía.

### 2.2.3. Carrete de tubería

Es un dispositivo de almacenamiento para la sarta de tubería flexible. El mecanismo de accionamiento del carrete solo tiene suficiente fuerza para enrollar/desenrollar la tubería flexible en/ fuera del tambor.



Fig. 2.20 Carrete de tubería vacío (Configuración marina).

La mayoría de los carretes de tubería son montados permanentemente en el chasis de un tráiler o remolque para las operaciones en tierra.

Mecanismo de control de carrete y nivel de viento. La mayoría de los carretes utilizan una unidad de cadena que conecta el motor hidráulico montado en la estructura de soporte a una gran rueda dentada a un lado del tambor. El motor de accionamiento del carrete también funciona como un freno dinámico para mantener la tensión de la tubería entre el tambor y el arco guía.

El nivel de viento sirve para guiar las vueltas de tubería flexible en el tambor durante la recogida y garantiza que se desenvuelva sin problemas durante periodos estacionarios.

Conexiones eléctricas y de fluidos. En las siguientes figuras podemos ver el swivel<sup>a</sup> de alta presión, la instalación de anillos deslizantes eléctricos y el manifold<sup>b</sup> lanzador de bola los cuales normalmente se montan a un lado del carrete. El swivel conecta el CT en el carrete con tuberías externas. El anillo deslizante proporciona una conexión giratoria entre la línea eléctrica en la tubería flexible y el cableado externo, tal como un camión de registros. El lanzador de bola proporciona un medio para insertar las bolas, enchufes u otros objetos en la CT, podemos verlas en primer plano en las siguientes figuras.

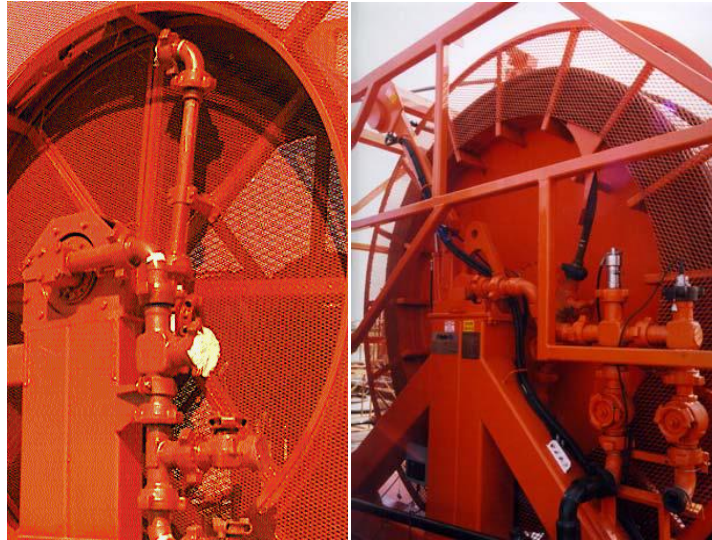


Fig. 2.21 Swivel del carrete de CT y lanzador de bola (derecha), manifold de admisión (izquierda).

Capacidad del carrete<sup>1</sup>: A continuación se presentan el método recomendado en el API RP 5C7 para el cálculo de la capacidad del carrete. El resultado es un tanto conservador ya que el método asume cada envoltura de la CT es directamente sobre/bajo la envoltura de la capa adyacente.

$$N = \text{Entero} \left\{ \frac{A - F}{d} \right\}$$

Ecuación 2.1 Cálculo del número de capas.

$$M = \text{Entero} \left\{ \frac{B}{d} \right\}$$

Ecuación 2.2 Cálculo del número de envolturas.

$$L = 0.2618NM(C + dN)$$

Ecuación 2.3 Cálculo de la capacidad del carrete (ft)

Dónde: F= Borde franco (pg), A= Altura del borde (pg), B= Espesor del borde (pg), C= diámetro del núcleo (pg) y d= Diámetro de la tubería flexible (pg).

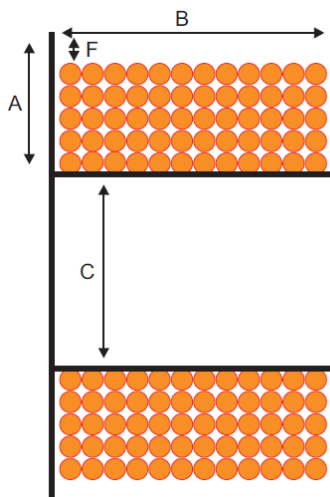


Fig. 2.22 Parámetros en el cálculo de la capacidad del carrete.

La siguiente tabla enlista las dimensiones, pesos, capacidad de trabajo de los carretes comúnmente fabricados.

Tabla 2.2 Tamaños, pesos y capacidades típicas de los carretes de CT <sup>1</sup>						
Dimensión total (pg)	Dimensión del tambor (pg)	Capacidad del carrete (ft) por tamaño de CT				Peso en vacío (lbs)
LxWxH	FxCxW	1.25 pg	1.50 pg	1.75 pg	2.00 pg	
<b>148x98x122</b>	119x76x70	24,000	15,100	---	---	10,800
<b>164x98x138</b>	135x84x70	25,000	20,000	15,000	---	13,000
<b>164x116x138</b>	135x84x82	---	24,000	18,000	11,000	15,000
<b>168x112x142</b>	139x90x82	---	23,000	17,500	13,000	15,000

**L= Longitud, W= Espesor, H= Altura, F= Borde, C= OD del núcleo**

#### 2.2.4. Unidades de potencia

Una unidad de energía hidráulica opera un equipo superficial típico de tubería flexible. Esta unidad debe suministrar un volumen relativamente alto a baja presión de fluido hidráulico al equipo dinámico como, la cabeza inyectora y carrete y un volumen relativamente bajo a alta presión a los dispositivos estáticos como el stripper y el BOP. En consecuencia, la mayoría de los paquetes de poder para unidades de tubería flexible tienen varias bombas accionadas por un motor diésel o motor eléctrico.





Fig. 2.23 Unidad de potencia típica.

### 2.2.5. Cabina de control y consola del operador

La cabina de control o cabina del operador contienen una consola con indicadores analógicos, pantallas digitales y los controles eléctricos e hidráulicos necesarios para operar la unidad de tubería flexible. La configuración de la cabina y la consola varía ampliamente de acuerdo al fabricante. En la mayoría de los casos se tiene una consola con vista a la parte superior del carrete como se muestra en la siguiente imagen.



Fig. 2.24 Consola de control de la unidad de CT.

### 2.2.6. Estructura de elevación de tubería flexible

Se necesita una estructura o marco de elevación para la CT cuando se realizan operaciones de una embarcación flotante donde se requieren compensaciones de movimiento. El marco de elevación es un componente de alta resistencia en el que se montan la cabeza inyectora y el equipo de control de presión. La estructura de elevación se coloca en la polea viajera, esta cuenta con un sistema de acumulación que sirve para compensar el movimiento, permitiendo una tracción relativamente constante durante el levantamiento de los equipos de perforación. Estas estructuras son generalmente probadas con una capacidad de al menos 300 toneladas.

La estructura de elevación cuenta a su vez con un equipo que permite elevar la cabeza inyectora y el equipo de control dentro del marco, el cual permite aislar al sistema del movimiento de la embarcación.



Fig. 2.25 Estructura de elevación de CT.

### **2.2.7. Sistema de adquisición de datos de tubería flexible (CT Data Acquisition System, DAS)**

Estos sistemas pueden registrar electrónicamente toda la información pertinente para operar una unidad de tubería flexible y estimar el rendimiento del CT por debajo del stripper. Las mediciones típicas incluyen:

- Presión de bombeo (circulando).
- Presión en boca de pozo, WHP.
- Profundidad de la tubería flexible.
- Velocidad axial de la tubería flexible.
- Presión hidráulica del stripper.
- Presión suministrada por potencia hidráulica.

Este sistema proporciona un registro permanente de toda la operación de tubería flexible, además que puede servir para el monitoreo en tiempo real de dicha operación.

## 2.3. Equipo subsuperficial y herramientas de fondo de pozo para tubería flexible

### 2.3.1. Conectores

Son parte fundamental para el enlace de la tubería flexible con las diversas herramientas de fondo y sus diferentes aplicaciones.

Conector prisionero tornillo/agujero (Grub Screw/Dimple Conector). Permiten la unión de la tubería flexible al BHA con una conexión roscada. El conector se une a la tubería flexible por medio de tornillos que se introducen en agujeros que se encuentran en la pared del tubo.

Conector de tipo de combinación externa (External Slip Type Connector). Permiten la unión al BHA con una conexión roscada. Este conector utiliza un conjunto de “mimbres” tipo deslizante que sujeta la tubería como una cuña. Por lo tanto al aumentar la tensión aumenta el agarre.

Conector Roll-On. Existen dos tipos de conectores Roll-On, los sencillos y dobles. El sencillo se utiliza para sartas de corta longitud y pruebas superficiales de presión, el segundo es utilizado cuando se tienen problemas de daño superficial en la tubería permitiendo conectar ambos extremos de la tubería para continuar enrollándola. Estos conectores permiten la unión al BHA con una conexión roscada. Estos conectores tienen el mismo diámetro exterior que la CT pero reducen el diámetro interno de la tubería flexible. El conector es asegurado por medio de estrías que se forman con una herramienta especial en la tubería con las cuales es fijado.

Conector de combinación interna (Internal Slip Connector). Permiten la unión de la tubería flexible al BHA con una conexión roscada, disminuyen el diámetro interno de la CT y el conector es asegurado por medio de una combinación interna.

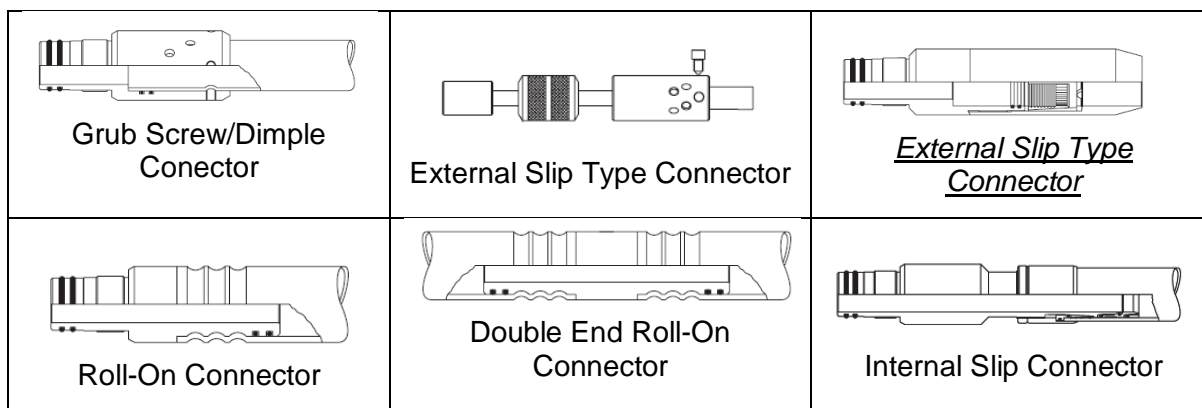


Fig. 2.26 Tipos de conectores<sup>1</sup>.

### 2.3.2. Válvulas Check

Tienen por objetivo cerrar por completo el paso de un fluido en circulación, bien sea gaseoso o líquido en un sentido y dejar paso libre en el contrario. Tiene la ventaja de un recorrido mínimo del disco u obturador a la posición de apertura total. Se utilizan cuando se pretende mantener a presión una tubería en servicio y poner en descarga la alimentación. El flujo del fluido que se dirige desde el orificio de entrada hacia el de utilización tiene el paso libre, mientras que en el sentido opuesto se encuentra bloqueado.

Válvula Check de Doble Aleta. Este es un componente estándar en una sarta de tubería flexible, proporciona un medio para prevenir el flujo de retorno de los fluidos del pozo en la tubería flexible en caso de fallo o daño a la sarta o equipo superficial. Esta válvula check incorpora un sistema de sellado doble en cada conjunto de aleta para mayor seguridad. Un sello de teflón proporciona un sello primario de baja presión, mientras que a presiones más altas las aletas forman un sello de tipo metal-metal.

Válvula Check de Doble Aleta con Bypass. Tiene la misma función que la válvula check de doble aleta pero esta tiene la facilidad de añadir un cable de registros para operaciones bypass.

Válvula Check de Bola. Estas válvulas son utilizadas para operaciones en las que no es necesario que dispositivos como bolas o dardos pasen por la misma. Si se planea dejar caer algún dispositivo de los antes mencionados se deberá utilizar una válvula de aletas.

Válvula de Contrapresión. Es un componente de la sarta de tubería flexible que proporciona una trayectoria de circulación en contra de una presión de retorno predeterminada. Es ideal para operaciones en las que la presión hidrostática tiene que ser mayor dentro de la CT respecto a la presión en el espacio anular. Esta válvula se activa utilizando bolas de diferentes diámetros para aumentar o reducir el área del pistón y presión requerida para abrir a válvula.

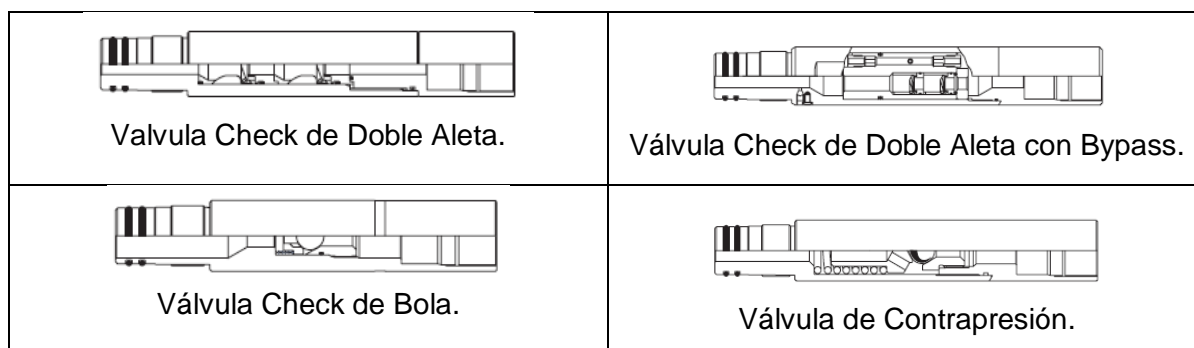


Fig. 2.27 Válvulas Check.

### 2.3.3. Desconexiones de tubería flexible

Junta de liberación B.O.S.S. (Ball Operated Shear Sub). Permite la liberación de la sarta de herramientas en un punto predeterminado. Funciona según el principio de tirar una bola para localizar el asiento dentro de la herramienta. La presión hidráulica aplicada a la herramienta activará el mecanismo de liberación al alcanzar una presión determinada. Una vez liberada, la circulación a través de la tubería se reestablece a través de la parte superior de la herramienta. La parte inferior de la junta de liberación puede ser recuperada mediante el uso de una herramienta de recuperación.

Junta de liberación de corte (Shear Release Joint). Permite la liberación de la sarta de trabajo de tubería flexible aplicando una tensión predeterminada. Esta fue diseñada y utilizada principalmente en las operaciones de cementación, pues provee una liberación de emergencia simple y efectiva.

Junta de Liberación / Herramienta de recuperación. Es una herramienta de servicio diseñada para recuperar la parte inferior de la junta de liberación después de su activación. Los terminales duros están diseñados para acoplarse al cuello del pescodo dentro de la junta de liberación. Uno pasadores de corte facilitan la liberación de la herramienta desde el cuello del pescodo si es necesario.

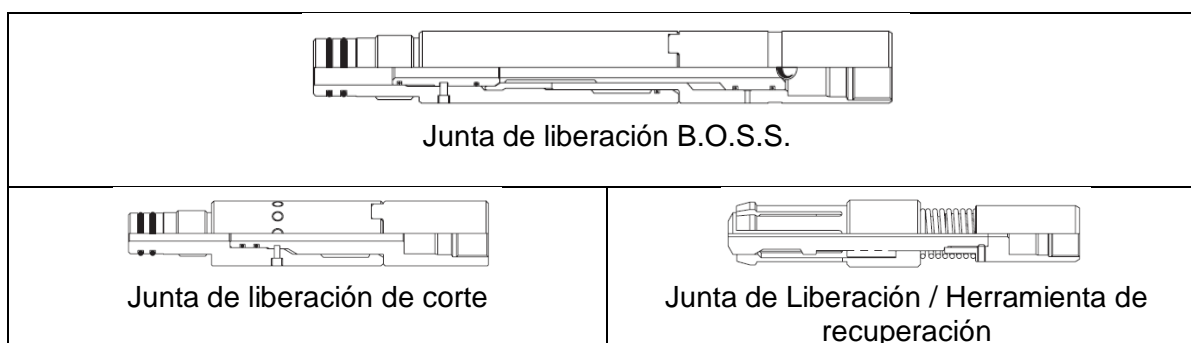


Fig. 2.28 Juntas de liberación (Desconexiones).

### 2.3.4. Válvulas de circulación y control para tubería flexible.

Válvula de circulación activada por bola. Permite la circulación por encima del BHA. Se deja caer una bola para activar la herramienta, que puede ser ajustada en superficie para cortar los diferentes tipos y medidas de pins. La presión aplicada a la bola tirada hace que los pins se rompan y baje desviando la circulación a los puertos secundarios.

Disco de ruptura. Se incorpora en la sarta de tubería flexible justo debajo de las herramientas que requieren que se deje caer una bola. En caso de que la circulación se pierda debido a una restricción, el aumento de presión debido a dicha circulación predeterminada aplicada en la tubería flexible romperá el disco para restablecer la circulación.

Válvula de circulación dual. Una válvula de circulación dual puede ser operada ya sea por una bola arrojada o por un aumento en la presión del fluido en las herramientas de la

sarta. Variando la configuración de los pasadores de corte, la herramienta puede abrir los puertos de circulación por un aumento predeterminado de presión en el pistón de presión diferencial o por simplemente arrojar la bola.

Válvula de cemento. Las válvulas de cemento de CT están diseñadas para soportar la columna de líquido, hasta el momento en el que se aplique un aumento de presión, se abrirán la válvula y permitirá el paso de la columna de fluido a través de esta. Al reducir la presión de la columna de fluido por debajo del punto del conjunto de válvulas, esta se cerrará. La presión aplicada a la columna de fluido trabajara en contra de la sección transversal seleccionada y comenzará a comprimir los resortes de disco, los cuales se comprimirán antes de que la bola llegue al dispositivo de levantamiento. El aumento de presión activa el dispositivo ascensor, el cual levanta a la bola de su asiento y permite que el fluido fluya.

Herramienta activada por secuencia de flujo. Actúa con las herramientas de CT dentro del pozo a determinada presión. El diseño de esta herramienta permite la circulación normal hasta un caudal límite en la herramienta. Una vez que se supera la presión diferencial de diseño, la trayectoria del flujo es cerrada y desviada en el orificio interno de la sarta de herramientas, lo que permite la activación hidráulica de cualquier herramienta en el extremo inferior de la sarta de herramientas.

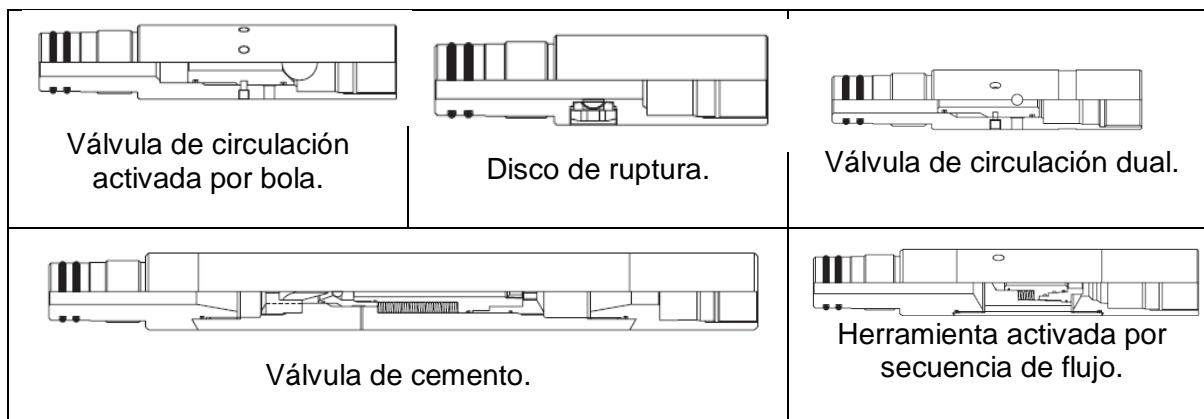


Fig. 2.29 Válvulas de circulación y control para tubería flexible<sup>1</sup>.

### 2.3.5. Ensamblaje del cabezal de motor de fondo (MHA)

Es básicamente la combinación de un conector de CT, válvula check y una desconexión que se incorpora en una sola herramienta para reducir al mínimo la longitud de la misma. A veces el MHA incorpora un disco de ruptura para proporcionar una trayectoria de flujo alternativa si las herramientas de fondo de pozo se tapan. Estas herramientas vienen en una variedad de tamaños, pero normalmente corresponden a los tamaños de motor estándar. Las herramientas están dispuestas en el siguiente orden para proporcionar la máxima seguridad:

- Conexión de CT (Arriba).
- Válvula Check.

- Desconexiones (Abajo).
- Sub de Circulación.
- Disco de Ruptura (Opcional).

Esta disposición proporciona un medio de desconexión de las herramientas de fondo de pozo, mientras se mantiene la integridad de la presión de la sarta de tubería flexible. Las desconexiones tienen un dispositivo interno de pesca para recuperar cualquier herramienta después de soltar. Esta herramienta debe ser colocada justo debajo del extremo de la tubería flexible para reducir al mínimo el riesgo de ser atrapada<sup>1</sup>.

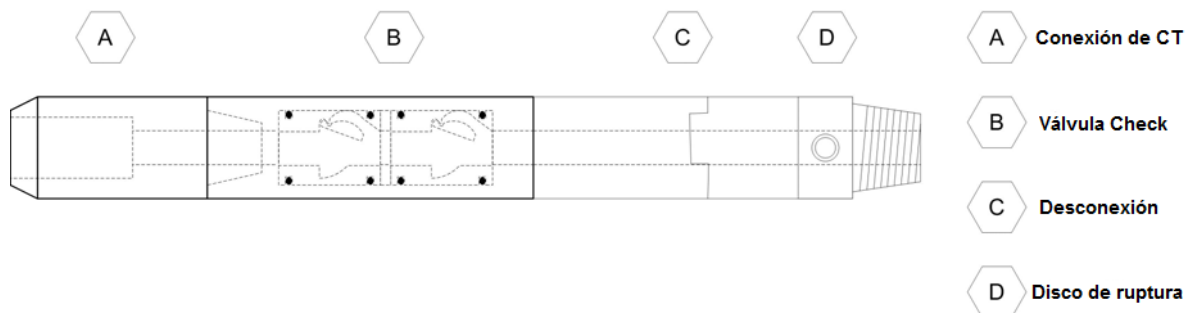


Fig. 2.30 Ensamblaje del cabezal de motor (Motor Head Assembly)<sup>1</sup>.

### 2.3.6. Aceleradores y Jars<sup>c</sup> de tubería flexible

Generalmente se integran en la sarta de herramientas de fondo cuando se cuenta con un martillo. Estos consisten en un mandril deslizante a compresión que amortigua la energía liberada por el martillo cuando es forzado en la dirección de operación, su función principal es proteger la parte superior de la sarta y restablecer la energía liberada de este.

Jar hidráulico de carrera ascendente. Son incorporados al BHA cuando se requiere la acción ascendente del Jar. Estos pueden ser corridos con un acelerador de carrera ascendente. Tirando hacia arriba en la tubería flexible se energiza el Jar. Esto prepara la pieza de mandril simple contenida dentro de un sistema cerrado y equilibrado. Cuando el Jar se dispara, la sarta de herramientas encima del Jar se mueve rápidamente hacia arriba hasta que el mandril se poncha cuando el martillo crea un impacto y una súbita elevación. La fuerza del impacto puede ser controlada por la cantidad de tensión en la superficie.

Acelerador de carrera ascendente. Se utilizan en conjunto con los Jars hidráulicos de carrera ascendente para almacenar energía ascendente en un muelle de compresión para aumentar la fuerza de choque del Jar.

Jar hidráulico de carrera descendente. Al presionar con la tubería flexible se energiza el Jar. Esto prepara la pieza de mandril simple contenida dentro de un sistema cerrado y equilibrado. Cuando el Jar se dispara, la sarta de herramientas encima de la Jar se mueve rápidamente hacia abajo hasta que el mandril se poncha cuando el martillo crea un impacto y un súbito descenso. La fuerza del impacto puede ser controlada por la cantidad

compresión en la superficie. Una tasa de compresión alta resulta en un gran impacto el cual será más suave si la compresión también lo es.

*Acelerador de carrera descendente.* Se utilizan en conjunto con los Jars hidráulicos de carrera descendente para almacenar energía descendente en un muelle de compresión para aumentar la fuerza de choque del Jar.

### 2.3.7. Centrales para tubería flexible<sup>1</sup>

*Centrador de resortes de arco activado por flujo (Flow Activated Bow Spring Centralizer).* Permite que la sarta de herramientas o partes de la sarta se mantengan centradas dentro del pozo. Los resortes de arco son normalmente retraídos y se expanden solamente cuando se alcanza un diferencial de presión suficiente a través de la herramienta. Esto le permite al centrador pasar a través de restricciones y expandirse en el pozo sin ningún desgaste innecesario de los resortes de arco.

Como medida de seguridad, los resortes de arco se montan encima de un muelle helicoidal. Esto es para permitir que los resortes de arco tengan el movimiento necesario para que la herramienta pueda pasar por un espacio restringido mientras se encuentra expandido, sin embargo esta acción puede dañar la herramienta.

*Centrador estriado.* Pueden ser utilizados para centrar la sarta de herramientas, facilita la ubicación de las herramientas durante la pesca o para proporcionar estabilidad general en la tubería. Tiene flujo total a través del orificio que permite el paso de bolas de caída y dardos.



Fig. 2.31 Centrales para tubería flexible.

### 2.4. Límites mecánicos de la tubería flexible<sup>1</sup>

Cuando se tiene una gran diferencia de presión en la pared de la tubería flexible, especialmente cuando se combina una fuerza axial grande, se corre el riesgo de que la tubería flexible falle (explosión o colapso). Por lo general el mayor riesgo de explosión o colapso en un trabajo con CT ocurre a boca de pozo. Se puede utilizar un modelo matemático para determinar estos límites antes de realizar un trabajo de este tipo, así se asegura que se opere dentro de los límites seguros de trabajo.

Un modelo ampliamente aceptado utiliza la tensión combinada de Von Mises para predecir los límites de ruptura y colapso de la tubería. También se puede tener en cuenta



el pandeo helicoidal, las presiones máximas esperadas, el crecimiento del diámetro y el torque.

#### 2.4.1. Esfuerzos de la tubería flexible<sup>1</sup>

El método para predecir los límites de presión y tensión de Von Mises asume que si los esfuerzos exceden el límite elástico del material este fallará.

Los esfuerzos de Von Mises son una combinación de los tres principales esfuerzos en la tubería flexible y el esfuerzo de corte causado por el torque. Los principales esfuerzos se muestran en la siguiente figura.

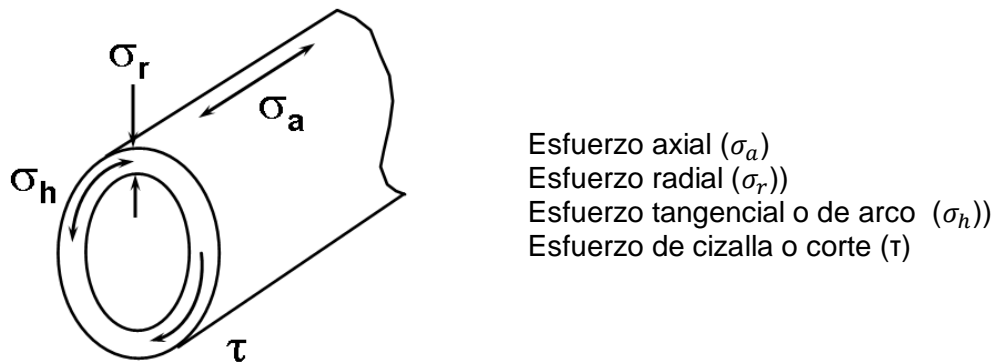


Fig. 2.32 Principales esfuerzos actuando en un segmento de tubería flexible.

Estos esfuerzos están determinados por la geometría de la CT y las cuatro cargas aplicadas sobre ella, que son:

- Presión interna ( $P_i$ )
- Presión externa ( $P_o$ )
- Fuerza axial (positiva para tensión, negativa para compresión) ( $F_a$ )
- Torque aplicado ( $\tau$ )

Antes del esfuerzo axial se pueden definir dos tipos de fuerzas que deben ser entendidas. Estas son, la fuerza real ( $F_a$ ) y la fuerza efectiva ( $F_e$ ), también conocida como "peso". La fuerza real es la fuerza axial real en la pared de la tubería, la cual es medida por medio de un medidor de deformación. La fuerza efectiva es la fuerza axial si los efectos de presión son ignorados.

La fuerza efectiva, o peso, es importante por dos razones:

- El indicador de peso en una unidad de CT mide el peso, no la verdadera fuerza.
- Cuando se produce pandeo (Buckling<sup>d</sup>) depende de la fuerza efectiva. Así, la carga de pandeo helicoidal es una fuerza efectiva.

La fuerza real es importante porque es la fuerza requerida para calcular el esfuerzo axial, y por lo tanto para determinar los límites de la CT.

$$F_a = F_e + A_{interna}F_{inicial} - A_{externa}P_{externa}$$

Ecuación 2.4 Fuerzas real y efectiva.

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

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_{CT}}$$

Ecuación 2.5 Esfuerzo axial en cualquier segmento de tubería flexible.

Los esfuerzos axiales tienen el mismo signo que las fuerzas axiales, positivo (+) para tensión y negativo (-) para la compresión.

Si la fuerza de compresión excede la carga de buckling helicoidal, la tubería flexible forma una hélice en el agujero. Esta hélice causa un esfuerzo adicional de flexión en tubería flexible, que debe ser añadido a la tensión axial. En un pozo vertical la carga de pandeo helicoidal es casi cero. El pandeo de la hélice es cercano a la fuerza efectiva que permanece en compresión. Suponiendo que la tubería flexible se pandea cuando la fuerza efectiva es menor que cero.

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_{CT}} + \sigma_{pandeo}$$

Ecuación 2.6 Esfuerzo axial cuando la CT se pandea.

Esfuerzo radial. Un diferencial de presión a través de la pared de un segmento crea un esfuerzo radial, (Figura 2.32), el cual varía con la posición. Según la ecuación de Lamé, el esfuerzo radial en una ubicación dada en la pared de la tubería flexible es el esfuerzo a través de la tubería flexible debido a la presión externa e interna. El esfuerzo máximo se produce siempre en el interior o exterior de la superficie. La siguiente ecuación da el esfuerzo radial en cualquier ubicación de r en la pared del segmento.

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

Ecuación 2.7 Esfuerzo radial en la pared de un segmento de tubería.

Dónde:  $r_i = \frac{OD-2t}{2}$  localización radial para el diámetro interno y  $r_o = \frac{OD}{2}$  para el diámetro externo.

Esfuerzo tangencial, de arco o circunferencia. Según la ecuación de Lamé el esfuerzo tangencial es la tensión alrededor de la circunferencia de la tubería flexible debida a las presiones internas y externas. Debido a que los máximos esfuerzos se producen en la superficie interna, es necesario considerar los esfuerzos tangenciales y los radiales en los cálculos.

La siguiente ecuación da el esfuerzo de circunferencia (o tangencial) en cualquier ubicación radial  $r$  en la pared del segmento. El máximo valor de  $\sigma_{hoop}$  ocurre en  $r_i$ .

$$\sigma_{hoop} = \frac{P_i r_i^2 - P_o r_o^2}{(r_o^2 - r_i^2)} - \frac{(P_o - P_i) r_i^2 r_o^2}{r^2 (r_o^2 - r_i^2)}$$

Ecuación 2.8 Esfuerzo tangencial en cualquier ubicación radial  $r$  en la pared del segmento.

Esfuerzo de cizalla o torque. En algunas situaciones, la tubería flexible también puede estar sujeta a un par de torsión,  $T$ . Si el par es significativo, entonces la torsión de la tubería flexible causa un esfuerzo de cizalla asociado,  $t$ , que está dado por:

$$t = \frac{T r_o}{J} = \frac{T x OD}{2J}$$

Ecuación 2.9 Esfuerzo máximo de torsión.

Dónde:  $J$  es el momento de inercia,  $J = 2I$  e  $I = \frac{\pi[(OD^4 - (OD - 2t)^4)]}{64}$

Aunque los esfuerzos radiales y el  $r_o$  se calculan para la superficie interior de la tubería, el esfuerzo cortante o de torque se calcula para la superficie exterior, una aproximación más conservadora.

Condición de rendimiento de Von Mises. Con el fin de evaluar la conveniencia de una sarta de tubería flexible para una operación dada, se deben determinar los efectos de los esfuerzos dentro de la pared de cada segmento de la sarta. El objetivo es asegurar que estos esfuerzos nunca exceden un determinado porcentaje (normalmente el 80%) de límite elástico del material de la tubería. Un enfoque común a este problema es utilizar el criterio universal de esfuerzos de fallo de Von Mises para calcular el esfuerzo total equivalente en cada segmento de la sarta de CT debido a la combinación de las fuerzas que actúan sobre él. El límite inicial de rendimiento se basa en la combinación de los tres esfuerzos principales (esfuerzo axial, esfuerzo radia, y esfuerzo de circunferencia) y el esfuerzo de corte o cizalla causado por la torsión.

$$\sigma_{VME} = \sqrt{\frac{1}{2} (\sigma_h - \sigma_r)^2 + (\sigma_h - \sigma_a)^2 + (\sigma_a - \sigma_r)^2 + 3\tau^2}$$

Ecuación 2.10 Condiciones de rendimiento de Von Mises.

#### 2.4.2. Límites de la tubería flexible

Hay cuatro fuerzas que al combinarse determinan los límites de los esfuerzos en la tubería flexible, los cuales son la presión interna ( $P_i$ ), la presión externa ( $P_o$ ), la fuerza axial real ( $F_a$ ) y el par de torsión ( $T$ ). Para simplificar la presentación de los límites se calcula la diferencia de presión ( $P_i - P_o$ ). Una presión diferencial positiva representa una

condición de “Explosión”. Una presión diferencial negativa presenta una condición de “colapso”.

Uno de los métodos para elaborar los límites de la curva es mantener las presiones externas constantes en cero para la superficie o “Burst” a la mitad de la gráfica y mantener la presión interna constante en cero para el fondo o la parte de “Colapso” de la gráfica. Ahora la ecuación de Von Mises solo tiene dos variables, la fuerza axial verdadera y la presión interna de la presión de explosión (Burst), y la presión externa para la porción de colapso. Esta curva se puede trazar ya sea contra la fuerza axial real o la fuerza axial efectiva.

Las gráficas resultantes de la diferencia de presión frente a la fuerza axial son de forma elíptica. En caso del peso la elipse es horizontal. En el caso de la fuerza real, la elipse se inclina un poco.

El lado izquierdo de la elipse es truncada debido a los esfuerzos del pandeo helicoidal. Para el caso del peso, el pandeo helicoidal comienza en el eje Y, cuando el peso se vuelve negativo. Para el caso de la fuerza, la aparición del pandeo se produce en los puntos extremos de la presión diferencial.

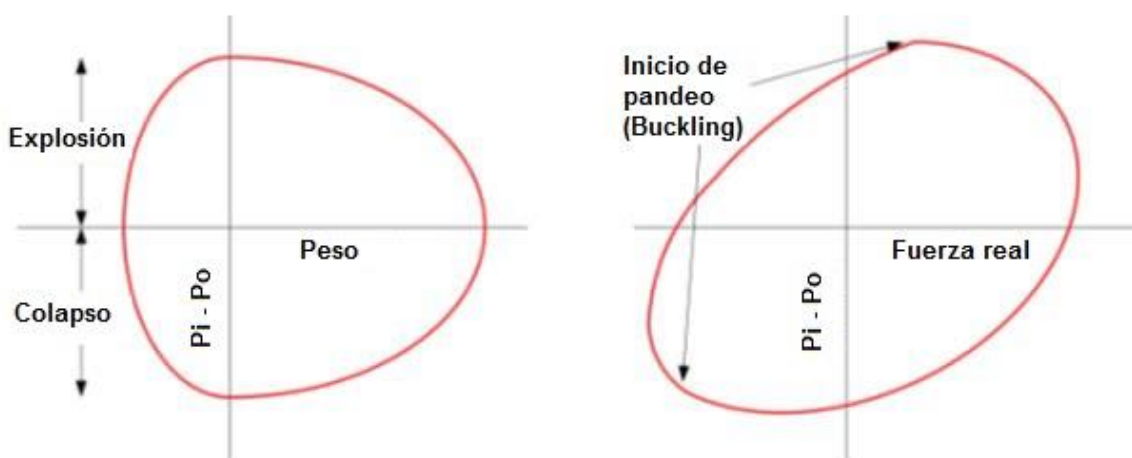


Fig. 2.33 Curvas límite individuales con constante externa de presión en cero<sup>1</sup>.

Consideraciones de expansión del diámetro. Dependiendo de la aplicación, la tubería flexible puede tener una tendencia a aumentar de diámetro durante su vida. Este cambio en la geometría modifica los esfuerzos y por lo tanto los límites. Si el crecimiento del diámetro y adelgazamiento de la pared asociada es significativo, el uso del diámetro y espesor de pared actual mejorará la precisión del cálculo de límite.

Aplicación de factores de seguridad. Las curvas calculadas por las condiciones de rendimiento de Von Mises representan el lugar donde la CT comenzaría a ceder. Multiplicando estas curvas por factores de seguridad adecuados producirá las curvas “límite de trabajo”. Existen diferentes factores de seguridad para la explosión y el colapso. El factor de seguridad para el colapso debe ser más conservador para dar cuenta de que

se está ovalando. Durante su vida, la CT se ovala debido a la flexión a través del carrete y sobre el cuello de cisne. Esta deformación aumenta la probabilidad de colapso, sin embargo los esfuerzos de Von Mises no la considera.

## **2.5. Vida útil de la tubería flexible**

### **2.5.1. Fatiga del metal**

Un objeto metálico sujeto a alteraciones y esfuerzos dinámicos por encima de un nivel umbral puede presentar cambios progresivos en su estructura atómica con cada ciclo de carga. Este fenómeno es conocido como fatiga, está asociado con el ciclo plástico que causa cambios sistemáticos en la estructura cristalina del metal y da como resultado el desarrollo de grietas microscópicas. Estas pequeñas grietas se propagan de forma incremental con cada ciclo, creciendo en tamaño y uniéndose para formar grandes grietas que se unen hasta fracturar la tubería. El número de ciclos necesarios para que las grietas de generen y se propaguen causando una fractura se conoce como “vida de fatiga” del objeto<sup>1</sup>.

### **2.5.2. Fatiga de la tubería flexible**

La tubería flexible comienza su vida deformada plásticamente, debido a que se enrolla en un carrete. Además, cada uno de los viajes dentro y fuera del pozo ocasiona deformaciones plásticas en la tubería seis veces. Estos eventos de flexión son:

- Desenrollar y estirar del carrete. (Entrando al pozo)
- Curvar a través del arco guía. (Entrando al pozo)
- Enderezar en el inyector. (Entrando al pozo)
- Doblar en el arco guía. (Saliendo del pozo)
- Enderezar en el arco guía. (Saliendo del pozo)
- Enrollar de nuevo en el carrete. (Saliendo del pozo)

En la figura 2.34 se muestran dos tercios de los ciclos de flexión que experimenta un segmento de tubería flexible durante una ida y vuelta en el arco guía. Esto nos significa que dos tercios de la fatiga se producen en el arco guía pero da un panorama de cómo puede ser modificado el equipo de superficie para prolongar la vida de una sarta de tubería flexible. Se debe tener en cuenta que todo el daño por fatiga se produce en el equipo de superficie, ninguno en el pozo.

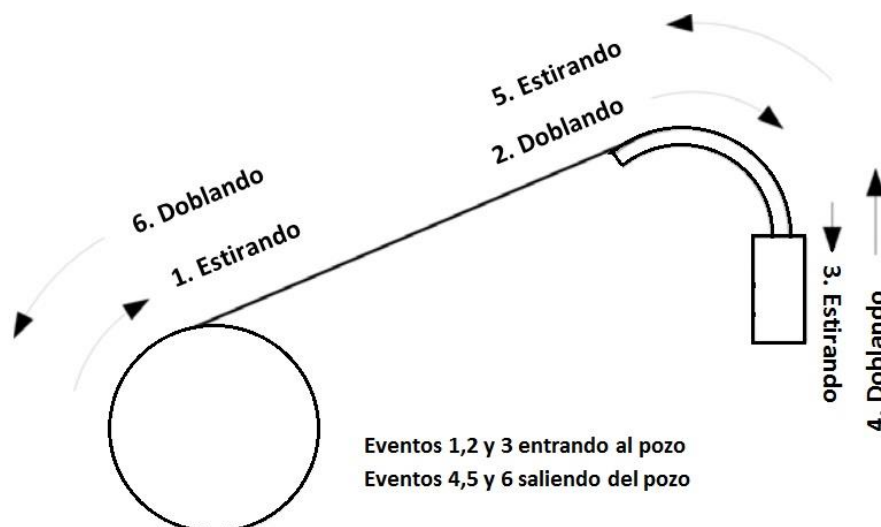


Fig. 2.34 Localización de las deformaciones plásticas de la tubería flexible.

La magnitud de la deformación plástica con cada ciclo de plegado depende del radio de flexión, las dimensiones de la CT y la resistencia plástica del material. Por lo que el radio del arco guía y el diámetro del carrete tiene un profundo efecto en la vida de fatiga de la CT. La presión interna durante la deformación plástica amplifica profundamente el daño.

Con el fin de estimar el daño por fatiga acumulada para un segmento de CT, se debe conocer el número de ciclos de flexión y la magnitud de la deformación plástica y la presión de cada ciclo. La siguiente figura representa la vida útil de un segmento de CT, su capacidad para resistir la falla en una gráfica de pastel. El pastel completo es la vida útil para un conjunto dado de condiciones<sup>1</sup>.

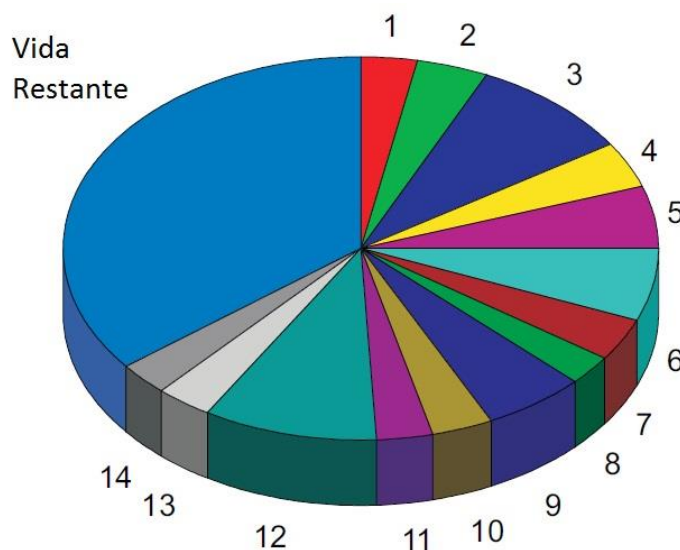


Fig. 2.35 Fatiga acumulada en operaciones con tubería flexible<sup>1</sup>.

## 2.6. Abreviaturas y definiciones

	Términos abreviados	Español
<b>CT</b>	Coiled Tubing	Tubería flexible
<b>WHP</b>	Wellhead Pressure	Presión en la cabeza del pozo
<b>HRC</b>	Hydraulic Release Connector	Conector de enganche hidráulico
<b>MHA</b>	Motorhead Assembly	Ensamble de cabeza de motor
<b>API</b>	American Petroleum Institute	Instituto Americano del Petróleo

### Definiciones

- a- Swivel. Un dispositivo mecánico que suspende el peso de la sarta de perforación. Está diseñado para permitir la rotación de la sarta de perforación debajo de ella, transportar grandes volúmenes de lodo de perforación a alta presión entre el sistema de circulación de la unidad y la sarta de perforación.
- b- Manifold. Un conjunto de válvulas de alta presión y una tubería asociada que usualmente incluya al menos dos estranguladores ajustables, dispuesto de tal manera que un estrangulador ajustable pueda ser aislado y puesto fuera de servicio para su reparación y renovación mientras el flujo del pozo se redirige al otro.
- c- Jar. Un dispositivo mecánico utilizado de fondo de pozo para comunicar una carga de impacto a otro componente de fondo de pozo, especialmente cuando se ha quedado atascado ese componente. Hay dos tipos principales, los jars hidráulicos y mecánicos. Mientras que sus respectivos diseños son bastante diferentes, su funcionamiento es similar. La energía se almacena en la sarta de perforación y repentinamente es liberada por el jar cuando este se dispara. Los jars pueden ser diseñados para golpear hacia arriba, abajo, o ambos. En el caso de golpes ascendentes por encima de un conjunto de fondo, el perforador tira lentamente la sarta de perforación, pero el BHA no se mueve. Desde la parte superior de la sarta de perforación se mueve hacia arriba, esto significa que la misma sarta de perforación está estirando y almacenando energía. Cuando los jars alcanzan su punto de disparo, repentinamente permiten que una sección del jar se mueva axialmente con respecto a un segundo, que es jalado rápidamente de la misma manera que el extremo del primero estirando un resorte que se mueve cuando se libera. Después de unas cuantas pulgadas de movimiento, esta sección móvil choca contra un hombro acero, impartiendo una carga de impacto. Además de las versiones mecánicas e hidráulicas, los jars se clasifican como jars de perforación y de pesca.
- d- Buckling. Según la instalación, la tubería de revestimiento generalmente cuelga hacia abajo en pozos verticales o se acuesta en la parte inferior del agujero en pozos desviados. Las cargas térmicas o de presión pueden producir esfuerzos de compresión, y si estos esfuerzos son suficientemente altos, la configuración inicial se vuelva inestable. Sin embargo, debido a que el tubo está confinado dentro de agujero abierto o tubería de revestimiento, el tubo puede deformarse en otra

configuración estable, por lo general en una forma helicoidal o espiral en un pozo vertical o en una configuración en forma de S en un agujero desviado. Estas nuevas configuraciones de equilibrio son lo que queremos decir cuando hablamos de buckling en el diseño de tuberías.

## **2.7. Referencias**

- 1- CTES, LP. 2005. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. US. CTES. 934 p.
- 2- Schlumberger, Oilfield Glossary, Swivel [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 5 de marzo de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/50MV6i>
- 3- Schlumberger, Oilfield Glossary, Manifold [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 5 de marzo de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/Zs2dQF>
- 4- Schlumberger, Oilfield Glossary, Jar [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 5 de marzo de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/voFz69>
- 5- Chen, Y.-C., Lin, Y.-H., and Cheatham, J.B. 1990. Tubing and Casing Buckling in Horizontal Wells. *SPE J.* 42 p.



## Capítulo 3

### Perforación bajo balance con tubería flexible

#### 3.1. Perforación con tubería flexible

La perforación con tubería flexible ha sido un servicio comercial durante muchos años. Aunque la perforación con CT proporciona muchas ventajas, no debe ser considerado como un reemplazo directo para la perforación rotatoria convencional. Tiene límites y costos específicos, que deben entenderse antes de aplicar esta tecnología. Esta aplicación combina el uso de tubería roscada y tubería flexible para lograr los objetivos generales del pozo ya que en la mayoría de los casos las operaciones de perforación con CT son reentradas a pozos ya existentes.

Se tienen muchas ventajas con la perforación con tubería flexible, pero la comprensión de los criterios de selección apropiados es el factor más influyente para garantizar un proyecto de perforación exitosa. Para trabajar a través de un estudio de factibilidad del proyecto requiere una comprensión de las capacidades y limitaciones de tubería flexible y el equipo de perforación.

La perforación con tubería flexible se puede dividir en dos categorías principales que consisten en pozos direccionales y no direccionales. Cada una de estas categorías se puede subdividir a su vez en perforación sobre balance y bajo balance. Cada una de estas categorías desempeña un papel importante en la selección de herramientas y equipos para las operaciones.

Las herramientas de fondo necesarias para cada una de estas categorías son completamente diferentes. La perforación direccional requiere el uso de un dispositivo de orientación para dirigir la trayectoria del pozo en una dirección particular. Los pozos no direccionales utilizan ensamble de perforación más convencional con el uso de un motor de fondo de pozo. Ambos tipos de pozos están normalmente limitados por la profundidad y el tamaño de agujero, por lo tanto también se ve afectado por:

- Capacidad del carrete
- Logística del transporte
- Número de puntos de revestimiento
- Márgenes de jalón
- Requerimientos de torsión
- Presión de circulación
- Gastos de flujo para limpiar el agujero
- Peso sobre barrena

Al comparar la capacidad de perforación convencional con perforación con tubería flexible el potencial de profundidad y tamaño del pozo se reduce significativamente. Estas limitaciones se basan en los caudales alcanzables a través de la tubería flexible y el peso sobre la barrena disponible (WOB). Para los pozos verticales y de ángulo bajo, los límites

de peso sobre la barrena pueden ser superados con el uso de lastrabarreras y el cambio de la configuración barrena / motor<sup>5</sup>. Para los pozos de alto ángulo el WOB está limitado al peso de la tubería flexible y la capacidad de la cabeza inyectora en la superficie para empujar el tubo. El tamaño del agujero afecta tanto la capacidad de acarreo de recortes como el WOB alcanzable.

### **3.1.1. Pozos no direccionales**

Se definen como cualquier pozo en el que la dirección, la inclinación y / o azimut no es controlado por medio de herramientas de fondo de pozo. Esta definición no implica que la trayectoria del pozo carece de cualquier inclinación y/o azimut, pero simplemente las herramientas necesarias para controlar estos parámetros no están en uso.

La principal ventaja que la perforación con CT trae a los pozos no direccionales es la velocidad de montaje y desmontaje del equipo y la velocidad continua de la penetración.

Usando lastrabarreras (de espiral) en los pozos de ángulo bajo se puede controlar la acumulación de inclinación y aplicar WOB. El número de lastrabarreras utilizados dependerá de la perforabilidad de la formación y la combinación barrena/motor, pero típicamente el número oscila entre 2 y 10 lastrabarreras. El BHA típico utilizado en la perforación de los pozos no direccionales consiste de los siguientes:

- Conector de tubería flexible
- Válvula check
- Junta de liberación
- Lastrabarreras
- Herramienta de reconocimiento
- Motor
- Barrena

### **3.1.2. Pozos direccionales**

La perforación direccional se define como cualquier pozo en el que el azimut y/o la inclinación son controladas por el uso de herramientas de fondo de pozo obteniendo la trayectoria deseada. Este tipo de pozo emplea un dispositivo orientador en el BHA para controlar la trayectoria del pozo. La complejidad de estos pozos es típicamente mayor debido a los requisitos de perforación y BHA. Por lo general, la tasa de penetración se ve comprometida por la necesidad de mantener el control direccional y las dificultades de transferencia de peso a la barrena.

Muchas de las aplicaciones de perforación direccional se realizan en los pozos existentes para alcanzar nuevos objetivos en los yacimientos. Estos pozos pueden ser nuevos pozos, extensiones, sidetracks<sup>a</sup> través de las terminaciones existentes o sidetrack en la terminación presente. La perforación direccional es muy sensible al diámetro interno del pozo (ID) existente y el tamaño del agujero. A medida que el tamaño aumenta la transferencia de peso disminuye y los requisitos de caudal aumentan. Estos pozos

también están limitados por las herramientas de fondo, que generalmente son los dispositivos de orientación.

Cuando se requieren fluidos multifásicos, se presentaran requerimientos adicionales en el BHA. Los fluidos de multifásicos dificultan el uso de telemetría de pulso de lodo para la transmisión de datos de las herramientas de fondo de pozo y el uso de herramientas de orientación activadas con el fluido. Con estos fluidos el control, la energía y transmisión de datos del BHA es conducido por líneas eléctricas y/o hidráulicas. A medida que el porcentaje de fluido líquido disminuye, los efectos de las vibraciones de los fluidos aumentan a un punto donde se presentaran fallas en el BHA.

Un BHA típico está dispuesto de la siguiente manera:

- Conector de tubería flexible
- Válvula check
- Desconexión
- Paquete de dirección e inclinación
- Dispositivo de orientación
- Motor de fondo
- Barrena

### **3.1.3. Ensamblaje de fondo (BHA)**

Dado que cada perfil de pozo tiene sus propios y únicos objetivo, la planificación de un proyecto direccional con tubería flexible, antes del inicio de una operación real, es probablemente el factor más importante del proyecto. Esta etapa contribuirá a garantizar que todos los objetivos cumplen con las herramientas adecuadamente seleccionadas. En general, la perforación direccional es, básicamente, la perforación de un agujero de un punto en el espacio a otro punto en el espacio de tal manera que el agujero se pueda terminar y utilizar para los fines previstos. Durante esta fase, la limitación del BHA y la perforabilidad de la formación deben ser considerados para determinar si los objetivos son alcanzables.

Un BHA para perforación direccional con CT contiene los siguientes componentes mencionados de arriba hacia abajo:

- Conector de tubería flexible (tipo deslizable o roscado)
- Desconexión de emergencia (eléctrica, hidráulica o mecánica)
- Herramientas de orientación para el equipo de rotación y dobles en la dirección deseada
- Herramienta direccional
- Motor con equipo de dobles
- Barrena

La herramienta de dirección mide la inclinación, azimut y orientación de la cara de la herramienta. La inclinación y el azimut determinan la posición actual del BHA y la

orientación de la cara de la herramienta indica la dirección en que el equipo de dobles está apuntando. En la configuración anterior, la herramienta de dirección está por debajo de la herramienta de orientación para que la herramienta de dirección pueda medir la orientación del equipo doblado. En algunos casos (con herramientas eléctricas de dirección), la herramienta de dirección se encuentra encima de la herramienta de orientación y se colocan conductores eléctricos a través de una herramienta giratoria. En este caso, un pasador mecánico de rotación transmite la orientación de los componentes por debajo de la herramienta de orientación a la herramienta de dirección.

*Lastrabarrenas (DC)*. Son tubulares rígidos que proporcionan peso y rigidez a la BHA. Los DC se presentan con superficies de muchos relieves o espirales. Para reducir el área de contacto de la pared y minimizar la posibilidad de pegadura diferencial, es preferible utilizar lastrabarrenas en espiral en la perforación de CT. Esto es debido a la falta de rotación en la tubería flexible. También vienen en una amplia gama de OD e ID, pero en general el OD deben mantenerse coherente con el resto de la BHA.

*Lastrabarrenas no magnéticas (NMDC)*. Normalmente tienen superficies lisas hechas de un material no magnético. El propósito de NMDC es para reducir la interferencia magnética para cualquier herramienta de reconocimiento de fondo de pozo que mide el flujo magnético de la tierra. Las herramientas actuales se encuentran dentro de la NMDC y transmiten los datos a la superficie a través de conductores en la tubería flexible, tecnología electromagnética o pulsos de presión.

*Herramientas direccionales*. CTD utiliza dos tipos básicos de herramientas de dirección. Herramientas de dirección eléctricas que transmiten los datos medidos a la superficie a través de un cable dentro de la CT. Las herramientas de dirección de pulso de lodo transmiten los datos medidos a la superficie mediante la generación de pulsos de presión en lodo de perforación. Estas son versiones más pequeñas de los sistemas de pulso de presión utilizados en la perforación direccional convencional.

*Herramientas de orientación*. Con la incapacidad de tubería flexible para hacer girar el conjunto de perforación, se requería el desarrollo de un orientador. El orientador proporciona el control direccional del BHA. Hay varios tipos de orientadores disponibles, hay accionados por el flujo de fluido, de accionamiento hidráulico, eléctrico, por medio de almohadillas o juntas articuladas. Todos estos orientadores tienen ventajas y desventajas. Con el aumento de la complejidad de estas herramientas se reduce su fiabilidad.

**Otros sensores del BHA:** Además de los sensores y funciones descritas en los apartados anteriores, algunos BHA para CTD se pueden equipar para las siguientes mediciones:

- Rayos gamma. Las herramientas de rayos gama son útiles para la geo-dirección, evaluación de formación, y la correlación de profundidad con registros previos o un marcador radioactivo en un whipstock<sup>b</sup>.
- Collar localizar de tubería de revestimiento. Se coloca para correlaciones de profundidad.

- Aceleradores (cargas de choque). Los acelerómetros en un BHA proporcionan buenos indicadores del desempeño de la perforación especialmente de motor de fondo.
- Medición de presión (de fondo y anular). La presión anular es muy importante para el control de la densidad de circulación equivalente (ECD) en la perforación bajo balance.
- Sensor de pesos sobre barrena (WOB). Da información directa al perforador de la eficacia de aflojar y levantar la tubería flexible.

### 3.1.4. Motores de fondo para perforación con CT

La perforación con CT es muy similar a la perforación con tubería enroscada, ambos requieren algún tipo de motor de fondo. Además, en ambos casos, el costo del motor es una parte importante del coste total de la perforación. Los motores de fondo son esencialmente motores hidráulicos alimentados por el fluido de perforación.

El motor de desplazamiento positivo (PDM) es la configuración del motor más común encontrado en CTD. Los motores de turbina se han utilizado en ocasiones para CTD. Los martillos de aire o taladros de percusión se utilizan para ciertas aplicaciones CTD. Un motor de fondo eléctrico para CTD es una alternativa a considerar para el futuro.

PDM de cavidades progresivas. Utiliza un rotor en forma helicoidal que gira dentro de un estator de elastómero que tiene lóbulos en forma helicoidal. La figura 3.1 muestra esta configuración.

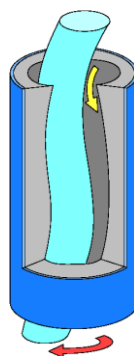


Fig. 3.1 Configuración de un PDM de cavidades progresivas

Las diferentes formas del rotor y del estator forman las cavidades entre estos dos componentes. A medida que el fluido de potencia (perforación) se abre camino a través de estas cavidades, el rotor debe girar. A medida que el rotor gira, una cavidad dada “viaja” a lo largo de la interfaz de rotor/estator en una trayectoria helicoidal. El fluido viaja a través de esta cavidad progresiva continua para forzar al rotor a girar.

Los tres componentes principales de un PDM de cavidades progresivas son la parte de potencia, el conjunto del eje, y el conjunto de cojinete.

*Sección de potencia:* El rotor helicoidal es fabricado generalmente de una aleación de acero cromado. El estator de elastómero está unido a una carcasa de acero hueco. El perfil del rotor coincide con el del estator, pero tiene un menor número de lóbulos. Aumentar el número de lóbulos en un motor aumenta el torque de salida al tiempo que reduce la velocidad de rotación (RPM). La figura 3.2 muestra diferentes configuraciones de lóbulo del PDM.

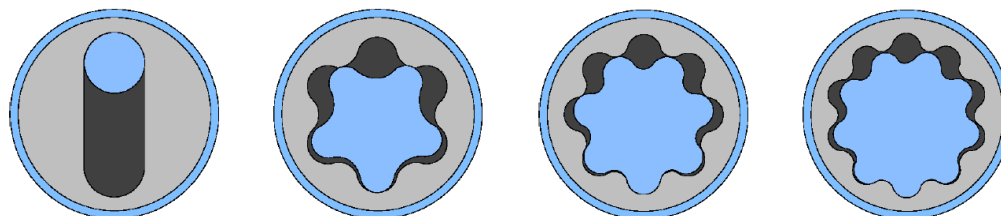


Fig. 3.2 Configuraciones de lóbulo para PDM.

El ajuste de interferencia entre el rotor y el estator pretende formar un sello continuo alrededor de la línea helicoidal de contacto entre los dos. La eficiencia del motor disminuye rápidamente a medida que el rotor y el estator se desgastan (el espacio libre entre ellos aumenta). Sin embargo, los fabricantes de motores a veces aflojan el ajuste entre el rotor y el estator para condiciones de temperatura alta o permitir la hinchazón del estator debido a ciertos fluidos.

A cada espiral completa del estator se le llama una etapa. El diseño, la configuración y los materiales usados en la sección de potencia determinan la mayor parte de las especificaciones de funcionamiento del motor. Por ejemplo, la configuración del lóbulo determina la tasa de flujo y presión de operación, mientras que las características del elastómero del estator determinan la temperatura de funcionamiento y los límites de exposición de fluidos. Algunos elastómeros son altamente susceptibles a la absorción de gas a alta presión (en el fondo del pozo), y a descomprimirse de forma explosiva cuando es devuelto a las condiciones de superficie.

*Biela:* El eje de salida de la sección de potencia gira con un movimiento excéntrico que debe ser traducido a una rotación axial (concéntrica) para la barrena. La varilla de conexión, (Figura 3.3) montada en el extremo inferior del rotor logra esto.

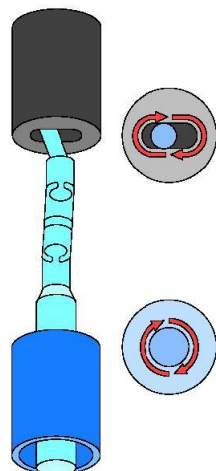


Fig. 3.3 Biela del PDM

La varilla de conexión está diseñada con la flexibilidad necesaria, utilizando juntas universales o componentes flexibles, para convertir la rotación excéntrica en rotación concéntrica.

*Conjunto de cojinete y eje de accionamiento:* el cojinete de empuje radial y axial soportan el eje de transmisión hueco dentro de la carcasa del cojinete. El conjunto de cojinetes transmiten la fuerza desde la carcasa del motor al eje de accionamiento. Dependiendo del tamaño y el diseño del motor, la mayor parte del lodo fluye a través del centro del eje de accionamiento hasta la barrena. Algunos diseños de motor utilizan un pequeño bypass de fluido de perforación para lubricar y enfriar el conjunto de cojinete.

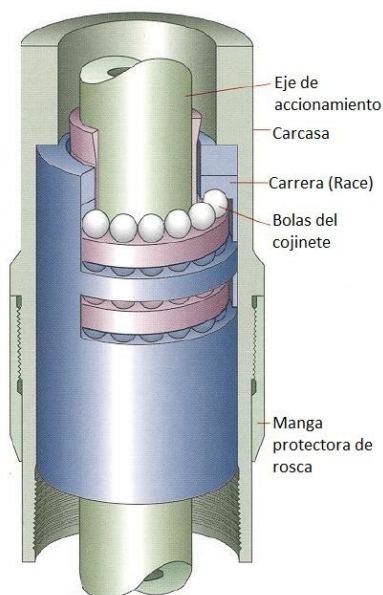


Fig. 3.4 Montaje típico de cojinete.

*Requerimientos de fluidos de perforación:* La mayoría de los ensambles del PDM de cavidades progresivas pueden funcionar de forma fiable con una variedad de fluidos de alimentación (fluido de perforación). Sin embargo, para permitir un rendimiento óptimo y evitar fallas prematuras se debe tomar en cuenta lo siguiente<sup>1</sup>:

- La densidad del fluido de perforación máxima recomendada es de 17 ppg.
- El contenido de arena deberá ser inferior a 1%. El contenido de arena por encima de 5% reducirá la vida del motor hasta en un 50%.
- Algunos elastómeros son sensibles al diesel y otros hidrocarburos aromáticos. Se debe comprobar que el elastómero es compatible con el fluido de perforación.

Motores con housing de dobles. Los BHA de perforación direccional utilizan motores con housing de dobles para "construir el ángulo" o seguir la trayectoria del pozo en una dirección específica. Un motor con housing de dobles por lo general es un modelo multi-lóbulo de alto torque con el housing (adyacente al conjunto de la biela) que tiene un ángulo de desplazamiento de 0.25 a 1.5 grados. Esto inclina el eje de la barrena respecto a la sarta de CT de modo que el peso de la sarta de CT (WOB) tiene un componente lateral. Esto obliga a la barrena a perforar en un ángulo con respecto al eje de la sarta de CT. El housing de dobles ajustable en superficie (Figura 3.5) permite el ajuste de ángulo de 0 grados (es decir, equivalente a un motor con housing lineal) hasta 3 grados, en pequeños incrementos.



Fig. 3.5 Motor dirigible de curvatura ajustable.

El Mach BHI Navi-Drill 1/AD es un motor de cavidad progresiva con estator de elastómero diseñado para perforación direccional (o recta) con aire, niebla o espuma. Es un buen ejemplo de los motores disponibles para CTD. El Mach 1/AD está disponible con varios elastómeros diferentes dependiendo de la temperatura y los requerimientos de fluidos. Este motor ha participado en numerosas operaciones exitosas CTD.

*Motor de turbina:* El principio de funcionamiento de un motor de turbina es la acción inversa de una bomba axial o centrífuga. Con el fin de operar de manera eficiente, las turbinas requieren de una velocidad de flujo relativamente alta y/o muchas secciones de alabes. Esto los hace inadecuados para muchas aplicaciones de CTD. Sin embargo, la falta de elastómeros en motores de turbina los hace ideales para entornos de gas y alta temperatura. La figura 3.6 ilustra el principio de funcionamiento de un motor de turbina.



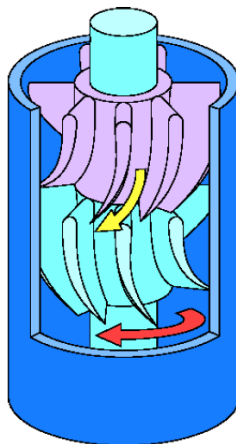


Fig. 3.6 Principio de operación de una turbina.

Herramientas de impacto. La aplicación más común de estas herramientas ha sido para perforar y moler cemento o escarrear la tubería de producción. Sin embargo, están ganando aceptación para aplicaciones especiales de perforación en las que el fluido de trabajo debe ser un gas o el entorno operativo es demasiado extremo para los PDM convencionales.

### 3.1.5. Barrenas para CTD

El diseño y la construcción de una barrena depende en gran medida del tipo de acción de perforación que proporciona, es decir, la trituración (barrenas tricónicas), rasgado, ranurado, corte (barrenas de cortadores), o alguna combinación de estas. Mientras proporciona una acción de perforación eficiente, las barrenas también deben:

- Permitir que los recortes sean retirados de la zona debajo de la barrena.
- Crear el ID del pozo al menos del tamaño nominal de la barrena durante toda la vida de esta, es decir, resistir el desgaste al que está expuesto en su periferia por la roca perforada.
- Conectarse firmemente al motor.

Para proporcionar estas funciones, la mayoría de las barrenas (independientemente de diseño específico) tienen los siguientes elementos<sup>1</sup>:

- Un conjunto de corte que proporciona la acción de perforación uniforme dentro de la circunferencia nominal de la barrena.
- Puertos y toberas que dirigen el fluido de perforación a través y alrededor de la barrena para remover los recortes y escombros, enfriar las cuchillas y cojinetes (si está equipado con conos giratorios).
- Protección contra el desgaste, normalmente se colocan insertos de cara dura o endurecidos para reforzar la superficie del desgaste.
- Una herramienta adecuada de unión capaz de resistir las fuerzas axiales y de torsión generadas por la perforación.

Además de las barrenas para perforación, también están disponibles barrenas para moler metales, materiales duros y de extracción de muestras o núcleos.

Barrenas de conos giratorios. Puede tener dos o tres conos giratorios, pero generalmente son tricónicas. Cada cono está repleto de dientes integrales o insertos endurecidos que están en contacto con una parte de la superficie debajo de la barrena. Las barrenas de dientes en general se comportan bien en formaciones blandas y de dureza media, mientras que las barrenas de insertos son más adecuadas para formaciones de dureza media y muy duras. El diseño de la barrena asegura que la combinación de los cortadores en todos los conos proporcione la acción de corte dentro de la circunferencia completa de la barrena. La rotación de la barrena gira los conos, lo que provoca que los dientes individuales ejerzan una gran fuerza compresiva contra la superficie de roca. Si el WOB es lo suficientemente alto, el cortador tritura la roca y la acción de rotación del cono desaloja la roca triturada con ayuda de la corriente de alta velocidad de fluido de perforación desde las toberas de la barrena. Es posible reemplazar las toberas por materiales extremadamente duros y resistentes al desgaste como el carburo de tungsteno para proteger el cuerpo de la barrena de la erosión por el fluido de perforación. Las toberas están disponibles en una variedad de tamaños para optimizar la fuerza hidráulica disponible en los chorros. Las barrenas de conos giratorios están diseñadas para velocidades más altas y por lo general vienen en tamaños mayores a 6 pg. OD.

Barrenas de dientes. Los cortadores en las barrenas de dientes (Figura 3.7 A) son colocados como una parte integral del cono. La longitud de los dientes depende de la dureza de la formación objetivo, mientras más suave la formación, más tiempo dura el diente. Las barrenas de dientes perforan cortando, desgarrando y excavando el material de la formación. El uso más común para este tipo de barrenas es en secciones relativamente suaves y poco profundas de un pozo.

Barrenas de insertos. Las barrenas de conos giratorios con insertos (Figura 3.7 B) están equipados con insertos de botón relativamente desafilados, con punta de bala o cuña, hechos de materiales muy duros que actúan para triturar la formación. El material y la configuración de los insertos de botón dependen de las características de la formación objetivo.

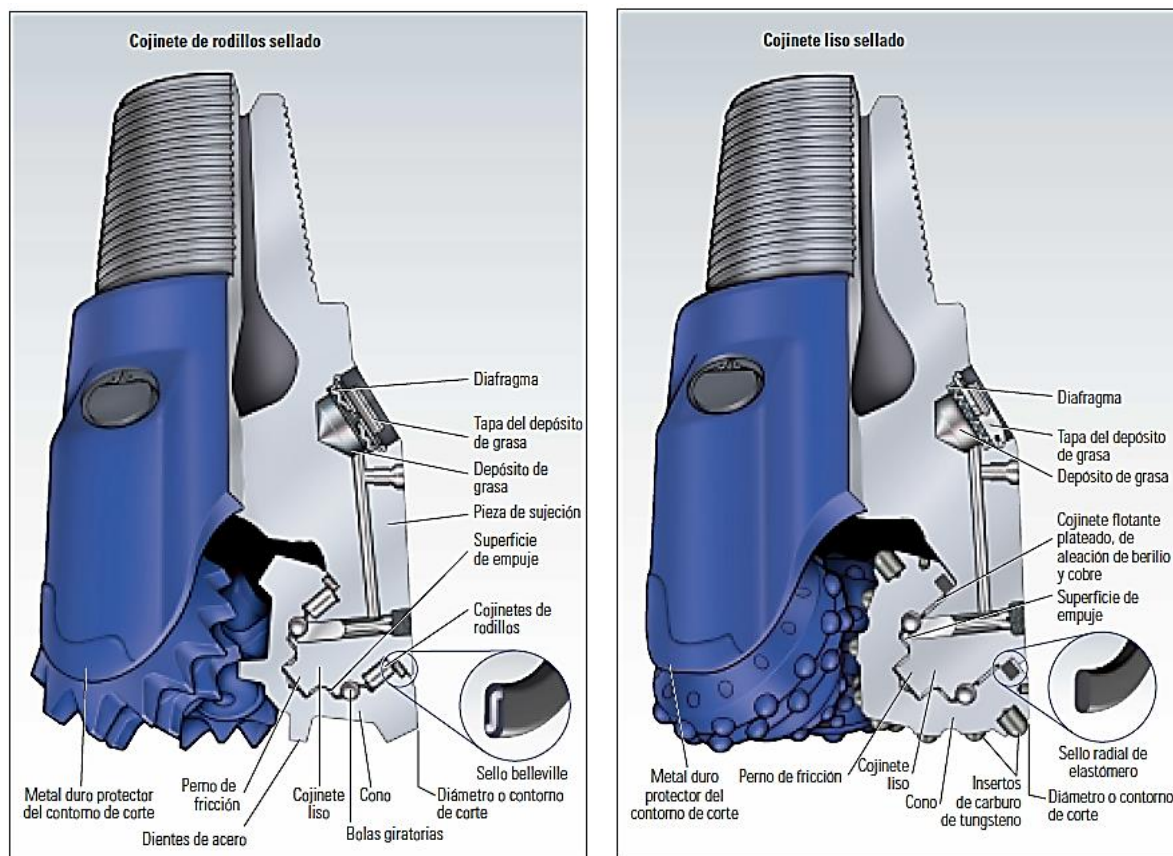


Fig. 3.7 A Barrena de dientes

Fig. 3.7 B Barrena de insertos

**Barrenas de cortadores.** Tienen una construcción más simple que las barrenas de cono giratorio. Los componentes de las barrenas de cortadores están incrustados en la cara de la barrena, lo que significa que no contienen partes móviles. La acción de corte de este diseño de barrena es de corte o raspado de la superficie de la roca mientras el cortador pasa a través de ella. Estas barrenas son las más adecuadas para materiales y formaciones duras. Hay tres tipos básicos de barrena de cortadores fijos que están comúnmente disponibles:

- Barrenas de diamante. Diamantes industriales son incrustados en la cara de la barrena, en una matriz especial que incorpora canales de flujo para el fluido de perforación. La acción de corte de las barrenas de diamante es típicamente más apta para un medio de perforación de formaciones duras porque los pequeños cortadores remueven cantidades relativamente pequeñas de material con cada pasada.
- PDC. Las barrenas de diamante policristalino compacto son similares a las barrenas de diamante. Los cortadores de PDC normalmente son más grandes que los de las barrenas de diamante, haciendo a las barrenas PDC adecuadas para formaciones de dureza suave a media-dura.

- TSP. Las barrenas de policristalinos térmicamente estables tiene cortadores similares a los de la barrena de PDC, pero son más pequeños y más resistentes al calor. Esto hace que la barrena TSP sea adecuado para formaciones duras.

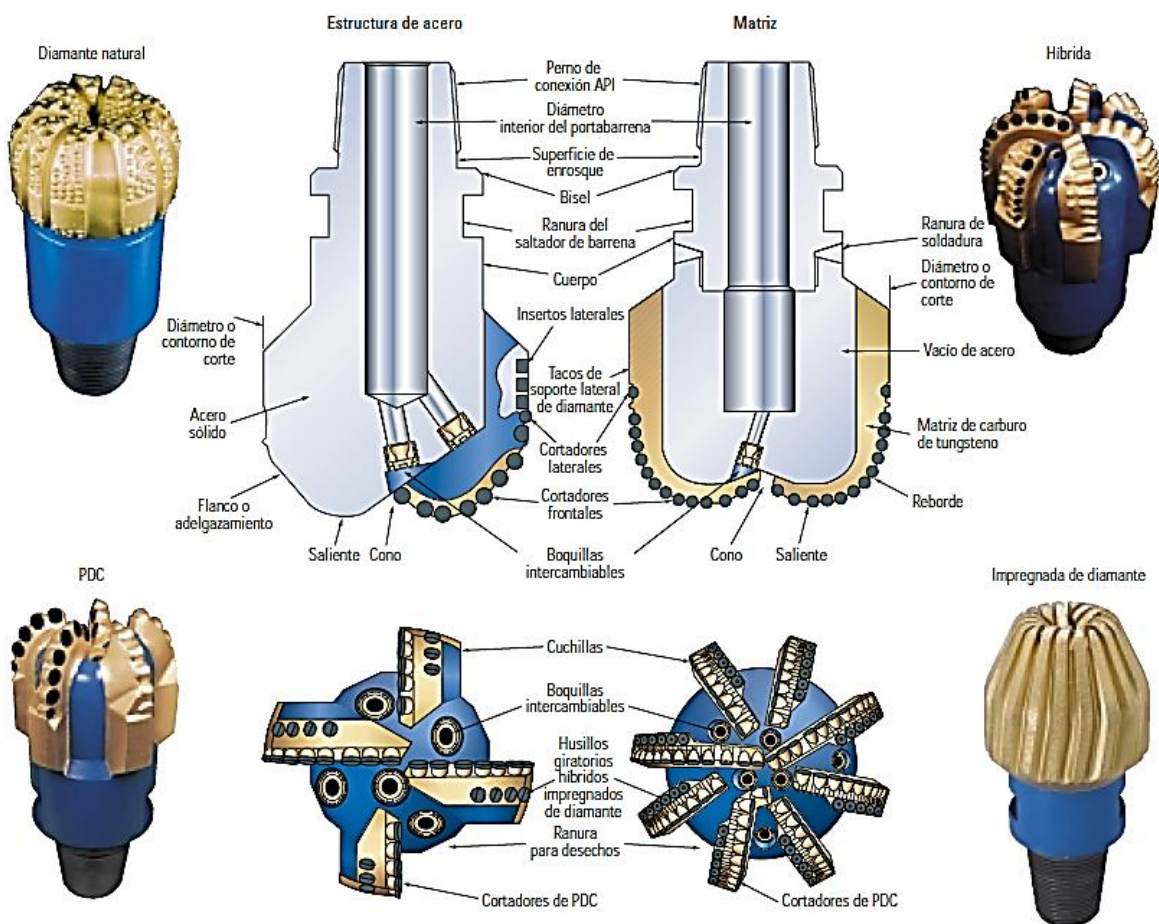


Fig. 3.8 Barrenas de cortadores fijos.

Las barrenas de cortadores generalmente no son tan robustas como las barrenas de conos giratorios y se dañan fácilmente con metal en la cara de perforación. Esto hace que sean más sensibles a la basura en el pozo. Dado que la barrena de cortadores fijos perfora por cizallamiento la pared de roca, controlar el WOB es esencial para evitar dañar la superficie de la barrena y desalojar a los elementos de corte incrustados. Las barrenas de cortadores operan de manera más eficiente con menos WOB que las barrenas de conos giratorios, pero son más sensibles a la velocidad de rotación. Al no tener partes móviles, los dientes de corte fijos generalmente pueden operar a velocidades de rotación más altas que las barrenas de conos giratorios durante largos períodos de tiempo.

*Selección de barrena de perforación.* El mejor indicador de cómo una barrena funcionará bajo condiciones dadas es a partir de registros de barrenas de pozos vecinos o condiciones similares. Esta es otra buena razón para mantener registros detallados y precisos a través de una operación de CTD. Los temas clave relacionados con la selección de barrenas generalmente incluyen lo siguiente<sup>1</sup>:

- Tamaño – El ingeniero de planificación de un proyecto de CTD generalmente identifica los tamaños de barrena requerida temprano en el proceso, basado en el tamaño de terminación y la presencia de restricciones previstas del pozo. Las barrenas especiales bi-centricas permiten la perforación de un agujero con un diámetro mayor que la sección de orificio por encima de ella. La selección de las barrenas de cono giratorio disponible disminuye a medida que disminuye el tamaño del agujero.
- Configuración de cortador – El tipo de cortador, tamaño y configuración determinan la compatibilidad de la barrena con la formación objetivo y su tolerancia a la basura o residuos que puedan estar presentes en el pozo.
- Velocidad de funcionamiento (RPM) – las barrenas y motores normalmente operan más eficientemente dentro de rangos relativamente bajos de velocidad de rotación. En términos generales, las barrenas de conos giratorios funcionan a velocidades más bajas que las barrenas de cortadores fijos.
- Calibre de protección – Las barrenas se desgastan en dos principales áreas, la superficie de corte (resulta en un ROP más lento), y la circunferencia de la barrena (lo que resulta en un agujero de bajo calibre).
- Tipo de formación, dureza y abrasividad.
- Torque del motor – En general, las barrenas de conos giratorios tienen los requisitos de par más bajos, mientras que las barrenas de PDC tienen el más alto.
- WOB disponible – En general, las barrenas de conos giratorios requieren alta WOB, mientras que las barrenas de PDC perforan eficiente con bajo WOB.
- Tipo de fluido de perforación y velocidad de flujo.

Los fundamentos del diseño y selección de la barrena se aplican igualmente a CTD y perforación rotatoria convencional. Sin embargo, en CTD generalmente se utilizan velocidades de barrena más altas a menor WOB. Siempre es importante tomar en cuenta las recomendaciones del proveedor de barrenas para seleccionar la adecuada para las condiciones específicas que se prevean en un proyecto CTD.

### **3.2. Fluidos de perforación e hidráulica de pozo**

El fluido de perforación, o el lodo, es un componente crucial para el éxito de cualquier operación de perforación. A medida que se avanza en las técnicas de perforación eficientes, la optimización del fluido de perforación y el sistema hidráulico asociado se vuelve aún más importante. En las operaciones de CTD, la geometría de la sarta de CT y la configuración de los pozos típicamente perforados presentan muchos desafíos para el rendimiento del fluido de perforación. Sin embargo, las características únicas asociadas con el equipo de CT y equipo de control de la presión simplifican muchos de los requisitos del fluido de perforación y el sistema de circulación.

Las funciones básicas de los fluidos de perforación convencionales son:

- Transporte de recortes. Retira los recortes y desechos derivados de la perforación del pozo.

- El enfriamiento y lubricación de la barrena y el motor de fondo.
- Control de pozo. Para perforación sobre balance, previene el influjo de fluidos del yacimiento.
- Estabilidad del pozo. Previene la hinchazón y descamación del pozo.
- La flotabilidad de la sarta de CT.
- La transmisión de energía hidráulica al motor y herramientas de fondo de pozo.
- La optimización de la tasa de penetración.

En la perforación rotatoria, el fluido debe ser capaz de soportar los recortes durante los períodos de paro de circulación para las conexiones de la tubería de perforación. Las interrupciones de la circulación son mucho menos frecuentes en CTD y por lo general mucho más cortas, por ejemplo, para recuperarse de la detención del motor.

Para la perforación direccional con tubería de rosca, la rotación de la tubería ayuda a agitar las capas de recortes y mantener los recortes en suspensión en el fluido de perforación. La ausencia de rotación de la tubería en CTD hace que la limpieza del pozo sea mucho más difícil en pozos horizontales y fuertemente desviados. Debido a la relativamente baja velocidad de rotación y WOB poco alto asociado con las aplicaciones de CTD, los recortes son relativamente pequeños. Esto tiende a compensar la falta de rotación. Sin embargo, los fluidos visco-elásticos especiales desarrollados para CTD cambian su reología de acuerdo con la velocidad de corte local, es decir, se convierten en más viscoso en el espacio anular (velocidad de corte inferior) para mejorar la suspensión de recortes.

Para todas las operaciones de CT, el fluido se desplaza a través de toda la sarta de tubería, independientemente de la profundidad. Por otra parte, la pérdida de presión por fricción para CT en el carrete es considerablemente mayor que para la tubería recta. Para obtener un rendimiento hidráulico óptimo, el fluido de perforación debe comportarse como un fluido de baja viscosidad en el interior del CT y como un fluido de alta viscosidad en el espacio anular (para la eficiente remoción de los recortes). Los fluidos especialmente desarrollados para CTD, presentan esta reología compleja.

### **3.2.1. Perforación bajo balance**

La perforación bajo balance es adecuada para situaciones en las que la estabilidad del pozo o la prevención de afluencia de fluidos de la formación no es un problema. Hasta ahora, toda la actividad CTD bajo balance ha sido por reentradas, pero los nuevos pozos también podría beneficiarse de esta tecnología. Perforación bajo balance puede ser el motor del mercado más importante para la CTD. De hecho, esta técnica de perforación se ha convertido en una práctica común en Canadá y está ganando gran popularidad para la perforación de reentrada. La perforación con una presión hidrostática inferior a la presión del yacimiento ofrece los siguientes beneficios<sup>1</sup>:

- Reduce el riesgo de daño a la formación.
- Incrementa la velocidad de penetración (ROP).
- Un indicador de cualquier hidrocarburo en la formación.

- Capacidad de realizar pruebas de flujo durante la perforación, por ejemplo, pruebas de caídas de presión para evaluar las propiedades de la formación y capacidad de productividad.

CTD es ideal para esta aplicación debido al mejoramiento del control del pozo en comparación con la perforación convencional. El aumento de ROP reduce directamente el tiempo de perforación lo que debería reducir el costo de una operación de CTD. Sin embargo, el ahorro de costos debido al aumento de ROP pueden ser compensados por el mayor costo de:

- Fluidos adicionales o grandes volúmenes de gas (usualmente nitrógeno).
- Componentes de manejo de fluido adicionales, por ejemplo, sistemas de separación.
- Precauciones adicionales de seguridad, especialmente en ambientes de gas amargo ( $H_2S$ ).

La terminación bajo balance es una variación de perforación bajo balance utilizada ampliamente en Canadá y gana aceptación en otras áreas. En esta aplicación, un equipo de perforación convencional se utiliza para perforar la parte superior del yacimiento y colocar una sarta de revestimiento. Entonces, CTD se utiliza para entrar al yacimiento con técnicas de perforación bajo balance. Este enfoque trata de aumentar los beneficios y puntos fuertes de cada técnica de perforación. La perforación convencional es más rápida (menos costosa) en diámetros mayores y en los intervalos no productivos en comparación con CTD. Por otro lado, la CTD bajo balance es más rápida en intervalos productores y más seguro que usar tubería de perforación de rosca. Un método de generación de condiciones de bajo balance es inyectar gas o nitrógeno en el pozo a través del sistema de elevación por gas (gas lift) en la sarta revestimiento. Otro método es usar un fluido de perforación liviano.

Diseñar y llevar a cabo una operación de perforación bajo balance puede ser un proceso complejo que requiere de un profundo conocimiento de los riesgos y peligros. Hay tres métodos generales de conseguir las condiciones bajo balance, y el método utilizado depende de la relación entre la presión de formación y el gradiente de presión normal. Si la presión de formación está por debajo del gradiente de presión normal, para conseguir las condiciones bajo balance requiere el uso de un sistema de gas lift o espuma. Si la presión de formación es normal, un fluido de perforación de baja densidad como un lodo de perforación base aceite o petróleo nativo puede ser adecuado. Si la presión de formación supera el gradiente de presión normal, el pozo fluirá simplemente por la disminución de la densidad del fluido de perforación debajo de la que normalmente se utiliza en la perforación sobre balance.

El diseño fluido de perforación para las operaciones bajo balance difiere de los métodos convencionales sobre balance en varias maneras. En primer lugar, son innecesarios los aditivos de control de filtración porque la presión de la formación es mayor que la presión anular. Los materiales de adición de peso no son necesarios para el control de pozo

primario. Como resultado, los fluidos simples de bajo costo, tales como agua de formación, diesel, o crudo nativo son fluidos base adecuados.

Fluidos para perforación bajo balance. En los casos en que la presión del yacimiento es suficientemente alta, la inyección de gas puede ser innecesaria por completo. Agua (fresca o salmuera de formación), diésel o petróleo crudo nativo puede ser un fluido de perforación adecuado. La ausencia de un sistema de inyección de gas simplifica la operación y reduce el costo significativamente. Sin embargo, el único método para controlar la presión anular (alcanzada bajo balance) a una velocidad de flujo dada es ajustando la línea de estrangulación. Esto puede ser bastante laborioso para lograrse manualmente. Además, una batería separada de líquido de matar debe estar disponible en el lugar para controlar el pozo en condiciones estáticas.

Fluidos bifásicos para perforación bajo balance. La creación de condiciones bajo balance en los yacimientos de baja presión requiere de mezclar gas con el fluido base a través de la CT o el sistema de elevación por gas, usar espuma estable o gas a través de la sarta CT. El nitrógeno o gas hidrocarburo son buenas opciones para estas operaciones. El nitrógeno está disponible para la perforación bajo balance de dos fuentes:

- De nitrógeno líquido transportado en camiones que posteriormente se bombea y se convierte en fase gaseosa a la presión requerida.
- En la locación de unidades de filtración de nitrógeno que lo generan directamente del aire.

Los fluidos y sistemas disponibles para alcanzar las condiciones bajo balance para una operación de perforación con CT son los siguientes:

- Sistemas de espuma,
- Sistemas de niebla, y
- Sistemas de líquido gasificado.
- Inyección de gas en la sarta o en el espacio anular
- Sistema de elevación por gas (gas lift)

Equipo superficial para perforación bajo balance. Las primeras operaciones de perforación bajo balance utilizan sistemas de manipulación y separación de fluidos que constan de:

- Un estrangulador superficial para control de flujo.
- Un sistema de separación multi-etapa.
- Instalaciones de eliminación/almacenamiento para las fases separadas sólidos, líquidos y gas.

Algunos sistemas simples continúan en uso, pero en la actualidad se tienen sistemas disponibles especialmente diseñados para la perforación bajo balance. Los sistemas superficiales pueden ser abiertos o cerrados (presurizados). El propósito de un sistema cerrado es manejar gases potencialmente peligrosos.



Sistema abierto. Un sistema abierto es esencialmente el equipo estándar usado en muchas unidades de perforación para pruebas de pozo (Figura 3.12). El fluido del pozo regresa a través de un estrangulador ajustable que ayuda a regular el flujo y la BHP. Sin embargo, el ajuste de la tasa de inyección gas/liquido es normalmente el principal método para el control de BHP.

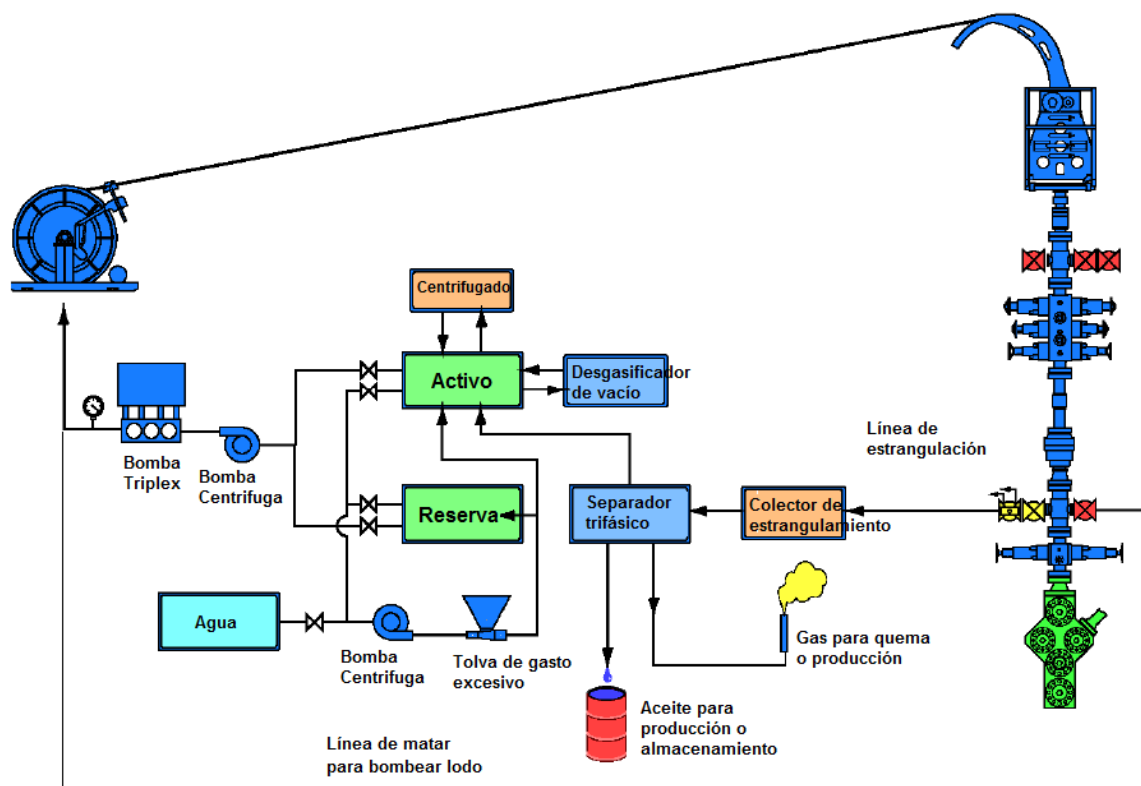


Fig. 3.12 Sistema abierto.

En el sistema más simple, un desgasificador atmosférico elimina cualquier gas en el fluido de retorno. A veces un desgasificador de vacío es necesario para optimizar el rendimiento. El fluido todavía contiene aceite, agua, y recortes. Una serie de tanques de sedimentación y / o desnatado es el método más simple para eliminar el aceite y los recortes. Un agitador y / o centrífuga pueden mejorar la remoción de los recortes, si es necesario. El fluido de perforación procesado fluye a un tanque para su reutilización.

Sistema cerrado. La mayoría de las operaciones de perforación bajo balance utilizan un separador de cuatro fases (agua, aceite, gas y sólidos) para procesar los retornos en la superficie. En los casos donde los retornos abiertos representan un peligro de incendio o de seguridad ( $H_2S$ ), el tratamiento de los retornos del pozo es necesario un sistema de circuito cerrado para evitar su contacto con el aire. Los tanques de separación de tipo de producción pueden separar el agua, el petróleo y el gas. Un sistema cerrado impide el uso de temblorinas<sup>c</sup> tradicionales, pero un recipiente de separación grande da lugar al tiempo de adecuado para eliminar los sólidos (Figura 3.13).

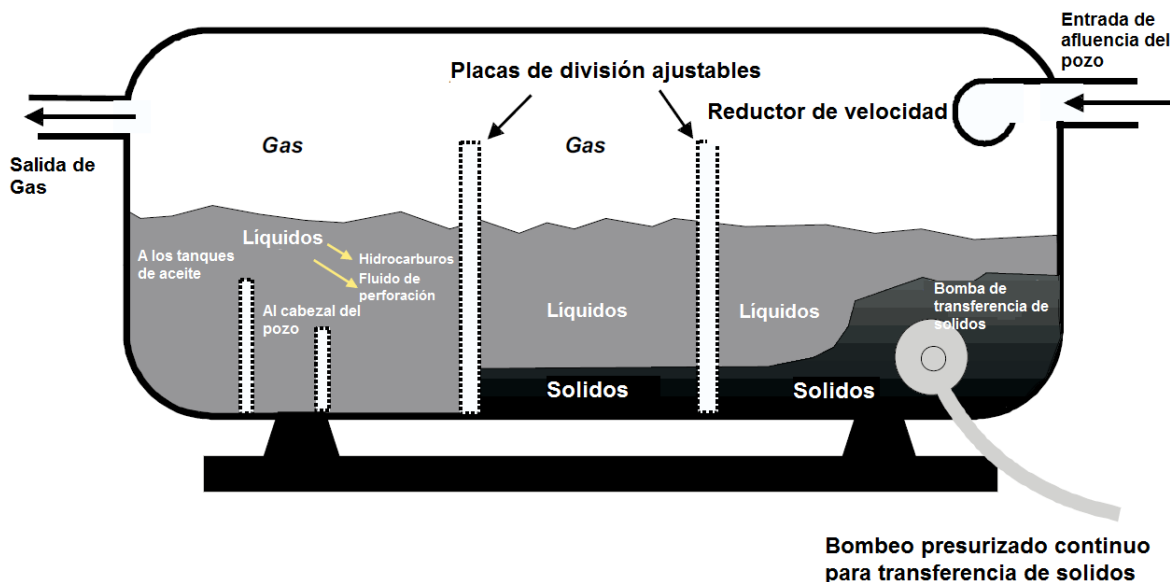


Fig. 3.13 Sistema cerrado.

Otro método es el uso de filtros o ciclones para extraer los sólidos antes de entrar en el separador. Esto reduce el tamaño requerido del separador considerablemente.

### 3.3. Salir de un pozo existente

El desarrollo de sistemas para abrir ventanas con CTD para salir de un pozo existente ha progresado rápidamente en los últimos años. El principal reto se ha presentado en aplicaciones en las que la ventana de salida está en una tubería de revestimiento de mayor diámetro por debajo de la tubería de producción. Sin embargo, muchas de las operaciones de reentrada de CTD se han hecho desde el interior de la tubería de producción o en pozos donde esta se ha extraído. Principalmente hay tres métodos para salir de un pozo existente<sup>1</sup>:

- Extraer la tubería de producción y desviar a partir de una cuña de desviación en la tubería de revestimiento.
- Desviar a partir de una cuña de desviación a través de la tubería de producción (Through-Tubing Whipstock, TTW) fijada debajo de la tubería de producción.
- Desviar a partir de una cuña de desviación en un agujero piloto en un tapón de cemento.

El método más común para desviar a un pozo existente es fijar una cuña de desviación en la tubería de revestimiento para guiar el conjunto de molienda en la dirección del nuevo pozo. Un marcador radiactivo en la cuña de desviación puede proporcionar información para una futura correlación de profundidad en la sección abierta del pozo. Esta tecnología está disponible para realizar la desviación sin el aparejo de producción en el pozo (convencional) o con este en su lugar (a través de la tubería de producción). Los tamaños de agujero para el primer método generalmente son mayores debido a que también es mayor el diámetro interno disponible para esta operación<sup>1</sup>.

### 3.3.1. Whipstock convencional (sin tubería de producción)

Si la tubería de producción se ha retirado, una cuña de desviación convencional se puede ajustar en la tubería de revestimiento para proporcionar el punto de comienzo de desviación o kickoff point para la reentrada (sidetrack<sup>a</sup>). La decisión de retirar la tubería de producción depende de la economía de la operación, es decir, la disponibilidad de un equipo de perforación adecuado, el tiempo necesario, y/o el tamaño del agujero previsto para el sidetrack. La realización de operaciones de CTD dentro de un pozo de longitud considerable hace que la limpieza del pozo sea más difícil, ya que requiere un caudal mayor del fluido, y reduce considerablemente el WOB posible.

Las cuatro etapas para una operación de sidetracking convencional son:

- Preparación del pozo.
- Preparación/ajuste del whipstock.
- Abrir la ventana.
- Perforar del sidetrack.

Las siguientes secciones describen los pasos principales y consideraciones importantes para cada fase de una operación sidetracking.

#### Preparación del pozo<sup>1</sup>.

1. Matar el pozo.
2. Colocar el árbol de producción e instalar el equipo de control de presión.
3. Probar el equipo de control de presión.
4. Extraer la tubería de producción y empacador(es).
5. Si es necesario, aislar el intervalo de producción presente con un squeeze de cemento<sup>e</sup>, tapón de suspensión, o enchufe puente<sup>f</sup>.
6. Correr una herramienta de rayos gamma y un collar localizador de tubería de revestimiento (CCL) desde la superficie hasta al menos 100 pies por debajo del KOP propuesto para proporcionar una correlación precisa de la profundidad y la elección del lugar para la instalación de la cuña de desviación. Moler a través del collar localizador de la tubería de revestimiento puede ser difícil y requerir un tiempo considerable y, por lo tanto, caro.
7. Correr un registro de adherencia de cemento (CBL) u otra herramienta de evaluación de cemento para determinar la calidad de la cementación de revestimiento en el KOP deseado. Si los resultados muestran una mala calidad del cemento, se debe probar con un squeeze de cemento correctivo o mover el KOP a un lugar con una cementación sólida.
8. Correr un calibrador de tubería de revestimiento al menos 100 pies por encima y por debajo del KOP propuesto. La ubicación para ajustar la cuña de desviación debe ser lo más redondeada posible. Si la tubería de revestimiento es demasiado ovalada o torcida, los slips<sup>d</sup> de anclaje no se sostendrán correctamente. Escariar el intervalo de ajuste del whipstock según sea necesario para preparar la tubería de revestimiento para el anclaje del whipstock.

9. Cuando se corre el whipstock sin ancla, se debe instalar un tapón puente o tapón de cemento en el KOP para apoyar la cuña de desviación hasta que sus slips se fijen contra la tubería de revestimiento. Si se utiliza un tapón de cemento, la parte superior del tapón debe estar localizada a la profundidad kickoff point inicial.

Preparación/ajuste del whipstock sin ancla<sup>1</sup>. Si el control de azimut para el kickoff no es importante, la cuña de desviación se puede ajustar sin ancla en la parte superior de un tapón de pozo. Si la inclinación del pozo no es demasiado alta, puede ser adecuada un wireline para ajustar la cuña de desviación. Sin embargo, se ha adoptado el uso de la CT para correr y ajustar la cuña de desviación.

1. Ajustar los slips de la cuña de desviación para su ajuste al ID de la tubería de revestimiento medido durante la etapa de preparación del pozo.
2. Montar el BHA para correr el whipstock. Hay dos opciones disponibles. En primer lugar, un BHA simple que consiste en un conector de CT, válvula(s) check, y una herramienta en conducción. En segundo lugar, un BHA de molienda que consiste en un conector CT de alto torque, válvula(s) check, equipo de circulación (bypass de flujo), desconexiones, motor de fondo, junta flexible, y el molino de inicio con un terminal para transportar la cuña de desviación. Este último elimina un viaje.
3. Bajar al pozo con el whipstock y marcar suavemente el tapón del pozo.
4. Aflojar lentamente la CT para proporcionar el peso especificado por el proveedor del whipstock para ajustar los slips.
5. Liberar la herramienta dirección por cizallamiento, el perno que conecta el whipstock se romperá para liberar herramienta. Algunas herramientas liberan con peso, mientras que otros requieren tensión.

Preparación/ajuste del whipstock con ancla<sup>1</sup>. Si es esencial el control de azimut para el kickoff, se debe fijar un ancla para el whipstock en la tubería de revestimiento.

1. Ajustar los slips del ancla para ajustarlos al ID de la tubería de revestimiento medido durante la etapa de preparación del pozo.
2. Bajar en el agujero al KOP con el ancla y colocar las cuñas de anclaje. Después de la activación de los slips en el ancla, pero antes de liberar la herramienta de ajuste, ejercer 2,000 lbs de peso o el valor recomendado por el proveedor, lo que sea menor, para asegurar que el ancla se mantendrá fija.
3. Realizar un reconocimiento al giroscopio para determinar la orientación (azimut) del anclaje.
4. Ajustar el azimut de la whipstock para orientar la cara de esta en la dirección correcta para el KOP.
5. Montar el BHA para correr el whipstock. Hay dos opciones disponibles. En primer lugar, un BHA simple que consiste en un conector de CT, válvula(s) check, y una herramienta de conducción. En segundo lugar, un BHA de molienda que consiste en un conector CT de alto torque, válvula(s) check, equipo de circulación (bypass de flujo), desconexiones, motor de fondo, junta flexible, y el molino de inicio con un terminal para transportar la cuña de desviación. Este último elimina un viaje.

6. Bajar en el agujero con la whipstock, marcar suavemente el ancla, y enganchar el aguijón del whipstock en el anclaje. El aguijón girará para alinear correctamente la cuña de whipstock con el receptáculo de anclaje.
7. Después de que la cuña de desviación se acopla completamente en el ancla, se deberá ejercer el peso suficiente para ajustar las cuñas del ancla y aplicar tensión a la cuña de desviación para confirmar que está anclado.
8. Cortar la agarradera de conexión de la herramienta de conducción o poner en marcha la operación del molido de salida y la cuña de desviación. Sacar del agujero con la herramienta en funcionamiento y reemplazar el BHA con un conjunto de molienda, colocarse a la profundidad deseada y prepararse para abrir la ventana.

Apertura de la ventana<sup>1</sup>. Generalmente, una velocidad baja y alto torque en el motor es una buena opción para abrir la ventana. Una gran variedad de molinos están disponibles para estas operaciones, van desde los molinos de diamante veloces con pequeños cortadores, hasta molinos agresivos "metal muncher" con grandes cortadores de carburo de tungsteno. La elección adecuada de un molino para una aplicación dada depende de numerosos de factores, incluyendo la velocidad del motor y la capacidad de torque, el tamaño de CT, y el potencial de limpieza del pozo. Para una acción de corte más agresiva del molino se debe contar con motores de alta potencia y tamaños de CT suficientemente grandes para que resistan la torsión y permitan una velocidad de flujo adecuada para la limpieza del pozo. Un BHA típico de molienda podría consistir en un conector CT de alto torque, válvula(s) check, equipo desviador de flujo, desconexión, el motor, juntas flexibles, y el molino.

Las figuras 3.14 y 3.15 muestran un molino de ventana con superficie de corte "metal muncher" y un molino combinado con sarta de molido.



Fig. 3.14 Molino de ventana "metal muncher".



Fig.3.15 Molino de ventana combinado con sarta molino.

El siguiente procedimiento genérico comienza una vez que se entró en el agujero con el BHA de molienda y se marcó la cuña desviadora:

1. Levantar aproximadamente 5 ft y comenzar a bombear a la velocidad requerida para operar el motor de fondo. Después de que la presión de la bomba se estabilice, aflojar lentamente la CT hasta que el molino comience a penetrar la tubería de revestimiento por un aumento en la presión de la bomba. Dependiendo de los sensores en el BHA, el aumento en el WOB y la vibración del BHA pueden funcionar como indicadores alternativos del rendimiento del molino.
2. La paciencia es una virtud durante la apertura de una ventana con CT. Añadir demasiado WOB, es decir, reducir el ritmo de la CT demasiado rápido, puede detener el motor de fondo, provocar que el molino de inicio corte dentro de la cuña de desviación, o forzar que el molino salga de la tubería de revestimiento antes de tiempo.
3. Este último puede crear un borde en la parte inferior de la ventana en el que se puede enganchar el BHA de formación. Vigilar la presión de la bomba y/o sensores del BHA por un indicio del rendimiento del motor.
4. Cambiar el molino de inicio a un molino de formación o molino de ventana y agregar una sarta molino o molino watermelon por encima de él. El propósito del segundo molino es agrandar la ventana y suavizar los bordes.
5. Introducir en el pozo hasta la parte inferior de la ventana y marcar. Levantar aproximadamente 5 pies y comenzar a bombear a la velocidad requerida para operar el motor. Después de que la presión de la bomba se estabiliza, lentamente aflojar el CT hasta que el molino empiece a cortar la tubería de revestimiento.
6. Continuar molienda hasta que la sarta molino o el watermelon haya salido de la ventana y perforado cerca de 5 pies de la formación. Evitar disminuir el ritmo de la CT demasiado rápido. Ver la presión de la bomba y/o sensores BHA por un indicador del rendimiento del motor.
7. Pasar varias veces a través de la ventana para asegurarse de que los bordes hayan quedado lisos y no exista ningún borde que enganche el BHA de formación.
8. Activar el bypass de flujo en el BHA y circular a la velocidad más alta posible mientras se saca del agujero.

De la figura 3.16 a la 3.19 ilustran el concepto de abertura de una ventana con una cuña de desviación convencional.

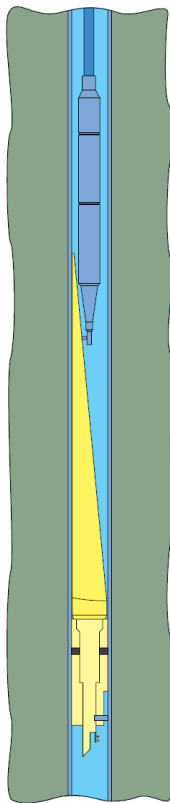


Fig. 3.16 Correr y ajustar la whipstock con una herramienta de conducción.

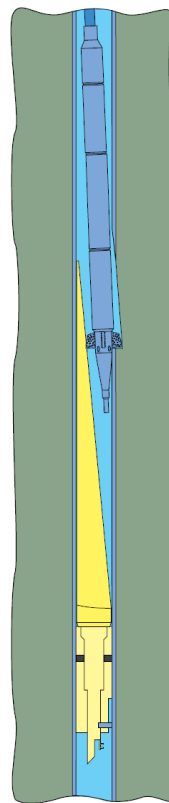


Fig 3.17 inicio de la ventana.

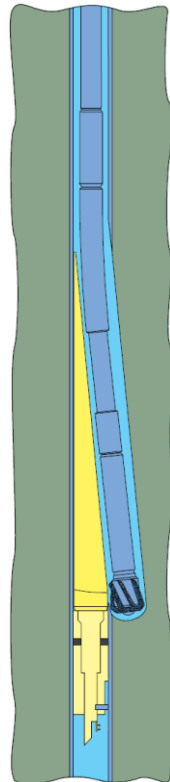


Fig. 3.18 Abriendo la ventana con un molino de formación.

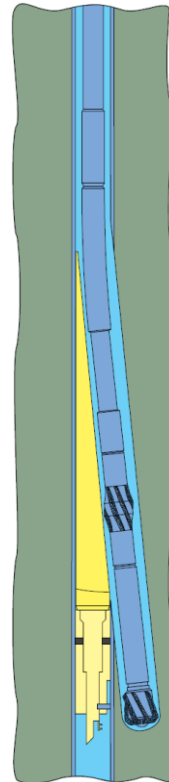


Fig. 3.19 Ampliar y suavizar la ventana con un molino watermelon.

Perforar el sidetrack<sup>1</sup>. Un BHA típico para la perforación de la sección de construcción consistiría en un conector de CT de alto torque, válvula(s) check, desconexiones, herramienta de orientación, herramienta de dirección, motor con housing de dobles, y la barrena. El BHA para perforación de un tramo recto no requeriría la herramienta de orientación, y un motor con housing lineal reemplazarían el motor con housing de dobles.

1. Correr dentro del pozo con el conjunto de perforación direccional a la parte superior de la ventana. Si se bombea mientras se baja el equipo en el pozo, se debe mantener la tasa de flujo por debajo de la necesaria para operar el motor.
2. Aflojar lentamente la CT y marcar suavemente el fondo. Levantar aproximadamente 5 pies y orientar la cara de la herramienta a la posición correcta. Comenzar a bombear a la velocidad requerida para operar el motor. Después de la que presión de la bomba se estabiliza, aflojar lentamente la CT (añadir WOB) hasta que la barrena comience a cortar la formación. Mantener el ángulo correcto de la cara herramienta.
3. Seguir el programa de perforación o instrucciones del perforador direccional para perforar la sección de construcción.
4. Monitorear la remoción de los recortes en el equipo de control de sólidos para determinar la eficacia de la limpieza del agujero. Hacer viajes de limpieza periódicamente a la ventana y/o regularmente bombear baches viscosos para mejorar la limpieza del pozo.
5. Después de llegar al final de la sección de construcción, regresar el BHA a la ventana mientras se bombea con el caudal más alto posible.
6. Si es posible, el fluido de perforación se alternan con barridos viscosos desde el fondo.
7. Si el BHA incluye un equipo de circulación (desvío de flujo), activar el bypass y aplicar tensión para salir del pozo mientras se bombea a la tasa más alta posible. De lo contrario bombear a una velocidad inferior a la necesaria para hacer funcionar el motor de fondo.
8. Cambiar el BHA según se requiera para la siguiente sección del pozo.
9. Correr dentro del pozo con el nuevo conjunto de perforación hasta la parte superior de la ventana. Si se bombea mientras se viaja dentro del pozo, mantener la tasa de flujo por debajo del necesario para operar el motor.
10. Aflojar lentamente la CT y marcar suavemente el fondo. levantar aproximadamente 5 pies y orientar el BHA. Comenzar a bombear a la velocidad requerida para operar el motor de fondo. Después de que la presión de la bomba se estabiliza, lentamente aflojar la CT (añadir WOB) hasta que la barrena comience a cortar la formación.
11. Seguir el programa de perforación o instrucciones del perforador direccional.
12. Monitorear la remoción de los recortes en el equipo de control de sólidos para determinar la eficacia de la limpieza del agujero. Hacer viajes de limpieza periódicamente a la parte inferior de la sección de construcción y viajes ocasionales de limpieza a la ventana.
13. Continuar la perforación hasta el final de la sección del agujero actual o hasta que la barrena deje de perforar, lo que ocurra primero. Regresar el BHA a la ventana mientras se bombea en el caudal más alto posible.
14. Repita los pasos 6-13 si es necesario.



### 3.3.2. Whipstock a través de la tubería de producción

Al salir con la tubería de producción en su lugar durante la operación CTD es significativamente menos costoso que extraerla. En Alaska, donde la movilización de un equipo de perforación es extremadamente cara, es un buen ejemplo. La CTD a través de la tubería puede ser la única alternativa para desviar a un pozo cuando no está disponible un equipo de perforación. También, a través de la perforación de la tubería de producción mejora la limpieza del pozo y permite una mayor WOB.

El proyecto de CTD en Prudhoe Bay, Alaska, ha tenido éxito gracias a las cuñas de desviación a través de la tubería de producción (TTW). Esta herramienta nos permite atravesar y desviar por debajo de terminaciones tan pequeñas como 3.5 pg. La figura 3.20 es un esquema de la TTW instalada en un pozo típico de Bay Prudhoe<sup>1</sup>.

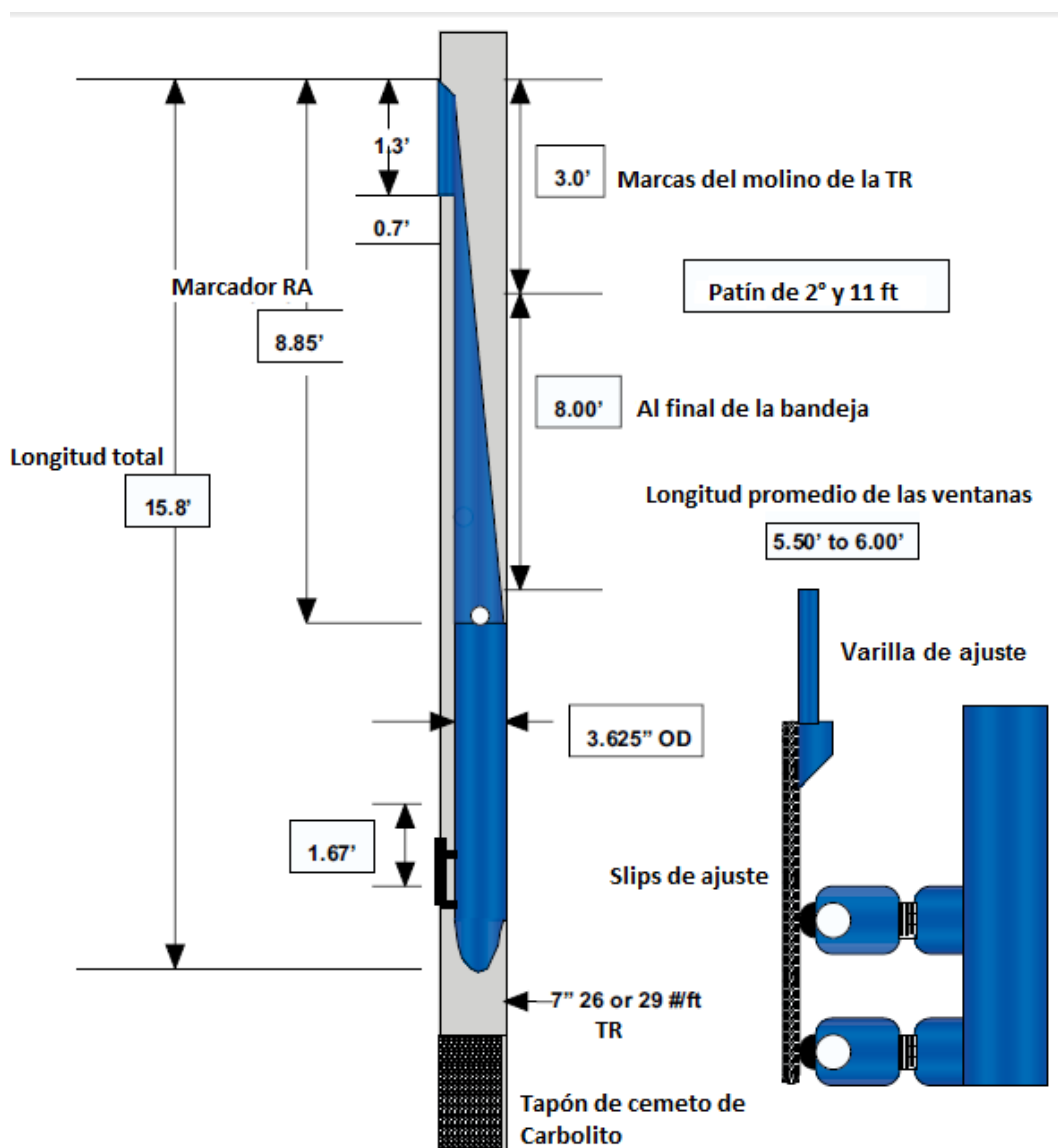


Fig. 3.20 TTW instalada en un pozo.

Las Figuras 3.21 y 3.22 muestran las porciones superior e inferior respectivamente, de un TTW. La herramienta en funcionamiento se conecta a la parte superior del bloque de corte. Cuando la cuña de desviación está en la posición correcta, la activación de la herramienta de ajuste tira del bloque de corte, que tira de la varilla de ajuste, haciendo que las levas se deslicen firmemente contra la tubería de revestimiento.



Fig. 3.21 Parte superior de una TTW, muestra el bloque de corte inferior.



Fig. 3.22 Parte inferior de un TTW, muestra los slips y la configuración de la varilla.

Se deben considerar los mismos procedimientos para la realización de un sidetracking a través de la tubería que para un sidetracking convencional. En este caso la TTW puede ser corrida y ajustada en un solo viaje ya que no requiere de ancla o empaque.

### 3.3.3. Whipstock en un tapón de cemento

Aunque este método fue desarrollado principalmente para re-entradas a través de tuberías, también es útil para aplicaciones sin el aparejo de producción. El objetivo de esta técnica es hacer un agujero piloto en el tapón de cemento e instalar una cuña de desviación en el agujero al KOP deseado.

La etapa de preparación es la misma que para las operaciones con whipstock convencional sin tubería de producción, excepto por el paso adicional de perforar un agujero piloto directamente a una profundidad de aproximadamente 10 ft por debajo del KOP planeado.

Se corre y ajusta la whipstock en el agujero piloto perforado previamente y se continúa con las operaciones de apertura de la ventana y perforación del sidetrack<sup>1</sup>.

### 3.4. Abreviaturas y definiciones

	Términos abreviados	Español
<b>WOB</b>	Weight On Bit	Peso sobre barrena
<b>DC</b>	Drill Collar	Lastrabarrenas
<b>NMDC</b>	Non-Magnetic Drill Collars	Lastrabarrenas no magnéticos
<b>EDC</b>	Equivalent Circulating Density	Densidad equivalente de circulación
<b>PDM</b>	Positive Displacement Motor	Motor de desplazamiento positivo
<b>PDC</b>	Polycrystalline Diamond Compact	Diamante policristalino compacto
<b>TSP</b>	Thermally Stable Polycrystalline	Policristalino térmicamente estable
<b>CCL</b>	Casing Collar Locator	Localizador de tubería de revestimiento
<b>KOP</b>	Kickoff Poin	Punto de Inicio (de desviación)
<b>CBL</b>	Cementing Bond Log	Registro de adherencia del cemento
<b>TTW</b>	Through Tubing Whipstock	Cuña de desviación para atravesar la tubería de producción

#### Definiciones

- a- Sidetrack. Un pozo secundario perforado fuera del agujero original. Una operación sidetracking puede hacerse intencionalmente o puede ocurrir accidentalmente. Los desvíos intencionales pueden funcionar como bypass para una sección inutilizable del pozo original o explorar una característica geológica cerca. En el caso de bypass, el pozo secundario perforado es generalmente casi paralelo al pozo original, que pueden ser inaccesibles debido a un pez irre recuperable, basura en el agujero, o un colapso en el pozo.
- b- Whipstock. Son cuñas de desviación que permiten el sidetracking en un pozo. Pueden tener aplicaciones para pozos multilaterales, salidas del pozo debido a un pez irre recuperable entre otras.
- c- Temblorinas. Es el dispositivo principal y probablemente la más importante en la unidad de perforación para la eliminación de sólidos presentes en el lodo. Este tamiz vibratorio es un concepto simple, pero un poco más complicado de usar de manera eficiente. Una pantalla de tela metálica vibra mientras que el fluido de perforación fluye en la parte superior de la misma. La fase líquida del lodo y de los sólidos más pequeños que la malla de alambre pasan a través de la pantalla, mientras que los sólidos más grandes se retienen en la pantalla, finalmente, caen de la parte posterior del dispositivo y se desechan. Obviamente, las aberturas más pequeñas en la pantalla deben limpiar mayor cantidad de sólidos del lodo, pero hay una correspondiente disminución en el caudal por unidad de área de la tela de alambre.
- d- Slips: dispositivos dentados que sirven para sujetar tubulares y herramientas, pueden estar presentes en diferentes sistemas y herramientas de perforación.
- e- Squeeze de cemento. Una operación de cementación correctiva diseñada para forzar cemento por trayectorias de fuga en los tubulares del pozo. La presión de compresión requerida se consigue controlando cuidadosamente la presión de la

bomba. Las operaciones de Squeeze de cemento se pueden realizar para reparar trabajos de cementación primaria pobres, aislar perforaciones o reparar daños en tuberías de revestimiento o liners.

- f- Enchufe puente. Es una herramienta de fondo de pozo que se encuentra en la parte inferior de este para aislarla de manera permanente o temporal.

### **3.5. Referencias**

- 1- CTES, LP. 2005. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. US. CTES. 934 p.
- 2- Schlumberger, Oilfield Glossary, Sidetrack [web].Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 9 de marzo de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/nckjZC>
- 3- Schlumberger, Oilfield Glossary, Whipstoke [web].Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 9 de marzo de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/3EBkL9>
- 4- Schlumberger, Oilfield Glossary, Shale Shaker [web].Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 9 de marzo de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/dlsNOi>
- 5- T.G. Byron & Assocs. 1999. Coiled Tubing Drilling in Perspective. Journal of Petroleum Technology. SPE. 5 p.

## Capítulo 4

### Planeación de una operación de perforación con tubería flexible

La preparación de un proyecto CTD normalmente implica la coordinación de los esfuerzos de varias disciplinas especializadas para compilar un plan de trabajo o procedimiento general. Independientemente de quién es el responsable de esta tarea, el planificador debe tener acceso a la información pertinente de todas las partes involucradas en el proyecto. El planificador debe servir como enlace entre el cliente y el contratista y estará disponible para el apoyo operacional durante la ejecución del proyecto CTD.

#### 4.1. Responsabilidades del planificador

Las tareas necesarias para preparar un proyecto CTD son técnicas o administrativas. Las siguientes secciones resumen algunas de estas tareas y las listas de comprobación que pueden facilitar su realización.

##### 4.1.1. Preparación técnica<sup>1</sup>

La preparación técnica cubre las siguientes áreas principales:

- Equipos y servicios básicos
- Procedimientos y planificación
- Dibujos y diagramas esquemáticos
- Personal

Para habilitar la gestión eficiente y la coordinación de estas áreas individuales, el planificador debe preparar una lista de las tareas necesarias para completar la preparación técnica. Esta lista debe describir cada tarea, designar a una persona o grupo responsable de la misma, e identificar un calendario para la presentación de los resultados.

Equipos y servicios básicos. Un listado desglosado de los siguientes temas ayudaran a identificar la fuente(s) de los equipos, servicios y conocimientos técnicos necesarios para completar el proyecto.

- Equipo superficial
- Consumibles
- Piezas de repuesto y suministros
- Herramientas de fondo de pozo
- Servicios asociados

Procedimientos y planificación. Debido a la compleja naturaleza de una operación general de CTD, el planificador debe desarrollar procedimientos detallados y planes de los principales elementos del proyecto. Estos procedimientos deben tener en cuenta la ubicación específica del pozo, el pozo, y las condiciones esperadas del yacimiento durante la ejecución del proyecto. El planificador debe revisar todos los procedimientos y

planes con el cliente, contratista y el personal encargado implicados en el proyecto CTD. En la mayoría de los casos, un proceso de revisión y aprobación formal es un excelente método para asegurar que todas las partes reconocen la aceptación de los procedimientos y planes<sup>1</sup>.

La siguiente lista incluye los elementos típicos de un proyecto genérico de CTD. Un proyecto específico puede tener menos o más funciones y requisitos.

- Movilizar/retirar organización.
- Montar/desmontar la unidad de perforación.
- Ajustar cuña desviadora y abrir la ventana (si es necesario).
- Controlar el pozo.
- Probar el equipo de control de pozo.
- Despliegue del BHA (independientemente del control de presión de pozo).
- Correr la tubería de revestimiento o liner (si es necesario).
- Correr la sarta de terminación.
- Diseño del trabajo de cementación.
- Programa de fluidos de perforación.
- Planes de contingencia.
- Respuesta de emergencias.

Dibujos y diagramas esquemáticos. El planificador puede simplificar la explicación necesaria para los procedimientos y planes proporcionando dibujos y diagramas esquemáticos concisos y debidamente detallados. La siguiente lista incluye ejemplos típicos de dibujos o diagramas esquemáticos para proyectos CTD<sup>1</sup>.

- Esquema del pozo (en cada etapa de la operación).
- Trayectoria del pozo (reconocer)
- Disposición del equipo de superficie con dimensiones (o escala), las indicaciones restrictivas de la zona en las que sean aplicables, por ejemplo, Zona II, y la indicación restrictiva de carga en superficie (principalmente para operaciones en alta mar).
- Esquema del conjunto de BOP con alturas y dimensiones.  
Esquemas del BHA (diagrama de pesca para cada ensamble).
- El cableado eléctrico de equipos de superficie.

Personal. Además de la disponibilidad y asignación de personal, el planificador puede tener que abordar varias otras cuestiones referentes al personal. Los siguientes ejemplos pueden aplicarse a la organización del personal de CTD para diversas aplicaciones y ubicaciones.

- Formación y certificación del personal.
- Descripción del trabajo del personal.
- Operaciones y organigramas apoyo.

#### 4.1.2. Preparación administrativa

El planificador debe aclarar y concretar acuerdos entre el cliente y el contratista(s). El acuerdo final debe incluir las siguientes secciones<sup>1</sup>:

- Lista de equipamiento proporcionado por el contratista(s) y el cliente.
- Lista del personal suministrado por el contratista(s).
- Lista de los servicios prestados por el contratista(s) y el cliente.
- Cláusulas de responsabilidad.
- Tarifas diarias, cantidades fijas únicas, incentivos y sanciones.

#### 4.2. Consideraciones de la ubicación en la planeación

La ubicación de los del proyecto CTD impacta en el proceso de planificación, al mismo nivel que el pozo en sí mismo, porque la ubicación define el entorno operativo, la logística para el proyecto y la normatividad aplicable. El planificador debe responder a las siguientes preguntas para un lugar determinado<sup>1</sup>:

- ¿La ubicación tiene alguna limitación física?, por ejemplo, dimensiones, carga superficial o colocación del equipo.
- ¿Qué limitaciones de logística existen?, por ejemplo, los límites de acceso, ventanas operativas o distancia de los servicios requeridos.
- ¿Qué disposiciones pueden ser necesarias para proteger adecuadamente el medio ambiente?, por ejemplo, el ruido, prevención de derrame o almacenamiento temporal de productos químicos.
- ¿La grúa o mástil y malacate disponen de una capacidad adecuada?, y ¿será capaz de atender las necesidades de las operaciones propuestas?
- ¿Dónde está el alojamiento de personal?
- ¿Qué tiempo, o condiciones ambientales estacionales locales pueden restringir las operaciones?

#### 4.3. Consideraciones de la planeación para el tipo de pozo

Los requisitos u objetivos dados para un pozo perforado con tubería flexible ayudan a definir los equipos, procedimientos y personal necesarios para completar el proyecto. Estos serán diferentes para pozos nuevos en comparación con sidetracking de pozos existentes<sup>1</sup>.

##### 4.3.1. Pozos nuevos y profundizaciones verticales

Para los nuevos pozos y profundizaciones verticales, el planificador debe responder a las siguientes preguntas<sup>1</sup>:

- ¿Cuáles son los objetivos de exploración y producción para el pozo?, por ejemplo, petróleo o gas, la tasa de producción para cada fluido.

- ¿Cuáles son los requerimientos para la recopilación de datos?, por ejemplo, registros eléctricos, registros de lodo o instrumentación del equipo de perforación.
- ¿Cuál es el diseño del pozo?, por ejemplo, tamaño del agujero abierto y profundidad total de cada sección, programa de tuberías de revestimiento y profundidad para cada zapata.
- Si es un pozo desviado, ¿Cuál es el perfil proyectado del pozo?
- Si el pozo es vertical, ¿Cuál es la desviación máxima aceptable?
- ¿Cuáles son las condiciones de fondo de pozo esperadas?, por ejemplo, presiones y temperaturas, litología, riesgo de gas somero o probabilidad de H<sub>2</sub>S.
- ¿Cuán perforables son las formaciones?, ¿Se tienen disponibles programas de barrenas de pozos vecinos o de correlación?
- ¿Qué fluido(s) de perforación es apropiado utilizar, crear condiciones bajo o sobre balance, hay posibilidad de pérdidas de circulación, afecta la sensibilidad de la formación?

Al mismo tiempo se debe considerar que las capacidades técnicas para perforar pozo nuevo o profundizar verticalmente pozos existentes con tubería flexible son aproximadamente las siguientes<sup>1</sup>:

- Agujeros con tamaños de hasta 12.25 pg. sujeto a limitaciones de torque e hidráulicas para la sarta de CT. Para los tamaños de agujero superiores a 6.75 pg., las formaciones deben ser poco consolidadas.
- Los motores de fondo de hasta 6.5 pg. de OD están sujetos a las limitaciones de hidráulica y torque para la sarta de CT.
- Profundidad de 10,000 ft, dependiendo del tamaño del agujero, perforabilidad de la formación, y las limitaciones mecánicas e hidráulicas para la sarta de CT.

Las limitaciones hidráulicas para la perforación de nuevos pozos con CT se deben principalmente a problemas de limpieza del pozo. Diversos factores y limitaciones hidráulicas afectan la velocidad máxima de flujo y el rendimiento de limpieza de una sarta de CT dada. La solución más directa es utilizar el mayor diámetro posible CT (disponible) para el trabajo. Los lastrarbarrenas de perforación por encima del motor proporcionan generalmente el WOB necesario en pozos verticales, de modo que toda la sarta de CT esté siempre en tensión. En consecuencia, la rigidez axial de la CT no es un problema, es decir, no hay problemas de pandeo. Sin embargo, el pesado BHA y el potente motor necesarios para la perforación de agujeros de gran diámetro pueden orillar la CT hasta sus límites mecánicos. Tanto la capacidad de torque como los límites de tensión para el CT incrementan con el aumento de OD, permitiendo que pozos más grandes y más profundos puedan ser construidos. El mejor método para determinar las posibilidades de aplicación de CTD a nuevos pozos o profundizaciones verticales es simular el trabajo con software.



### 4.3.2. Sidetrack en pozos existentes (reentrada a pozos)

Para desviar a un pozo existente, el planificador debe responder a las siguientes preguntas<sup>1</sup>:

- ¿Cuáles son los objetivos de exploración y producción para el pozo?, por ejemplo, petróleo o gas y la tasa de producción para cada fluido.
- ¿Cuáles son los requerimientos para su terminación?, por ejemplo, la configuración, tamaño de liner(s), empacadores o cementación.
- ¿Cuál es el diseño del pozo?, por ejemplo, tamaño del agujero abierto y profundidad total de cada sección, programa de tuberías de revestimiento y profundidad para cada zapata.
- Si se desvía el pozo existente, ¿cuál es el perfil del pozo?
- ¿Qué técnica de desviación es más apropiada?
- ¿Cuál es el perfil propuesto de la nueva sección del pozo y cuál es la tolerancia para dar en el objetivo?
- ¿Cuáles son las condiciones de fondo de pozo esperadas?, por ejemplo, presiones y temperaturas, litología, riesgo de gas somero o probabilidad de H<sub>2</sub>S.
- ¿Cuán perforables son las formaciones?, ¿Se tienen disponibles programas de barrenas de pozos vecinos o de correlación?
- ¿Qué fluido(s) de perforación es apropiado utilizar, crear condiciones bajo o sobre balance, hay posibilidad de pérdidas de circulación, afecta la sensibilidad de la formación?

Al mismo tiempo se deben considerar las capacidades técnicas para desviar de un pozo existente<sup>1</sup>:

- Para operaciones a través de la tubería de producción, tamaño de la tubería flexible deberá ser de un diámetro lo suficientemente menor para que esta pueda pasar libremente a través de la tubería de producción con un espacio anular adecuado.
- La CTD puede perforar tamaños de agujero de hasta 4.75 pg. con una tasa máxima de construcción de 60°/100 ft. y tamaños de agujero de hasta 6.0 pg. con una tasa máxima de construcción de 15°/100 pies.
- La profundidad total alcanzable depende del perfil de los pozos, los tamaños de agujero, requisitos de WOB, y limitaciones para la sarta de CT, pero es de por lo menos 15 mil pies.
- La longitud horizontal total alcanzable para un drainhole<sup>a</sup> depende del perfil de los pozos, los tamaños de agujero, requisitos de WOB, y limitaciones para la sarta de CT, pero es de por lo menos 3,000 pies.

La profundidad total y limitaciones de longitud de drainhole horizontales para sidetracks se deben principalmente a problemas de limpieza del pozo y WOB inadecuado debido a la fricción excesiva. La solución más directa es utilizar el mayor diámetro posible de CT (disponible) para el trabajo. Esto también aumenta la rigidez de la CT, la reducción de

pandeo y generalmente incrementa el WOB para una profundidad dada. Sin embargo, el mejor método para determinar las posibilidades de aplicación de CTD existentes es simular el trabajo con un software.

#### **4.4. Introducir y extraer tuberías del pozo**

Sacar la sarta de terminación de los pozos existentes puede ser necesario antes de realizar un sidetracking o profundizarlos. Además, correr nuevas sargas de terminación puede ser parte del proyecto de CTD. Por lo tanto, el planificador debe considerar estos requisitos y proporcionar a los equipos y personal los procedimientos para realizar estas operaciones. Si no se cuenta con un mástil y malacate disponibles, el planificador tiene dos opciones, una grúa o una subestructura con jacking. La elección depende del peso de los tubulares que se vayan a correr o extraer<sup>1</sup>.

##### **4.4.1. Grúa**

Siempre que el peso de la sarta de tubería de producción o revestimiento no exceda la capacidad de la grúa, éste es el método más simple de correr o recuperar la sarta. La grúa se convierte en un sustituto de la unidad de perforación y debe tener una reserva de capacidad significativa en caso de que la sarta se atasque. La mayoría de las grúas sólo pueden manejar tuberías individuales, así que extraer y correr tubulares es más lento que con un equipo de perforación. Los slips convencionales de perforación, ascensores y abrazaderas de seguridad también son adecuados para esta aplicación. Se requiere una pinza potente para hacer las conexiones<sup>1</sup>.

##### **4.4.2. Subestructura con sistema de Jacking**

Se han diseñado y construido tres sistemas diferentes que combinan una subestructura y snubbing jacks para correr o extraer los tubulares del pozo sin el requisito de un mástil. Los jacks operan únicamente con carga hacia abajo, es decir, que no tienen ninguna capacidad de snubbing. En la industria se tienen sistemas con dos jacks con una capacidad de arrastre de 160,000 lb y una carrera de 11 pies. El sistema Hydra Rig sólo se puede utilizar con BOP de 7 pg o más pequeños. La figura 4.1 muestra una de estas unidades. Otro sistema cuenta con cuatro jacks con una capacidad de tracción 200,000 lb y una carrera de 8 ft. Este sistema se puede utilizar con un conjunto de BOP de 13.625 pg., por lo que es el mejor sistema de elevación para aplicaciones de CTD. Estas subestructuras se adaptan a una pinza potente para la hacer o deshacer las conexiones de la tubería. La grúa maneja juntas individuales de tubería<sup>1</sup>.



Fig. 4.1 Subestructura con sistema de Jacking.

#### 4.5. Despliegue de BHA para perforación bajo balance

En la perforación bajo balance, el BHA se debe desplegar y recuperar en condiciones de pozo vivo ( $WHP > 0$ ). Las dos opciones son (1) con un lubricador externo por ejemplo un wireline engrasador o un elevador por encima de los BOP, o (2) un lubricador interno por ejemplo, la longitud de la tubería de producción entre el BOP y la válvula subsuperficial de seguridad (SSSV)<sup>1</sup>.

##### 4.5.1. Lubricador externo

Esta técnica puede requerir una compensación sustancial de sobrecarga y puede no ser adecuado para muchas ubicaciones. Algunas locaciones pueden no ser capaces de acomodar un lubricador lo suficientemente alto como para albergar a todo el BHA. En esos casos, es necesario un método de ensamblaje de las secciones del BHA dentro del contenedor de presión. Una ventaja de utilizar un lubricador externo es que el pozo puede continuar fluyendo durante el montaje entrando/saliendo el BHA.

##### 4.5.2. Lubricador interno

El uso de tubería de producción entre el BOP y la SSSV como lubricante depende de las regulaciones locales y las prácticas de control de pozos. Sin embargo, es una opción de "perfil bajo" para lugares con altura libre limitada. Una desventaja de este enfoque es que se detiene la producción del pozo durante el montaje entrando/saliendo el BHA. En consecuencia, no es una buena alternativa donde toda la operación CTD debe llevarse a cabo con el pozo bajo balance<sup>1</sup>.

#### 4.6. Selección del equipo para CTD

Hay muchos factores que afectan la selección de los equipos utilizados para un proyecto de CTD incluyendo<sup>1</sup>:

- Ubicación del pozo.
- Tipo de pozo.
- Necesidad de extraer/correr tubería de rosca.
- Método de control del pozo (sobre o bajo balance).
- Despliegue del BHA.
- Disponibilidad.

Sin embargo, la siguiente lista resume los principales equipos necesarios para una operación típica de CTD<sup>1</sup>:

- Unidad de CTD.
- BHA.
- Equipo de control de presión.
- Sistema de detección de brotes (kick<sup>b</sup> detection system).
- Sistema de fluido de perforación.
- Equipo de bombeo.
- Sistema de adquisición de datos.
- Equipo de manejo de tubería de rosca.
- Equipo superficial auxiliar.
- Equipo de seguridad y emergencia.

Una función importante para el planificador es desarrollar listas de verificación detalladas para todo el equipo y designar a la persona(s) responsable de confirmar la llegada y la condición de todo el equipo en el lugar.

##### 4.6.1. Unidad de CTD

El tipo, configuración, tamaño y capacidades de rendimiento para una subestructura para apoyar la cabeza inyectora y manejar tubería enroscada dependen principalmente de los requerimientos de extraer/correr tubería enroscada. Es decir, las consideraciones principales para elegir una "unidad" de CTD son las actividades por encima del suelo. Una vez que el BHA está por debajo del conjunto de BOP, la unidad permanece en espera. Por lo tanto, puede ser mejor optar por una subestructura, unidad de mástil o aparejo que agregará valor a las operaciones en la superficie<sup>1</sup>.

La selección del equipo de CT para una operación de perforación depende principalmente del tipo del pozo planeado y las condiciones de fondo esperadas.

Sarta de tubería flexible. En pozos nuevos y direccionales típicamente se requiere tubería flexible de OD mayor de 1.75 pg con un espesor de pared de al menos 0.156 pg. El límite elástico del material de CT deberá ser de al menos 80,000 psi. Para pozos y

profundizaciones verticales, puede ser adecuado utilizar una CT de 1 1/2 pg, es indispensable determinar el tamaño de la CT, espesor de la pared, y el material necesario para un pozo determinado a partir de los resultados de un simulador de CT. La instalación del cable eléctrico dentro de la sarta de CT depende del BHA seleccionado<sup>1</sup>.

Cabeza inyectora. Hoy en día se cuenta con cabezas inyectoras con capacidad de tracción de hasta 200,000 lb y 100,000 lb de snubbing. Utilizar un arco guía con el mayor radio posible reduce los daños por fatiga en la tubería flexible. Se deberán determinar los requisitos de rendimiento reales de la cabeza inyectora de acuerdo al peso previsto en superficie por un simulador de CT para el pozo planeado<sup>1</sup>.

Carrete. El carrete debe tener la capacidad adecuada para la sarta de CT seleccionada para el proyecto. Utilice el mayor diámetro del núcleo posible para reducir la fatiga de la CT<sup>1</sup>.

Unidad de potencia. Si la unidad de potencia de CT suministrará energía a equipos no tan comunes, por ejemplo, un cabeza del inyector de alta capacidad, o equipo auxiliar durante la operación de perforación, esta deberá tener una capacidad de reserva adecuada para el funcionamiento de todos los equipos simultáneamente sin afectar el funcionamiento de la cabeza inyectora<sup>1</sup>.

Grúas o equipo de elevación. En tierra, una grúa hidráulica conectada a la unidad de CT o un camión con grúa hidráulica independiente debe ser adecuada para el manejo del cabezal inyector y BHA. En alta mar, una grúa en la plataforma o soporte, por ejemplo, elevador de barcos o barcasas, proporcionaría esta función. Si la operación de perforación incluye extraer/correr tubería enroscada, será sustancialmente necesario una grúa o estructura de elevación<sup>1</sup>.

#### **4.6.2. BHA**

La sección "Ensamblaje de fondo (BHA)" en la sección de "Barrenas para CTD" describen los componentes del BHA para CTD, y la sección "Salir de un pozos existente" sugiere BHAs para salir de un pozo existente y perforación direccional. La elección de un BHA para un proyecto particular depende de un número de factores que incluyen<sup>1</sup>:

- Tamaño del agujero.
- Requisitos para el control direccional.
- Requisitos para las mediciones de fondo de pozo, por ejemplo, rayos gamma, presión, temperatura, WOB.
- Fluido de perforación (MWD requiere una trayectoria de líquido a superficie).
- Temperatura de fondo del pozo.
- Método de despliegue (bajo balance).
- Disponibilidad de cable eléctrico instalado en la CT.

### 4.6.3. Equipo de control de presión

El tamaño del agujero del BOP para CTD depende del tamaño y terminación previstos para el pozo. Dos tamaños BOP comúnmente utilizados para la perforación son 3 1/8 pg y 5 1/8 pg aunque esto dependerá de la operación a realizar, el diámetro a utilizar de la tubería flexible y el diámetro externo del BHA. El primero es por lo general una configuración de arietes cuádruple, y el segundo es por lo general una configuración de arietes combinado. Se pueden necesitar tamaños de BOP más grandes para ciertas aplicaciones o BHA no estándar. Para la mayoría de aplicaciones de CTD, una presión nominal de 5,000 psi es adecuada, pero el rango real de presión debe ser compatible con la presión de fondo esperada. Un BOP anular también se requiere para sellar alrededor del diámetro externo del BHA durante viajes de tuberías, tales como una terminación.

La línea de estrangulamiento, línea de matar, y el colector de estrangulamiento son los mismos que se utiliza para las operaciones de perforación estándar. Cuando se utiliza dos pilas de BOP, la línea de retorno de fluido de perforación debe tener una válvula de operación remota. Todos los controles de los BOP deberán poder accionarse desde la unidad del acumulador (Kooomey) y dentro de la cabina unidad de CT<sup>1</sup>.

### 4.6.4. Sistema de detección de brotes

La detección rápida de brotes o pérdidas es esencial cuando se realiza una perforación sobre balance en un agujero de diámetro pequeño. Hay dos métodos adecuados para CTD, la comparación de flujo y el control del nivel de fluido de perforación en las presas.

La mejor manera de detectar si el pozo está fluyendo o tiene pérdida de líquidos es medir la diferencia entre la velocidad de flujo en el pozo y la velocidad de flujo de retorno desde el pozo. Esto requiere una medición precisa del flujo en la entrada en el carrete de CT y en la línea de retorno al sistema de fluido de perforación. El mejor enfoque consiste en instalar un medidor de flujo adecuado en cada lugar. Sin embargo, un contador preciso de emboladas de la bomba es una alternativa para medir el flujo en el pozo, si la salida volumétrica de la bomba ha sido calibrada. Una vez en funcionamiento, la diferencia entre las dos mediciones de flujo indicará un brote o una pérdida. La señal de "flujo delta" es fácil de controlar con un sistema de adquisición de datos y utilizarla para activar las alarmas.

La detección de un brote o una pérdida midiendo el cambio en el nivel de fluido de perforación de un pozo es simple en teoría, pero más difícil en la práctica. Para pozos de pequeño diámetro, la presa de fluido de perforación debe ser lo suficientemente pequeña como para registrar los pequeños cambios de volumen. Por otro lado, la presa de fluido de perforación debe ser suficientemente grande para dar cabida a las necesidades de la operación de perforación. Además, la tendencia en el nivel de la presa de fluido de perforación es el indicador real de un brote o pérdida. Esto no es tan fácil de controlar automáticamente como "flujo delta", pero un sistema de adquisición de datos informatizado por lo general puede manejar esta tarea<sup>1</sup>.

#### 4.6.5. Sistemas de fluido de perforación

El sistema de fluido de perforación para CTD es el mismo que para la perforación convencional, el volumen sólo que más pequeño. Seleccione el volumen total de la presa superficial activa con base en las recomendaciones de la empresa de servicios de fluido de perforación. El sistema activo incluye el fluido de perforación en el pozo, por lo que los agujeros en la superficie deben ser dimensionados para el tiempo de circulación de ida y vuelta deseada para adaptar la adición de materiales y productos químicos de tratamiento. Un sistema de fluido de perforación típico para CTD tiene un volumen activo de aproximadamente 50 bbl. Se pueden añadir presas de mezcla y presas de reserva para proporcionar adiciones a granel de materiales o la preparación de los volúmenes enteros del nuevo fluido de perforación.

El equipo de control de sólidos para CTD normalmente consiste en una temblorina de alto rendimiento con pantallas de malla relativamente fina y una centrífuga. La capacidad de procesamiento requerida para cada una depende del tamaño del agujero que se está perforando y el caudal de fluido de perforación esperado. Para pozos nuevos, formaciones no consolidadas o con desgajamiento de lutitas, un agitador convencional con mallas relativamente gruesas aguas arriba del agitador de alto rendimiento puede eliminar recortes grandes y/o viscosos. La centrífuga es necesaria para la eliminación de los recortes relativamente finos generados por la CTD.

Para perforar sobre balance, un desgasificador de vacío es adecuado para la separación de gas producido a partir del fluido de perforación. Para la perforación bajo balance, se requiere un separador de tres fases dimensionado para los caudales esperados de líquido(s), sólidos, y gas. Los hidrocarburos líquidos pueden ser enviados a las instalaciones de producción (si están disponibles) para procesar o almacenar para su posterior procesamiento. El gas producido puede ser enviado a la línea de producción o quemado. La extracción y eliminación de los sólidos depende de la normativa local<sup>1</sup>.

#### 4.6.6. Equipo de bombeo

El equipo de bombeo consiste en bombas centrífugas de baja presión para mezclar el fluido de perforación, agitar las presas, transferir fluido de presa a presa, y la carga la bomba(s) de alta presión, y al menos una bomba de alta presión, una bomba de desplazamiento positivo para la circulación del fluido de perforación a través del CT y del pozo. Las especificaciones para la bomba(s) de alta presión dependen de la velocidad de flujo y la presión (hidráulica HP) requerida por la operación de perforación. La adición de capacidad excedente de bombeo, por ejemplo, para operaciones de contingencia o de mantenimiento planificado, es una medida prudente. Un conjunto de controles para el funcionamiento de la bomba(s) de alta presión debe estar situado en la cabina de la unidad de CT<sup>1</sup>.

#### 4.6.7. Sistemas de adquisición de datos

Un sistema estándar de adquisición de datos en la unidad de CT debe ser adecuado para una operación de CTD con la adición de algunos canales de entrada adicionales, por ejemplo, el nivel(es) de pozo y/o "flujo delta". El sistema de adquisición de datos debe tener la capacidad de comunicarse con otros sistemas a través de WITS<sup>c</sup>.

#### 4.6.8. Equipo de manejo de tubería de rosca

Independientemente de si el proyecto de CTD incluye la extracción una terminación existente y correr una nueva, el personal de operaciones todavía tendrán que montar/desmontar el BHA. La siguiente lista resume el equipo adicional para el manejo de tubería enroscada<sup>1</sup>.

- Slips de araña para tubería para sostener el BHA o la tubería de rosca al hacer o deshacer uniones.
- Ascensores para izar juntas individuales de tubería.
- Abrazaderas de seguridad para evitar que la sarta se caiga en el agujero si los slips fallan.
- Las pinzas energizadas de tubería para hacer o romper las conexiones de las juntas con el torque adecuado.

#### 4.6.9. Equipo auxiliar de superficie

Cada operación CTD requiere o se beneficia de equipos adicionales no descritos anteriormente. Este equipo auxiliar puede incluir:

- Generador para proporcionar energía eléctrica a los alojamientos del personal, oficina(s), luces de iluminación, centrífuga, los equipos de vigilancia, etc.
- Panel de distribución eléctrica para conectar el generador a las diversas cargas eléctricas y proporcionar interruptores de circuito automáticos.
- Luces de iluminación para operaciones nocturnas seguras.
- Compresor de aire para arranque de motores diesel, operar herramientas neumáticas, y el suministros de instrumentos de aire.
- Contenedor de herramientas o taller portátil equipado con herramientas manuales y eléctricas y contenedor de piezas de repuesto.

#### 4.6.10. Seguridad y equipo de respuesta de emergencias

Un planificador prudente reconoce que los accidentes y las emergencias ocurren y proporciona contingencias para estos hechos. La siguiente lista incluye algunas sugerencias para la seguridad y el equipo de respuesta de emergencia para una operación de CTD<sup>1</sup>.

- Control de paro de emergencia para cada motor en la locación.



- Equipo contra incendios, por ejemplo, los extintores adecuados en lugares estratégicos de todo el equipo y en el alojamiento del personal.
- Equipo de aire, según sea necesario para las operaciones con gas amargo o para la lucha contra incendios.
- Sistema de detección de H<sub>2</sub>S para operaciones con gas amargo.
- Estaciones de lavado de ojos (precargadas con agua pura) en lugares estratégicos de todo el sistema de fluido de perforación.
- Ropa de protección, por ejemplo, un delantal, gafas y guantes de manga larga para el manejo de productos químicos.
- Botiquines de primeros auxilios.
- Equipos de comunicación portátil, por ejemplo, radios o aparatos de comunicación.

#### **4.7. Control de pozo y procedimientos de seguridad.**

El objetivo principal del control del pozo en la perforación sobre balance es evitar una afluencia de fluido(s) de formación en el pozo. Esto significa que la presión hidrostática generada por el fluido de perforación siempre debe superar ligeramente la presión de formación en agujero abierto. El equipo y las técnicas utilizadas en las operaciones de CTD ayudan a minimizar aún más algunos de los riesgos presentes durante una operación de perforación sobre balance.

El objetivo principal del control del pozo en la perforación bajo balance es permitir un flujo controlado de fluido(s) la formación en el pozo. Esto significa que la combinación de la pérdida de presión por fricción en el espacio anular y la presión hidrostática generada por el fluido de perforación debe ser inferior a la presión de la formación agujero abierto. En otras palabras, el mecanismo de control del pozo primario no es la presión hidrostática del fluido de perforación. La principal barrera son los equipos CT (stripper) que actúan como defensa inicial contra un brote<sup>1</sup>.

##### **4.7.1. Consideraciones para condiciones sobre balance**

Consideraciones importantes para CTD sobre balance incluye<sup>1</sup>:

- Todo el personal involucrado en el proceso de perforación deben ser entrenados y capacitados en la teoría de control y aplicación del pozo.
- Los equipos BOP debe adaptarse a las condiciones específicas de operación y cumplir con los requisitos regulatorios locales.
- El operador de la unidad CT debe tener fácil acceso a los controles de los BOP, pero un sistema redundante debe ser colocado lejos de la unidad CT para la operación por otro personal.
- Poner a prueba los controles de los BOP y la respuesta del personal acerca de un fundamento normal.
- Proporcionar un sistema de control de flujo de fluido dentro y fuera del pozo.
- Proporcionar un sistema de control del nivel(es) de la presa(s) de fluido de perforación.

- Proporcionar un sistema de detección de gases hidrocarburos combustibles y H<sub>2</sub>S.
- Desarrollar un procedimiento de paro de pozo para todos los escenarios posibles.
- Desarrollar un procedimiento para matar el pozo según el equipo específico de la ubicación.

#### 4.7.2. Consideraciones para condiciones bajo balance<sup>1</sup>

Para las operaciones de perforación bajo balance, el planificador debe documentar un medio para devolver al pozo a una condición estática. Todos los métodos dependen de la relación entre la presión de formación y gradiente de presión normal.

Presión de formación menor que el gradiente de presión normal. Para que el pozo fluya, un sistema de levantamiento artificial con gas (gas lift) o espuma deben ser utilizados para reducir la presión hidrostática anular. La reducción de la tasa de inyección de gas o calidad de la espuma es una forma sencilla de aumentar la presión del fondo del pozo y matar el pozo. Sin embargo, esto requiere un conocimiento profundo del efecto de una presión más alta en todas las secciones de pozo abierto.

Presión de formación igual al gradiente de presión normal. La presión hidrostática ejercida por un fluido de perforación de baja densidad, por ejemplo, el crudo nativo, es lo suficientemente baja para que la formación pueda fluir. La cantidad de bajo balance no es fácil de ajustar con rapidez, ya que el volumen total de líquidos debe ser modificado, es decir, ponderado o diluido. Sin embargo, matar el pozo sólo requiere la adición de un fluido más denso que el sistema de circulación.

Presión de formación mayor que el gradiente de presión normal. El pozo fluirá si la densidad del fluido de perforación es menos de lo que normalmente se utiliza en la perforación sobre balance. Matar el pozo requiere fluido con densidad significativamente mayor.

#### 4.8. Cálculos de perforación direccional

Hay varios métodos que pueden utilizarse para calcular la trayectoria del pozo, pero la más común y uno de los métodos más precisos es el de curvatura mínima. Este método se ajusta efectivamente un arco esférico entre dos puntos de estudio. Toma los vectores definidos por la inclinación y el azimut en cada uno de los puntos de muestreo y suaviza estos en una trayectoria del pozo con el uso de un factor, que se define por la curvatura del pozo. Los siguientes son los cálculos utilizados:

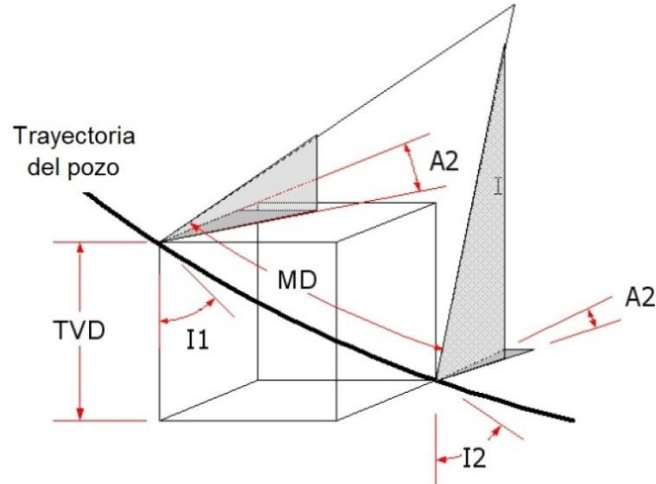


Fig. 4.2 Curva mínima.

Cálculos de curvatura mínima<sup>1</sup>:

Ecuación 4.1 Dogleg<sup>d</sup>:  $DL = \cos^{-1}[\cos(I_2 - I_1) - \sin I_1 \sin I_2 (1 - \cos(A_2 - A_1))]$

Ecuación 4.2 factor de relación:  $RF = \frac{360}{DL \times \pi} \times \tan\left(\frac{DL}{2}\right)$

Ecuación 4.3 diferencial de profundidad vertical real:  $\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} \times (\cos I_1 + \cos I_2) \times RF$

Ecuación 4.4 ΔNorte/Sur:  $\Delta N/S = \frac{\Delta MD}{2} \times (\sin I_1 \cos A_2 + \sin I_2 \cos A_2) \times RF$

Ecuación 4.5 ΔEste/Oeste:  $\Delta E/W = \frac{\Delta MD}{2} \times (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) \times RF$

Ecuación 4.6 Agudeza de Dogleg (Dogleg Severity):

$$DLS = \frac{d}{\Delta MD} \times \cos^{-1}[\cos \Delta I_1 - (\sin I_1 \sin I_2)(1 - \cos \Delta A)]$$

Dónde:  $I_1$  =inclinación en el punto de estudio 1 (grados),  $I_2$  =inclinación en el punto de estudio 2 (grados),  $A_1$  =Azimut en el punto de estudio 1 (grados),  $A_2$  =Azimut en el punto de estudio 2 (grados),  $d$  =intervalo del DLS (grados cada 100 ft o 30 m).

#### 4.9. Abreviaturas y definiciones

	Términos abreviados	Español
<b>SSSV</b>	Subsurface Safety Valve	Válvula subsuperficial de emergencia
<b>HP</b>	Hydraulic Pressure	Presión hidráulica
<b>WITS</b>	Wellsite Information Transfer Specification	Especificación de transferencia de información de pozo
<b>MD</b>	Messured Depth	Profundidad medida
<b>TVD</b>	True Vertical Depth	Profundidad vertical real
<b>DL</b>	Dogleg	Pata de perro
<b>RF</b>	Ratio Factor	Factor de relación
<b>DLS</b>	Dogleg Severity	Agudeza de la pata de perro

#### Definiciones

- a- Drainhole. Es un agujero o conducto corto a través del cual los fluidos pueden fluir. En aplicaciones de equipos, un drainhole se realiza generalmente para evitar la acumulación de presión dentro de un área depresionada, tal como puede ocurrir en el caso de una fuga en una camisa de presión dentro de un conjunto de herramientas.
- b- Kick o Brote. Es un flujo de fluidos de formación dentro del pozo durante las operaciones de perforación. El kick es causado físicamente debido a que la presión en el pozo es menor que la de los fluidos de la formación, causando así el flujo.
- c- WITS: Es un formato de comunicaciones utilizado para la transferencia de una amplia variedad de datos de pozos de un sistema informático a otro. Es un formato recomendado por las empresas de operación y de servicios implicados en las áreas de Exploración y Producción de la Industria Petrolera con el cual pueden intercambiar datos.
- d- Dogleg. Un lugar particularmente desviado en un pozo donde la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional cambia rápidamente. Mientras que un dogleg a veces se crea intencionalmente por los perforadores direccionales, el término más comúnmente se refiere a una sección del agujero que cambia de dirección más rápido de lo previsto o deseado, por lo general con efectos secundarios dañinos. Al analizar las trayectorias de pozos, se hace un cálculo estándar de la gravedad del dogleg, por lo general expresada en grados bidimensionales por 100 pies [o grados por 30 m] de longitud del pozo.

#### 4.10. Referencias

- 1- CTES, LP. 2005. Coiled Tubing Manual. Conroe, Texas. US. CTES. 934 p.
- 2- Schlumberger, Oilfield Glossary, Drainhole [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 3 de abril de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/wWbLbH>

- 3- Schlumberger, Oilfield Glossary, Kick [web]. Última actualización: Enero de 2015.  
Fecha de consulta: 3 de abril de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/VuDzUm>
- 4- Schlumberger, Oilfield Glossary, Dogleg [web]. Última actualización: Enero de 2015.  
Fecha de consulta: 3 de abril de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/jt4o4O>
- 5- Wellsite Information Transfer Specifications [web]. Última actualización: Abril de 2014.  
Fecha de consulta: 19 de abril de 2015. Disponible en: <http://goo.gl/sjKQNe>

## **Capítulo 5**

### **Aplicación de la perforación bajo balance con tubería flexible**

#### **Programa de perforación**

#### **Doble lateral bajo balance con tubería flexible**

#### **Pozo: Schubert AB Unidad 3H**

#### **Sur de Texas**

### **5.1. Información general**

#### **5.1.1. Resumen ejecutivo**

Previamente se han realizado operaciones de perforación por la empresa FB O&G en la formación de calizas Buda las cuales han resultado exitosas con el uso de tubería convencional de rosca con la adición de tecnología bajo balance (UBD), debido a las condiciones de perforación propensas a tener pérdidas y para asegurar que no se produzca daño a la formación. Si bien estos pozos han sido perforados con éxito por unidades de perforación convencionales rotatorias, se ha requerido de una gran cantidad de tiempo para hacer frente a las pérdidas y el flujo de retorno del pozo para recuperar el aceite crudo nativo y utilizarlo como fluido de perforación.

La formación Buda ha mostrada altas tasas iniciales de producción en áreas altamente fracturadas, debido al drenado inicial de las fracturas antes de la aparición del aporte de la matriz de la formación. La exitosa producción ha dependido de lograr el máximo contacto con las fracturas utilizando pozos horizontales.

En un esfuerzo por abordar los problemas de la perforación y la actual tecnología alternativa para reducir los costos de los pozos mientras se trabaja para optimizar la productividad del pozo después de la perforación, la perforación bajo balance con tubería flexible (UBCTD) ha sido identificada como una técnica potencialmente viable para su uso en los activos de la empresa FB O&G en la formación de calizas Buda. Para calificar la UBCTD como una posible solución, el estudio de viabilidad fue encargado a la empresa MDC Operaciones Integrales.

El plan de desarrollo de este programa piloto de perforación con tubería flexible (CTD) es perforar dos agujeros desviados desde la parte superior de la formación Buda, usando una unidad de perforación rotatoria convencional. Una vez que la formación Buda se ha penetrado, se instalará una tubería de revestimiento intermedia de 5 ½ pg y la unidad será retirada de la locación. En este punto, se movilizara la unidad de tubería flexible (CT) a la plataforma, perforará la tubería de revestimiento intermedia y formara el primer agujero de salida latera con una barrena de 4 ¾ pg en tubería flexible de 2 3/8 pg. Una sección lateral adicional está planeada para ramificar cada agujero de salida del pozo para

incrementar el contacto total con la formación de calizas Buda. Si se desea se pueden desviar laterales adicionales.

Esta sección servirá como el programa de perforación sugerido para la perforación con tubería flexible de los laterales de producción una vez que se ha retirado la unidad convencional del sitio del pozo.

### **5.1.2. Preparación del pozo**

Una unidad de perforación rotatoria tradicional ha perforado la sección intermedia del pozo en la parte superior de la formación Buda y una tubería de revestimiento de 5 ½ pg se ha asentado hasta el fondo. La tubería de revestimiento de 5 ½ pg se cementa hasta la superficie. Las herramientas de la etapa de DV, utilizadas para la etapa de cementación, fueron perforadas previamente por una unidad de servicios antes de la llegada de MDC.

Existe una zapata flotadora perforable con PDC como parte del shoetrack<sup>a</sup> y será perforado antes de salir de la zapata de la tubería de revestimiento con un BHA para perforación con CT. Dos válvulas de frac se sientan encima de la cabeza del pozo, por encima del cual se ensamblaran todos los componentes del conjunto de contraflujo y de superficie.

El proveedor de bajo balance tiene un sistema de superficie que consiste en un manifold de estrangulamiento alineado a la cruz de flujo primario en el conjunto entre el BOP cuádruple y el combinado. Por redundancia, se instalarán tanto la línea de estrangulamiento primaria como la secundaria. La línea de estrangulamiento secundaria también proporcionara una ruta de escurrimiento durante las pruebas de presión y las operaciones de despliegue/repliegue del BHA. Aguas abajo del manifold de estrangulamiento habrá un separador de cuatro fases y un patio de tanques para el almacenamiento y recirculación del crudo. Los tanques y el separador serán instalados y probados antes de instalar la tubería flexible, pero se quedaran sin conexión inicialmente. La alineación inicial permitirá cementar y tomar los retornos cargados con metales a través de la línea de desechos del manifold de estrangulamiento a un tanque de eliminación de techo abierto, mientras se perfora la salida del shoetrack con agua. Después de perforar la zapata de la tubería de 5 ½ pg y probar el asiento de la tubería de revestimiento, el separador y los tanques de crudo serán colocados en línea y el agujero será desplazado con crudo para futuras operaciones de perforación.

### **5.1.3. Objetivos del pozo**

Los siguientes son los objetivos de salud, seguridad y medio ambiente del pozo.

- Cero lesiones.
- Cero incidentes ambientales.

Los objetivos operacionales son:

- Entregar un pozo de producción multilateral en la formación de calizas Buda a través de la perforación con tubería flexible.
- Alcanzar una combinación de 5,000 ft de sección vertical de los dos laterales.
- Permanecer dentro de la formación de calizas Buda durante toda la perforación de los laterales.
- Mantener un sistema de presión de pozo bajo balance.
- Promover la producción consecuente de crudo para su recirculación como fluido de perforación.

#### 5.1.4. Tabla de datos del pozo

Tabla 1.1 Datos e información del pozo	
Nombre del pozo	Schubert AB unidad 3H
Clasificación del pozo	Productor horizontal en tierra
Proyecto	CTD en calizas Buda
Numero de permiso de perforación	308320
Numero API	14-031-19540
Profundidad permitida (ft)	6,100
País, estado	U.S.A., Texas
Resumen	341
Sección	335
Inspección	Arris Co.
Operador	FB O&G
Regulador	Texas Railroad Commission
Contratista de servicios	MDC
Unidad de perforación	Unidad de tubería flexible de MDC
Tipo de unidad de tubería flexible	Inyector de 80,000 lb / Sin mástil / Torre de colocación
Coordenadas del pozo	
Sistema de proyección	Plano de estado de US NAD27, Centro Sur de Texas
Referencia norte	Cuadrícula
Punto de referencia horizontal	Espacio
Punto de referencia vertical	Unidad superficial RT (15 ft del GL a la RT)
Referencia vertical del campo	Nivel medio del mar
Coordenadas superficiales	
	X(dirección este): 1,931,922.40
	Y(dirección norte): 364,251.54
	Latitud: 28°50'5.901" N
	Longitud: 99°12'45.486" W
Información del objetivo BHL (ft)	
	Lateral 1
	X(dirección este): 366,445
	Y(dirección norte): 1,930,419
	TCL @ 0 ft VS : -5,379/5,897 (TVDSS, TVDRT, ft), TCL @ 2,650ft VS: -5,321/5,839 (TVDSS, TVDRT, ft), 15 ft Arriba/abajo de la ventana
	Lateral 2
	X(dirección este): 363,299
	Y(dirección norte): 1,930,419
	TCL @ 0 ft VS : -5,379/5,897 (TVDSS, TVDRT, ft),



	TCL @ 2,660ft VS: -5,321/6,042 (TVDSS, TVDRT, ft), 15 ft Arriba/abajo de la ventana
Elevación del GL a la RT (ft)	15
Elevación del GL sobre el MSL (ft)	503.2
Litología del objetivo	Caliza
Formación objetivo	Buda
Concentración esperada de H <sub>2</sub> S (ppm)	3,000
Profundidad real esperada del pozo (TVDSS/TVDRT/MDRT, ft)	
Lateral 1	-5,329 / 5,897 / 8,711
Lateral 2	-5,524 / 6,042 / 8,820
Tiempo acumulado (días)	17.9 incluyendo la instalación de la unidad y pruebas de presión 14.1 operaciones de perforación

NOTA: todas las profundidades estarán referidas a la mesa rotaria original de la unidad con la que se perforó el agujero superficial. Las profundidades de la unidad de tubería flexible deberán ser corregidas a la profundidad de la RT.

#### 5.1.5. Ubicación del pozo

El siguiente mapa muestra la localización del pozo y las ciudades más cercanas.

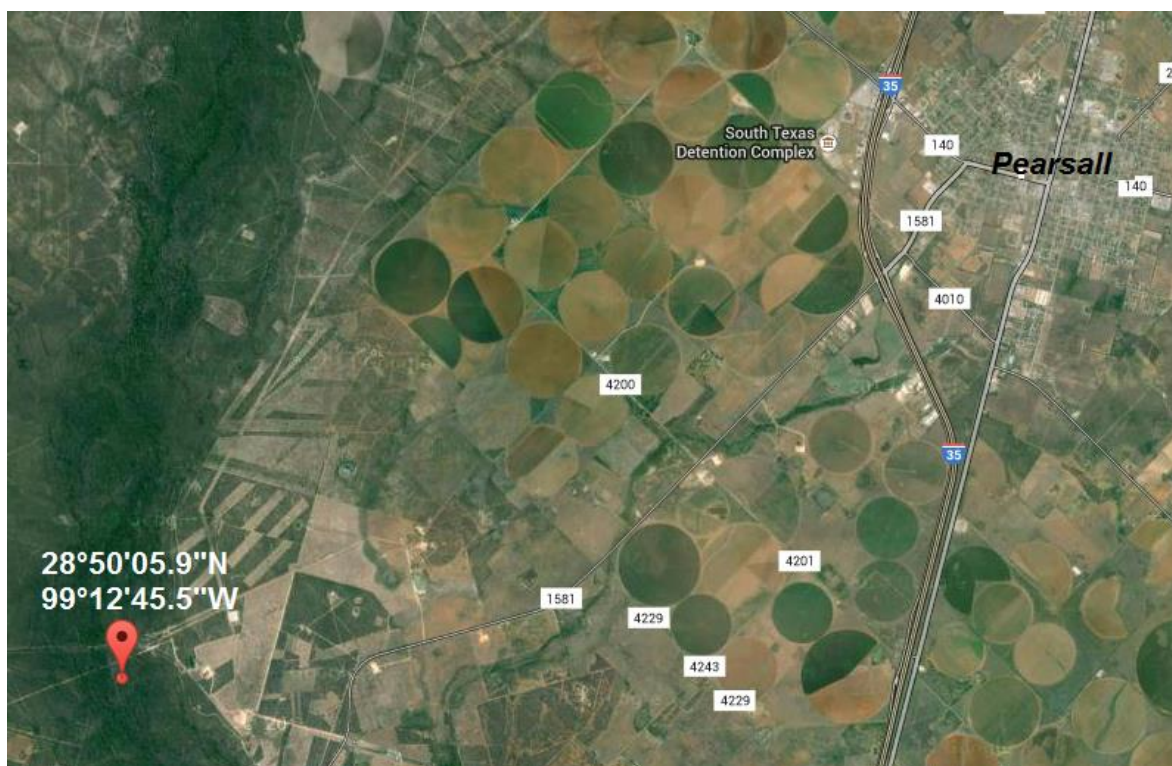


Fig. 1.1 Mapa geográfico de la ubicación del pozo

### 5.1.6. Diagrama del pozo

Resumen del diseño del pozo Schubert AB Unidad 3H															
Formación	Form. Superior (TVDRT /MDRT, ft)	Incl. (°)	Azim. (°)	Pres. de poro (ppg)	Pres. de frac (ppg)	BHST (°F)	Tipo y densidad de lodo (ppg)	Tipo de barrena	BHA	Prof. TR (TVDRT / MDRT, ft)	Tamaño del agujero (pg)	Diseño de tubería de revestimiento	Cementación	Registros de pozo	
Escondido	No medido	0	220	No medido	No medido	No medido	Bentonita Prehidratada MW: 8.8 ppg	Primaria: Tricónica	Rotatorio	960 / 960	12 1/4	9 5/8" J55 36-ppf DTC	Lechada conductora (lead) Clase A de 12.5 ppg hasta superficie Lechada trcera (tail) 15.6 ppg a 530 ft de la MD	Registro de lodo: No	
Olmos		0	220				Gel+LCM en base agua MW: 9.3-9.5 ppg	Primaria: Dirigible PDC	Motor direccional	5856/5968	8 3/4	5 1/2" L-80 17-ppf BTC		1er herramienta de DV (molino 4.75") 1,112 ft MDRT 2da herramienta de DV (molino 4.75") 2,806 ft MDRT	Registro de lodo: Cromatografía de Gas, recortes Registro de Wireline en OH: No Registro de Wireline en CH: No MWD / LWD: GR
Taylor		0	220												
Anacacho		0	220												
Austin Chalk	5332 / 5333	5.1	79.9	8.6	1.9	181	Primaria: Dirigible PDC	Motor direccional	5856/5968	Junta marca 1 5294.14 ft MDRT (largo 21.30 ft)	1ra etapa Lead: 13.6 ppg Clase H Tail:16.2 ppg Clase H 2da etapa Lead: 12.5 ppg Clase A 130bbl hasta superficie Tail:16.2 ppg Clase H				
Upper Eagleford Shale	5711 / 5758	39.5	38.2	8.7	12.1	189				Junta marca 2 5736.00 ft MDRT (largo 21.32 ft)					
Lower Eagleford	5763 / 5828	42.8	37.8	8.7	12.1	189				PBTD cementado a 5940ft Collar flotador 5802.39ft TVDRT / 5883.68 ft MDRT Zapata flotadora 5856ft TVDRT / 5968ft MDRT					
Buda Lime	5843 / 5949	54.4	35.7	8	13.6	191									
Línea central del objetivo	5897 / 6079	91	35.7	8	13.6	192	Aceite crudo nitrificado MW: 6.3-7.3 ppg	Primaria: Dirigible PDC	Motor de curva	Agujero abierto	4 1/8	Agujero abierto		Registro de Wireline en OH: No Registro de Wireline en CH: No Registro de lodo Cromatografía de gas, recortes MWD/LWD: GR, CCL, DIR, WOB de fondo, Vibración, Presión anular, Presión en la sarta, Inclinación cerca de barrena	
TD Lateral 1 (SE)	5839 / 8731.9	91.6	325.6	8	13.6	192									
Lateral 2 (NO)	6042 / 8784.9	86	110.97	8	13.6	192									
Base del objetivo	5922 ft @ 0 ft VS	90	220	8	13.6	193									
Base Buda	5933 ft @ 0 ft VS	90	220	8.5	13.4	193									

Fig. 1.2 Resumen del diseño del pozo.

### 5.1.7. Datos de la tubería de revestimiento

Tabla 1.2 Especificaciones de la tubería de revestimiento		
Descripción	Superficial	Intermedia
Tamaño	9 5/8	5 1/2
Prof. (TVDRT/MDRT, ft)	960 / 960	5856.7 / 5968
Peso (lb/ft)	36	17
Espesor de pared (pg)	0.325	0.304
Grado	J-55	L-80
Unión	SCT	BTC
Burst <sup>b</sup> (psi)	3,510	7,690
Burst @ 80% (psi)	2,808	6,152
Colapso (psi)	2,020	6,290
Rendimiento del cuerpo de la tubería (klbf)	564	397
ID de la tubería	8.921	4.982
Drift <sup>c</sup> del diámetro de la tubería (pg)	8.765	4.767
Capacidad (bbl/ft)	0.07731	0.02325
Profundidad de las herramientas para la etapa de DV (TVDRT/MDRT, ft)		1ra: 1113 / 1113 2da: 2807 / 2807
Profundidad de las uniones marca		Cima de la junta marca 1: 5293.45 / 5294.14 Fondo de la junta marca 1: 5314.71 / 5315.44 Cima de la junta marca 2: 5693.7 / 5315.00 Fondo de la junta marca 2: 5710.24 / 5757.32

### 5.1.8. Datos de la tubería flexible

Tabla 1.3 Especificaciones de la tubería flexible	
Descripción	Tubería flexible 900 MYS
OD (pg)	2.375
Pared especificada (pg)	0.224
Pared mínima (pg)	0.219
ID calculado (pg)	1.927
ID máximo (pg)	1.937
Peso (lb/ft)	5.159
Longitud (ft)	13,260
Rendimiento del cuerpo de la tubería (lbf)	136,200
Carga en tensión (lbf)	146,800
Prueba hidráulica de presión (psi)	14,100
Índice de explosión (burst) (psi)	15,700

<b>Desplazamiento (bbl/ft)</b>	0.001872
<b>Capacidad (bbl/ft)</b>	0.003607
<b>Volumen total de la sarta (bbl)</b> (excluyendo el desplazamiento de la línea eléctrica)	47.83
<b>Volumen total de la sarta (bbl)</b> (incluyendo el desplazamiento de la línea eléctrica)	45.33
<b>Peso total de la sarta seca (lbf)</b> (incluyendo el peso de la línea eléctrica)	73,451
<b>Peso total de la sarta húmeda (lbf)</b> (asumiendo que el CT está lleno de crudo de 7.3 ppg)	87,404
<b>Peso total de la sarta húmeda (lbf)</b> (asumiendo que el CT está lleno de crudo de 8.33 ppg)	89,373
<b>Rango del cable del mamparo</b>	5,000 @ 400°F

Se correrá una línea eléctrica a través de la tubería flexible utilizada para alimentar los componentes del BHA. La línea eléctrica tiene las siguientes especificaciones de rendimiento.

<b>Tabla 1.4 Especificaciones de la wireline</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Monoconductor N42PTZ-LR de 7/16 pg</b>
<b>OD (pg)</b>	0.425
<b>Peso (lbf/ft)</b>	0.336
<b>Longitud (ft)</b>	13,414
<b>Liberación (%)</b>	1.16
<b>Rango de tracción (lbf)</b>	19,500
<b>Tensión máxima sugerida de trabajo (índice 50%) (lbf)</b>	9,750
<b>Coefficiente de estiramiento del cable (ft/Kft/Klbs)</b>	0.7
<b>Máximo voltaje del conductor (V, DC)</b>	1,500
<b>Resistencia eléctrica del revestimiento (ohm/Kft)</b>	1.2

#### 5.1.9. Datos del carrete de tubería

La siguiente tabla resume las dimensiones del carrete de tubería:

<b>Tabla 1.5 Especificaciones del carrete de tubería</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Carrete de trabajo de CT</b>
<b>Diámetro del borde (pg)</b>	152
<b>Diámetro del núcleo (pg)</b>	81
<b>Ancho del núcleo (pg)</b>	88
<b>Borde libre (pg)</b>	1
<b>Peso vacío (lbf)</b>	13,400

**5.1.10. Perfil direccional**

A continuación se muestra una representación en 3 dimensiones del pozo planeado.

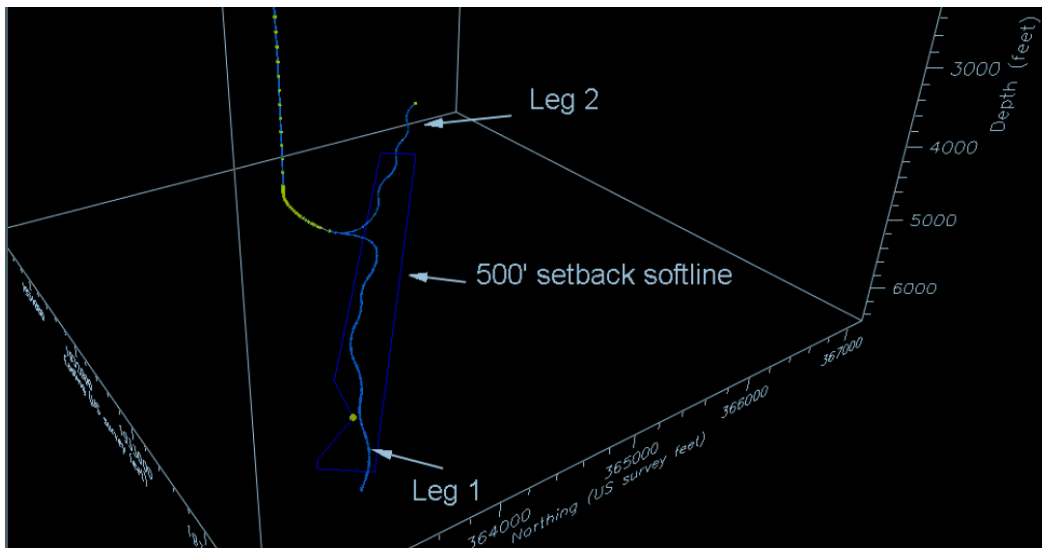


Fig. 1.3 Representación 3D del pozo planeado.

La siguiente vista del plano ayuda a la visualización de la configuración lateral opuesta, con la sección 1 siendo el agujero principal del cual será desviada la sección 2.

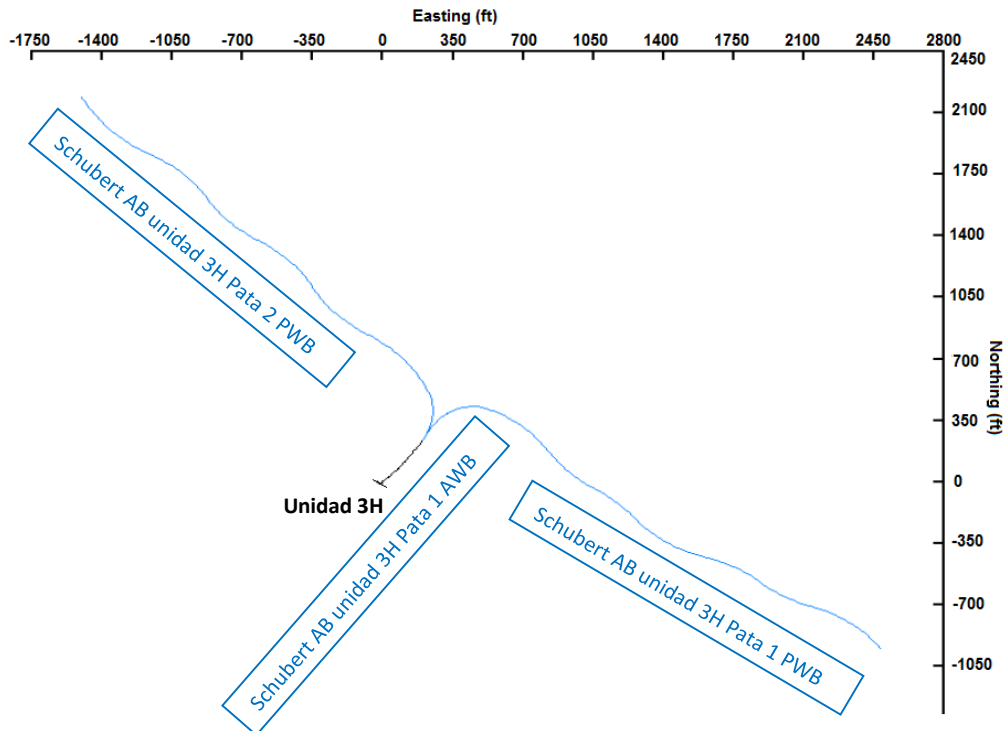


Fig. 1.4 Vista plana de ambas secciones laterales

Lateral 1

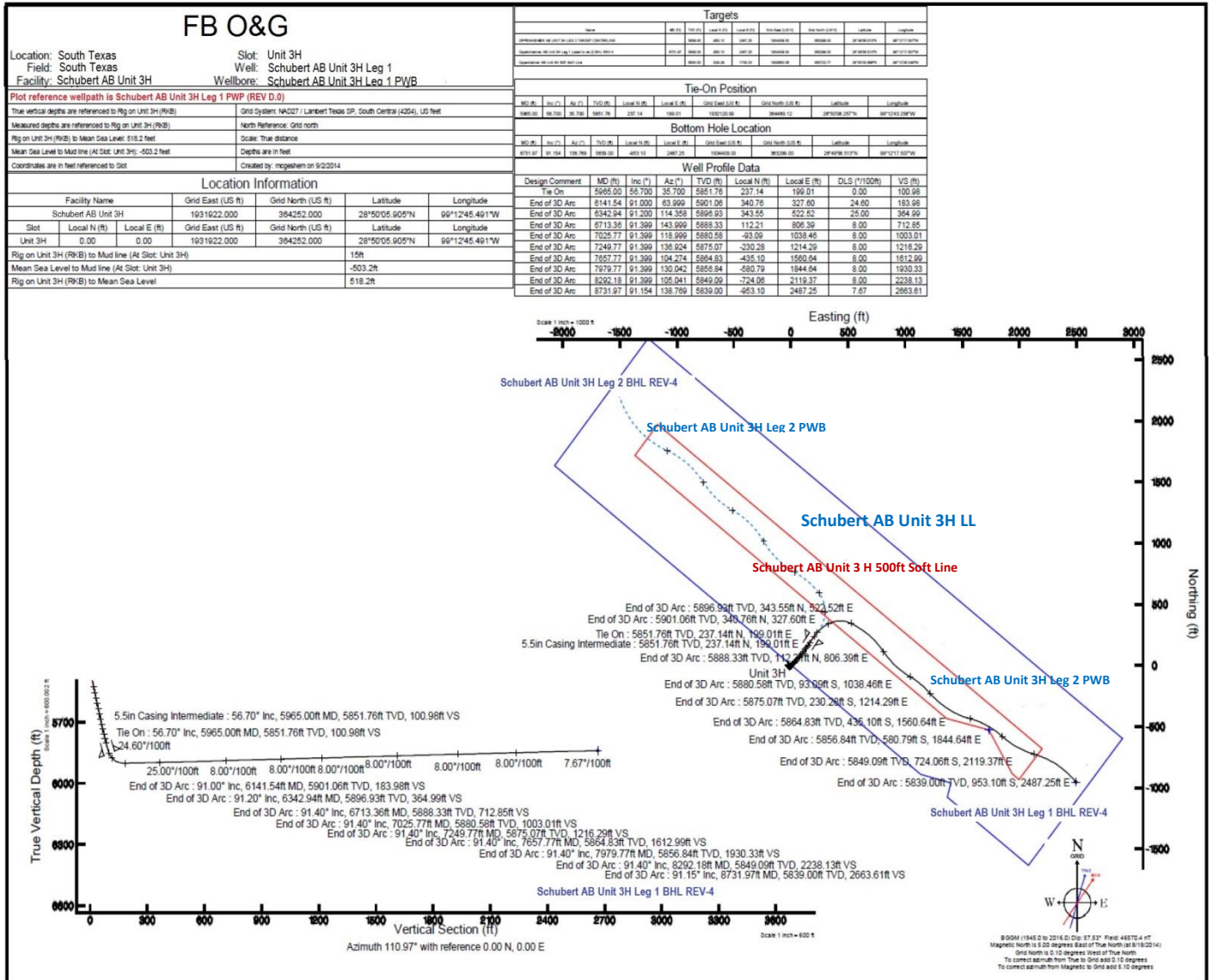


Fig. 1.5 Resumen direccional del primer lateral

Lateral 2

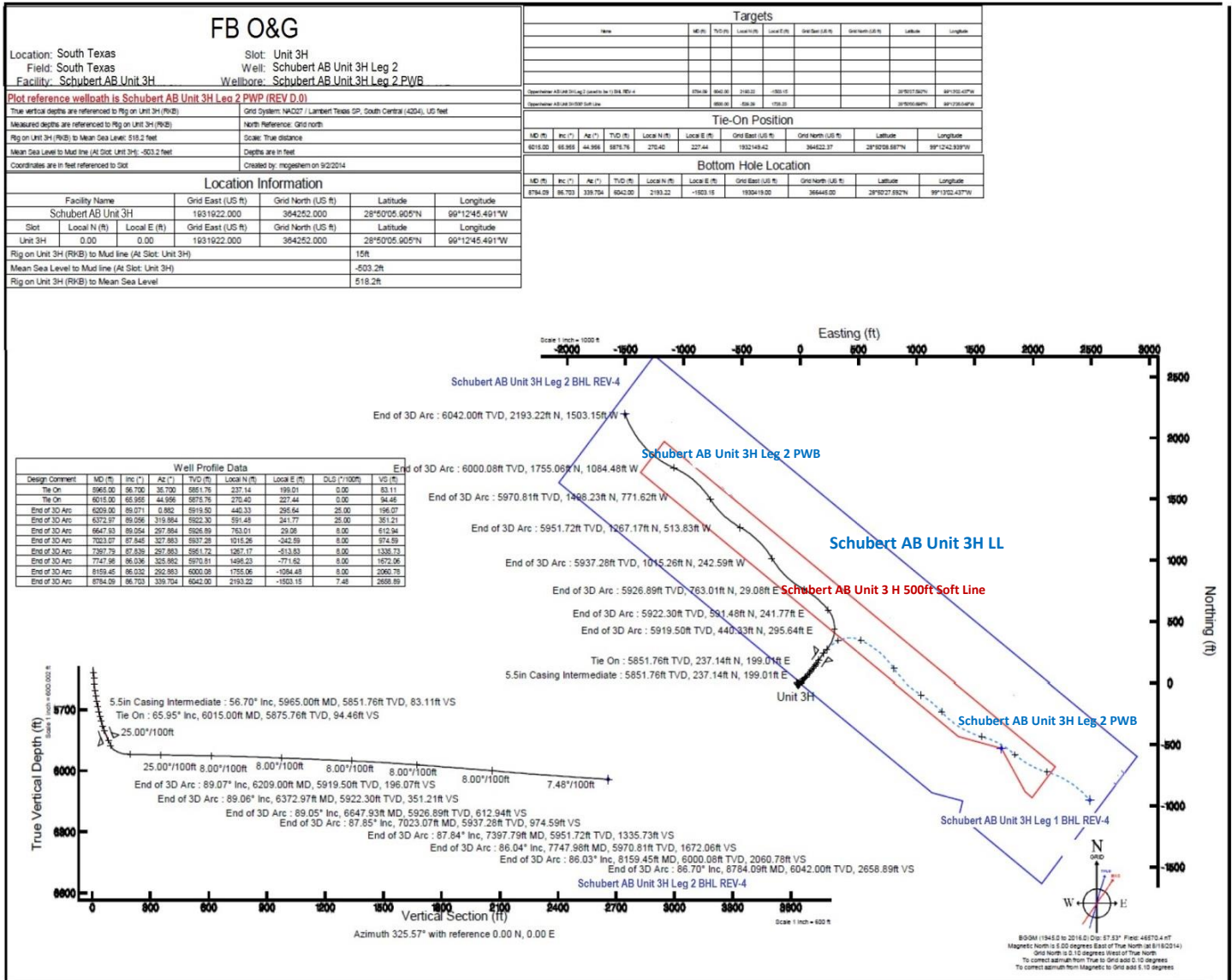


Fig. 1.6 Resumen direccional del segundo lateral

5.1.11. Programa de fluido de perforación

La perforación de la ventana se llevara a cabo con agua fresca. Después de perforar el shoetrack, el agujero se desplazara con petróleo crudo entregado por camión. La curva y las secciones laterales se perforaran con crudo producido nitrificado. Una vez que la construcción de la curva se ha alcanzado, la inyección de nitrógeno se utilizara para alcanzar el margen bajo balance deseado.

Tabla 1.6 Fluidos de perforación planeados				
Sección	Tipo de fluido	Peso del fluido / peso equivalente (ppg)	Gasto planeado de líquido (bpm)	Gasto planeado de nitrógeno (scfm)
Perforación del salida	Agua	8.33	3	0
Curva	Crudo nitrificado	6.3 - 7.3	2.5	250*
Lateral	Crudo nitrificado	6.3 – 7.3	2.5	250*

Las tasas de bombeo descritas en la tabla anterior deben servir como punto de partida para iniciar las condiciones bajo balance y comenzar la perforación, pero a medida que las condiciones lo exijan, los tipos de fluidos pueden ser ajustados. Se deberá consultar al ingeniero de tubería flexible para actualizar los modelos de limpieza del pozo, para determinar cuándo se deben hacer los cambios en las tasas de bombeo para garantizar que se mantiene una apropiada limpieza del agujero.

Para asegurar la integridad de la tubería y los equipos, tanto en el agujero superior como en el inferior ante la corrosión resultante de las altas concentraciones de ácido sulfhídrico, se introducirán los siguientes aditivos al crudo durante las operaciones de perforación:

Tabla 1.7 Tasa de carga de aditivos relacionados con el H <sub>2</sub> S			
Aditivo	Propósito	Punto de introducción	Tasa de carga
HS-22	Inhibir la corrosión de sulfuro	Bombeo de químicos agregados en las bombas del carrete	Inicial: 1 gal/1000 bbl sistema activo (4 tanques) Después de circular el volumen de 4 tanques: 72 gal/día
HSW-700	Eliminar sulfuro de hidrogeno	Cabeza de datos en las bombas de transferencia de los tanques de succión de laminación	10:1 de la concentración química de H <sub>2</sub> S (en %) Ej. 1% H <sub>2</sub> S @ 109 gpm de retornos = 10.9 gpm de eliminador

La carga del eliminador de H<sub>2</sub>S se basa en una relación 10:1 (químico: concentración de H<sub>2</sub>S) y el total de los retornos que llegan al sistema activo (fluido bombeado más la producción). Una vez que se observa el H<sub>2</sub>S en fase gaseosa en el separador, se debe extraer una muestra de fluido bruto del separador y ser probado a través del tubo de Draeger<sup>d</sup> para cuantificar la concentración en la fase fluida. El tratamiento del fluido se iniciara tan pronto como el H<sub>2</sub>S se observa en el separador. Una muestra de fluido tratado se extraerá de la cabeza de datos en la línea de succión para detectar la eficiencia del tratamiento con el eliminador y la tasa de carga actual.



La siguiente tabla ejemplifica la carga de eliminador HSW-700:

<b>Tabla 1.8 Carga de eliminador HSW-700</b>		
<b>Concentración de H<sub>2</sub>S (ppm)</b>	<b>%</b>	<b>Tasa de inyección (gpm)</b>
<b>10</b>	0.0010	0.01
<b>25</b>	0.0025	0.03
<b>50</b>	0.0050	0.05
<b>75</b>	0.0075	0.08
<b>100</b>	0.0100	0.11
<b>200</b>	0.0200	0.22
<b>500</b>	0.0500	0.55
<b>1,000</b>	0.1000	1.09
<b>5,000</b>	0.5000	5.46
<b>10,000</b>	1.0000	10.92

El muestreo de sulfuro de hidrogeno se debe realizar de modo que permita tomar muestras del fluido bruto y tratado de forma segura a través de un tubo de Draeger. Esto podría incluir una muestra de fluido tomado de la mirilla del separador, o en la cabeza de datos aguas arriba del estrangulador, y una muestra tratada de la cabeza de datos aguas abajo del patio de tanques en la línea de succión. Al tomar tanto la muestra bruta como la tratada, se puede ajustar el esquema de tratamiento con el eliminador de acuerdo a los resultados de concentración del fluido, permitiendo que el inhibidor de corrosión sea introducido a la velocidad adecuada para el tratamiento de la concentración de H<sub>2</sub>S. Las muestras deben tomarse en el momento de molienda de la ventana, y por lo menos cada 2 horas, durante la perforación. Si los sensores atmosféricos de H<sub>2</sub>S, o las tendencias de las muestras de fluidos sin tratar, indican incremento en los niveles de H<sub>2</sub>S, se incrementara la frecuencia del muestreo. El jefe de equipo del pozo deberá reunirse con el ingeniero de tubería flexible para discutir la nueva frecuencia de muestreo.

Una vez por viaje, un miembro del equipo de UBD puede ir a la parte superior de los tanques para tomar una lectura manual del nivel de fluido mientras está siendo monitoreado por un especialista de seguridad con H<sub>2</sub>S parado en la planta baja. Durante este periodo, la compuerta no se abre debido al gran riesgo de liberación de H<sub>2</sub>S, pero se puede introducir el indicador de nivel al quitar un pequeño tapón en la parte superior del tanque.

Para mayor claridad en el proceso, la siguiente figura ilustra el programa de tratamiento de eliminación.

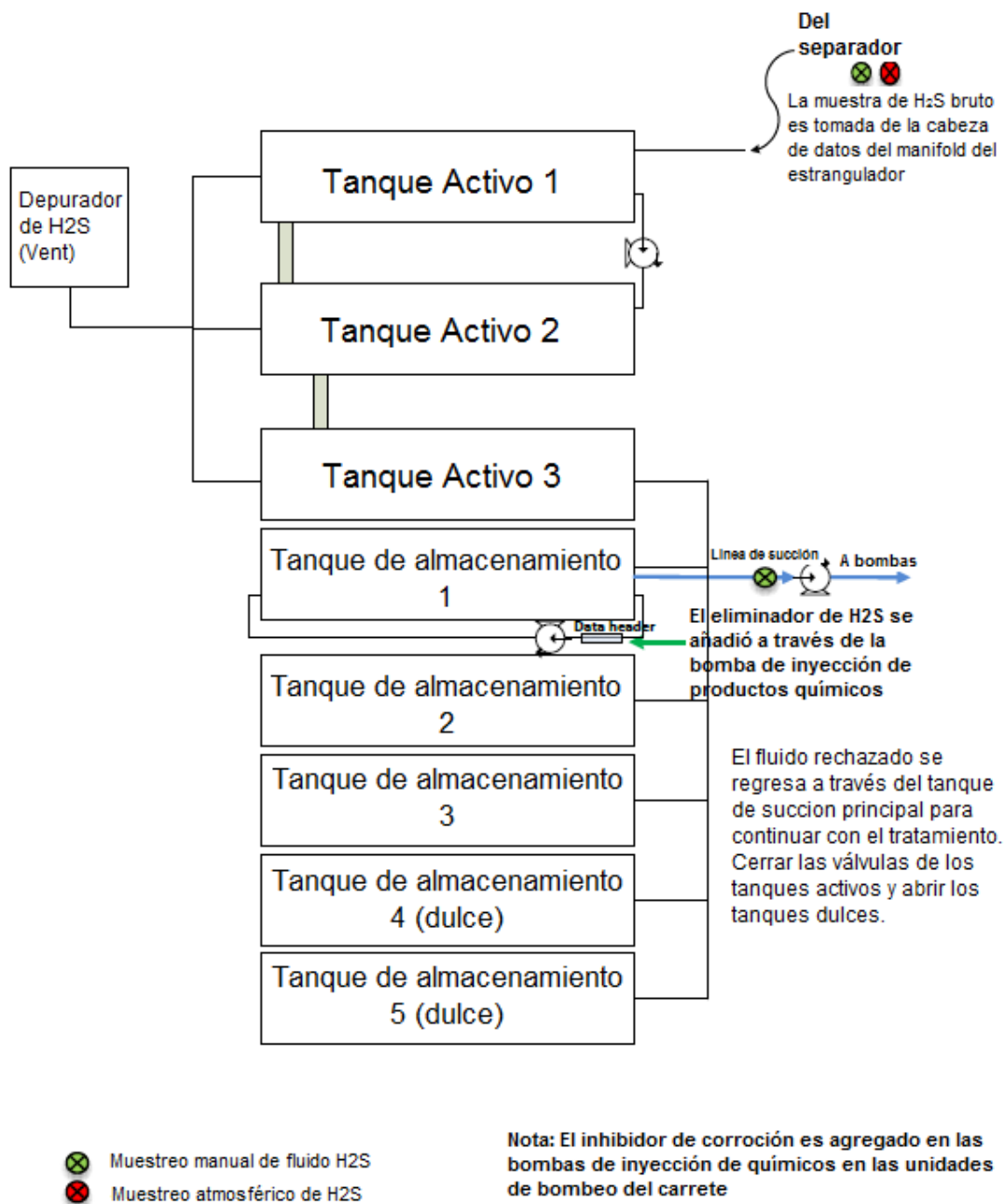


Fig. 1.7 Monitoreo de H<sub>2</sub>S, muestreo y plan de tratamiento del sistema activo.

El inhibidor de corrosión HS-22 será agregado en el sistema de adición de químicos en las bombas del carrete. El inhibidor de corrosión se agregara por goteo al sistema a una velocidad de 1 galón de inhibidor por cada 1,000 bbl de crudo bombeado, por lo tanto la tasa de goteo dependerá de la velocidad de bombeo. Después de que el volumen de los tanques activos más el de succión ha sido bombeado, tomara efecto una tasa de carga de reposición. La carga de reposición será un goteo de 72 galones por día.

La siguiente tabla muestra los aditivos de contingencia, como son, el reductor de fricción metal-metal y el gel de limpieza. El gel de limpieza será bombeado durante la molienda

del shoetrack, para que se mezclen en las tinas de desplazamiento con agua o aceite mineral. En ningún momento debe haber crudo en estas tinas. Después de la molienda de la zapata, no deben utilizarse a menos que se tenga el permiso del jefe de equipo en el pozo.

El reductor de fricción metal-metal puede ser agregado como una contingencia si se observa que pueda ocurrir un bloqueo por fricción. El jefe del equipo de pozo tiene que dar la autorización para empezar a añadir lubricante.

<b>Tabla 1.9 Aditivos para contingencia</b>			
<b>Aditivo</b>	<b>Propósito</b>	<b>Punto de introducción</b>	<b>Relación de carga</b>
<b>FRS-14</b>	Lubricante de fricción	Bombas de adición de químicos en las bombas del carrete	0.5 gal/10 bbl
<b>GW-22L</b>	Gel de limpieza durante la perforación de la ventana con agua	Tanques de desplazamiento en las bombas de fluido llenas de agua dulce	5 gal/10 bbl
<b>CARBO-GEL</b>	Gel de limpieza durante la perforación con crudo	Tanques de desplazamiento en las bombas de fluido llenas de aceite mineral	1 saco/10 bbl*
<b>ALPHA 1427</b>	Biosida	Tanques Frac. Se utilizará únicamente si el agua reciclada se considera para operaciones de molienda.	10 gal por cada 400-450 bbls 1ra dosis. Posteriormente 5 gal cada 450 bbls

#### 5.1.12. Programa de LWD

La siguiente tabla especifica los sensores utilizados durante toda la perforación contenidos en el BHA:

<b>Tabla 1.10 Sensores del BHA</b>
<b>Inclinación cerca de la barrena</b>
<b>Rayos gamma</b>
<b>Direccional</b>
<b>Presión</b>
<b>VSS</b>
<b>Localizador de colar</b>

El único servicio de evaluación de formación utilizado en este pozo será el de rayos gama. Los otros sensores son para ayudar en el diagnóstico de problemas en el agujero, asegurar el control direccional, y ayudar en la optimización de los parámetros de perforación. Mientras se corre en el agujero, el localizador de colar se puede utilizar para la corrección de profundidad antes del inicio de la perforación. Una junta marcador cerca

del final de la sarta de revestimiento de 5 ½ pg será utilizada para las correcciones de profundidad mientras se corre en el agujero y para la corrección de la profundidad antes del sidetrack en agujero abierto. Además, los registros de rayos gama obtenidos durante la perforación del agujero principal se pueden utilizar para correlacionar la parte superior de la formación Buda mientras se corre en esta.

### 5.1.13. Programa de medición

La siguiente tabla resume los requisitos mínimos del estudio direccional durante la perforación de este pozo.

Tabal 1.11 Requisitos de medición		
Sección	Tipo	Frecuencia
Curva	MWD	• Tan pronto como la separación magnética de la tubería de revestimiento lo permita.
		• Cada 30 ft + chequeos rápidos para monitorear la tasa de construcción
		• Antes de cada extracción del pozo
		• En la sección de la profundidad del objetivo
Lateral	MWD	• Cada 100 ft + chequeos rápidos según sea necesario para verificar la trayectoria
		• Antes de cada extracción del pozo
		• En la sección de la profundidad del objetivo

Si bien las mediciones en la sección lateral puede requerirse cada 100 ft, se recomienda realizar chequeos rápidos para verificar la colocación del pozo.

Además del reconocimiento, un sensor de inclinación cerca de la barrena estará en su lugar dentro de la BHA para permitir la supervisión constante de la desviación.

Las lecturas de inclinación cerca de la barrena y reconocimiento direccional se utilizan para verificar la colocación del sidetrack y para asegurar que se tome la trayectoria adecuada después de realizar viajes.

### 5.1.14. Paquete bajo balance

La siguiente tabla refleja las especificaciones del kit bajo balance por el proveedor de bajo balance:

<b>Tabla 1.12 Equipo del paquete bajo balance</b>	
<b>Separador de cuatro fases</b>	
260 psi MAWP @ -50-200 °F	
Capacidad de 170 bbls	
Separador de 84 pg de ID x 22ft de longitud horizontal	
2 compartimientos de sólidos	
1 compartimiento de crudo	
1 compartimiento de agua	
3 bobinas de burbujeo de 2 pg en cada compartimiento de sólidos y de agua	
Capacidad de gas 100 MMscf/D	
Capacidad de líquido 40,000 bbl/D	
Válvulas y tuberías con bridas y soldadas	
Construido con las especificaciones NACE MR-0175-90	
<b>Manifold</b>	
Doble estrangulador con válvulas de compuerta de 6 pg para 5,000 psi	
2 estranguladores para 5,000 psi de 4 pg	
Línea de flujo secundaria redundante de 4 pg para 5,000 psi	
Colector de muestras de 6 pg para 5,000 psi	
Controlado manualmente o con SCADA	
5,000 psi MAWP @ -20-250 °F	
<b>Quemador de gas residual</b>	
Quemador portable sin ancla de 60 ft x 6 pg	
Línea principal de 6 pg	
2 Líneas de ventilación de 4 pg	
2 Líneas piloto estilo tobera de 2 pg	
1 Línea piloto de 1 pg	
Ascensor hidráulico con válvula de seguridad	
<b>Adquisición de datos</b>	
Medidores de presión de 5,000 psi y 800 psi	
Medidor de flujo de gas de 6 pg y 3pg	
2 válvulas de contrapresión de 4 pg	
Radar de onda guiada para interface agua-aceite	
Mirilla de nivel de gases	
Mirillas magnéticas para aceite y agua	

5.1.15. Equipo de prevención de reventones

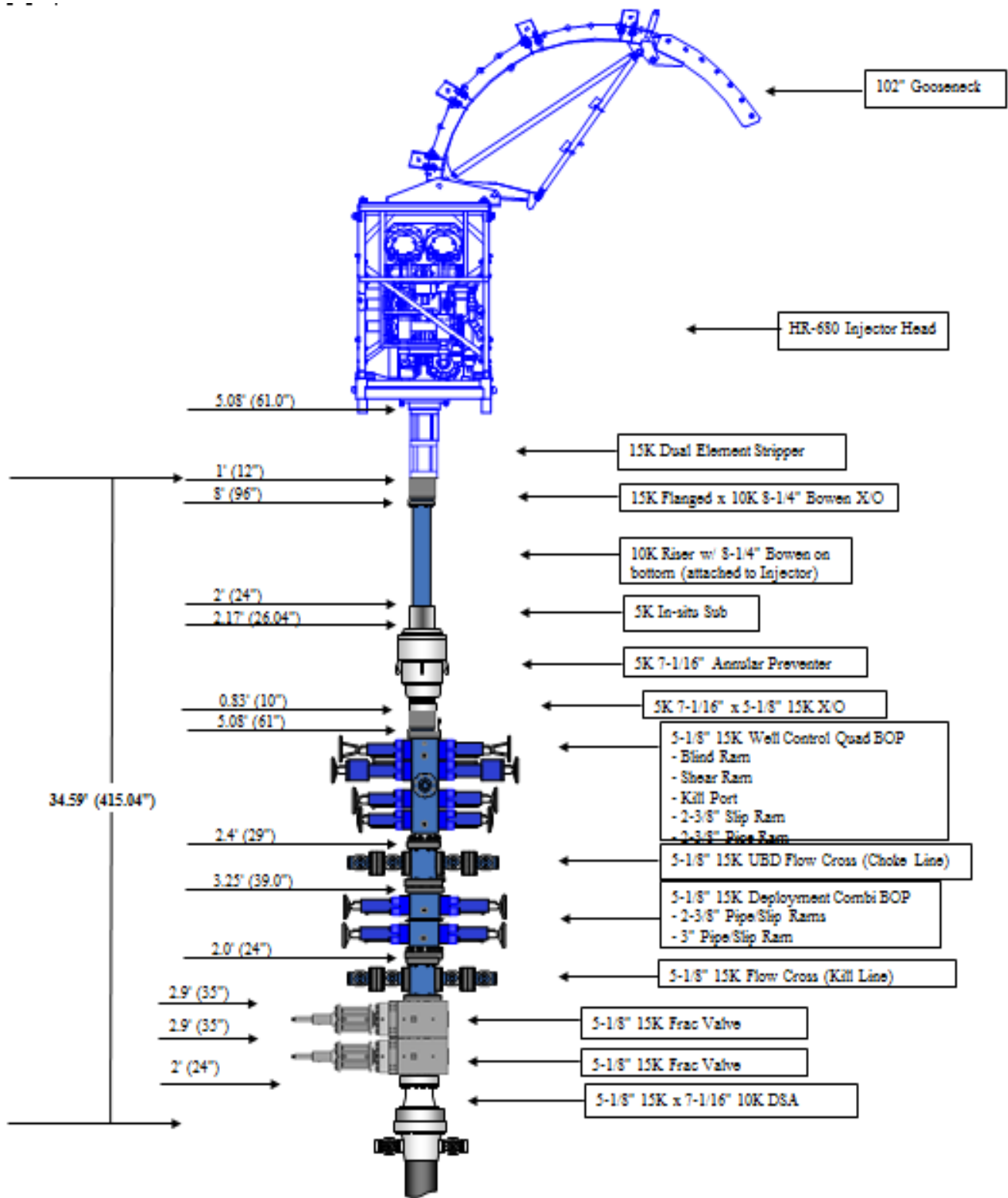


Fig. 1.8 Arreglo típico superficial durante operaciones de perforación

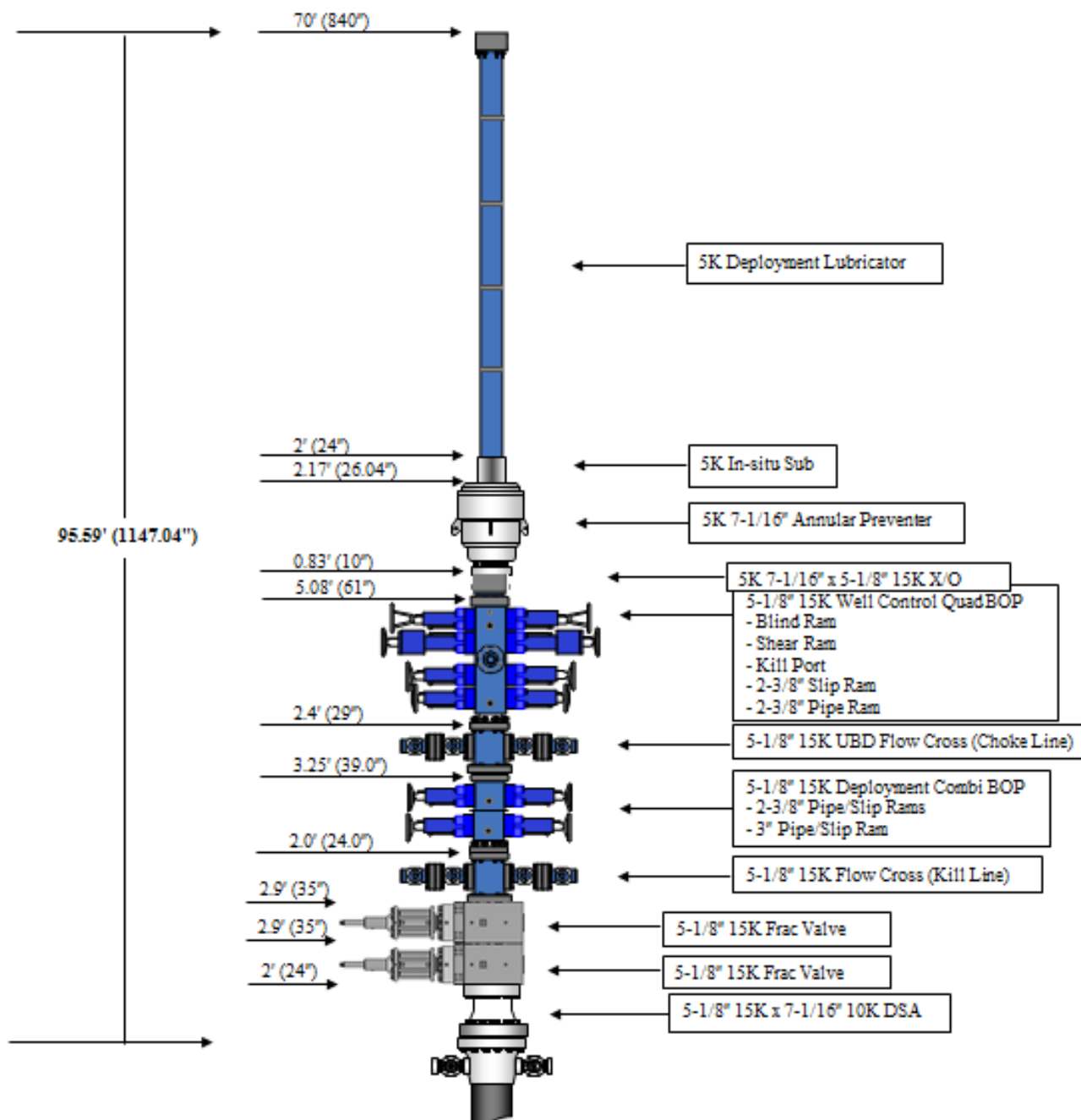


Fig. 1.9 Arreglo típico superficial durante operaciones de despliegue/repliegue del BHA

### 5.1.16. Pruebas de presión y procedimientos de control de pozo

#### Pruebas de presión del BOPE

Todos los componentes del equipo de preventores de reventón y equipo de control de presión, es decir, válvulas del manifold, líneas de matar y de estrangulamiento, válvulas de salidas laterales, válvulas de seguridad, válvulas en boca de pozo, deben ser probadas al menos cada 14 días. Se permiten periodos de más de 14 días (hasta 21 días) sin

realizar dichas pruebas si las operaciones en curso no lo permiten. También se realizarán pruebas a los componentes cada vez que estos sean separados del conjunto y al inicio de cada pozo.

### Procedimientos de control de pozo

Un tanque frac de 500 bbl que contiene salmuera para matar el pozo de 10 ppg estará en el lugar en todo momento. Si las presiones superficiales se acercan a la presión máxima permisible del equipo de boca de pozo, de la formación de Buda, o si se detecta una fuga en la superficie y no puede ser aislado utilizando los equipos de control de presión, la presión en superficie debe ser reducida antes de avanzar a la siguiente tarea.

#### 5.1.17. Simulacros de emergencia

A continuación se muestra la frecuencia mínima requerida de los simulacros por equipo.

Tabla 1.13 Frecuencia de simulacros de emergencia	
Simulacro planeado	Frecuencia
Reunión / rescate	Una vez por semana
Cierre de emergencia del pozo	Simulacro ante del arranque de cada pozo y cada 2 semanas, simulacro real antes cada vez que se corra dentro del pozo
Contratiempo en procediendo manual	
Simulacro de incendio	Una vez cada 2 semanas
Derrame de aceite	
Simulacro de ruptura del carrete	Una vez cada nueva locación del pozo
Simulacro de desastre (huracán, tornado)	
Hombre menos / evento no simulado	Cada 6 meses

La fecha, la hora y los resultados de cada ejercicio deben ser documentados en los informes diarios.

#### 5.1.18. Gradiente de presión de formación

La siguiente tabla muestra el gradiente de presión y fractura esperada para la formación Buda. Estos valores se determinaron a través de registros de fondo del pozo y análisis de núcleos.

Tabla 1.14 Gradientes de la formación Buda y ventana de lodo		
Formación Buda	Gradiente (psi/ft)	EMW (ppg)
Gradiente de presión	0.41	8.0
Gradiente de fractura	0.71	13.6
Ventana de lodo para UBD		
Densidad del crudo	0.38	7.3
Min ECD	0.33	6.3
Max ECD	0.38	7.3



**Nota:** En relación con la máxima ECD, cuando se perfora en dos fases, se debe mantener una presión en boca de pozo de más de 150 psi para evitar la expansión descontrolada de nitrógeno en la superficie, lo que podría resultar en daños a la tubería de línea de flujo superficial. En relación con la mínima ECD, la formación de Buda no ha mostrado signos de colapso o desprendimiento relacionados con la reducción de presión en pozos anteriores.

### 5.1.19. Perfil tiempo- profundidad

El siguiente gráfico traza el tiempo estimado necesario para perforar un pozo doble lateral. En este gráfico, los días operacionales son graficados frente total de pies perforados.

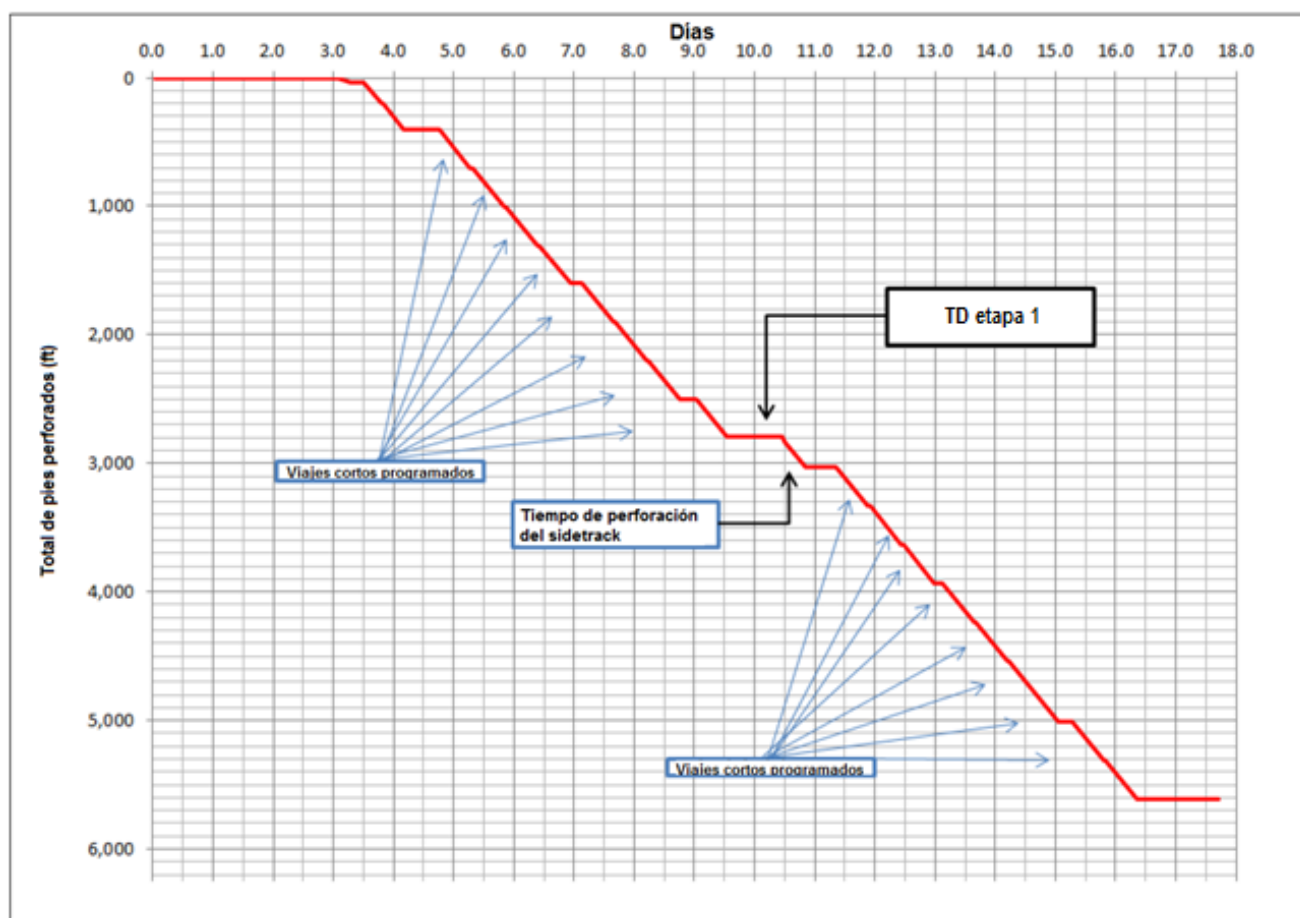


Fig. 1.10 Tiempo contra el total de pies perforados para el Schubert AB doble lateral

### 5.1.20. Operaciones desglosadas

La siguiente tabla muestra las principales tareas y operaciones involucradas en todo el pozo y el tiempo estimado necesario para realizarlas. El tiempo frente a la curva de profundidad de la sección anterior se ha generado utilizando los valores siguientes.

Tabla 1.15 Desglose de operaciones

Etapa	Prof. (ft)	Total perforado (ft)	Duración (hrs)	Duración (días)	Acum. (hrs)	Acum. (días)	Operación / comentarios
Instalación de la unidad	5940.0	0.0	0.9	0.0	0.9	0.0	Equipo UBD y tanques ya en locación Checar WHP y verificar volumen en tanques Medir altura de la cabeza del pozo sobre GL Convocar a PJSM para descarga e instalación
	5940.0	0.0	0.5	0.0	1.4	0.1	Colocar 3er grúa y extender estabilizadores
	5940.0	0.0	0.9	0.0	2.3	0.1	Descargar vigas H de la estructura y colocar centrado en la cabeza del pozo, asegurar la dirección horizontal primaria de dirección que estará delante de la unidad de CT
	5940.0	0.0	0.5	0.0	2.8	0.1	Descargar la primera sección de la estructura de 8 ft, colocar sobre las vigas H
	5940.0	0.0	0.5	0.0	3.3	0.1	Mover la grúa de tubería y manifold y colocarla cerca de la estructura
	5940.0	0.0	0.8	0.0	4.1	0.2	Descargar los componentes de BOP de los camiones de equipo de tubería
	5940.0	0.0	0.4	0.0	4.5	0.2	Ensamblar el BOP combinado a la cruz de flujo inferior en el suelo
	5940.0	0.0	0.5	0.0	5	0.2	P/U BOP combinado/cruz de flujo inferior y M/U a la válvula frac superior
	5940.0	0.0	0.4	0.0	5.4	0.2	P/U la segunda sección de 8 ft de la estructura y colocar en la sección de inferior de 8ft
	5940.0	0.0	0.6	0.0	6	0.3	P/U BOP cuádruple y M/U a la cruz de flujo superior
	5940.0	0.0	0.5	0.0	6.5	0.3	P/U cruz de flujo superior y M/U a la superficie de los combinados
	5940.0	0.0	0.5	0.0	7	0.3	P/U BOP cuádruple y M/U con la parte superior de la cruz de flujo superior
	5940.0	0.0	0.6	0.0	7.6	0.3	P/U el preventor anular y sub in-situ y M/U con la parte superior del BOP cuádruple
	5940.0	0.0	0.5	0.0	8.1	0.3	P/U 4 ft de la sección de estructura y colocarla en la segunda sección de 8 ft
	5940.0	0.0	1.9	0.1	10	0.4	instalar el pasillo interior y exterior de la estructura
	5940.0	0.0	0.9	0.0	10.9	0.5	P/U y M/U la sección final de 8ft de la estructura e instalar los pasillos interiores
	5940.0	0.0	1.3	0.0	12.2	0.5	P/U y M/U la porción más alta de la estructura y adaptador inyector para la superficie de la plataforma
	5940.0	0.0	0.4	0.0	12.6	0.5	Ancar la estructura con cables
	5940.0	0.0	0.2	0.0	12.8	0.5	Bajar almohadillas de contención
	5940.0	0.0	0.4	0.0	13.2	0.6	Mover la unidad de CT a su posición
	5940.0	0.0	0.5	0.0	13.7	0.6	Llegada del equipo y N/U el conjunto de BOPs Asegurar el interior de la estructura con cadenas
	5940.0	0.0	15.0	0.5	28.7	1.2	Descanso nocturno (si es necesario)
	5940.0	0.0	0.8	0.0	29.5	1.2	Llegar a la locación y convocar a una PJSM para el levantamiento crítico del inyector, platas de iluminación listas para operaciones las 24 hrs
	5940.0	0.0	1.9	0.1	31.4	1.3	Con la 3er parte de la grúa, levantar el inyector fuera de la plataforma y elevar sobre el nivel del suelo, M/U con el stripper dual y riser de 8 ft
	5940.0	0.0	2.3	0.1	33.7	1.4	Correr CT a través del stripper y riser, M/U el conector de tubería. Tirar y probar con presión el conector
	5940.0	0.0	1.8	0.1	35.5	1.5	Levantar el inyector a la parte superior de la estructura y asegurarlo al adaptador del inyector con cadenas. Bajar la estructura para asegurarse de que el riser pueda atornillarse con el conjunto in-situ
	5940.0	0.0	2.2	0.1	37.7	1.6	Instalar manifold de bombeo de 2pg en el suelo
	5940.0	0.0	2.5	0.1	40.2	1.7	Instalar metal para BOP
	5940.0	0.0	2.5	0.1	42.7	1.8	Instalar metal para tanques y fluido de 2 pg Personal de UBD para M/U línea de flujo de la cruz superior M/U mangueras para los tanques Abrir escotilla del tanque de agua para prueba de presión
	5940.0	0.0	0.9	0.0	43.6	1.8	Llevar el lubricador de despliegue y LWD cabina de trabajo/herramienta al área de ensamblaje
5940.0	0.0	0.6	0.0	44.2	1.8	Mover TMV a su posición	
5940.0	0.0	0.6	0.0	44.8	1.9	Levantar el panel controlador del lubricador al piso de la unidad y correr líneas hidráulicas	
5940.0	0.0	1.5	0.1	46.3	1.9	Ancrar todas las líneas de presión alta	
5940.0	0.0	2.5	0.1	48.8	2.0	Alinear el tanque de agua, preparar para prueba de presión Llenar el carrete con agua, M/U conector de tubería Probar el conector con tensión y presión	
5940.0	0.0	5.3	0.2	54.1	2.3	Gestión de tubería flexible	
Pruebas de presión	5940.0	0.0	2.8	0.1	56.9	2.4	P/U inyector, M/U riser de 8 ft, introducir el riser in-situ Prueba de presión a los sellos de 2 3/8 pg de tubería/deslizante, anular
	5940.0	0.0	1.4	0.0	58.3	2.4	Extraer tubería de 2 3/8pg del agujero con la unidad de CT en el riser de 8 ft Conectar a las líneas de matar
	5940.0	0.0	5.0	0.2	63.3	2.6	Purgar presión, separar el inyector, bajar riser de 8 ft

						M/U barra recta de 3 pg- tobera, M/U riser de 8 ft al inyector Correr dentro del agujero, cerrar en la barra recta los sellos de tubería y deslizando de 3 pg y probar		
	5940.0	0.0	3.8	0.1	67.1	2.8	Terminar prueba de válvulas en el conjunto	
	5940.0	0.0	2.8	0.1	69.9	2.9	Realizar pruebas de presión al manifold de estrangulamiento de UBD	
Operaciones de perforación	Lateral 1	5940.0	0.0	1.1	0.0	71	3.0	Bajar el inyector, quitar el riser de 8 ft y almacenar el inyector Armar el BHA en el suelo, sacar el lubricador Con la grúa P/U el lubricador, introducirlo in-situ
		5940.0	0.0	3.1	0.1	74.1	3.1	Prueba de gas Prueba de presión de los sellos del sub in-situ Operaciones de despliegue de presión
		5940.0	0.0	1.3	0.0	75.4	3.1	Conectar con los tanques de crudo Correr dentro del agujero hasta el collar flotador de cemento
		5968.1	28.1	3.8	0.1	79.2	3.3	Moler el shoetrack
		5972.1	32.1	1.5	0.1	80.7	3.4	Perforar 4 ft de agujero de ratón Prueba de aislamiento de tubería de revestimiento/ FIT
		5972.1	32.1	1.3	0.0	82	3.4	Sacar del agujero con el BHA de molienda
		5972.1	32.1	2.5	0.1	84.5	3.5	Operaciones de repliegue de presión
		5972.1	32.1	1.3	0.0	85.8	3.6	M/U BHA para sección curva Introducir en el lubricador, P/U con la grúa P/U BHA
		6141.0	201.0	7.0	0.2	92.8	3.9	Perforar la sección curva de 5,973 ft a 6,141 ft
		6141.0	201.0	0.5	0.0	93.3	3.9	Viaje de limpieza a la zapata
		6343.0	403.0	8.4	0.3	101.7	4.2	Perforar curva de 6,141 ft a 6,343 ft
		6343.0	403.0	1.1	0.0	102.8	4.3	Circular el pozo
		6343.0	403.0	2.0	0.1	104.8	4.4	Extraer del agujero
		6343.0	403.0	2.5	0.1	107.3	4.5	Operaciones de repliegue de presión
		6343.0	403.0	1.3	0.0	108.6	4.5	M/U motor lateral con BHA lateral Introducir en el lubricador P/U con la grúa P/U BHA
		6343.0	403.0	3.8	0.1	112.4	4.7	Operaciones de despliegue de presión
		6343.0	403.0	1.3	0.0	113.7	4.7	M/U riser de 8 ft en el inyector, introducir el riser in-situ Prueba de presión in-situ
		6343.0	403.0	2.2	0.1	115.9	4.8	Correr en el agujero
		6643.0	703.0	12.5	0.4	128.4	5.4	Perforar de 6,343 ft a 6,643 ft
		6643.0	703.0	0.8	0.0	129.2	5.4	Viaje de limpieza
		6943.0	1003.0	12.5	0.4	141.7	5.9	Perforar de 6,643 ft a 6,943 ft
		6943.0	1003.0	0.8	0.0	142.5	5.9	Viaje de limpieza
		7243.0	1303.0	12.5	0.4	155	6.5	Perforar de 6,943 ft a 7,243 ft
		7243.0	1303.0	0.8	0.0	155.8	6.5	Viaje de limpieza
		7543.0	1603.0	12.5	0.4	168.3	7.0	Perforar de 7,243 ft a 7,543 ft
		7543.0	1603.0	4.4	0.1	172.7	7.2	Viaje de limpieza a través de la sección de construcción
		7843.0	1903.0	12.5	0.4	185.2	7.7	Perforar de 7,543 ft a 7,843
		7843.0	1903.0	0.8	0.0	186	7.8	Viaje de limpieza
		8143.0	2203.0	12.5	0.4	198.5	8.3	Perforar de 7,843 ft a 8,143 ft
		8143.0	2203.0	0.8	0.0	199.3	8.3	Viaje de limpieza
		8443.0	2503.0	12.5	0.4	211.8	8.8	Perforar de 8,143 ft a 8,443 ft
		8443.0	2503.0	6.9	0.2	218.7	9.1	Viaje de limpieza a través de la sección de construcción
		8731.0	2791.0	12.0	0.4	230.7	9.6	Perforar de 8,443 ft a 8,731 ft (TD)
		8731.0	2791.0	1.3	0.0	232	9.7	Circular el pozo
8731.0	2791.0	4.9	0.2	236.9	9.9	Extraer del agujero		
8731.0	2791.0	2.5	0.1	239.4	10.0	Operaciones de repliegue		
Lateral 2	5968.1	2791.0	1.3	0.0	240.7	10.0	M/U motor de construcción con BHA Introducir en el lubricador, P/U con grúa P/U BHA	
	5968.1	2791.0	2.5	0.1	243.2	10.1	Operaciones de despliegue de presión	
	5968.1	2791.0	1.3	0.0	244.5	10.2	M/U riser de 8 ft al inyector, introducir riser in-situ Prueba de presión in-situ	
	5968.1	2791.0	1.3	0.0	245.8	10.2	Correr en el agujero a la junta marca, correlación con CCL Corregir profundidad	
	5968.1	2791.0	0.3	0.0	246.1	10.3	Correr en el agujero hasta el punto de sidetrack	
	5968.1	2791.0	2.5	0.1	248.6	10.4	Perforar 30 ft antes del punto de sidetrack	
	5968.1	2791.0	4.4	0.1	253	10.5	Perforación controlada para la salida del sidetrack	
	6015.0	2837.9	1.0	0.0	254	10.6	Conseguir separación del agujero principal Perforar siguiendo el plan de 5,968 ft a 6,015 ft	
	6209.0	3031.9	8.1	0.3	262.1	10.9	Perforar de 6,015 ft a 6,209 ft	
	6209.0	3031.9	1.0	0.0	263.1	11.0	Circular el pozo	
	6209.0	3031.9	2.6	0.1	265.7	11.1	Sacar del agujero	
	6209.0	3031.9	2.5	0.1	268.2	11.2	Operaciones de repliegue	
	6209.0	3031.9	1.0	0.0	269.2	11.2	M/U motor lateral con BHA Introducir en el lubricador, P/U con grúa P/U BHA	
	6209.0	3031.9	2.5	0.1	271.7	11.3	Operaciones de despliegue de presión	
	6209.0	3031.9	0.6	0.0	272.3	11.3	M/U riser de 8 ft en el inyector, introducir riser in-situ	

							Prueba de presión in-situ
	6209.0	3931.9	1.8	0.1	274.1	11.4	Correr en el agujero hasta la junta marca, correlación de CCL Corregir profundidad
	6209.0	3031.9	0.3	0.0	274.4	11.4	Correr en el agujero hasta el punto de sidetrack
	6209.0	3031.9	0.3	0.0	274.7	11.4	Correr en el agujero hasta el final del giro Organizar parámetros
	6509.0	3331.9	12.5	0.4	287.2	12.0	Perforar de 6,209 ft a 6,509 ft
	6509.0	3331.9	0.8	0.0	288	12.0	Viaje de limpieza
	6809.0	3631.9	12.5	0.4	300.5	12.5	Perforar de 6,509 ft a 6,809 ft
	6809.0	3631.9	0.8	0.0	301.3	12.6	Viaje de limpieza
	7109.0	3931.9	12.5	0.4	313.8	13.1	Perforar de 6,809 ft a 7,109 ft
	7109.0	3931.9	3.0	0.1	316.8	13.2	Viaje de limpieza a través de la sección de construcción
	7409.0	4231.9	12.5	0.4	329.3	13.7	Perforar de 7,109 ft a 7,409 ft
	7409.0	4231.9	0.8	0.0	330.1	13.8	Viaje de limpieza
	7709.0	4531.9	12.5	0.4	342.6	14.3	Perforar de 7,409 ft a 7,709 ft
	7709.0	4531.9	0.8	0.0	343.4	14.3	Viaje de limpieza
	8184.0	5006.9	19.8	0.7	363.2	15.1	Perforar de 7,709 a 8,184 ft
	8184.0	5006.9	5.5	0.2	368.7	15.4	Viaje de limpieza a través de la sección de construcción
	8484.0	5306.9	12.5	0.4	381.2	15.9	Perforar de 8,184 ft a 8,484 ft
	8484.0	5306.9	0.8	0.0	382	15.9	Viaje de limpieza
	8784.1	5607.0	12.5	0.4	394.5	16.4	Perforar de 8,484 ft a 8784.09 (TD)
	8784.1	5607.0	1.1	0.0	395.6	16.5	Circular el pozo
	8784.1	5607.0	3.1	0.1	398.7	16.6	Extraer del agujero
	8784.1	5607.0	3.1	0.1	401.8	16.7	Operaciones de repliegue
<b>Purgar</b>	8784.1	5707.0	3.8	0.1	405.6	16.9	Purgar la tubería con agua Bajar el lubricador Recuperar el BHA del lubricador Desarmar el BHA
	8784.1	5607.0	2.5	0.1	408.1	17.0	Flujo de retorno del pozo
	8784.1	5607.0	2.5	0.1	410.6	17.1	Cerrar las válvulas frac Purgar el equipo y líneas de UBD
<b>Desinstalación</b>	8784.1	5607.0	2.5	0.1	413.1	17.2	Desmontar el BOP
	8784.1	5607.0	6.3	0.2	419.4	17.5	Desarmar el BOP Remover la plataforma de trabajo
	8784.1	5607.0	0.8	0.0	420.2	17.5	Instalar night cap en el pozo, entregar a FB O&G
	8784.1	5607.0	5.3	0.2	425.5	17.7	Cargar todos los camiones de CT
	8784.1	5607.0	2.9	0.1	428.4	17.9	Salir de la locación

**5.1.21. Hoja de distribución de equipo**

El equipo debe estar visible en la locación en una disposición representada por la siguiente ilustración. El equipo y el espaciamento en el equipo están a escala. Adicionalmente las viviendas del equipo serán sacadas de la locación debido a la posibilidad de ácido sulfhídrico asociado a los pozos perforados en la formación Buda.

Al instalar la unidad de perforación, se debe asegurar que el operador de tubería flexible tenga línea de visión del quemador.

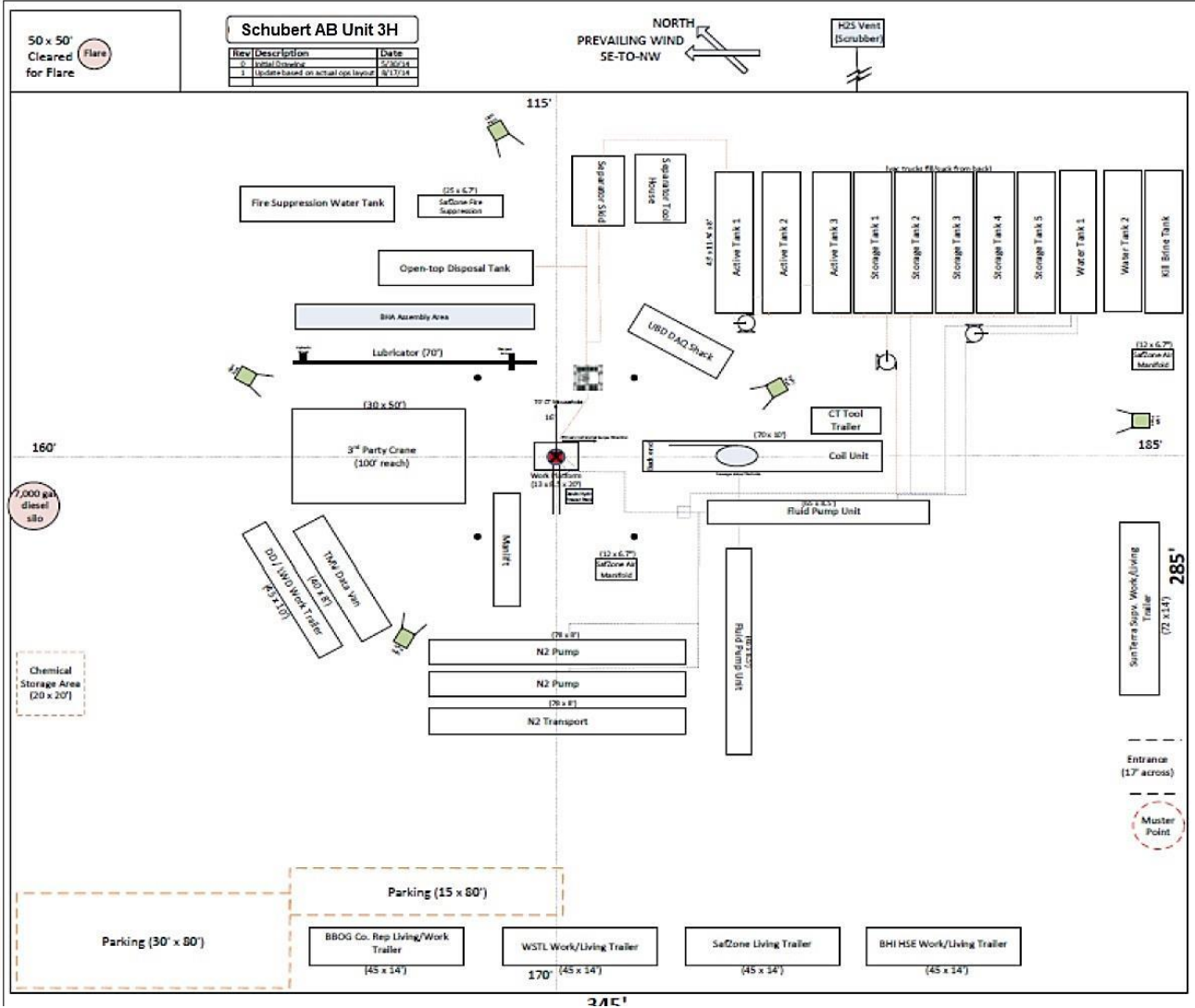


Fig. 1.11 Disposición planificada para el equipo

## **5.2. Riesgos operativos potenciales**

### **5.2.1. Presencia de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S)**

Para el pozo planeado se espera un máximo de 20,000 ppm de H<sub>2</sub>S, por esta razón el pozo será tratado como si se tuviera la concentración máxima. Todo el personal debe portar un monitor de H<sub>2</sub>S mientras se encuentre en la locación y se deberán tener mangas de viento en lugares visibles, así como contar con sistemas de respiración para casos de emergencia.

Además de los riesgos atmosféricos asociados a la salud y seguridad del personal, la presencia de sulfuro puede generar daños en el equipo, por lo que se bombeara el eliminador de H<sub>2</sub>S al sistema como ya se mencionó anteriormente.

### **5.2.2. Perdidas de circulación**

La pérdida de circulación es frecuente durante la perforación de la formación Buda. Pozos vecinos han observados perdidas que exceden los 1,100 bbls al cabo de 12 horas. El proveedor de bajo balance monitoreara continuamente los volúmenes en los equipos superficiales para asegurar la capacidad de continuar con la perforación. El objetivo es mantener retornos consistentes para el reciclaje del crudo producido como fluido de perforación, pero si los volúmenes del fluido activo y el almacenado disminuyen considerablemente, se requerirá de un periodo retorno de flujo para recuperar el fluido perdido. En caso de ser necesario se puede solicitar el envío de crudo a la locación para llenar los tanques de crudo.

### **5.2.3. Pega de tubería**

Durante la perforación bajo balance de la formación Buda, es poco probable que ocurra una pegadura por presión diferencial. La adherencia mecánica debido a la alta severidad de dogleg, mala limpieza del pozo, o una pobre salida de recortes del sidetrak, son los principales riesgos para que ocurra una pegadura o se atasque la tubería en este pozo. Se debe tener cuidado y paciencia para asegurar la limpieza del agujero principal y el lateral.

### **5.2.4. Limpieza pobre del agujero**

En todo momento durante la perforación, se tratara de maximizar las tasas de flujo de la fase líquida para ayudar a levantar los recortes en el espacio anular vertical. Si las tasa de inyección de nitrógeno deben aumentar para reducir la presión de fondo y la presión de bombeo del carrete debe ser reducida, se debe mantener el máximo gasto de líquido posible.

Durante la perforación se seguirá el cronograma de viajes de limpieza de rutina. Cada 300 ft de roca perforada requerirá de un viaje de limpieza. Se pueden realizar viajes más constantes en caso de que se presente algún problema o se considere que se requiera.

### **5.2.5. Atascamiento por fricción**

Mientras la perforación de los laterales avanza, la fuerza de fricción comenzaran a perturbar significativamente la transferencia de peso de la sarta al barrena. La ocurrencia adicional de doglegs, alta tortuosidad, limpieza pobre del agujero y factores de fricción de la formación pueden afectar la transferencia de peso a la barrena. Adicionalmente se pueden formar camas de recortes en secciones inclinadas del pozo. Estas acumulaciones son especialmente difíciles de manejar después de alcanzar los 60° de desviación y con el incremento del diámetro anular. Estas camas de recortes pueden reducir la cantidad de peso que llega a la barrena.

### **5.2.6. Control direccional pobre**

Debajo de la formación Buda se encuentra la formación Del Rio, una formación que es muy propensa a desprendimiento y colapso. Se debe tener cuidado para controlar la trayectoria del pozo para evitar entrar a la formación Del Rio. Por tal razón se ha planeado que los laterales queden a una buena distancia de la parte inferior de la formación Buda. Del mismo modo se debe tener cuidado con el ángulo de desviación para que no se perfora la formación superior que corresponde a la Eagleford.

En caso de perforar la formación Del Rio es probable que esa sección sea abandonada, taponada y se realice una nueva desviación lateral.

### **5.2.7. Fallas en el equipo**

La recirculación de fluidos producidos, a partir de un pozo propenso a producir ácido sulfhídrico, crea la posibilidad de corrosión acelerada de la CT, la trayectoria de flujo del conjunto de BOP, elementos de sellado de elastómero y componentes internos del BHA. Para limitar los efectos de corrosión relacionados con el H<sub>2</sub>S, se añadirán inhibidores de corrosión y eliminadores al sistema de flujo activo.

La inyección del nitrógeno necesario para mantener las condiciones bajo balance tiene el potencial de incrementar las vibraciones del BHA en el fondo del pozo. El nitrógeno pasa a través del motor de fondo, por lo que puede provocar problemas relacionados con el hinchamiento de los elastómeros después de largos tiempos expuestos al nitrógeno.

### 5.2.8. Mitigación de riesgos operacionales y pasos a seguir

La siguiente tabla resume los riesgos operacionales primarios y las acciones generales de mitigación.

Tabla 2.1 Riesgos operacionales y plan de mitigación			
Riesgos	Posible causa	Plan de mitigación	Si se presenta el incidente
<b>Ácido sulfhídrico en superficie (H<sub>2</sub>S)</b>	-Fuga en el conjunto o sistema de retorno -Fuga en bombas de fluido -Fuga en el patio de tanques	-Apropiado entrenamiento para todo el personal -Todo el personal requiere un detector de gas -Alarmas y sensores de H <sub>2</sub> S fijos -Suministro de aire disponible en todas las zonas de peligro -Profesionales de seguridad con H <sub>2</sub> S en el lugar -Ejercicios de seguridad regulares -Mangas de viento claramente visibles -Establecer puntos primarios y secundarios de reunión	-Cerrar el pozo (matar el pozo si hay fuga en el conjunto) -Ver dirección del viento -Seguir los procedimientos de seguridad -Acudir al punto de reunión -Realizar conteo -Evacuar si es necesario
<b>Perdida de circulación</b>	-Pérdida de bajo balance -Tasa de líquido muy alta -Tasa de nitrógeno muy baja -Mala gestión del ECD -Intercepción de un conjunto de fracturas naturales -Perforar dentro de una zona deplegada	-Sub de rendimiento de perforación (BHP, monitor de ECD) -Inyección de nitrógeno -Seguir los procedimientos de limpieza (gestión de ECD) -Administrar la tasa de penetración	-Reducir la tasa de líquido -Aumentar la tasa de nitrógeno -Vigilar la presión dominada por fricción -Si es necesario, realizar un periodo de flujo de retorno -Ajustar el horario de viajes de limpieza (si es aplicable)
<b>Pegadura de tubería</b>	-Pérdida temporal de bajo balance -Limpieza pobre -Salida del sidetrack pobre	-Mantener la inyección de nitrógeno para bajo balance -Programa regular de viajes de limpieza -Revisión frecuente de peso -Tiempo y paciencia para la salida de recortes	-Mantener la circulación -Disminuir la presión anular (si es diferencial) -Incrementar la tasa de flujo de líquido (si la limpieza es pobre) -Reductores de fricción metal-metal y barridos de gel -Ajustar el peso -Realizar punto libre -Tirar de la tubería -No superar el 80% de la resistencia de la tracción/tensión del inyector -Modelo de presión de colapso permisible bajo tensión -Contactar a FB O&G, ops, Ing para discutir -Activar el desconector electrónico (EDC)
<b>Limpieza del agujero pobre</b>	-Tasa de flujo de líquido inadecuada -Poca frecuencia de viajes de limpieza -Detener la perforación	-Perforar con el flujo máximo de líquido posible -Fomentar la producción con control del BHP -Horario regular de viajes de limpieza -Monitorear BHP, ECD con el sub de rendimiento de perforación -Revisión frecuente de peso -Modelado de limpieza del pozo	-Aumentar la tasa de flujo de líquido -Mantener bajo balance -No exceder los límites de trabajo del PDM -Aumentar la frecuencia y disminuir la velocidad de los viajes de limpieza -Incrementar la tasa de nitrógeno, fomentando la descarga del pozo -Si es necesario, reducir el ROP
<b>Atascamiento por fricción</b>	-Alta severidad de dogleg -Tortuosidad del agujero -Alto coeficiente de fricción de formación alto -Los sólidos acumulados forman una cama, colgamiento de la tubería	-Seguir plan direccional -Límites innecesarios de dogleg y tortuosidad -Utilizar motor rib-steered, cuando esté disponible -Aditivo lubricador al sistema activo -Seguir procedimientos de limpieza del agujero	-Tirar, correr dentro- intentar distribuir el peso a la barrena -Aumentar frecuencia de viaje de limpieza a velocidades controladas -Aumentar concentración de aditivo lubricador -Monitoreo de tracción disponible en el BHA -Convocar a FB O&G, Ops, Ing.
<b>Control direccional pobre</b>	-Tendencia de construcción/ descenso/ recorrido de la formación -Errores -Ajuste de curva del motor -Incompatibilidad motor-barrena	-Comunicación con el operador de geonavegación -Ajustar los parámetros de motor curvatura/perforación -Motor de baja velocidad para estabilidad de la barrena	-No salir del fondo de Buda -Si está cerca del fondo, contactar a FB O&G, Ops, Ing -Plan para lograr la TD de la sección, intentar un nuevo sidetrack -Extraer del pozo, cambiar motor con diferente ángulo AKO
<b>Falla del equipo</b>	-Altas vibraciones (BHA) -Presencia de H <sub>2</sub> S en el crudo de recirculación -Funcionamiento fuera de las especificaciones	-Monitoreo VSS con sub de rendimiento de perforación (BHA) -Nitrógeno criogénico -Inhibidor de corrosión exterior de tubería -Inhibidor de corrosión interior de tubería -Enjuague de lubricador, conjunto, y cabezal del pozo cada viaje -No exceder las especificaciones operacionales -Mantener respaldos -Pruebas de funcionamiento regulares	-Reducir las tasas de nitrógeno, si es posible (BHA) -Alterar parámetros de perforación -Incrementar la tasa del químico de tratamiento de H <sub>2</sub> S -Circular para limpiar el crudo, si es posible -Contactar FB O&G, ops, ing y discutir pasos a seguir



### **5.3. Riesgos operacionales a la salud, seguridad y medio ambiente**

#### **5.3.1. Riesgos generales a la salud, seguridad y medio ambiente**

Todo el personal tiene la autoridad de parar el trabajo en cualquier momento.

Apegarse a todos los procedimientos de seguridad del operador MDC en todas las operaciones.

Existen presiones altas en las líneas de bombeo en toda operación. Por esta razón, no debe haber elevadores de la grúa sobre las líneas de alta presión. Por otra parte, el personal no debe tratar de pasar sobre las líneas de contención de presión.

Se producirán hidrocarburos, mismos que se almacenarán en superficie para su recirculación. Esto representa un riesgo mayor de incendio que en operaciones típicas de perforación.

Si el sistema de auto ignición de quemador no se encuentra disponible, la tubería flexible se tirara hasta la zapata y el pozo se cerrara para permitir realizar las reparaciones necesarias.

En caso de que se presenten condiciones climáticas adversas que podrían suponer un peligro para la seguridad del personal, las operaciones serán suspendidas temporalmente hasta que las condiciones meteorológicas adversas mejoren. Si esto ocurre, el jefe de equipo en la locación discutirá las condiciones con los supervisores de líneas de producción y el consultor operador, para determinar si hay la necesidad de detener las operaciones. Esto será especialmente importante mientras se iza el lubricador de despliegue de presión sobre el centro del pozo en operaciones de despliegue o extracción. No se podrán realizar operaciones de elevación si la velocidad del viento es mayor a 25 mph. Consultar con el operador de la grúa y jefe de equipo antes de realizar las operaciones de izado para verificar la velocidad del viento.

Debido a la naturaleza de las operaciones, las cargas aéreas estarán presentes durante las operaciones de despliegue y repliegue. Verificar siempre que las etiquetas de las líneas usadas sean claras durante el izado y que todo el personal tenga clara la trayectoria de elevación prevista.

Nunca caminar por debajo de un objeto suspendido o colocarse entre un objeto en movimiento y una estructura fija. Siempre tener una trayectoria de escape prevista mientras se trabaja de cargas en movimiento o suspendidas.

Antes de cualquier operación, es necesario llevar a cabo una reunión de seguridad previa al trabajo con el personal involucrado en la operación asegurándose que realicen lo siguiente:

- Introducción a la operación con todas las partes involucradas.
- Discutir los objetivos de la operación.

- Determinar el plan de acción y los pasos necesarios para llevar a cabo el trabajo.
- Discutir abiertamente los momentos críticos de su trabajo.
- Identificar los riesgos/peligros, plan de mitigación y controles.
- Destacar la importancia de una comunicación clara, la comprensión y atención mientras se realiza el trabajo.
- Determinar el plan de respuesta de emergencias.

### **5.3.2. Seguridad contra sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S)**

Estarán presentes especialistas en seguridad contra H<sub>2</sub>S durante todas las operaciones. Seguir todos los procedimientos de seguridad de MDC y el operador en todo momento. Aparatos de respiración con suministro de aire (SABAs) estarán en la locación y serán utilizados en todas las operaciones que requiera personal en lugares con potenciales asentamientos de H<sub>2</sub>S (por ejemplo, en la plataforma de trabajo/ BOP, entre los tanques). Mientras se trabaje en estos lugares, el personal debe estar acompañado por un profesional de seguridad en el lugar, usar “sistema compañero”.

En la plataforma de trabajo, un especialista de H<sub>2</sub>S inspeccionara el área antes de que cualquier personal trabaje en ella, y permanecerá en ésta área como monitor hasta que el trabajo se haya completado. El personal tendrá un SABA con ellos en todo momento listo para usarse. Un mínimo de 2 personas serán requeridas en la plataforma para cualquier tarea realizada para actuar como “compañero”.

Junto con el suministro de aire, se tendrá a disposición un equipo de respiración autónomo (SCBA), el equipo de escape será colocado en varios lugares, incluyendo la cabina del carrete, patín del separador y cabina de trabajo. Estos están solo para ser utilizados como un medio de suministro de aire en un escenario de escape, lo que significa que ningún trabajo se realizara mientras se utilizan los paquetes de escape. En caso de que suenen las alarmas de H<sub>2</sub>S/LEL, todas las personas deberán ponerse su SCBA y esperar en el punto de reunión apropiado, dependiendo de la dirección del viento actual.

### **5.3.3. Seguridad contra incendios**

Las operaciones se llevaran a cabo en un entorno de pozo vivo con el crudo que se produce en superficie, almacenado y recirculado. Estarán presentes especialistas en seguridad contra incendios durante todas las operaciones y se tendrán equipo de extinción de incendios en el lugar, con especial concentración en los alrededores del equipo de separación y patio de tanques.

Es importante vigilar la presión de vapor Reid (RVP) durante toda la operación de perforación, ya que los fluidos de perforación son naturalmente volátiles y cambian dinámicamente debido a las condiciones de flujo hidráulico y de yacimiento. Un límite operacional seguro se ha establecido utilizando las mejores prácticas y estándares de ingeniería, este límite está definido por RVP<5 psig. Se espera que el lote inicial de fluido de perforación y el petróleo crudo del yacimiento, tenga una RVP fuera de este supuesto.

El muestreo realizado previo a la perforación y las pruebas de laboratorio ayudan a garantizar que con el acondicionamiento y la intemperie, este crudo se convierta en un fluido ideal de perforación con propiedades adecuadas para su uso eficiente y seguro. El sistema de manejo de fluidos está diseñado para proporcionar múltiples mecanismos para acondicionar el crudo adecuadamente y proporcionar un volumen suficiente para sostener la operación de perforación.

Antes de que comience la perforación, los fluidos de perforación se circularan, acondicionaran y se monitorearan al menos cada 2 horas. Sobre la base de la planificación previa a la perforación, se espera que el fluido de perforación acondicionado tenga una RVP de pozo por debajo de 5 psig. En caso de aumento de RVP, se cuenta con varios factores atenuantes disponibles, incluyendo el gas optimizado de escape (break out) en el separador, la mezcla de crudo inerte, cambio de crudo inerte, adición de tiempo de retención y adición de temperatura.

El monitoreo inicial ocurrirá cada 2 horas y continuará con la misma frecuencia, el muestreo de recortes y H<sub>2</sub>S según sea necesario. Esto proporciona una vigilancia continua de ambas condiciones del yacimiento, así como el rendimiento del equipo de superficie. En caso de que la RVP aumente por encima de 4 psig, los sistemas de vigilancia se deberán realizar con mayor frecuencia y serán discutidos por el equipo de operaciones. Si la RVP sigue en ascenso basado en las tendencias de vigilancia y se eleva a 4.6 psig, se comenzaran las mitigaciones descritas en la tabla 3.1. Si la RVP es consistente por encima de 5 psig, la succión se tomara de los tanques de almacenamiento de crudo dulce mientras continua a la intemperie el sistema activo. Si después de 500 ft perforados de la sección horizontal el RVP sostiene un valor constante significativamente menor a 5 psig, es posible cesar la vigilancia de RVP mientras que no se espere un cambio lateral en la relación gas aceite.

<b>Tabla 3.1 Gestión de la presión de vapor Reid</b>		
<b>RVP (psig) en la línea de succión</b>	<b>Estado</b>	<b>Acciones correctivas</b>
<b>≤ 4.0</b>	Manejable	No es necesario, mantener la vigilancia
<b>4.1 – 4-5</b>	Incrementar la vigilancia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar el equipo</li> <li>• Verificar las técnicas y tendencias de muestreo y análisis</li> <li>• Agregar tanque adicional al sistema activo (agregar tiempo de retención)</li> <li>• Aumentar la temperatura del fluido, si es posible</li> </ul>
<b>4.6 – 5.0</b>	Iniciar acciones de mitigación para reducir la RVP	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducir la presión de separación, enviar el fluido con bomba</li> <li>• Diluir el sistema activo con crudo muerto dulce de los tanques</li> <li>• Añadir tanque adicional al sistema activo</li> <li>• Aumentar temperatura del fluido, si es posible</li> </ul>
<b>Superior a 5 de manera consistente</b>	Deben realizarse acciones de mitigación	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Tome succión de crudo muerto de los tanques de almacenamiento del sistema activo al intemperie y continúe perforando</li> <li>2) Si después de un barrido de crudo muerto dulce drenado la RVP no decrece, extraer el BHA del fondo y circular hasta 4 volúmenes del agujero</li> <li>3) Si la RVP aún no ha bajado a 5 psig, jalar el BHA a la zapata en caso de que el volumen del crudo dulce disminuya por debajo del volumen disponible.</li> <li>4) Reacondicionar los volúmenes de superficie por medio de los protocolos de pre-arranque</li> </ol>

### **5.3.4. Trabajos de altura**

Se debe utilizar protección contra caídas cada vez que se realice trabajo en alturas superiores a los 4 ft, o cuando la persona que realiza el trabajo a cualquier altura no se sienta segura y determina que la protección contra caídas elimina el riesgo de seguridad.

Mientras se trabaja por encima de la cabeza del pozo, todos los empleados podrán utilizar protección contra caídas si el trabajo les obliga a no tener los pies firmemente plantados en el piso principal de la plataforma de trabajo. Ejemplos de esto podría ser trabajar en la primer planta de la plataforma de trabajo (por encima de la primaria, piso con barandillas) para tener acceso a los diversos componentes y/o válvulas del conjunto.

Otros ejemplos de cuando se requiere protección contra caídas:

- Trabajo en una canasta personal o cherry picker.
- Trabajando en el cabezal inyector cuando no se tiene en la unidad de tubería flexible (por ejemplo, cuando está montado en el conjunto).
- Trabajando en la cabeza de caballo / nivel de viento.
- Marcando la tubería.
- Levantando las líneas de comunicación y red necesarias, por encima de las cabinas de trabajo.
- Trabajando en la parte superior de cualquier camión o van de datos (por ejemplo, ajuste de posición de satélite, levantamiento de cables de red).

La necesidad de protección contra caídas no se limita a estas situaciones, más bien, estos ejemplos son solo para ayudar a ilustrar los tipos de operaciones que requieren de protección contra caídas.

Verificar que el arnés de seguridad contra caída sea del tamaño correcto de acuerdo con la estatura y peso, que el cordón este dimensionado correctamente para la altura a la que se trabajará. Un cordón de 6 ft no protege contra caídas de 4 ft.

## **5.4. Descripción operacional**

### **5.4.1. Descripción general del proceso**

- Mover e instalar la unidad de perforación.
- Entrega del pozo a MDC.
- Realizar la gestión de armado.
- Instalar y realizar pruebas de presión a camisas, BOPs y válvulas superficiales con agua.
- Practicar todos los procedimientos necesarios para trabajar con lubricador de despliegue antes de realizar la perforación de la ventana.
- Perforar el equipo flotador, shoetrack y desplazar el agujero vivo con crudo.
- Perforar la sección de construcción para el lateral 1.
- Perforar la sección lateral para la sección 1.

- Realizar el sidetrack en el agujero abierto y perforar la sección 2.
- Entregar el pozo a FB O&G.
- Desmontar la unidad de perforación y salir de la locación.

#### **5.4.2. Reporte operacional**

Se necesitará enviar un informe diario de los avances en las operaciones a la empresa FB O&G a las 6 hrs. Para mantener informados a todos los interesados en la marcha de las operaciones.

#### **5.4.3. Movilización e inspección del sitio**

1. Antes de mover el equipo de perforación y equipo asociado, el operador, el jefe de equipo en sitio, el supervisor de CT y el supervisor de UBD dirigirán la ruta deseada. Todo el personal antes mencionado deberán convenir que esta ruta es segura y libre de cualquier peligro. Inspeccionar la cabeza del pozo y locación. Esto debe hacerse con suficiente antelación en caso de que requieran corrección en la ruta de trabajo, cuestiones de las líneas eléctricas, problemas de locación, etc.
2. Obtener todos los permisos del condado/estatales necesarias para cargas de gran tamaño/peso. Asegurarse de que ningún puente tenga rango de peso menor al peso de la carga más pesada.
3. Estar de acuerdo con el plan de movimiento de la unidad de perforación y todo el equipo asociado, que incluye los pasos en orden de prioridad, horario de salida de camiones de carga (es decir, que parte del equipo debe ser movido primero y que pieza del equipo debe ser instalado primero) y una lista de las herramientas para cada trabajo. El plan se dará al equipo y será discutido en la reunión de seguridad previa al movimiento.
4. Llevar una reunión de seguridad previa al movimiento y asegurarse de que todos entiendan el plan y sepan sus responsabilidades. Revisar los niveles de autoridad y quien está a cargo de cada tarea. Determinar si hay algún levantamiento crítico. Los movimientos de la unidad de perforación son donde normalmente se producen los incidentes. Comprometerse a realizar el movimiento de forma segura.
5. Se debe suministrar y utilizar el equipo de protección por todo el personal (PPE).
6. Recibo firmado y aprobación del documento de traspaso del pozo desde la compañía FB O&G.
7. Si no se ha hecho ya, colocar un signo en la entrada de la locación afirmando que se trata de una operación crítica (potencial de H<sub>2</sub>S), y enviar copia de todos los permisos al supervisor de pozo y supervisor de camiones y cabina de CT.
8. Establecer y marcar claramente los puntos de reunión. Verificar que todo el personal este consiente de la ubicación de los puntos de reunión. Nombrar a los líderes de equipos de rescate y secundarios.
9. Antes de descargar, asegurarse de que todos los equipos del contratista y el BHA tengan un certificado de inspección y pruebas cuando lleguen al lugar. Verificar

antes de aceptar, que todo el acero de contraflujo y componentes del BOP están probados para servicios amargos.

10. Asegurarse de que se hayan instalado cuatro anclas en el suelo para el anclaje del conjunto de conducción y cables de retención. Verificar que los anclajes están pintados con pintura de aerosol brillante. Coloque la cinta brillante para la visibilidad de los cables de retención.
11. Comprobar que el quemador se encuentra a por lo menos 150 ft de la cabeza del pozo y los contenedores de los volúmenes de crudo, y que esté anclado correctamente.
12. Verificar que las mangueras de transferencia se encuentren colocadas en canales excavados y equipados con cables de chequeo.
13. Asegurar que haya fosas revestidas debajo del patio de tanques y equipo de separación. Puntos de contención de derrames debajo de unidad de tubería y bombas de fluido. Asegurarse de que se haya segregación en el contenedor de derrames debajo de las bombas de fluido para que los derrames potenciales de crudo no se asienten debajo del motor.
14. Verificar que estén disponibles bandejas de escurrimiento para colocarlas debajo de todas las uniones aguas abajo de tubería/manguera, si hay fugas.
15. Localizar e identificar el material absorbente de derrames, verificar que se han colocado fuera de la oficina de UBD y dentro de una distancia razonable del patio de tanques.
16. Localizar e identificar sensores y alarmas fijas de H<sub>2</sub>S/LEL. Verificar que se encuentren en una posición en la que dichas alarmas sean visibles y audibles por todo el personal que se encuentra trabajando en el lugar. Asegurarse de que hayan sido calibradas y probado el funcionamiento en su límite inferior y superior. Las posiciones mínima en la que estos sensores deben ser colocados son:
  - a- Bodega y conjunto de BOP.
  - b- Plataforma de trabajo.
  - c- Cabina de tubería flexible.
  - d- Patio de tanques/ patín de separadores.
  - e- En la zona de viviendas / área de trabajo de camiones.
17. Se contará con un especialista de seguridad, salud y medio ambiente para contar y registrar el número de monitores personales de H<sub>2</sub>S y su fecha de calibración. Verificar que la batería tenga suficiente carga. Comenzar la asignación de monitor personal a todos en el lugar.
18. Verificar la línea de presión positiva del equipo de respiración y que el manifold de suministro de aire haya sido inspeccionado, llenado y colocado cerca de las áreas donde se pueda requerir su utilización durante periodos largos de trabajo. Garantizar un adecuado número y longitud de las líneas de aire que se han proporcionado.
19. Verificar e inspeccionar el equipo de respiración autónoma (SCBA), probar el equipo de respiración que se ha proporcionado para escape de emergencia durante 15 minutos. Estos solo se utilizan para escape, nunca para llevar a cabo tareas de trabajo.

20. Localizar e inspeccionar todo el equipo de primeros auxilios, verificando que el contenido este en buen estado para ser utilizado y no ha caducado.
21. Localizar e identificar todos los equipos de extinción de incendios, garantizar que hayan sido inspeccionados por una agencia certificada y sean apropiados para el trabajo. Los extintores de incendios más pequeños también deben estar disponibles en cada camión de trabajo. Verificar que los extintores no han excedido la fecha de caducidad.
22. Verificar que las mangas de viento han sido colocadas y son visibles para todos en el lugar.
23. Verificar que los ventiladores han sido colocados alrededor de la zona de trabajo del personal bajo balance.
24. Realizar presión inicial de vapor Reid (RVP) en el crudo entregado en la ubicación.
25. Realizar una reunión de inspección entre los supervisores de seguridad, contratista y operador. Todos deben estar de acuerdo que todo el sitio se encuentra en buen estado para un funcionamiento seguro.

#### **5.4.4. Pre-arranque e instalación de la unidad**

1. Realizar una reunión previa al arranque con todo el personal operador y empresa de servicio en el sitio. Asegurarse de que todo el personal entienda las políticas de salud, seguridad y medio ambiente. Asegurarse de que todo el personal este calificado y sea competente en las tareas a realizar.
2. Se requiere el suministro de PPE estándar por MDC y ser usado por todo el personal.
3. Todos los trabajos críticos requieren un procedimiento escrito para ser creado, revisado y entendido antes de realizar el trabajo, el supervisor de pozo, supervisor de CT y de UBD deben supervisar directamente la operación. Los trabajos críticos incluyen, pero no se limitan a:
  - a- Instalar/probar los BOPs y líneas superficiales.
  - b- Levanta/bajar la cabeza inyectora y lubricador.
  - c- Recogiendo/bajando el BHA.
  - d- Realizando las conexiones superiores e inferiores rápidas (UQC/LQC).
  - e- Realizar la gestión de transferencia de peso/tubería.
4. Una lechada de cola de cemento Clase H de 16.2 ppg debe llenar hasta el shoetrack de la tubería de revestimiento intermedia de 5 ½ pg y tiene cemento hasta la superficie fuera de la tubería de revestimiento. Después de correr la tubería de revestimiento de 5 ½ pg, se regresó a superficie un volumen de 130 bbls un conductor de cemento clase A de 12.6 ppg.
  - a- Realizar una prueba de olfato de gas en el contrapozo y acompañar al jefe de equipo para inspeccionarlo visualmente. Si el contrapozo está lleno de líquido, inspeccionar visualmente si hay burbujas que puedan indicar la acumulación de presión en los anillos B o C.
  - b- Mida la altura de la cabeza del pozo desde el suelo a la brida más alta del cruce.

5. Compruebe el calibre de presión para el night cap<sup>f</sup> de la cabeza del pozo. Verifique que el pozo se haya cerrado por lo menos 24 horas para confirmar que no hay acumulación de presión.
  - a- Si no existe ninguna presión, asegurarse de que las válvulas frac estén cerradas y continuar con el siguiente paso.
  - b- Si existe presión, no aceptar la entrega el pozo. Registrar la presión en el registro diario, llamar al gerente de proyecto de MDC, y esperar por órdenes nuevas.
6. Medir todos los componentes del BOP, si se tienen cambios del pozo anterior.
7. Centrar las vigas H y armar la plataforma de trabajo y conjunto de conducción asegurando que la dirección principal de carrera de la unidad de CT al acceso del lubricador de despliegue tenga un mejor trazo.
8. Armar el equipo de tubería flexible y de bombas.
9. Asegurar que el centro del carrete de tubería flexible está a la distancia correcta del centro del pozo.
10. Alinear las bombas al tanque de agua para una prueba de presión. Probar el funcionamiento de las bombas de transferencia.
11. Instalar la línea de bombeo del carrete de matar y probar la tubería de revestimiento contra el night cap a una presión baja de 300 psi, seguido de una prueba a alta presión de 1,500 psi. Las pruebas a los BOPs se realizarán por un tercero a petición de FB O&G. En caso de que haya que utilizar bombas de MDC para realizar la prueba de presión, se deberá contar con una autorización realizada por FB O&G.
  - a- Si la tubería de revestimiento no mantiene la presión, no aceptar el traspaso del pozo, ponerse en contacto con MDC ingeniería para discutir el plan a seguir.
  - b- Si pasa la prueba, continuar al siguiente paso.
12. Instalar el separador de cuatro fases, 6 ft de tubería de gas y 4 ft de tubería de alivio para el quemador, manteniendo 4 ft de manguera de ventilación. El equipo de UBD debe estar preparado, probado y listo para ser colocado en línea con la línea de retorno después de perforar la zapata de la tubería de revestimiento.
  - a- El jefe de equipo de pozo debe verificar todas las certificaciones asociadas al separador antes de aceptarlo.
  - b- El separador no será colocado en línea hasta que se pueda confirmar la prueba de presión por el supervisor de UBD y se produzca la carta de la prueba firmada por el supervisor de UBD.
  - c- El supervisor de UBD junto con el jefe de equipo de pozo supervisarán y confirmarán que el separador pase la prueba de presión.
13. Instalar el manifold de estrangulamiento de UBD y líneas de estrangulamiento primarias y secundarias para la cruz de flujo de retorno de UBD. Probar la presión a la que se purgara la cruz de flujo de retorno y manifold de estrangulamiento al tanque de eliminación de techo abierto. Esta trayectoria de flujo también se utiliza para la toma de rendimiento durante la perforación (después de perforar la salida,



- desplazar el crudo y que los retornos fluyan a través del manifold y separador hasta el patio de tanques para la recirculación).
14. Llenar el carrete de la tubería flexible con agua, observar volúmenes en el contador de barriles/tanques de desplazamiento. Comparar y registrar con el volumen teórico del carrete de tubería flexible (incluyendo el desplazamiento de la línea eléctrica).
  15. Instalar el conector de tubería y realizar prueba de tracción a 20,000 lbs, o a un máximo del 80% del rendimiento de la tubería. Probar el conector con agua a una presión de 300 psi y 10% sobre la presión máxima esperada de la tubería (10% sobre 3,600 psi), u 80% de la presión interna de estallido (el valor que sea más bajo) por 10 minutos respectivamente.
  16. Instalar las líneas de UBD y bombas de transferencia. Instalar el sistema de mangueras de cascada entre los tanques cerrados activos.
  17. Pruebas hidráulicas al kit bajo balance.
    - a- Seguir los procedimientos para probar hidrostáticamente todas las líneas de superficie, separador, líneas de alta presión y conexiones.
    - b- Probar hidrostáticamente el manifold de los tanques y conexiones antes de llenar el manifold con crudo. Cerrar las válvulas y llenar el manifold con agua para asegurar que no haya presencia de fugas. El jefe de equipo de pozo debe verificar que se han pasado satisfactoriamente las pruebas.
    - c- Probar el funcionamiento a todas las bombas de transferencia entre el sistema activo y tanques de almacenamiento.
  18. Enroscar los BOPs e instalar las líneas de estrangulamiento y de matar.
  19. Asegurar que todas las líneas de salida en o debajo de los preventores de reventón están firmemente instaladas y ancladas.
  20. Engrasar todas las válvulas superficiales antes de las pruebas de presión.
  21. Probar hidráulicamente los BOPs. Una prueba se considera buena si se tiene una reducción de no más de 5% en la presión durante el periodo de prueba. Registrar los resultados de la prueba en los reportes diarios de MDC. El informe debe estar firmado por el supervisor de pozo y de CT. Las pruebas de presión deben registrarse y graficarse. Las pruebas de los BOPs se realizarán por un tercero a petición de FB O&G. Se deberá contar con una autorización escrita por FB O&G en caso de que se requiera utilizar bombas de MDC.
    - a- Baja: 300 psig por 5 minutos (el tiempo comienza después de que la presión se ha estabilizado).
    - b- Alta: 4,000 psig por 10 minutos (el tiempo comienza después que la presión se ha estabilizado).
    - c- Todas las pruebas de presión deben realizarse con los supervisores del servicio de CT y el jefe de equipo de pozo.
  22. Confirmar los cálculos de espaciamiento de los componentes de BHA para cuando se manipula dentro de los BOP.
  23. Mantener en línea con el tanque de agua para una gestión de transferencia de peso, primero desplegar el BHA y perforar la ventana. Registrar los volúmenes de agua remanente en los tanques.

24. Realizar la gestión de transferencia de peso, si es necesario, para la wireline dentro de la tubería.
25. Realizar una reunión de seguridad y discutir los ejercicios requeridos y su frecuencia. Asegurarse de definir claramente las funciones esenciales del personal para cada tipo de perforación. Caminar por las trayectorias de rescate y emergencia, establecer la mejor ruta, localizar y discutir la localización de los paquetes de respiración autónoma (SCBA) y de escape. Practicar todos los simulacros de emergencia hasta que todos los involucrados se sientan cómodos con sus funciones y responsabilidades.
26. Si se coloca una nueva línea de acero en el tambor del malacate del lubricador de despliegue, trabajar la línea de acero con una barra pesada / barra de prueba unida (con la que se utiliza para probar los sellos de tubería de 2 3/8 y 3 pg) para trabajar el tramo de línea. Realizar esto antes del primer despliegue de presión.

#### 5.4.5. Perforación de salida

##### Ensamblaje de fondo

La siguiente tabla resume el BHA planificado para esta sección de las operaciones:

<b>Tabla 4.1 BHA para la perforación de salida</b>					
<b>Long. (ft)</b>	<b>Descripción</b>	<b>OD (pg)</b>	<b>ID (pg)</b>	<b>Long. total (ft)</b>	<b>Peso (lbf)</b>
<b>0.98</b>	Conector de tubería	3.1	1	50.4	20
<b>3.05</b>	Conector rápido superior (UQC) y Sub de flujo	3	1	49.04	51
<b>1.74</b>	Conector rápido inferior (LQC)	3	1	45.99	31
<b>2.39</b>	Válvula dual de bola	3	1	44.25	48
<b>1.07</b>	Sub de desgaste	3	1	41.86	22
<b>7.94</b>	Sub de comunicación y poder (P&C)	3	1	40.79	132
<b>9.05</b>	Desconexión eléctrica y sub de circulación (EDC)	3	1	32.85	163
<b>6.92</b>	Sub de rendimiento de perforación (DPS)	3	1	23.80	119
<b>0.58</b>	Sub ciego	3	1	16.88	12
<b>2.17</b>	Sub flotador	2.875	1	16.30	39
<b>12.8</b>	Motor de fondo híbrido	2.875	1	14.13	188
<b>0.83</b>	Crossover	4.75	1	1.33	18
<b>0.5</b>	4 ¾ pg STX-1	4.75	-	0.50	45
				<b>Peso total</b>	<b>888</b>

##### Programa de barrenas

La siguiente información presenta la barrena sugerida para esta sección de las operaciones. Si se presenta algún problema con la molienda de cemento utilizando la barrena tricónica, debe estar disponible la barrena de PDC para continuar.

Product Specifications	
IADC:	117
Bearing / Seal Package:	Journal / O-ring
Cutting Structure:	
Inner Row	Inverted Radius
Heel Row	Bi-Metallic II
Gauge Row	Super Gauge
Gauge Trimmers	Pad
Tooth Hardfacing:	Endura II
OD Hardfacing:	Shirrtail
Nozzle Type:	Standard
Center Jet Display:	N/A
Makeup Torque:	4.5 - 5.5 klb-ft (6.1- 7.5 kNm)
Connection:	2-7/8 REG API
Approx. Shipping Weight:	20 lb (9.1 kg)
Reference Part Number:	A46174



Fig. 4.1 Barrena para perforar el shoetrack

### Descripción general del proceso

- Correr dentro del pozo con el ensamblaje de perforación de ventana.
- Probar la tubería de revestimiento a 1,500 psi.
- A la profundidad de las juntas marca, realizar correlación de CCL y corregir cualquier discrepancia de profundidad.
- Perforar el resto del shoetrack, seguido de una prueba de presión a la tubería de revestimiento con una presión de bomba baja de 300 psi y una de alta de 1,500 psi.
- Perforar el resto de la zapata flotadora y 4 ft del nuevo agujero.
- Probar el asiento de la tubería de revestimiento comenzando con 10 ppg de EMW hasta 12 ppg de EMW en incrementos de 1 ppg. Mantener cada incremento por 15 minutos para comprobar que no hay fugas.

### Lineamientos operativos

1. Consultar los procedimientos para correr en el agujero y correlaciones para operaciones específicas.
2. Consultar los procedimientos detallados para la perforación de salida y las pruebas de integridad de formación.
3. Una reunión previa al trabajo se debe realizar antes de levantar el BHA de construcción.
4. Una prueba de gas se debe realizar en el área de trabajo de los BOP y área de contrapozo antes de comenzar las operaciones de despliegue.
5. Correr a una velocidad lenta de 10 ft/min cuando la barrena se encuentra a menos de 100 ft del equipo flotador, o del fondo del agujero.
6. A la profundidad de las juntas marca, realizar correlaciones de CCL y corrección de cualquier discrepancia de profundidad.

7. Perforar el equipo flotador únicamente con agua. Tomar su tiempo y paciencia. Bajar suavemente la barrena para perforar la salida permitiendo que ésta establezca un patrón de corte.
8. Verificar que el material perforado está volviendo a la superficie mientras se perfora el shoetrack.
9. A la mitad del shoetrack, detener y probar la tubería de revestimiento a 1,500 psi.
10. Comprobar la densidad del fluido antes de efectuar las pruebas a la zapata. Si es necesario, revisar la presión en superficie para alcanzar la EMW deseada.
11. Después de perforar el equipo de flotación y salir de la tubería de revestimiento de 5 ½ pg, detener las bombas y purgar la presión diferencial. Registrar el peso en aflojando y con tensión. Tomar nota de todos los puntos importantes en el registro diario de trabajo.
12. Poner el separador en línea con la línea de retorno y desplazar el agujero con crudo.
13. Asegurar que las líneas de flujo, recipientes a presión y las líneas del quemador sean purgadas con nitrógeno antes de encenderse.
14. Verificar que el piloto del quemador este encendido antes de perforar la zapata de la tubería de revestimiento.
15. Cada 3 horas, comprobar y registrar los niveles de combustible de los equipos en el lugar, incluido el combustible remanente en los silos de diesel.

### **Procedimiento operacional**

1. Asegurarse que los equipos y BHA para la perforación de salida sea inspeccionado y esté en perfectas condiciones antes de comenzar las operaciones de perforación.
2. Comprobar el OD e ID de los componentes del BHA y para asegurar el paso.
3. Proporcionar la tabla de BHA completa con todas las herramientas y parámetros al personal clave en la locación antes de levantar el BHA.
4. Llevar a cabo una prueba de gas en el área de trabajo de los BOP y área de contrapozo antes de que comiencen las operaciones de despliegue.
5. Instalar la barra espaciadora en la grúa antes de conectar el lubricador de despliegue.
6. Realizar pruebas de funcionamiento eléctrico en el BHA antes de correrlo dentro del agujero. Verificar la transmisión y almacenamiento de datos en las computadoras superficiales de MDC. Verificar la transmisión de datos para la visualización remota.
7. Desplegar el BHA dentro del conjunto de preventores, siguiendo los procedimientos de despliegue de presión. Si no existe presión en la superficie, las etapas de igualación de presión pueden ser ignoradas y el lubricador/grúa pueden ser utilizados simplemente como herramienta de espaciado y elevador.
8. Retirar el lubricador con la grúa después de que los procedimientos de despliegue de presión han terminado y el lubricador ha sido desconectado.

9. Posicionar raiser inyector directamente sobre el poste del BOP, asegurando que el inyector este bien centrado. Verificar que el inyector este completamente asegurado a la trayectoria del conjunto.
10. Correr suavemente 1 ft de tubería flexible fuera del fondo del riser de 8 ft con los controles de inyección ligera.
11. Con la tubería que se encuentra en la parte superior del riser, bajar suavemente el inyector a una altura donde el UQC pueda ser instalado arriba de la conexión rápida inferior (LQC) en el poste del BHA. Esta operación debe ser supervisada por el jefe de equipo de pozo y el supervisor de CT.
12. Introducir los 8 ft superiores a la junta del riser.
13. Hasta este punto, la tubería debería estar instalada hasta el LQC del BHA y el riser superior debe ser introducido hasta el equipo in-situ. El conjunto debe estar abierto y el BHA debería estar listo para ser corrido dentro del pozo.
14. Asegurarse de que las bombas están correctamente alineadas hasta el carrete.
15. Ajustar todos los controladores de profundidad eléctricos para la profundidad de la barrena a la superficie compensada a la mesa rotaria de la unidad de perforación y registrar la lectura del contador mecánico.
16. Comenzar a correr en el agujero.
17. Reducir la velocidad a 10 ft/min cuando se esté a 100 ft de las herramientas de desviación y profundidad de molienda esperadas. Una vez que se ha despejado la herramienta de molienda, continuar corriendo en el agujero con velocidades normales.
18. Regresar un poco en cada etapa de molienda para asegurar el paso del BHA.
19. Reducir la velocidad a 10 ft/min cuando se esté a 100 ft del collar flotador esperado.
20. A la profundidad de las juntas marca, realizar correlaciones de CCL y corregir discrepancias en las profundidades.
21. Después de marcar el cemento, marcar con pintura la tubería como respaldo de correlación de profundidad cuando se corre en agujero para futuras operaciones.
22. Perforar el shoetrack.
23. Después haber perforado medio shoetrack, detener y realizar prueba de presión a la tubería de revestimiento con 1,500 psi de presión de bomba.
24. Encender el piloto de fuego para el quemador de gas.
25. Reanudar la perforación del shoetrack y 4 o 5 ft de agujero de rata<sup>9</sup>.
26. Apagar las bombas, antes de extraer realizar una prueba en la zapata. Extraer hasta el interior de la tubería de revestimiento.
27. Permitir la presión diferencial para purgar. Una vez que el sub de rendimiento de perforación indica una presión diferencial de cero, enlazarse con la desconexión eléctrica y sub de circulación, para abrir los puertos de circulación. Esto para permitir altas tasas de flujo sin que se gire la barrena dentro de la tubería de revestimiento.
28. Con los puertos de circulación abiertos, comience a circular el agujero limpio de recortes de perforación.

- a- Se comenzara con una tasa de 3.5 bpm. Si se desarrollan perdidas, reducir el gasto a 0.25 bpm. Si las pérdidas son todavía un problema reducir aún más el gasto según sea necesario. Se deberán revisar los modelos de flujo para ayudar a determinar el tiempo requerido para hacer circular el agujero limpio con los nuevos gastos.
  - b- Circular una vez el fondo y el equipo de UBD realizara un chequeo de sólidos. Si fuera necesario se circularía una segunda vez el fondo.
29. Con el agujero limpio, apagar bombas y prepararse para realizar FIT.
30. Cerrar los puertos de circulación EDC.
31. Cerrar el estrangulador y verificar que la línea de matar está cerrada.
32. Realizar pruebas de asiento de tubería de revestimiento con 10 ppg de EMW de inicio, hasta 12 ppg de EMW con incrementos de 1 ppg de EMW. Esperar 15 minutos entre cada incremento. Registrar el volumen bombeado y presión resultante cada 0.5 bbl. Graficar juntos. Si la perdida de fluido se registra antes de los 12 ppg de EMW, se deberá reportar a las oficinas de las empresas FB O&G/MDC. si la sección de agujero abierto esta la zona fracturada de la formación Buda, el FIT no se lograra a los 12 ppg de EMW, la perdida de fluido probablemente ocurrirá cerca de las 11 ppg de EMW.
- a- Con agua fresca de 8.33 ppg, la presión en superficie requerida para alcanzar 10 ppg de EMW a la profundidad deseada será de 510 psi.
    - i. Si se pasa la prueba, bombear un incremento de 0.25 bbl y graficar la presión resultante. Si se presentan signos de fuga, no continuar con el siguiente paso.
  - b- Con agua fresca de 8.33 ppg, la presión en superficie requerida para alcanzar 11 ppg de EMW a la profundidad deseada será de 810 psi.
    - i. Si se pasa la prueba, bombear un incremento de 0.25 bbl y graficar la presión resultante. Si se presentan signos de fuga, no continuar con el siguiente paso.
  - c- Con agua fresca de 8.33 ppg, la presión en superficie requerida para alcanzar 12 ppg de EMW a la profundidad deseada será de 1115 psi.
33. Después de la prueba de la zapata, reducir la presion superficial lentamente.
34. Comenzar a extraer del agujero.
35. Retirar el ensamblaje de fondo para la perforación de salida.

### 5.4.6. Perforación de la sección curva

#### Ensamblaje de fondo

A continuación se muestra un esquema general del BHA que se utilizara en la sección curva:

Tabla 4.2 BHA para perforar la sección curva					
Long. (ft)	Descripción	OD (pg)	ID (pg)	Long. total (ft)	Peso (lbf)
0.98	Conector de tubería	3.1	1	77.53	20
3.05	Conector rápido superior (UQC) y Sub de flujo	3	1	76.55	51
1.74	Conector rápido inferior (LQC)	3	1	73.5	31
2.39	Válvula dual de bola	3	1	71.76	48
1.07	Sub de desgaste	3	1	61.76	22
7.94	Sub de comunicación y poder (P&C)	3	1	60.69	132
9.05	Desconexión eléctrica y sub de circulación (EDC)	3	1	52.75	163
6.92	Sub de rendimiento de perforación (DPS)	3	1	43.7	119
9.61	Sub direccional/ gamma	3	1	36.78	163
13.54	HPC + HOT herramienta de orientación	3	1	27.17	229
2.17	Sub flotador	2.875	1	13.63	39
10.8	Ultra X (M1X), 2.1° AKO	2.875	1	11.46	179
0.66	Barrena DP205X 4 1/8 pg PDC	4.125	-	0.66	45
				<b>Peso total</b>	<b>1,241</b>

#### Programa de barrenas e hidráulica


	Product Specifications	
	IADC:	M343
	Number of Blades:	5
	Cutter Quantity (Total, Face):	42, 21
	Primary Cutter Size	.323 in (8.2mm)
	Number of Nozzles:	5
	Nozzle Type:	5 PORT
	Fixed TFA	.65 in <sup>2</sup> (419.2 mm <sup>2</sup> )
	Gauge Length	1 in (25.4 mm)
	Junk Slot Area	2.177 in <sup>2</sup> (14.0 cm <sup>2</sup> )
	Bit Breaker:	1232233 25,123202079
	Connection:	2-3/8 API REG
	Makeup Torque:	
	3" Bit Sub	1.8 - 2.0 kft-lb (2.4 - 2.7 kNm)
	3 1/8" Bit Sub	2.4 - 2.7 kft-lb (3.3-3.7 kNm)
3 1/4" Bit Sub	3.1 - 3.4 kft-lb (4.2 - 4.6 kNm)	
Reference Part Number:	X20958	
Operating Recommendations*:		
Hydraulic Flow Rate:	100 - 250 gpm (400 - 950 lpm)	
Rotation Speed:	For Rotary and Motor Applications	
Max. Weight On Bit:	22 klb (9 tn or kdaN)	

Fig. 4.2 Tabla de la barrena para la sección curva

Durante la perforación en agujero abierto, las tasas de flujo de líquido siempre tendrán preferencia sobre los gastos de nitrógeno, siempre y cuando se mantengan las

condiciones bajo balance y retornos consistentes. La preferencia al gasto del líquido es debida a que éste proporciona la capacidad para el transporte de sólidos y mantener el agujero limpio. Una velocidad anular de 180 ft/min es el objetivo a través del agujero abierto y la sección de construcción, y 150 ft/min es el objetivo de la sección vertical del pozo revestido.

Si las pérdidas se convierten en un problema, reducir la tasa de líquido y aumentar la de nitrógeno mientras se monitorea el EDC y ELV a través del motor.

Como se mencionó con anterioridad la sección curva se perforara con crudo nitrificado de 6.3-7.3 ppg con un gasto de líquido planeado de 2.5 bpm y de 250 scfm de nitrógeno.

### **Descripción general del proceso**

1. Circular el agujero con crudo.
2. Perforar de 35 a 40 ft en la curva e iniciar la inyección de nitrógeno para evitar posibles pérdidas.
3. Continuar la perforación para planificar el monitoreo de las tasas de bombeo.
4. Aterrizar la sección de construcción con las severidades de dogleg planeadas.
5. Después de que se aterrizó la construcción de la curva, mantener la tasa planeada para alcanzar una transición rápida a la sección de azimut vertical para cada etapa.
6. Realizar viaje fuera del agujero para montar el motor AKO menos severo para completar los giros y perforar los laterales.

### **Lineamientos operativos**

1. Revisar los procedimientos para correr en el agujero y realizar correlaciones de profundidad.
2. Una vez que el crudo comienza a ser bombeado, el aceite mineral se debe utilizar para lavar cualquier línea si requiere reparación y para mezclar cualquier barrido.
3. Perforar 30 o 40 ft de la sección curva solo con crudo. Como las pérdidas son un potencial peligro en este pozo, iniciar la inyección de nitrógeno, monitorear de cerca las tasas de bombeo para alcanzar el margen deseado bajo balance y mantener retornos constantes de fluido.
4. Consultar los procedimientos detallados relativos a los viajes de perforación y limpieza en agujero abierto.
5. Colocar el BHA de MDC y revisar su integridad antes y después de cada corrida. Completar las hojas del BHA usado con todos los parámetros de las herramientas.
6. Monitorear la presión anular de fondo del pozo con la herramienta DPS por un indicio de limpieza pobre del agujero.
7. Monitorear de cerca presión de bombeo y registrarlo en el reporte diario.
8. El supervisor de UBD monitoreará continuamente el separador y nivel de tanques de fluido para asegurar que no hay arrastre de líquidos o desbordamiento de tanques.
9. Una vez en agujero abierto, no abrir el EDC a menos que se vea obligado a desconectar.



10. Ajustar la tasa de inyección de nitrógeno según sea necesario para mantener los rendimientos de fluido consistentes. Mientras se ajustan los niveles de nitrógeno, tratar de mantener la tasa máxima permisible de flujo de líquido, para mejorar la capacidad de acarreo de recortes, pero sin exceder el volumen equivalente de líquido (ELV) más allá de los límites de funcionamiento del BHA.
11. Mantener los gastos cuando se tengan retornos consistentes, no hacer ajustes a menos que sea necesario. Se tendrá un tiempo de atraso para que cualquier cambio de gasto tenga efecto en la presión anular, y por lo tanto en los retornos. Dejar por lo menos 25 minutos para que las nuevas tasas tengan efecto antes del siguiente ajuste, si es necesario.
12. El personal de bajo balance supervisara continuamente las tasas de producción y presiones superficiales. Si el gas producido contenido es alto y produce una reducción de la densidad de la columna de lodo, en consecuencia se deberá reducir la tasa de nitrógeno.
13. Mientras se perforan todas las secciones de todas las etapas, el siguiente será el calendario inicial de viajes de limpieza: perforar 300 ft de agujero nuevo, seguido de 300 ft de viaje de limpieza a 25 ft/min a través de la porción lateral del pozo, y 15 ft/min a través de las doglegs altas y sección de construcción. Cuando el BHA esté pasando a través de una unión de sidetrack o en el shoetrack molido, reducir la velocidad corriendo/extrayendo a máximo 10 ft/min.
  - a- Cada tercer viaje de limpieza traer el BHA a través de toda la longitud del agujero abierto y sección de construcción para ayudar al transporte de recortes por el espacio anular vertical. Asegúrese de correr/tirar el BHA a través de las uniones de la zapata/sidetrack de la tubería de revestimiento a una velocidad no mayores a 10 ft/min.
  - b- Cuando se extraiga a través de la sección de construcción cada tercer viaje de limpieza, correlacionar una vez más con el CCL, mientras tira hacia arriba, para confirmar que la corrección de profundidad aun es válida. Realizar los ajustes en el seguimiento de profundidad, si es necesario.
  - c- El perforador direccional permanecerá en la cabina de CT en todo momento mientras se perfora y se realizan los viajes de limpieza para orientar correctamente la cara de la herramienta.
  - d- Como dicta la limpieza del pozo, la velocidad de los viajes de limpieza y la frecuencia de estos se ajustará según se requiera.
  - e- Si la limpieza del pozo sigue siendo un problema, se controlará la tasa de penetración.
14. Consultar los procedimientos de extracción del agujero y de repliegue de presión para el repliegue del BHA.
15. Con el lubricador aun conectado en el conjunto, continuar con la prueba de presión para las válvulas frac. Probar por un mínimo de 15 minutos.
16. Cada 3 horas, comprobar y registrar los niveles de combustible de los equipos en el lugar, incluido el combustible remanente en los silos de diesel.
17. Consultar los procedimientos operativos detallados para las pruebas y tratamiento de crudo para H<sub>2</sub>S y RVP.

### **Procedimiento operacional**

1. Despliegue de presión para el BHA para la sección curva.
2. Correr en el agujero.
3. Correr en el agujero hasta la zapata.
4. Cerrar el estrangulador y las válvulas cerca de las líneas de válvulas de estrangulamiento para tener una barrera adicional.
5. Alinear el manifold de estrangulamiento con el separador. El supervisor de UBD verificara las alarmas de baja y alta presión que se establecen para el separador.
6. Alinear las bombas al patio de tanques de UBD para desplazar el agujero con crudo.
7. Una vez preparados para el desplazamiento, abrir el estrangulador y la línea primaria de válvulas de estrangulamiento.
8. Verificar que la presión diferencial en el sub de rendimiento de perforación sea cero. Enlazarse con el EDC para abrir los puertos de circulación para permitir el bombeo a tasas más altas sin que gire la barrena.
9. El contador de barriles de las bombas del carrete debe estar en cero y ajustar los viajes de la bomba a 4,000 psi.
10. Bombear un barrido teñido de 10 bbls delante del crudo. Calcular el tiempo de retorno a la superficie.
11. Comenzar a bombear el crudo por el carrete a 3.25 bpm. Si las pérdidas son un problema mientras se circula el agujero limpio, o la presión de la bomba sube a 4,000 psi mientras desplaza el agua, se deberá considerar reducir el gasto de desplazamiento a 3 bpm. Mantener equilibrada la presión, no inducir la producción en este momento.
12. Cuando la mitad del barrido se ve en superficie, el desplazamiento de retorno ira al tanque/fosa de eliminación y alinearlos con el separador.
13. Confirmar con el supervisor de UBD que los retornos de crudo están llegando a superficie y se vean en el separador. Verificar la densidad del crudo usando medidas ECD del DPS y medidores de flujo de masa en el separador. Si la gravedad del crudo difiere de lo esperado, durante la perforación pueden ser necesarios algunos ajustes en los gastos.
14. Con el agujero lleno de crudo, dejar de bombear y cerrar el estrangulador, permitir que la presión diferencial sea purgada.
15. Cuando las lecturas de presión del DPS indiquen presión diferencial de cero, enlazarse a la EDC para cerrar los puertos de circulación.
  - a- Si el pozo comienza a producir de inmediato y existe una presión diferencial, se deberá mantener cerrado el estrangulador e igualar el carrete hasta el punto donde la presión diferencial sea menor a 50 psi, cerrar los puertos del EDC.
16. Mantener el estrangulador cerrado y esperar a que la presión del pozo se estabilice.
  - a- Si existe presión en superficie, abrir el estrangulador del manifold y estabilizar el flujo al separador. Consultar al supervisor de UBD para el ajuste planificado del estrangulador.
17. Si la presión en superficie no existe, abrir el estrangulador completamente hacia el separador.

18. Durante la perforación de la sección de construcción de la curva, no se deberá introducir nitrógeno en los primeros 30 o 40 ft perforados. Para evitar posibles pérdidas, se comenzara a inyectar el N<sub>2</sub> monitoreando las tasas de bombeo para asegurar los retornos constantes y un margen deseado de bajo balance. Ajustar la configuración del estrangulador por recomendación del supervisor de UBD. Permitir que las tasas y presiones se estabilicen antes de continuar con la perforación.
19. Monitorear el DWOB y el indicador de peso de la sarta mientras se corre a través del shoetrack.
20. Subir las tasas para perforar y comenzar la perforación en agujero abierto de acuerdo con el plan direccional.
21. Hacer todos los esfuerzos para mantener las tasas máximas de flujo de líquido, siempre dentro de las siguientes 2 limitaciones:
  - a- Mantener las condiciones bajo balance dentro de los límites preestablecidos y retornos consistentes.
  - b- La tasa de volumen equivalente de líquido del BHA no es superada.
22. Si ECD aumenta demasiado para ajustar las tasas de inyección de nitrógeno. Las tasas previstas para esta sección del pozo se describen en la sección de hidráulica de pozo (gasto de líquido 2.5 bpm, gasto de nitrógeno 250 scfm), con la inyección de nitrógeno que deberá permanecer dentro de las siguientes limitaciones:
  - a. Mantener la WHP por encima de los 150 psi para prevenir la expansión incontrolada de nitrógeno en superficie y mantenerlo dentro de los límites preestablecidos.
  - b. La tasa de volumen equivalente de líquido del BHA no es superada.
23. La introducción de nitrógeno probablemente requerirá una pequeña disminución en las tasas de la fase líquida, vigilando de cerca la EDC de la DPS. Como la fase líquida es la fase que está haciendo todo el trabajo de acarreo de recortes, disminuirá la capacidad de limpieza del pozo. Si deben hacerse cambios severos en las tasas de fluido, puede ser necesario un ajuste posterior en los requisitos de los viajes de limpieza.
24. Cada 30 ft perforados, realizar un sondeo direccional. El sondeo, los registros y los archivos de rayos gamma deben ser enviados al personal de geología de FB O&G y de perforación y operaciones de MDC.
25. En la sección de construcción, cada 100 ft perforados será seguidos de un viaje corto a través del intervalo perforado. La frecuencia del viaje de limpieza puede aumentar o disminuir con base en las condiciones actuales del pozo. El líder del equipo y el ingeniero en sitio pueden tomar esta decisión. Si se mantiene el margen deseado bajo balance, los retornos se mantienen constantes y el agujero está limpio, mantener el horario del viaje de limpieza cada 300 ft.
26. En cada viaje de limpieza, se debe registrar el peso tirando y aflojando en el reporte diario de perforación.
27. Durante cualquier viaje de limpieza, mantener la orientación de la herramienta utilizada durante la perforación de la sección. Reestablecer los parámetros de perforación cada vez que la barrena es devuelta al fondo.

28. Una vez que se alcanza la TD de la sección de curva (cuando ya no son necesarias DLS severos ya no son necesarios), realizar sondeo de la sección final.
29. Circular desde el fondo 1 vez y monitorear los retornos en el manifold de estrangulamiento para tener las condiciones de agujero limpio.
30. Comenzar el viaje de salida del agujero a 25 ft/min. Asegurarse de reducir la velocidad a 10 ft/min, 50 ft antes de pasar por la unión del sidetrack, la herramienta debe ser reorientada como en la perforación y poner el DWOB en cero. Registrar todas las ocurrencias de DWOB negativo o tirado pesado en el informe diario de perforación. Una vez encima de la unión de sidetrack, la velocidad de viaje puede ser aumentada a 25 ft/min.
31. En la zapata de la tubería flexible, reorientar la cara de la herramienta como en la perforación, DWOB en cero, y jalar a través a 10 ft/min. Jalar de 10 a 15 ft/min a través de la porción inclinada de la tubería de revestimiento para asegurarse de que los recortes continúan moviéndose hacia arriba.
32. Una vez en la parte vertical de la porción del pozo revestido, comenzar a aumentar la velocidad de viaje a una velocidad máxima de 75 ft/min.
33. Después completar la extracción del agujero, verificar la posición de todas las válvulas de superficie y pasar a los procedimientos de repliegue de presión.
34. Con el lubricador conectado en el conjunto, continuar con las pruebas de presión de las válvulas frac. Probar por al menos 15 minutos.
35. Con la barrena en superficie, realizar la verificación del grado. El jefe de equipo y el perforador direccional de MDC tomaran la decisión de correr o no la barrena en la siguiente sección lateral.

#### 5.4.7. Perforación de las secciones laterales

##### Ensamblaje de fondo

El ensamblaje para ambas secciones laterales se detalla a continuación:

Tabla 4.3 BHA para perforar las secciones laterales					
Long. (ft)	Descripción	OD (pg)	ID (pg)	Long. total (ft)	Peso (lbf)
0.98	Conector de tubería	3.1	1	69.92	20
3.05	Conector rápido superior (UQC)	3	1	68.94	51
1.74	Conector rápido inferior (LQC)	3	1	65.89	31
2.39	Válvula dual de bola	3	1	64.15	48
1.07	Sub de desgaste	3	1	61.76	22
7.94	Sub de comunicación y poder (P&C)	3	1	60.69	132
9.05	Desconexión eléctrica y sub de circulación (EDC)	3	1	52.75	163
6.92	Sub de rendimiento de perforación (DPS)	3	1	43.7	119
9.61	Sub direccional/ gamma (DGS)	3	1	36.78	163
13.54	HPC + HOT herramienta de orientación	3	1	27.17	229
2.17	Sub flotador	2.875	1	13.63	39
10.8	Motor 2 7/8 pg, 0.8 AKO	2.875	1	11.46	181
0.66	Barrena DP205X 4 1/8 pg PDC	4.125	-	0.66	45
				<b>Peso total</b>	<b>1,243</b>

De acuerdo con las operaciones dictadas, un motor diferente o un ajuste AKO podría ser necesario para perforar el lateral según lo planeado. Se tendrán motores adicionales en la locación para asegurar la disponibilidad de los equipos. En caso de que se necesite un motor o AKO diferente para continuar las operaciones, se tendrá que obtener una autorización por escrito de FB O&G. Así como para cualquier otro cambio necesario en el BHA que no sea el motor.

### Programa de barrenas e hidráulica

La siguiente información describe la barrena que se correrá y las tasas de fluido durante la perforación de la sección lateral:



Product Specifications	
IADC:	M343
Number of Blades:	5
Cutter Quantity (Total, Face):	42, 21
Primary Cutter Size	.323 in (8.2mm)
Number of Nozzles:	5
Nozzle Type:	5 PORT
Fixed TFA	.65 in <sup>2</sup> (419.2 mm <sup>2</sup> )
Gauge Length	1 in (25.4 mm)
Junk Slot Area	2.177 in <sup>2</sup> (14.0 cm <sup>2</sup> )
Bit Breaker:	123223325,123202079
Connection:	2-3/8 API REG
Makeup Torque:	
3" Bit Sub	1.8 - 2.0 kft-lb (2.4 - 2.7 kNm)
3 1/8" Bit Sub	2.4 - 2.7 kft-lb (3.3-3.7 kNm)
3 1/4" Bit Sub	3.1 - 3.4 kft-lb (4.2 - 4.6 kNm)
Reference Part Number:	X20958

#### Operating Recommendations\*:

Hydraulic Flow Rate:	100 - 250 gpm (400 - 950 lpm)
Rotation Speed:	For Rotary and Motor Applications
Max. Weight On Bit:	22 klb (9 tn or kdaN)

Fig. 4.3 Barrena para la perforación de la sección lateral

Como una contingencia y según la petición FB O&G, las barrenas adicionales se enviarán a la ubicación para garantizar la disponibilidad de opciones en caso de que se necesiten. Una barrena Ulterra sugerida por FB O&G podría ser potencialmente considerada si no se observa el rendimiento adecuado de la barrena recomendada. En caso de que se requiera este cambio, se tendrá que obtener la debida documentación y autorización de FB O&G.

Como se mencionó con anterioridad la sección lateral se perforara con crudo nitrificado de 6.3-7.3 ppg con un gasto de líquido planeado de 2.5 bpm y de 250 scfm de nitrógeno.

Durante la perforación en agujero abierto, las tasas de líquido tendrán preferencia sobre las tasas de nitrógeno, siempre y cuando se mantengan las condiciones bajo balance. Se da preferencia al líquido porque esta fase proporciona la capacidad de carga de sólidos para el mantenimiento del agujero limpio. La velocidad objetivo a través del agujero descubierto y sección de construcción es de 180 ft/min, y de 150 ft/min para la sección vertical de agujero revestido.

Si las pérdidas se convierten en un problema, disminuya la tasa de líquido e incremente la de nitrógeno, mientras se monitorea el ECD y ELV a través del motor.

### Descripción general del proceso

1. Desplegar y correr dentro del agujero con ensamblaje para la sección lateral.
2. Relacionar las correlaciones de CCL y profundidad correcta.
3. Completar curva en las doglegs bajas con motor lateral.
4. Perforar la sección lateral planificada, siempre dentro de una ventana de 15 ft debajo/sobre el objetivo.
5. TD del lateral, extraer del agujero para colocar el BHA de la siguiente sección de construcción.

### Lineamientos operacionales

1. Consultar los procedimientos de despliegue del BHA lateral.
2. Consultar los procedimientos detallados para correr en el agujero y correlacionar.
3. Consultar los procedimientos para realizar los viajes de perforación y limpieza.
4. El personal de perforación direccional monitoreara continuamente la trayectoria del pozo contra los 500 ft de la línea de tolerancia.
5. El supervisor de UBD monitoreara continuamente los niveles del separador y tanques de fluido para asegurarse que no se tiene arrastre de fluidos ni desbordamiento del tanque.
6. Perforar a lo largo de la línea central del objetivo (TCL). Intentar mantener trayectoria dentro de la ventana de 15 ft debajo/sobre el objetivo a lo largo del TCL.
7. En ningún momento se debe permitir que el pozo caiga dentro de los 25 ft del fondo de la formación Buda, debido al riesgo de caer en la formación Del Rio propensa al colapso aumentan.
8. En ningún momento se debe permitir que el pozo valla a la deriva hacia la formación Eagleford sobre la formación Buda, propensa a producir gas.
9. Como la perforación se extiende más en el lateral, se puede requerir de un calendario de viajes de limpieza más estricto. Validar la necesidad de ajustar la frecuencia de los viajes de limpieza a través del aumento en la línea base del ECD después de la rutina actual de viajes de limpieza y después de los chequeos frecuentes de peso. El itinerario de viajes de limpieza ajustada podría ser 300 ft de viaje de limpieza cada 300 ft perforados, con cada tercer viaje de limpieza pasar a través de la sección revestida de construcción. Una vez más, la velocidad de viajes de limpieza será de 25 ft/min a través de las secciones laterales, 10 ft/min a través del shoetrack o uniones de sidetrack, y 15 ft/min a través de las doglegs con secciones de alta curvatura.
  - a- Cada tercer viaje de limpieza se traerá el BHA a través de la longitud completa del agujero abierto y sección de construcción para ayudar al transporte de recortes en el espacio anular vertical. Asegurarse de correr/tirar el BHA a través de la zapata de tubería de revestimiento/unión del sidetrack a una velocidad no mayor a 10 ft/min.
  - b- Al tirar a través de la sección de construcción cada tercer viaje, nuevamente correlacionar con el CCL, cuando se lleva hacia arriba, para confirmar que la

- corrección de profundidad es válida. Realizar los ajustes al seguimiento de profundidad si es necesario.
- c- El perforador direccional permanecerá en la cabina de tubería flexible durante todo momento mientras se perfora y durante los viajes de limpieza para orientar la cara de la herramienta correctamente.
  - d- Como dicta la limpieza del pozo, la velocidad y la frecuencia de los viajes de limpieza se ajustaran según se requiera.
  - e- Si la limpieza del pozo sigue siendo un problema se controlara la tasa de penetración.
10. No activar el EDC a menos que se esté obligado a desconectar.
  11. Consultar los procedimientos para extraer del pozo.
  12. Consultar los procedimientos detallados para repliegue de presión.
  13. Con el lubricador aun conectado en el conjunto, continuar con una prueba de presión a las válvulas frac. probar por 15 minutos.
  14. Cada 3horas, probar y registrar los niveles de combustible de los equipos en el lugar, incluido el combustible remanente en los silos de diesel.
  15. Consultar los procedimientos para probar y tratar el crudo para H<sub>2</sub>S y RVP.

### **Procedimientos operacionales**

1. Con el conjunto de construcción en superficie, y dos barreras en el lugar, colocar el nuevo motor al BHA mientras se encuentra en los bastidores.
2. Determinar todos los sensores compensación y completar la hoja del BHA con todos los parámetros de la herramienta.
3. Tomar y desplegar el BHA para sección lateral.
  - a- Realizar una prueba de funcionamiento eléctrico al BHA mientras se encuentra en el conjunto antes de correr en el agujero.
4. Continuar con los procedimientos para correr en el agujero y validación de la profundidad corregida marcada en la tubería flexible.
5. Realizar chequeos de peso subiendo/bajando cada 2,000 ft mientras se corre dentro del agujero. Registrar y dar seguimiento a cada chequeo de peso en el informe diario de perforación.
6. Correr dentro del agujero a la profundidad de la zapata mientras se mantienen las tasas de fluido. Detener en la zapata y comenzar la circulación bifásica con nitrógeno para favorecer la descarga del pozo. Establecer tasa de retorno constante antes de continuar con el agujero abierto. Los ajustes a la tasa de nitrógeno se pueden hacer según las condiciones del agujero abierto lo requieran.
7. Con las condiciones del pozo estables, continuar a través del shoetrack a 10 ft/min. Una vez en agujero abierto la velocidad puede ser incrementada a 25 ft/min.
8. Establecer tasa de circulación fuera del fondo, continuar corriendo dentro del agujero.
9. Una vez que se está a 10 ft del fondo, asegurarse de mantener al menos 100 psi de presión positiva diferencial para asegurar que la barrena no quedara tapada mientras está siendo sentada en el fondo, tener cuidado de no sentar la barrena con más de 3,000 lbs.

10. Cuando el incremento en la presión de la bomba y el DWOB confirman que el fondo ha sido marcado, realizar un chequeo de peso antes de continuar con la perforación.
11. Regresar a la perforación planeada.
12. Consultar el procedimiento detallado para perforación en agujero abierto.
13. Cada 100 ft realizar una inspección direccional y mandar el archivo de la misma, reportes anticolidión, registros y rayos gamma a geología de FB O&G y personal de perforación y operaciones de MDC.
14. Si comienza a surgir bloqueo por fricción (reducción en la transferencia de peso), el jefe de equipo de pozo podrá aprobar el uso de aditivos lubricantes para intentar disminuir los factores de fricción en agujero revestido.
  - a- Los aditivos lubricantes metal-metal pueden añadirse al sistema activo, comenzando con 0.2 % por volumen. Cuando el agujero ha sido completamente desplazado con el nuevo crudo lubricado, realizar un chequeo de peso y registrarlo en el reporte diario de perforación.
  - b- Notificar al supervisor de bajo balance el tiempo de retorno del fondo del aditivo lubricante, el cual podría conducir a la formación de espumas y alteraciones en las lecturas del separador.
15. La tasa de penetración y bloqueo de tubería dictarán la longitud total de cada lateral. Se deberán ejecutar los modelos CIRCA TFA y validarlos contra el DWOB de las lecturas del DPS.
16. Vigilar de cerca el DWOB para verificar el peso que está alcanzando la barrena. Esto es para evitar el potencial snubbing en la parte superior de la tubería inmóvil y bloqueo por fricción en la tubería, ya que esto podría forzarla innecesariamente.
17. Cuando se alcanza la TD para cada lateral, un nuevo modelo de circulación puede ser generado y utilizado para ayudar a guiar el tiempo de circulación del pozo y la tasa necesaria para los viajes de limpieza.
18. Tomar el reconocimiento direccional final y realizar chequeo de peso. Reportar el peso recogiendo e introduciendo en el reporte diario de perforación.
19. Circular 1 fondo, o el tiempo que sea necesario para garantizar que el agujero este limpio. Consultar el modelo de circulación para la determinación.
20. Ajustar manualmente la alarma del sistema de monitoreo a 5,000 lbs sobre el ultimo peso medido mientras se tiraba.
21. Comenzar el viaje de limpieza de salida del agujero. Realizar el viaje de limpieza con la tasa planeado por el modelo de circulación, basado en los parámetros operacionales actuales. Asegurarse de disminuir la tasa de limpieza a 10 ft/min 50 ft antes de tirar a través de la unión del sidetrack o la zapata molida de la tubería de revestimiento.
22. 50 ft antes de pasar a través del shoetrack o un cruce de sidetrack, el perforador direccional orientara la cara de la herramienta como si se fuera a perforar y revisara que el DWOB este en cero. Proceder con el viaje fuera del agujero.
23. Registrar cualquier lectura de DWOB o tirón pesado en el reporte diario de perforación.



24. Tirar a 15 ft/min a través de la porción de construcción en la tubería de revestimiento. Una vez en la porción vertical, la velocidad puede ser aumentada a 75 ft/min. La velocidad de extracción puede ser ajustada en base a la validación del modelo de limpieza del pozo.
25. Consultar el procedimiento detallado para extraer del agujero y marcar el stripper.
26. Consultar los procedimientos de repliegue de presión.
27. Con el lubricador aun conectado en el conjunto, realizar prueba de presión a las válvulas frac. Por lo menos 15 minutos.
28. Una vez replegado, prepararse para tomar el ensamblaje de construcción para el sidetracking de la siguiente etapa, o si no hay otras secciones planeadas, preparase para desinstalar la unidad.

#### **5.4.8. Sidetracking**

##### **Descripción general del proceso**

1. Comunicarse con el personal de operaciones e ingeniería de FB O&G y MDC para discutir el punto óptimo para el sidetrack.
2. Relacionar con el punto del sidetrack.
3. Orientar el motor y comenzar el por recomendación del perforador direccional.
4. Comenzar la perforación inmediatamente según el plan direccional.
5. Una vez que la inclinación cerca de la barrena confirma un sidetrack exitoso, reanudar los procedimientos de perforación curva especificados en la Sección 4.6.

##### **Lineamientos operacionales**

1. Comunicarse con el personal de operaciones e ingeniería de FB O&G y MDC para discutir el punto óptimo para el sidetrack.
2. Relacionar el punto de sidetrack con correlaciones de CCL y GR desde la tubería de revestimiento marcada y GR del agujero principal, respectivamente. Consultar los procedimientos de correlación.
3. Basado en el aterrizaje de la curva en el agujero principal, el punto para el sidetrack de la segunda etapa puede ser cambiado. El sidetrack en agujero abierto se realizara cerca del lado inferior con el BHA para secciones curvas.
4. Corregir las profundidades basadas en las correlaciones, y correr dentro del agujero aproximadamente 80 ft después de la zapata de la tubería de revestimiento.
5. Comenzar a agujerar 30 ft por encima del punto de sidetrack, tirar lentamente hacia arriba y abajo. El perforador direccional de MDC continuará formando el agujero.
6. Establecer pesos recogiendo y aflojando antes de la perforación controlada<sup>1</sup>. Registrar pesos en el reporte diario de perforación.
7. Mientras se realiza la perforación controlada, limitar el nitrógeno tanto como sea posible. Mientras siga ayudando en el retorno, para prevenir vibraciones innecesarias en el motor durante la perforación controlada.

8. La barrena requerida para el periodo de brake-in establecerá un patrón de corte y comenzar a perforar ligeramente la formación. Después de la ruptura con la barrena, ajustar el DWOB para limitar los picos diferenciales.
9. Después de moler el sidetrack, retroceder y escariar el sidetrack en múltiples caras de herramienta para evitar rebordes que atrapen el conector de tubería flexible.
10. Inmediatamente comenzar a perforar de acuerdo al plan direccional. Los primeros pocos pies son críticos para asegurar el éxito del sidetrack.

#### **5.4.9. Pruebas de presión de pozo**

En los eventos de pruebas de flujo se requieren, parámetros y duración de las pruebas, mismos que serán acordados y discutidos con la oficina de FB O&G.

Un BHA dedicado a esta prueba podría ser considerado para este propósito. En este escenario, se deberán consultar los procedimientos de repliegue de BHA lateral, repliegue de presión y correr dentro del agujero con BHA para pruebas de flujo.

FB O&G solicito el bombeo de nitrógeno para el pozo fluyente.

Esta modificación tendrá que ser aprobada y documentada por ambos MDC y FB O&G.

#### **5.4.10. Desinstalación del equipo de perforación.**

Una vez que se han realizado las pruebas de flujo (en caso de ser requeridas), se seguirán los procedimientos de repliegue de presión para el BHA final del pozo, o el BHA de prueba de flujo y se preparará para asegurar el pozo y desinstalar todo el equipo superficial.

1. Verificar que las válvulas frac estén cerradas.
2. Con el lubricador aun en el conjunto, realizar una prueba de presión a las válvulas frac. Probar por un mínimo de 15 minutos.
3. Enjuagar la tubería y líneas superficiales con agua dulce con KD-740 agregado en las tinas de mezcla en las bombas del carrete. Comunicarse con el supervisor de bajo balance con respecto al lavado del equipo de separación aguas abajo.
4. Después de limpiar con agua, purgar todas las líneas con nitrógeno para purgar toda el agua residual en las líneas superficiales.
5. Verificar que no quede presión atrapada en las líneas superficiales. Si es así, escurrir al estrangulador y luego aislar el lado del manifold que va a la tubería flexible.
6. Mantener PJMS antes de comenzar las operaciones de desinstalación. Discutir y asignar tareas.
7. Inspeccionar todos los equipos de elevación antes de cualquier tarea que requiera eslingas, cables, grúa, etc. Asegurar que las líneas marcadas están asociadas a algún equipo que será levantado.
8. Asegurar que se hayan colocado bandejas de goteo debajo de todas las uniones que serán separadas.
9. Comenzar desinstalación del acero superficial, bombas y unidad de CT.

10. Desenroscar los BOP
11. Desconectar el sub in-situ de la parte superior del preventor anular y proteger los extremos con protectores de rosca. Inspeccionar los anillos, tomar nota del reordenamiento, si es necesario. Quitar los anillos dentro de la unión media del equipo in-situ.
12. Retirar la estructura y plataforma de trabajo de alrededor del BOP.
13. Conectar los cables de la grúa para levantar los ojos en el preventor anular, y desbridar la cruz de flujo inferior de la válvula frac superior. Levantar el conjunto de BOP y colocarlo en el suelo para desbridarlo.
14. Instalar la night cap en la parte superior de la válvula frac superior.
15. Inspeccionar las juntas de anillo y tomar nota del reordenamiento, si es necesario.
16. Cortar una muestra de 6 a 8 ft de la tubería flexible para ser enviada a una prueba de corrosión.
17. Cargar los camiones y liberar la unidad de CT de MDC.
18. Producir EOWR y someter a FB O&G.

## 5.5. Abreviaturas y definiciones

	Términos abreviados	Español
<b>UBCTD</b>	Underbalanced Coiled Tubing Drilling	Perforación bajo balance con tubería flexible
<b>DV</b>	Deviation	Desviación
<b>TCL</b>	Target Central Line	Línea central objetivo
<b>BHL</b>	Bottomhole Location	Ubicación del fondo del pozo
<b>GL</b>	Ground Level	Nivel del suelo
<b>P/U</b>	Pick Up	Recoger
<b>N/U</b>	Nipple Up	Enroscar
<b>M/U</b>	Make Up	Atornillar
<b>TVDSS</b>	True Vertical Depth Subsea	Profundidad vertical submarina verdadera
<b>TVDRT</b>	True Vertical Depth Rotary Table	Profundidad vertical verdadera desde la mesa rotaria
<b>GR</b>	Gamma Ray	Rayos Gama
<b>RT</b>	Rotary Table	Mesa rotaria
<b>MSL</b>	Mean Sea Level	Nivel medio del mar
<b>MDRT</b>	Measured Depth Rotary Table	Profundidad medida desde la mesa rotaria
<b>MW</b>	Mud Weight	Peso de lodo
<b>DIR</b>	Directional	Direccional
<b>PBTD</b>	Plug Back Total Depth	Profundidad total de la conexión
<b>VSS</b>	Vibration Sensors	Sensores de vibración
<b>MAWP</b>	Maximum Allowable Working Pressure	Máxima presión de trabajo permitida
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition	Supervisión, control y adquisición de datos
<b>BOPE</b>	Blowout Preventer Equipment	Equipo de prevención de reventones
<b>SABA</b>	Supplied Air Breathing Apparatuses	Aparatos de respiración con suministro de aire
<b>SCBA</b>	Self-Contained Breathing Apparatuses	Equipo de respiración autónoma
<b>LEL</b>	Lower Explosive Limit	Límite inferior explosivo
<b>RVP</b>	Reid Vapor Pressure	Presión de vapor Reid
<b>PPE</b>	Personal Protective Equipment	Equipo de protección personal
<b>FIT</b>	Formation Integrity Test	Prueba de integridad de formación
<b>EMW</b>	Equivalent Mud Weight	Peso de lodo equivalente
<b>AKO</b>	Adjustable Kick Off Sub	Equipo de ángulo ajustable
<b>LQC</b>	Lower Quick Connect	Conexión inferior rápida
<b>UQC</b>	Upper Quick Connect	Conexión rápida superior
<b>P&amp;C</b>	Power and Communication	Comunicación y energía
<b>EDC</b>	Electrical Disconnect & Circulating	Desconexión eléctrica y circulación
<b>DPS</b>	Drilling Performance Sub	Sub de rendimiento de perforación
<b>ELV</b>	Equivalent Liquid Volume	Volumen equivalente de líquido
<b>DWOB</b>	Drilling Weight On Bit	Peso sobre la barrena perforando
<b>TD</b>	Total Depth	Profundidad total
<b>PJMS</b>	Pre-Job Safety Meeting	Reunión previa de seguridad

## Definiciones

- a- Shoetrack. Es el espacio entre la zapata guía de la tubería de revestimiento y el collar flotador de cemento.
- b- Burst. Es el diferencial de presión interna teórico al cual un conjunto de tubería fallará. También es conocido como presión de estallido y este valor es clave para las consideraciones de control de pozos y operaciones de consistencias, además de ser un factor importante en el proceso de diseño de pozos.
- c- Drift. Medida para pasar a través del diámetro interno de la tubería, y componentes para garantizar que se encuentra dentro de la tolerancia permitida.
- d- Tubos Draeger. Son utilizados para realizar mediciones inmediatas de sulfuro de hidrogeno, como respaldo de seguridad o chequeo en otros equipos de detección.
- e- Válvulas frac. Válvulas de compuerta utilizadas para el control de pozo.
- f- Presión de vapor Reid (RVP). Se define como la presión absoluta de vapor ejercida por un líquido. Sirve como medida de la volatilidad del crudo o fluido en cuestión.
- g- Night cap. Tapa de rosca para la parte superior de diversos componentes como son, la cabeza del pozo o válvulas.
- h- Agujero de rata. Agujero perforado adicionalmente en el extremo del pozo (más allá de la última zona de interés) para asegurar que la zona de interés pueda ser completamente evaluada.
- i- Perforación controlada.

## 5.6. Referencias

- 1- Programa de perforación doble lateral bajo balance con tubería flexible. 2014. Sur de Texas.
- 2- Petrowiki, Glossary, Shoetrack [web]. Última actualización: Septiembre 2013. Fecha de consulta 29 de abril 2015. Disponible en: <http://goo.gl/LBI1Db>
- 3- Schlumberger, Oilfield Glossary, Burst [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 29 de abril 2015. Disponible en: <http://goo.gl/MepABd>
- 4- Schlumberger, Oilfield Glossary, Drift [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 29 de abril 2015. Disponible en: <http://goo.gl/8Po7Rf>
- 5- Schlumberger, Oilfield Glossary, Rathole [web]. Última actualización: Enero de 2015. Fecha de consulta: 29 de abril 2015. Disponible en: <http://goo.gl/ShfEVU>
- 6- Petrowiki, Mud logging, Draeger tubs [web ]. Última actualización: Septiembre 2013. Fecha de consulta 29 de abril 2015. Disponible en: <http://goo.gl/3guuBh>
- 7- Archer, frac valves, [web], Última actualización: Diciembre 2014. Fecha de consulta: 29 de abril 2015. Disponible en: <http://goo.gl/VDI3Cd>

## **Conclusiones**

El presente trabajo recopila información, conceptos, principios y procesos básicos que deben ser considerados durante la planeación de una operación de perforación bajo balance con tubería flexible ejemplificando lo anterior con un programa de perforación real. Con esto se cumple el objetivo de generar material de apoyo para los estudiantes de ingeniería petrolera y/o cualquier persona interesada en el tema, utilizando fuentes y referencias confiables y verídicas.

Es importante conocer los beneficios y limitaciones de la técnica de perforación bajo balance de acuerdo a las características del yacimiento, los fluidos a producir y propiedades petrofísicas de la roca, ya que una correcta caracterización será la base para lograr un buen desarrollo del proyecto y alcanzar el máximo beneficio de esta tecnología.

La perforación con tubería flexible es un método poco común comparado con los sistemas de perforación rotatoria convencional, ha demostrado ser una tecnología muy útil y adaptable a diversas condiciones, por lo cual es importante conocer de manera general el principio de operación de los componentes superficiales y de subsuelo de una unidad de tubería flexible, herramientas complementarias que pueden ser necesarias para una operación óptima, límites mecánicos y vida útil. Actualmente la principal aplicación de la perforación con tubería flexible es el sidetrackin o desviación de pozos existentes y profundizaciones verticales, ya que por las características de la tubería es muy complicado que esta perfora diámetros muy grandes, razón por la cual no se puede utilizar para secciones superficiales e intermedias del pozo.

El éxito de una operación de cualquier tipo está basado en una buena planeación y diseño, logrando los objetivos operacionales y con altos estándares de salud, seguridad y protección al medio ambiente. Por tal razón el presente trabajo explica de forma genérica los pasos y consideraciones que se deben tener en cuenta para el correcto desarrollo de un proyecto de perforación con tubería flexible.

El estudiante de ingeniería petrolera debe familiarizarse con la forma de trabajo de la industria petrolera, por tal razón el presente documento aborda un caso de aplicación real que nos ayuda a la asimilación de los conceptos revisados, ver como son presentados en un programa de perforación típico de la industria y a familiarizarnos con las abreviaturas, nombres y equipo utilizados en la misma.