



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

“PERFORACIÓN BAJO BALANCE CON
TUBERÍA FLEXIBLE”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

FLORES ARTEAGA FRANCISCO JAVIER

**DIRECTOR: ING. MARTÍN TERRAZAS
ROMERO**



Cd. Universitaria, México, D.F.
Marzo del 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

FACULTAD DE INGENIERÍA.

“PERFORACIÓN BAJO BALANCE CON TUBERÍA FLEXIBLE”

Tesis presentada por:

FLORES ARTEAGA FRANCISCO JAVIER.

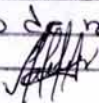
Dirigida por: Ing. Martín Terrazas Romero.

Jurado del examen profesional.

Presidente: Ing. Manuel Villamar Viguera.
Vocal: Ing. Martín Terrazas Romero.
Secretario: Ing. Javier Arellano Gil.
1er. Suplente: Ing. Martín Carlos Velázquez Franco.
2do. Suplente: Quím. María Cristina Avilés Alcántara.



Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Francisco Javier Flores Arteaga
FECHA: 10 de marzo 2009
FIRMA: 



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1226

SR. FRANCISCO JAVIER FLORES ARTEAGA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Martín Terrazas Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERFORACIÓN BAJO BALANCE CON TUBERÍA FLEXIBLE

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I PERFORACIÓN BAJO BALANCE
- II TUBERÍA FLEXIBLE
- III PERFORACIÓN BAJO BALANCE CON TUBERÍA FLEXIBLE
- IV CASOS DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE CON TUBERÍA FLEXIBLE
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 27 de noviembre de 2003

EL DIRECTOR


M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg



Agradecimientos:

Antes que todo doy gracias a Dios por todas las bendiciones que me ha dado a lo largo de mi vida

A mis padres; Gloria Arteaga Martínez y José Sergio Flores Santos, por darme la vida y confiar en mí durante todo este tiempo, por su amor y por impulsar este sueño, muchas gracias que Dios los bendiga.

A mi hermana Yola; Gracias por todo mamá, por ser mi principal apoyo y el soporte de toda la familia, a Dulce por tu cariño y tu apoyo, que Dios les de LUZ, AMOR TODA LA VIDA.

A mis hermanitos Jessica, Jahe y Daniela, siempre sean felices y exitosos.

A mis abuelitas Juanita⁺, que Dios te bendiga, Pina gracias por tu cariño y tu amor.

A Norma Angélica Jiménez Martínez; por estar conmigo a lo largo de este tiempo, por ser mi apoyo y fortaleza, por darle alegría a mi vida gracias Pelusita nunca te olvidare.

A Francisco Jaime y Armando Membrillos, gracias.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi Alma Mater, por darme la oportunidad de ser parte de la máxima casa de estudios y por brindarme una educación de alta calidad.

A la Facultad de Ingeniería, por proporcionarme los conocimientos para enfrentar los grandes retos de la industria.

Al Ing. Martín Terrazas Romero, gracias por apoyarme en la elaboración de este trabajo.

A los ingenieros: Manuel Villamar Viguera, Javier Arellano Gil, Martín Carlos Velázquez Franco, María Cristina Ariles Alcántara, por sus comentarios, conocimientos y por la atención prestada en la revisión de mi trabajo.

A todos los maestros e ingenieros que me transmitieron sus conocimientos.

A mis amigos Petroleros, Rafael Trejo Nuñez, Edmundo Carmona, Oscar Peña, Oscar Dimas, Pilar Amieva, Fidel Mendoza, Arturo Zamora, Oscar Castillo, Iván Olea y su contraparte Hayde Coronado (Tortolos), José Castillo, Daniel Pandoval, Nayla Nestoso, Lilia Simona Amaya, Alejandro Vistrain, Antelmo y a los que me faltan, simplemente muchas gracias por su amistad (por los

exámenes y tareas que juntos sacamos) y por todo su apoyo a lo largo de estos años.

A mis amigos de Prepa Uno; Ramiro Raya Ramírez, Crox Salcedo Olivares, Angel Fernando Velasco Ruiz, Felipe Vara Polonio, Carlos Oropeza, gracias por tan buenos momentos.

Contenido.

	Resumen.	I
	Introducción.	II
	Capítulo 1. "Perforación Bajo Balance"	1
1.1	Definición.	2
1.2	Aplicaciones de la Perforación Bajo Balance.	2
1.3	Yacimientos Apropriados para la Perforación Bajo Balance.	2
1.4	Selección de Pozos Candidatos.	3
1.4.1	Pozos Candidatos.	3
1.4.2	Pozos No Candidatos.	5
1.5	Fluidos de Perforación.	6
1.5.1	Consideraciones para Seleccionar el Fluido de Perforación	6
1.5.2	Clasificación de los Fluidos de Perforación.	6
1.5.2.1	Fluidos Compresibles.	8
1.5.2.1.1	Fluidos de Perforación Gaseosos.	8
1.5.2.1.2	Fluidos de Dos Fases Gas-Líquido	11
1.5.2.1.3	Fluidos Líquidos.	13
1.6	Técnicas de Perforación Bajo Balance.	17
1.6.1	Generación de las Condiciones de Bajo Balance Mediante la Aplicación de Fluidos Ligeros (Fluidos de Baja Densidad).	17
1.6.2	Generación de las Condiciones de Bajo Balance en Forma Natural	17
1.6.3	Generación de las Condiciones de Bajo Balance de Forma Artificial.	17
1.6.3.1	Tubería Concéntrica con Inyección de Gas por el Espacio Anular.	18
1.6.3.2	Tubería Parásita con Inyección de Gas por el Espacio Anular.	18
1.6.3.3	Inyección de Gas por el Interior de la Tubería de Perforación.	19
1.7	Equipo Superficial de Perforación.	20
1.7.1	Conjunto de Preventores.	22
1.7.2	Equipo Superficial de Separación de Fases.	23
1.7.3	Manejo de los Fluidos Producidos.	27
1.8	Clasificación IADC para los Pozos Perforados Bajo Balance.	27

1.9	Seguridad Personal y Medio Ambiente.	28
1.9.1	Dispositivos de Monitoreo a Través de Sensores y Alarmas.	29
1.9.2	Seguridad y Ecología.	29
1.9.3	Capacitación del Personal.	30
1.10	Ventajas, Desventajas y Limitaciones de La Perforación Bajo Balance	30
	<i>Capítulo 2. "Tubería Flexible"</i>	33
2.1	Desarrollo de la Tubería Flexible.	34
2.2	Elementos y Componentes de la Tubería Flexible.	36
2.2.1	Unidad de Potencia.	36
2.2.2	Carrete de Tubería.	38
2.2.3	Cabina de Control.	39
2.2.4	Cabeza Inyectora.	41
2.2.5	Preventores.	43
2.2.6	Estopero.	44
2.2.7	Consola de Control.	44
2.2.8	Equipo Auxiliar.	45
2.2.9	Herramientas de Fondo.	45
2.2.9.1	Tipo de Conexiones.	45
2.2.9.2	Conectores para Tubería Flexible.	46
2.2.9.3	Aceleradores.	46
2.2.9.4	Martillos.	47
2.2.9.5	Motores de Fondo.	48
2.2.9.6	Herramientas Giratorias (Swivel).	48
2.2.9.7	Válvulas de Relevo o Alivio.	48
2.2.9.8	Herramientas de Molienda.	49
2.3	Propiedades y Características de la Tubería Flexible.	49
2.3.1	Espesor de Pared.	49
2.3.2	Torque y Tensión.	50
2.3.3	Área Interna y Peso de la Tubería.	52
2.3.4	Radio de Curvatura.	53
2.3.5	Presión Interna.	53
2.3.6	Comportamiento del Pandeo.	54
2.4	Manufactura de la Tubería Flexible.	55
2.4.1	Acero al Carbón Convencional.	55

2.4.2	Acero Templado en Frío y en Caliente.	57
2.4.3	Tubería Flexible de Titanio.	58
2.4.4	Tubería Flexible Compuesta.	62
2.4.4.1	Desarrollo de la Tubería Compuesta (TFC).	62
2.5	Diseño de Sarta de Perforación.	63
2.5.1	Información de la Trayectoria del Pozo.	63
2.5.2	Descripción de la Sarta de Perforación.	64
2.5.3	Peso del Lodo.	64
2.5.4	Peso Sobre Barrena.	64
2.5.5	Margen de Jalón al Sacar la Barrena.	64
2.5.6	Factor de Fricción Predictivo.	64
2.6	Vida Útil de la Tubería Flexible.	65
2.6.1	Relación de la Carga por Tensión y la Presión.	66
2.6.2	-Fatiga de la Tubería Flexible.	70
2.6.3	Métodos para Estimar la vida de la Tubería.	72
2.6.4	Diámetro del Carrete.	74
2.7	Ventajas y Desventajas de la Tubería Flexible.	74
2.7.1	Reducción de los Costos.	75
2.7.2	Se Reduce el Tiempo de Perforación.	75
2.7.3	Se Tiene Circulación Continua Durante la Perforación.	75
2.7.4	Fácilmente se Adapta a la telemetría por Cable.	75
2.7.5	La Tubería Flexible no Puede ser Rotada.	75
2.7.6	La Perforación con Tubería Flexible se Limita a Agujeros de Tamaño Pequeño	76
2.7.7	La Perforación con T.F se Limita a Agujeros Superficiales.	76
2.7.8	La Perforación con T.F es Una Técnica Nueva.	76
2.7.9	Los Equipos de perforación con T.F son Caros.	76
2.7.10	Los Equipos de T.F no Pueden Correr o Jalar Tubería de Revestimiento o Terminación.	76
	<i>Capítulo 3. "Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible".</i>	<i>77</i>
3.1	Introducción.	78
3.2	Comparación Entre la Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible y el Equipo de Perforación Convencional.	78
3.2.1	Problemas de Seguridad y Control de Presión Superficial.	79
3.2.2	Mantener Constante la Presión de Fondo.	80
3.2.3	Gastos de Penetración.	81

3.2.4	Limpieza del Agujero.	81
3.2.5	Tiempo Total de Perforación.	81
3.2.6	Circulación Continua.	82
3.2.7	Derrames de Lodo y Problemas Ambientales.	82
3.2.8	Capacidad de Hacer Mediciones Durante la perforación.	82
3.2.9	Consideraciones del Equipo.	83
3.2.10	Limitaciones del Tamaño del Agujero.	83
3.3	Selección de Pozos Candidatos.	83
3.3.1	Análisis Beneficio/Costo.	84
3.3.2	Tipo de Terminación.	84
3.3.3	Limitaciones de Presión Superficial.	85
3.3.4	Estabilidad del Agujero.	85
3.3.5	Perforación Costa Afuera.	86
3.4	Control de Flujo.	86
3.5	Consideraciones Mecánicas.	87
3.5.1	Hidráulica y Componentes Superficiales.	87
3.5.2	Presión de Colapso de la Tubería Flexible.	88
3.5.3	Corrosión por Presencia de H ₂ S.	88
3.6	Diseño de las Operaciones de Perforación con Tubería Flexible a Condiciones de Bajo Balance.	88
3.6.1	Diseño de Bajo Balance.	89
3.6.2	Espuma.	90
3.6.2.1	Presión de Fondo.	90
3.6.3	Efecto de los Recortes.	92
3.6.4	Inyección de Gas.	93
3.6.4.1	Presión de Fondo.	93
3.6.4.2	Profundidad del Punto de Inyección.	95
3.6.5	Reducción de Presión de Circulación.	96
3.6.6	Flujo del Yacimiento.	96
3.6.7	Procedimientos de Diseño.	99
3.6.8	Ejemplo de Diseño.	99
3.7	Consideraciones Económicas.	102
3.7.1	Ganancias Esperadas de Producción.	102
3.7.2	Costos de las Operaciones de Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible.	102

3.8	Equipo Superficial.	103
3.8.1	Sistema Cerrado.	103
3.8.2	Sistema Abierto.	104
3.8.3	Equipo Superficial Adicional.	105
3.9	Presión de Deasplazamiento.	105
3.9.1	Instalación, Remoción del Ensamble de Fondo "BHA".	106
3.10	Ensamble de Fondo "BHA".	111
3.10.1	Conector de Tubería Flexible.	111
3.10.2	Válvula de Contrapresión Doble Aleta.	111
3.10.3	Desconector Hidráulico Universal.	112
3.10.4	Válvula de Circulación de Doble Acción.	112
3.10.5	Válvulas Check.	112
3.10.6	Junta no Rotatoria.	113
3.10.7	Orientador y Sub-Ecualizador.	113
3.10.8	Motores de Fondo.	113
3.10.9	Herramientas Adicionales del Ensamble de Fondo.	114
3.10.9.1	Modulo de Telemetría.	114
3.10.9.2	Herramientas de Rayos Gama.	114
3.10.9.3	Sistema de Orientación Eléctrico.	114
3.10.9.4	Modulo de Sensores Carga/Presión.	115
3.11	Control de Pozo.	115
3.11.1	Consideraciones de Diseño.	115
3.11.2	Sistema superficial.	116
3.11.3	Manejo de Fluidos en Superficie.	118
3.11.3.1	Sistema Abierto.	118
3.11.3.2	Sistema Cerrado.	118
3.11.3.2.1	Consideraciones para el Diseño de Separadores y Líneas de Flujo.	119
3.11.4	Equipo Especial y Procedimientos Para Manejar Amargos.	119
3.11.5	Supervisión en el Sitio de la Perforación.	119
3.11.6	Monitoreo.	119
3.11.7	Sistema de Comunicación.	120
3.11.8	Pre-Planeación.	120
3.11.9	Equipo Personal de Seguridad.	120
3.12	Barrenas.	121
3.12.1	Selección de Barrenas.	122

Capítulo 4. “Casos de Aplicación de la Técnica de Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible”.		123
4.1	Caso I.	123
4.1.1	Introducción.	123
4.1.2	Descripción e Historia del Campo.	123
4.1.3	Descripción Geológica del Yacimiento.	123
4.1.4	Selección de Candidatos.	124
4.1.5	Adquisición de Datos.	124
4.1.6	Diseño de la Perforación.	125
4.1.7	Preparación del Pozo Candidato.	125
4.1.8	Ejecución del Agujero #1.	126
4.1.9	Ejecución del Agujero #2.	126
4.1.10	Especificaciones del Equipo de Tubería Flexible.	128
4.1.11	Especificaciones del Ensamble de Fondo.	128
4.1.12	Equipo de Perforación Bajo Balance.	128
4.1.13	Terminación y Resultados Finales.	129
4.1.14	Conclusiones.	129
4.2	Caso II.	130
4.2.1	Introducción.	130
4.2.2	Selección del Pozo Candidato.	131
4.2.3	Selección del equipo.	133
4.2.4	Seguridad.	134
4.2.5	Resumen de Las Operaciones de Perforación.	136
4.2.6	Operaciones del equipo Superficial.	137
4.2.7	Operaciones del equipo de Fondo.	137
4.2.8	Herramientas de Orientación.	138
4.2.9	Barrenas.	138
4.2.10	Capacidad de Geo-dirección.	139
4.2.11	Producción Durante la Perforación.	139
4.2.12	Conclusiones.	140
	Conclusiones y Recomendaciones.	141
	Bibliografía.	144

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 usando un equipo de Tubería Flexible.

Capitulo 1. “Perforación Bajo Balance”, en este capitulo se describen brevemente los aspectos básicos relacionados con la técnica de Perforación Bajo Balance, sus aplicaciones, la selección de pozos candidatos, fluidos de perforación, etc.

Capitulo 2. “Perforación con Tubería Flexible”, se define el concepto operacional de un sistema de Tubería Flexible, su manufactura, propiedades, limitaciones de presión del sistema, etc.

Capitulo 3. “Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible”, en este capitulo se presentan las características del equipo de perforación, ventajas y desventajas de esta técnica, selección de pozos candidatos, medidas de seguridad (control de pozo), tratamiento de los fluidos de retorno del pozo, hidráulica de la perforación con T.F, programa de selección de barrenas y pruebas de fondo.

Capitulo 4. Casos de aplicación de la técnica de perforación bajo balance con tubería flexible.

Introducción.

En los últimos años la necesidad de satisfacer la demanda creciente de energéticos ha obligado a las compañías petroleras a intensificar la exploración y producción de hidrocarburos en zonas donde las condiciones geográficas y climáticas les son adversas. Se realizan también trabajos de reingeniería en yacimientos depresionados o agotados, estos objetivos han sido alcanzados gracias a los avances tecnológicos, que han permitido incrementar la productividad de los pozos, disminuir los costos y minimizar el impacto ambiental que conllevan dichas operaciones.

Durante la etapa de perforación en yacimientos depresionados, es común que se presenten diferentes problemas en forma sucesiva o simultanea como son:

- Perdidas de circulación.
- Brotes.
- Pegaduras por presión diferencial.
- Atrapamiento de sartas de perforación, etc.

Recientemente estos problemas se han podido superar gracias a la aplicación de técnicas de Perforación Bajo Balance, además de incrementar los gastos de penetración, la productividad de los pozos, reducir el daño a la formación entre otros beneficios.

Sin embargo para alcanzar estos fines es fundamental el mantener las condiciones de bajo balance durante todas las operaciones de perforación.

El uso de equipos de tubería flexible, permite que las condiciones de bajo balance se mantengan, debido a la naturaleza de la tubería (tubería continua), lo que favorece a la reducción de los tiempos de perforación, ya que se elimina la necesidad de hacer conexiones.

Es importante que los alumnos de ingeniería petrolera, conozcan dichos avances tecnológicos, que les permitan ampliar sus conocimientos y su visión de la industria, por lo que el objetivo de este trabajo es el de proporcionar un material de apoyo, el cual contiene los elementos teóricos y prácticos básicos de la técnica de perforación bajo balance con tubería flexible.

Capítulo 1

Perforación Bajo Balance

Uno de los retos más grandes de la perforación de Pozos Petroleros con técnicas convencionales, es la de perforar en yacimientos depresionados, estos yacimientos ya sea por su explotación o por condiciones naturales, están superpuestos o subyacentes a formaciones de presión y resistencia mecánica contrastante por lo cual se presentan diferentes problemas en forma sucesiva o simultanea, los mas comunes son:

- Perdidas totales de circulación
- Brotes
- Pegaduras por presión diferencial
- Atrapamiento de sartas de perforación por empacamiento
- Descontrol subterráneo

Esto ocasiona que los pozos puedan perforar pocos metros en la zona de interés, o que se tenga que intervenir para controlar perdidas o realizar operaciones riesgosas, lo cual incrementa los costos de perforación.

Dichos problemas han conducido en fechas recientes al desarrollo y empleo de nuevas tecnologías de perforación, siendo la Perforación Bajo Balance (P.B.B) una de las más importantes de los últimos quince años, el uso de esta técnica no se limita a formaciones con baja presión, ya que esta puede ser aplicada en intervalos con alta presión donde el objetivo es el incrementar los gastos de producción y reducir los riesgos de pegadura por presión diferencial.

La técnica de P.B.B ha resuelto favorablemente los problemas ya mencionados y otros, tales como reducir el daño a la formación, incrementar el ritmo de penetración, reducir la necesidad de estimulaciones, etc.

A lo largo de este capítulo se presentan los conceptos básicos relacionados a la Perforación Bajo Balance, sus aplicaciones, fluidos de perforación utilizados, selección de pozos candidatos y condiciones de bajo balance; esto es con la finalidad de contar con una referencia teórica, que sirva como base para entender la Técnica de Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible.

1.1 Definición.

Se considera una operación de Perforación Bajo Balance (P.B.B), cuando la presión del fluido de perforación es intencionalmente diseñada para ser menor a la presión de la formación que esta siendo perforada, con lo cual se presenta la afluencia continua de fluidos de la formación hacia el pozo.

1.2 Aplicaciones de la Perforación Bajo Balance. ^{1,4,9}

La P.B.B es una de las tecnologías de perforación de mayor desarrollo en los últimos quince años debido principalmente a la amplia gama de aplicaciones que tiene, las más importantes son:

- Perforación en Formaciones Mecánicamente Estables, aun cuando se manejan presiones hidrostáticas menores a la presión de los fluidos de la formación.
- Formaciones con Baja Presión, este tipo de formaciones presentan problemas de perdidas de circulación, pegaduras por presión diferencial.
- Yacimientos Naturalmente Fracturados, el daño que ocasiona el lodo de perforación en las operaciones convencionales ocasionan la reducción de los gastos de producción. La P.B.B permite perforar este tipo de formaciones eliminando el taponamiento causado por los sólidos, esto es debido a que la presión de circulación es mucho menor a la de la formación.
- Perforación de Pozos Horizontales, a través de la técnica de P.B.B se puede minimizar el daño a la formación (en carbonatos fracturados) y en yacimientos de arcillas sensibles, elimina la invasión de fluidos durante la fase de perforación horizontal.
- Reacondicionamiento, Limpieza y Rehabilitación de Pozos, usando las técnicas de P.B.B se puede recuperar el fluido de forma más rápida lo que previene el daño potencial ocasionado por los fluidos de limpieza utilizados.

1.3 Yacimientos Apropriados Para la Perforación Bajo Balance. ^{1,4,10}

Los yacimientos cuyas características son las idóneas, para perforar bajo balance son:

- Arenas intercrystalinas consolidadas, con alta permeabilidad y carbonatos (calizas y dolomías).
 - Arenas poco o no consolidadas y alta permeabilidad.
 - Formaciones altamente fracturadas (fracturas generalmente mayores a 100 micras).
 - Formaciones depresionadas donde la perforación convencional ejerce una presión hidrostática mayor de 1,000 [psi].
 - Formaciones que presentan problemas de incompatibilidad con los filtrados (emulsiones, precipitados) .
 - Formaciones con presiones muy altas.
 - Yacimientos muy profundos que se encuentran debajo de zonas agotadas o depresionadas
-

1.4 Selección de Pozos Candidatos. ^{1,4,10.}

Existen varias razones para perforar bajo balance:

- Aumentar el rendimiento de los pozos a través de la prevención del deterioro.
- Prevenir los problemas de control de pozo debido a las pérdidas de circulación
- Evaluar la producción durante la perforación.

Para realizar una valoración apropiada de la factibilidad de usar las técnicas de P.B.B. se debe hacer una recopilación y análisis detallado de los siguientes datos:

- Datos de presión del yacimiento.
- Compatibilidad de los fluidos del yacimiento con los fluidos de perforación propuestos.
- Estabilidad de las paredes del pozo, tipo y dureza de la formación.
- Compatibilidad del fluido de perforación con los equipos direccionales, etc.

Los factores que determinan si un pozo es un buen candidato para ser perforado mediante la técnica de P.B.B son, las propiedades mecánicas de la roca, las características del yacimiento.

Una mala selección del pozo puede ocasionar y dar lugar a un mal comportamiento del yacimiento, mayores costos, y un gran riesgo en el control del pozo.

1.4.1 Pozos Candidatos

Para realizar la selección de los pozos candidatos se deben de determinar cuales son las ventajas (técnico-económicas) que ofrece la técnica de P.B.B con respecto a las técnicas convencionales.

a) Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Cuando se perfora este tipo de yacimientos mediante técnicas convencionales (sobrealance) se presenta la reducción de los gastos de producción, ya que los sistemas fracturados pueden ser taponados con los sólidos de la perforación o con los materiales densificantes. La P.B.B reduce o elimina los problemas de taponamiento y la pérdida de circulación relacionados a la perforación de este tipo de yacimientos, debido a que la presión equivalente de circulación es mucho menor que el gradiente de formación (Fig. 1.1).

b) Formaciones con Baja Presión.

Las formaciones que presentan una presión anormalmente baja ocasionan pérdidas de circulación (Fig. 1.2), pegaduras de tubería por presión diferencial etc, este problema puede verse agravado cuando se esta perforando una zona depresionada y se transforma en una zona de alta presión, en este tipo de problemas la solución es aplicar la técnica de P.B.B.

a) Pozos Horizontales

Muchos de los candidatos para emplear la P.B.B se encuentran en formaciones carbonatadas fracturadas verticalmente, las cuales pueden ser interceptadas por medio de pozos horizontales, que permiten ocasionar el mínimo daño a la formación. Si la perforación de estos pozos se realiza mediante perforación convencional, la invasión de los fluidos en yacimientos de arcillas sensibles puede ser perjudicial debido a los largos periodos de tiempo en el que la formación se encuentra expuesta a los fluidos de perforación durante la fase de perforación horizontal.

b) Pozos de Gas y/ o Aceite

En la perforación de este tipo de pozos la P.B.B ayuda a disminuir o eliminar el daño a la formación.

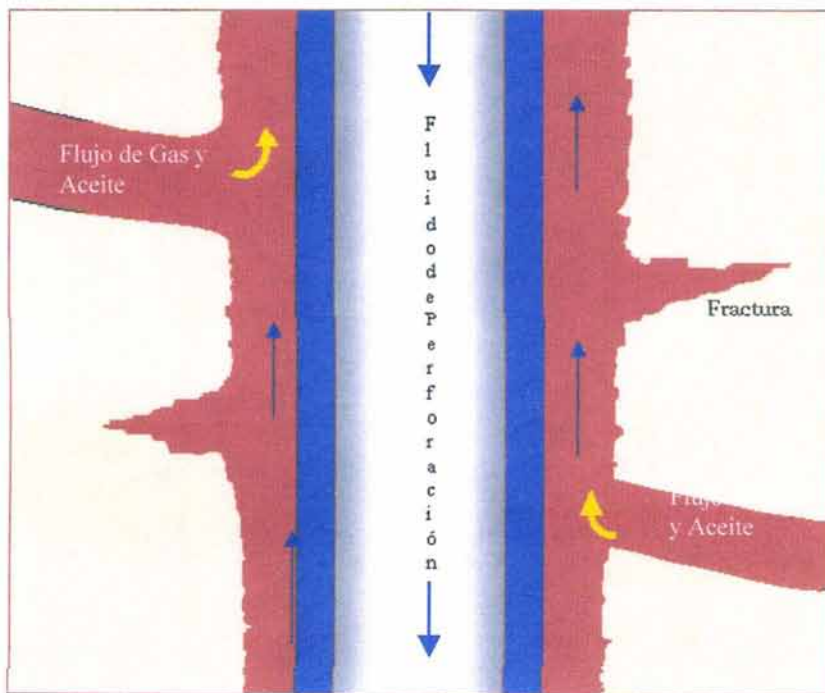


Fig. 1.1 Condiciones de Bajo Balance.

c) Pozos Productores de Agua

Se aplica la P.B.B cuando no es factible (ambientalmente) el fracturamiento hidráulico.

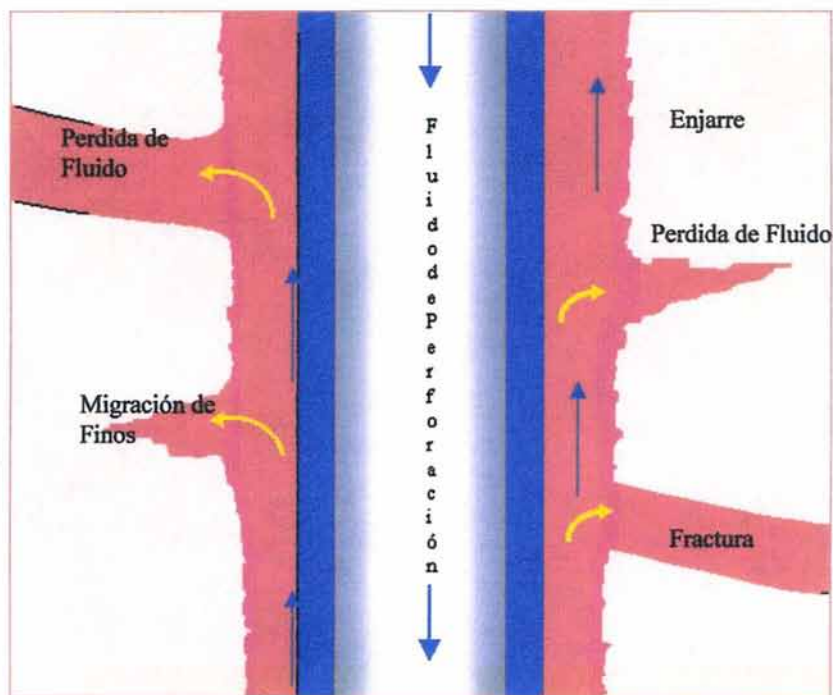


Fig. 1.2 Condiciones de Sobre balance.

1.4.2 Pozos No Candidatos.

Como se mencionó anteriormente, no todos los pozos pueden ser candidatos para aplicar la técnica de P.B.B, en algunos casos pueden existir grandes desventajas en tratar de llevarla a cabo, las principales desventajas son:

- a) Formaciones con Alta Presión y Alta Permeabilidad.

Aunque los yacimientos cuya permeabilidad es alta son ideales para perforar bajo balance, si se presenta simultáneamente alta presión, puede ocasionar la máxima producción, la cual puede sobrepasar la capacidad máxima que pueden controlar los equipos superficiales.

- b) Inestabilidad del Agujero.

Las formaciones compuestas de lutitas con contenido de arcilla de fácil hinchamiento o formaciones no consolidadas, son yacimientos que no pueden ser candidatos en operaciones de P.B.B, debido al alto potencial de pérdida de fluidos.

c) Formaciones Vugulares o Macrofracturadas.

En este tipo de formaciones se puede presentar la invasión de fluidos y sólidos en la parte más baja de un pozo horizontal, esto ocurre cuando se presentan presiones bajas en conjunto con grandes porosidades.

d) Pozos Someros.

En este tipo de pozos la P.B.B no se puede optimizar la velocidad de perforación o minimizar el daño a la formación, por lo que no hay ninguna ventaja económica con respecto a la perforación convencional.

1.5 Fluidos de Perforación. ^{1,3,5,7,14,17.}

Uno de los aspectos más importantes en la planeación y ejecución de la perforación de un pozo a condiciones de bajo balance, es la selección del tipo de fluido de perforación que va ser usado, como el fluido circulante debe realizar las mismas funciones que a condiciones de sobrebalance y resolver los problemas que se presentan por la condición bajo balance, éste debe reunir características de densidad, lubricación y su función principal la de transportar los recortes generados por la barrena, del fondo del pozo hacia la superficie, además de:

- a) Evitar la corrosión en los elementos tubulares del pozo
- b) Evitar que se genere la combustión espontánea.
- c) Evitar inestabilidad química
- d) Tener el menor costo posible

1.5.1 Consideraciones Para Seleccionar el Fluido de Perforación.

El diseño del fluido de perforación en operaciones de Bajo Balance difiere bastante de los métodos convencionales, por ejemplo:

- En los fluidos de perforación bajo balance no se requiere de materiales que generen enjarre, esto es porque el fluido bajo balance previene las pérdidas de fluido.
- Los materiales pesados no son requeridos para controlar el pozo.
- No se requiere de materiales viscosificantes para la remoción de los recortes, debido a la producción de hidrocarburos los cuales incrementan la velocidad anular, si el gas es producido o inyectado ocasiona un flujo (de dos fases) turbulento, en el anular, lo que ayuda a una mejor remoción de los recortes generados por la barrena.

1.5.2 Clasificación de los Fluidos de Perforación

Existen distintas formas de clasificar los fluidos de perforación, ya sea por sus características físicas, con base en su grado de compresibilidad (Fluidos compresibles e incompresibles), una forma de clasificar a los fluidos se presenta en la tabla 1.1.

Clasificación de los Fluidos de Perforación		
Compresibles	Gas	Dos Fases Gas-Líquido
	Aire	Nieblas
	Gas Natural	Espumas estables
	Nitrógeno	Espumas rígidas
	Otros	Líquidos gasificados
Incompresibles	Líquidos	
	Agua	
	Salmueras	
	Lodos salados	
	Lodos bentoníticos	
	Lodos emulsionados	

Tabla 1.1 Clasificación de los fluidos de Perforación.

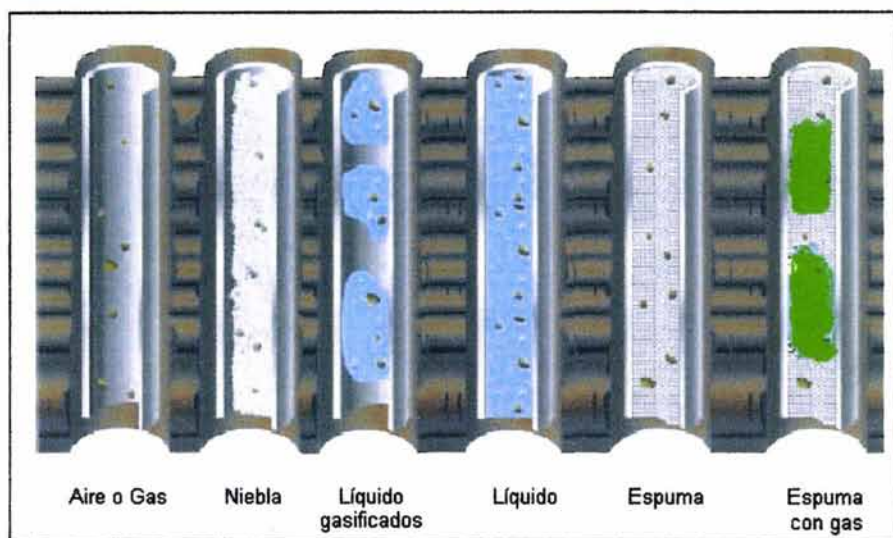


Fig. 1.3 Fluidos de Perforación.

1.5.2.1 Fluidos Compresibles

Como se puede observar en la tabla 1.1 los fluidos compresibles se dividen en fluidos gaseosos y fluidos de perforación de dos fases Gas-Líquido.

El fluido niebla tiene una fracción de líquido baja (normalmente menor al cuatro por ciento del volumen).

Los fluidos gasificados contienen nitrógeno y/o oxígeno, dióxido de carbono o metano el cual es inyectado en la superficie para aligerar la columna de fluido en el anular, generalmente tiene un porcentaje en volumen de gas menor al 55 %.

Las espumas, son una mezcla de gas y líquido en la cual, el por ciento en volumen de gas se encuentra entre 55 y 96 %.

A continuación se describe de forma más amplia las principales características de cada uno de los fluidos compresibles aquí mencionados.

1.5.2.1.1 Fluidos de Perforación Gaseoso.

En todas las operaciones de perforación, se pretende que las distintas actividades se lleven a cabo con un alto nivel de seguridad, en el menor tiempo posible y al menor costo. El gas más económico a emplear en la P.B.B es el aire, pero usarlo implica grandes riesgos de corrosión y combustión espontánea, es por esta razón que el gas más usado en las actividades de P.B.B sea el nitrógeno, ya sea abastecido en carrotanques producido en plantas ó producirlo en el sitio de la perforación por medio de membranas.

Del mismo modo que el nitrógeno, el gas natural también puede ser utilizado como fluido de perforación bajo balance.

Las características, ventajas y desventajas de utilizar los gases mencionados son:

a) Aire Seco.

A finales de los años cuarenta se perforaron los primeros pozos con aire como fluido de perforación, los motivos principales para perforar con aire fueron, el de incrementar los gastos de penetración en formaciones duras y sobretodo resolver problemas de pérdida de circulación.

Como ya sea mencionado, la técnica de P.B.B más simple y más antigua es usar aire como fluido de perforación, es cierto que el aire seco es el gas más barato pero el utilizarlo implica un alto riesgo de corrosión y combustión espontánea.

Al igual que los fluidos convencionales la función principal del aire en las actividades de perforación es la de sacar los recortes desde el fondo del pozo hacia la superficie, para ello se requiere determinar el gasto requerido para lograr una limpieza adecuada del agujero.

El flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre opuesta a la fuerza de gravedad sobre cada uno de los recortes, si la fuerza de arrastre es mayor a la fuerza de gravedad el recorte es levantado. Se sabe que la fuerza de arrastre se incrementa conforme el gasto de aire se incrementa y a su vez, la velocidad con la cual los recortes son levantados será mayor.

La fuerza de arrastre que se ejerce sobre los recortes se incrementa con el aumento de la presión del aire y, disminuye con la disminución de la velocidad del aire. A medida que la profundidad del agujero es mayor, se requiere de un gasto mayor de aire para levantar los recortes generados, además de todo esto la densidad del aire también se ve influenciada por la temperatura, y a su vez está (temperatura) cambia cuando el aire fluye dentro del pozo.

Si se presentan altos gastos de aire, los recortes se mueven a una velocidad casi similar a la del aire, lo que conlleva a un transporte eficiente de los recortes.

b) Gas Natural

El gas natural puede ser empleado en lugar del aire seco, como fluido de perforación, esté previene la formación de mezclas de gas inflamables en el fondo del pozo, el inconveniente que se tiene al manejar dicho gas, es que el gas natural en la superficie forma mezclas inflamables, por lo cual se requiere de ciertos cambios en los procedimientos de perforación.

En los años 50 el gas natural se empleo para mejorar la velocidad de penetración en áreas de rocas duras y en lugares donde no se tiene el abastecimiento suficiente de agua. Los gases hidrocarburos tienen una gravedad específica baja, la cual aumenta con el incremento de su peso molecular; la gravedad del gas natural depende de su composición, pero por lo general su valor se encuentra entre 0.6 a 0.7, por lo tanto la densidad del gas natural que circula dentro del pozo es muy diferente a la del aire inyectado al mismo gasto volumétrico, lo cual afecta directamente la capacidad de transporte de los recortes. Es por esta razón que el gasto de inyección de gas requerido para un transporte eficaz de los recortes es mayor para el gas natural que para el aire.

Se sabe que el gas natural se comprime más rápido a ciertas presiones que un gas ideal, además el gas natural es más caro de comprimir que el aire.

a) Nitrógeno

En las actividades de P.B.B. el gas que mayor uso tiene como fluido de perforación es el nitrógeno, esto se debe a sus propiedades fisicoquímicas. La ventaja que tiene el nitrógeno sobre los gases ya mencionados, es que las mezclas de nitrógeno con los gases hidrocarburos no son inflamables, lo que minimiza la posibilidad de explosiones o fuego en el fondo del pozo.

El gas que se emplea durante las operaciones de perforación no necesariamente son nitrógeno puro, algunas mezclas de aire con nitrógeno y gas hidrocarburo no ocasionan combustión, ya que se mantiene la concentración de oxígeno por debajo del nivel crítico.

La utilización de nitrógeno como fluido de perforación acarrea los recortes y los fluidos de entrada de la formación, de la misma forma que lo hace el aire (Fig. 1.4).

Se sabe que la densidad del nitrógeno es menor a la del aire (alrededor del 3%), a condiciones estándar (presión y temperatura estándar), el transporte de los recortes con nitrógeno es igual de efectivo que con aire, utilizando los mismo gastos de inyección en la superficie.

Cuando se usa aire o nitrógeno, la selección del gasto de inyección se determina con base en la eficiencia de transporte de los recortes, el incremento en el ritmo de penetración y los costos del equipo para manejar el nitrógeno.



Fig. 1.4 Perforación con nitrógeno.

El nitrógeno que se emplea en las operaciones de perforación puede ser abastecido por medio de carrotanques que provienen de plantas ó producirlo en el sitio de la perforación, el nitrógeno criogénico de alta pureza puede ser obtenido, pero el precio es alto.

El nitrógeno producido mediante equipos de membrana, tiene un 95% de pureza. El costo del nitrógeno esta en función de la presión del aire por pie, la presión y pureza deseada.

1.5.2.1.2 Fluidos de Perforación de Dos Fases Gas-Líquido.

Durante 1950 y 1960, se incremento la variedad de fluidos de perforación debido al desarrollo de fluidos de dos fases, los cuales se han empleado con éxito durante las ultimas cuatro décadas con grandes logros en formaciones, donde el empleo de fluidos convencionales habían tenido severos problemas, por ejemplo en formaciones duras o altamente fracturadas, en zonas de alta permeabilidad, etc (Fig. 1.5).

Algunos de los fluidos que están constituidos por dos fases (gas y liquido) son:

- Nieblas.
- Espumas.
- Fluidos aireados.

A continuación se describen las características generales, las ventajas y desventajas de dichos fluidos de perforación.

a) Espumas

La perforación con espumas se popularizo en las decadas de los 60 y 70, ya que ofrecen grandes ventajas al manejar intrusiones de líquidos de la formación (agua, aceite), las espumas están constituidas básicamente por una fase liquida y un surfactante o jabón como agente espumante.

La tensión superficial inherente al surfactante ayuda a dispersar los fluidos y prevenir que la fase gaseosa se separe fácilmente del sistema.

Las espumas se puede dividir en:

- Espumas Estables.
- Espumas Rígidas ó viscosa.

La espuma estable es similar a la espuma de afeitar y se produce con 1-2 % de agente espumante por volumen de liquido.

Las espumas rígidas, también conocidas como espumas viscosas incorporan ligeramente menos agente espumante, que las espumas estables, utilizando únicamente el 1% de agente espumante. La consistencia que ofrece este tipo de espuma permite el transporte de los recortes a velocidades anulares muy bajas, la entrada de gas incrementa la calidad de la espuma, el inconveniente es cuando la cantidad de gas es tal que la espuma se convierte en niebla, lo que ocasiona que pierda su viscosidad.

En cambio, si hay entrada de líquido se reduce la calidad de la espuma, lo que puede originar la pérdida de viscosidad e incremento de la densidad de la espuma.

La espuma rígida puede incluir 3-4% de bentonita o gel en la mezcla, así como una cantidad pequeña de polímero viscosificante de cadena larga (menos de 0.24%), en ocasiones se puede agregar sales e inhibidores de corrosión los cuales no tienen ningún impacto directo en la viscosidad del líquido. El incremento de la viscosidad de la fase líquida, en este tipo de espumas permite una estructura más estable ocasionada por la disminución de la segregación gravitacional y la ruptura de paredes celulares, lo que da origen a una espuma de mayor calidad.

La viscosidad que presenta este tipo de espumas permite, tener velocidades anulares menores que con la espuma estable, de igual forma la limpieza del agujero es más eficiente.

Las principales ventajas que ofrece la perforación con espumas son:

- De los fluidos de baja densidad las espumas son las más versátiles.
- El porcentaje de gas y de líquido puede ser fácilmente controlado en la superficie para alcanzar la presión requerida en el fondo del agujero.
- Se puede añadir distintos surfactantes con el fin de resolver problemas ocasionados por los fluidos de la formación tales como; corrosión, estabilidad del agujero, hinchamiento de arcillas etc.
- Las espumas tienen una excelente capacidad de transporte de sólidos, lo que permite una eficiente remoción de los recortes en el fondo del pozo.
- La capacidad de transporte de las espumas permite incrementar los gastos de penetración.
- Las espumas tienen la habilidad de desplazar grandes volúmenes de fluidos de la formación.

b) Niebla.

Las primeras nieblas que se emplearon como fluido de perforación, estaban constituidas básicamente por agua y un agente tensoactivo, el cual en un principio era un detergente común. La descripción más simple de la niebla es que son pequeñas gotas de un fluido suspendido en una corriente de gas.

Una forma de niebla es mezclar agua con polímeros de cadena larga. La mezcla de carboxil metil celulosa parece proteger las formaciones expuestas, especialmente lutitas sensibles al agua, el pH es controlado con carbonato de sodio.

El nitrógeno, diesel o aceites refinados han sido utilizados como agentes tensoactivos, la niebla es una mezcla de dos fases (gas y líquido), a esta mezcla de gas y líquido se le conoce comúnmente como "fluidos de perforación aligerados".

En las nieblas las gotas no se encuentran conectadas entre sí, por lo que el líquido es la fase discontinua, la niebla está formada con una fracción de volumen de líquido que es aproximadamente menor al 2%, a las condiciones de presión y temperatura que prevalecen.

En la mayoría de los casos, las gotas de líquido dispersas dentro de la niebla se mueven a una velocidad similar a la del gas por lo cual, la velocidad de resbalamiento es cero.

La niebla no tiene mayor eficiencia de transporte de recortes que el aire, por lo que teóricamente se requieren velocidades anulares mayores.

Una práctica común cuando se está perforando con aire seco y se presenta la entrada moderada de agua, es inyectar una pequeña cantidad de agua con agente espumante dentro del compresor antes de que el aire entre a la tubería de perforación, este líquido junto con el agua de la formación se dispersa dentro de una niebla, en la cual las gotas de agua se mueven a una velocidad casi similar a la del gas.

c) Fluidos gasificados.

Los fluidos gasificados en un principio fueron utilizados para perforar zonas de rocas duras ya que eran óptimos, debido a las grandes presiones y cambios de velocidad no causaban desmoronamiento inmediato del agujero.

Los fluidos gasificados son un medio inducido, es decir que se le introduce a éste corrientes de aire o gas para aligerarlo, con lo cual se pretende reducir la pérdida de circulación si se emplean lodos convencionales.

Los líquidos gasificados son usados en algunas ocasiones para perforar a condiciones de bajo balance, este tipo de fluidos generalmente no contienen surfactantes, por lo regular tienen una fracción de volumen de líquido alta en las condiciones del fondo del agujero. Este tipo de fluido genera un régimen de flujo tipo burbuja, la fase líquida que constituye este tipo de fluidos es generalmente agua, diesel o aceite, los cuales son gasificados con nitrógeno o gas natural.

1.5.2.1.3 Fluidos Líquidos.

Generalmente los fluidos de la formación tienen una presión que supera la presión hidrostática ejercida por el agua o salmuera que se encuentra a la misma profundidad, por lo cual es posible perforar a condiciones de bajo balance usando líquidos.

La fase líquida que se usa normalmente, es la misma que se emplea en condiciones de sobrebalance, el diesel es el fluido que se emplea más frecuente sobre todo, porque este líquido es el de menor densidad ($0.87 \text{ [gr/ cm}^3\text{]}$) y evita los problemas fisicoquímicos debido a la presencia de arcillas en la formación.

Además del diesel se emplea el agua dulce, salmueras, sistema ligno sulfonato, entre otros; este tipo de fluidos tienen en general la ventaja de ser sistemas seguros y resistentes a la contaminación.

Las características y ventajas particulares de los fluidos líquidos son:

a) Agua Dulce.

El agua dulce puede ser utilizada como fluido de P.B.B. siempre y cuando cumpla las siguientes funciones:

- Capacidad suficiente de acarreo de recortes.
 - No cause daño a la formación por hidratación de arcillas.
-

- Haya el abastecimiento suficiente ó se tenga la infraestructura para reciclar el agua.
- La carga hidrostática del fluido no exceda la presión del pozo.

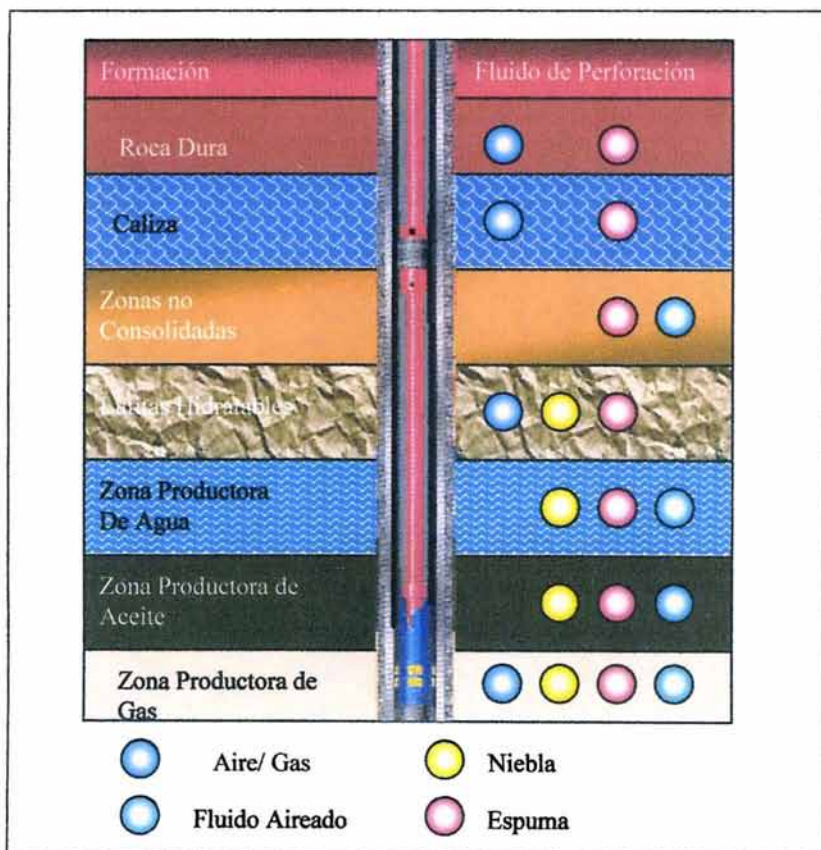


Fig. 1.5 Tipos y aplicaciones de los fluidos de perforación.

El agua dulce es quizás el mejor fluido de perforación que puede ser utilizado, ya que ofrece grandes ventajas ecológicas, se puede utilizar agua en formaciones calcáreas depresionadas profundas (mayor de 5000 [m]), con un mínimo contenido de arcillas y gradientes de presión menores de $0.7 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$. Las ventajas principales que ofrece el agua son:

- No es afectado por la contaminación de aceite y/o gas.
- Permite que el aceite y el gas sean separados.

-
- Permite el fácil asentamiento de los recortes en los tanques.
 - Se tiene mayor velocidad de penetración.

Las desventajas :

- Es potencialmente dañina a la formación.
- Se tienen problemas para mantenerse con pérdida de circulación, en áreas donde el abastecimiento es complicado.
- Inadecuada capacidad de acarreo de recortes grandes.
- Limitada lubricación y reducción de fricción.

b) Agua Salada

El agua salada pueden contrarrestar la hidratación de arcillas, pero presentan complicaciones operativas, las ventajas que ofrece el agua salada son:

- Es menos dañina para la formación que el agua dulce.
- Trabajan en presiones de poro más altas que el agua dulce.

Las principales desventajas son:

- Es extremadamente corrosivo para el equipo.
- Altos costos logísticos.

c) Salmuera

Las salmueras al igual que el agua salada puede contrarrestar el efecto de la hidratación de arcillas, las ventajas que se tienen al utilizar las salmueras son:

- Fácil recirculación.
- Control de pérdida de circulación y daño a la formación es intrínseco al sistema.
- Se puede trabajar con presiones de poro mayores de $1.08 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$.
- Excelente capacidad de acarreo de recortes en pozo verticales y horizontales.

Las principales desventajas son:

- Son costosos.
 - La alta viscosidad hace difícil que se libere el aceite o gas que pueda incorporarse al sistema.
 - Son susceptibles a la contaminación.
-

d) Lodos base aceite, diesel ó aceite crudo.

Como ya se ha hecho mención, el diesel es el líquido que ofrece la menor densidad y evita los problemas ocasionados por el hinchamiento de las arcillas, además ofrece las siguientes ventajas:

- Alto grado de lubricación y reducción de fricción.
- Capacidad para aceptar un alto grado de contaminación por presencia de H_2S y CO_2 .
- Si el pozo perforado es productor de aceite, éste es fácilmente incorporado al sistema.

Las principales desventajas son.

- El manejo del aceite en la superficie resulta complicado si hay alta producción de éste proveniente de la formación.
- Se complica la eliminación de emulsiones indeseables.
- Se dificulta la limpieza del sistema base aceite de sólidos.

e) Sistema Ligno Sulfanato.

Este tipo de sistemas son llamados los caballitos de batalla de los sistemas, debido a su habilidad para ser utilizados en casi cualquier campo del mundo. Estos sistemas resisten contaminación, son fácilmente tratables, pueden ser empleados en formaciones cuyas temperaturas sean altas, altamente versátil, además de todo esto tienen las siguientes ventajas:

- Son muy útiles en pozos que requieren hasta $2.17 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$, para controlar la presión.
- Menos caros que las salmueras.
- Fácil tratamiento y mantenimiento.
- Menos corrosivos que los sistemas de agua.

Las principales desventajas son:

- Los sólidos se impregnan en altos flujos de aceite.
 - Puede ocurrir daño potencial en algunos horizontes, especialmente si se pierde en las fracturas del yacimiento productor.
-

1.6 Técnicas de Perforación Bajo Balance. ^{2,4,6,14,24}

Como ya se ha mencionado, la técnica de Perforación Bajo Balance (P.B.B.), corresponde con la perforación que se realiza cuando la presión de la formación es superior a la de la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación, permitiendo la entrada de los fluidos de la formación al pozo, para lograr esta condición se tienen tres formas de generarla, que corresponden con:

- El uso de fluidos ligeros (de baja densidad).
- En forma Natural.
- De forma artificial.

Se debe de entender que la entrada de los fluidos de la formación se debe realizar de forma controlada, evitando que ocurra algún contratiempo, el cual conlleve a la pérdida total del pozo.

1.6.1 Generación de las Condiciones de Bajo Balance Mediante la Aplicación de Fluidos Ligeros (Fluidos de baja densidad).

De los tres mecanismos para alcanzar las condiciones de bajo balance, el más simple es el uso de fluidos ligeros ó de baja densidad (agua, salmuera, fluidos base aceite, etc), este tipo de fluidos pueden ser utilizados en pozos donde la presión de formación es normal.

El problema primario que se tiene al usar este tipo de fluidos en muchos yacimientos, es que la presión hidrostática no puede ser reducida lo suficiente, para permanecer bajo balance.

1.6.2 Generación de las Condiciones de Bajo Balance en Forma Natural.

Durante la perforación de formaciones de alta presión, se puede presentar las condiciones de bajo balance a una cierta profundidad. Es sabido que las formaciones cuya permeabilidad y presión son altas, presentan las condiciones óptimas para la P.B.B. esto con el fin de reducir el daño a la formación, sin embargo se presentan grandes dificultades en el control del pozo con lo que el riesgo de perforación se incrementa.

1.6.3 Generación de las Condiciones de Bajo Balance de Forma Artificial.

En formaciones donde la presión es muy baja para establecer condiciones de bajo balance, mediante el uso de fluidos de baja densidad (fluidos base agua ó aceite), se generan dichas condiciones en forma artificial, a través de la inyección de un gas simultáneamente con el fluido de perforación con el fin de aligerar la columna hidrostática en el fondo del pozo.

Dicho proceso tiene cierta similitud con el proceso de bombeo neumático, en el cual la inyección de un gas (nitrógeno, CO₂) aligera la columna de aceite, permitiendo que la presión natural del pozo lleve los hidrocarburos hasta la superficie.

La inyección del gas se puede realizar de tres formas distintas que son:

- Tubería concéntrica con inyección de gas por el espacio anular.
- Tubería parásita con inyección de gas por el espacio anular.
- Inyección de gas por el interior de la tubería de perforación.

1.6.3.1 Tubería concéntrica con inyección de gas por el espacio anular.

En este procedimiento se introduce una tubería concéntrica, colocada entre la última T.R. que se encuentre cementada y la tubería de perforación la cual debe tener diámetro suficiente para permitir la rotación de la tubería en caso necesario (Fig. 1.6).

El gas se inyecta por el espacio anular de la última T.R. cementada, posteriormente éste ingresa al espacio anular formado por la tubería concéntrica y la tubería de perforación, por medio de ranuras hechas en la tubería concéntrica.

1.6.3.2 Tubería parásita con inyección de gas por el espacio anular.

Esta técnica consiste en correr una segunda tubería (generalmente es una sarta de tubería flexible), por fuera de la T.R. intermedia hasta el fondo del pozo (Fig. 1.7), durante la perforación, el gas es bombeado a través del espacio anular y mezclado con el fluido de perforación en la corriente de retorno lo que ocasiona que la presión de fondo se reduzca debido al aligeramiento de la columna hidrostática por arriba del punto de inyección.

Las ventajas de esta técnica son:

- La circulación de gas no se interrumpe durante las conexiones y viajes.
- Se tienen menos fluctuaciones en la presión de fondo en comparación con la técnica de inyección por tubería de perforación.
- Permite el uso de equipo MWD.

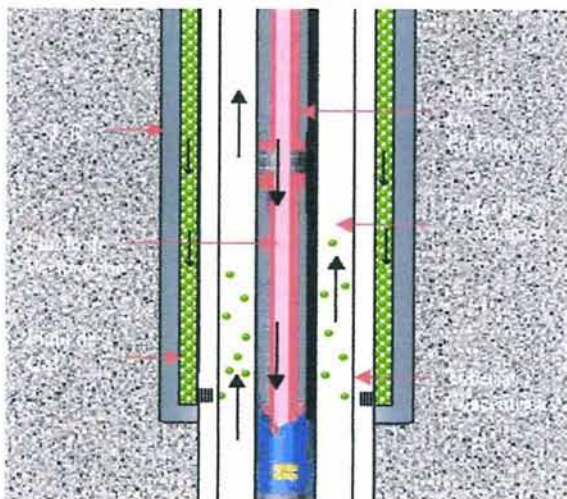


Fig. 1.6 Generación de las Condiciones de Bajo Balance a través de una tubería concéntrica.

Las desventajas de esta técnica son:

- Costos adicionales para la inyección por la sarta
- Se requiere incrementar el tamaño del agujero para adaptar la sarta de inyección
- Se incrementan los gastos de inyección.
- Requiere mayor tiempo.

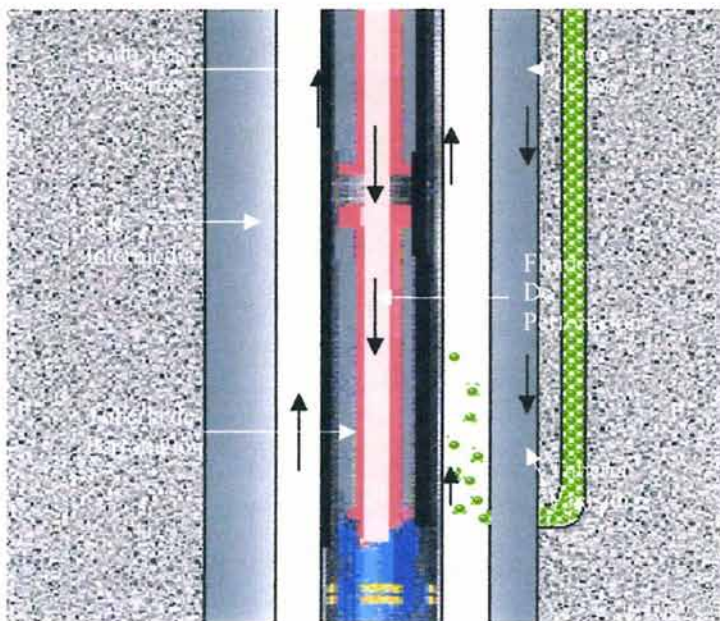


Fig. 1.7 Generación de las condiciones de bajo balance a través de una tubería parásita.

1.6.3.3 Inyección de gas por el interior de la tubería de perforación.

La inyección de gas por tubería de perforación es la técnica más común de perforación bajo balance, esta comprende la inyección de gas a la corriente de líquido a través de la tubería vertical, la mezcla de gas y líquido es bombeado hasta el fondo de la sarta de perforación (Fig. 1.8).

Cuando una formación es abatida en condiciones de bajo balance la presión se extiende hasta la superficie resultando una presión menor en el yacimiento hasta el pozo, el radio de esta región de abatimiento temporal puede variar a lo largo del pozo dependiendo de las características del yacimiento y condiciones de circulación de fondo.

Con la inyección de gas por el interior de la tubería de perforación se logra aligerar toda la columna de fluido, en el espacio anular por encima de la barrena, siendo muy efectiva para mantener una presión de fondo constante.

Cuando se perfora usando tubería con juntas, las condiciones de circulación de fondo son interrumpidas, debido a que el gas no puede ser inyectado, para asegurar que las condiciones de bajo balance se mantengan durante las conexiones, viajes, etc.

La separación de fluidos ocurre en el espacio anular y en el interior de la sarta de perforación inmediatamente después que la inyección de gas se ha detenido. Se debe tener un incremento en la presión de fondo para restablecer la circulación como resultado de la fuerza adicional requerida para remover los líquidos acumulados en el espacio anular. La formación puede estar expuesta a nuevos incrementos de presión de fondo debido a la separación de líquidos dentro de la sarta de perforación y posteriormente circularlos al espacio anular.

Las principales ventajas son:

- No requiere de equipo adicional de fondo.
- Tiene un costo menor en comparación con las técnicas de inyección que emplean tubería parásita o concéntrica.
- Las presiones de fondo son bajas debido a que el fluido gasifica por completo el espacio anular.
- Se tienen una mejor hidráulica de la barrena.

Las principales desventajas:

- Se interrumpe la gasificación cuando se realizan conexiones o viajes, por lo cual es difícil mantener las condiciones de bajo balance con esta técnica ya que no se puede alcanzar el control de la presión de fondo.
- Durante la conexión, desconexión y los viajes de la sarta se requiere de cierto tiempo para la descompresión de ésta, debido a la presencia de válvulas de contrapresión que se utilizan en la sarta de perforación, lo que hace que las operaciones sean más lentas.
- El flujo de dos fases por el interior de la tubería de perforación, causa altas pérdidas por fricción, lo cual implica presiones de superficie más altas que en la inyección por espacio anular.
- La sarta de perforación esta expuesta a una gran corrosión debida a los altos gastos.

1.7 Equipo Superficial de Perforación. ^{1,4,9,11,12,24}

Para la perforación bajo balance se requiere usar equipo adicional para satisfacer las necesidades de manejo superficial de presión y volúmenes de líquido y gas, tanto lo que se inyecta durante la perforación como lo que se obtenga del yacimiento como resultado de la condición de bajo balance que se desee lograr.

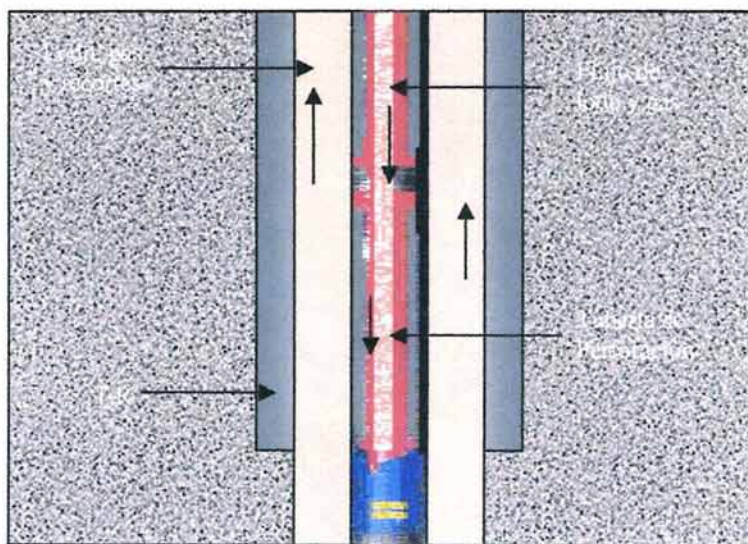


Fig. 1.8 Generación de las condiciones de bajo balance con inyección de gas por espacio anular.

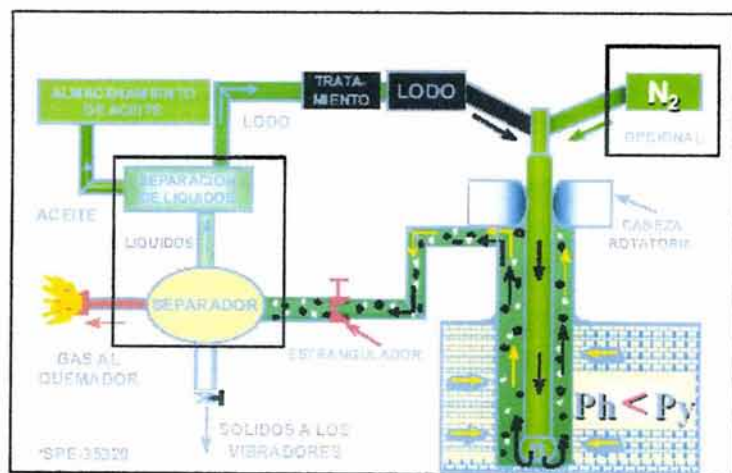


Fig. 1.9 Arreglo típico del equipo superficial para P.B.B.

Un equipo rotatorio convencional puede ser adaptado para perforar bajo balance, con pocas modificaciones, estas incluyen:

Un medio que proporcione un sello alrededor de la tubería de perforación cuando la sarta esta rotando.

- Equipo de separación de cuatro fases (gas, aceite, agua, recortes).
- Un medio que controle el flujo del pozo, para mantener el nivel de bajo balance deseado.
- Equipo para almacenar los hidrocarburos producidos.
- Válvula flotante, para prevenir el flujo del pozo por arriba de la sarta de perforación.
- Un preventor rotatorio, instalado en la parte superior del preventor convencional.

Un arreglo como el que se presenta en la figura 1.9 debe cumplir con las siguientes funciones:

1. Perforar rotando la sarta.
2. Viajar y controlar la presión en el espacio anular

1.7.1 Conjunto de preventores.

El diseño típico del conjunto de preventores consiste de 3 preventores de ariete, los cuales permiten colocar un juego adicional de tubos debajo del ciego, con las líneas de estrangulación y de matar entre el ariete superior y el ciego.

Todos los sistemas básicos para perforar bajo balance, emplean una cabeza rotatoria con una capacidad de presión máxima de trabajo de 400 [lb/pg²] (en algunas ocasiones 500 [lb/pg²]), la cabeza rotatoria es utilizada como un desviador y no se utiliza para mantener la contrapresión, por lo tanto no existe una contrapresión límite. De hecho esta contrapresión es despreciable para perforar con aire y niebla.

La aplicación de la cabeza rotatoria se debe ajustar a sus límites de presión de trabajo, antes de recurrir a un equipo más costoso como los preventores rotatorios (RBOP).

La perforación de pozos profundos o yacimientos de gas, puede generar situaciones en las que la presión exceda los límites de las presiones de trabajo de la cabeza rotatoria, en estos casos se emplea el preventor rotatorio (RBOP), el cual trabaja con una capacidad de presión máxima de trabajo de 1500 [lb/pg²], algunos equipos operan hasta con 5000 [lb/pg²] de presión estática. En la tabla 1.2 se hace una comparación de las principales características de algunas cabezas y preventores rotatorios.

Marca	Tipo	Modelo	Presión de Trabajo		RPM	Rango de Presión	Número Elementos
			Estática	Rot/ viajando			
Williams	Cabeza	7100	5000	2500	100	Alta	Doble
Williams	Cabeza	7000	3000	1500	100	Media	Doble
Williams	Cabeza	8000	1000	500	100	Baja	Sencillo
Techcorp-Alpine	Cabeza	3000-tm	3000	2000	200	Media	Doble
Grant	Cabeza	RDH 2500	3000	2500	150	Alta	Doble
RBOP	Preventor	RBOP 1500	2000	1500/ 1000	100	Media	Sencillo
Shaffer	Preventor	PCWD	5000	2000/ 3000	200/100	Alta	Sencillo

Tabla 1.2 Comparativa de cabezas o preventores rotatorios.

1.7.2 Equipo Superficial de Separación de Fases.

La selección del equipo superficial que se haga, depende del diseño de las operaciones de bajo balance, por lo cual, es muy importante el conocer el tipo de yacimiento que se va a perforar, el grado de bajo balance que se puede o se pretende alcanzar, así como los gastos esperados de inyección y de salida tanto de líquidos, como de gases, y de sólidos.

El equipo superficial especialmente diseñado para realizar operaciones de perforación bajo balance, debe considerar la posible producción de hidrocarburos amargos durante la perforación, todo el equipo debe ser probado con el fin de verificar que satisfacen todas las medidas de seguridad (personal, ambiental).

El desviador es un elemento esencial para el control del pozo, este y los preventores juegan una parte fundamental en el diseño del equipo superficial.

Sistema de separación abierto a presión atmosférica; estos equipos, fueron los pioneros en la perforación bajo balance, se encuentran integrados por:

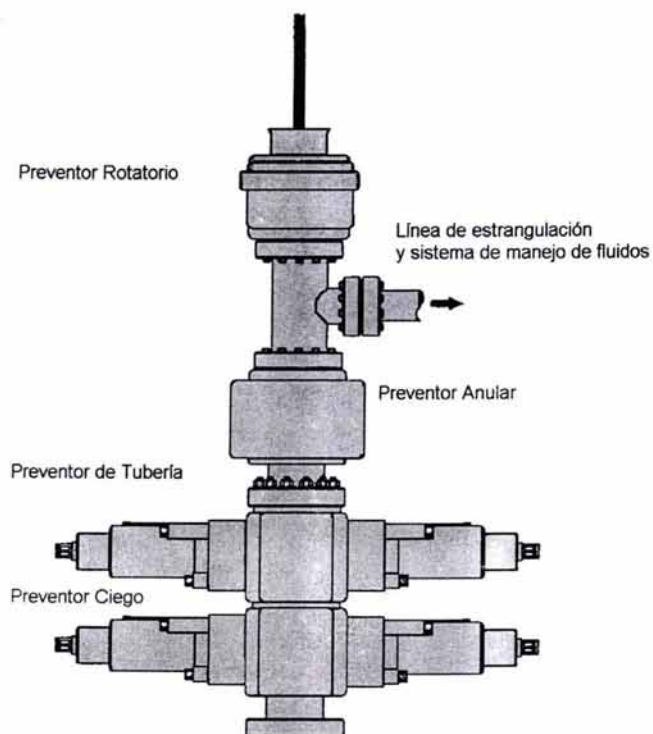


Fig. 1.10 Conjunto de Preventores.

- Separador vertical de baja presión, su capacidad varia entre 40 y 50 mil [mpcd] de gas y 30-40 [mbpd] de aceite.
- Separador para fluidos de perforación-hidrocarburo/recortes. Por el tipo de fluido esperado del yacimiento y el lodo usado para perforar es necesario un sistema de separación de desnatado por gravedad (skimmer), integrado por tres presas distribuidas como sigue: una de recepción, decantación y separación por desnatado del lodo y el aceite; otra de acumulación y bombeo de lodo hacia las presas del equipo y la tercera para captar y bombear aceite hacia el tanque vertical.
- Separador de vacío. Cuando se tiene presencia de gases amargos y es necesario asegurar su remoción del lodo, se recomienda emplear separadores de vacío, los que también se deben de utilizar cuando el lodo no permite una separación aceptable de gas por el efecto mecánico del separador atmosférico.
- Separación de recortes. Esto ocurre por decantación en el separador vertical y son bombeados junto con el lodo hacia el eliminador de sólidos del equipo de perforación.

Las principales ventajas que se tienen al utilizar el sistema de separación abierto a presión atmosférica son:

- Que puede usarse en forma modular, es decir se puede instalar sólo una sección de él, según la aplicación.
- Son de menor costo.
- Son compatibles con equipo de sensores y recolección de datos.

Las principales desventajas son:

- Requiere de áreas relativamente grande para su instalación.
- Ofrece menor control sobre la operación que los sistemas cerrados.
- Sus especificaciones son para trabajar a presión atmosférica.

Sistemas de separación cerrados de baja presión; son sistemas capaces de manejar hasta 60 [MPCD] de gas y 40 mil [bpd] de aceite.

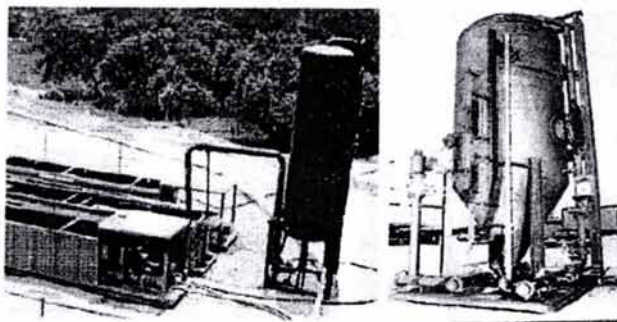


Fig. 1.11 Separadores Verticales.

Las ventajas que ofrece son:

- Permite mayor control de los volúmenes de entrada y salida, monitorear la operación.
- Puede trabajar a presión de hasta 250 [psi].
- Puede manejar mayores volúmenes que los atmosféricos.
- Tienen mejores dispositivos de seguridad y normalmente tienen sistemas integrados de estrangulación.

Desventajas:

- Son más costosos que los equipos atmosféricos.
- No puede modularse su uso, obligando a usar el sistema completo en todos los pozos.

Sistemas equipo de separación cerrados en dos etapas. Son el concepto más reciente de sistemas de separación, adquisición de datos y seguridad. Consisten en dos separadores, ya sea verticales u horizontales conectados en serie, que permiten mejorar la separación (Fig. 1.11); además que permite realizar una medición más detallada de parámetros, por lo que resulta una herramienta valiosa si se desea maximizar el potencial de la perforación bajo balance, realizando también evaluaciones del potencial del yacimiento durante la perforación.

Separador.

La mayoría de los separadores empleados en la operación de P.B.B, son resultado de modificaciones que se han hecho a los separadores convencionales de producción, la función de los separadores es la de separar las cuatro fases de los fluidos de retorno (agua, aceite, gas y sólidos), normalmente los separadores empleados en la P.B.B. operan en rangos de 20 a 50 [lb/ pg²], pero se pueden usar a presiones máximas de 200 a 500[lb/ pg²]. Los fluidos producidos durante la perforación bajo balance se presentan en un régimen de flujo tipo bache, es decir, volúmenes intermitentes de líquido con altos gastos de flujo instantáneo, los cuales pueden sobrepasar la capacidad del separador para manejar dichos fluidos, llegando a inundar un separador convencional.

Algunos separadores cuentan con una entrada en forma de espiral que permite que el gas se libere con mayor facilidad, la vasija del separador tiene la capacidad de descargar rápidamente grandes volúmenes de líquido, está debe ser lo bastante grande para permitir un tiempo de retención adecuado para la separación de los sólidos.

Los separadores verticales (Fig. 1.12), son más efectivos cuando los fluidos de retorno son predominantemente líquidos, mientras que los separadores horizontales pueden ser capaces de manejar grandes volúmenes de gas eficientemente. Es posible operar separadores verticales en paralelo, con el fin de incrementar la eficiencia de operación.

En los separadores horizontales, los fluidos entran y son detenidos por un reductor-desviador de velocidad.

Los sólidos se asientan principalmente en el primer compartimiento, donde son removidos por la bomba. Los líquidos pasan sobre una placa dentro del segundo compartimiento, donde se separan los sólidos y los líquidos comienzan a separarse.

Los líquidos se derraman dentro del tercer compartimiento donde se completa la separación, los hidrocarburos líquidos y los fluidos de perforación son descargados a diferentes niveles en este compartimiento por diferencia de densidades.

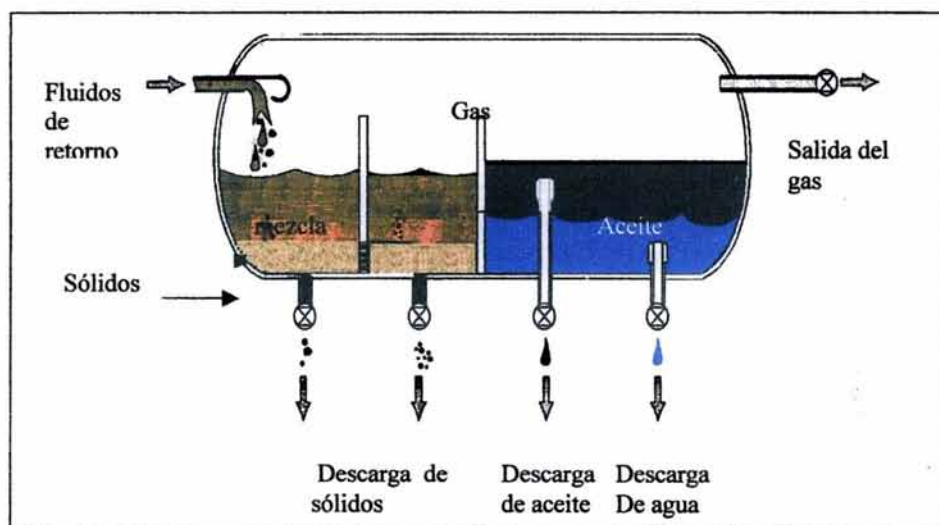


Fig. 1.12 Separador de Cuatro Fases.

Desgasificador.

En algunas circunstancias, es necesario utilizar un Desgasificador adicional después del separador primario. Una desgasificación secundaria es muy importante cuando se tiene alta presión o si el volumen de gas disuelto es grande, principalmente esto se presenta cuando se perfora a grandes profundidades o en un yacimiento sobrepresionado. Los separadores atmosféricos o desgasificadores al vacío pueden ser usados para esta segunda fase de desgasificación.

Equipo de estrangulación.

Como en el control de brotes en las operaciones de perforación convencional, el estrangulador es el control de la operación y de la seguridad del pozo, este dispositivo administra la contrapresión al yacimiento, durante la P.B.B se usan los mismo tipos de estranguladores que en la perforación convencional.

El múltiple de estrangulación es necesario por seguridad en las operaciones de manejo de los fluidos de retorno bajo presión y para controlar el gasto de afluencia de hidrocarburos dentro del pozo. El múltiple de estrangulación debe ser diseñado para manejar los volúmenes máximos esperados (4 pg mínimo) y debe ser reforzado con dos estranguladores, uno que sea capaz de aislar y limpiar rápidamente en caso que se presente un taponamiento de recortes, mientras que el otro esta operando.

El múltiple debe ser diseñado de tal forma que el flujo pueda ser desviado a través de cualquiera de sus estranguladores (hidráulico o manual).

Una línea de estrangulación típica para efectuar operaciones bajo balance debe contar con una válvula de bola, de control hidráulico (HCR) y de retención, que permita el paso de flujo a través del múltiple de estrangulación.

1.7.3 Manejo de los Fluidos Producidos.

Una vez alcanzadas las condiciones de bajo balance en el pozo, hay que establecer el proceso de circulación acorde a la energía del yacimiento y al grado de bajo balance que se programe. Si esta relación lo permite, el pozo aportara aceite y gas.

Un análisis económico decidirá si el volumen de hidrocarburos y su valor justifican el costo de transportarlos hacia un centro de proceso o de comercialización, ya sea mediante línea de recolección o por tanques.

Tanques de producción.

Los tanques de producción deberán ser cerrados para evitar la liberación de gases, cualquier gas que sea liberado por los hidrocarburos líquidos dentro del tanque, puede ser ventilado o purgado por la línea de quema.

Tanques de agua.

Cuando el fluido de perforación cuenta con una fase acuosa, el agua del separador será descargada dentro de uno o dos tanques, antes de ser transferido a la bomba de succión de lodos.

Tanques de sólidos.

Normalmente debe existir un tanque de almacenamiento de recortes que reciba la descarga del separador, aunque la mayoría de las veces el volumen de los recortes es lo suficientemente bajo por lo que el separador estará hasta el final de la operación.

1.8 Clasificación IADC Para Los Pozos Perforados Bajo Balance.⁸

La IADC-UBO (International Association of Drilling Contractors-Underbalanced Operations), propuso una clasificación para los pozos perforados en condiciones de bajo

balance, el desarrollo de este sistema de clasificación proporciona las bases para establecer una referencia de pozos perforados con técnicas bajo balance.

El siguiente cuadro clasifica fácilmente la mayoría de las aplicaciones de la técnica de bajo balance conocidas, este sistema combina el manejo de riesgo (definido por los números del cero al cinco) y con una subdivisión que indica si los pozos se han perforado bajo balance ó con un nivel bajo de presión, usando técnicas de bajo balance.

Como ya se menciona una parte del sistema identifica el pozo o la sección del pozo, basado en la proyección del riesgo asociado con el agujero, estos niveles de riesgo (0-5) se describen a continuación:

- **Nivel 0.** solo se lleva a cabo una operación de agrandamiento del agujero, ninguna zona contiene hidrocarburos.
- **Nivel 1.** El pozo no es capaz de fluir naturalmente hacia la superficie, el pozo es estable y, tiene un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista de control de pozo.
- **Nivel 2.** El pozo es capaz de fluir por si mismo hacia la superficie, los métodos convencionales de control no son suficientes, además existen soluciones limitadas en caso de presentarse una falla en el equipo.
- **Nivel 3.** Pozos geotérmicos y sin producción de hidrocarburos. Las presiones máximas de cierre son menores a los valores de presión de operación de los equipos de P.B.B, si se tienen graves problemas con el equipo, se presentan consecuencias de forma inmediata.
- **Nivel 4.** Pozos productores de hidrocarburos, las presiones máximas de cierre son menores a los valores de presión de operación de los equipos de P.B.B, si se tienen fallas graves en el equipo, se presentan consecuencias inmediatas.
- **Nivel 5.** La presión de superficie máxima esperada, excede los valores de presión de operación de los equipos de P.B.B., pero son menores a los valores del conjunto de preventores. Si se tienen fallas graves en el equipo se tienen consecuencias inmediatas.

Nivel de clasificación	0		1		2		3		4		5	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Niebla	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Espuma	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Líquido gasificado	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Fluido de Perforación Líquido	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Tabla 1.3 Clasificación para pozos perforados bajo balance del comité IADC-UBO.

1.9 Seguridad Personal y Medio Ambiente. ^{24,42}

En los últimos años, los asuntos relacionados con la seguridad personal y el respeto al medio ambiente han tenido tal trascendencia, que incluso se ha implantado una nueva cultura laboral, la industria petrolera no se ha quedado al margen de dichos cambios, de tal

manera se han establecido diferentes programas en los cuales se establece un compromiso verdadero con la protección de sus empleados, contratistas, el público en general y el medio ambiente, siendo sus empleados sus activos más valiosos, por lo que de ninguna manera se les puede poner en peligro.

Siendo la perforación bajo balance una operación de alto riesgo, en la cual a cada momento esta latente la posibilidad de que ocurra un descontrol del pozo, se han establecido ciertos dispositivos, con el fin de mitigar dichos riesgos, como son; dispositivos de monitoreo (sensores y alarmas), capacitación del personal, acondicionamiento de equipo e instalaciones, etc.

1.9.1 Dispositivos de monitoreo a través de sensores y alarmas

Este aspecto esta directamente relacionado con la seguridad del personal, del pozo y las instalaciones y se considera como un factor clave de éxito de la perforación bajo balance.

La mayoría de las compañías petroleras tienen acondicionados sus equipos con sistemas de sensores que cubren los parámetros indispensables como son:

- Volúmenes de lodo en la superficie, incluyendo medición de niveles en las presas del equipo y en la línea de retorno.
- Profundidad y velocidad de penetración en tiempo real.
- Velocidad de rotación.
- Temperatura del lodo en la entrada y salida del fluido de perforación.
- Densidad del lodo.
- Medición del retorno del fluido.
- Carga al gancho.
- Presión de las bombas.
- Gasto de inyección de liquido.
- Volúmenes de salida de líquidos y gases (inyectados y aportados por el yacimiento).
- Detección de gas bióxido de carbono y ácido sulfhídrico.

Estos parámetros deben registrarse y almacenarse, además de disponer de alarmas auditivas y visuales.

1.9.2 Seguridad y Ecología.

A fin de mantener los márgenes de seguridad y de respeto al medio ambiente, se aplica un monitoreo de niveles de explosividad, de manejo de fluidos contaminantes y de detección de fugas, para efectos de su inmediata corrección.

En cuanto a ecología, se tiene un programa que incluye reglamentaciones, monitoreo, acondicionamiento de equipos y localizaciones con aditamentos que garantizan el mínimo impacto, como limpiadores interiores y exteriores de tubería, charolas recolectoras de lodos, equipo recolector de residuos, limpieza y confinamiento de recortes, uso de fluidos biodegradables y construcción de locaciones con instalaciones ecológicas especiales.

1.9.3 Capacitación del personal.

Con el fin de garantizar el éxito de las operaciones de perforación bajo balance, se requiere de un buen programa de capacitación teórico práctico para el personal técnico y manual que habrá de planear y ejecutar los trabajos. Para satisfacer este importante renglón, se capacita al personal involucrado en centros especiales nacionales e internacionales; además de aplicar la normativa que al respecto tiene estipulada las distintas empresas.

1.10 *Ventajas, Desventajas y Limitaciones de la Perforación Bajo Balance.*^{4,15,16}

La técnica de perforación bajo balance tiene muchas ventajas, en situaciones donde se presentan grandes pérdidas de fluido, inclusive pérdidas totales de éste.

La P.B.B ofrece múltiples ventajas en el desarrollo del campo, inclusive incrementa la capacidad productiva de éste. Algunas de las ventajas más importantes que ofrece esta técnica son:

- **Minimiza el daño a la formación.** Esto se logra al mantener la presión de formación mayor a la de los fluidos de perforación, con lo que se previene la entrada de fluidos de perforación a la formación. La reducción en el daño a la formación durante la perforación y terminación, puede eliminar la necesidad de realizar estimulaciones que en ocasiones resultan muy costosas
 - **Reduce las pérdidas de circulación.** Las pérdidas de circulación ocurren cuando el fluido entra a la formación descubierta, si el pozo se esta perforando a condiciones de bajo balance, no hay ninguna fuerza física, que lleve el fluido de perforación a la formación, de esta forma la P.B.B puede minimizar las pérdidas de circulación en formaciones fracturadas, con baja presión, o alta permeabilidad.
 - **Incrementa los gastos de penetración.** En muchas operaciones de P.B.B, se presentan incrementos muy significativos en la velocidad de penetración, en comparación con las técnicas convencionales, esto se debe a la reducción en la presión hidrostática sobre la barrena.
 - **Evaluación de la formación durante la perforación.** La perforación bajo balance permite la detección de zonas productoras de hidrocarburos durante la etapa de perforación, en algunas ocasiones las técnicas de perforación convencionales no permiten detectar zonas productoras de hidrocarburos. Cuando se perfora bajo balance las muestras son transportadas con un daño y contaminación mínimo.
 - **Incrementa la producción.** La P.B.B reduce el daño a la formación lo que da como resultado el aumento en los gastos de producción.
 - **Reduce el tiempo y por lo tanto el costo del equipo de perforación.** Varios factores contribuyen a la reducción del tiempo y costo de las instalaciones del equipo asociados al éxito de una operación de perforación bajo balance. La selección de un buen candidato en conjunto con una planeación y ejecución efectiva del programa, dará como resultado el incremento en la vida útil de la barrena, entre otras cosas.
-

-
- **Se obtiene producción mientras se perfora.** Cuando se perfora la zona productora bajo balance, el pozo produce hidrocarburos los cuales, si se tiene un diseño apropiado de las instalaciones superficiales permitirá almacenar y separar dichos fluidos, para su consumo (en el caso del gas), o venta futura.

No cualquier prospecto es un candidato adecuado para llevar a cabo las operaciones de P.B.B, existen distintos factores que no son favorables al aplicar esta técnica. Algunas desventajas que se tiene al usar esta técnica son:

- **Incrementa los costos del equipo de perforación.** A pesar de que esta técnica permite incrementar la velocidad de perforación con lo que se reducen los tiempos, se requiere de un equipo especial (preventores rotatorios, separadores, compresores, herramientas de fondo, etc.), lo que incrementa indudablemente el costo de la renta del equipo.
- **Estabilidad del agujero.** En formaciones poco consolidadas o deleznable, se requiere de un fluido cuya presión hidrostática sea capaz de crear un soporte. La P.B.B puede ser perjudicial en estos casos principalmente durante la terminación de los pozos, ocasionando una inestabilidad de agujero.
- **Problemas para mantener las condiciones de bajo balance.** El no mantener una condición continua de bajo balance puede ocasionar pulsos de presión en condiciones de sobrebalance, lo que genera daño a la formación, algunas de las razones por las cuales las condiciones de bajo balance se pueden ver interrumpidas son:
 - Viajes.
 - Conexión de tubería.
 - Efectos de represionamiento.
 - Poco conocimiento de la presión del yacimiento.
- **Absorción espontánea.** Debido a la adversa relación entre capilaridad y presión, es posible que la formación absorba los fluidos base agua en el área cercana al agujero, ocasionando una reducción en la permeabilidad.
- **Zonas extremadamente permeables.** Aunque los sistemas con alta permeabilidad o fracturados son un buen candidato para perforar bajo balance, este puede representar una desventaja ya que se requiere manejar grandes volúmenes de gas o fluidos del yacimiento en la superficie.
- **Seguridad y Control de los pozos.** Se tienen limitaciones en cuanto a la capacidad de los equipos de control, por lo que es necesario evaluar el equipo disponible para las condiciones que presenta el yacimiento, además se requiere de personal lo suficientemente capacitado para realizar las operaciones y sobre todo, si hay presencia de gases amargos (H_2S , CO_2).

Es cierto que la perforación bajo balance tiene grandes ventajas y desventajas, también es cierto que tiene limitaciones tanto técnicas como económicas, algunas de estas se presentan en algunas formaciones, las mas comunes son:

-
- **Formaciones débiles.** Algunas formaciones débiles pueden derrumbarse, a menos que sean soportadas por una columna de lodo pesado (condiciones de sobrebalance).
 - **Formaciones fracturadas con buzamiento.** Al igual que las formaciones débiles se requiere del uso de un fluido pesado capaz de evitar el derrumbe de dicha formación.
 - **Capas gruesas de carbón.** Los estratos de carbón mineral o bituminosos son muy inestables y se derrumban fuera del ángulo crítico de reposo, además dejan escombros en el fondo del pozo y favorecen el incremento de la presión de surgencia.
 - **Secciones gruesas de lutitas.** Las secciones gruesas de lutitas tienen una reacción muy desfavorable al presentarse las condiciones de bajo balance, debido a que tienen algunos elementos de laminación, represionados naturalmente o con sensibilidad al agua.
 - **Secciones gruesas de sal.** Por lo general la sal fluye al punto de menor presión, cuando se presentan condiciones de bajo balance este punto es el pozo, en algunos casos al perforarse con aire esto se evita. Ahora bien, si es el caso que se presentan estratos delgados y duros, la perforación es posible siempre y cuando se realice en forma rápida.

Existen algunos prospectos en donde la P.B.B es técnicamente posible, pero no viable económicamente, algunos de los factores que pueden ocasionar que un proyecto de bajo balance no sea redituable o económicamente justificable, pueden ser:

- Formaciones con afluencia de agua a alta presión.
 - Si el incremento en el ritmo de penetración no reduce el costo de la perforación.
 - Si la productividad del pozo es alta cuando se ha perforado de forma convencional.
 - Si el requerimiento de equipo y material no están disponibles en la localidad y el costo de su transporte y movilización excede a los beneficios de la perforación bajo balance.
-

Capítulo 2.

Perforación con Tubería Flexible.

En la actualidad la perforación de los pozos se realiza en condiciones más riesgosas, a mayor profundidad, sobre todo en aguas profundas, aunado a esto se tiene la necesidad de conservar el medio ambiente. Estas causas hacen que la perforación convencional en ocasiones resulte excesivamente costosa, por lo que los ingenieros encargados de estos proyectos se ven en la necesidad de buscar alternativas que permitan alcanzar los objetivos de los programas de perforación en la búsqueda de hidrocarburos, que resulten ser más económicas, versátiles y prácticas.

Una de estas alternativas es la perforación con tubería flexible, esta tecnología en los últimos años se ha convertido en una de las más aceptadas en todo el mundo, ya que permite transportar, instalar, perforar e intervenir los pozos con mayor eficiencia y seguridad.

Originalmente, esta técnica fue desarrollada, en los años 60, para operar en pozos con presión, flujo y/o pérdida, con el fin de remover puentes de arena; pero en la actualidad se ha convertido en una técnica con muchas fases, ya que se emplea en actividades como son:

- Perforación.
- Terminación y mantenimiento de pozos.
- Estimulación de pozos, etc.

El desarrollo de esta técnica se ha logrado en poco tiempo, gracias al trabajo conjunto de las compañías petroleras, compañías de servicio de tubería flexible y los fabricantes de equipos, que han desarrollado e innovado herramientas y técnicas en esta área.

La reducción en costos del equipo y viajes necesarios con el equipo de tubería flexible, han reducido costos en las operaciones de reperfusión desde un 50% hasta un 70%, desde luego esta técnica presenta ventajas y desventajas con respecto a los equipos convencionales de perforación.

En este capítulo se describe de forma simple la utilización de la tubería flexible como un equipo de perforación, sus componentes, herramientas de fondo, seguridad de las instalaciones y del personal.

2.1 Desarrollo de la Tubería Flexible. ^{18,19,21}

En la última década la aplicación de la tubería flexible (T.F), es uno de los aspectos más importantes de desarrollo tecnológico en la industria petrolera, tal es su importancia, que en la actualidad un buen número de pozos han sido perforados, terminados o estimulados mediante este sistema.

Desde su introducción en 1963, la tubería flexible fue considerada como la innovación tecnológica en potencia que revolucionaría el campo de la explotación petrolera. El desarrollo de la tubería flexible tiene su origen en el proyecto PLUTO (Pipe Lines Under the Ocean), desarrollado por los aliados durante la segunda guerra mundial, dicho proyecto consistió en transportar combustible, mediante la fabricación y tendido de líneas a través del canal inglés.

Para ello se tendieron 23 líneas de las cuales 17 eran de plomo y seis de acero, estas últimas fueron fabricadas en tramos soldados de 20 [pies] con 3" de diámetro interno por secciones de 4,000 [pies] de longitud, que luego eran soldadas entre sí y enrolladas en carretes flotantes de 70 [pies] de ancho por 40 [pies] de diámetro.

El primer uso de la tubería flexible en la industria petrolera fue en 1962 cuando la compañía "Great Lakes Steel Co." y "Standard Tube Co." fabricaron un rollo de tubo de acero-columbio dúctil de baja aleación en Detroit. La tubería de diámetro externo de 1.315 [pg] fue seccionada en 50 partes, posteriormente se soldaron los extremos en una sarta continua y se enrolló en un carrete de 9 [pies] de diámetro.

Posteriormente la compañía "Republic Steel", mejoró la tubería al incrementar el número de secciones de 250 a 2,000 [pies], esta fue hecha con acero de alta resistencia y baja aleación (HSLA), que soportaba una fuerza en campo de 40,000 a 50,000 [psi].

En los ochentas se tuvieron importantes mejoras en la calidad de la tubería, se construyó la primera tubería con una resistencia de 70,000 [psi], en 1983 "Quality Tubing", empezó a utilizar carretes de acero japonés de 3,000 [pies]. A finales de los ochenta, se desarrolló la unión cruzada en diagonal lo cual mejoró la calidad de la tubería al distribuir las zonas afectadas por el calor de la soldadura en formas de espiral alrededor del tubo.

La industria ha desarrollado varios equipos hidráulicos de superficie para poder utilizar sargas continuas, que pueden ser montadas en plataformas portátiles o camiones y al ser instalados se les llaman unidades de tubería flexible, estas unidades permiten a la tubería ser introducida y sacada a gran velocidad (200 [pies/ min]) y a altas presiones (500-10,000 [psi]).

El elemento clave de estas unidades es la cabeza inyectora, actualmente las más grandes llegan a pesar varias toneladas y jalan cargas mayores de 120,000 [lb].

La cabeza inyectora fue diseñada a partir de otro proyecto militar de los Estados Unidos, el cual corresponde con un dispositivo para desarmar una antena a bordo de un submarino hundido, la antena hecha de tubo de cobre de 5/8", fue enrollada en un carrete para almacenarla y poder llegar a la superficie desde el submarino hundido a 600 [pies] de profundidad. El sistema usó el mismo principio de la contra rotación de las cadenas que más tarde sería adoptada por los inyectores de tubería flexible.

Posteriormente en 1964, "Brown Oil Tools" y "Esso" desarrollaron un sistema que utilizaba un diseño diferente. En lugar de un juego de cadenas de contra rotación, utilizaron un diseño de agarre y manejo de la tubería, forzada entre una cadena sencilla y una ranura de una rueda motriz, la unidad completa estaba montada en un mástil suspendido por encima del árbol de válvulas del pozo.

El periodo comercial de los servicios de tubería flexible inicio a finales de los 60 y principios de los 70 (Fig. 2.1), en esta época se usaron tamaños de tubería de hasta 1" y en tramos relativamente cortos. Los diámetros y longitudes fueron limitados por las propiedades mecánicas de los materiales de fabricación y también por las técnicas de manufactura de esos años.

Cabe señalar que las primeras operaciones con esta tubería estuvieron llenas de fracasos y problemas por la inconsistencia en la calidad de las sartas, el problema básico era la cantidad necesaria de soldaduras de campo en la tubería, por las limitaciones de fabricación que se enfrentaban.

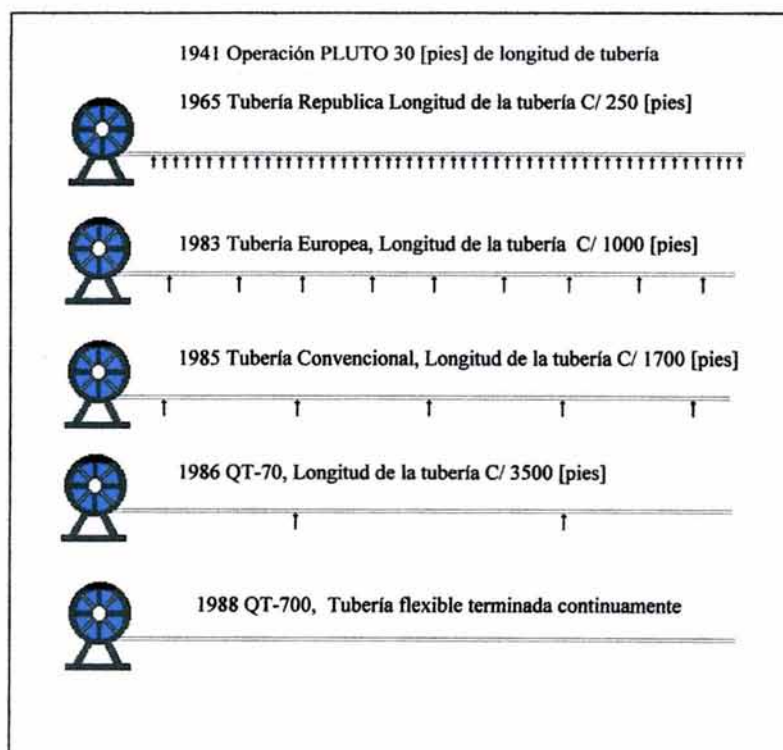


Fig. 2.1 Construcción de sartas de Tubería Flexible.

Durante los años 80, los materiales y las sartas de tubería flexible mejoraron de manera significativa, en 1980 la compañía Southwestern Pipe introduce al mercado, tubería con punto de cedencia de acero de 70 [Kpsi] para tubería continua.

En 1983 Quality Tubing introduce al Mercado tramos de tubería de fabricación continua de 3,000 [pies]. En 1987 Quality Tubing desarrollo la soldadura con inclinación de 45 ° en las hojas de acero anterior al proceso de soldadura para dar mayor resistencia a la tubería.

En dicho periodo, el diámetro de tubería flexible máximo utilizado comercialmente aumentó, primero a 1 ½ y en forma subsecuente a 1^{3/4} “, para 1990, se produjo, la primera tubería de 2”, seguida por la de 2^{3/8}, 2^{7/8} y 3 ½.

El precepto de utilizar una barrena con tubería continua data de finales de los años 40, sin embargo no sería sino hasta 1964 cuando se emplearían. De manera similar, pero bajo esfuerzos separados, el Instituto Francés del Petróleo (IFP), y el Instituto de Investigaciones Cullen desarrollaron prototipos de trabajo de sistemas de perforación continua. En 1976, la compañía canadiense Flex Tube Services Ltd, desarrollo y comercializo sistemas de operación de perforación continua. La era moderna de la perforación con tubería flexible inicia en 1991 y ha progresado rápidamente con una mayor fuerza en el desarrollo de tubería de 2” y 2^{3/8}”.

2.2 Elementos y Componentes de la Tubería Flexible. ^{1,19,21,22,23}

Los equipos de tubería flexible intervienen tanto en operaciones de perforación, terminación y mantenimiento de pozos. Su facilidad de instalación, bajo costo y seguridad han permitido ahorros significativos a la industria petrolera.

Actualmente este equipo se utiliza en diversas situaciones con distintas condiciones, por lo que no existe una configuración estándar del equipo, el cual debe ser útil bajo cualquier condición de trabajo. De cualquier forma, existen componentes básicos para cada operación (Fig. 2.2), comunes para cualquier aplicación, estos componentes son:

- Unidad de potencia.
- Carrete de tubería.
- Cabina de control.
- Cabeza inyectora.
- Equipo de control de pozo.
- Equipo auxiliar.

2.2.1 Unidad de Potencia.

Esta consiste de un motor de combustión interna diesel, el cual puede ser de ocho o seis cilindros en “V” o en línea, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica requerida mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible, como son: el sistema de control de presión, los motores hidráulicos de la cabeza inyectora, el carrete, válvulas de control de presión, filtros intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todos los sistemas en caso de que falle el motor.

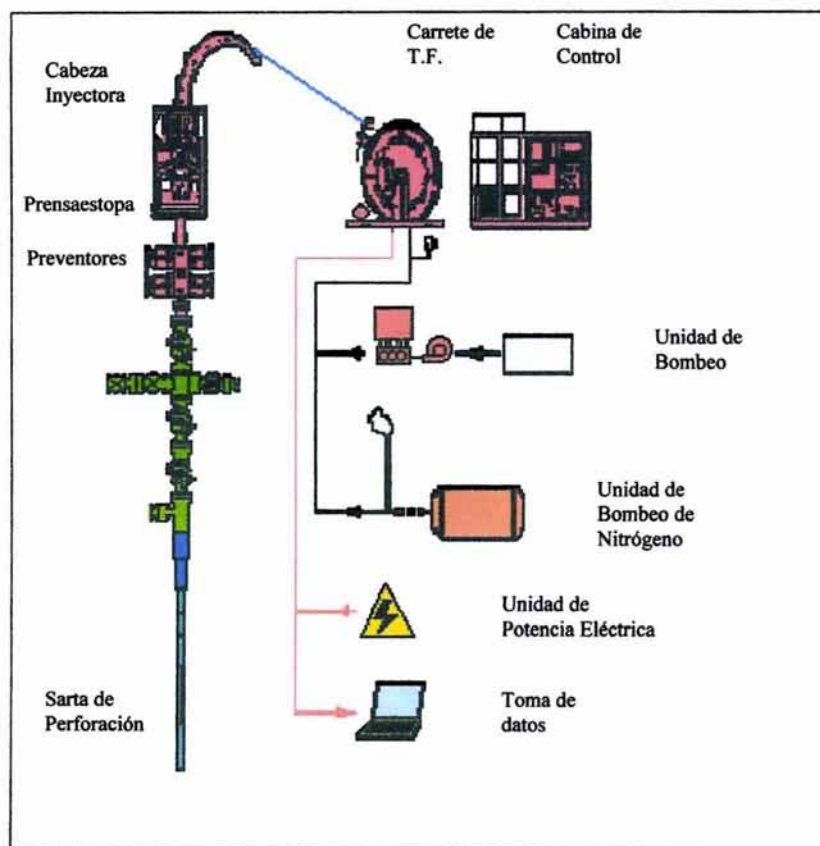


Fig. 2.2 Componentes Principales de una unidad de T.F.

Su diseño le permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado, cuenta con un compresor para abastecer de aire y operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el prensaestopa, lubricación de cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor).

Como ya se ha mencionado existen varios tipos de configuraciones de las unidades de tubería flexible, los cuales están en función de las necesidades de operación, en la actualidad hay tres tipos y son:

- Unidad de potencia del mismo tracto-camión.
- Sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.
- Integrada en el mismo patín de la cabina de control y montada en un patín independiente.

2.2.2 Carrete de Tubería.

Esta compuesto de varios elementos y mecanismos, los cuales facilitan el embobinado y la operación de la tubería, en combinación proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando se enrolla en el carrete. Para imprimir la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas (sprokets) se utiliza un motor hidráulico, también cuenta con un tambor central (núcleo), con diámetros que varían según los diámetros de las tuberías a utilizar que pueden ser de 48" a 92". El carrete no suministra fuerza para poder introducir o recuperar la tubería del pozo, actualmente algunos diseños cuentan con un motor para poder girar conforme se va enrollando la tubería.

Los componentes principales del carrete son:

- Unión giratoria. Permite el bombeo de fluidos a la sarta de tubería flexible, mientras gira el carrete, se encuentra montada en el eje del carrete y cuenta con un juego de empaques debidamente ordenados para evitar la fuga de líquidos durante las operaciones.
- Guía de enrollado. Es una guía automática que evita que la tubería se traslape en el carrete durante la introducción (desenrollado) o extracción (enrollado) de está en un pozo, siendo un movimiento sincronizado con el giro del carrete y es operada desde la cabina de control.
- Lubricador de tubería. Es un dispositivo que tiene la función de proporcionar una película de aceite para protección de la tubería y se encuentra montado sobre el carrete de ésta.
- Motor hidráulico. El motor controla la rotación del carrete, éste se encuentra montado directamente sobre el eje del carrete, es operado por un ensamble de una cadena y una cadena dentada. Este motor es usado para mantener un empuje constante sobre la tubería y mantener a está ajustada sobre el carrete, durante la inserción de la tubería al pozo, una ligera presión de regreso se mantiene sobre el motor del carrete y mantiene la tensión entre el inyector y el carrete, cuando la tubería es extraída del pozo, la presión sobre el motor del carrete se incrementa permitiendo la rotación del carrete y mantener la velocidad de extracción de la tubería.
- Contador de tubería. Esté se monta generalmente sobre el ensamble de la guía de enrollado, su funcionamiento consiste en una serie de ruedas que se encuentran en contacto con la tubería flexible, estas ruedas se encuentran engranadas para medir mecánicamente la cantidad de la tubería despachada.
- Freno del carrete. La función principal del freno es parar la rotación del tambor si la tubería accidentalmente se parte entre el carrete y la cabeza inyectora. el sistema de frenado no tiene la intención de parar el despacho incontrolado de la tubería, solo ofrece una resistencia y minimiza el movimiento del carrete.

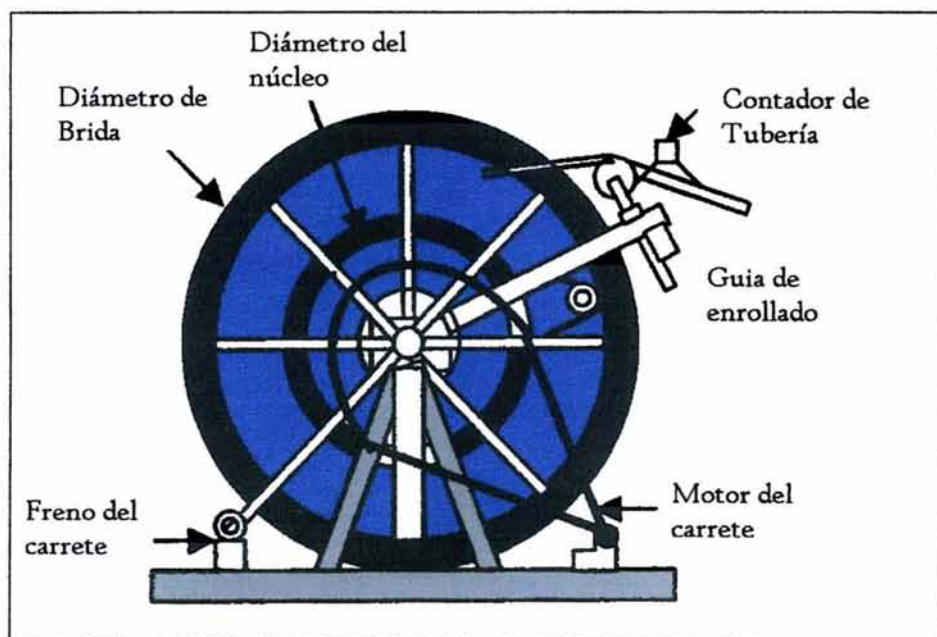


Fig. 2.3 Ensamble del carrete de la unidad de T.F.

2.1.1 Cabina de control.

La cabina de control contiene todos los controles e instrumentos de mando de cada componente del equipo que interviene en una operación con tubería flexible, su ubicación depende de la configuración, la unidad o de las condiciones de diseño. Esta es elevada de su posición original por medio de un sistema de gatos neumáticos para facilitar al operador una amplia visibilidad del funcionamiento de los componentes externos de la tubería flexible (Fig. 2.4) como son el carrete de tubería, la cabeza inyectora y la propia operación. Los controles principales son los manómetros, para indicar las condiciones de todos los sistemas que actúan en el equipo y el pozo los cuales son:

- La presión de circulación.
- La presión del pozo.
- Las válvulas de control e indicadores de la tensión de la cabeza inyectora.
- Indicadores de peso de la sarta de tubería dentro del pozo.
- La válvula de control de la velocidad de introducción o extracción.
- El freno del carrete.
- Los sistemas para el control de enrollado en el carrete de tubería.
- Las válvulas y los manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería.

- El control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores.
- Para el paro automático de emergencia.
- El control de la unidad de potencia y el equipo electrónico.
- Así como de un trailer montado/ tractor, un patín para operaciones costafuera y algunos diseños especiales solicitados por el cliente.

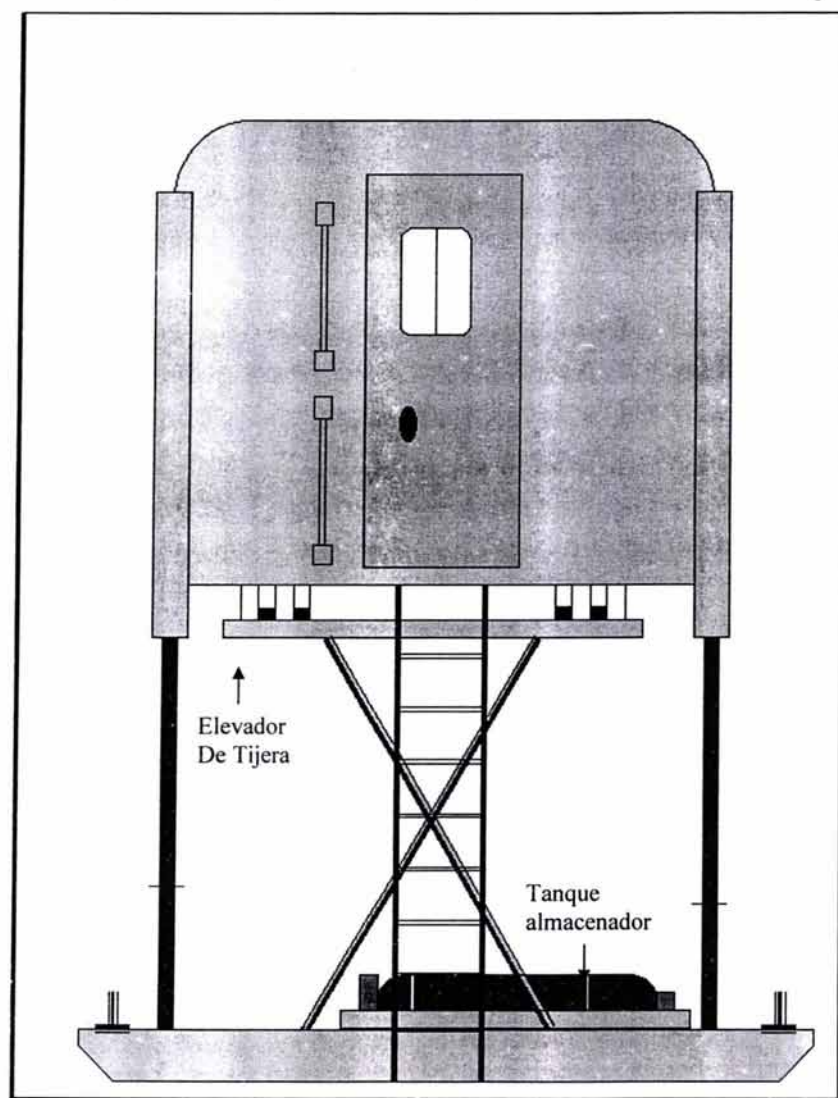


Fig. 2.4 Cabina de control de la tubería flexible.

2.2.4 Cabeza Inyectora.

La cabeza inyectora esta diseñada para desempeñar tres funciones básicas que son:

- Proveer la presión necesaria para introducir la tubería al pozo contra presión, o para vencer la fricción del pozo.
- Controlar la velocidad de entrada de la tubería al pozo, bajo diferentes condiciones de esté.
- Soportar todo el peso de la tubería suspendida y su aceleración durante las operaciones de extracción de la tubería.

La cabeza inyectora esta provista de diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia necesaria para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño al equipo en general.

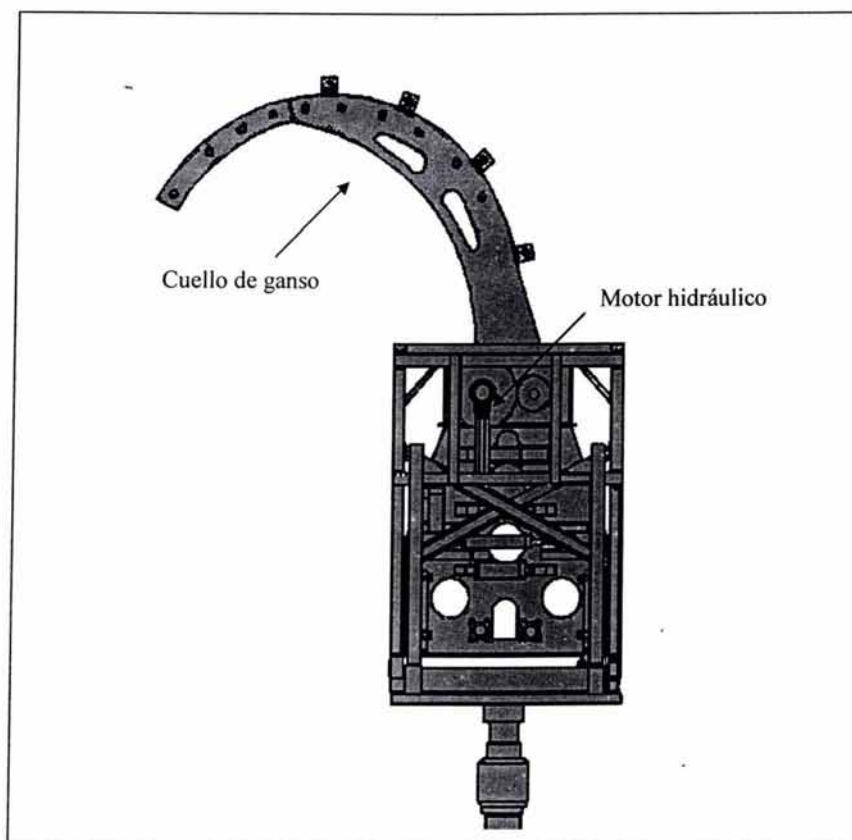


Fig. 2.5 Cabeza inyectora.

Sus componentes son:

- Cuello de ganso. Es un arco de acero con roles, montados sobre la cabeza inyectora que actúan como guía a la sarta de tubería flexible. La vida de la tubería flexible en gran medida depende de la alineación del cuello de ganso con respecto a la cabeza inyectora, ya que de no prevenirse, se acelera la deformación en la tubería.
- Las cadenas. Son una serie de eslabones, roles y bloques de acero con caras semicirculares que corresponden al diámetro de la tubería que se esté usando y transmite la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería del pozo. Cuando la tubería es introducida al pozo, la carga en las cadenas se incrementa y se requiere aumentar la fuerza de los bloques, con el fin de mantener una fricción eficiente. Esto, se logra por medio de un sistema de tensión de cadenas, usando presión hidráulica a través de engranes o catarinas. Los componentes principales de la cadena se muestran en la figura 2.6.

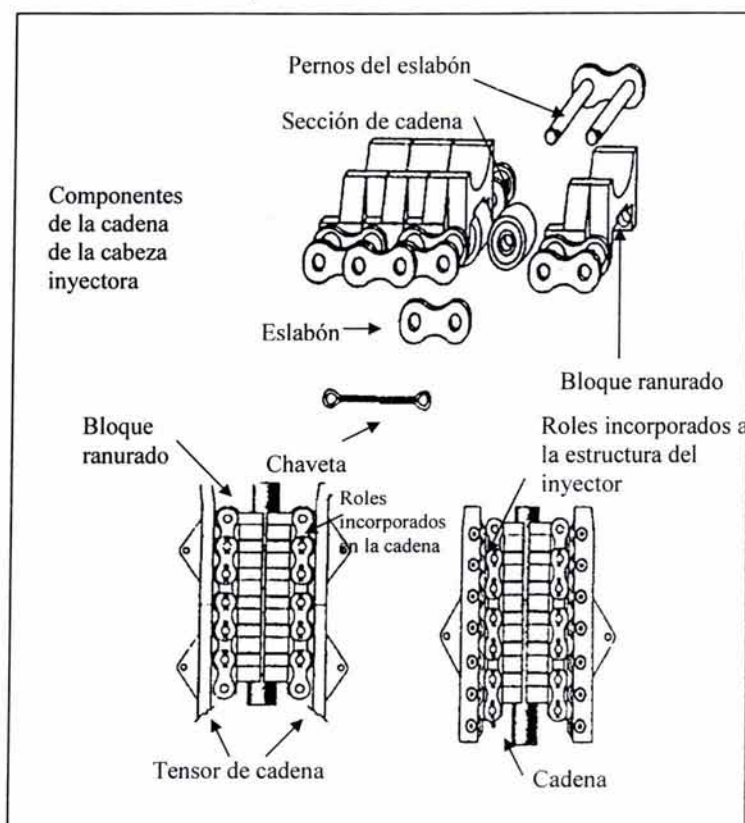


Fig. 2.6 Componentes de la cadena de la cabeza inyectora.

Existen varios tipos de cadenas, la más común es el diseño de grapa bloc tipo “S” que tienen roles o apoyos incorporados en el ensamblaje de los eslabones de la cadena y el tipo “R”, en la cual la grapa bloc se mueve con apoyos incorporados en el diseño de la cabeza inyectora.

- Los motores hidráulicos.- Estos suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo, los motores utilizados están sincronizados a través de una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas, una serie de catarinas (spockets) están conectadas a cada uno de los motores hidráulicos para operar dos cadenas independientes.
- Indicadores de peso.- Este proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual está en función de las características y dimensiones de la sarta, así como de las condiciones del pozo. El incremento del peso está en función de la profundidad que se está operando, por lo que una disminución observada en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo, este dispositivo opera hidráulicamente y/o electrónicamente.

2.2.5 Preventores.

Los preventores, tienen como función proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo durante una operación normal o de emergencia. El sistema de preventores está compuesto de cuatro arietes operados hidráulicamente, generalmente trabajan a una presión mínima de trabajo de 10,000 [psi]. Los cuatro compartimentos de preventores están equipados (de arriba, abajo) con arietes ciegos, arietes de corte de tubería, arietes de cuñas, y ariete anular.

Los arietes ciegos son usados para sellar al pozo en la superficie cuando se pierde el control, sellan cuando los elementos de elastómero en los arietes son comprimidos uno contra el otro. Para que estos funcionen correctamente la tubería o alguna otra obstrucción a través de los bonetes de los arietes deberán ser removidos.

Los cortadores de tubería son usados para romper mecánicamente la tubería flexible cuando sea necesario y remover el equipo superficial desde el pozo.

Los arietes de cuña están equipados con dientes unidireccionales que se mueven en contra del tubo cuando se activan con el fin de soportar el peso de la tubería. Los arietes de cuña pueden ser usados para asegurar a la tubería cerrándose sobre el tubo para prevenir el movimiento en caso de existir alta presión en el pozo, la cual pudiera expulsar a la tubería fuera del agujero. Estos arietes están habilitados con mangas guías que centran apropiadamente a la tubería en la caja preformada mientras los arietes se cierran.

Los arietes anulares están equipados con sellos de elastómero preformado que se ajustan al diámetro exterior específico de la tubería en uso. Cuando se cierran contra la tubería, aíslan la presión anular del pozo debajo del ariete, están habilitados con mangas guías que centran apropiadamente la tubería en la caja preformada mientras los arietes se cierran.

En todos los cuerpos de la columna de preventores, los arietes ciegos y de tubería están equipados con puertos que permiten a la presión ser igualada dentro del cuerpo del ariete. Esto permite que la diferencia de presión se iguale en orden de activar a los arietes. Además de los arietes ya mencionados se cuenta con un puerto de matar, el cual se ubica en la parte media del cuerpo del preventor y permite bombear fluidos para el control del pozo.

2.2.6 Estopero.

Su función es la de soportar la presión del pozo o cualquier flujo durante las operaciones con tubería flexible, siendo uno de los componentes principales, asimismo, trabajan en pozos en condiciones fluyentes, ya que las presiones son controladas por dos elementos de sello (uretano y nitrilo). Ante cualquier efecto de presión de algún sistema hidráulico, sellan sobre el cuerpo de la tubería flexible, ya sea durante la introducción y extracción de la misma.

El mecanismo de acción hidráulica se realiza desde la cabina de control, el estopero está localizado en la parte inferior de la cabeza inyectora y tiene un rango de trabajo de 10,000 a 15,000 [psi], además de ser resistente al ácido sulfhídrico.

2.2.7 Consola de Control.

Esta se encuentra montada dentro de la cabina de control, contiene todos los controles y medidores requeridos para operar y monitorear al equipo (Fig. 2.7), el inyector y el carrete son activados por medio de válvulas liberadoras hidráulicas. Los medidores que miden la presión de la cabeza del pozo y la carga de la tubería destacan por su tamaño en el panel de control.

El control de las bombas hidráulicas y las reservas de fluido se localizan en la consola de control. Se usa para el control de tensión de la cadena, los rodillos del inyector, del prensaestopa y para operaciones de emergencia de los arietes del sistema de preventores.

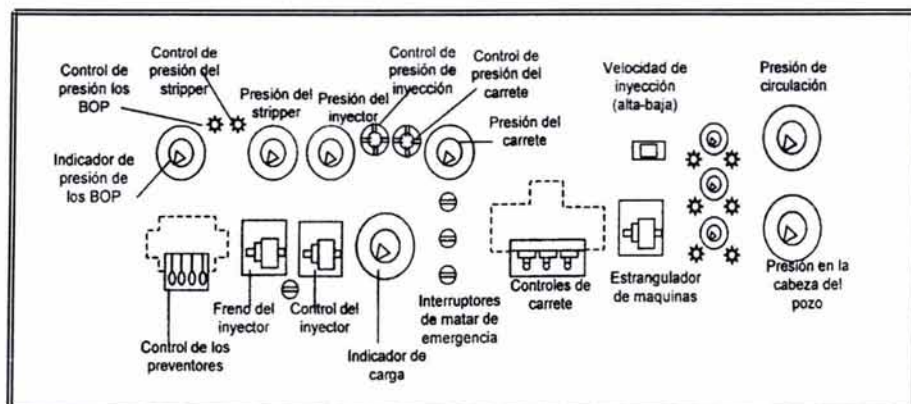


Fig. 2.7 Consola de Control.

2.2.8 Equipo Auxiliar.

Además de los componentes básicos (ya mencionados) de las unidades de tubería flexible, diversos equipos son usados para llevar a cabo la perforación de pozos, entre estos equipos se encuentran:

- Grúa de maniobras. Es el sistema de izaje con que cuenta la unidad de tubería flexible, el principio de funcionamiento está basado en la activación de gatos hidráulicos, con brazos de palanca telescopiados, que permiten girar y ajustar la longitud requerida para realizar las maniobras durante la instalación, operación y desmantelamiento, esta puede ser integrada en la unidad o incorporada en otro equipo modular.
- Subestructura. Se utiliza durante las operaciones de perforación y terminación con tubería flexible, con el fin de soportar la carga y como un medio seguro y práctico para realizar las operaciones. Se han desarrollado diferentes tipos de estructuras, la tradicional de cuatro patas ajustables en forma hidráulica y los nuevos diseños capaces de soportar cargas vivas altísimas, ya que permiten la colocación de la cabeza inyectora sobre el piso de la misma estructura o en el tazón de las cuñas también ubicado sobre el piso de la estructura.
- Presas de fluidos. Son sistemas cerrados para evitar el impacto ambiental y similares a las utilizadas en equipos convencionales.
- Bombas de fluidos. Las comúnmente utilizadas son las triples, pueden estar integradas en la unidad o en forma modular.

2.2.9 Herramientas de fondo.

Debido al incremento del uso de la tubería flexible en las operaciones de pozos, los fabricantes se han preocupado por desarrollar más y mejores herramientas de fondo. Cabe mencionar que las herramientas de fondo desarrolladas con línea de acero, han sido cambiadas y adaptadas a la tubería flexible, incrementándose así el uso de herramientas en las unidades de registros y actualmente se pueden tomar registros de fondo en agujero descubierto y entubado.

Las ventajas de utilizar tubería flexible con respecto a los equipos de línea de acero, de registros eléctricos y equipos convencionales de terminación y mantenimiento de pozos.

- Permiten el paso de fluidos a través de ellas
- Permite tener mayores rangos de tensión.
- Permite la rotación de herramientas con un motor de fondo.
- Permite realizar operaciones a través de aparejos de producción.

2.2.9.1 Tipo de Conexiones.

Actualmente existen dos tipos de conexiones para las herramientas de fondo, utilizadas en las operaciones con tubería flexible que son; roscables y no roscables.

Los tipos de roscas más comunes en operaciones de tubería flexible son; conexiones Dowell estándar, Hydril CS, AW/ BW ROD, API regular y API Internal Flush.

Otras que dependen de las especificaciones del fabricante, como son paso, conicidad, sello, etc.

Las conexiones no roscables, se utilizan en donde es difícil hacer rotación de herramientas al realizar la conexión en la superficie, como son herramientas de registros eléctricos que tengan un diámetro interior reducido.

2.2.9.2 Conectores Para Tubería Flexible.

Los conectores son la parte fundamental del enlace de la tubería flexible con las diversas herramientas de fondo, para las diferentes aplicaciones, algunos de estos conectores son:

- Conector de grapa. Este tipo de conector, se sostiene y se sella sobre el diámetro exterior de la tubería flexible, además provee de una conexión roscable con un sello, para conectar distintas herramientas de fondo.
- Conector atornillado. Este tipo de conector, es instalado en la tubería flexible y sujetado por una serie de tornillos en dos secciones y colocados a 90° cada uno, para tener mayor sujeción de la tubería. Una de las ventajas de este tipo de conector, es que restringe el diámetro interior de la sarta, y no permite el paso de esferas o dardos, para activar juntas de seguridad, válvulas de contrapresión, empacadores etc., entre las ventajas podemos citar la resistencia al torque, tensión y cuando se operan herramientas rígidas.
- Conector roll-on. Existen dos tipos de conectores de roll-on; el sencillo y el doble, el primero es insertado en el extremo de la tubería flexible para sartsas de pequeña longitud o para pruebas superficiales de presión. El doble es utilizado en la mayoría de los casos cuando hay daño superficial en la tubería, permitiendo conectar con ello los dos extremos de la tubería para continuar enrollando la sarta en el carrete, la desventaja de usar este tipo de conectores es la reducción del diámetro interior y no poder tensionar la sarta en caso de atrapamiento.
- Conector roscado. Este tipo de conector es el más usado en las sartsas de herramientas de fondo, ya que permite operar bajo tensión, torsión y no reduce el diámetro interior de éste.
- Conectores soldables. Actualmente son de poco uso, ya que existe el riesgo de atraparse y presentan el punto más débil en la soldadura de éste con la tubería. Una de sus ventajas es que el diámetro exterior de la sarta es uniforme. Estos conectores se muestran en la figura 2.8.

2.2.9.3 Aceleradores.

Generalmente se incluyen en la sarta de herramientas de fondo cuando va integrado un martillo. Estos consisten de un mandril deslizante a compresión, el cual amortigua la energía liberada por el martillo cuando es forzado en la dirección de operación, su función principal es la de proteger las herramientas colocadas en la parte superior de la sarta y restablecer la energía liberada a éste. Se clasifican en los siguientes grupos:

- Mecánicos
 - Hidráulicos.
-

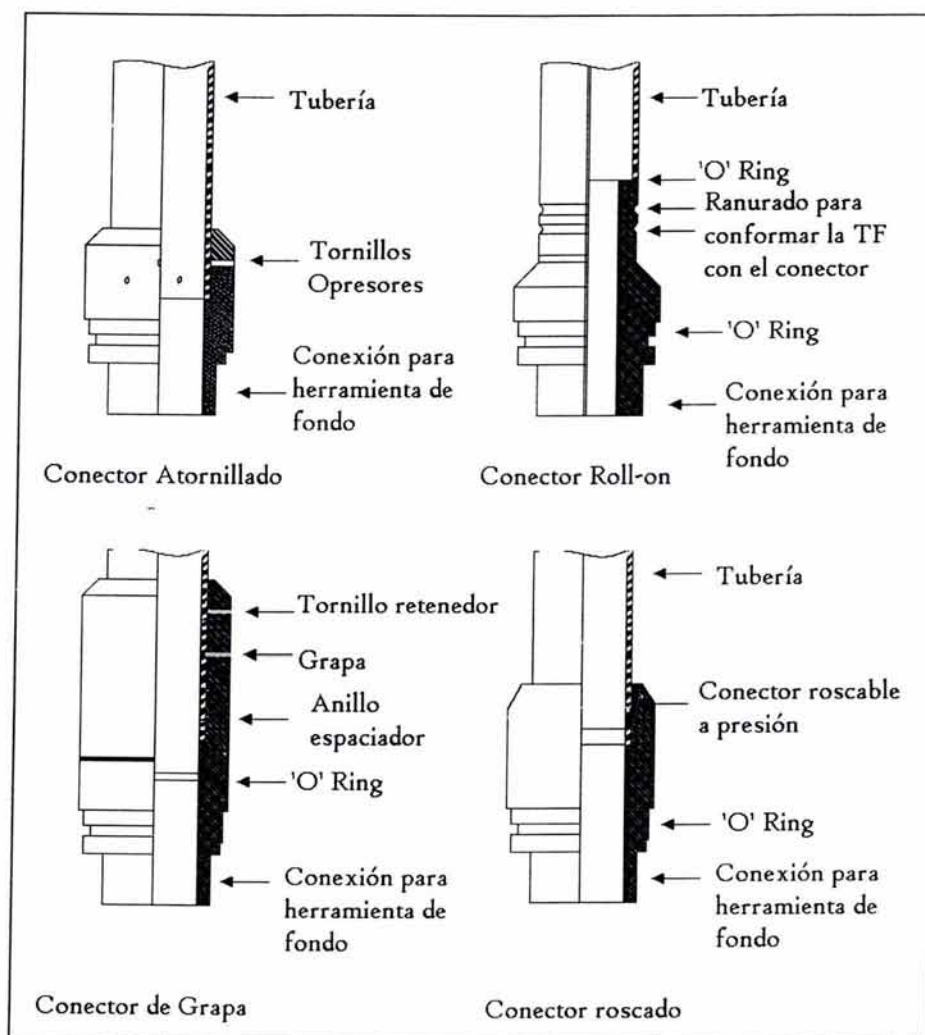


Fig. 2.8 Conectores para tubería flexible.

2.2.9.4 Martillos.

Esta es una herramienta que tiene como objetivo el liberar la sarta, por medio de la transmisión de un golpe súbito hacia arriba o hacia abajo al aparejo de herramientas. Este también incluye un mandril deslizante, que permite la aceleración rápida de la sarta arriba del martillo; el viaje del mandril está limitada por la longitud de carrera de éste, el cual golpea el freno del mandril y puede ser operados mecánica e hidráulicamente.

2.2.9.5 Motores de fondo.

Estas herramientas proporcionan rotación, velocidad y torque a la barrena o molino durante la perforación o limpieza de un pozo. La energía que hace rotar el motor, es proporcionada por el fluido que se circula a través de la sarta de herramientas desde la superficie.

Se pueden encontrar tres tipos de motores de fondo:

- Motores tipo turbina
- Motores Vane.
- Motores de desplazamiento positivo

Estos motores se encuentran disponibles en todos los diámetros, pero especialmente en diámetros pequeños, los criterios que se toman en cuenta para la selección de un motor de fondo son los siguientes:

- Temperatura.
- Diámetro exterior.
- Número de etapas para calcular la velocidad.
- RPM vs. gasto
- Torque vs. gasto.
- Máximo gasto.
- Máxima caída de presión.

Dichos motores tienen dos desventajas, una es que no puede circular fluidos corrosivos, y la segunda que origina problemas de funcionamiento a altas temperaturas de fondo.

2.2.9.6 Herramientas Giratorias (Swivel).

Esta permite el giro durante la conexión de otras herramientas que no pueden ser giradas, el rango máximo de operación es de 5,000 [psi] y su diseño es similar al swivel instalado en el carrete de tubería flexible.

2.2.9.7 Válvulas de relevo o alivio.

Esta válvula abre a una presión diferencial predeterminada, evitando de ese modo sobre presurizar la sarta, originalmente diseñada para pruebas selectivas de formación, así mismo, previene la sobre presión de los elementos de empaque. Sin embargo, pueden ser utilizados en cualquier aplicación donde la presión diferencial máxima no debe ser excedida, esta válvula es bidireccional y debe ser corrida siempre debajo de las válvulas de contrapresión. Es ajustada de 500 a 2,500 [psi], incrementándose un número de arandelas internas tipo "V".

2.2.9.8 Herramientas de molienda.

Las herramientas de molienda se clasifican en; herramientas revestidas con pastillas de carburo de tungsteno (metal muncher), o bien con carburo de tungsteno.

Actualmente se ocupan diferentes tipos de molinos revestidos con metal Muncher los mas usados son:

- Molino de aleta.
- Molino de paso.
- Molino de hierro viejo.
- Plano
- Zapatas lavadoras.
- Molinos ampliadores.

Todas estas herramientas son integradas a las sartas de trabajo en el extremo inferior del motor de fondo y en ocasiones después de la canasta colectora, éstas permiten la circulación a través de ellas.

2.3 Propiedades y características de la tubería flexible.^{19,21,23}

Al igual que la perforación convencional existen distintas propiedades de la tubería que determinan el comportamiento de ésta durante las operaciones de perforación; las principales propiedades son:

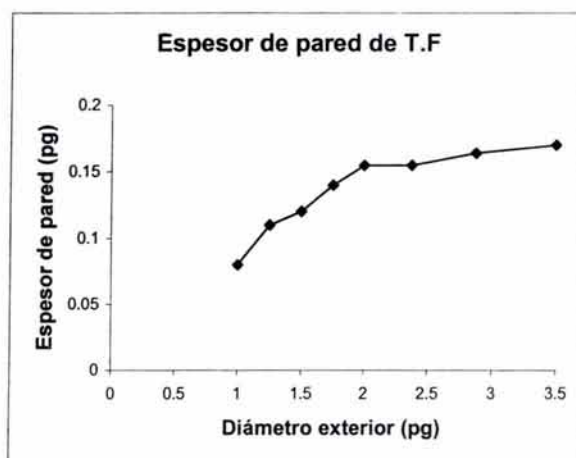
- Espesor de pared.
- Torque.
- Tensión.
- Área interna.
- Peso de la tubería.
- Radio de curvatura.
- Presión interna.

2.3.1 Espesor de pared.

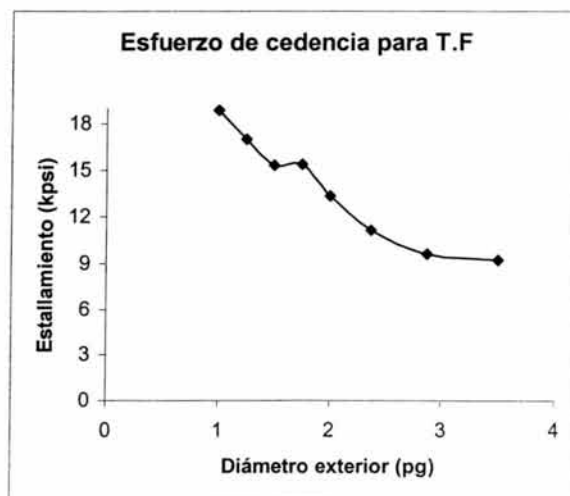
El rango del espesor de pared de la tubería actualmente disponible varía para cada tamaño de tubería, y éste se incrementa con el tamaño del diámetro del tubo con el objetivo de mantener la resistencia al rompimiento en un nivel practico.

Debido a la fuerte dependencia de la resistencia del tubo a su diámetro y espesor de pared, su resistencia decrece al aumentar su diámetro, a pesar de que se aumente su espesor de pared

En las gráficas 2.1, 2.2 se muestra; el promedio del espesor de pared disponible para cada diámetro de tubería y el esfuerzo de cedencia de ésta.



Gráfica 2.1 Espesor de pared de T.F

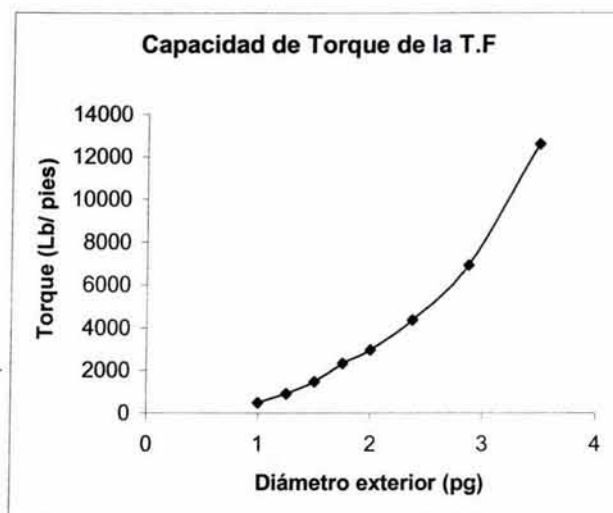


Gráfica 2.2 Esfuerzo de cedencia para T.F

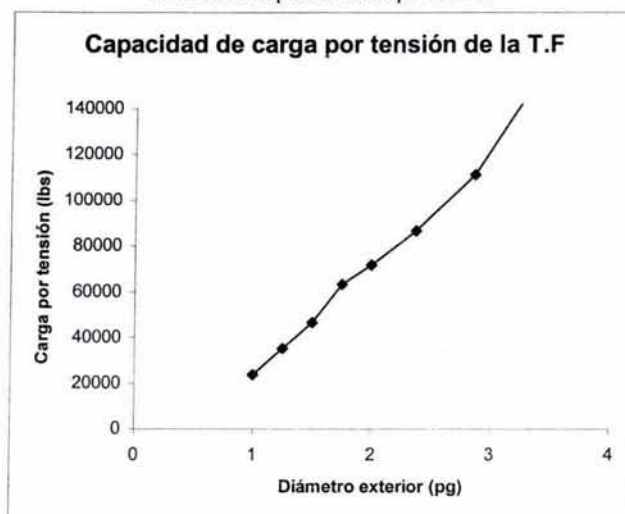
2.3.2 Torque y tensión.

La capacidad de torque se incrementa al cuadrado del diámetro de la tubería. Por lo que respecta a la tensión de la tubería, la capacidad de carga por tensión se incrementa con respecto al incremento del tamaño del diámetro.

En las gráficas 2.3 y 2.4 se muestran los datos de torque promedio máximo, y las cargas máximas promedio por tensión.



Gráfica 2.3 Capacidad de torque de la T.F

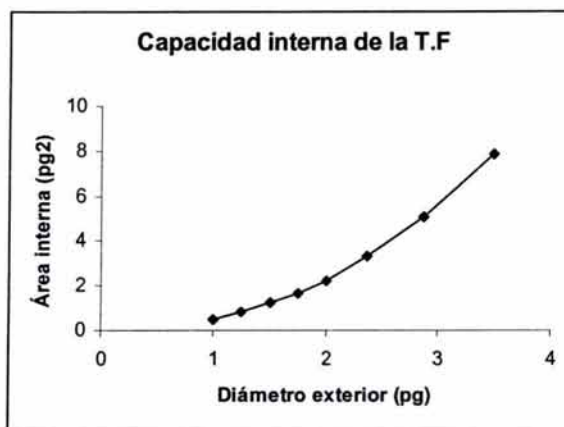


Gráfica 2.4 Capacidad de carga por tensión de la T.F.

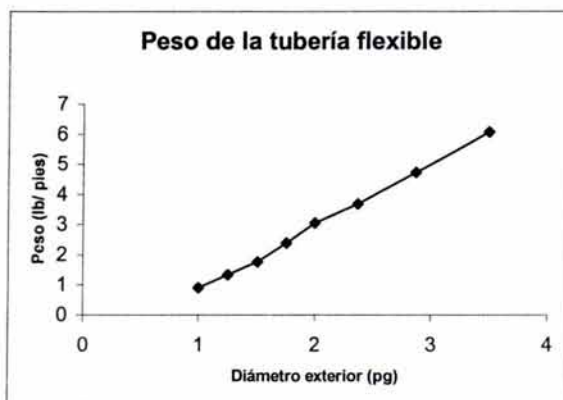
2.3.3 Área Interna y peso de la tubería.

El área interna de la tubería también varía significativamente, por ejemplo existe quince veces más área interna en una sarta de 3 ½ [pg] que en una de 1 [pg]. Es interesante notar que una tubería de 1 ½ [pg] y una de 1 ¾ [pg] tiene el 50% y 100% más de área, respectivamente, que una de 1 ¼ [pg].

El peso de la tubería flexible se incrementa casi de forma lineal con el rango de la tubería disponible, estas propiedades se muestran en las gráficas 2.5 y 2.6.



Gráfica 2.5 Capacidad interna de la T.F VS. Diámetro exterior.



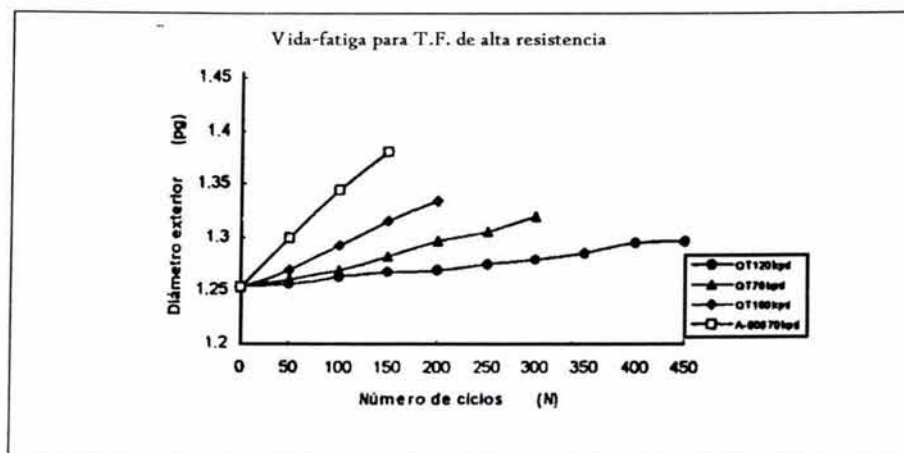
Gráfica 2.6 Peso de la tubería flexible VS. Diámetro exterior.

2.3.4 Radio de curvatura.

El radio de curvatura de la tubería cuando corre del carrete a la guía de la tubería, es inversamente proporcional a su esfuerzo de cedencia. Por ejemplo, un incremento en el esfuerzo de cedencia de 70,000 a 100,000 [psi] con lleva a una reducción en el radio de curvatura en la proporción de 70,000/ 100,000.

El resultado de una prueba del ciclo de vida para una muestra de tuberías de 1 ¼ de diámetro exterior por 0.087 [pg] y varios esfuerzos de cedencia, aplicando una presión interna de 5,000 [psi], se muestra en la gráfica 2.7. Los datos obtenidos muestran que la tubería QT120 resiste un número mayor de ciclos de flexión.

Las fallas, definidas como una pérdida de presión interna, ocurren en el ultimo punto obtenido por los datos para cada tubería. Cabe mencionar que se mantuvo una carga de tensión de 5,000 [lb.] durante todas las pruebas, las cuales se hicieron con un dispositivo especial con tres carretes con radios de curvatura de 3 [pies]. Un ciclo se definió como un solo doblamiento y enderezamiento de la tubería.



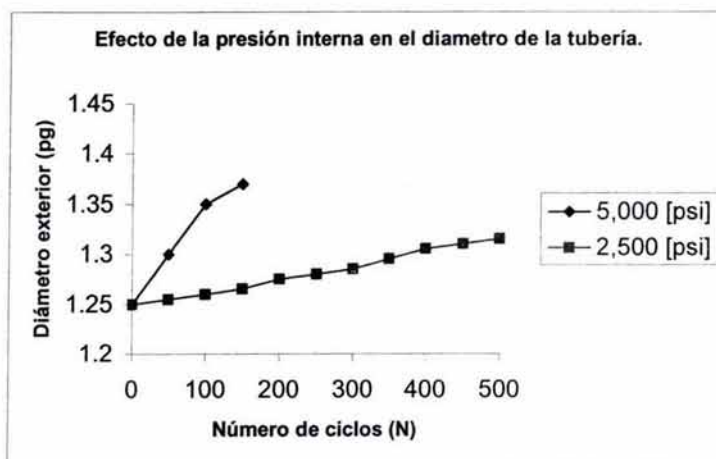
Gráfica 2.7 Vida-fatiga para tubería flexible de alta resistencia.

2.3.5 Presión interna.

La adición de presión interna en la T.F durante el ciclo, hace que la tubería comience a “englobarse”, esto da como resultado un incremento en el diámetro de la tubería. Este efecto causa que las paredes de la tubería adelgacen ligeramente, a medida que aumenta la presión interna; el efecto se vuelve más dramático.

Durante las operaciones de perforación se emplean presiones de trabajo muy altas, las cuales incrementan el diámetro de la tubería y disminuye significativamente su vida útil, en la gráfica siguiente se indica el numero de ciclos que resiste una tubería WT A-606 de 70 [kpsi] de 1 ¼ diámetro exterior por 0.0847 [pg] sometida a una prueba de presión de 2,500 y 5,000 [psi].

Las dos curvas de la gráfica 2.8 representan el ‘englobamiento’ o crecimiento en el diámetro mientras el tubo cumple un ciclo en un radio de curvatura de cerca de 72 [pg], además se puede apreciar que el diámetro se incrementa más en el tubo con 5,000 [psi] de presión interna que en el tubo que cumplió sus ciclos con solo 2,500 [psi] de presión interna.



Gráfica 2.8 Efecto de la presión interna en el diámetro de la tubería.

La prueba de 5,000 [psi] muestra que la tubería falló a los 150 ciclos pero la de 2,500 [psi] cumplió 500 ciclos antes de fallar. Este procedimiento de prueba representa dos eventos de curvatura, por esta razón. Los datos para acero con 7,000 [psi] de cedencia se debe de considerar representativo de lo que pasa durante las operaciones en el campo, el número de ciclos a fallar debe ser dividido por tres.

2.3.6 Comportamiento del pandeo.

La tubería flexible se encuentra limitada en donde las altas cargas de compresión son aplicadas axialmente a la tubería en la superficie concurrente con cargas de arrastre en el fondo del agujero. Cuando cargas opuestas se aplican sobre las partes finales de la TF, la tubería se comportara como una larga columna no soportada. Como resultado, las fuerzas compresionales aplicadas en exceso a una sarta de T.F no soportada y sometida a cargas críticas causará un pandeo en está.

La T.F tomará primero una forma senoidal con grados de latitud en un plano singular, al final la tubería se deformará en una hélice mientras se incrementan las cargas de empuje superficiales (Fig. 2.9).

El empuje requerido para jalar la T.F dentro de un pozo se incrementa dramáticamente una vez que la tubería es forzada en una hélice, el arrastre friccional desarrollado en tanto que la tubería es forzada contra la pared del agujero, será vencido finalmente por las cargas de

empuje superficiales, a esta condición se le conoce como encarcelamiento, ya que efectivamente arresta a la tubería a seguir un progreso. Si las cargas de empuje superficiales se incrementan, la tubería fallara en corte en el ángulo crítico del pandeo.

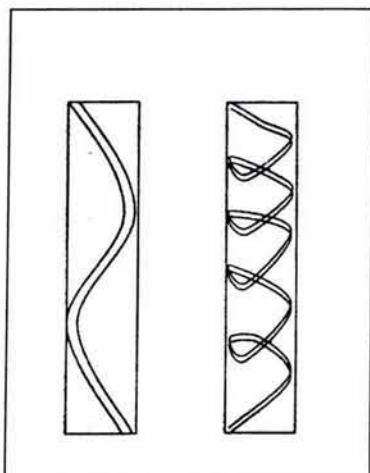


Fig. 2.9 La T.F puede pandearse en configuraciones sinoidales o helicoidales cuando se encuentra sujeta a cargas compresionales excesivas en agujeros abiertos o revestidos.

Otra limitante en la T.F son las deformaciones permanentes de la tubería que predisponen la formación de una hélice en condiciones relajadas, la deformación plástica de la tubería cuando está enrollada en el carrete con diámetros pequeños crea un juego permanente en la microestructura del metal.

Aún si la tubería es enderezada mecánicamente a través de las cadenas de la cabeza inyectora, ésta retiene aún un largo periodo de la hélice; el termino usado para describir esta hélice pre-formada de la tubería es conocida como pandeo residual.

2.4 *Manufactura de la tubería flexible.*²³

La mayoría de las sartas de tubería flexible es construida en baja aleación de acero de alta dureza, el cual forma una tubería de altas especificaciones con las propiedades químicas, físicas y geométricas deseadas.

Los avances en la tecnología de la T.F se han logrado a través de los cambios en la química del acero y en el tratamiento como el templado en frío y en caliente.

Los tres tipos de materiales utilizados para su fabricación son el acero al carbón convencional, acero al carbón templado en frío y en caliente (Quench & Tempered, Q&T por sus siglas en ingles) y tubería de titanio.

2.4.1 Acero al carbón convencional

La tubería flexible estándar es fabricada con acero al carbón HSLA A-606 tipo 4 modificado, con este tipo de acero se tiene una resistencia de 70,000 [psi]; se proporciona

en hojas enrolladas con longitudes de 3,500 [pies] por rollo que se cortan en tiras continuas lo suficientemente anchas para formar la circunferencia de la tubería con un ángulo de 45° , y se une al sesgo con soldadura, se conduce a la estación de rayos X, donde se revisa la unión para su aceptación o su rechazo. La sección de reforzamiento de soldadura se logra con una inducción de calor, eliminando la dureza y fragilización del proceso de soldadura. Posteriormente, las tiras se aplanan en las uniones para minimizar la cantidad de material sobrante, se verifica la dureza, espesor de pared, amplitud y alineación, finalmente se introduce al carrete acumulador.

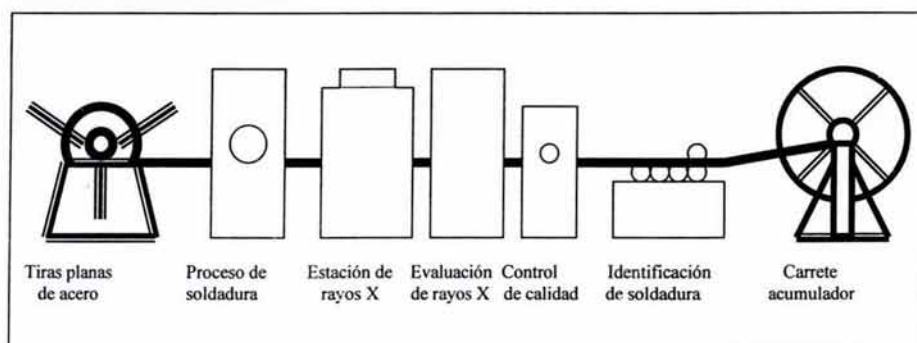


Fig. 2.10 Proceso de soldadura al sesgo.

La fabricación se inicia con el doblamiento de los bordes de la hoja de metal para transformarla en tubo y preparar la soldadura del rollo longitudinal, con una inducción de alta frecuencia, denominada Electrical Resistance Welding. El proceso de soldadura produce una pequeña cantidad de rebaba en el interior y exterior del tubo, la que se elimina con una herramienta de corte de carburo.

El tubo se enfría ligeramente, antes de entrar a la sección de terminado de diámetro externo y tolerancias de redondeo, posteriormente la tubería pasa a un tratamiento de calor de cuerpo completo, manteniendo temperaturas de 1,100 a 1,400 °F, lo que aligera el esfuerzo en todo el tubo e incrementa su ductilidad. La tubería se enfría primero con aire y después con un baño líquido, posteriormente se enrolla en un carrete y se prueba a presión con agua, finalmente la tubería se inspecciona con corrientes Eddy.

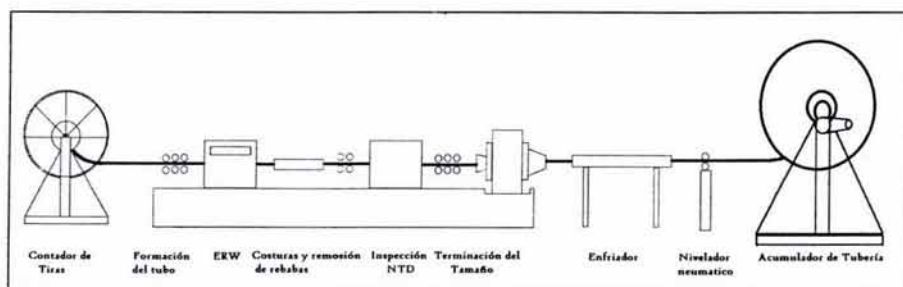


Fig. 2.11 Inducción de alta frecuencia en el cuerpo del tubo.

2.4.2 Acero templado en frío y en caliente.

La tubería inicia con acero templado en frío y en caliente con resistencia al esfuerzo de 80,000 [psi], el proceso de fabricación generalmente es el mismo al que se somete la tubería flexible convencional, se sujeta a un tratamiento largo de calor (templado caliente), para proporcionar mayor ductilidad y mayor resistencia a las fracturas ocasionadas por el sulfuro.

El proceso de templado en frío y en caliente incrementa significativamente la resistencia del tubo de 100,000 a 110,000 [psi]. La alta resistencia en las direcciones radial y longitudinal incrementa el rango de carga de tensión y la resistencia a la presión; por consiguiente los ciclos de vida son mayores que los de la tubería de acero al carbón convencional.

La desventaja del material templado en frío y en caliente es que en cualquier soldadura en campo se regresa a la sarta a las 80,000 [psi] originales, debido a que el proceso no puede ser realizado en el campo con la misma eficacia. En la tabla 2.1 se resumen las propiedades de la tubería flexible de 70,000 [psi].

Compañía/ material	C	Mn	S	Si	Cr	Cu	Ni
Quality	.10-.16	.7-9	.005	.3-5	.5-7	.25	.20
Precision	.10-.14	.6-9	.005	.3-5	.55	.2	.25
Material			A-606 Tipo 4 modificado				
Cedencia mínima			70,000 [psi]				
Tensión mínima			80,000 [psi]				
Elongación mínima			30%				
Dureza mínima			Rockwell 22c				

Tabla 2.1 Especificaciones del material de T.F de 70,000 [psi]

En la tabla 2.2 se muestran tres fabricantes que ofrecen un producto de 80,000 [psi], las especificaciones y diferencias en la fórmula del material. En el caso de Quality Tubing logro mayor dureza al agregar molibdeno; Southwestern Pipe, adición de cromo y vanadio aunado a un proceso de templado y enfriado de cuerpo completo.

Otis y Southwestern Pipe, desarrollaron y probaron una tubería flexible de un grado de resistencia mayor basado en acero con cromo-molibdeno de la serie 4100 de bajo carbón. Los procesos de fabricación se modificaron para incluir en línea un templado y enfriado final, con el cual todas las uniones se tratan a un calor uniforme.

Compañía/ material	C	Si	Cr	Cu	Ni	CB-V	Mo
Quality	.1-.16	.3-.5	.5-.7	.25	.20	----	.21
Precision	.1-.15	.3-.5	.55-.7	.2-.4	.25	----	----
SW Pipe	.1-.17	.3-.6	.4-.9	----	.10	.02-.04	----
Material							
Material				A-606/ 607 Tipo 4 Modificado			
Cedencia mínima				80,000 [psi]			
Tensión mínima				90,000 [psi]			
Elongación mínima				30% (Quality/ Precision) 20% (SW Pipe)			
Dureza mínima				Rockwell 22c			

Tabla 2.3 Especificaciones del material en T.F de 80,000 [psi].

Compañía/ material	C	Si	Cr	Cu	Ni	CB-V	Mo
SW Pipe	.13-.17	.3-.45	.55-.75	----	.10max	.02-.04	.10-.15
Material							
Material				4100 Series Cromo / Molibdeno			
Cedencia mínima				100,000 [psi]			
Tensión mínima				110,000 [psi]			
Elongación mínima				15%			
Dureza mínima				Rockwell 22c			

Tabla 2.4 Especificaciones del material de T.F de 100,000 [psi].

2.4.3 Tubería flexible de titanio.

Ciertas propiedades básicas de las aleaciones con titanio lo hacen adecuado para aplicaciones específicas en la industria petrolera. Éstas incluyen una alta relación resistencia/peso, de cerca de 2:1, excelente resistencia a la corrosión en ambientes amargos, bajo módulo de elasticidad (más o menos la mitad del acero: 16 [MMpsi]) y una excelente resistencia a la fatiga.

Su radio de curvatura es inversamente proporcional a su módulo de elasticidad, esto es, un módulo menor como el del titanio resultará en menor doblamiento plástico de la sarta para un devanado dado o un radio de cuello de ganso.

Esto redundará en un ciclo de vida más grande comparado con el acero. Actualmente son dos aleaciones las de mayor interés en la tubería flexible.

Propiedad	Grado 12	Grado 9
Cedencia mínima	70 [kpsi]	90 [kpsi]
Tensión mínima	80 [kpsi]	100 [kpsi]
Módulo de elasticidad	16,000 [kpsi]	16,000 [kpsi]

Tabla 2.5 Propiedades de las aleaciones de titanio.

La tubería de titanio grado 12 está compuesta por 99% de titanio, 0.7% de níquel y 0.3% de molibdeno. La mayor resistencia del grado 9 es resultado de un contenido de aleación alto: 94.5 % de titanio, 3% de aluminio y 2.5% de vanadio. Las propiedades de la tubería de titanio grado 9 y 12 se muestran a continuación en la tabla 2.6, 2.7:

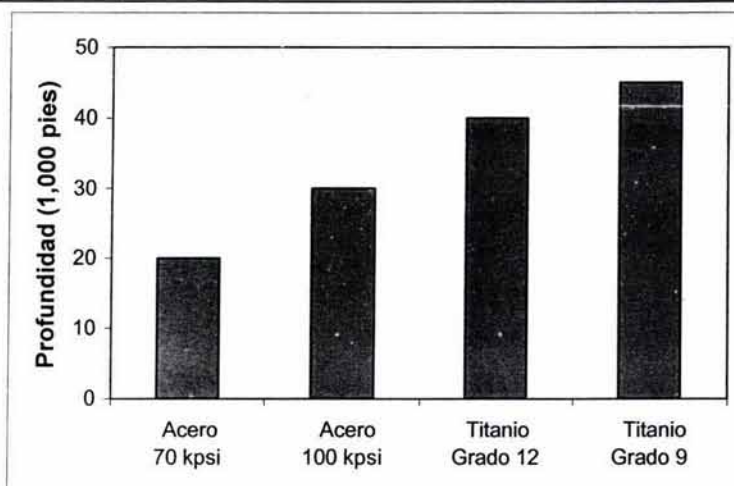
Dimensiones (pgl)			Peso Lb/ pies	Capacidad de carga	Resistencia Estallamiento	Resistencia Colapso	Capacidad Interna por C/ 1000 pies		Desplazamiento externo por C/ 1000 pies	
Diám. Ext. Nominal	Espesor Nominal	Diám. Int. Nominal	Nom.	Lb	Psi	Psi	Gal.	Bl	Gal.	Bl
1.00	0.087	0.826	0.491	17468	13703	14298	27.83	0.66	40.8	0.97
1.00	0.095	0.810	0.532	21358	14963	15476	26.77	0.64	40.8	0.97
1.25	0.087	1.076	0.628	22251	10962	11815	47.23	1.12	63.75	1.52
1.25	0.095	1.06	0.678	24130	11970	12640	45.84	1.09	63.75	1.52
1.25	0.109	1.032	0.769	27350	13734	14327	43.45	1.03	63.75	1.52
1.50	0.095	1.310	0.825	29353	10102	9975	70.01	1.67	91.79	2.19
1.50	0.109	1.282	0.937	33343	12130	11445	67.05	1.16	91.79	2.19
1.50	0.125	1.250	1.063	37797	13750	13125	63.75	1.52	91.79	2.19
1.75	0.109	1.532	1.106	39335	9810	9816	95.75	2.28	124.94	2.97
2.00	0.090	1.820	1.106	37803	5513	3595	135.14	3.22	163.19	3.89
2.00	0.109	1.782	1.274	58279	7687	9874	129.55	3.08	163.19	3.89
2.375	0.125	2.125	1.739	79522	8289	7177	184.22	4.39	230.12	5.48
2.875	0.125	2.625	2.125	97193	6848	4675	281.12	6.69	337.21	8.03

Tabla 2.6 Propiedades de la T.F de titanio grado 9.

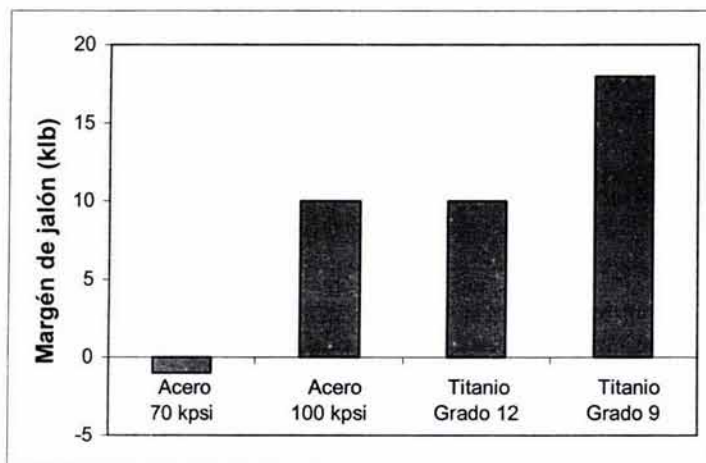
Dimensiones (pgl)			Peso Lb/ pies	Capacidad de carga	Resistencia Estallamiento	Resistencia Colapso	Capacidad Interna por C/ 1000 pies		Desplazamiento externo por C/ 1000 pies	
Diám. Ext. Nominal	Espesor Nominal	Diám. Int. Nominal	Nom.	Lb	Psi	Psi	Gal.	Bl	Gal.	Bl
1.00	0.087	0.826	0.491	17468	13703	14298	27.83	0.66	40.8	0.97
1.00	0.095	0.810	0.532	21358	14963	15476	26.77	0.64	40.8	0.97
1.25	0.087	1.076	0.628	22251	10962	11815	47.23	1.12	63.75	1.52
1.25	0.095	1.06	0.678	24130	11970	12640	45.84	1.09	63.75	1.52
1.25	0.109	1.032	0.769	27350	13734	14327	43.45	1.03	63.75	1.52
1.50	0.095	1.310	0.825	29353	10102	9975	70.01	1.67	91.79	2.19
1.50	0.109	1.282	0.937	33343	12130	11445	67.05	1.16	91.79	2.19
1.50	0.125	1.250	1.063	37797	13750	13125	63.75	1.52	91.79	2.19
1.75	0.109	1.532	1.106	39335	9810	9816	95.75	2.28	124.94	2.97
2.00	0.090	1.820	1.106	37803	5513	3595	135.14	3.22	163.19	3.89
2.00	0.109	1.782	1.274	58279	7687	9874	129.55	3.08	163.19	3.89
2.375	0.109	2.157	1.518	54317	5622	3782	189.81	4.52	230.12	5.48
2.375	0.125	2.125	1.739	79522	8289	7177	184.22	4.39	230.12	5.48
2.375	0.134	2.107	1.857	66038	6912	6020	181.12	4.31	230.12	5.48
2.375	0.156	2.063	2.14	76126	8046	7989	173.63	4.13	230.12	5.48

Tabla 2.7 Propiedades de la T.F de titanio grado 12.

La alta relación resistencia/ peso del titanio permite introducir la sarta a mayor profundidad, con un peso menor del conjunto de la sarta, comparada con la tubería de acero convencional. La longitud máxima de la sarta (antes de que se rompa por su propio peso) de titanio es considerablemente mayor, que para una sarta de acero.



Gráfica 2.9 Longitud máxima de la tubería antes de que se rompa por su propio peso.



Gráfica 2.10 Tensión máxima para una sarta de 22,000 [pies].

El titanio ofrece mayor capacidad de carga en zonas de mayor penetración y resistencia, en ambientes con presencia de CO_2 . Además el titanio presenta una alternativa efectiva para revestir líneas de flujo, especialmente aquellas revestidas internamente con aleación de níquel para mayor resistencia a la corrosión.

La desventaja principal del titanio es su costo, la sarta de titanio es 6 ó 7 veces más cara que la de acero, otra desventaja es la debilidad del titanio frente a los ácidos clorhídrico y metanol anhidrido.

La tabla 2.8 muestra información de tuberías de diferentes materiales y su longitud libre en el aire antes de que se rompa por su propio peso.

Tipo de tubería	Cedencia a la Tensión. (kpsi)	Módulo de rigidez (kpsi)	Densidad (lb./pg ³)	Longitud libre en el aire (pies)	Longitud libre en el agua (pies)
Acero convencional	70	10,300	0.282	20,700	23,700
Acero de alta resistencia.	100	10,300	0.282	29,500	33,800
Cobre-berilio	110	6000	0.302	30,300	34,400
Titanio.	105	6,100	0.160	54,800	70,700
Aluminio	58	3,750	0.101	48,000	74,600
Compuesta	400	----	0.056	500,00	2,000,000

Tabla 2.8 Materiales de tubería flexible.

Como se puede apreciar la tubería de acero no es capaz de soportar su propio peso por encima de 30,000 [pies], en cambio el titanio es el mejor candidato a considerar debido a su alta resistencia y baja densidad. Sin embargo a partir de los análisis que se han llevado a cabo, una reducción en los costos de los componentes de la tubería de titanio podría desembocar en un desarrollo más práctico.

Debido al tiempo tan largo de perforación y al elevado número de viajes en un pozo muy profundo, el carrete de tubería flexible debe ser más grande que el radio de curvatura mínimo de la tubería.

Tipo de tubería	Resistencia a la tensión (lb.)	Presión de estallamiento (psi)	Torque máximo (pies-lb.)	Torsión (pies-lb.)	Radio de curvatura (pies)
Acero convencional	123,700	14,000	63,400	25	45
Acero de alta resistencia	176,700	20,000	90,600	25	31
Cobre-berilio	194,400	22,000	99,600	42	18
Titanio	185,600	21,000	95,100	42	16
Aluminio	102,500	11,600	59,800	67	19
Compuesto	706,900	----	----	----	----

Tabla 2.9 Propiedades mecánicas de la T.F.

2.4.4 Tubería flexible compuesta.

A pesar de que los materiales de alta resistencia, mencionados anteriormente, prometen expandir los servicios de T.F, en comparación con el acero HSLA convencional, esos materiales estarán sujetos todavía a ciclos de flexión, deformación plástica y en última instancia a falla por fatiga. Un material alternativo que promete superar las limitaciones de los materiales metálicos isotrópicos para la construcción de tuberías flexibles, son los compuestos.

2.4.4.1 Desarrollo de la tubería flexible compuesta (TFC)

Existen tres procesos de fabricación de productos tubulares que son:

- **Pultrusión.** Es un proceso en el cual las fibras son extraídas de carretes y estiradas en una matriz de forma especial, para formar el producto con la geometría de sección transversal deseada.
- **Proceso continuo de devanado de filamentos.** Es un proceso donde los carretes de fibra se montan sobre devanadores de anillo, los cuales giran alrededor de la tubería para depositar el material compuesto.
- **Trenzado.** En este proceso las hebras de fibra se alimentan generalmente en la dirección de la formación de la trenza y se entrelazan unas a otras para formar un tubo.

La tubería flexible compuesta ofrece el potencial de exceder los límites de los metales isotrópicos incrementando la vida de la tubería y extendiendo los parámetros operacionales, se construye como un tubo continuo de materiales no metálicos para proporcionar un cuerpo de alta resistencia y resistente al desgaste, optimizando las presiones de estallamiento y colapso, cargas por tensión y compresión, así como deformaciones ocasionadas por la flexión.

Los materiales compuestos están hechos de fibras de alta resistencia y diámetro pequeño, enredadas en orientaciones convenientes, alrededor de un material de matriz circundante, normalmente más débil que las fibras y que juega el papel crítico de transferir la carga hacia las fibras, los principios fundamentales de diseño puede emplearse para adaptar la resistencia y rigidez en diferentes direcciones de la estructura.

En general la tubería flexible compuesta, se construye con múltiples capas de materiales como fibra de carbón, de vidrio y/o kevlar; se puede incorporar un recubrimiento exterior resistente al desgaste, para proporcionar una protección mejorada a las fibras estructurales y además, coeficientes de fricción reducidos. Adicionalmente, puede incluir un revestimiento interno, ya sea nylon, polietileno y polietrafluoretileno, lo que ofrece un menor coeficiente de fricción al flujo de fluidos, es posible meter o incrustar alambres conductores dentro de las laminas a lo largo de un tramo de sarta. La T.F compuesta permite el monitoreo en tiempo real de las herramientas de fondo.

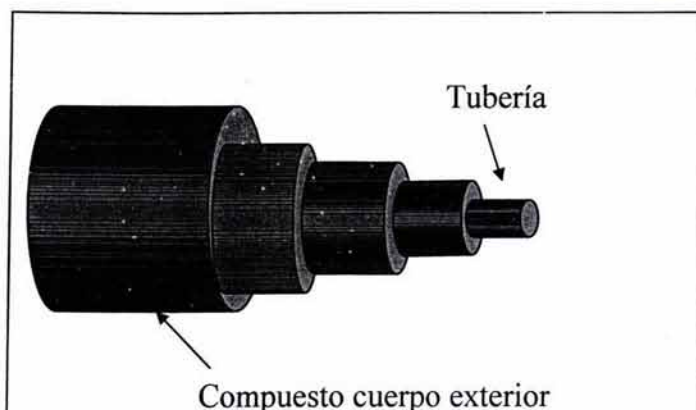


Fig. 2.12 Tubería flexible con estructura compuesta.

2.5 Diseño de la sarta de perforación ²¹

La selección de tubería flexible para la sarta de perforación, requiere considerar factores tales como; capacidad de transporte de carga contra carga impuesta, disponibilidad, precio, práctica local. El diseñar una sarta de perforación con tubería flexible es un proceso iterativo.

Las sarts candidatas son seleccionadas y se evalúan por medio de programas de computo basados en el contexto de los programas de perforación y la trayectoria del pozo a seguir, dichos programas requieren las siguientes entradas de información:

- Información acerca de la trayectoria del pozo.
- Descripción del diseño del pozo y de la tubería flexible.
- Peso del lodo.
- Peso de la barrena y el torque estimado de la barrena.
- Margen de jalón en la barrena.
- Factor de fricción predictivo.

2.5.1 Información de la trayectoria del pozo.

La información del yacimiento incluye la trayectoria planeada para el pozo, en términos de los ángulos de inclinación y azimutal, en los puntos seleccionados a lo largo de la sarta de perforación. Los datos comúnmente utilizados en un pozo típico son:

- Profundidad vertical total.
- Profundidad medida total.
- Punto de desvío.
- Dirección de desvío.
- Ángulo de desviación.
- Ángulo máximo.

2.5.2 Descripción de la sarta de perforación.

Es necesaria la descripción de la sarta de perforación candidata para definir el tamaño y peso de cada uno de los elementos de la tubería flexible y los componentes del aparejo de fondo en cada paso del proceso de cálculo; sin embargo, se sugiere por investigaciones y se ha confirmado en la experiencia, que la descripción de los componentes del aparejo de fondo introducidos en los programas de computo no necesitan ser una representación exacta, debido a que éstos normalmente están constituidos por elementos diferentes como son; cruces, ramales, contenedores, estabilizadores y drill colars.

2.5.3 Peso del lodo.

El peso del lodo está incluido para calcular el efecto de flotación, un lodo más pesado disminuirá el peso efectivo de la sarta de perforación y entonces decrecerá la carga por fricción y el efecto de la gravedad.

2.5.4 Peso sobre barrena.

El peso sobre la barrena debe ser proporcionado debido a la presencia de una resistencia compresiva que altera el perfil de tensión en la sarta y tiene un efecto no lineal en el arrastre.

2.5.5 Margen de jalón al sacar la barrena.

El jalón al sacar la barrena normalmente se usa para incluir un factor de seguridad en la carga por tensión, en caso que se requiera imponer peso adicional a la barrena. Un valor común de la tubería flexible es de 25,000 [lb] de sobrejalón. Se necesita determinar los valores específicos para cada caso debido a la extrema variabilidad de las propiedades mecánicas de la tubería flexible.

2.5.6 Factor de fricción predictivo

El detalle final, es especificar el valor apropiado para el factor de fricción predictivo en el área, en la siguiente tabla se muestran los valores que se deben utilizar como factor de fricción predictivo.

Área	Factor de fricción.
Costa del golfo	0.29
California	0.39
Alaska	0.34
Mar del norte	0.25

Tabla 2.10 Factor de fricción predictivo para áreas de perforación grandes.

Cabe destacar que cada uno de los factores mencionados en la tabla, son aplicables a todo el pozo, para mayor precisión se debe usar un solo factor de fricción para cada intervalo del agujero (según la región) basado en la litología, la rugosidad, etc, todos estos datos, en conjunto generan una estimación válida sólo para cada factor de fricción predictivo específico.

2.6 *Vida útil de la tubería flexible.*^{20,21,23}

Un usuario de tubería flexible espera que la sarta tenga una variedad grande de propiedades útiles. Una sarta ideal de tubería flexible debería tener las siguientes características:

- Alta resistencia a la tensión, estallamiento y colapso.
- Alta ductilidad para tener una larga vida útil.
- Soldable para posibles reparaciones en campo.
- Resistencia a la corrosión, erosión y al ácido.
- No presente puntos débiles a lo largo de la sarta.
- Resistencia a la fatiga y alta seguridad durante las operaciones de perforación.
- Ser económica y fácil de usar.

La técnica de T.F no se puede considerar como madura, aún en nuestros días, pero su desempeño ha sido estudiado y mejorado enormemente en estos últimos años. Muchos esfuerzos se han hecho para modelar la relación de la tensión con la vida útil de la tubería flexible durante las operaciones de campo.

Para ello se han desarrollado modelos computacionales basados en el análisis teórico y empírico de los datos para trazar la fatiga durante la vida de la sarta, estos permiten, un mayor entendimiento y evitan (hasta donde es posible) las condiciones que hacen más daño a la sarta, el desarrollo de una predicción confiable y exacta de la fatiga en la vida de la sarta permite reemplazarla antes de que empiece a fallar.

Las fallas por fatiga de la tubería flexible son el resultado de numerosas deformaciones plásticas durante su uso en las operaciones y pueden ser incrementadas por varios factores adicionales, los factores más comunes que afectan a la tubería flexible son:

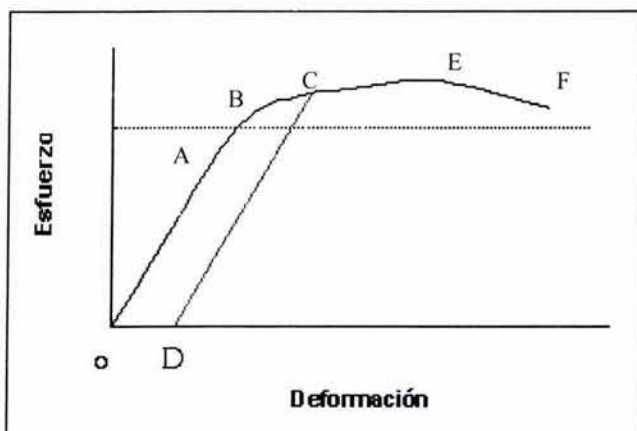
- El ciclo entre el cuello de ganso y el carrete, es la principal causa de deformación plástica.
 - La presión dentro de la tubería incrementa significativamente la tendencia de la tubería a abombarse (incremento de diámetro) mediante la deformación plástica.
 - El diseño de los equipos puede tener un impacto significativo en la vida útil de la tubería flexible, especialmente en el radio del carrete y el cuello de ganso.
 - El bombeo de fluidos a través de la tubería, sobre todo fluidos corrosivos y abrasivos, puede producir daño estructural.
 - Ovalidad de la tubería, la cual puede ser causada por la tensión excesiva de la cadena del inyector o por un radio de curvatura pequeño. Este tipo de daño redundará en el deterioro de la resistencia al colapso.
-

El daño mecánico a la tubería puede ocurrir mientras baja o sube a través del agujero, los defectos de la superficie de la tubería, tal como estrías, aumentan la tensión y aceleran la fatiga de la tubería flexible.

2.6.1 Relación de la carga por tensión y la presión.

La tubería flexible fue diseñada para servicio rudo, las condiciones de trabajo incluyen alta elasticidad, tensión plástica, temperaturas altas, presión alta y corrosión.

La curva típica de resistencia del acero presión deformación para T.F, es similar a la de otros materiales disponibles usados en ingeniería. La gráfica 2.11 muestra la curva típica para una tubería de 70,000 [psi].



Gráfica 2.11 Ejemplo de una curva tensión-deformación para T.F

La gráfica muestra que debajo del límite elástico (B), la deformación es proporcional a la tensión (de acuerdo a la ley de Hook) y la tubería regresará a su posición horizontal después de eliminar la tensión. Dentro del rango plástico, una unidad de tensión produce mucho más deformación que en el rango elástico y la deformación es permanente.

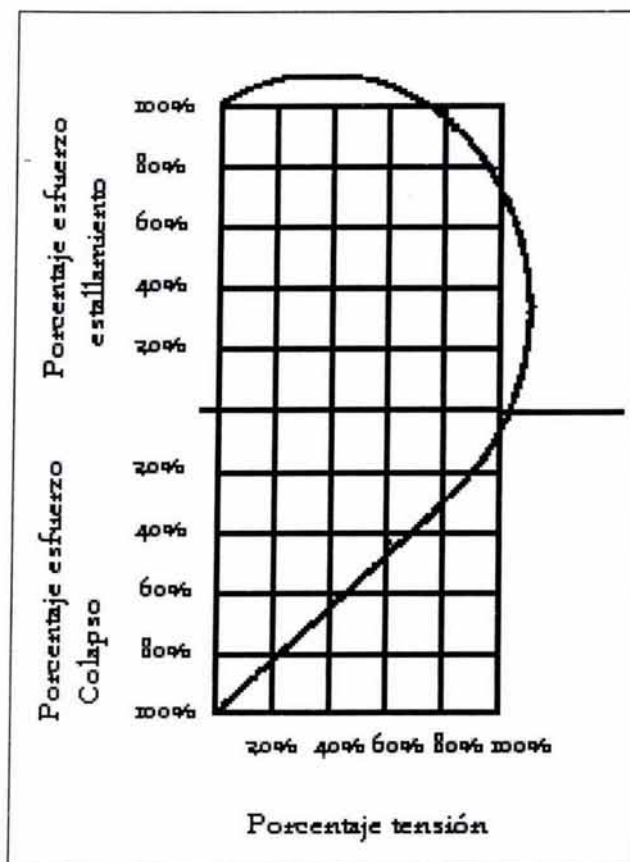
En la mayoría de las operaciones con tubería flexible, además de las cargas de tensión y compresión, las cargas por presión de estallamiento y colapso, también actúan en la tubería. El efecto combinado de estas cargas diferenciales no es simplemente aditiva, la teoría más popular de fallas para determinar el efecto de la combinación de estas cargas es la teoría de energía de distorsión máxima (teoría Hencky-Von Mises).

La gráfica 2.12 muestra la relación entre la carga por presión de estallamiento y colapso basada en la teoría de energía de distorsión máxima, los resultados son para una tubería flexible de $1 \frac{1}{4} \times 0.087$ [pg] de diámetro y espesor de pared, respectivamente, con una resistencia de 70,000 [psi].

Es posible observar en la gráfica, que la presión de estallamiento (interna) no se reduce en la zona de esfuerzo de cedencia por tensión en el rango de 0 y 65% de la zona de estallamiento.

Cualquier presión de colapso (externa) reduciría el punto de la zona de tensión. Por ejemplo, con un 20% de presión de colapso, la zona de tensión se reduce a 90% del valor original o con un 60% de presión de colapso; la zona de tensión se reduce cerca de un 50% del valor original.

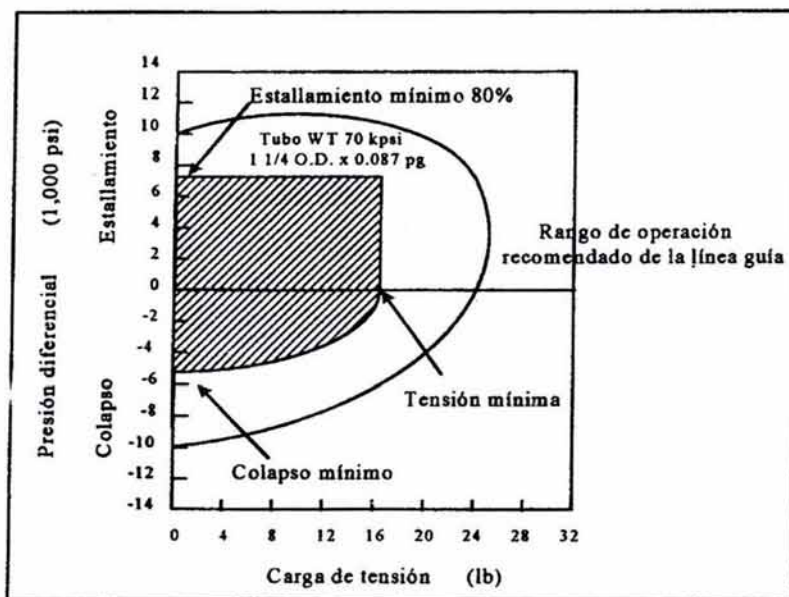
Se presenta un comportamiento interesante cuando la presión interna se combina con la carga de tensión, el punto de la zona de estallamiento se incrementa para cargas por tensión en el rango de 0 a 75%.



Gráfica 2.12 Diagrama Von Mises Para T.F.

La aplicación de carga por tensión ayuda a resistir al material presiones de estallamiento a través de este rango de valores, en operaciones de campo, los factores de seguridad deben ser aplicados para establecer los límites de estallamiento y colapso.

Normalmente se aplica un límite del 80% para estallamiento y 65% para colapso, se propone un factor de seguridad mayor al esfuerzo por colapso para incluir ovalidad e imperfecciones de la superficie de la tubería y sus efectos en su diámetro en la proporción del colapso.



Gráfica 2.13 Límites de la presión con factores de seguridad.

La gráfica 2.13 es un ejemplo del diagrama de Von Mises con factores de seguridad, los datos corresponden a una T.F de 70,000 [psi] de $1 \frac{1}{4} \times 0.087$ [pg] de diámetro.

A partir del análisis de Von Mises se puede concluir que la capacidad al colapso de la tubería flexible es significativamente menor cuando la carga por tensión y la presión externa estén actuando en la tubería. Sin embargo, si la tubería está bajo una zona de presión interna, la capacidad por tensión de la tubería normalmente no se afecta.

La presencia de ovalidad disminuye la resistencia a la presión por colapso de la tubería flexible. En un estudio para determinar la proporción de colapso de una tubería ovalada se encontró que la ovalidad y la fuerza por tensión reducen significativamente la presión de colapso; se sugiere que la ovalidad se monitoree y se cambie la tubería en caso de que la ovalidad exceda el 5%.

Las cargas externas causan esfuerzos en la tubería, la cual puede ser descrita usando los tres esfuerzos principales:

- Esfuerzo radial.
- Axial.
- Superficial o de aro.

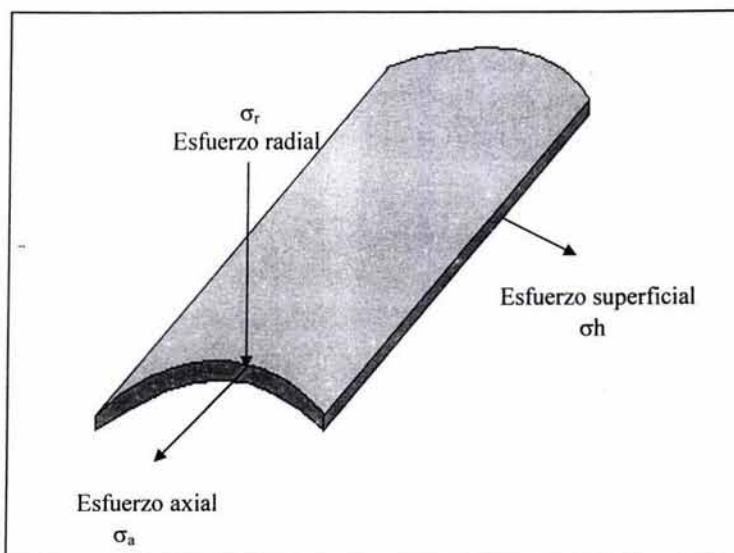


Fig. 2.13 Esfuerzos principales que actúan en una tubería.

La carga axial, σ_a , ocurre cuando la tubería está sometida a tensión y está dada por la siguiente ecuación:

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A} \dots\dots\dots 1$$

donde:

F_a : es la fuerza axial [lbf]

A : Área de la sección transversal de la tubería [$[pg]^2$]

Cuando la tubería está bajo compresión, se forma una voluta o espiral en la parte baja del pozo. El esfuerzo máximo de compresión es una combinación de la carga axial y la compresión debido al pandeo:

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

donde:

R: Espacio anular entre la tubería y el agujero [pg]

r_o : Radio exterior de la tubería

I: Momento de inercia de la tubería [[pg]⁴]

A: Área de sección transversal de la tubería [[pg]²]

La carga radial, σ_r , varía a través del espesor de la tubería, pero su valor máximo es en r_i o r_o donde es igual a la presión interna y opuesta a la presión externa.

La carga periférica o superficial también varía a través del espesor de la tubería, en la pared interna la carga periférica, r_i , esta dada por:

$$\sigma_h = \frac{(r_i^2 + r_o^2)P_i - 2P_o}{r_o^2 - r_i^2} \dots\dots\dots 3$$

En la pared externa, r_o , la carga superficial, es:

$$\sigma_h = \frac{2r_i^2 - (r_i^2 + r_o^2)P_o}{r_o^2 - r_i^2} \dots\dots\dots 4$$

El límite de resistencia inicial del material está basado en la combinación de estas cargas, de acuerdo con la teoría de la energía de distorsión de las fallas, la cedencia ocurre cuando se aplica carga más allá de la región elástica de la sarta que causa la deformación del cuerpo y es igual a la deformación de la sarta que se presenta en una prueba de tensión uniaxial.

2.6.2 Fatiga de la tubería flexible.

Durante un viaje de ida y vuelta en el pozo, la tubería se somete a seis eventos de curvatura plástica independiente, cuatro de ellos se presentan en la guía de la tubería y dos ocurren en el carrete (Fig. 2.14).

Además de la deformación longitudinal plástica, la tubería flexible acumula una deformación plástica en el punto de curvatura. Esta deformación del radio de curvatura ocasiona que el diámetro de la tubería se incremente.

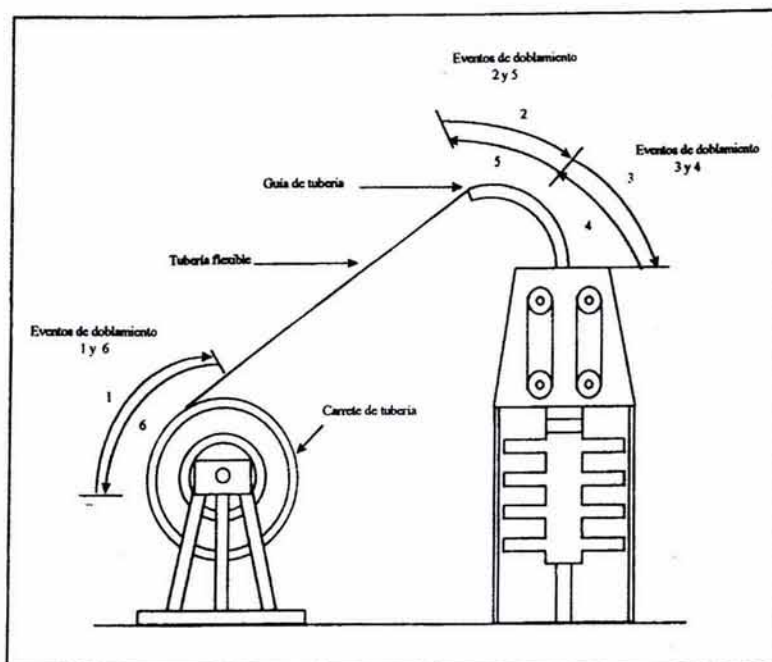
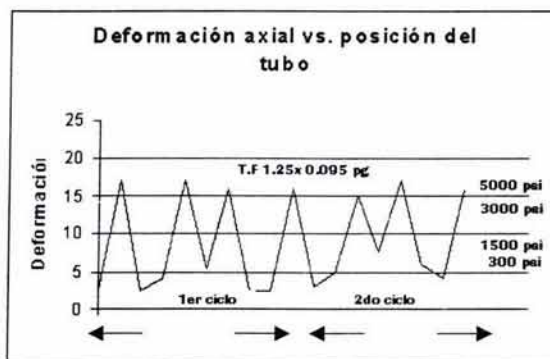


Fig. 2.14 Eventos de curvatura plástica de la T.F.

Las formas de onda típicas de la sarta son el resultado de la combinación de la presión interna y curvatura plástica, estas se presentan en la gráfica 2.14. Estas formas de onda muestran que la presión interna tiene un efecto significativo en el aumento del diámetro interno y externo de la sarta de T.F., lo cual redonda en un abombamiento de la misma. Sin embargo, el esfuerzo longitudinal excesivo es relativamente independiente de la presión, esto es, la tubería no aumenta en longitud si pasa por el ciclo completo de presión.



Gráfica 2.14 Formas de onda características de la sarta de T.F.

2.6.3 Métodos para estimar la vida de la tubería.

Uno de los primeros métodos para determinar la vida útil de una sarta de tubería flexible es el "Running Feet", el cual acumula la profundidad a la que la sarta tiene que bajar. Este método no lleva la cuenta de los ciclos de curvatura plástica repetitiva cuando la tubería corre del carrete a la guía del tubo; sin embargo esos ciclos de curvatura son la causa principal de la fatiga de la tubería y su falla.

Este método proporciona mediciones imprecisas de la vida útil de la tubería, sin embargo tiene una ventaja significativa sobre otros métodos: su uso relativamente sencillo, una limitación de este método, sugerida por algunos operadores, es no exceder los 400,000[pies] de corrida en el agujero (RIH) con alguna sarta.

Entre los métodos más sencillos para estimar la vida operacional de la tubería, se encuentran los métodos manuales de conteo, este método fue descrito por Quality Tubing y consiste de:

1. Mantener un registro preciso de cada sarta de tubería flexible.
2. Establecer un sistema de conteo para divisiones regulares en toda la sarta.
3. Asignar una unidad de ciclo de presión equivalente (PCU) para cada evento de ciclo de curvatura, por ejemplo:

1 ciclo a 2000[psi]= 1 PCU

1 ciclo a 3000[psi]=1.5 PCU

1 ciclo a 4000[psi]=2 PCU

1 ciclo a 5000[psi]=3 PCU

4. Registrar el número de PCU acumulados a través de la vida de la sarta.
5. Poner más atención a las zonas soldadas y no uniformes a lo largo de la sarta

Dowell Schlumberger ha desarrollado un sistema de monitoreo integral de tubería (TIM®), con base en las investigaciones realizadas por dicha compañía, se establece que la geometría de la tubería flexible está correlacionada con la fatiga y que los datos dimensionales medidos durante las operaciones en campo pueden ser usadas para predecir la vida útil de la tubería. Algunos de los cambios en la geometría que se asocian con la fatiga son:

- Aumento del diámetro exterior de la tubería flexible.
- Incremento en la ovalidad en ciclos de baja presión.
- Ondulado o rizaduras de la superficie de la tubería.

Los ciclos de presión alta en ocasiones causan que la tubería se aglobe, incrementándose el diámetro, el ondulado de la superficie es un indicador útil para fatiga por efectos de ciclos de presión alta. La fatiga a baja presión puede ser medida al hacer un seguimiento de la ovalidad de la tubería.

TIM toma las medidas del diámetro exterior de la tubería en cinco ejes diferentes, mientras pasa la tubería del o hacia el pozo, la razón de medición es de 400 [puntos/ s] con una precisión de 0.001[pg], si se detecta ovalidad, cortes, ondulación o rasgaduras a lo largo de la sarta, todas ellas son detectadas y registradas en la base de datos. El monitor de la cabina de control tiene alarmas para prevenir al operador cuando el diámetro exterior de la tubería excede los límites programados.

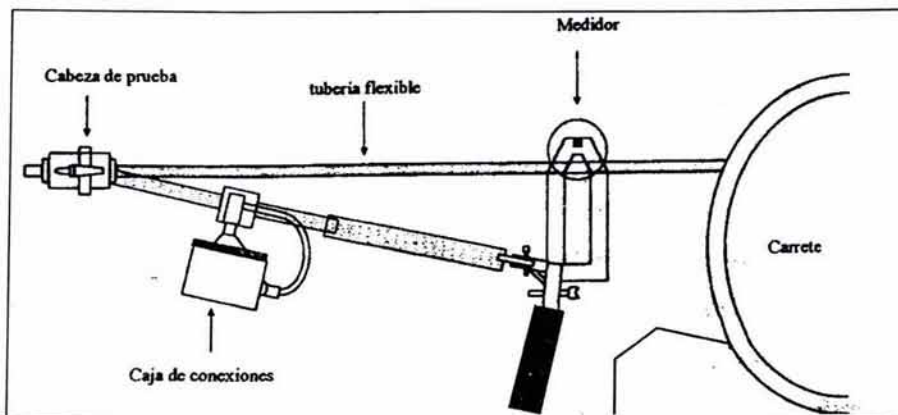


Fig. 2.15 Monitor integral de tubería de Dowell Schlumberger.

Junto con el TIM, otro sistema de instrumentación opera en el conjunto inyector/ cuello de ganso y registra datos operacionales como la profundidad, velocidad de corrida, tensión y presión en cuello de ganso. Todos los datos son introducidos al modelo computacional CoilLife, los resultados arrojados por éste le sirven al ingeniero de campo para determinar la vida útil de la sarta.

Otra compañía que ha desarrollado un sistema para determinar la vida útil de la tubería flexible es Halliburton, éste consiste de tres partes que son:

- Equipo de adquisición de datos, éste consiste de un sistema de computo y un microprocesador para monitorear, desplegar y recopilar datos de los sensores, estos datos incluyen; presión de la tubería, carga de frenado en la tubería, velocidad de corrida de la tubería, profundidad de la tubería.
- Software ACQUIRE, tiene un modelo de predicción de vida útil de la tubería.
- Base de datos DBCOIL, almacena los datos que indican la vida de la sarta.

Durante la etapa de planeación se comparan las condiciones dentro del agujero (presión, fluidos, profundidad, etc) con los datos de la tubería de la base de datos, con el fin de analizar la factibilidad de uso de la sarta.

Durante la ejecución, los parámetros de los datos son retroalimentados con el software ACQUIRE, los datos son monitoreados durante todo el tiempo, al concluir el trabajo la base de datos se actualiza.

2.6.4 Diámetro del carrete.

El diámetro del carrete y del cuello de ganso sobre el cual la T.F se deforma plásticamente, tiene un efecto significativo en la vida útil de la tubería; además, se debe considerar la relación del radio de curvatura con respecto al radio externo de la tubería. Para un carrete de tamaño determinado, una sarta de diámetro mayor se somete a una deformación mayor que una de diámetro menor.

El radio de curvatura mínimo para evitar deformaciones plásticas en la tubería, está dada por la siguiente ecuación:

$$R_y = \frac{Er_o}{\sigma_y} \dots\dots\dots 5$$

donde:

r_o : Radio exterior de la tubería [pg]

E: Módulo de Young [psi]

σ_y : Esfuerzo de cedencia [psi]

Lo más práctico es mantener una relación 48:1 del radio del carrete respecto a tuberías con diámetro pequeño.

2.7 *Ventajas y desventajas de la tubería flexible*^{21,24}

La técnica de perforar con tubería flexible ofrece diversas ventajas y beneficios como son:

- Reducción de costos
- Se reduce el tiempo de perforación
- Se tiene circulación continua durante la perforación.
- Fácilmente se adapta a la telemetría por cable.

De la misma forma se tiene ciertas desventajas al emplear tubería flexible en la perforación de pozos, algunas son superadas por medio del uso de otras herramientas y algunas otras siguen siendo limitantes. Las principales desventajas que presenta son:

- La tubería flexible no puede ser rotada.
- La perforación con tubería flexible se limita a agujeros de tamaño pequeño.
- La perforación con T.F se limita a agujeros superficiales.
- La perforación con T.F es una técnica nueva.
- Los equipos de perforación con T.F son caros.
- Los equipos de T.F no pueden correr o jalar tuberías de revestimiento o terminación.

2.7.1 Reducción de los costos.

Muchos de los ahorros derivados al emplear T.F, se deben al tamaño del equipo y su inherente automatización, así como el ahorro relacionado con operaciones en agujero reducido.

Otros factores que contribuyen a la reducción de costos son; la reducción en el tiempo de perforación, movilización, tamaño de la localización, preparación y consumibles, algunos autores consideran que la reducción en los costos se encuentra alrededor del 50%, en comparación con los equipos convencionales.

2.7.2 Se reduce el tiempo de perforación.

Algunos de los factores que permiten que dicha reducción se alcance, se debe a que se elimina la necesidad de realizar conexiones de la sarta de perforación, esto reduce los tiempos de viaje e incrementa la seguridad durante las operaciones de perforación.

2.7.3 Se tiene circulación continua durante la perforación.

El diseño del equipo de perforación, permite la circulación del fluido con facilidad a través de la tubería mientras viaja. Este diseño simplifica las técnicas de control del pozo y ayuda a mantener en perfectas condiciones el agujero. La circulación continua también permite la perforación continua facilitando el uso de fluidos de baja densidad (espumas, aire o niebla). Otra ventaja importante es que al no existir uniones en la sarta de perforación se evita generar derrames de lodo.

2.7.4 Fácilmente se adapta a la telemetría por cable.

El cableado es una instalación rutinaria en la tubería flexible. La telemetría continua de alta velocidad es práctica con la tubería flexible para las mediciones durante la perforación (MWD) y evaluación de formación con MWD (FEMWD). La misma línea también se usa para enviar los datos de mando de la herramienta y para controlar la orientación de la misma.

2.7.5 La tubería flexible no puede ser rotada.

Durante la perforación con tubería flexible se requiere emplear motores de fondo, los cuales son componentes caros, por consecuencia la perforación se realiza por secciones.

Esto da como resultado una pérdida por fricción y un peso sobre barrena reducido. Además se requiere de una herramienta de orientación, ésta es necesaria durante la perforación de pozos direccionales.

Sin embargo las herramientas de orientación para tubería flexible son caras y dicha técnica aún es incipiente.

2.7.6 La perforación con tubería flexible se limita a agujeros de tamaño pequeño.

El diámetro externo de la T.F y la capacidad de torque, imponen límites en el tamaño del agujero que se puede perforar. Actualmente, el agujero perforado más grande es de $6\frac{1}{8}$ [pg], pero la mayoría de los trabajos realizados se hacen con tubería de $1\frac{1}{4}$ ó 2 [pg]. Tubería de diámetro más grande se encuentra disponible, sin embargo, la falta de equipos con la capacidad de correr esas tuberías, impide que se utilicen con esos diámetros, además de las dificultades logísticas de trabajar con carretes de mayor tamaño.

2.7.7 La perforación con T.F se limita a agujeros superficiales.

Se presentan limitaciones en la profundidad, debido a las restricciones de peso y tamaño de los carretes y del trailer que los transporta, más que por la resistencia mecánica de la tubería en sí. Mientras mayor sea el diámetro externo de la tubería, es menor la longitud que se puede transportar.

Actualmente el trabajo está encaminado a desarrollar conectores de tubería factible que se usen para unir dos ó más carretes de tubería en el lugar de trabajo, sin sacrificar la resistencia mecánica ni la vida útil de la tubería.

2.7.8 La perforación con T.F es una técnica nueva.

Pese a que la curva de aprendizaje de la perforación con T.F ha empezado a decaer, existe un desarrollo considerable y se requiere de experiencia en campo para poder considerarla como algo rutinario, lo que permitirá que los costos se reduzcan conforme las compañías operativas y los contratistas de perforación se familiaricen con esta tecnología.

2.7.9 Los equipos de perforación con T.F son caros.

Se requiere que los equipos de tubería flexible sean competitivos y depreciados con respecto a los equipos de perforación y de trabajos superficiales. Ésta es una nueva tecnología que requiere el desarrollo de nuevas herramientas y ensambles, lo cual implica un aumento de costos.

2.7.10 Los equipos de T.F no pueden correr o jalar tuberías de revestimiento o terminación.

El uso de más de un equipo para las operaciones de perforación no es exclusivo de la perforación con T.F, comúnmente se usan equipos de perforación y de servicio para perforar y terminar un pozo convencional.

Las operaciones de perforación y reperforación utilizan un equipo de servicio para preparar el pozo, otro para perforar el agujero nuevo y un equipo de servicio para la terminación y para poner a producir el pozo, debido a la capacidad de carga del equipo de tubería flexible.

Capítulo 3.

Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible.

En los dos capítulos anteriores se definieron las características, principios, origen, ventajas y desventajas, de las técnicas de perforación bajo balance con equipo convencional, y de la perforación con tubería flexible, ambas consideradas como técnicas no convencionales. La información contenida en dichos capítulos nos sirven de base para la comprensión de la técnica de perforación bajo balance con tubería flexible, que no es más que la fusión y complementación de ambas técnicas.

Como se menciona en el primer capítulo la perforación bajo balance ofrece grandes beneficios, siendo la prevención del daño a la formación el aspecto más importante, ya que esto permite incrementar la productividad de los pozos perforados a través de esta técnica. Existen diferentes mecanismos que pueden causar el daño a la formación o afectar la permeabilidad de ésta durante la perforación y terminación de un pozo, el factor más importante, es la invasión de sólidos.

La técnica de perforación bajo balance es efectiva en la prevención de pérdidas de circulación y pegaduras de tubería por presión diferencial, ocurridas durante la perforación de pozos geopresionados, o naturalmente fracturados.

Es importante destacar que para lograr estos fines, se debe tener en cuenta dos aspectos fundamentales que son: el primero la seguridad personal y del pozo, el segundo mantener las condiciones de bajo balance durante toda la operación de perforación, especialmente en pozos horizontales.

Durante la perforación de un pozo a condiciones de bajo balance con equipo convencional, por razones de seguridad, antes de realizar un viaje de la sarta, el pozo se mantiene bajo control primario, esto puede ocasionar que el fluido de perforación y los sólidos penetren a la formación.

El uso de un equipo de tubería flexible en una operación de perforación bajo balance, es apropiado, si lo que se desea es mantener las condiciones de bajo balance durante todo el tiempo, ya que al ser una sarta continua no se tiene la necesidad de realizar conexiones, evitando así el problema ya mencionado y a su vez disminuir los tiempos y costos de perforación.

En este capítulo se mencionan las características del equipo de tubería flexible, las desventajas y ventajas, selección de pozos candidatos, fluidos de perforación, control de pozo, motores de fondo, barrenas, etc.

3.1 Introducción.²⁴

Inicialmente la tubería flexible se empleó en la industria petrolera, en actividades de intervención de pozos, estimulación, limpieza, cementación, pesca, inyección de nitrógeno, para evitar enarenamiento de los pozos, etc. Actualmente la tubería flexible tiene identificadas más de cien aplicaciones (Fig. 3.1 y 3.2).

La unidad de tubería flexible está diseñada para realizar actividades de intervención de pozos y ya que la sarta es continua, se elimina la necesidad de hacer conexiones, esto permite que las condiciones de bajo balance prevalezcan a lo largo de las operaciones de perforación, evitando la entrada de fluidos y sólidos a la formación y, una reducción sustancial de los tiempos de las actividades de perforación.

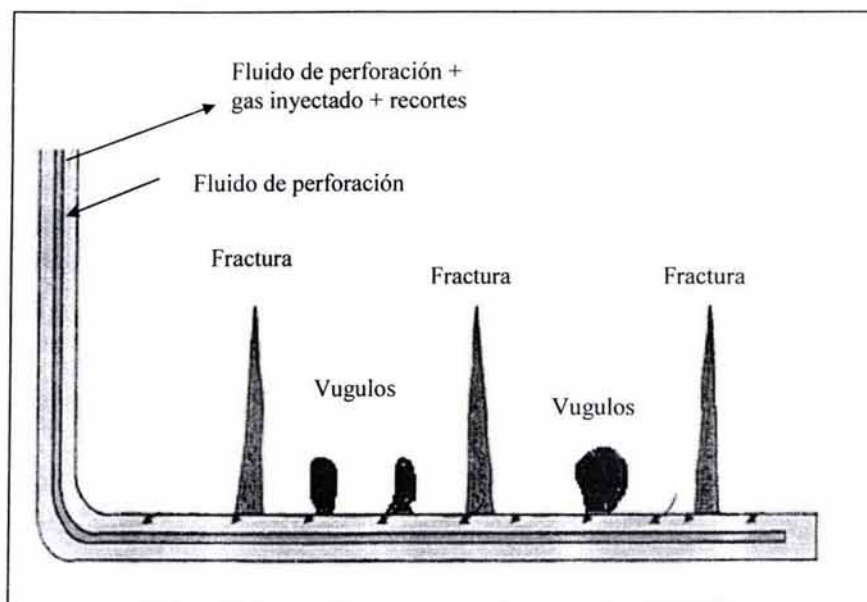


Fig. 3.1 Proceso de perforación bajo balance.

3.2 Comparación entre la perforación bajo balance con tubería flexible y el equipo de perforación convencional.^{25,26}

La gran mayoría de los pozos perforados usando la técnica de bajo balance han utilizado equipos de perforación convencional. Sin embargo la perforación bajo balance con este tipo de equipos tienen ciertas ventajas y desventajas con respecto a la perforación bajo balance con tubería flexible, estos son:

- Problemas de seguridad y control de presión superficial
- Mantener constante la presión de fondo
- Gastos de penetración.
- Limpieza del agujero.
- Tiempo total de perforación.
- Circulación continua.
- Derrames de lodo y problemas ambientales.
- Capacidad de hacer mediciones durante la perforación.
- Consideraciones del equipo
- Limitaciones en el tamaño del agujero.
- Limitaciones de profundidad.
- Problemas de rotación.
- Problemas de torque, arrastre y peso sobre barrena.
- Problemas de motor de fondo.
- Vida útil de la tubería.
- Limitaciones de torque.
- Hidráulica.
- Dificultades de orientación y dirección.
- Consideraciones del mecanismo subsuperficial (BHA)
- Problemas de disponibilidad.
- Problemas de experiencia.
- Aspectos económicos.

3.2.1 Problemas de seguridad y control de presión superficial

La seguridad y control de pozo son siempre la preocupación principal en cualquier operación de perforación bajo balance, particularmente en situaciones donde se tiene altas presiones de yacimiento o presencia de amargos, debido a que la superficie de la sarta de tubería flexible es continua y uniforme y a los mecanismos incorporados en la unidad de inyección los cuales permiten introducir o extraer la tubería flexible, la unidad de T.F. proporcionan mayor seguridad, en pozos donde se tiene alta presión en el espacio anular.

En los últimos años se han desarrollado múltiples trabajos, encaminados a obtener diferentes tipos de cabezal de control rotatorio. La nueva generación de cabezales de control permite realizar operaciones con presiones superiores a 2,500 [psi] con un rango de presión estática de 5,000 [psi]. La presión que soportan los equipos rotatorios es menor que para un equipo de tubería flexible convencional, esto es una causa por la que la tubería flexible es considerada fuertemente en aquellas situaciones donde se tiene altas presiones de superficie y/o presencia de amargos.

Las operaciones con tubería flexible son más silenciosas que aquellas que son realizadas con equipo convencional, esto reduce los riesgos de salud del personal y de los habitantes que viven cerca de la locación del pozo.

Las operaciones de perforación con equipo convencional tienen un record de seguridad excepcional cuando se combina un diseño, equipo de control superficial adecuado y experiencia del personal de perforación. Por lo tanto, todos los factores están siendo considerados para bajas presiones de superficie y sin presencia de amargos.

A estas condiciones la tubería flexible no presenta ninguna ventaja de seguridad apreciable con respecto al equipo de perforación convencional

3.2.2 Mantener constante la presión de fondo

Ya se ha mencionado que uno de los motivos principales de la perforación bajo balance, es la eliminación o reducción del daño a la formación causado por la pérdida hacia la formación de fluidos y sólidos en condiciones de sobrebalance (Fig. 3.2). Muchos de estos beneficios no son alcanzados, si la presión de bajo balance esta periódicamente comprometida. La tubería flexible tiene ciertas ventajas sobre el equipo convencional de perforación, en este caso debido a que no es necesario realizar conexiones.

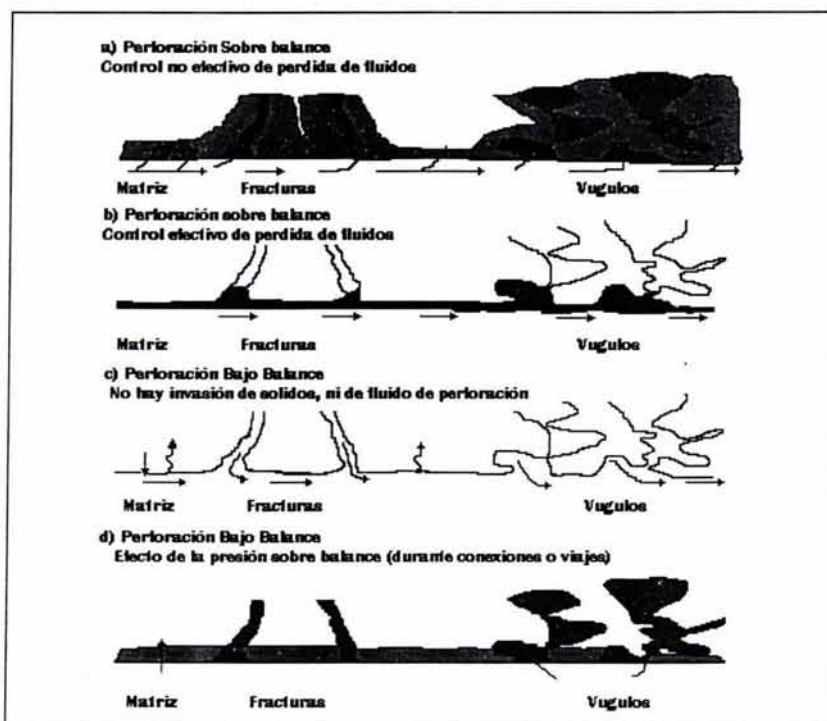


Fig. 3.2 Pérdida de fluido y sólidos, en operaciones de Sobrebalance y Bajo Balance.

La inyección de gas a través de la tubería de pie, se utiliza para generar la condición artificial de bajo balance, esto puede ocasionar fluctuaciones en la presión de fondo, y un manejo inapropiado, resultando en condiciones de sobrebalance periódicas.

Con lo cual se pierde el objetivo principal de la perforación bajo balance (evitar la entrada de fluidos y sólidos a la formación, minimizando el daño).

3.2.3 Gastos de penetración

Generalmente, los gastos de penetración se ven incrementados en las operaciones de perforación bajo balance. Estos están comprometidos en algunas operaciones con tubería flexible, particularmente en aplicaciones de gran alcance, debido a que se tienen limitaciones como son: el peso que puede ser aplicado sobre la barrena, a la acción del inyector de tubería flexible en la superficie, y al efecto del arrastre.

3.2.4 Limpieza del agujero

En muchas operaciones de perforación bajo balance se tienen problemas de limpieza del agujero, esta es afectada por la reología de los fluidos, tamaño y concentración de los recortes (esto depende del tipo de barrena y de los gastos de penetración), y la velocidad del fluido en el anular.

La mayoría de las operaciones con tubería flexible son realizadas con sarta de 2 [pg], o más pequeñas considerando que el tamaño del agujero puede ser de 6.25 [pg] de diámetro. Esto repercute en altos gastos de bombeo y pérdidas por fricción en la sarta de tubería flexible. La incapacidad de rotar la tubería puede exacerbar otros problemas de limpieza.

El uso de sartas más grandes (reduce las pérdidas por fricción en la sarta e incrementa la velocidad anular, debido a la reducción en el tamaño de esté) puede ser útil. El uso de barrenas más agresivas (como las tipo PDC) reduce el tamaño de los recortes, pero puede ser compensado por problemas de generación de torque.

3.2.5 Tiempo total de perforación.

El tiempo de perforación se puede reducir usando tubería flexible, se considera que mediante la aplicación de la T.F, se tiene un ahorro aproximado del 25% al 30 % del tiempo total de perforación si se compara con operaciones realizadas con equipo convencional.

Ya que no se requiere realizar conexiones en un equipo de T.F, esto representa una reducción directa en el tiempo y en los costos de perforación.

La T.F puede también viajar mucho más rápido que la tubería del equipo convencional, también puede reducir el tiempo en el sitio, si se requiere hacer viajes múltiples en un trabajo específico.

3.2.6 Circulación continua.

Debido a la naturaleza de la tubería flexible, es posible circular de forma continua cuando se esta perforando y también cuando se realizan viajes de la tubería, al mantener una circulación continua, se reduce la necesidad de escariar, lo que permite mayor limpieza y mantener en mejores condiciones el agujero.

3.2.7 Derrames de lodo y problemas ambientales

Generalmente en operaciones de perforación bajo balance se tiene menor impacto al medioambiente que en las operaciones de perforación convencional (sobrealance), debido a que en la perforación convencional se carece de un circuito cerrado de presas de lodo y aun sistema superficial de control.

La T.F usada en las operaciones de perforación bajo balance minimiza el impacto ambiental, una vez más, debido a que no se necesita hacer conexiones.

El riesgo de contaminación causado por el derrame de lodo durante las conexiones con equipo convencional es grande.

3.2.8 Capacidad de hacer mediciones durante la perforación.

La capacidad para realizar mediciones durante las operaciones de perforación bajo balance, son esenciales, para conocer los aspectos geológicos y la trayectoria del pozo y para determinar las presiones de fondo en tiempo real, esto es importante para asegurar cualquier suceso durante las operaciones de perforación bajo balance.

Durante las primeras operaciones de perforación bajo balance, con lodo convencional se uso telemetría por pulsos. Ya que la presencia de un fluido incompresible en la sarta de perforación es un pre requisito para usar telemetría por pulsos, esto oblijo al cese de inyección de gas, con el fin de permitir la transmisión de datos hacia la superficie.

Esto por supuesto ocasiono que la presión hidrostática fuera mayor a la de la formación, con lo cual se negaron las condiciones de bajo balance, por lo tanto, la mayoría, si no es que todos los beneficios de la perforación bajo balance en lo que respecta al daño a la formación fueron mitigados.

Cuando se usa un sistema de lodo convencional como fluido de perforación no se tienen problemas para realizar mediciones durante la perforación, como los que se presentan con la inyección de gas, por lo tanto las técnicas convencionales para realizar mediciones durante la perforación pueden ser usadas sin ningún problema.

Los avances en la tecnología de tubería flexible, minimiza algunos de los problemas asociados con la mediciones en el fondo del pozo, esto se debe básicamente a la naturaleza de la tubería (a que es una sarta continua sin uniones), se puede usar sin problemas una línea de acero interna para transmitir los datos del fondo del pozo, lo que permite realizar las mediciones de telemetría, manteniendo continuas las condiciones de bajo balance.

El uso de nuevas tecnologías "EMT", ha permitido la aplicación exitosa de las técnicas de medición cuando se esta perforando con equipo convencional, teniendo muchos de los beneficios que se tienen con la línea de acero usada en un sistema de tubería flexible.

Con la técnica EM, se transmiten pulsos electromagnéticos para transmitir muestras y datos de presión directamente. La técnica ha sido usada extensiva y exitosamente en muchas aplicaciones de perforación bajo balance. Sus principales limitaciones son la profundidad y la temperatura.

3.2.9 Consideraciones del equipo

La perforación con tubería flexible tiene algunas ventajas sobre un equipo convencional, con respecto a locaciones remotas ó sitios cuyo espacio esta limitado. Una unidad de tubería flexible es mas pequeña y fácil de ensamblar, que un equipo convencional, típicamente requiere solo alrededor del 50% del espacio, en el sitio de la operación en comparación con el equipo convencional.

La perforación, es una nueva aplicación de la tubería flexible, algunas de las condiciones adversas se deben a que generalmente se requiere de un equipo convencional pequeño para colocar la tubería de revestimiento superficial ó intermedia, y en algunos casos la tubería de producción.

Esto por supuesto es una desventaja económica y logística, ya que se requiere trasladar dos equipos completos a la locación.

3.2.10 Limitaciones del tamaño del agujero.

A pesar de que hay algunos casos reportados, de pozos de diámetro grande perforados con tubería flexible, lo más común y conveniente es que, el limite superior del diámetro sea de 6.25 [pg], es por ello que la perforación con tubería flexible esta limitada a pozos delgados y reentradas.

3.3 Selección de pozos candidatos.^{24,28,29}

Como la perforación bajo balance es una combinación de actividades de perforación y producción, la integración de dichas actividades es difícil por lo cual es fundamental, una selección apropiada de los pozos candidatos, los motivos principales a considerar en la selección de los pozos candidatos son:

- Para mejorar el comportamiento del pozo a través de la prevención del daño.
- Prevenir problemas de control de pozo debido a las perdidas circulación.
- Evaluar la producción del pozo durante la etapa de perforación.
- Mejorar la ejecución de la perforación.

Para hacer una valoración adecuada de la factibilidad de emplear las técnicas de perforación bajo balance, se debe recoger, detallar y analizar toda la información de la formación a perforar.

- Datos de presión del yacimiento
 - Compatibilidad de los fluidos del yacimiento con los fluidos de perforación.
-

-
- Estabilidad del agujero, fortaleza y tipo de formación vecina. Esto es de gran importancia en los casos donde la formación superior encontrada debe ser aislada.
 - Fluidos de perforación. Se debe determinar la compatibilidad de los fluidos de perforación con el equipo (MWD no es compatible con fluidos de dos fases) y, el tipo de motor de fondo ya que algunos de ellos no operan satisfactoriamente con fluidos de dos fases.

Algunos de los aspectos que deben ser considerados antes de decidir perforar bajo balance son los siguientes:

- Análisis beneficio/costo
- Tipo de terminación
- Limitaciones de presión superficial.
- Estabilidad del agujero.
- Definir los inconvenientes de la perforación costa fuera.

3.3.1 Análisis Beneficio/ Costo.

Las ganancias esperadas de la producción de un yacimiento y los beneficios de la perforación de un pozo deben ser (por lo menos) suficientes para compensar los costos adicionales de la perforación bajo balance con tubería flexible.

3.3.2 Tipo de Terminación.

La prevención del daño es la razón principal de las operaciones de perforación bajo balance con tubería flexible, por lo cual el tipo de terminación requerida es una consideración importante.

El impacto del daño a la formación es mayor en la cercanías del pozo (en los primeros centímetros). Un método de terminación que consiste en cementar y disparar un liner, en gran parte anula el propósito de una perforación bajo balance. Esto es, porque, junto con el cemento, la mayoría del daño es desviado por los disparos.

Los pozos que han sido perforados bajo balance son típicamente terminados en agujero descubierto, o terminados con un liner ranurado ó disparado sin cementar.

Los métodos de terminación de un pozo a condiciones de bajo balance son todavía pocos, por consiguiente, los pozos en los cuales la sección del yacimiento puede ser perforada a través de la sarta de terminación y subsecuentemente terminados en agujero descubierto son candidatos ideales para perforar bajo balance, esto es desde el punto de vista de la reducción del daño a la formación.

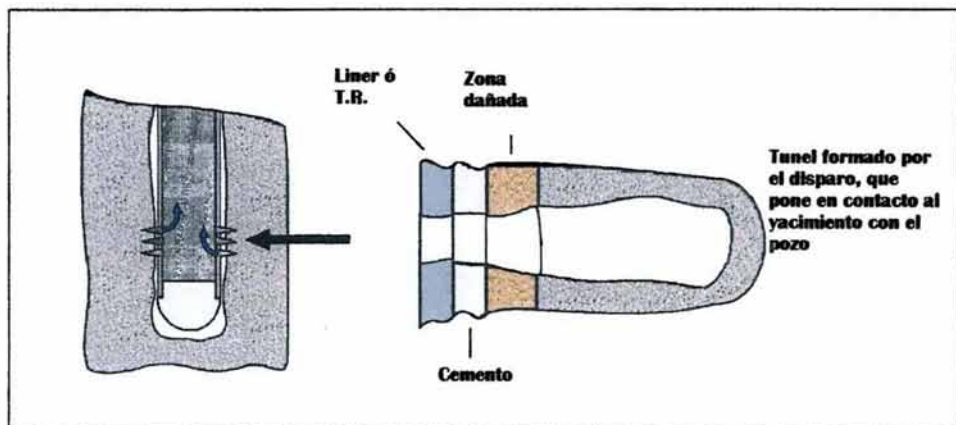


Fig. 3.3 Desviación del daño por los disparos.

3.2.1 Limitaciones de presión superficial.

Los equipos existentes permiten perforar bajo balance con mayores regímenes de presión, una excepción son los pozos de gas profundos, donde por las características del pozo lo más conveniente es perforar bajo balance corriendo tubería flexible.

3.2.2 Estabilidad del agujero.

La estabilidad del agujero determina el límite inferior de la presión del pozo durante la perforación bajo balance, en algunos pozos la falla puede ser aceptada, ya que el flujo turbulento en dos fases, a través del anular proporciona una buena limpieza del fondo del agujero. Sin embargo, el colapso masivo puede ocasionar que la tubería quede atrapada e incluso la pérdida del agujero.

La presión en el fondo del pozo a la cual ocurre el colapso masivo es muy difícil de predecir. En la práctica, la estabilidad del fondo del pozo no resulta ser una limitación mayor, para evitar problemas en formaciones suprayacentes, los pozos son típicamente perforados sobrebalance, en la cima del yacimiento y fuera del revestimiento, antes de comenzar una operación de bajo balance.

Note que sin embargo la perforación bajo balance es susceptible al colapso en yacimientos complejos que contienen capas de lutitas.

Los datos complementarios de pozos vecinos (de perforación y producción) deben ser usados para determinar la probabilidad de colapso, algunos de los datos que se requieren para determinar la estabilidad del agujero son:

- Trayectoria del pozo.
- Tamaño del agujero
- Propiedades de la roca (muestras de roca, registros o núcleos).

-
- Esfuerzos tencionales de la roca (de registros, pruebas de laboratorio, datos regionales).
 - Presión de poro
 - Propiedades químicas de los fluidos de formación y de perforación.
 - El rango de presión de fondo ó la densidad equivalente de circulación deseada.
 - El tiempo de exposición.

En la actualidad se están desarrollando diversos modelos para predecir la posibilidad de colapso en el fondo de los pozos cuando se esta perforando bajo balance.

3.3.5 Perforación costa fuera.

El espacio reducido que existe en la cubierta de una plataforma, puede a veces complicar las aplicaciones de la perforación bajo balance. Además del espacio necesario para el equipo de perforación se requiere de:

- Recipientes para fluidos de perforación.
- Equipos de separación adicionales (de cuatro fases).
- Un sistema para proveer de nitrógeno.
- Una porción de fluido de matar.

3.4 Control del flujo.²⁴

Ya que la perforación bajo balance es una combinación de operaciones de perforación y producción, la ingeniería realizada en esta técnica es más elaborada, que en las operaciones de perforación convencional (sobrealance). En el diseño de las operaciones de perforación bajo balance con T.F, se debe contar con la información suficiente para evitar problemas durante las operaciones:

- Evaluar las condiciones de presión para alcanzar y mantener el bajo balance de forma efectiva y a bajo costo.
- Se debe conocer previamente la presión en la cabeza. Esto permite hacer una mejor selección del equipo superficial.
- Se necesita una aproximación razonable del volumen de hidrocarburos que serán producidos durante la perforación. Con lo cual se tienen el diseño apropiado de separadores y recipientes de almacenamiento.
- Si se requiere inyectar gas, los gastos y la presión de inyección debe ser conocida, esto facilita la selección adecuada del tipo de gas, los métodos de inyección, y los equipos de generación del gas.

Los cálculos de ingeniería sobre el control de flujo son complicados, involucra la interacción dinámica entre la circulación de un gas/líquidos mezclados con fluidos del yacimiento. Por esta razón un software es una herramienta indispensable para determinar las propiedades necesarias para el control de flujo (Fig. 3.4).

Es conveniente que el software de diseño de la perforación bajo balance con tubería flexible incluya como mínimo lo siguiente:

- Un modelo que calcule la presión de flujo multifásico en el espacio anular, la geometría, conveniente para inclinaciones de verticales a horizontales.
- Un modelo matemático para describir la solubilidad del gas en aceite a diferentes condiciones de presión y temperatura.
- La habilidad para simular diversas técnicas de perforación bajo balance con tubería flexible.
- La mayoría de los software desarrollados calculan la presión del pozo para una situación estática (gastos de fluido de perforación constantes, inyección de gas y producido por el yacimiento, sin considerar los movimientos de la sarta de tubería flexible).

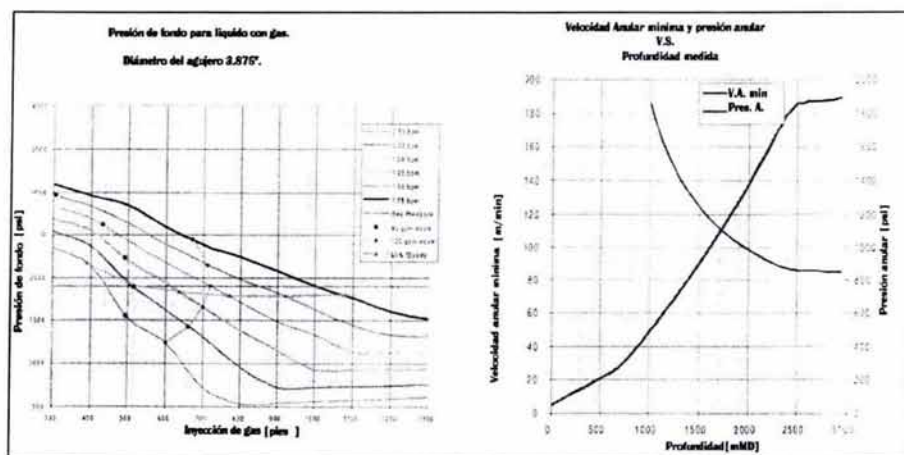


Fig. 3.4 Software para el diseño de las operaciones de perforación bajo balance.

3.5 Consideraciones mecánicas.²⁴

Los siguientes son los principales aspectos mecánicos que deben ser considerados en las operaciones de perforación bajo balance:

- Hidráulica y componentes de los equipos subsuperficial.
- Presión de colapso de la tubería flexible
- Corrosión por presencia de H_2S

3.5.1 Hidráulica y componentes subsuperficiales.

Algunos de los componentes del ensamble de fondo, son operados hidráulicamente, usando la presión diferencial entre la sarta de perforación y el anular. Este mecanismo probablemente sea perturbado cuando se perfora bajo balance.

Esto se debe a las diferencias en la composición de los fluidos en la sarta de perforación y espacio anular, causado por la producción de hidrocarburos y del gas inyectado. La diferencia de las columnas de fluido crean una presión diferencial permanente, evitando que las herramientas hidráulicas trabajen adecuadamente.

3.5.2 Presión de colapso de la tubería flexible.

Cuando se perforan pozos de gas profundos a condiciones de bajo balance, el flujo masivo de gas puede causar, que la presión en la superficie del anular sea mayor a la presión de la tubería de perforación, por lo tanto se debe tener especial atención a la presión de colapso de la tubería de perforación. Esto aplica particularmente a la tubería flexible, ya que tiene menor capacidad al colapso que la tubería de perforación convencional.

3.5.3 Corrosión por presencia de H₂S.

Si durante la perforación, el pozo produce hidrocarburos y ácido sulfhídrico, se debe de hacer ciertas consideraciones para evitar la corrosión de la sarta de perforación, ya que cuando se realizan las operaciones de bajo balance los componentes de la sarta están en contacto con cantidades muy grandes de ácido sulfhídrico.

3.6 Diseño de las operaciones de perforación con tubería flexible a condiciones de bajo balance.²⁷

Cuando se diseña una operación de bajo balance con tubería flexible, se deben plantear las siguientes preguntas:

¿Cuáles son los gastos de gas y líquido que deben bombearse para alcanzar el nivel de bajo balance deseado?

¿Cuáles son los gastos de gas y de líquido que se deben bombear para tener una limpieza eficiente del fondo del pozo?

¿Qué cantidad de fluidos del yacimiento se producirán en condiciones de bajo balance?

¿Cómo pueden afectar los fluidos y recortes a la presión de fondo?

¿Cuál es el gasto máximo que podemos bombear sin exceder los límites de presión de la tubería flexible u otros equipos del pozo?

Dos sistemas de cómputo se han desarrollado para asistir en el diseño de las operaciones de perforación con tubería flexible, uno se basa en una condición de estado "Design Aids Module", y el otro es un simulador "Wellbore Simulator". Ellos están bien adaptados para

responder esas preguntas cuando se diseña una operación de perforación bajo balance con tubería flexible.

El Design Aids Module (DAM) calcula las presiones de circulación en la tubería flexible, la presión de fondo, la calidad de la espuma, los gastos de flujo y concentración de sólidos, dadas las condiciones del pozo. Esto proporciona los gastos de líquido y de gas para alcanzar la presión de fondo deseada, basados en simples condiciones de estado.

Los resultados son presentados en forma de gráficas de sensibilidad y muestran la probabilidad de cambio de los parámetros, que son particularmente útiles cuando hay incertidumbre en las condiciones de diseño.

El programa de bombas, tamaño de la tubería flexible, los tipos de fluido, los métodos de inyección, pueden ser determinados basados en los resultados simulados en el programa (Design Aids Module). El diseño de la operación puede ser probado usando el simulador "Wellbore Simulator"

El simulador predice los resultados de presión, velocidad, remoción de recortes, la calidad de la espuma en una operación y el programa de bombas. Esto incluye el efecto de los movimientos de la tubería flexible, transporte de los recortes, flujo o pérdida de fluido hacia el yacimiento, y cambio en las condiciones de bombeo durante las operaciones. Basado en los resultados, todos los requerimientos y límites pueden ser verificados para toda la operación.

El Design Aids Module, está enfocado al diseño de las operaciones de bombeo, en tubería flexible, a través de una serie de gráficas de sensibilidad de varios parámetros importantes y son muy rápidos de correr en un ámbito de estudio. Un programa de bombeo puede ser diseñado de forma más eficiente usando el Design Aids Module, este diseño puede ser utilizado directamente en una operación, o si las condiciones del pozo son más complicadas, el programa de bombas puede ser verificado o puesto a punto usando el simulador Wellbore Simulator, antes de ejecutar el programa de bombeo en un trabajo real.

3.6.1 Diseño de Bajo Balance.

Para diseñar una operación de perforación bajo balance con tubería flexible, se deben determinar muchos de los factores durante la etapa de planeación, tales como; tamaño de la tubería flexible, tipos de gas y líquido y métodos de inyección.

Se debe considerar previamente la influencia que tienen esos factores en el bajo balance o en la presión de fondo.

Una vez en la locación, solo se tienen un número limitado de factores, como son: gastos de gas y de líquido, velocidad de penetración de la tubería flexible, entre otros. Cuando hay alguna desviación del diseño, este se puede mantener únicamente para tener la seguridad de controlar los factores que están cambiando.

Debido a la naturaleza del flujo de dos fases (gas y del líquido), en una espuma o por inyección de gas, el comportamiento de la presión de fondo o la limitación de los factores de cambio deberán ser diseñados cuando se planea un trabajo de perforación bajo balance.

3.6.2 Espuma.

La espuma es particularmente útil en la perforación de formaciones de baja presión, porque tienen baja densidad y excelente capacidad de transporte de recortes, esto es cuando la calidad de la espuma se encuentra dentro del rango de 52 a 96 %. La espuma es generada por el bombeo de líquido y gas (usualmente nitrógeno), con surfactantes debajo de la tubería flexible.

Cuando la espuma es usada para perforar bajo balance en formaciones de baja presión, la presión de fondo es frecuentemente el interés principal, pero es también importante para asegurar que la calidad de la espuma este dentro del rango especificado a lo largo del anular y que la combinación de líquido/gas y los gastos de flujo no excedan los límites de la bomba.

3.6.2.1 Presión de fondo.

La presión de fondo en una perforación con espuma depende fuertemente de la combinación de gas y líquido y de los gastos de inyección. Para un bajo balance específico, solo ciertas combinaciones de gas y de líquido pueden alcanzar la presión de fondo deseada. Los resultados obtenidos por el Design Aids Module claramente muestran el comportamiento de la presión de fondo.

En la figura 3.5 se muestra el estado mecánico de un pozo perforado con espuma y la presión de fondo, medida a una profundidad de 10,400 [pies] (profundidad vertical real de 9,720 [pies]) contra el gasto de líquido medido con tres diferentes gastos.

Para un gasto de líquido dado, la presión de fondo es alta cuando los gastos de inyección de gas son bajos, esto hace que la calidad de la espuma sea baja y la presión hidrostática de una espuma de baja calidad es alta.

En la gráfica 3.1 se muestra la presión de fondo que puede ser alcanzada para varios gastos de líquido y gas. Cuando los gastos de gas se incrementan, la presión hidrostática disminuye, pero la fricción se incrementa debido al incremento de la viscosidad y al incremento en los gastos de flujo.

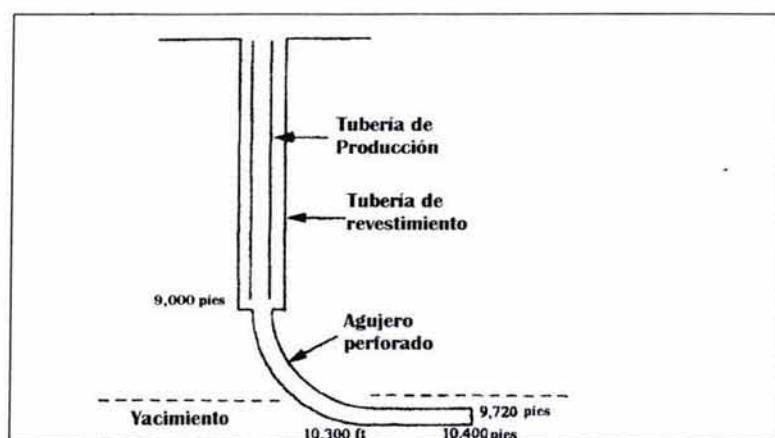
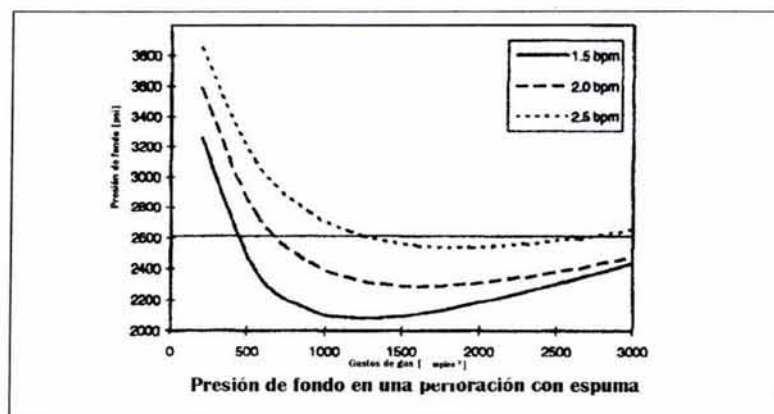


Fig. 3.5 Configuración de un pozo perforado con espuma.



Gráfica 3.1 Presión de fondo en una perforación con espuma.

Al incrementar los gastos de gas, la presión de fondo primero cae, pero cuando esta incrementa más allá de cierto valor, la presión de fricción comienza a dominar y la presión de fondo comienza a incrementar.

Por lo tanto para, cierto pozo y tubería flexible, hay una presión de fondo mínima que puede ser alcanzada, para un gasto dado.

En la gráfica 3.1 la línea horizontal representa una presión de fondo deseada de 2,600 [psi], la intersección de esta línea con las curvas representa la combinación de los gastos necesarios de gas y de líquido para alcanzar esta presión. La intersección de lado de la curva descendente es probablemente más apropiada ya que es menor el consumo de gas.

Se recomienda que la intersección apropiada también sea lo bastante alta desde el punto mínimo sobre la curva, para que el diseño de bajo balance tenga un margen de incertidumbre suficiente con respecto a la presión de fondo.

En caso de que la presión del yacimiento sea menor que el valor estimado, el bajo balance deseado puede ser alcanzado al incrementar los gastos de gas en la locación.

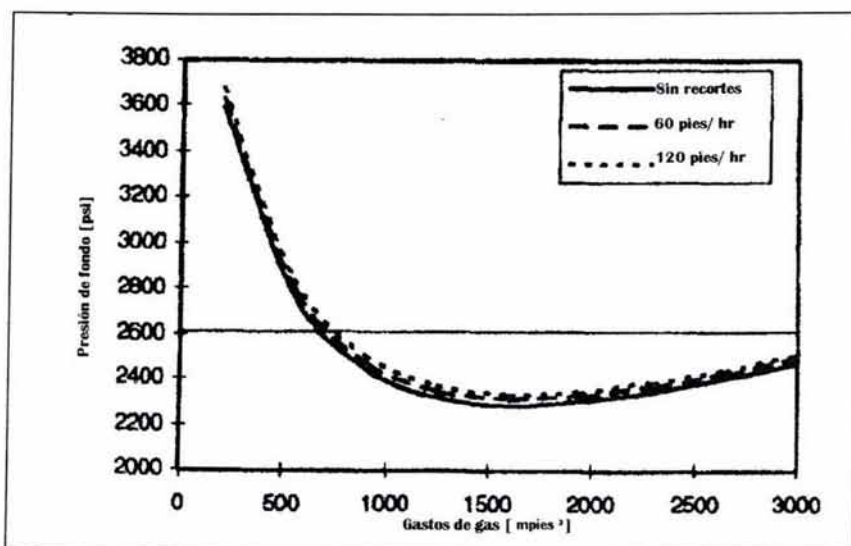
3.6.3 Efecto de los recortes.

El incremento de los recortes en el espacio anular incrementa la densidad de la mezcla de sólidos y fluidos por lo tanto crea una presión de fondo. El incremento en la densidad depende de la concentración de sólidos, que a su vez depende de la velocidad de penetración y del tamaño del agujero.

Es común que la velocidad de penetración con tubería flexible se encuentre en el rango de 30 a 120 [pies/ hr] y el tamaño del agujero se encuentre en el rango de 3.5 a 6 [pg].

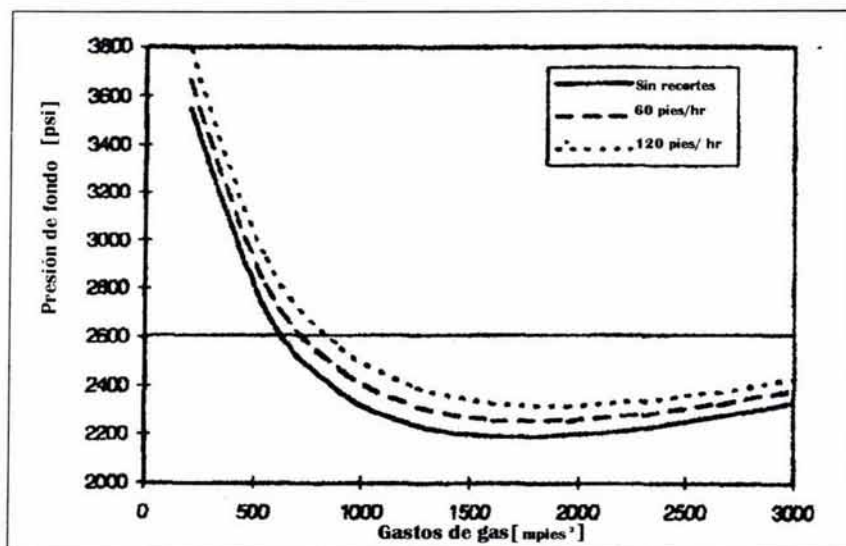
En la gráfica 3.2 se compara la presión de fondo para dos valores de velocidad de penetración, con una curva de referencia (sin presencia de recortes en el anular), cuando se perfora un agujero de 3.5[pg].

El efecto sobre la presión de fondo no es significativo para estas velocidades de penetración y tamaño de agujero.



Gráfica 3.2 Efecto de los recortes en la presión de fondo para T.F de 3.5 [pg].

Por otro lado, la presión de fondo puede ser incrementada de 100 a 200 [psi] debido al peso de los recortes, cuando se perfora con T.F de 6 [pg]. La concentración de recortes es alta cuando se perfora un agujero de mayor tamaño, creando mayor presión de fondo.



Gráfica 3.5 Efecto de los recortes sobre la presión de fondo para un agujero perforado con T.F de 6[pg].

Si el margen de bajo balance es pequeño, los recortes pueden reducir o eliminar esta condición y en ese caso, la velocidad de penetración será controlada para mantener el bajo balance deseado. Si se requiere velocidades de penetración altas, el efecto de los recortes sobre la presión de fondo deberá ser considerada en el diseño de las operaciones.

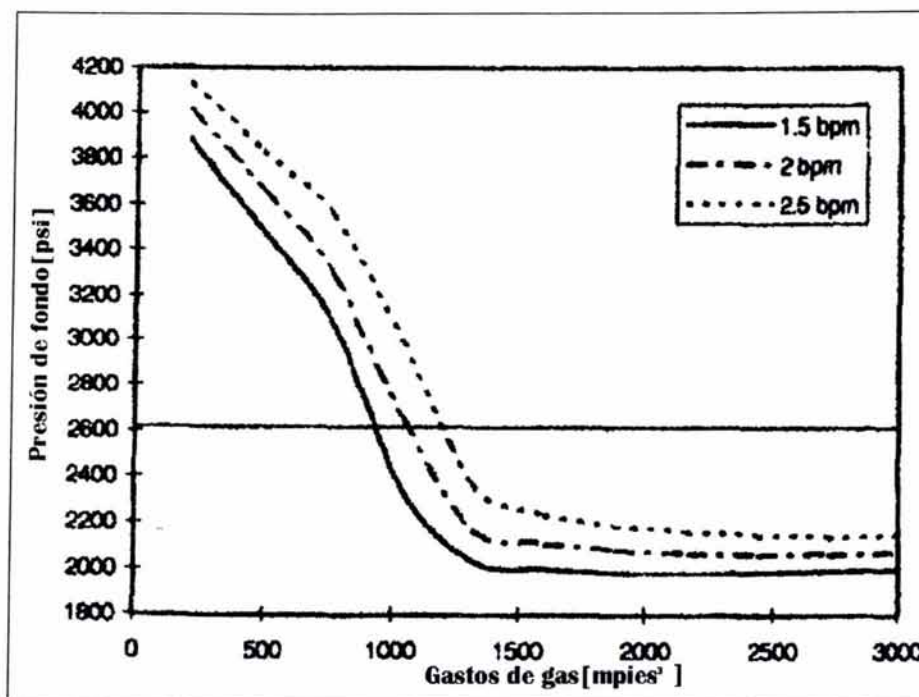
3.6.4 Inyección de gas.

El gas producido o nitrógeno puede ser inyectado a través de una tubería parásita o a través de mandriles (un sistema de bombeo neumático), para aérea la columna de líquido en el anular y alcanzar el bajo balance en un yacimiento de baja presión. El líquido es inyectado debajo de la tubería flexible, a través del motor de fondo y la barrena.

El anular por debajo del punto de inyección está también lleno de líquido y únicamente la sección del anular sobre el punto de inyección está aireado.

3.6.4.1 Presión de fondo.

En la gráfica 3.6 se muestra la presión de fondo para un pozo perforado con líquido e inyección de gas por medio de tubería parásita.



Gráfica 3.4 Presión de fondo con inyección de gas a través de tubería parásita.

Las tres curvas, corresponden a los gastos de circulación de líquido, contra los gastos de inyección de gas. La configuración del pozo sigue siendo la misma que en el caso anterior, excepto que hay inyección de gas en el anular a 6,000 [pies]. La presión de fondo que se muestra en la gráfica anterior es medida a una profundidad de 10,400 [pies] (profundidad vertical verdadera de 9,720 [pies]). La intersección de la línea horizontal representa la presión de fondo deseada a 2,600 [psi] la gráfica proporciona los gastos de gas y líquido para alcanzar esta presión.

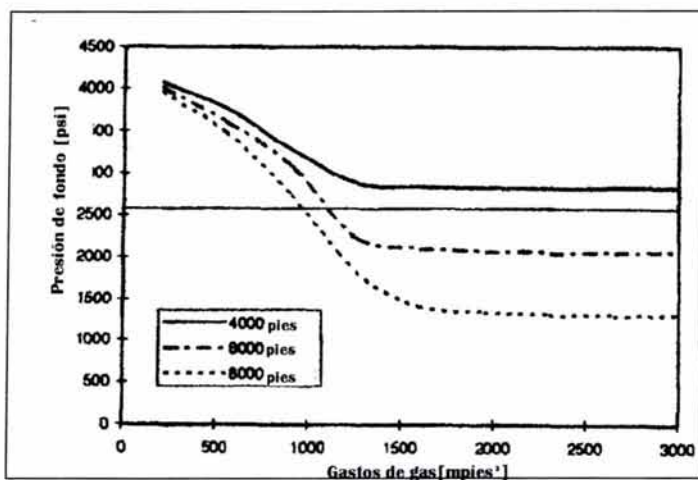
Las curvas de presión de fondo muestran la eficiencia de la inyección de gas con una presión de fondo reducida. Cuando los gastos de inyección de gas son bajos, la presión hidrostática de la mezcla es alta, con el incremento de los gastos de gas, la presión hidrostática decremente rápidamente hasta que los gastos de gas alcanzan un cierto valor, mayor que la presión de fondo alcanzada. En este punto del anular, sobre el punto de inyección esta casi todo el gas.

Cualquier incremento en los gastos de gas, tiene pequeños efectos en la reducción de la presión hidrostática. Las pérdidas de presión por fricción en el anular están afectadas por las pérdidas de líquido debajo del punto de inyección de gas, el cual no es afectado por la inyección de gas.

De este modo las pérdidas de presión por fricción ascendente son insignificantes como los incrementos en los gastos de gas.

3.6.4.2 Profundidad del punto de inyección.

La presión de fondo esta fuertemente afectada por la profundidad del punto de inyección.



Gráfica 3.5 Efecto del punto de inyección de gas sobre la presión de fondo.

En la gráfica 3.5 se muestra la presión de fondo, con inyección de gas a tres profundidades y con arreglos diferentes, con un gasto de líquido de 2 [bpm]. Para cada profundidad hay un límite de presión que puede ser alcanzado, el límite de presión es menor cuando el punto de inyección está más profundo, ya que es mayor la sección del anular que está aireada.

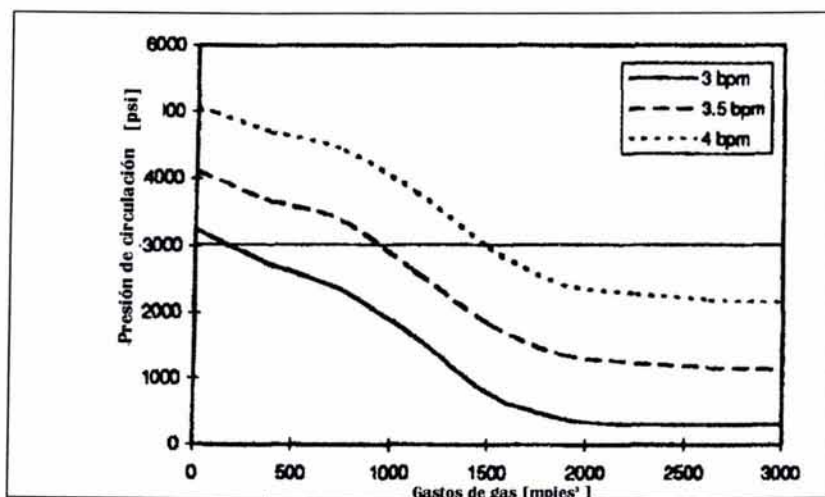
Cuando el gasto de líquido está determinado por las necesidades de limpieza y por el motor de fondo, es difícil alcanzar la presión de fondo ya que ésta depende de la profundidad del punto de inyección, por ejemplo, podemos observar en la gráfica, que una presión de 2,600 [psi] (la cual está representada por la línea horizontal) se puede alcanzar si el punto de inyección se encuentra a 6,000 ó 8,000 [pies], pero no puede ser alcanzada si el punto de inyección se encuentra a 4,000 [pies].

Si ya existen mandriles en la locación se facilita la inyección de gas, la factibilidad de usarlos para alcanzar la condición de bajo balance deseado puede ser fácilmente determinado. La gráfica 3.5 es útil para determinar la profundidad de colocación de la tubería parásita.

3.6.5 Reducción de la presión de circulación.

En secciones altamente desviadas los gastos de flujo pueden ser lo suficientemente altas, para ocasionar que las pérdidas de presión por fricción en la tubería flexible pueden causar que la presión de circulación exceda los límites de presión de la tubería flexible. Con la inyección de gas en el anular, la presión de circulación se puede reducir.

La mezcla de gas/ líquido en el anular tiene menor densidad comparada, con la densidad del líquido que esta dentro de la tubería flexible ocasionando en el sistema un efecto de tubería en "U", para la misma presión de circulación se pueden incrementar los gastos de inyección.



Gráfica 3.6 Presión de circulación con inyección de gas a través de tubería parásita.

En la gráfica 3.6, se muestra el efecto que tiene la inyección de gas sobre la presión de circulación para tres diferentes gastos de líquido bombeados. Suponiendo que para la limpieza del agujero se requieren 3.5 [bpm] y los niveles de presión de la tubería flexible son de 3,000 [psi], inyección de gas, la presión de circulación será mayor de 4,000[psi], con una inyección de 1,000[pies³], la presión de circulación es reducida por debajo de los 3,000[psi] para el mismo gasto de líquido.

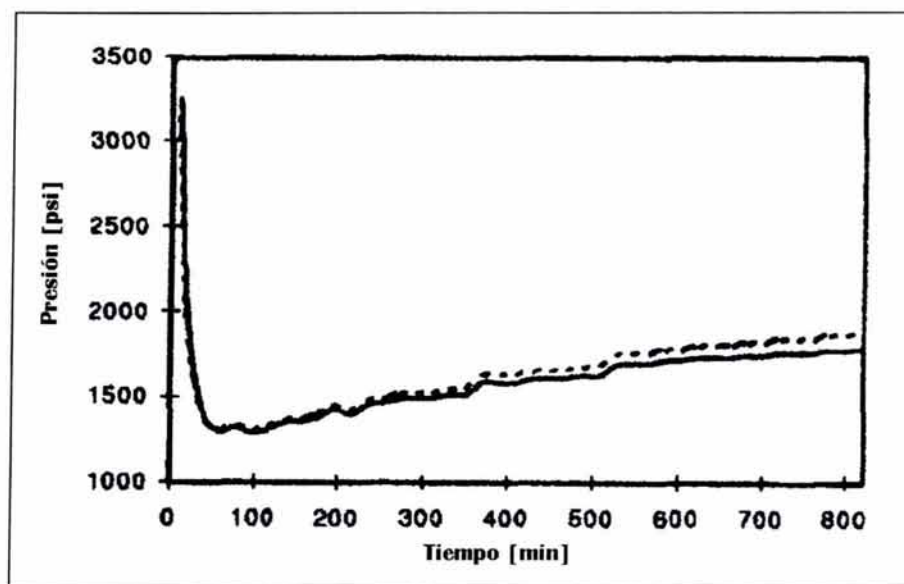
La inyección de gas provee otro medio (una alternativa para reducir la fricción) para incrementar los gastos de inyección sin exceder los límites de presión de la tubería flexible.

3.6.6 Flujo del yacimiento.

En una operación de bajo balance hay flujo del yacimiento hacia el pozo, esto hace que haya cambios en la composición de la mezcla de fluidos en el espacio anular y por lo tanto puede haber cambios en el diseño de las operaciones cuando solo se inyecta gas y líquido,

la importancia del flujo también depende de la longitud de la sección de agujero expuesta. Cuando se perfora un pozo horizontal la formación se encuentra mucho mas expuesta y los gastos de flujo se incrementan.

El simulador "Wellbore Simulator", permite conocer los cambios en la profundidad del pozo y la longitud de la formación expuesta al flujo y puede ser usado para estudiar los efectos del flujo del yacimiento en las condiciones de bajo balance. En un yacimiento de aceite con baja relación gas aceite, el flujo es principalmente liquido, la densidad de la mezcla en el anular se incrementa con el aumento de liquido de la formación. La presión de fondo se incrementa y el bajo balance puede ser reducido o eliminado.



Gráfica 3.7 Presión de fondo en la perforación bajo balance de un yacimiento de aceite.

Podemos apreciar en la gráfica 3.7, la presión de fondo debajo de la barrena (en la punta) y la inclinación de la sección horizontal del pozo cuando se perfora entre 8,900 a 10,500 [pies]. El estado mecánico del pozo es el mismo al ya presentado anteriormente, con la sección horizontal de 8,900 a 10,500 [pies] y la profundidad vertical verdadera de la sección horizontal es de 7,992 [pies], la presión del yacimiento es de 2,800 [psi] y el índice de productividad es de 1.4 [bpd/psi] con 28% de recortes en agua, los gastos de inyección de gas es de 1,500 [pies³] a través de una sarta parásita colocada a 7,500 [pies] de profundidad, los gastos de liquido es de 3 [bpm] y la velocidad de penetración de la tubería flexible es de 120[pies/ hr.], la presión en la cabeza del pozo es de 100[psi].

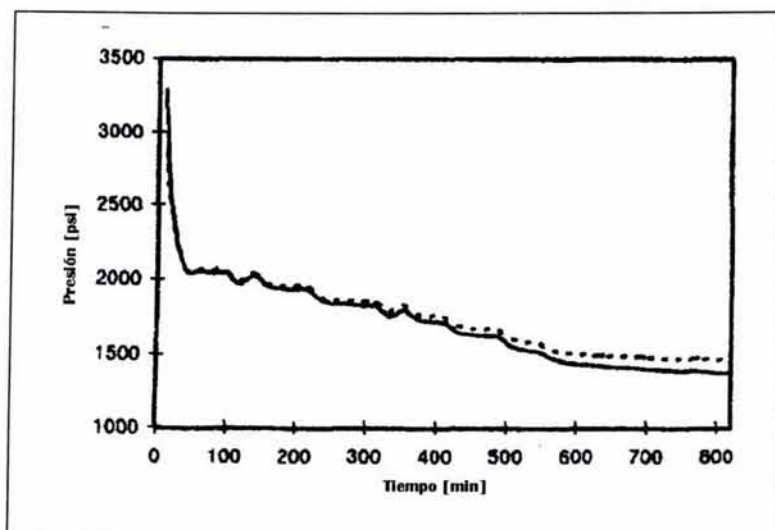
Al inicio el pozo estaba lleno de liquido, la presión de fondo se estaba reduciendo rápidamente con el comienzo de la inyección de gas, creando una presión de bajo balance de 1,500 [psi].

Con el progreso de la perforación, el aceite y agua producida por la formación expuesta fluye hacia el anular. La presión de fondo se incrementa gradualmente ya que cada vez más aceite y agua se produce de la formación expuesta.

El bajo balance se reduce aproximadamente a 500 [psi] cuando se perfora una sección de 1,600[psi], esta situación es generalmente estable debido a que los gastos de flujo alcanzan un valor limite, el abatimiento es reducido como el decremento del bajo balance, aunque haya un incremento en la longitud de la sección expuesta.

Por otro lado, si se requiere cierta cantidad de bajo balance para prevenir el daño de la formación, el gasto de gas inyectado puede ser incrementado para compensar el incremento de liquido en el anular.

La situación es diferente en un yacimiento de gas, ya que el flujo de gas del yacimiento, hace que se reduzca, la presión de fondo. En la gráfica 3.8 se muestra la presión de fondo, los gastos de gas inyectado a través de una tubería parásita es de 1,200 [pies³], a una profundidad de 6,500 [pies], la presión del yacimiento es de 2,500[psi].



Gráfica 3.8 Presión de fondo en una perforación bajo balance de un yacimiento de gas.

La producción de gas se especifica a través de una ecuación empírica, otras condiciones son las mismas que las del yacimiento de aceite.

La presión de bajo balance al inicio se encuentra cerca de los 500 [psi] y se incrementa a 1,000 [psi] cuando se perfora la sección horizontal a 1,600 [pies]. El incremento de la presión de bajo balance indica la entrada de gas, lo cual puede crear una situación inestable. Para limitar el bajo balance, la inyección de gas a través de la tubería parásita puede ser reducida o detenida, al igual que la densidad del líquido ó incrementar los gastos de inyección, también se pueden aumentar la presión de la cabeza del pozo.

3.6.7 Procedimientos de diseño.

Cuando la presión de bajo balance tiene alta prioridad en un trabajo de perforación, el siguientes procedimiento puede ser usado en el proceso de diseño:

- Determinar los gastos de gas y líquido para alcanzar el bajo balance, basados en la configuración del pozo y la tubería flexible, además de la presión en la cabeza requerida.
- Verificar los requerimientos de limpieza del pozo (si se trata de espuma se debe verificar la calidad de ésta, con el fin de que tenga la mayor capacidad de transporte de recortes).
- Verificar si la presión de circulación esta entre el nivel de presión de la tubería flexible y otros equipos del pozo.
- Checar el efecto que tiene el flujo del yacimiento en la presión de bajo balance, ajustar los gastos de inyección de gas y líquido ó si es necesario la presión en la cabeza del pozo.

Este procedimiento de diseño puede ser diferente de los casos donde el bajo balance no es la mayor prioridad, pero la limpieza del agujero u otros factores son la clave principal de los parámetros de diseño.

En esa situación, el diseño puede comenzar con los requerimientos de limpieza y entonces verificar si la presión de fondo esta dentro de los limites aceptables o si, el flujo o la perdida es significativa.

3.6.8 Ejemplo de diseño.

Este es un ejemplo de la perforación bajo balance inyectando gas a través de una tubería parásita, la profundidad a la que se realiza la inyección de gas es de 7,000 [pies], la presión del yacimiento es de 1,600[psi] y el índice de productividades de 1.6 [bpd/ psi], con 50% de recortes en agua.

Un agujero de 4.75[pg] se perfora con una presión de bajo balance de 200 a 300 [psi] a través de la formación de 7,400 a 7,900 [pies] de profundidad (Fig. 3.6), se usara una tubería flexible de 2 [pg] y la presión de la cabeza del pozo se asume que es de 120[psi].

El primer paso, es determinar los gastos de inyección de gas requeridos, usando Design Aids Module, sé gráfica la presión de fondo contra los gastos de inyección de gas para tres diferentes gastos de líquido (Gráfica 3.9).

Para una presión de bajo balance de 200 a 300 [psi], se recomienda que la presión de fondo sea de 1,300 a 1,400 [psi], los gastos requeridos de gas para un gasto de líquido de 2.5 a 3.5 [bpm], se encuentran entre 1,700 a 2,000[pies³].

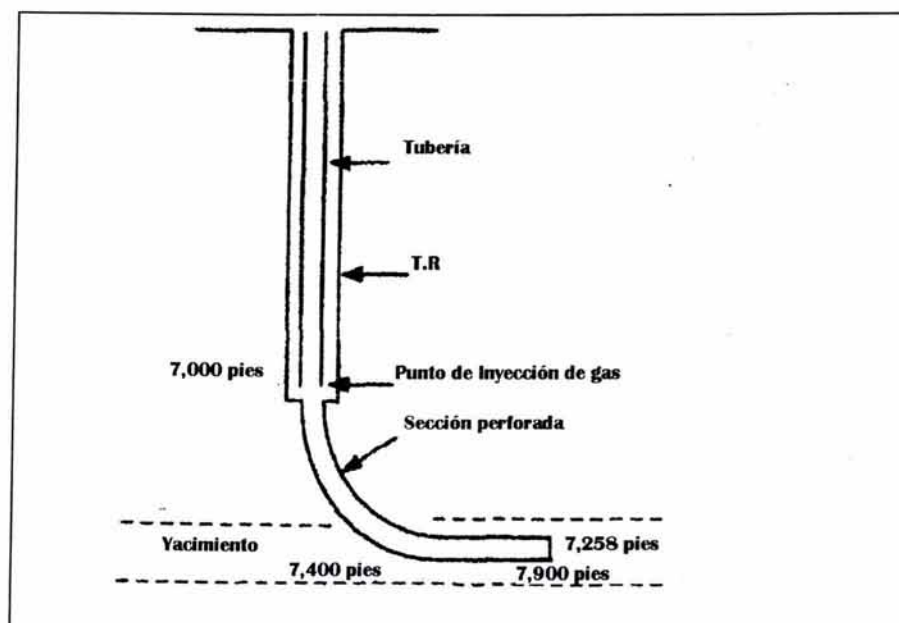
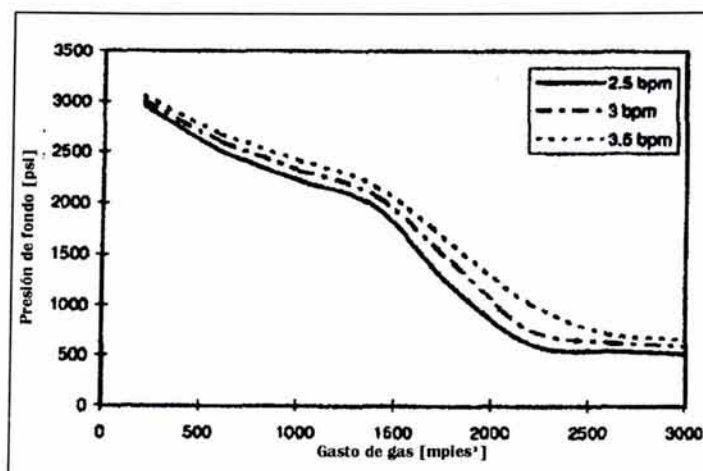


Fig. 3.6 Estado mecánico del pozo.



Gráfica 3.9 Presión de fondo para un inyección de gas a través de una tubería parásita.

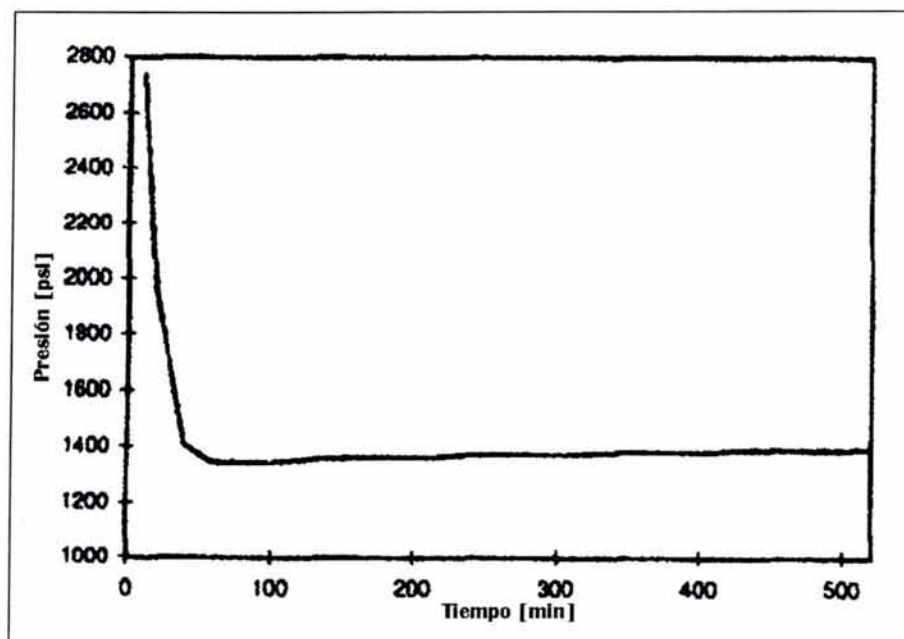
El segundo paso es verificar los requerimientos de limpieza del agujero. El resultado del simulador Wellbore Simulator, muestra que no hay una buena remoción de los recortes y

que se ha formado una capa de recortes en la sección horizontal para un gasto de líquido de 2.5 a 3.0 [bpm]. Para un gasto de líquido de 3.5 [bpm] se forma una muy pequeña capa de recortes (1% del área de la sección cruzada del anular).

Los resultados de Design Aids Module y el Wellbore Simulator también muestran que la presión de circulación para un gasto de líquido de 3.5 [bpm] es buena por debajo de los niveles de presión de la tubería flexible 4,000[psi].

El último paso es diseñar el programa de bombeo y probarlo en el simulador Wellbore Simulator. Los gastos de inyección de líquido de 3.5[bpm] y 2,000 [pies³] de gas son usados en el programa de bombeo. La velocidad de penetración se fija a 60 [pies/hr.], además de usar las propiedades del yacimiento en la simulación.

La presión de fondo durante la perforación de la sección horizontal se muestra en la gráfica 3.10.



Gráfica 3.10 Presión de fondo.

El incremento en la presión de fondo es de 50 [psi] desde el inicio hasta el final del proceso de perforación, este incremento en la presión es debido a los fluidos del yacimiento y al peso de los recortes en el anular. El gasto máximo de los fluidos del yacimiento es de 0.2 [bpm] cuando se perfora una sección de 600 [pies]. Los resultados de la simulación muestran que el diseño de la presión de bajo balance de 200 a 300[psi] se mantiene a lo largo de la perforación de la sección horizontal.

3.7 Consideraciones económicas.^{24,28}

Es necesario tener en cuenta si la perforación bajo balance con tubería flexible es la opción más económica y lógica, en que casos puede ser más caro que efectivo, en comparación con otras técnicas.

La economía de una operación de perforación deberá ser evaluada para comparar la rentabilidad de la perforación bajo balance con tubería flexible, con respecto a las técnicas convencionales de perforación, por ejemplo la comparación de ganancias probables contra costos anticipados.

3.7.1 Ganancias esperadas de producción.

La perforación bajo balance mejora la productividad de los pozos, debido a la reducción del daño a la formación. La mejora en la producción de los pozos, afecta la rentabilidad de diferentes formas como son:

- Altos gastos de producción por pozo, lo cual puede reducir el número de pozos requeridos a perforar.
- Un alto VPN (valor presente neto) de hidrocarburos, esto se debe a un inicio rápido en la producción y a los gastos de producción.

3.7.2 Costos de las operaciones de perforación bajo balance con tubería flexible.

Los costos de perforación bajo balance dependen del medio en el que se realicen los trabajos, estos pueden ser mayores o menores en comparación con los métodos de perforación convencionales.

La diferencia puede ser calculada al combinar los elementos positivos y negativos que afectan directamente los costos, por ejemplo, algunos elementos que pueden incrementar los costos son:

- Consumo de nitrógeno.
- Etapa de planeación más extensa.
- Equipo adicional y mano de obra especializada (separadores de dos fases, sistema de inyección de gas por espacio anular, etc.).
- Equipo para operaciones de carga extra (para correr tuberías de revestimiento, sargas de perforación, tubería parásita).
- Sarga de revestimiento adicional, para proteger secciones vulnerables de lutita, antes de entrar al yacimiento.
- Depósito para recortes contaminados con aceite del yacimiento.

Entre los elementos principales que pueden decrementar los costos de perforación tenemos:

- Eliminación de problemas de operación (perdidas de circulación, pegaduras por presión diferencial, etc).
-

-
- Ahorro en el costo de los fluidos de perforación.
 - Reducción del tiempo de perforación (incrementa los gastos de penetración).
 - Valoración de la productividad del pozo durante la perforación.

Para permitir una comparación real con las técnicas convencionales, el costo actual de la perforación bajo balance deberá ser comparado con el costo de la perforación sobrebalance más los costos de las operaciones de limpieza.

Estos costos deben ser considerados contra los beneficios de producción esperados para tener un balance adecuado.

3.8 Equipo superficial.^{24,30}

En las primeras operaciones de perforación bajo balance se utilizaron separadores y sistemas para manejar los fluidos que consistían de:

- Estrangulador superficial para el control de flujo.
- Sistemas de separación de múltiples etapas.
- Dispositivos de almacenamiento para gas, líquidos y sólidos.

Estos dispositivos se siguen usando, y nuevos sistemas diseñados especialmente para perforación bajo balance con tubería flexible están disponibles. Los sistemas superficiales pueden ser abiertos o cerrados (presurizados), el sistema cerrado es usado para manejar gases potencialmente peligrosos.

3.8.1 Sistema cerrado

Los elementos principales que constituyen el sistema cerrado son:

- Línea de estrangulación con válvulas que operan manual y con control remoto
- Desgasificador de vacío
- Separador de tres fases.
- Tolva
- Bombas centrífugas.
- Bomba triples.
- Múltiple de estrangulación.
- Centrífuga
- Línea de matar, etc.

En la siguiente figura (3.7) se muestra, como se encuentra conformado el sistema cerrado.

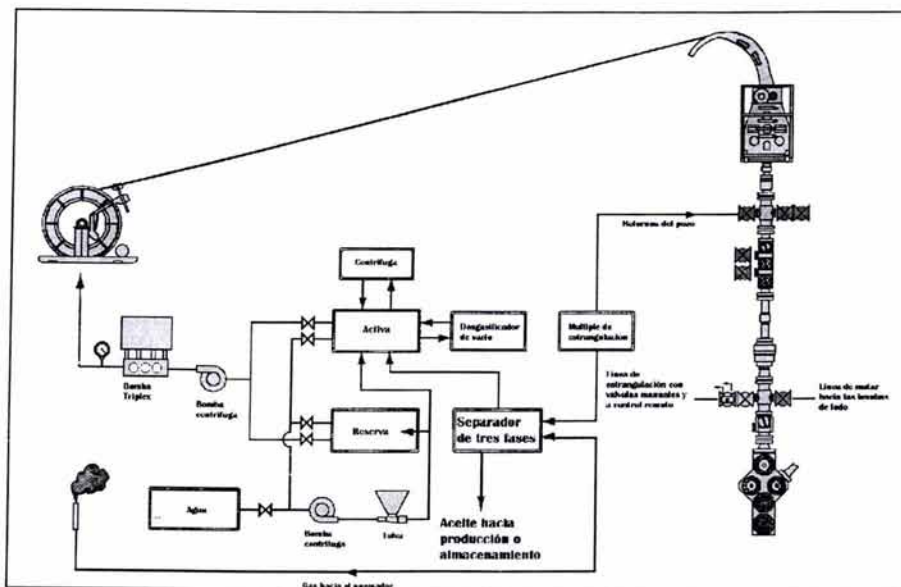


Fig. 3.7 Sistema Cerrado.

Este tipo de sistemas está cerrado a la atmósfera y todas las operaciones tienen lugar a baja presión. La mayor diferencia entre este y un sistema abierto es que los retornos son tomados desde el estrangulador y llevados a través de una serie de separadores que separan el gas, aceite, agua y sólidos.

Un sistema cerrado se emplea para aspectos ambientales o para pozos que producen H_2S , este sistema generalmente se usa cuando la presión superficial es baja, sin embargo el sistema puede ser utilizado para presiones altas.

3.8.2 Sistema abierto

Un sistema abierto (Fig. 3.8), es esencialmente un equipo estándar usado en pruebas de pozo, los retornos son tomados a través de un estrangulador ajustable, que es usado para ayudar a regular los gastos de flujo y la presión de fondo. Generalmente, el estrangulador está completamente abierto y flujo/presión de fondo, controlado al ajustar la inyección de gas/ líquido.

En un sistema muy simple, los retornos del pozo salen a través de un desgasificador atmosférico (o serie de desgasificadores) para remover cualquier gas, en esta etapa, los retornos todavía contienen aceite, agua y recortes.

Después, los retornos son llevados a través de una serie de presas y tanques de asentamiento donde el aceite es removido y los recortes se encuentran fuera. El fluido de perforación entonces está fluyendo hacia un tanque (presa de lodos) para su rehusó.

A veces es usado un desgasificador de vacío después del desgasificador atmosférico para remover el resto del gas.

En ocasiones una centrífuga es usada para intensificar la remoción de recortes.

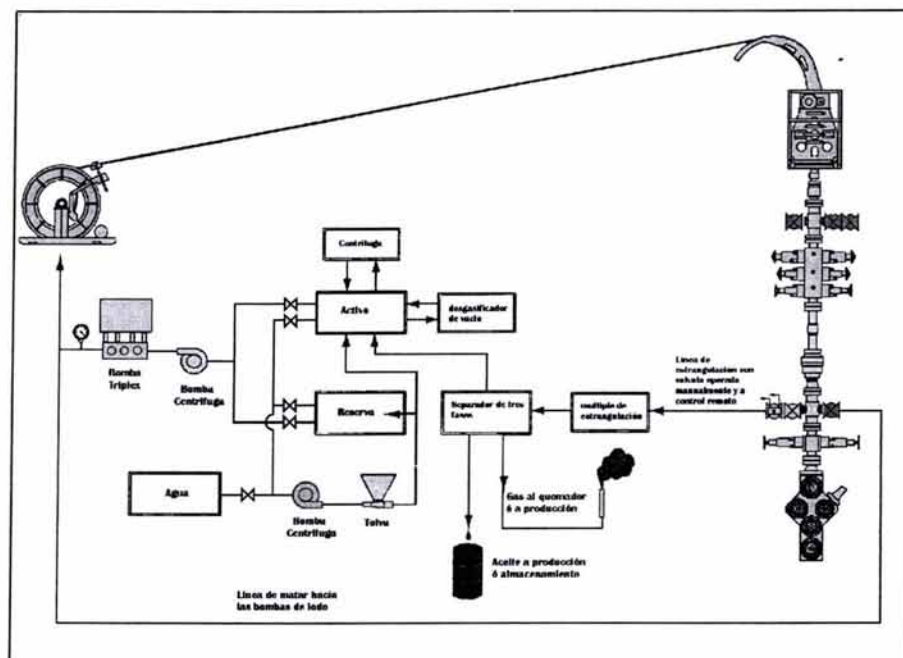


Fig. 3.8 Sistema abierto.

3.8.3 Equipo Superficial adicional.

El uso de tubería flexible para perforar a condiciones de bajo balance requiere de equipo adicional para desplazar a presión el ensamble de fondo (BHA).

Típicamente el equipo de desplazamiento, implica el uso de un riser para realizar registros con tubería flexible.

El sistema de preventores puede ser similar a el usado en perforación sobrebalance con tubería flexible, en casos donde la presión del yacimiento es baja, entonces esto puede ser aceptable para reducir los componentes del conjunto de preventores, siempre y cuando se mantenga el control del pozo.

3.9 Presión de desplazamiento.^{24,30}

Probablemente la mayor característica que tiene la tubería flexible en operaciones de perforación bajo balance, es la habilidad para mantener un estado continuo de bajo balance, durante la perforación, cuando se mete ó saca tubería y cuando se corre la terminación.

Sin embargo, durante las operaciones donde el inyector debe ser removido (instalación/remoción del ensamble de fondo (BHA) y cuando se corre la terminación), el pozo debe mantenerse a condiciones de bajo balance. El procedimiento debe ser desarrollado para llevar a cabo esas operaciones sin permitir que el pozo pierda esta condición.

3.9.1 Instalación, remoción del ensamble de fondo “BHA”.

La presión de desplazamiento del ensamble de fondo es alcanzada usando técnicas desarrolladas para realizar registros con tubería flexible en pozos vivos. El procedimiento usado depende de cada uno de los siguientes factores:

- Longitud y diámetro del ensamble de fondo “BHA”.
- Configuración del conjunto de preventores.
- Número de barreras de presión requeridas.

Lo siguiente, es una guía general de presión de desplazamiento y debe ser modificada para cada circunstancia.

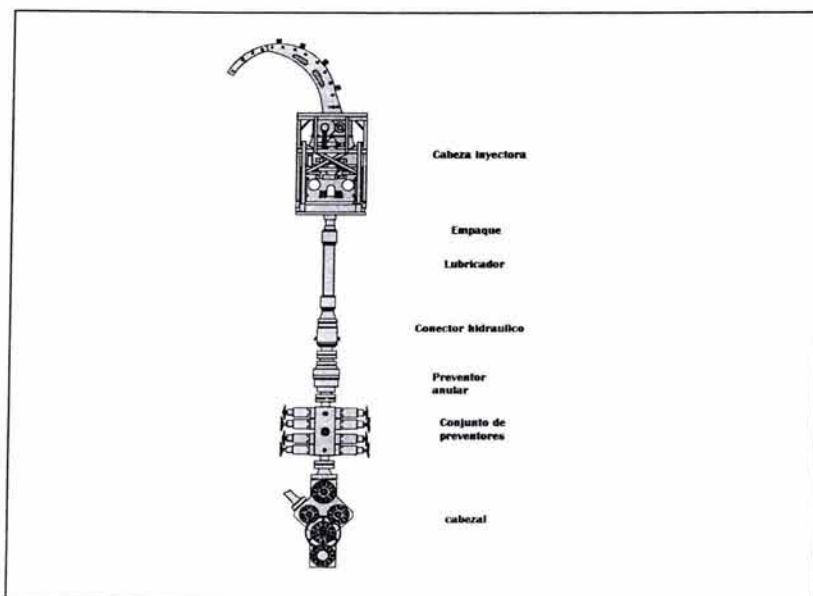


Fig. 3.9 Principales componentes del equipo.

Ya que muchos de los pozos perforados bajo balance con tubería flexible, involucran perforación direccional, este procedimiento refleja el desplazamiento de un ensamble de fondo de aproximadamente 40 [pies] de longitud. Y ya que muchos pozos deben ser de

diámetro pequeño, se asume que la barrena debe ser de 4-3/4 [pg], con un diámetro nominal del ensamble de fondo de 3-1/2 [pg].

Un método simple para desplazar un ensamble de fondo corto, es usar un lubricador de línea de acero, tipo riser de tamaño apropiado. Este requiere de un conjunto de preventores, el cual debe tener un juego de arietes cuñas/sello y otro ciego/corte, además del uso de una barra desplazadora (Fig. 3.10).

- Usando el sistema de línea de acero, se jala el ensamble por arriba, dentro del lubricador.
- Con el ariete ciego/ corte cerrado, se instala el lubricador sobre el conjunto de preventores y se regula la presión.

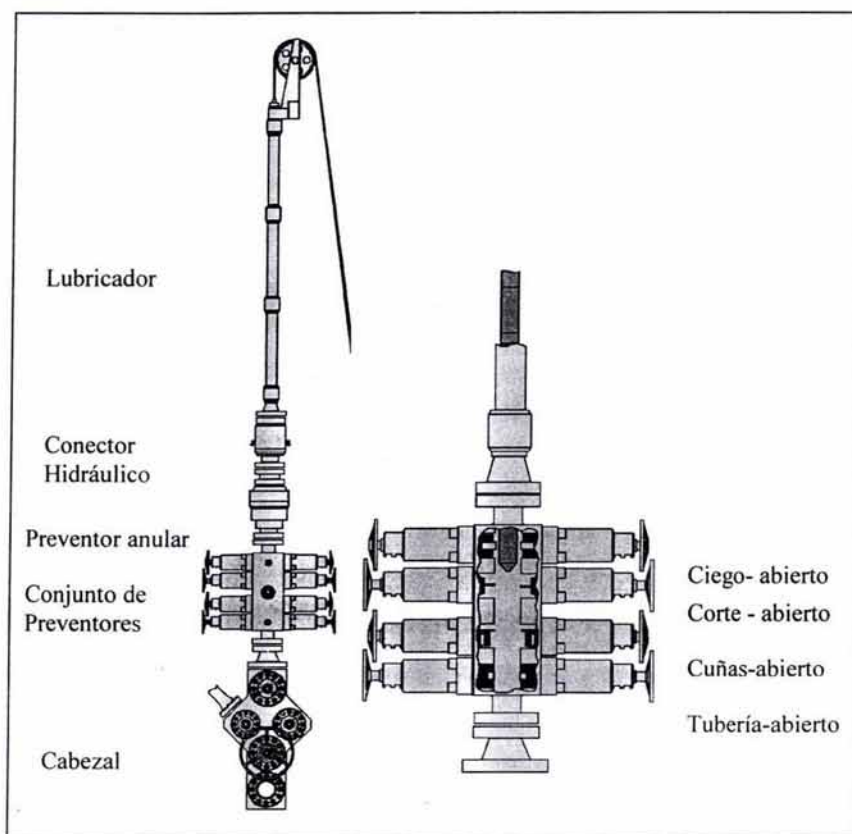


Fig. 3.10 Método para desplazar un ensamble de fondo corto.

- Con el ariete ciego/ corte abierto y bajando el ensamble de fondo con el sistema de línea de acero para permitir el cierre en la barra desplazadora (Fig. 3.11).

- Cuando está apropiadamente colocado, se cierra el ariete de cuñas/ sello sobre el ensamble.

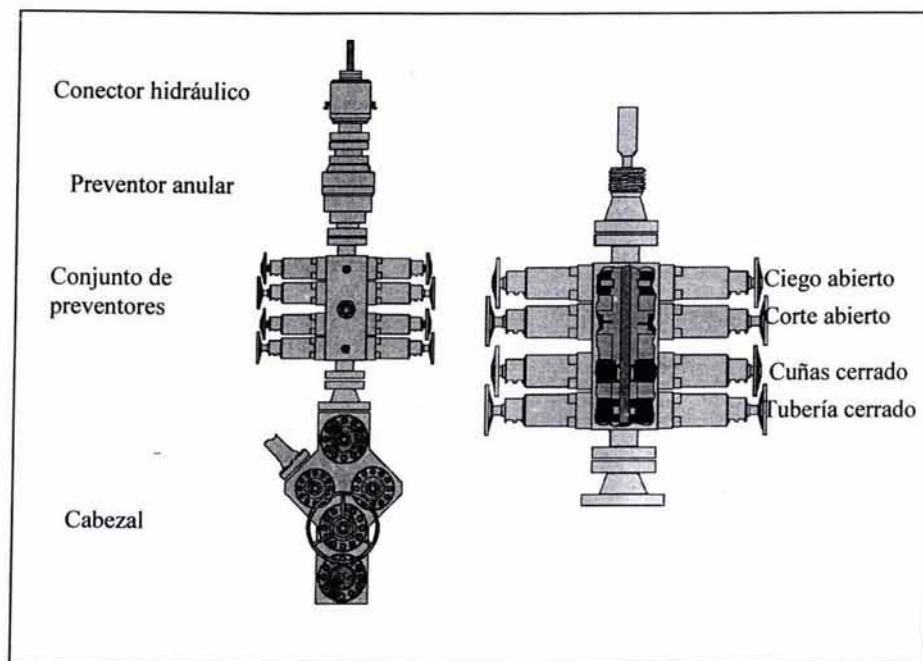


Fig. 3.11 Método para desplazar un ensamble de fondo corto.

- Drenar y remover el lubricador.
- Conectar la tubería al ensamble de fondo y bajo el inyector se conecta el conjunto de preventores y se regula la presión.
- Con el ariete cuñas/sello abierto se corre el ensamble de fondo.

La aplicación contraria, para jalar el ensamble de fondo desde el pozo es la siguiente.

Para ensambles de fondo "BHA" mas largos, o donde el lubricador no tiene la suficiente longitud, el ensamble puede ser desplazado por etapas (Fig. 3.12) de la siguiente forma:

- Usando el sistema de línea de acero se jala por arriba la primera sección del ensamble dentro del lubricador.
- Con el ariete ciego/ corte cerrado, se instala el lubricador sobre los preventores y se regula la presión.
- Con el ariete ciego/ corte abierto y bajando la sección de ensamble con el sistema de línea de acero, para permitir el cierre en la barra desplazadora.

- Cuando esta adecuadamente colocado se cierra el ariete de cuñas/ sello sobre la barra desplazadora.
- Remueve el lubricador.
- Se jala la segunda sección del ensamble de fondo dentro del lubricador y se regula la presión.

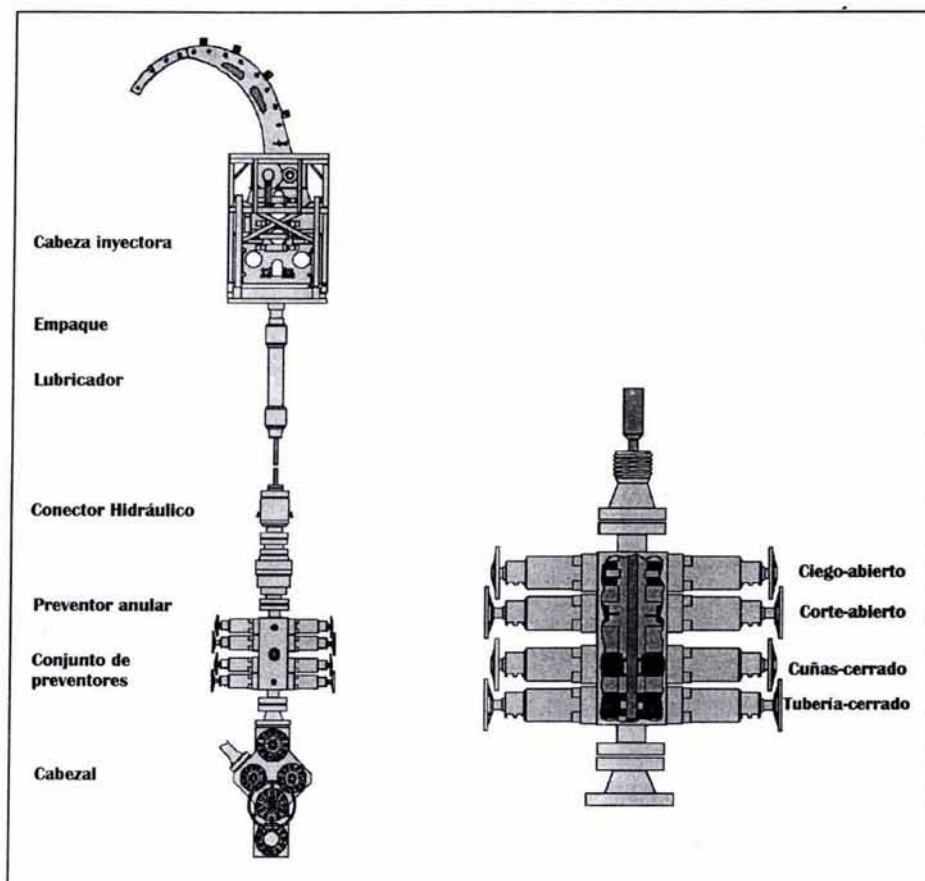


Fig. 3.12 Extracción del ensamble de fondo.

- Se mueve el lubricador encima y se conecta la segunda sección del ensamble de fondo a la primera sección. Esto puede requerir algún aparejo para poder atornillar juntas las secciones. Posteriormente se baja el lubricador y se conecta el conjunto de preventores.
- Se abre el ariete de cuñas /sello y se baja el ensamble de fondo.

- Cuando esta en la posición apropiada, se cierra el ariete cuñas/ sello sobre la barra desplazadora y se libera la presión.
- Se remueve el lubricador, se instala el inyector y se regula la presión.
- Se corre el ensamble de fondo dentro del pozo.

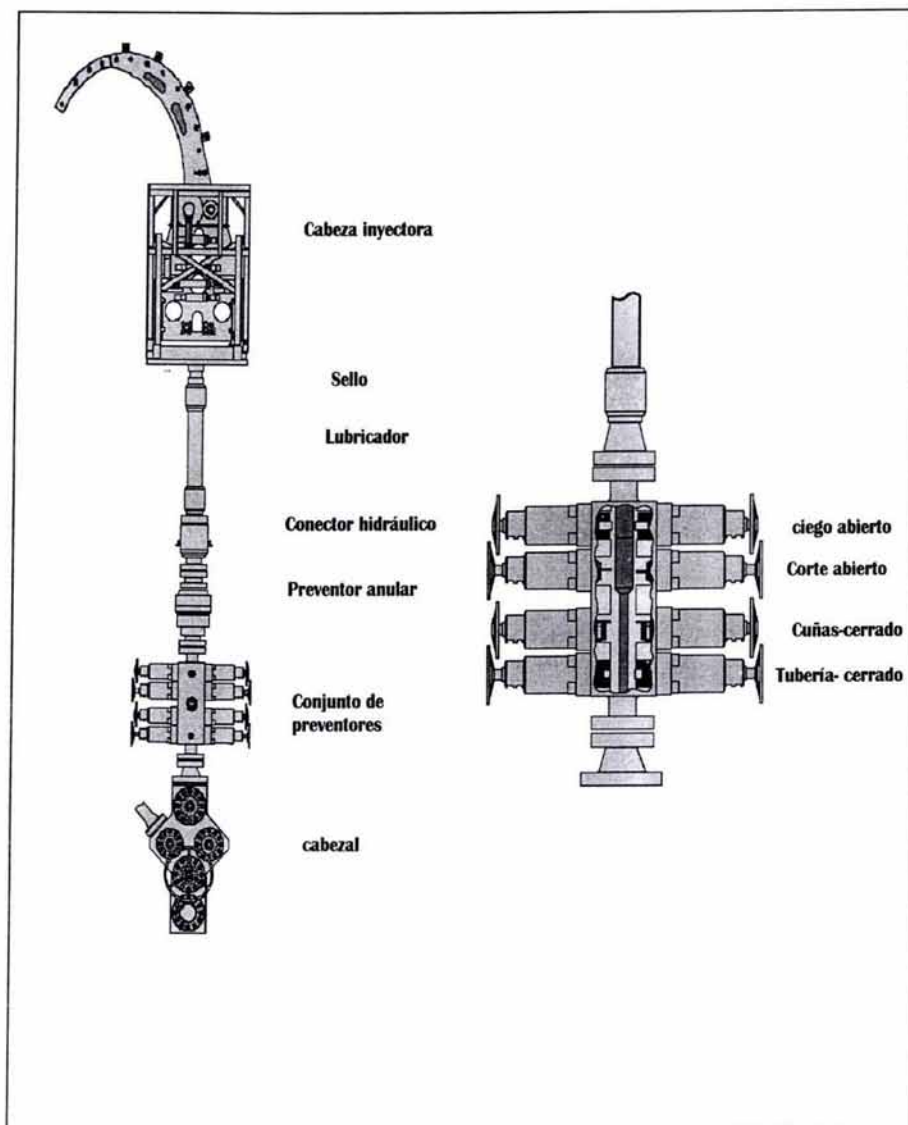


Fig. 3.13 Desplazamiento de un sistema de terminación.

El desplazamiento de un sistema de terminación (Fig. 3.13) en un pozo bajo balance puede ser realizado de la misma forma como con el ensamble de fondo. Si la terminación se hace con tubería flexible, el desplazamiento es más simple que con equipo convencional.

3.10 Ensamble de fondo "BHA" ^{24,30,31,33,38}

Un ensamble de fondo "BHA", consiste de un conector de tubería flexible, válvula de contrapresión doble, desenchufador hidráulico universal, válvula de circulación.

El conector de tubería flexible es usado para proveer una conexión al final de la tubería flexible, la válvula doble de contrapresión proporciona un doble aislamiento para prevenir que los fluidos del pozo entren a la tubería flexible, particularmente en caso de ruptura de la tubería flexible en superficie, el desconectador es usado como un mecanismo para soltar el BHA cuando esta debajo de una pegadura.

La válvula de circulación junto con un motor de fondo, es usado para establecer comunicación entre la tubería flexible y el anular para incrementar los gastos de flujo, cuando las operaciones del motor han sido terminadas.

3.10.1 Conector de tubería flexible.

El conector de tubería flexible proporciona un medio de unión entre las herramientas de fondo y el final de la tubería flexible, cuando se instala correctamente provee una fuerza efectiva, sellando y conectando la tubería flexible.

Todos los conectores han sido diseñados con un cuello de pesca o un contorno liso sobre el diámetro exterior de la parte superior. Los conectores se han diseñado en diferentes tamaños en base al tamaño de la tubería flexible, existen dos tipos de conectores; desprendibles (slip), tipo collar (collet).

Los conectores desprendibles están equipados con un juego de roscas para atornillar, estos giran junto con las herramientas que generan torque, como son los motores de fondo.

Los conectores tienen las siguientes características y beneficios:

- Alta tensión
- Soportan la torsión generada por los motores de fondo.
- Diámetro interno grande para gastos máximos de flujo y bombeo a través de bolas.
- Son manufacturadas con elementos de pesca en la parte superior del conector.

3.10.2 Válvula de contrapresión doble aleta.

Es una válvula que permite el flujo bajo la tubería, pero detiene el flujo que viene de regreso, la válvula tiene dos aletas que sirven de sello, las aletas están diseñadas para que una bola pueda ser bombeada a través de esta con un gasto mínimo de fluido.

La válvula es corrida directamente debajo del conector de tubería flexible, esta es usada como un medio para controlar el pozo.

Sus principales características son:

- Contiene dos válvulas.
- Su longitud es corta.
- Su diámetro interno es grande.

3.10.3 Desenchufador hidráulico universal.

Esta diseñado para correr en aplicaciones con tubería flexible, para proveer un método de separación de las herramientas que se encuentran debajo de éste, tiene características que permiten soportar las fuerzas que se presentan durante operaciones de pesca molienda y perforación.

Cuenta con un anillo que ajusta, esto es una ventaja en situaciones donde se tiene altas vibraciones, la herramienta es roscada para ser usada con motores de fondo o cuando se aplica torque. Esta herramienta permite circular después de realizar la desconexión.

Sus principales características y beneficios son:

- Es capaz de resistir choques fuertes continuos y cargas aplicadas sobre y debajo de la herramienta.
- Tiene una barrera para impedir la entrada de recortes (muy pequeños), finos y arenas a la herramienta.
- Se pueden utilizar herramientas de pesca especiales.
- Es capaz de fluir después de ser desconectado.

3.10.4 Válvula de circulación de doble acción.

La válvula de circulación de doble acción esta diseñada para permitir la circulación sobre un motor de lodo desde la tubería hasta el anular. Cuando deja de operar el motor, puede ser necesario que se bombee fluido por algunas horas para limpiar o desplazar fluidos del pozo.

El uso de esta válvula puede evitar la aplicación de motores de lodo durante esta operación. Normalmente se corre por debajo del desenchufador hidráulico y sobre el motor de fondo, los principales beneficios y características de esta válvula son:

- Disminuye el uso de motores de lodo.
- Su diámetro interno (grande), que permite mayores gastos de fluido.

3.10.5 Válvulas check

Un sistema de válvulas es utilizado para prevenir la migración de fluidos del pozo hacia el interior de la sarta de perforación. El agujero abierto lleno (ó casi lleno) permite el uso de herramientas más complejas fluidos y técnicas de operación para permitir el paso de balas,

dardos y taponos a través de la sarta de herramientas desde la tubería flexible sin restricciones.

3.10.6 Junta no rotatoria

Si se requiere desplazar el ensamble de fondo dentro del pozo en dos ó más secciones, es posible que se necesite instalar una junta no rotatoria para conectar el ensamble de fondo a la tubería flexible. Una vez que la parte inferior del ensamble de fondo ha sido desplazado dentro del pozo este es sujetado en lugar del preventor de cuñas.

Ya que la rotación de la sarta no es posible la junta no rotatoria permite realizar esta conexión. Las dos piezas resbalan juntas y se conectan con una lengüeta interna para mitigar la rotación. Un cople de rosca resbala sobre la sección de la lengüeta para asegurar el ensamble de fondo.

3.10.7 Orientador y sub-ecualizador.

El orientador es requerido en pozos donde se desea controlar la capacidad de dirección, este dispositivo está diseñado para operar con fluido de una sola etapa (en operaciones de bajo balance se limita su uso a formaciones de alta presión), éste rota o indica la porción baja del BHA para ajustar la cara de la herramienta en la dirección deseada.

En la herramienta están incorporados un embrague y una cámara para rotar la herramienta en el sentido de las manecillas del reloj, típicamente incrementa 15° por ciclo de bombeo. La herramienta genera un torque de 500 [pies-lbs], la fuerza de direccionamiento es originada por la presión diferencial entre el orientador y la presión en el anular.

Un sub-ecualizador se puede instalar debajo del orientador para incrementar la caída de presión a través de la sarta de herramientas y reforzar el torque generado, también hay un puerto de alivio que permite desviar aproximadamente el 10% del fluido de perforación lo que ocasiona que la presión se regule debajo del orientador, que de otra forma puede ser atrapado por el motor cuando las bombas están paradas.

3.10.8 Motores de fondo.

Los motores comúnmente usados son de 2 7/8 [pg] con un diámetro externo de 7:8, tiene un bastidor curvo ajustable. Generalmente hay altos gastos de flujo, se recomienda que los gastos sean de 60-120 [GPM] y una velocidad media de 200-400 [RPM], los motores largos pueden ser usados dependiendo de los tubulares para ser corridos.

La combinación de un rotor no magnético/estator son viables y recomendados para ser usados cuando se perfora a través de la formación.

El uso de materiales no magnéticos reduce la interferencia magnética lo suficiente para permitir la conducción de herramientas en el lugar con un motor de 2 [pies].

Los motores convencionales de acero requieren de un cople monel bajo el probador direccional para eliminar la interferencia magnética dejando un espacio de 20-25 [pies] para los sensores de la barrena.

Como regla general los motores deben ser capaces de perforar por 60 [hrs.] antes que requiera ser reconstruido. Típicamente si el motor llega a atascarse y hay un sobre-empuje mayor de 20[klb], el motor debe ser reemplazado.

3.10.9 Herramientas adicionales del ensamble de fondo.

Algunas de las herramientas adicionales empleadas en los ensambles de fondo, permiten realizar mediciones en tiempo real, orientar la perforación de un pozo, determinar el peso sobre barrena, temperatura, vibración, etc.

De las herramientas comúnmente usadas en la perforación bajo balance se tienen:

- Módulos de rayos gama.
- Telemetría.
- Sensores de presión/carga.
- Mecanismos de medición del peso sobre barrena, temperatura, vibración.

3.10.9.1 Modulo de telemetría.

El módulo de telemetría es usado para transmitir señales entre las herramientas de fondo y el equipo superficial, esas señales son las lecturas obtenidas por los sensores que posteriormente son enviadas a la superficie, para la orientación y medición, durante la perforación

3.10.9.2 Herramientas de rayos gama.

Este modulo proporciona pruebas triaxiales magnéticas, datos y acelerómetros con precisión, define la posición de el ensamble de fondo en relación con el objetivo de la perforación. Además, el sensor de rayos gama ayuda a definir la posición de la herramienta en relación con los factores geológicos.

3.10.9.3 Sistema de orientación eléctrico.

Este sistema esta diseñado para trabajar usando un motor corvado, el propósito es soportar alta vibraciones y fuertes impactos que ocurren cuando se están usando espumas y nieblas como fluidos de perforación. El sistema de orientación eléctrico no necesita fluido para operar, esto permite que el ensamble de fondo cambie de dirección, también evita los problemas de torque en la sarta que pueden ocurrir cuando la barrena esta removiendo en el fondo, permite la rotación continua, por lo que es posible perforar un agujero recto.

3.10.9.4 Módulo de sensores carga/ presión.

Este modulo proporciona información en tiempo real que incluye; torque, presión y temperatura además de la carga, para que el personal a cargo pueda tomar acciones correctivas basado en medidas exactas en lugar de conjeturas.

El sensor es modular y se diseña para trabajar con el flujo a través de una cabeza de registros y el módulo de telemetría para transmitir señales a la superficie. Un mecanismo de compensación por presión diferencial esta integrado en la herramienta, el mecanismo esta diseñado para evitar mediciones erróneas causadas por el efecto de englobamiento de la tubería flexible.

3.11 Control de pozo.³³

En operaciones de perforación bajo balance el pozo esta fluendo, no obstante, se debe mantener constante el control del pozo, evitando en todo momento la entrada de fluido, este control se logra a través de un flujo continuo y manteniendo la presión de fondo. Otro factor clave es que en operaciones de bajo balance el control primario del pozo no es a través del fluido de perforación. En cambio en un equipo de tubería flexible (preventores), junto con el equipo de control de presión (juego de válvulas), son la defensa primaria contra un descontrol.



Fig. 3.14 Herramientas adicionales del ensamblaje de fondo.

3.11.1 Consideraciones de diseño.

La cantidad y tipo de equipo necesario esta afectado por la magnitud de la presión esperada en superficie, la naturaleza de los fluidos del yacimiento (gas dulce, amargos, aceite, gas) y el tipo de fluido de perforación a ser usado. Tomando esos factores en cuenta, la perforación bajo balance con tubería flexible requiere de un sistema de preventores que simultáneamente:

- Permita seguir perforando cuando se controla la presión en el anular.
- Permita sacar y meter la sarta bajo presión para cambiar barrenas, o ensambles de fondo.
- Que permita variar la presión anular, para que ésta no exceda la presión de trabajo del equipo superficial.
- Proporcionar un medio para desfogar la presión o para matar el pozo independientemente de el sistema de almacenamiento.
- Proporcionar un medio rápido y seguro para cerrar el pozo.
- Incluir un sistema que permita regular y liberar presión entre los arietes.

El cabezal del pozo y el conjunto de preventores deben ser capaz de ajustar todas las fuerzas que pueden actuar durante las operaciones de bajo balance (Figs. 3.15 y 3.16), incluyendo los esfuerzos axiales y laterales ejercidos por la sarta.

3.11.2 Sistema superficial

El conjunto de preventores para un equipo de tubería flexible, debe tener:

- Una línea y preventor de desviación.
- La capacidad para liberar la presión a través del quemador en eventos donde la línea de desviación se encuentre obstruida.
- Arietes de corte ó arietes de corte/ ciego

El preventor desviador debe ser capaz de proporcionar un sello entre el pozo y el piso del equipo, cuando se perfora, se mete ó saca tubería del pozo.

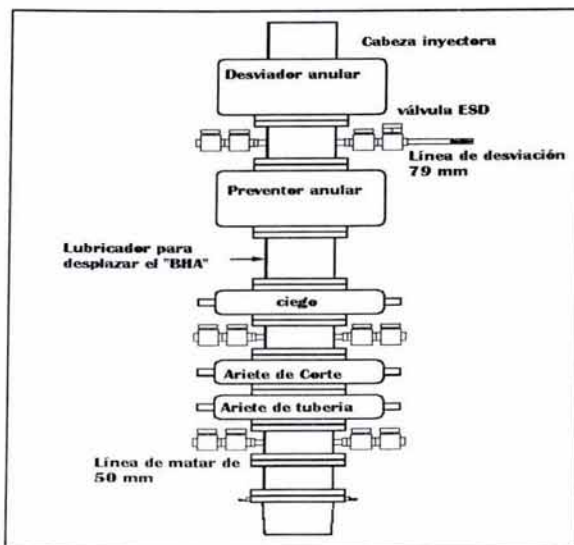


Fig. 3.15 Configuración del conjunto de preventores.

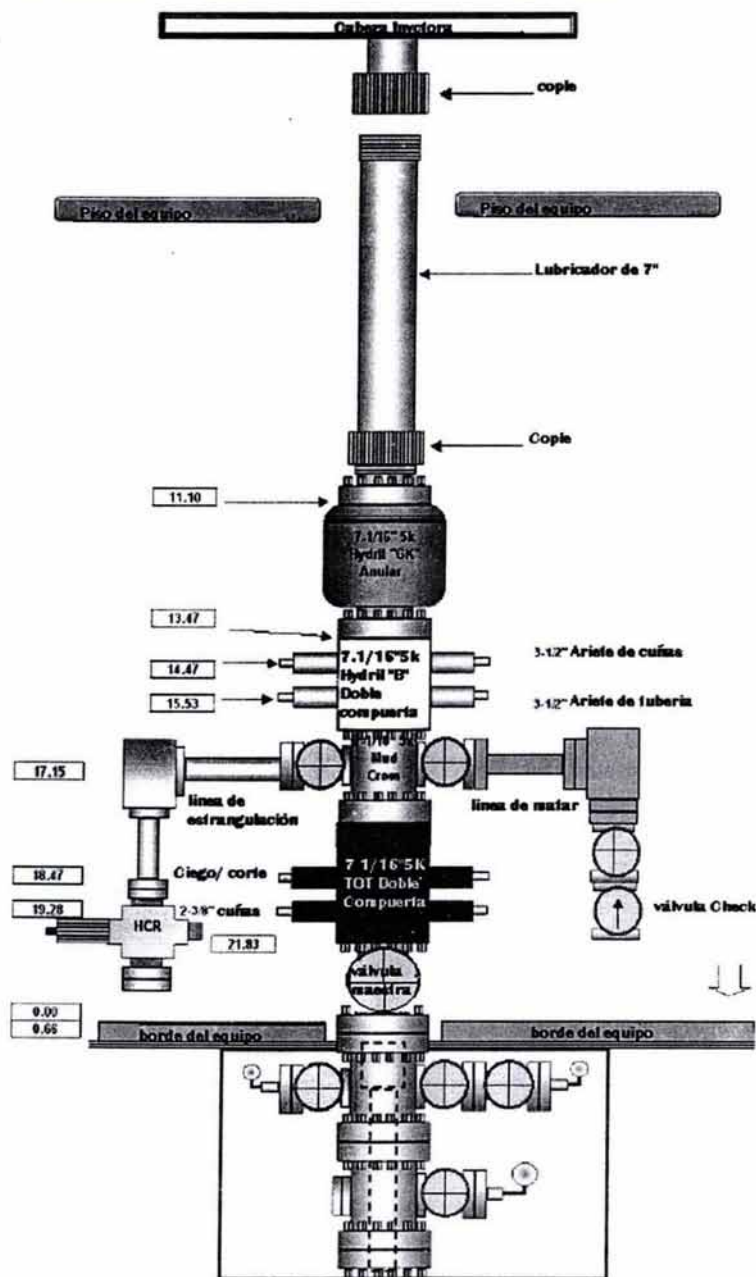


Fig. 3.16 Cabezal del pozo y conjunto de preventores.

A diferencia del equipo convencional de perforación la unidad de tubería flexible no requiere de un preventor rotatorio, sin embargo si requiere de un cabezal rotatorio y un juego de desviadores usados tradicionalmente en operaciones de perforación con aire.

El sistema de acumuladores usado para controlar el preventor desviador debe ser independiente del sistema de acumuladores estándar del equipo.

El uso de arietes de corte y ciego debe ser dictado por las regulaciones existentes de perforación y servicios.

A menos que una válvula deba ser instalada en la línea de desviación de flujo, adyacente al conjunto de preventores, esta válvula debe ser manual u operada con control remoto.

Los preventores deberán ser probados e inspeccionados de acuerdo a las normas internacionales.

3.11.3 Manejo de fluidos en superficie.

El manejo de fluidos en la superficie en operaciones de perforación bajo balance es muy similar a las pruebas de producción.

3.11.3.1 Sistema abierto.

Puesto que un sistema de tanques abiertos puede liberar vapores combustibles, se deben tomar precauciones para eliminar fuentes de ignición cercanas a los tanques.

Durante las actividades de perforación se debe hacer un monitoreo continuo de los niveles de vapores explosivos, H₂S, etc.

Este sistema de tanques abiertos no debe ser usado en pozos que producen altos niveles de gases amargos, se recomienda que la concentración de H₂S no sea igual o mayor de 10 [ppm], a demás que en ningún momento se debe liberar gases amargos a la atmósfera.

La línea de desviación hacia el quemador solo deberá ser usado cuando se perfora pozos que no producen gases amargos, usando gas natural, aire, aire-niebla como fluido de perforación. Además de que los líquidos producidos del yacimiento no deben ser enviados al quemador, otra medida preventiva es la de purgar la línea de desviación frecuentemente.

3.11.3.2 Sistema cerrado.

En este tipo de sistema únicamente mezclas no combustibles deben ser fluidas a través del separador, normalmente se elimina el uso de aire como fluido de perforación.

Cuando se perfora usando aire como fluido de perforación se debe monitorear el nivel de explosividad en los separadores, recipientes y líneas de flujo. Para purgar separadores y las líneas, se debe de usar un gas inerte, además se debe de instalar una válvula de alivio en las líneas de purga.

Todos los recipientes a presión y tanques de almacenamiento deberán estar eléctricamente protegidos y aterrizados.

3.11.3.2.1 Consideraciones para el diseño de separadores y líneas de flujo.

La presión de trabajo de las líneas de flujo debe ser igual o mayor que la presión máxima de la cabeza del pozo, las líneas de flujo deben ser diseñadas basándose en las normas internacionales establecidas.

El tamaño de la línea de flujo debe estar basado en los gastos y presión máximos, pero no deben ser menor de 75 [mm] de diámetro. Los problemas de erosión e hidratación se incrementan con las caídas de presión.

Las líneas de flujo mayores de 100[mm] de diámetro deben tener bridas, en cambio las líneas de flujo cuyo diámetro sea menor o igual a 100 [mm] usaran conexiones o uniones las cuales estarán soldadas al final de cada tubería.

Las líneas de flujo deberán ser probadas para determinar si resisten la presión hidrostática máxima esperada en la cabeza del pozo cuando se encuentra cerrado.

El separador diseñado deberá ser capaz de separar eficientemente líquidos, gases y sólidos basado en los gastos de flujo, presión y tamaño de la línea de quemador.

3.11.4 Equipo especial y procedimientos para manejar amargos.

Como ya sea mencionado anteriormente la concentración máxima permisible de H_2S no debe ser mayor de 10 [ppm], además de que en ningún momento se deben liberar gases amargos a la atmósfera.

Los fluidos producidos contaminados con ácido sulfhídrico o fluidos de perforación contaminados con este ácido no deberán ser almacenados en tanques abiertos.

La altura del quemador no podrá ser menor de 12 metros y debe de estar equipado con encendido electrónico o un sistema de piloto.

Para transportar fluidos amargos fuera de la locación, se usara tanques presurizados o un carro tanque equipado con un depurador.

3.11.5 Supervisión en el sitio de la perforación.

Como las operaciones de perforación duran las 24 horas del día se debe tener como mínimo dos supervisores calificados, trabajando alternadamente 12 horas.

Se debe contar con personal capacitado en el manejo de separadores y manejo fluidos, como mínimo dos personas calificadas.

Los supervisores deberán estar certificados en control de pozo "Well Control" y prevención de brotes "Well Service Blowout Prevention".

3.11.6 Monitoreo

Si se espera que durante la perforación se produzca gases amargos, se debe establecer un programa de monitoreo, el cual debe contar con una estación de monitoreo que incluirá sensores en el piso del equipo, en el interior de la subestructura, junto al conjunto de preventores, cerca de los separadores, recipientes de almacenamiento y presas de lodos.

3.11.7 Sistema de comunicación

En la locación se debe de usar sistemas de comunicación portátiles, los cuales deben ser manejados por el personal esencial como son:

- Ingeniero a cargo de las operaciones.
- Técnico
- Perforador
- Supervisor de seguridad
- Operador de nitrógeno
- Operador de compresores de aire.

3.11.8 Pre planeación.

Antes de comenzar las operaciones de perforación se debe realizar un plan de contingencias, que garantice la seguridad de las operaciones, este se debe dar a conocer a todas las personas involucradas en las actividades de perforación, entendiendo la responsabilidad que tienen con respecto de la seguridad.

Un elemento clave en la planeación de la seguridad es un plano de la locación, el cual debe tener las siguientes consideraciones:

- Accesos a los equipos para el manejo de fluidos
- Localización de los equipos.
- Localización de las líneas de alta presión (deben ser fácil de identificar y estar localizadas en sitios visibles)
- Rutas de evacuación
- Sitios para estacionar vehículos, etc.

3.11.9 Equipo personal de seguridad.

El uso del equipo de seguridad personal es una medida preventiva para minimizar lesiones en caso de que un incidente ocurra, el equipo de seguridad personal consta de:

- Protección a la cabeza.
 - Protección para ojos y cara
 - Protección auditiva
 - Protección respiratoria
 - Protección de las manos
 - Protección de los pies.
 - Protección contra caídas
-

3.12 Barrenas.^{39,40}

Los equipos de perforación con tubería flexible comúnmente utilizan tres diferentes tipos de barrena:

- Triconicas.
- Diamante natural/ diamante policristalino termalmente estable (TSP)
- Diamante policristalino compacto (PDC)

Generalmente, las barrenas de conos son usadas en la perforación de secciones rectas, sin embargo debido a la necesidad de correr un motor, la aplicación de barrenas triconicas estará limitada por su alcance y por la vida de los sellos.

Las barrenas de diamante natural y de diamante (Fig. 3.17) policristalino termalmente estable (TSP), son usadas en la perforación de secciones debido a que tienen un bajo torque, también son corridas en formaciones duras.

Las barrenas de PDC (diamante policristalino compacto) han sido usadas en la perforación de agujeros rectos y secciones laterales, muchos tipos de barrena de PDC están siendo corridas en secciones donde se incrementan los gastos de penetración compensando torque alto.

Los gastos de penetración de este tipo de barrenas se encuentran entre 30 a 70 [pies/hr] en arenas y de 10 a 20 [pies/hr] en lutitas, la vida útil de las barrenas es aproximadamente de 1,000 [pies] de agujero ó 60 a 70 horas de perforación continua.



Fig. 3.17 Tipos de Barrena.

3.12.1 Selección de barrenas.

Como en la perforación convencional, el tipo de formación es el factor principal a considerar en la selección de la barrena. En perforación bajo balance con tubería flexible el uso de motores y el peso sobre la barrena son factores importantes a considerar, en el diseño, generalmente se pretende tener gastos aceptables de penetración, altas velocidades de rotación y mínimo torque.

Ya que la interacción entre barrena/ motor/ formación es crítica para optimizar las operaciones de perforación el proceso de selección de la barrena debe contemplar básicamente la siguiente información:

- Tipo de formación (dureza y abrasión)
- Torque del motor.
- Velocidad media del motor (número de revoluciones por minuto)
- Tipo y gastos de fluido.

4.1 Caso # 1 ⁴¹

4.1.1 Introducción

Este es un caso de estudio de un proyecto de perforación bajo balance con tubería flexible, en el que se perforó una sección lateral desde un pozo existente, en un yacimiento almacén de gas. El proyecto tubo lugar en el campo Donegal, localizado en el suroeste de Pennsylvania.

La perforación de una extensión lateral en el yacimiento desde un pozo existente, fue propuesto en 1998, varios métodos de perforación fueron evaluados (técnica y económicamente). El uso de tubería flexible fue seleccionado basado en la configuración del pozo, espesor del yacimiento e impacto ambiental.

Los objetivos principales de este proyecto fueron:

- Mejorar, mantener el yacimiento almacenador Donegal.
- Minimizar el impacto ambiental.
- Mantener costos efectivos

4.1.2 Descripción e historia del campo.

El campo está localizado en el condado Washington, Pennsylvania, este es un campo depresionado, que fue desarrollado desde 1907 hasta principios de 1920. Se convirtió en almacén en 1941, este consiste de 112 pozos almacén activos y 5 pozos de observación, la capacidad de almacenamiento de gas es de 9.5 billones de pies cúbicos.

La compresión es proporcionada por la estación de compresión Donegal con dos máquinas que ejercen un total de 2,000 caballos de fuerza.

4.1.3 Descripción geológica del yacimiento.

El horizonte almacenador en el campo almacén Donegal es la arena Gordon, esta es parte de una serie de arenas cuyo depósito corresponde al devónico superior, se piensa fue depositado en un medio fluvial-deltaico. Hacia el este o canal superior con rumbo N25E-S25O y el oeste ó base del canal con rumbo N30E-S30W.

El yacimiento es una trampa estratigráfica, la arena Gordon tiene un espesor promedio de 9 [pies] y se localiza a una profundidad promedio de 1,400 [pies], el yacimiento tiene una extensión areal de 18,377 [acres], la variación lateral en la calidad de la arena dentro del campo, es el resultado de varios cambios de facies, relacionado con el canal y la geometría de la arena.

La litología varía desde cuarzo arenitas, sedimentos y conglomerados, los rangos de permeabilidad se encuentran entre .17 milidarcies hasta 115 [md], la presión máxima de superficie es de 1,260 [Psia]. De los 117 pozos en el yacimiento Donegal, 62 han sido probados.

4.1.4 Selección de candidatos.

El pozo candidato (Donegal 4621) fue seleccionado con base en el siguiente criterio:

- Configuración del pozo.
- Espesor de la arena
- Pobre calidad del yacimiento.
- Accesibilidad a la locación.

El pozo Donegal 4621 tiene los requerimientos mínimos, una tubería de revestimiento de 5[pg], esto facilita el uso de una barrena de 4[pg], motor de 3[pg] y tubería de 2 3/8, más del 75% de los pozos en el yacimiento Donegal están terminados con una tubería de revestimiento de 4[pg], limitando la selección de candidatos, el pozo Donegal 4621 fue originalmente pensado para tener 6[pies] de arena, esto se derivó de los registros de rayos gamma corridos cuando el pozo fue perforado en 1961, 6 [pies] es el espesor mínimo requerido para esta técnica.

En septiembre de 1988 se realizó una prueba de flujo, está determinó una capacidad de flujo de 1[md-pie].

4.1.5 Adquisición de datos.

Todos los pozos en el campo Donegal están revestidos, para adquirir datos necesarios de litología y propiedades de la roca, se perforó un pozo de observación en dirección del pozo candidato, el pozo Donegal 12428 fue perforado en mayo del 2000, los núcleos fueron obtenidos desde 120 [pies] sobre y 30 [pies] bajo el horizonte almacén.

Los registros eléctricos junto con rayos gamma, litodensidad, Neutrón compensado, de inducción, sónico digital y herramientas de imagen de formación, fueron utilizados para proporcionar, determinar la litología y las propiedades de la roca, además se corrió en el pozo candidato (Donegal 4621), registros de rayos gamma, litodensidad, neutrón compensado, sónico digital, los registros también se corrieron en el pozo Donegal 4606 para ayudar a definir la presencia de la arena productora en la trayectoria lateral.

Los datos de núcleos y registros del pozo Donegal 12428 fueron utilizados para determinar:

- La estabilidad en el fondo del agujero
- Evaluar las propiedades mecánicas y litológicas del horizonte almacén.
- Cualquier problema en los límites del estrato (contactos superior e inferior) del horizonte.

Los datos de las propiedades de la roca y litología provenientes del pozo Donegal 12428, fueron usados para ser correlacionados con los datos proporcionados por los registros corridos en el pozo candidato, la evaluación de registros en el Donegal 4606 indican la presencia de 10 [pies] de arena en dirección oriente, lo cual es consistente con los mapas de isopacas del campo.

4.1.6 Diseño de la perforación.

El diseño del pozo cambio con la adquisición de más datos, originalmente el plan consistía en una sección lateral de 400[pies] con una inclinación de 75° por cada 100 [pies] y un azimut de 125°, la trayectoria estaría en dirección de la arena de mayor espesor y alta permeabilidad, basado en los datos de pozos y registros.

Debido a la incertidumbre de los efectos de los ciclos de inyección y retractación, sobre la estabilidad del pozo a través de la curva, se decidió correr un liner, lo que ocasiono que el ángulo máximo se redujera a 35° por cada 100[pies], con el fin de facilitar la instalación de un liner.

El diseño final para el pozo Donegal 4621 fue el siguiente:

- El punto de inicio de la curva se fijo a 2547 [pies]
- El ángulo de desviación debería ser de 35° por cada 100[pies] para un ángulo máximo de 90°
- Azimut de 125°
- Para perforar la curva se usaría un polímero como fluido de perforación con una presión de sobrebalance de 200 [psia]
- Se debía perforar la sección horizontal con una presión bajo balance de 300[psia]

Las causa por la que se decidió perforar a condiciones de bajo balance, fue para incrementar los gastos de penetración y minimizar las perdidas de fluido de perforación, evitando con esto el daño a la formación.

4.1.7 Preparación del pozo candidato.

El pozo Donegal 4621 fue perforado en 1961 a una profundidad de 2,755 [pies] y fue terminado con una tubería de 5[pg], con un peso unitario de 17[lb / pie], para preparar el pozo se realizaron los siguientes pasos:

- Se preparo la locación para instalar el equipo.
- Se mato el pozo con una salmuera de 10 [ppg]
- Se corrieron registros como parte de la adquisición de datos.
- Se corrió una prueba de dirección, para determinar la locación del fondo del pozo.
- Se coloco un juego de tapón retenedor a 2,541[pies]
- Se instalo un nuevo cabezal
- Se corrió un casing raspador.
- Se oriento el desviador con un azimut de 123° y a 2541[pies]
- Se molió la ventana desde 2,525 hasta 2,541[pies]
- Se perforo el agujero de 4[pg] desde 2,541 hasta 2,547 [pies]

4.1.8 Ejecución del agujero #1

El equipo de tubería flexible fue movilizado desde Canadá, el equipo para la generación de nitrógeno desde Nuevo México y otros equipos superficiales desde Virginia, los procedimientos fueron los siguientes:

- Se instalaron los equipos de tubería flexible, unidades generadoras de nitrógeno, quemador.
- Se realizaron viajes en el agujero con barrena de 4[pg] y un motor de 3[pg], para alcanzar un ángulo de desviación de 35° por cada 100[pies]
- Se perforo con polimeros desde 2,547[pies] hasta 2,600[pies].
- Se perforo el agujero de 4[pg] desde 260 [pies] hasta 2,650[pies] con un gasto de penetración promedio de 28°/100[pies].

Con los gastos de 28°/100[pies] el objetivo a 2,682[pies] no fue alcanzado, para alcanzar esté, se decidió usar una barrena más agresiva, además se cambiaron las condiciones de perforación a bajo balance, desde los 2,650 hasta 2,680[pies]. Sin embargo los gastos de penetración no aumentaron, por lo que se decidió reevaluar el plan del pozo.

4.1.9 Ejecución del agujero #2

Usando un gasto promedio de perforación de 28°/100[pies] alcanzados en el primer agujero, un nuevo plan fue diseñado, el punto de inicio fue movido a 2,436[pies], en el nuevo diseño se decidió que los gastos de perforación fueran de 23.39°/100[pies], consiguiendo 250[pies] desde el pozo original en la parte superior de la arena a 2,682[pies]. Una vez en la arena el ángulo sería de 90° por 250[pies], disminuyendo 2°/100[pies] sobre los siguientes 200-300[pies].

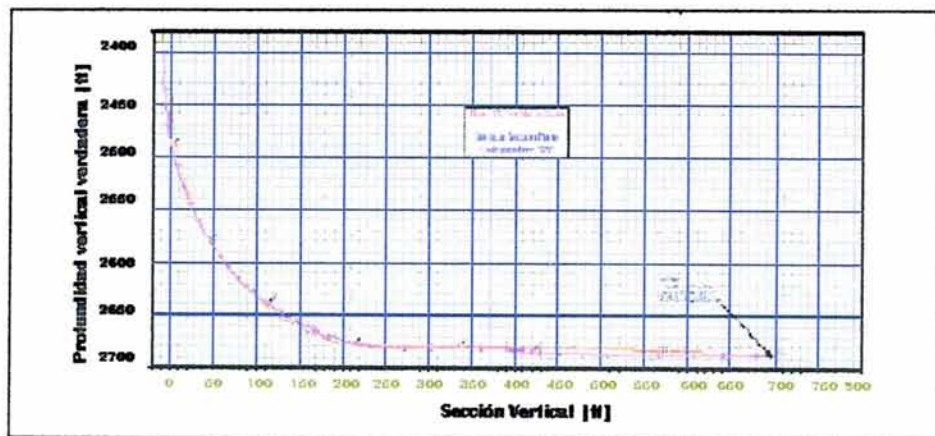


Fig. 4.1 Sección vertical del pozo planeado y el real.

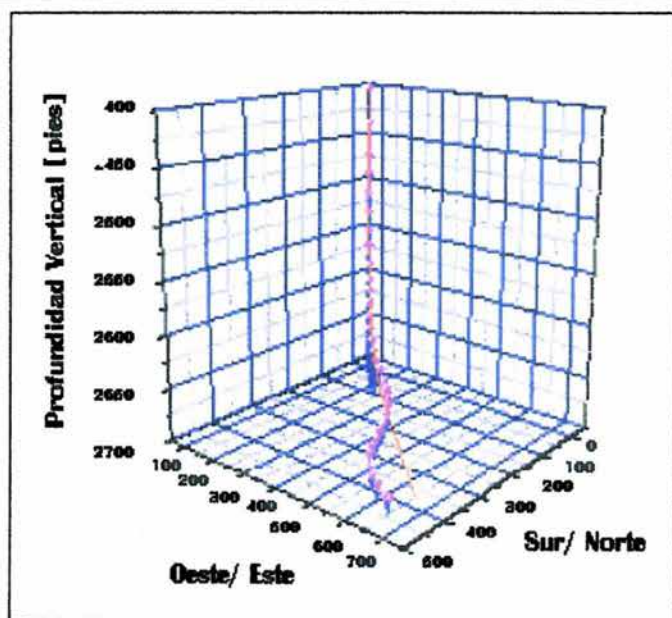


Fig. 4.2 Diagrama en tres dimensiones que muestra el azimut de la parte lateral del pozo planeado y el real.

Para preparar las operaciones de perforación con tubería flexible se realizaron los siguientes procedimientos:

- Se recupero el desviador desde 2,541[pies].
- Se re-direcciono el desviador.
- Se coloco el tapón retenedor a 2,440[pies].
- Se corrió un casing raspador.
- Se hicieron viajes en el agujero con el desviador.
- Se coloco el desviador a 2,440[pies] y con un azimut de 126.2°.
- Se molió la ventana de 5[pg] en la tubería de revestimiento desde 2,429 hasta 2,440[pies].
- Se perforo el agujero de 4[pg] desde 2,440 hasta 2,450[pies].

Cuando estas operaciones fueron terminadas, se movilizaron los equipos de bajo balance y los de direccionamiento hacia la locación, las operaciones de perforación en el agujero #2 comenzaron en enero del 2001, los procedimientos fueron los siguientes:

- Se perforo la curva con una barrena de 4[pg], usando nitrógeno, el cual se genero en el sitio para alcanzar la condición de bajo balance a 500 [psia] manteniendo una desviación de 28°/100 [pies] con un azimut promedio de 127°.
- Se penetro la arena Gordon a 2,682[pies] con un ángulo de 88.2°.
- Se encontró 1.75[Mmpies³/día] de gas a 2,683[pies].

- Se perforaron 300 [pies] más en la arena Gordon, manteniendo un ángulo +/- 90° con un azimut promedio de 120°. La presión de fondo se mantuvo aproximadamente a 650[psia] bajo balance, el flujo de gas se incremento de 1.75 hasta 25 [Mmpies³/día].

4.1.10 Especificaciones del equipo de Tubería Flexible.

El pozo Donegal 4621 fue perforado con una unidad de perforación con tubería flexible, está tiene una longitud de 44[pies] y una altura de 13.5[pies] con un tándem dirigido con ejes y tres ejes de empuje en la parte posterior.

La singularidad de este equipo, es que tiene un lugar libre de 60[pies] para poder habilitar una torre de perforación y correr tubería.

El inyector es capas de empujar 80,000[pounds], la unidad esta equipada con preventores de 5 1/8[pg], acompañado por sus acumuladores. La capacidad del carrete se encuentra entre 14,500[pies] de tubería de 1[pg] hasta 4,000 [pies]de tubería de 2 7/8. Para esta operación se uso el carrete para tubería de 2 3/8[pg], la unidad estaba equipada con una cabina de control, bombas controladas con control remoto y equipos de control.

La tubería de 2 3/8[pg] contenía tres líneas umbilicales que consisten de dos líneas hidráulicas que controlan la orientación del motor y una línea eléctrica usada para transmitir mediciones cuando se perfora "MWD"

4.1.11 Especificaciones del ensamble de fondo

El pozo fue perforado utilizando un motor, el control de esté se opero usando las vías hidráulicas umbilical dentro de la tubería de 2 3/8. el ensamble de fondo fue capaz de oscilar 180°, lo que permitió mayor control de la dirección y ángulo.

Debido a la naturaleza de las lutitas de la formación el ángulo de desviación de 35°/100[pies] fue inalcanzable con este sistema. Sin embargo con un ángulo de 28°/100[pies] fue posible alcanzar el objetivo a 2,680[pies].

Dos barrenas fueron utilizadas para perforar un total de 387[pies], en promedio los gastos de penetración fueron de 7.3 [pies/ hr.], la sección lateral se perforo con dos barrenas de diamante, perforando un total de 465[pies], con un gasto de penetración de 50[pies/ hr.], en la zona de interés.

4.1.12 Equipo de perforación bajo balance.

El sistema de perforación bajo balance consiste de una unidad generadora de nitrógeno, compresores de aire, un propulsor de alta presión, un separador de cuatro fases y un quemador.

La unidad generadora de nitrógeno fue capaz de producir de 300 a 1,500 pies cúbicos estándar por minuto, esto requiere de aire comprimido y un propulsor para suministrar aire para la generación de nitrógeno.

El separador de cuatro fases tenia una capacidad de flujo de 80[Mmpies³/ día] y 40,000[bls/día], la unidad incluía un retenedor de recortes.

Solo una porción del agujero #1 fue perforada bajo balance, cuando el agujero #2 se perforo se realizo completamente a condiciones de bajo balance.

El rango de presiones de bajo balance en la curva fue de 400[psia] mientras que en la sección lateral fue de 675[psia], el fluido de perforación usado fue a base de polímeros y la presión hidrostática fue controlada por el nitrógeno adicional.

El separador de cuatro fases permitió medir la producción de gas, los gastos de gas en la zona de almacenamiento fue tan alta como 25[Mmpies³/ día] durante la perforación, las pérdidas de fluido fueron despreciables.

4.1.13 Terminación y resultados finales.

Una vez que la sección lateral fue terminada se intento hacer una prueba de flujo, lo cual no fue posible ya que el pozo no se estabilizaría en un tiempo aceptable, se decidió matar el pozo usando un polímero, además se corrieron herramientas de registros usando el equipo de tubería flexible.

Cuando se concluyeron todas las operaciones de perforación todos los equipos fueron desplazados de la locación, para aislar una zona potencialmente ladrona del pozo y asegurar la estabilidad del mismo durante los múltiples ciclos de almacenamiento se instalo una tubería complementaria de 3[pg] a través de la curva, además de un empacador en la parte superior de la arena.

El ultimo paso, fue perforar fuera de la zapata y lavar con 3,000 [galones] de ácido férrico al 10% usando una unidad convencional de tubería flexible.

Tres meses después de la terminación se realizo una prueba isocronal modificada de cuatro puntos, antes de esta prueba el pozo se había utilizado brevemente para almacenar y facilitar la remoción de fluidos.

4.1.14 Conclusiones

La perforación de la sección lateral fue considerada como un proyecto de geología, ingeniería y económicamente exitoso, el objetivo fue alcanzado y el proyecto fue cumplido dentro del presupuesto establecido. Incluyendo el fracaso del agujero #1 y el subsiguiente taponamiento, a pesar de esto, los resultados justifican el desembolso.

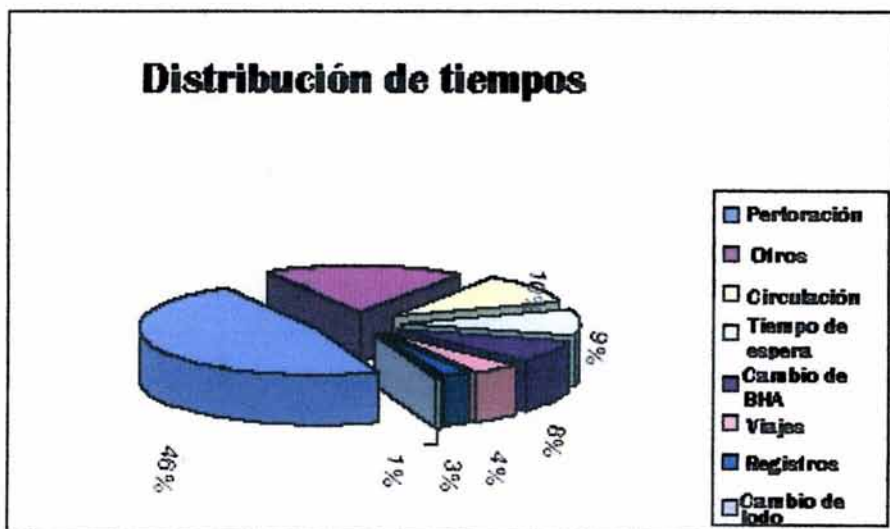
Con los conocimientos adquiridos, los proyectos subsecuentes deberán ser mas efectivos que costosos, más allá de la eficiencia, en el futuro podrán ser obtenidos por:

- Al tener un mejor manejo de las barrenas, las cuales fueron jaladas sobre la regla de manejo basados en el numero de rotaciones, el calibrador y el desgaste de las barrenas indican que podían haber sido corridas por mayor tiempo.
 - Múltiples pozos podrían decrementar los costos de transportación y equipo.
 - Las características de la formación y sus efectos en los gastos de perforación serán incorporados en el diseño de proyectos futuros.
 - Como se puede ver en la gráfica 4.1, el porcentaje de tiempo relacionado con actividades de no perforación podrían ser reducidas.
-

Este proyecto cumplió con los objetivos establecidos, se lograron obtener mayores beneficios utilizando las facilidades existentes y minimizando el impacto ambiental, además el proyecto tuvo éxito en la aplicación de algunas tecnologías eso incluye:

- Primera vez que se usa la perforación con tubería flexible en los Apalaches.
- Uso de perforación bajo balance y separación de fluidos del pozo como un medio de reducción al daño de la formación, mientras se controlan los fluidos del yacimiento.

Con la terminación del pozo Donegal 4621, la estimulación ha resultado exitosa en el campo Donegal.



Gráfica 4.1 Distribución de tiempos.

4.2 Caso II.⁴²

4.2.1 Introducción

Maersk Olie og Gas AS, produce aproximadamente 180,000 [bls @ C.S./ día] de aceite del yacimiento Soft Chalk en Dinamarca (mar del norte). Los campos de mayor producción han alcanzado una etapa, donde la mayoría de las actividades desarrolladas se concentran en perforaciones intermedias además de la implementación de técnicas de recuperación secundaria por medio de inyección de agua.

Desde 1989, el desarrollo de actividades han estado casi exclusivamente basadas en pozos horizontales, con un total de 78 pozos perforados en cinco campos, muchos de esos pozos fueron terminados con un liner de 7[pg] cementado y disparado en múltiples intervalos, en cada intervalo se tienen empacadores para tubería de 4 ½ [pg], con el propósito de manejar estimulación y producción.

Como parte de los esfuerzos para producir de forma económica e incrementar la recuperación de hidrocarburos, la técnica de perforación con tubería flexible se está viendo como un método posible para obtener bajos costos.

Es reconocido que la atracción de esta técnica depende de la longitud en términos de las operaciones de producción, incluyendo la estabilidad del agujero y la capacidad de decrementar los costos. En plataformas relativamente pequeñas, en las que el espacio de la cubierta es limitado, es necesario instalar dos plataformas conectadas por un puente, limitando la capacidad de levantamiento de la grúa.

En ningún campo se había realizado una desviación desde un pozo horizontal con un ensamble de tubería flexible.

Por eso, las pruebas de superficie se desarrollaron en tierra, en agosto de 1993, el objetivo fue determinar la factibilidad de las operaciones de desviación y extensión del pozo, desde un pozo horizontal existente de $4\frac{1}{2}$ [pg] terminado con tubería de 3.688 [pg]. Algunos métodos fueron probados, teniendo éxito en una operación de desviación, a través de tubería en una segunda ocasión, con los resultados de las pruebas y más allá de la confirmación de los aspectos mecánicos de la tubería flexible, la extensión del pozo podría ser manejada con la tecnología actual.

El segundo paso fue perforar con tubería flexible una sección de 3,309 [pies] de longitud cerca de la horizontal a condiciones de bajo balance, el pozo 49 en el campo Gorm (Fig. 4.3), para aumentar la posibilidad de éxito las operaciones fueron realizadas en un pozo nuevo.

Los objetivos eran demostrar la viabilidad técnica de la perforación bajo balance con tubería flexible, evaluar la efectividad de la terminación en agujero descubierto.

4.2.2 Selección del pozo candidato.

El pozo seleccionado fue el pozo Gorm N-49, el cual fue planeado como una perforación convencional, con una tubería de producción de $4\frac{1}{2}$. La terminación incorporaría una válvula de seguridad sub-superficial, un medidor y calibrador de presión de fondo, y dos portamandriles para gas lift.

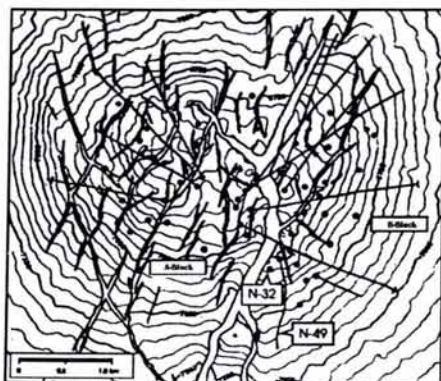


Fig. 4.3 Mapa estructural del campo Gorm.

El campo Gorm esta localizado en la parte oeste de Dinamarca, la estructura fue formada por una combinación de fallas y la intrusión de un domo salino (Fig 4.4). Cubre un área de 3,200[acres], el contacto agua-aceite es cortado por una falla mayor dividiéndolo en dos bloques

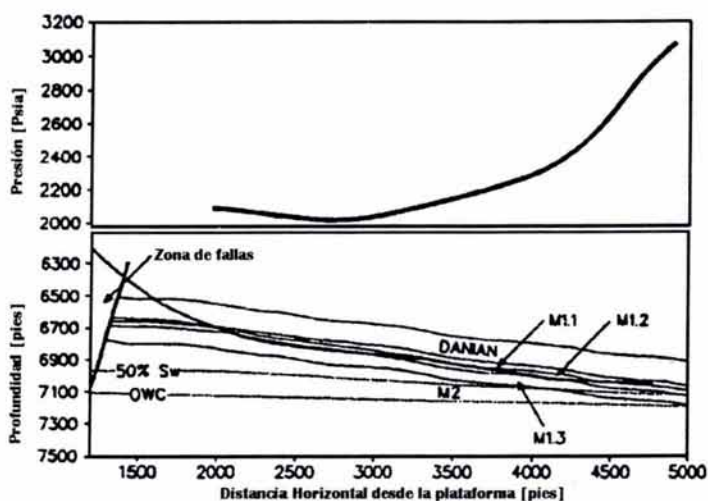


Fig. 4.4 Trayectoria del pozo y presión de formación

El yacimiento comprende formaciones del Terciario inferior y del cretáceo inferior, los niveles de porosidad se encuentran entre 0.1-5[mD], la variación se observa en diferentes sub-unidades de depósito.

Para optimizar la productividad del pozo N-49 se decidió que estuviera colocado en la sub-unidad cuyo espesor fuera de 10-30[pies] y que contara con alta porosidad matricial. La presión mínima en el área de interés del yacimiento fue de 2,000[psia] a 6,800 [pies], la cual fue significativamente menor que la presión hidrostática (3,050[psia]). Desde el ensayo se evaluó el efecto de la perforación bajo balance sobre la eficacia de la terminación, para esto fue necesario introducir gas lift como parte del plan de perforación, para garantizar la seguridad de las operaciones, además se considero necesario perforar la sección del yacimiento a través de una tubería de producción, por medio de la cual se inyectaría el gas, usando mandriles. Una plataforma de producción cercana proporcionaría el gas y recibiría los hidrocarburos producidos.

Un beneficio adicional al seleccionar el pozo Gorm N-49 fue que un equipo de perforación permanecería durante un tiempo prolongado en el sitio para perforar nuevos pozos de desarrollo.

La posición y dirección de los pozos horizontales en el yacimiento Chalk Danish están comúnmente basados en la bioestratigrafía y la evaluación de los recortes complementando con la información de registros que se corren mientras se perfora. Se esperaba que la interpretación de bioestratigrafía fuera difícil en el pozo N-49, se planeo usar barrenas tipo PDC disponibles para agujeros de 3 ½[pg], experiencias anteriores con barrenas de PDC indicaban que el tamaño de los recortes hacia difícil la interpretación de bioestratigrafía, además se desconocía la cantidad de recortes transportados a la superficie y la calidad de las muestras durante la perforación bajo balance.

Se decidió perforar la primera parte del yacimiento a condiciones de sobre balance, hasta que la bioestratigrafía mostrara que el pozo había encontrado la formación de alta porosidad matricial.

Se planeo perforar la zona de interés del yacimiento bajo balance con geometría dirigida a lo largo de la sección de interés.

Antes de perforar el pozo N-49, dos pozos cercanos fueron analizados mediante bioestratigrafía, con lo que fue posible relacionar biozonas del yacimiento, si se contara con alta resolución de bioestratigrafía se compensaría las variaciones de echado de la estructura, permitiendo ajustar la trayectoria, además de determinar la posición del pozo con respecto a las zonas de mayor porosidad.

4.2.3 Selección del equipo

a) Equipo de fondo

La trayectoria del pozo se diseño con base en la habilidad de dirigir el ensamble de tubería, el cual consiste de:

- Barrena
- Motor de fondo
- Herramientas de medición
- Herramientas de orientación.
- Conector.

Dos estrategias de dirección fueron posibles debido al uso de una herramienta de orientación, el diseño helicoidal requiere mayor frecuencia de ciclos de la herramienta de orientación que los especificados por el contratista (30° por ciclo).

El diseño senosoidal del pozo requiere un ciclo completo de 180° cuando se hace un cambio de dirección.

Para esta operación se selecciono un diseño helicoidal, ya que está parece ser más confiable con base en el tipo de herramientas de orientación.

Basados en los alcances de longitud y los gastos de circulación aceptables para la limpieza del agujero se selecciono una tubería flexible de 2[pg] y una barrena de 3 ½[pg].

b) Fluido de perforación.

El agua de mar tratada fue utilizada como fluido de perforación debido, a la disponibilidad y por razones de seguridad. Puesto que se deseaba tener un sistema cerrado para el manejo de fluidos con el fin de evaluar las pérdidas y ganancias de fluido, éste fue recirculado y tratado usando cedazos finos y el sistema de centrifugas del equipo. En caso de que el gas lift se interrumpiera, la mayoría de las pérdidas de fluido hacia la formación serían los fluidos de retorno desde la barrena, este fluido en ningún caso sería contaminado con partículas de la formación y finos.

No se considero que valiera la pena tratar los retornos, a las especificaciones de inyección de agua ó usar agua nueva para la inyección continua, aun cuando este proceso estaba disponible en la plataforma.

La formación de emulsiones entre el agua de mar y el aceite crudo es siempre un problema potencial, los altos gastos en el anular combinados con los sólidos podría tener una tendencia a estabilizar una emulsión. Por esta razón se realizaron pruebas para determinar cualquier incompatibilidad entre el agua de mar y la formación, la conclusión fue que no se requería de desmulsificantes de fase continua debido a la rápida separación, sin embargo en ocasiones podría ser necesario inyectar desmulsificantes.

c) Manejo de fluidos en superficie.

El equipo para manejar los fluidos en la superficie fue seleccionado basados en las experiencias de Maersk Oil's en operaciones de limpieza en plataformas de producción y equipos de perforación, sin embargo esto no fue posible para predecir exactamente la naturaleza de los recortes durante las operaciones de perforación en agujero descubierto.

Por eso el sistema de manejo de fluidos fue diseñado para manejar los fluidos de retorno en cualquier tiempo, incluso cuando no fuera posible exportar los hidrocarburos producidos a la plataforma de producción.

Se planeo que los recortes para análisis se recolectaran desde un paquete de filtros, la intención era que fluyeran únicamente a través de una ruta de filtros cuando se requiriera tomar muestras. Por otra parte se planeo desviar la ruta y los filtros directamente a un separador de arena a través del múltiple de estrangulación.

La separación de gas, aceite y agua tendría lugar en un separador de tres fases, el gas y el aceite podrían ser enviados a la plataforma de producción a través de una sola línea.

Una alternativa es que el aceite fuera dirigido hacia los tanques de almacenamiento y el gas hacia el quemador. El aceite almacenado podría ser bombeado hacia la plataforma de producción y el agua se enviaría hacia las presas de lodos, en caso de una contingencia todos los fluidos de retorno serían enviados al quemador.

4.2.4 Seguridad.

Desde el punto de vista operacional, la perforación con tubería flexible no se considera completamente como un proceso nuevo, cuando se interrumpe las operaciones de perforación, las experiencias adquiridas dentro de la organización permiten realizar las siguientes operaciones:

- Facilita las operaciones de tubería flexible con motores de fondo y pruebas de pozo en un medio “sucio”, por ejemplo trabajos de molienda y limpieza de arena.
- Operaciones en pozos fluyendo con tubería flexible, por ejemplo registros de producción.
- Pozos fluyendo para facilitar la instalación de equipos de separación y desviar los hidrocarburos hacia la plataforma de producción, ejemplo operaciones de limpieza.

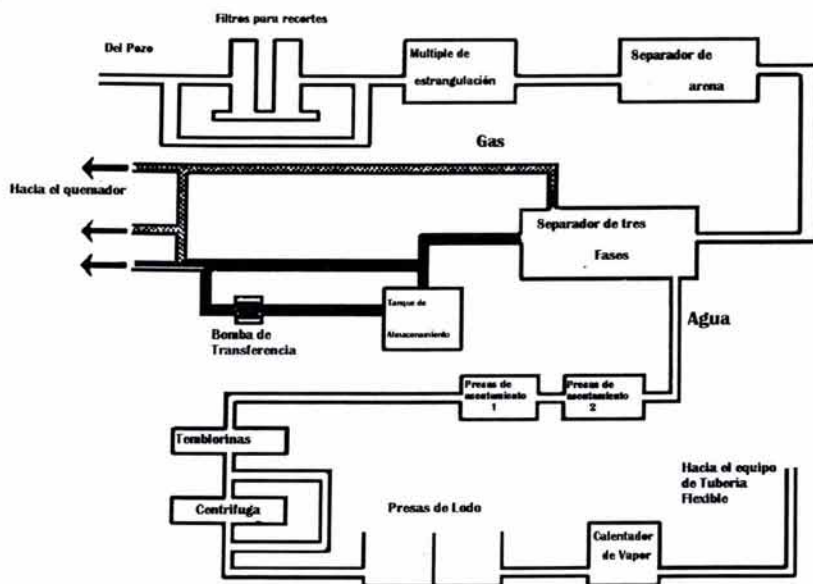


Fig. 4.5 Equipo superficial.

Sin embargo, las operaciones de perforación en agujero descubierto era nuevo, por lo que se decidió hacer un estudio de riesgo y operabilidad de las operaciones de perforación con tubería flexible, por esta razón en la conducción de éste participaron los contratista de tubería flexible y prueba de pozos.

El estudio cubrió, la estructura del equipo superficial de tubería flexible y todo lo relacionado con el equipo de fondo mientras el pozo se probaba, se concluyó que la tubería flexible podría ser manejada de forma segura.

El panel de control de pozo fue colocado fuera de la cabina de control de la tubería flexible, se incorporaron controles para todas las válvulas hidráulicas, las válvulas de seguridad sub-superficiales y la válvula de gas lift, el panel podría ser activado con cualquier variación, mediante sensores de presión.

El ariete menor (corte/ciego) fue conectado para y operar desde el propio sistema de control, esto permitió operar desde la estación de control remoto.

4.2.5 Resumen de las operaciones de perforación.

El pozo N-49 fue perforado convencionalmente hasta una profundidad de 7,666[pies], aproximadamente 20[pies] sobre la parte superior del yacimiento para prevenir problemas con el agujero, debido a las pérdidas de circulación. Después de colocar y cementar una T.R. de 9 5/8, la zapata fue perforada con una barrena de 8 3/4 por debajo de los 7,691[pies], penetrando la parte superior del yacimiento a 7,680[pies]. En este punto se instaló la última sarta de terminación de 4 1/2 [pg] con una línea de acero (Fig. 4.6).

La perforación del agujero de 3 1/2 [pg] con tubería flexible comenzó a 7,691[pies] en mayo de 1994, durante la perforación de la sección se encontraron formaciones con cuarzo, ocasionando que el proceso fuera lento. Se realizaron un total de doce viajes principalmente para cambiar la barrena antes de llegar a la zona de interés a 8,101[pies].

La perforación continuó por debajo de los 8,294[pies], cuando se perdieron los fluidos de retorno y la tubería se pegó por presión diferencial, hasta este punto se había perforado sobre balance sin gas lift. Tan pronto como el gas lift fue introducido la sarta trabajó libremente, mientras se perforaba se encontró propano en los recortes, lo que indica la presencia de una fractura o un sistema de fracturas locales.

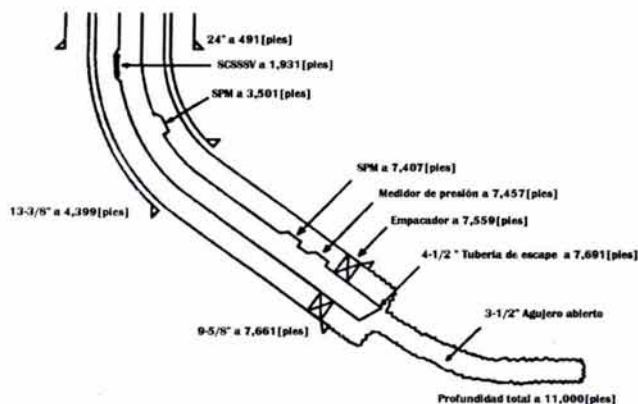


Fig. 4.6 Estado mecánico del pozo N-49.

Desde este punto en adelante, todas las operaciones se realizaron con gas lift manteniendo una presión de fondo de 1,900-2,100[psia] por debajo de la presión predecida. Antes de alcanzar los 11,000[pies], durante un viaje para cambiar la barrena a 9,506[pies] la sarta de tubería flexible tuvo una pegadura temporal, lo mismo sucedió a 8,472 y a 8,290[pies].

Como una precaución, se intentó ensanchar (escariar) el agujero, mientras se realizaba dicha operación, el pozo inadvertidamente se desvió del agujero a 8,450[pies], afortunadamente fue posible re-entrar al agujero original, sin que se causara ningún problema durante el periodo de ensanchamiento.

La presión de flujo en el fondo del agujero en ocasiones fue menor de 1,700[psia], pero solo pequeñas cantidades de aceite se produjeron, ocasionalmente con grandes bloques, se observó hasta alcanzar una profundidad de 10,000[pies].

Durante esta fase las lecturas de superficie fueron sumamente valiosas, se requería mantener un balance entre las pérdidas y ganancias de fluido experimentando derrumbes. Después de alcanzar 10,000[pies], el pozo comenzó a producir aceite con gastos desde 300-1,100[bls @ C.S/día] con una presión de flujo en el fondo de 2,000[psia]. Desde este punto en adelante los hidrocarburos se enviaron a la plataforma de producción o al quemador.

4.2.6 Operaciones del equipo superficial.

En general, los equipos de superficie (equipos de bombeo y sistema para el manejo de fluidos de retorno) operaron muy bien, sin ninguna avería mayor. Sin embargo se presentaron algunas dificultades al instalar el equipo, por ejemplo se requería instalar el conjunto de filtros para muestreo de recortes en la parte superior de la cubierta de la plataforma de producción, como no había un cuarto para el área de muestreo dentro del equipo, se agregaron otros 120[pies] de tubería desde los filtros hasta el múltiple de estrangulación.

Ya que el muestreo desde los filtros tomaba demasiado tiempo y la presión de regreso en la tubería adicional causaban problemas durante la perforación bajo balance, se decidió desviar el conjunto de filtros.

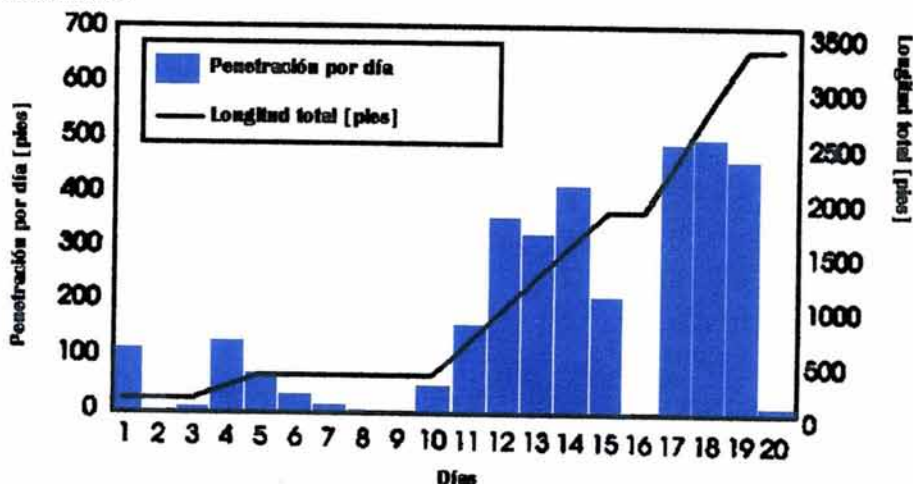
Por lo cual las muestras de geología y paleontología se tomaron desde el separador de arena, esto no causó mayor problema, pero no es lo ideal para determinar la profundidad.

Debido a los altos volúmenes de agua en los fluidos de retorno, fue necesario incrementar la salida de agua del separador de tres fases de un diámetro de 1 ½ hasta 3[pg], cuando se hicieron las modificaciones ya mencionadas el medidor de agua también se desvió. Por eso fue difícil medir los gastos de los fluidos de retorno continuamente, ya que estos fueron almacenados y transferidos desde un tanque medidor a otro, para permitir el asentamiento de los sólidos, antes de bombear el fluido a las presas.

4.2.7 Operaciones del equipo de fondo.

En general las operaciones de los componentes del ensamble de fondo fueron muy satisfactorias con solo la falla de un motor de fondo, las herramientas de medición

proporcionaron los datos necesarios, de la misma forma los conectores trabajaron eficazmente.



Gráfica 4.2 Ritmo de penetración diaria.

4.2.8 Herramientas de orientación.

Durante la perforación a condiciones de sobre balance las herramientas de orientación trabajaron bien a buena velocidad, cuando se inicio el uso de gas lift para alcanzar las condiciones de bajo balance, los ciclos de la herramienta fueron lentos debido a la presión diferencial entre la columna de agua de mar en el interior de la tubería flexible y la columna de agua de mar, aceite y gas en el anular por lo que fue necesario esperar a que el efecto de "U" se estabilizara para alcanzar un ciclo.

Como la herramienta solo podía girar 30° por cada ciclo, si se tenía que rotar la herramienta de 300° a 330° (once ciclos) tomaría mas de 4[hrs].

4.2.9 Barrenas.

A lo largo de la perforación de la sección se encontraron varias capas de siliciclastos, dificultando la perforación, durante la ejecución del proyecto varios tipos de barrena fueron utilizados para perforar aproximadamente 410[pies] de espesor de la sección. La perforación con barrenas de diamante y triconicas fue mas exitosa que con la barrenas de PDC (Gráfica 4.2).

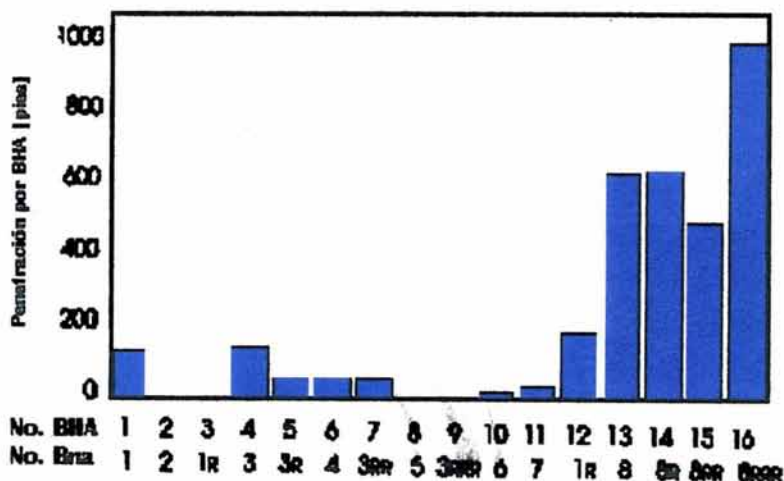
Sin embargo la sección entre los 8,101[pies] hasta la zona de interés se perforo con una barrena de PDC con una variación en los gastos de penetración de 20 a 120 [pies/hr.], los últimos 2,760[pies] se perforaron con una sola barrena.

4.2.10 Capacidad de Geo-dirección.

Se observó que los recortes generados durante las etapas de sobre y bajo balance fueron de suficiente calidad para permitir el monitoreo bioestratigráfico, los próximos pozos podrían ser perforados así, para proporcionar bio-zonas a través del campo.

Como se esperaba, la evaluación de las muestras fue un problema durante la perforación bajo balance debido a que estaban contaminados con el aceite producido.

Tomar las muestras de los recortes en un intervalo regular en superficie es muy difícil, los mejores resultados provienen del separador de arena y de los tanques, tanto en perforación bajo balance y sobre balance.



Gráfica 4.3 Control del ensamble de fondo y barrena.

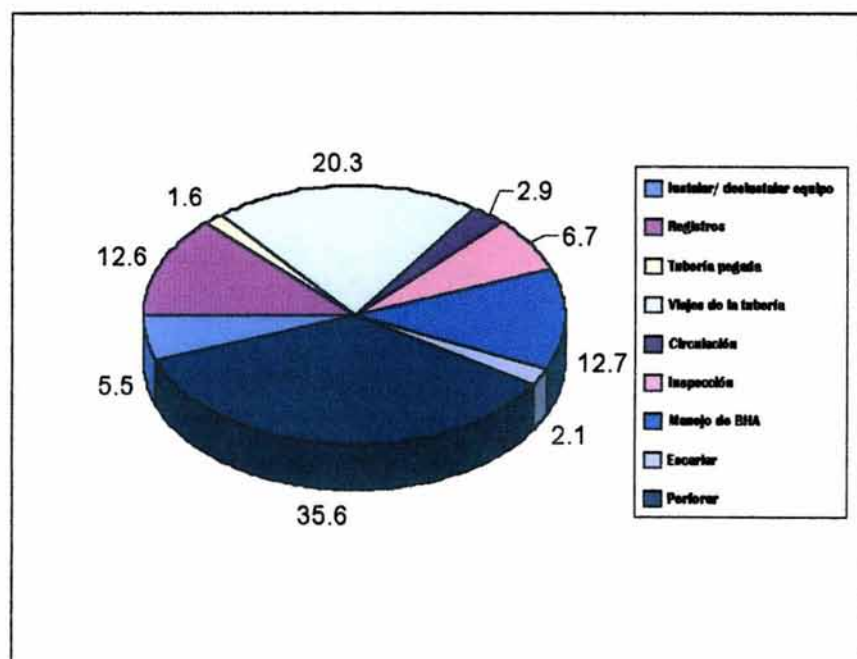
4.2.11 Producción durante la perforación

Solo pequeñas cantidades de aceite se obtuvieron cuando se perforaba entre 8,294[pies] hasta 10,000[pies], después de que el pozo comenzó a producir aceite con gastos de 300 a 1,100[bbls @ C.S/ día] hasta alcanzar la zona de interés a 11,000[pies].

La mayoría del pozo N-49 fue perforado a condiciones de bajo balance a pesar de que cantidades significativas de hidrocarburos fueron producidas, únicamente durante la perforación de la parte inferior.

La presión en el yacimiento pronosticada en la parte superior de la sub-unidad M1.2 fue de 2,000[psia], incrementando a 3,200[psia] hacia la parte distal del pozo. Después de experimentar la pérdida total de los retornos a 8,294[pies], el pozo fue perforado

principalmente con una presión de flujo en el fondo de 1,900-2,100[psia], con solo unas trazas de hidrocarburos en la superficie y menos del 70% de los fluidos de retorno, observado desde 8,294[pies] hasta 10,000[pies].



Gráfica 4.4 Distribución de tiempos.

4.2.12 Conclusiones.

El éxito en la perforación del pozo Gorm N-49 con tubería flexible, demostró que la perforación de una sección horizontal a condiciones de bajo balance es técnicamente factible con la tecnología actual. La seguridad de las operaciones de perforación bajo balance costa fuera fueron garantizadas a través del manejo de los fluidos de retorno con un equipo para pruebas de pozo convencional.

Un mapa detallado de la distribución de unidades de alta porosidad combinado con la correlación de las unidades bioestratigráficas proporcionaron una poderosa herramienta en la planeación y dirección de la perforación con tubería flexible, sin embargo se requiere especificar biozonas establecidas a través del campo.

La perforación bajo balance al parecer ha mejorado la productividad del pozo comparado con los pozos perforados a condiciones de sobre balance. Sin embargo un problema es la estabilidad del agujero en una sección fracturada.

Conclusiones y Recomendaciones.

En los últimos años la Perforación Bajo Balance se ha convertido en una técnica indispensable en aquellas formaciones depresionadas o naturalmente fracturadas, donde la perforación convencional enfrenta diferentes problemas en forma simultánea como son; pérdidas totales de circulación, brotes, pegaduras por presión diferencial, atrapamiento de la sarta de perforación, descontrol subterráneo etc, lo que hace que la perforación convencional no sea viable tanto técnica como económicamente. Aunado a esto la disminución del daño a la formación durante la etapa de perforación, lo que permite incrementar la productividad de los pozos perforados mediante esta técnica.

Un factor fundamental en las operaciones de perforación bajo balance es la estabilidad del agujero, la cual determina el límite inferior de la presión del pozo, en algunos pozos se permite que la formación sufra un colapso ligero ya que el flujo turbulento en dos fases a través del anular permite una buena limpieza del agujero, sin embargo si se presenta un colapso masivo, éste puede ocasionar que la tubería quede atrapada e incluso ocasionar la pérdida del agujero.

Es importante destacar que para reducir el daño a la formación e incrementar la productividad de los pozos se requiere mantener las condiciones de bajo balance durante todo el tiempo que duren las operaciones de perforación. Cuando se perfora un pozo a condiciones de bajo balance con equipo convencional, por razones de seguridad, antes de realizar un viaje de la sarta, el pozo se mantiene bajo control primario, esto puede ocasionar que el fluido de perforación y los sólidos penetren a la formación.

El uso de un equipo de Tubería Flexible permite mantener las condiciones de bajo balance a lo largo de las actividades de perforación, ya que este equipo consiste de una sarta continua la cual, no requiere hacer conexiones permitiendo que prevalezca el bajo balance, además de reducir significativamente los tiempos de perforación (del 25 al 30% del tiempo total), en comparación con los equipos convencionales.

La perforación con tubería flexible tiene algunas ventajas sobre un equipo convencional como son:

- En locaciones con espacio reducido; en lugares remotos ó sitios cuyo espacio esta limitado, ofrece ciertos beneficios debido a que una unidad de tubería flexible es mas pequeña y fácil de ensamblar, que un equipo convencional. Típicamente requiere solo alrededor del 50% del espacio, en el sitio de la operación en comparación con el equipo convencional.
- Circulación continua; esto se debe a la naturaleza de la tubería flexible (tubería continua), lo que hace posible circular de forma continua cuando se esta perforando y también cuando se realizan viajes de la sarta, la ventaja de mantener una circulación continua, es que en general se reduce la necesidad de escariar, lo que permite mayor limpieza y mantener en mejores condiciones el agujero.

Conclusiones y Recomendaciones

- Reducción de los tiempos totales de perforación; se considera que mediante la aplicación de los equipos de tubería flexible, se tiene un ahorro aproximado del 25 al 30% en los tiempos, ya que no se requiere hacer conexiones.
- Mayor seguridad en pozos con alta presión y presencia de amargos; debido a que la superficie de la sarta de tubería flexible es continua y uniforme, junto con los mecanismos de la unidad de inyección, proporciona mayor seguridad en pozos con alta presión en el espacio anular.
- Mantener constante la presión de fondo.
- Minimizar el impacto ambiental; al ser una tubería continua se evitan los derrames de lodo y fluidos de la formación.
- Capacidad de hacer mediciones; el equipo de tubería flexible permite usar sin problemas una línea de acero interna para transmitir los datos del fondo del pozo, y realizar mediciones de telemetría, sin necesidad de interrumpir la perforación.

Sin embargo la perforación con tubería flexible aun tiene ciertas desventajas en comparación con los equipos convencionales por ejemplo:

- Agujeros de diámetro reducido; la mayoría de las operaciones con tubería flexible son realizadas con sarta de 2 [pg], o sartas más pequeñas considerando que el tamaño del agujero puede ser de 6.25 [pg] de diámetro. Esto puede resultar en altos gastos de bombeo y pérdidas por fricción en la sarta de tubería flexible.
- La incapacidad de rotar la tubería; esto puede exacerbar otros problemas de limpieza.
- La perforación, es una nueva aplicación de la tubería flexible.
- Los equipos de tubería flexible no pueden correr o jalar tuberías de revestimiento ó terminación; algunas de las condiciones adversas se deben a que generalmente se requiere de un equipo convencional pequeño para colocar la tubería de revestimiento superficial ó intermedia, y en algunos casos la tubería de producción. Esto por supuesto es una desventaja económica y logística, ya que se requiere trasladar dos equipos completos a la locación.
- Se requiere de motores de fondo y herramientas de orientación; algunos de los motores de fondo no operan bien con fluidos de dos fases (gas y liquido), además de ser herramientas caras.

Pese a esto la perforación bajo balance con tubería flexible, sigue siendo una alternativa muy importante, en la perforación de pozos someros, reentradas y pozos horizontales.

La perforación bajo balance con tubería flexible requiere de un diseño mas detallado, con el fin de aprovechar al máximo los beneficios de esta técnica, por lo cual no cualquier pozo puede ser candidato a ser perforado de esta forma. Se requiere:

- Recopilar y analizar datos de presión del yacimiento.
 - Determinar la estabilidad del agujero- fortaleza y tipo de formación vecina. Esto es de gran importancia en los casos donde la formación superior encontrada deba ser aislada.
 - Determinar la trayectoria del pozo.
 - Determinar el tamaño del agujero.
-

- Conocer la presión de poro.
- Caracterizar las propiedades químicas de los fluidos de formación y de perforación.
- El rango de presión de fondo ó la densidad equivalente de circulación deseada.
- El tiempo de exposición.
- Realizar un análisis beneficio/ costo.
- Especificar el tipo de terminación.
- Determinar las limitaciones de presión superficial.
- Definir los inconvenientes de la perforación costa fuera.

Se recomienda usar un simulador que permita predecir los resultados de presión, velocidad, remoción de recortes y calidad de la espuma en una operación y el programa de bombas. Este debe incluir el efecto de los movimientos de la tubería flexible, transporte de los recortes, flujo o pérdida de fluido hacia el yacimiento, y cambio en las condiciones de bombeo durante las operaciones. Basado en los resultados, todos los requerimientos y límites pueden ser verificados para toda la operación.

Es indispensable que las expectativas de las ganancias de la producción de un yacimiento y los beneficios esperados por la perforación de un pozo sean (por lo menos) suficientes para compensar los costos adicionales de la perforación bajo balance con tubería flexible.

Por lo cual es recomendable hacer un balance combinando los elementos positivos y negativos que afectan directamente los costos. Para permitir una comparación real con las técnicas convencionales, el costo actual de la perforación bajo balance deberá ser comparado con el costo de la perforación sobrebalance más los costos de las operaciones de limpieza.

Estos costos deben ser considerados contra los beneficios de producción esperados para tener un balance adecuado.

Un aspecto fundamental en cualquier operación de perforación con tubería flexible es la seguridad por lo cual se recomienda realizar un plan de contingencias, que garantice la seguridad de las operaciones, éste se debe dar a conocer a todas las personas involucradas en las actividades de perforación, entendiendo la responsabilidad que tienen con respecto de la seguridad.

Con base en la experiencia que se ha tenido en algunos campos de Canadá, Mar del Norte, Estados Unidos, se ha demostrado que la perforación de secciones horizontales, con tubería flexible a condiciones de bajo balance es técnicamente factible, esta técnica ha mejorado la productividad de los pozos que han sido perforados bajo estas condiciones. Sin embargo se han presentado problemas con la estabilidad del agujero, en algunas secciones fracturadas o no consolidadas.

Conforme se tenga mayor experiencia, en la aplicación de dicha técnica, los proyectos futuros deberán ser mas efectivos que costosos, al mejorar el manejo de barrenas y de ensambles de fondo, reducir los tiempos de espera, la perforación de pozos múltiples podría ayudar a reducir los costos de trasportación y de renta de equipos, entre otros.

Bibliografía.

1. Unidad de perforación y mantenimiento pozos, "Un Siglo de la perforación en México", Tomo IX, Técnicas Especiales de Perforación, PEMEX Exploración y Producción, 2000.
 2. William Rehm, Greg Chitty, Don Purvis; "Underbalanced Drilling", Petroleum Technology Transfer Council, 2001.
 3. Yáñez M. Maclovio, Valenzuela J. Martin, "Tecominoacán 408: First Underbalanced Drilling Application in México"; Society of Petroleum Engineers, 1996.
 4. Torres Gracia Marcela; "Consideraciones Técnico Económicas Para La Aplicación de Las Técnicas de Perforación Bajo Balance"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM; 2001.
 5. García Jiménez Carlos Alberto; "Perforación del pozo Sen 65 con la Técnica de Bajo Balance"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM; 1997
 6. Hernández Mena Oswaldo, De la Rosa Acevedo Edgar Francisco, "Sistema para la simulación de la hidráulica en pozos perforados bajo balance, empleando aire, niebla o espuma", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 1998.
 7. Medley, George H et al, "Development and testing of underbalanced drilling products", 1995.
 8. Noel Monjure, "IADC-UBO Committee Classification System for Underbalanced Wells", 2001.
 9. "Take Control of Reservoir Performance With Controlled Pressure Drilling"; Northland Energy, 2000.
 10. David Brown; "Geologist Skills Needed at Wellsite"; Downhole Geology, 2001
 11. Michael J. Tangedahl; "Well Control: Issues of Under Balanced Drilling", Society of Petroleum Engineers, 1996.
 12. Don M. Hannegan, Ron Divine; "Technologies Manage Well Pressures", The American Oil&Gas Reporter, 2001.
 13. P.L. Churcher, F.J. Yurkiw, R.F. Bietz, D.B Bennion; "Designing and Field Testing of Underbalanced Drilling Fluids to Limit Formation Damage: Examples from the Westeros Fiel, Canada"; PanCanadian Petroleum limited and Hycal Energy Research Limited, 2000.
 14. "Drilling and Intervention Services"; Weatherford, 2002.
 15. Shiyang Luo, Yingfeng Meng Hongmin Tang, "A New Drill-In Fluid Used for Successful Underbalanced drilling", Society of Petroleum Engineers, 2000.
 16. D.B. Bennion, F.B Thomas; "Underbalanced Drilling of Horizontal Wells: Does it Really"; Society of Petroleum Engineers, 1994
 17. Shifeng Tian, George H. Medley, Charles R.; "Optimizing Circulation While Drilling Underbalanced", Signa Engineering Corp, Houston Texas, USA, 2000.
 18. Unidad de perforación y mantenimiento pozos, "Un Siglo de la perforación en México", Tomo X, Servicios de Apoyo a la Perforación, PEMEX Exploración y Producción, 2000.
 19. Tipton, Steven; "World Oil's Coiled Tubing Handbook"; Gulf Publishing Company, 1993.
-

-
20. K.R Newman, D.A Newburn; "Coiled Tubing- Life Modeling"; Dowell Schlumberger, Society of Petroleum Engineer, 1991.
 21. Pineda Salas, Emilio; "Perforación de Pozos con Tubería flexible"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 1999.
 22. García Muñoz Norma Araceli; "Equipo y diseño de la Perforación de Pozos"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM; 1999.
 23. Amieva Villaseñor Maria del Pilar; "Identificación de las Operaciones de Terminación de Pozos, Caso Especifico proyecto Burgos"; Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2003.
 24. "Sound Coiled Tubing Drilling Practices"; U.S. Department of Energy Technology Laboratory, U.S. Department of the Interior Minerals Management Service, 2001.
 25. D. Brant Bennion; "UBD With CT Has Plusses, Minuses", Hycal Energy Research Laboratories Ltd, 1998.
 26. D.B. Bennion, F.B. Thomas, R.F. Bietz, A.K.M. Jamaluddin, "Coiled Tubing- The Future of Underbalanced Drilling?", Hycal Energy Research Laboratories Ltd, 1997.
 27. Hongren Gu, Ian C. Walton; "Designing Under and Near Balanced Coiled Tubing Drilling Using Computer Simulations"; Society of Petroleum Engineers, Schlumberger Dowell, 1996.
 28. R. Cox, P Mclellan, S. Snippa; "Considerations for Drilling of Build Sections with Coiled Tubing"; Canadian Fracmaster Ltd, Smith International Canada Ltd, Society of Petroleum Engineers, 1997.
 29. Richard Luht, Scott Tinkham; "Coiled Tubing Drilling Tackles Well Extensions, Sidetracks And Underbalanced Projects", The American Oil & Gas Reporter, Schlumberger, 2003
 30. "Underbalanced Drilling"; Alberta Energy, 1994
 31. Lamar L. Gantt, Erin M. Oba; "Coiled Tubing on the Alaskan North Slope"; ARCO Alaska Inc, Anchorage, Alaska, USA, 1997.
 32. Rolv Rommetveit, E.H. Vefring, Zhihua Wang; "A Dynamic Model for Underbalanced Drilling With Coiled Tubing", Society of Petroleum Engineers, 1995.
 33. "Critical Sour Underbalanced Drilling"; Alberta Recommended Practices.
 34. Alexander Sas-Jaworsky, "Coiled tubing operations and services", Conoco Inc., Houston.
 35. A.B. Ramos Jr., Michael G. Chaffin, K.H. Pulls; "Horizontal Slim-Hole Drilling With Coiled Tubing: An Operator's Experience", Society of Petroleum Engineers, 1997.
 36. Rob Cox, "Information Bulletin To Ikota Membership Regarding Upcoming Regulatory Changes", Ikota Regulatory Liaison, 2000.
 37. Jim MacArthur; "Coiled tubing provides adavantages for UB operations", BJ Services Company, 2003
 38. "Coiled Tubing Drilling Bottom Hole Assembly"; Baker Oil Tools, 2003.
 39. "Coiled Tubing Drilling"; Schlumberger, 2003.
 40. "Core Bit Selection Guide", Baker Hughes, 2003
 41. John V. McCallister, Kerima L. Haddad, Robert Keenan; "Underbalanced Coiled-Tubing Drilling in a Thin Gas Storage Reservoir: A Case Study", Columbia Gas Transmission, Society of Petroleum Engineers, 2001.
-

-
42. Philip Wodka, Henrik Tirsgaard, C.J. Adamsen, A.P. Damgaard; "Underbalanced Coiled Tubing Drilled Horizontal Well in the North Sea"; Maersk Olie Og Gas AS, Society of Petroleum Engineers.
 43. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos; " Programa básico de seguridad *RIG PASS*"; PEMEX, 2002