



Universidad Surcolombiana

**MANUAL TECNICO DE PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS PARA  
UNA PERFORACIÓN BAJO BALANCE**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2007**



Universidad Surcolombiana

**MANUAL TECNICO DE PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS PARA  
UNA PERFORACIÓN BAJO BALANCE**

**ANGELA PATRICIA ORTIZ MADURO  
MARILUZ ARIAS ZAPATA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos.**

**Director:**

**WILLIAM PERDOMO.  
Ingeniero Especialista en UBD**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2007**



## Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

7

Neiva, 2007



## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Al ingeniero **WILLIAM PERDOMO** por toda su dirección, colaboración, orientación y apoyo en los aspectos técnicos y operativos del trabajo.

Al ingeniero **CARLOS SALCEDO** por sus aportes fotográficos que permitieron la elaboración de este trabajo.

Al geólogo **ROBERTO VARGAS** por su aporte teórico.

A los ingenieros **LUIS HUMBERTO ORDUZ y JEYSON CAMPO** por ser los evaluadores de este proyecto y por sus aportes para la culminación de este propósito.

A la Universidad Surcolombiana, por ser nuestra Alma Mater.



## DEDICATORIA

A Dios que me dio las fuerzas necesarias para superar los obstáculos y poder afrontar los retos sin mirar hacia atrás.  
A mis padres Mariela y Roberto que siempre han estado a mi lado, brindándome su apoyo y comprensión incondicional.....Gracias a sus consejos, enseñanzas, regaños les debo todo lo que soy.  
A mis hermanas Andrea y Mabel, que me han servido como guía y apoyo en este corto camino que he recorrido.  
A mis sobrinos Sara y Santiago, que son la mejor motivación para seguir adelante y luchar por lo que quiero.  
Y como olvidar a Simón, con su compañía y cariño, alegra cada momento a su lado.  
Sin dejar a un lado a mis amigos, que me han brindado lo mejor de ellos a través de los experiencias que hemos compartido, dejando un muy grato recuerdo de esta etapa de mi vida que culmina aquí.

**M@ry Luz Arias Zapata**

Durante mi vida espero tener muchos retos para poder alcanzarlos y crecer a nivel personal y profesional; con la culminación de este ciclo estoy cumpliendo uno de los más grandes retos, el que va a direccionar el resto de mi vida.  
Quiero por eso agradecer y compartir este logro con mi mami, porque gracias a su buen ejemplo y tenacidad se ha hecho posible que ahora sea mejor persona y que sea una profesional.  
A mi abuelita linda, que siempre tubo las palabras justas y para darme ánimo y fortaleza desde la distancia.  
A la persona que aunque ahora no esta conmigo, me acompañó durante todo este proceso, para vivirlo de la mejor manera, con las mejores experiencias y el mas grande cariño.  
A mis amigos por compartir la academia y los fines de semana, son la locura. Un beso para todos y gracias por aguantarme, yo se que no es del todo fácil.

***Angelita Maduro***



## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1. PRESIÓN DE FORMACIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1.1 Presión normal de poro de formación:.....	1
1.1.2 Presión de poro subnormal de formación: .....	2
1.1.3 Presión de poro anormal: .....	2
<b>1.2. PRESIÓN HIDROSTÁTICA</b> .....	<b>5</b>
<b>1.3. PRESIÓN DIFERENCIAL</b> .....	<b>5</b>
<b>1.4. ESFUERZO DE SOBRECARGA</b> .....	<b>6</b>
<b>1.5. GRADIENTE DE PRESIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>1.6. PERDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN / PRESIÓN DE CIRCULACIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>1.7. DENSIDAD EQUIVALENTE</b> .....	<b>7</b>
<b>1.8. DENSIDAD DE CIRCULACIÓN EQUIVALENTE (ECD):</b> .....	<b>8</b>
<b>2. GENERALIDADES</b> .....	<b>9</b>
<b>2.1. RESEÑA HISTORICA</b> .....	<b>9</b>
<b>2.2. ¿QUÉ ES PERFORACIÓN BAJO BALANCE?</b> .....	<b>11</b>
<b>2.3. ¿POR QUÉ PERFORAR BAJO BALANCE UBD?</b> .....	<b>12</b>
<b>2.4. BENEFICIOS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</b> .....	<b>12</b>
2.4.1 Incremento de la velocidad de penetración .....	12
2.4.2 Incremento en la vida útil de la broca: .....	13
2.4.3 Producción temprana e incremento en la producción:.....	13
2.4.4 Reducción del daño a la formación: .....	14
2.4.5 Mínimas pérdidas de circulación: .....	14
2.4.6 Eliminación de los problemas de perforación .....	15
2.4.7 Reducción de los	



efectos ambientales:	17
<b>2.5. DESVENTAJAS DE LA PERFORACION BAJOBALANCE.....</b>	<b>17</b>
2.5.1 Inestabilidad del pozo .....	17
2.5.2 Influjos de agua: .....	18
2.5.3 Corrosión: .....	19
2.5.4 Fuego en fondo: .....	19
2.5.5 Factores económicos: .....	20
2.5.6 Equipo de perforación direccional.....	20
2.5.7 Excesiva producción de hidrocarburos durante la UBD: ..	20
2.5.8 Vibraciones de la sarta y ensamble de fondo:.....	21
<b>2.6. PROBLEMAS DE LA PERFORACIÓN.....</b>	<b>21</b>
2.6.1 Anillos de lodo:.....	21
2.6.2 Depósitos flotantes: .....	21
2.6.3 Pozo apretado:.....	21
2.6.4 Formaciones goteando: .....	21
<b>3. TECNICAS UTILIZADAS EN LA PERFORACION BAJO BALANCE.....</b>	<b>22</b>
<b>3.1. PERFORACIÓN CON GAS NATURAL .....</b>	<b>23</b>
3.1.1 Criterios de selección de pozos candidatos .....	23
3.1.2 Ventajas.....	23
3.1.3 Desventajas.....	24
<b>3.2. PERFORACIÓN CON AIRE SECO.....</b>	<b>24</b>
3.2.1 Criterios de selección de pozos candidatos .....	25
3.2.2 Ventajas.....	25
3.2.3 Desventajas.....	26
<b>3.3. PERFORACIÓN CON NITRÓGENO.....</b>	<b>26</b>
3.3.1 Criterios de selección de pozos candidatos .....	27
3.3.2 Ventajas.....	27
3.3.3 Desventajas.....	28
<b>3.4. PERFORACIÓN CON AIRE HÚMEDO O NIEBLA.....</b>	<b>28</b>
3.4.1 Descripción de la niebla:.....	30
3.4.2 Criterios de selección de pozos candidatos .....	31
3.4.3 Ventajas:.....	31
3.4.4 Desventajas.....	31
<b>3.5. PERFORACIÓN CON ESPUMA.....</b>	<b>31</b>
3.5.1 Descripción de la espuma .....	33
3.5.2 Clasificación de las espumas.....	33
3.5.3 Criterios de selección de pozos candidatos .....	34
3.5.4 Ventajas.....	34
3.5.5 Desventajas.....	35
<b>3.6. PERFORACIÓN CON FLUIDOS GASIFICADOS.....</b>	<b>35</b>
3.6.1 Descripción del fluido de perforación .....	37
3.6.2 Fases del fluido de perforación: .....	37
3.6.3 Limitaciones: .....	38
3.6.4 Criterios de selección de pozos candidatos:.....	38
3.6.5 Ventajas.....	38
3.6.6 Desventajas.....	39



3.7. PERFORACIÓN CON FLUIDOS LÍQUIDOS (FLUJO CONTROLADO) .....	39
4. EQUIPOS PARA PERFORACION BAJO BALANCE .....	41
4.1 EQUIPO DE COMPRESIÓN E INYECCIÓN PARA FLUIDOS NEUMATICOS .....	43
4.1.1 Línea de suministro de gas natural: .....	43
4.1.2 Compresores .....	43
4.1.3 Booster:.....	43
4.1.3 Sistema de generación de nitrógeno por membrana .....	44
4.1.4 Equipo para suministro de nitrógeno criogénico:.....	45
4.1.5 Choque ajustable: .....	45
4.1.6 Bombas de niebla y espuma .....	46
4.1.7 Bombas dosificadoras de químicos .....	46
4.1.8 Manifold:.....	46
4.1.9 By-pass de la línea de inyección.....	46
4.1.10 Línea de descarga del stand pipe .....	47
4.2 EQUIPO DE INYECCION PARA FLUIDOS GASIFICADOS .....	47
4.2.1 Métodos de inyección:.....	47
4.2.2 Sustitutos de circulación. (Jets Sub): .....	50
4.3 EQUIPO DE FONDO.....	51
4.3.1 Brocas: .....	51
4.3.2 Sarta de perforación y BHA:.....	51
4.3.3 Válvulas flotadoras: .....	52
4.4 EQUIPO DE RETORNO.....	53
4.4.1 Detectores de gas: .....	55
4.4.2 Quemador: .....	56
4.5 EQUIPO DE RETORNO PARA FLUIDOS NEUMATICOS .....	56
4.5.1 Línea de descarga principal: .....	56
4.5.2 Piscina de residuos:.....	56
4.5.3 Atrapa muestras: .....	56
4.5.4 Piscinas de tratamiento: .....	57
4.6 EQUIPO DE RETORNO PARA EL MANEJO DE FLUIDOS GASIFICADOS .....	57
4.6.1 Manifold de estrangulación:.....	57
4.6.2 Separadores:.....	60
4.7 EQUIPOS PARA OPERACIONES ESPECIALES .....	63
4.7.1 Unidades de snubbing:.....	63
4.7.2 Equipo de tubería flexible:.....	64
4.7.3 Perforación con martillos neumáticos .....	65
5. EVALUACION DE RIESGOS.....	66
5.1 CLASIFICACIÓN IADC (ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE CONTRATISTAS DE PERFORACIÓN).....	66
5.1.1 Clasificación por el tipo de aplicación .....	66
5.1.2 Clasificación por el riesgo .....	67
5.2 METODOLOGÍAS HAZOP & HAZID .....	67
5.2.1 Estudios de riesgo y operabilidad (Hazop): .....	68



5.2.2	¿Porqué y cuando conviene hacer un estudio de HAZOP?	68
5.2.3	Ventajas o beneficios de la aplicación de HAZOP	69
5.3	METODOLOGÍA HAZID	69
5.3.1	Ventajas o beneficios de la aplicación de HAZID	71
5.3.2	Niveles de riesgo	71
6	PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA LA PERFORACION CERCA/BAJO BALANCE	76
6.1	PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN Y PRUEBA DEL CABEZAL ROTATIVO	76
6.2	PROCEDIMIENTO PRUEBA DEL CHOKE MANIFOLD DE BAJO BALANCE Y SEPARADOR DE BAJO BALANCE	76
6.3	PROCEDIMIENTO DE PRUEBA HIDRAULICA DE LAS LINEAS DE 2000; 4000 PSI Y EL EQUIPO DE INYECCIÓN DE N <sub>2</sub>	77
6.4	PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DEL ENSAMBLAJE DE RODAMIENTOS Y SELLOS DEL CABEZAL ROTATIVO	77
6.5	MANEJO DEL FLUJO DE RETORNO DEL POZO EN SUPERFICIE	78
6.6	PROCEDIMIENTO PARA CAMBIO DE GOMAS CON PRESION EN CABEZA DE POZO	79
	Procedimiento de contingencia	80
6.7	PROCEDIMIENTO PARA CONEXIONES	80
6.7.1	Sistema de Flow Drilling, sin inyección de Nitrógeno pero con influjo de gas de formación.	80
6.7.2	Inyección de Nitrógeno a través de la sarta de perforación:	81
6.8	PROCEDIMIENTO PARA SACAR TUBERIA	81
6.8.1	Viaje corto con pozo cerrado	82
6.8.2	Viaje corto con circulación a través de la broca	83
6.8.3	Viaje corto con circulación a través de la línea de matado	83
6.9	PROCEDIMIENTO PARA METER TUBERÍA	83
6.10	PROCEDIMIENTO PARA TOMA DE REGISTROS ELECTRICOS	83
6.11	PROCEDIMIENTO PARA CORRER Y CEMENTAR EL LINER	83
6.12	PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA PERFORACIÓN EN CONDICION CERCA AL BALANCE CON FLUIDO NITROGENADO	84
6.13	PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZO	85
6.14	PROCEDIMIENTO PARA EL RETORNO A LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL	86
6.15	PROCEDIMIENTOS ESPECIALES EQUIPO DE SUPERFICIE	87
7	PROGRAMA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE SECCIONES DE 8 1/2" Y 6 1/2" OASIS 084-CAMPO DUNA	91
	CONCLUSIONES	124
	BIBLIOGRAFIA	126



## LISTA DE ILUSTRACIONES

	<b>Pág.</b>
• Ilustración 1: “(Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 4.....1	1
• Ilustración 2: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 13.....2	2
• Ilustración 3: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 14.....3	3
• Ilustración 4: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 15.....3	3
• Ilustración 5: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 16.....4	4
• Ilustración 6: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 17.....4	4
• Ilustración 7: (Fuente: www.wellcontrol.com).....5	5
• Ilustración 8: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 23.....7	7
• Ilustración 9: (Fuente: www.wellcontrol.com)..... 8	8
• Ilustración 10: (Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 1, Pág. 6...11	11
• Ilustración 11: (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 1, Pág.12...15	15
• Ilustración 12: (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 1, Pág. 13.16	16
• Ilustración 13: (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 2, Pág. 20.22	22
• Ilustración 14: Perforación con gas natural / Artículo XII COLAPER; Pág. 6.....23	23
• Ilustración 15: Perforación con Aire / Artículo XII COLAPER; Pág. 4.....24	24
• Ilustración 16: Perforación con nitrógeno Artículo XII COLAPER; Pág. 5.....26	26
• Ilustración 17: Perforación con niebla / Artículo XII COLAPER; Pág. 6.....28	28
• Ilustración 18: Perforación con espuma / Artículo XII COLAPER; Pág. 7.....32	32
• Ilustración 19: Perforación con líquidos gasificados / Artículo XII COLAPER; Pág. 8.....35	35
• Ilustración 20: “Transporte de cortes con fluidos gasificados” (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 2, Pág. 28.....36	36



- Ilustración 21: Perforación con líquidos gasificados / Fuente: Artículo XII COLAPER; Pág. 9.....39
- Ilustración 22: Sistema de control para perforación Bajo Balance (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Capítulo 4 / Pág. 46.....41
- Ilustración 23: Compresor de tornillo rotatorio. (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Capítulo 4 / Pág. 49.....43
- Ilustración 24: Booster. Compresor elevador de presión. (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capítulo 4 / Pág. 50).....44
- Ilustración 25: Equipo de generación de Nitrógeno tipo membrana (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capítulo 4 / Pág. 50).....45
- Ilustración 26: bomba de Niebla y Espuma (Fuente: Técnicas de perforación con fluidos Livianos UA; Capítulo 2 / Pág. 66).....46
- Ilustración 27: Método de Inyección a través de sarta parásita (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 37).....47
- Ilustración 28: Método de Inyección a través de revestimiento concéntrico (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 38).....48
- Ilustración 29: Método de Inyección a través de sarta de perforación (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 39).....49
- Ilustración 30: Dinámica del equipo Jet Sub (Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 40).....50
- Ilustración 31: Brocas (Fuente: [www.wellcontrol.com](http://www.wellcontrol.com)).....51
- Ilustración 32: Válvula de contra presión tipo charnela (fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 41).....52
- Ilustración 33: Válvula de Contra presión tipo recuperable (fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 41).....52
- Ilustración 34: Cabezal rotatorio (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 4 / Pág. 47).....54
- Ilustración 35: línea de descarga principal (Fuente: Técnicas de perforación con fluidos Livianos UA; Capítulo 2 / Pág. 72).....56
- Ilustración 36: Atrapa muestras (fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 4 / Pág. 54).....57
- Ilustración 37: Estrangulador hidráulico ECC Ultraflow (Fuente: Brochure “Ensamblajes de Estrangulación” Weatherford).....58



- Ilustración 38: Ensamble de estrangulación 4 1/16" de tres vías & 5000 psi (Fuente: Brochure "Ensamblados de Estrangulación" Weatherford).....58
- Ilustración 39: Estrangulador Hidráulico Cameron CC40ES (Fuente: Brochure "Ensamblados de Estrangulación" Weatherford).....59
- Ilustración 40: Ensamble de estrangulación tres vías, línea central 6" con líneas laterales de 4" & 5000/3600 psi (Fuente: Brochure "Ensamblados de Estrangulación" Weatherford).....59
- Ilustración 41: Separador vertical de baja presión. (Fuente: Colaper de México, 2000, página 15).....61
- Ilustración 42: Esquema del interior de un separador cerrado horizontal, del tipo denominado "de cuatro fases". (Fuente: Colaper de México, 2000, página 15).....62
- Ilustración 43: Equipo de separación vertical en dos etapas. (Fuente: Colaper de México, 2000, página 16).....63
- Ilustración 44: Unidad de Snubbing (equipo de empuje de tubería) (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág.34).....63
- Ilustración 45: Equipo de tubería flexible (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capítulo 2 / Pág. 35).....64
- Ilustración 46: Broca de Percusión (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capítulo 2 / Pág. 36).....65
- Ilustración 47: DISEÑO MECANICO PROGRAMADO del POZO Oasis 084 (Fuente: Well Planning de un pozo real).....97
- Ilustración 48: Evaluación Preliminar de Riesgo de la sección de 8 1/2" (Fuente: Well Planning de un pozo real).....99
- Ilustración 49: Evaluación Preliminar de Riesgo de la sección de 6 1/2" (Fuente: Well Planning de un pozo real).....100
- Ilustración 50: presión de formación vs. ECD – MW (Fuente: Well Planning de un pozo real).....108
- Ilustración 51: Presión de formación y presión de fondo para CHP: 40 (Fuente: Well Planning de un pozo real).....109
- Ilustración 52 velocidades dentro de la tubería y en el anular para diferentes caudales de lodo (Fuente: Well Planning de un pozo real).....110
- Ilustración 53: caudales vs. Relación de Transporte de Cortes (Fuente: Well Planning de un pozo real).....111
- Ilustración 54: Inyección de Nitrógeno vs. Bombeo de lodo (Fuente: Well Planning de un pozo real).....112
- Ilustración 55: Ventana Operacional de la inyección de Nitrógeno vs. Bombeo de lodo (Fuente: Well Planning de un pozo real).....114
- Ilustración 56: Relación de transporte de cortes para los caudales considerados (Fuente: Well Planning de un pozo real).....115



- Ilustración 57: presiones para cobra y cascabel vs. ECD y MW  
(Fuente: Well Planning de un pozo real).....118



## LISTA DE TABLAS

- Tabla 1: Clasificación según la Presión Diferencial
- Tabla 2: Reseña histórica de los eventos que han promovido la técnica de perforación Bajo Balance
- Tabla 3: Artículo XII COLAPER
- Tabla 4: Características de los Compresores de tornillo rotatorio (Fuente: Presentación UBD Weatherford 2005)
- Tabla 5 : Características de los booster
- Tabla 6: Características de los sistemas de generación de nitrógeno por membrana
- Tabla 7: Equipos que se necesitan para hacer el arreglo en superficie
- Tabla 8: Rangos de operación y de generación de los equipos de generación de N<sub>2</sub>
- Tabla 9: Arreglo típico de BHA
- Tabla 10: Características técnicas y operacionales de cabezales
- Tabla 11: Características operacionales y técnicas de los preventores
- Tabla 12: Características operacionales del separador vertical de tres fases
- Tabla 13: Características de los accesorios del separador vertical de tres fases
- Tabla 14: Características Operacionales de los sistemas de separación cerrados de baja presión
- Tabla 15: Clasificación por el riesgo según la asociación internacional de contratistas de perforación
- Tabla 16: Características de un estudio HAZOP
- Tabla 17: Diagrama de Flujo del HAZID
- Tabla 18: Consecuencias
- Tabla 19: Probabilidades
- Tabla 20: Matriz de Nivel de Riesgo
- Tabla 21: Criterio de Aceptabilidad
- Tabla 22: Medidas de Reducción de Riesgos
- Tabla 23: Condiciones de Iso equipos durante un viaje con pozo cerrado.
- Tabla 24: Problemas potenciales en perforación Bajo Balance
- Tabla 25: Información general del pozo Oasis 084
- Tabla 26: Topes Formacionales y Presiones estimados. Secciones 8 ½" & 6 ½"
- Tabla 27: Matriz de control de flujo para perforación Bajo Balance
- Tabla 28 Propiedades de los fluidos en la Sección de 8 ½"
- Tabla 29 Propiedades de los fluidos en la Sección de 6 ½"
- Tabla 30: Propiedades de la fase gaseosa para el pozo Oasis 084
- Tabla 31: BHA para la sección de 8 ½"



- Tabla 32: BHA para la sección de 8 ½”
- Tabla 33: Información básica de la sección de 8 ½” – Formación Cascabel
- Tabla 34: Información de Sección de 6 ½” – Formación Cobra
- Tabla 35: Parámetros básicos para la perforación de Sección de 6 ½” – Formación Cobra
- Tabla 36: Identificación de riesgos Hazid (Fuente: Well Planning de un pozo real)



## MANUAL TECNICO DE PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS PARA UNA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

### RESUMEN

La tecnología de perforación Bajo Balance ha evolucionado uniformemente desde las operaciones con sistemas de flujo abierto mientras se perforaba, que han sido usadas por muchos años en todo el mundo. En los últimos diez años han surgido muchos requerimientos operacionales, de yacimiento y ambientales dando como resultado la necesidad de diseñar un sistema parcialmente cerrado de perforación Bajo Balance. Actualmente, la gran demanda por equipo y servicio, ha dado como resultado el diseño de paquetes versátiles de perforación Bajo Balance que pueden ser empleados en tierra o plataformas marinas, en climas calientes o fríos, húmedos o secos, etc.

Al decidir perforar Bajo Balance, se que darse una especial atención al hecho tener el pozo vivo, fluyendo hidrocarburos a superficie mientras se esta perforando.

Para asegurar el éxito, se requiere antes de la perforación, un planeamiento operacional y de ingeniería para confirmar que el yacimiento, la locación, el equipo y las facilidades estén disponibles y cumplan con los requerimientos exigidos para lograr completamente el programa de Bajo Balance.

**"The Canadian Energy Resources Conservation Board"**; Define la Perforación Bajo Balance ("Underbalanced Drilling" UBD) de la siguiente manera:

*"Se considera una operación de Perforación Bajo balance (UBD), cuando la cabeza hidrostática del fluido con que se perfora esta diseñada intencionalmente para ser más baja que la presión de la formación a perforar"*.

En principio, los mejores candidatos para realizar una perforación Bajo Balance (UBD), son aquellos destinados a drenar yacimientos depletados o de baja presión, que de otra manera no podrían ser perforados o representarían altos costos, en trabajos adicionales de limpieza, fracturamiento y además, con el objetivo de obtener un buen retorno de la permeabilidad y hacerlos pozos económicamente rentables. Pero esta no es la única condición en la que trabajos Bajo Balance, pueden ser realizados,



esta técnica puede ser incluso utilizada en yacimientos con buen nivel de presión, en trabajos de reacondicionamiento de pozos, en la solución de problemas operativos como pérdidas severas de circulación, baja ROP, alta tendencia a la desviación natural de un pozo, etc. En pozos exploratorios, donde muchas veces hay incertidumbre acerca de las presiones del yacimiento, el equipo puede estar listo y ser utilizado tanto para llevar una perforación Bajo Balance (UBD), como para resolver problemas operativos, indiferentemente cual sea la decisión que tome la compañía operadora en su momento o durante la planeación del pozo.

El desarrollo del manual se realizó teniendo en cuenta el orden en el que se planea una perforación Bajo Balance y de tal manera que el lector inicie el documento con los fundamentos básicos de presiones, para luego explicar el contenido de las diferentes técnicas, equipos, procedimientos.

El documento cuenta con un aporte muy importante a nivel de experiencia pues incluye como un capítulo, la planeación de un pozo perforado exitosamente Bajo Balance con la técnica de lodo nitrogenado, lo llamamos Oasis 084 para asegurarnos de la confidencialidad de los datos descritos.

Finalmente el manual se plantea como un documento de consulta, pero dado el carácter experimental que se incluye, se puede considerar un documento de tipo operativo y de libre consulta para el sector petrolero.



## MANUAL TECNICO DE PROCEDIMIENTOS Y EQUIPOS PARA UNA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

### ABSTRACT

The Under Balanced drilling technology has evolved uniformly since operations systems open flow while drilling, which have been used for many years around the world. In The past decade have emerged many operational requirements, reservoir and environmental resulting in the need to design a system partially closed Under Balanced drilling. Currently, the high demand for equipment and services, has resulted in the design of Under Balanced drilling packages versatile that can be used on land or offshore, in hot climates or cold, wet or dry, and so on.

By deciding to under balanced drill, which was given special attention to the fact have the alive well, flowing hydrocarbons to surface while drilling this.

To ensure success, is required before drilling, operational planning and engineering to confirm that the reservoir, the location, equipment and facilities available and to comply with the requirements for achieving complete the under balance program.

"The Canadian Energy Resources Conservation Board"; Sets Under Balanced Drilling ("Under balanced Drilling" UBD) as follows:

*"It is considered an operation Under Balanced Drilling (UBD), when the hydrostatic head of the drilling fluid that is designed intentionally to be lower than reservoir pressure to drill."*

In the beginning, the best candidates to perform a Under Balanced Drilling (UBD), are those designed to drain reservoirs low pressure, which otherwise can not be drilled or represent high costs, additional work cleaning, and further fracturing, with the aim of obtaining a good return on the permeability wells and make them economically viable. But this is not the only condition in which work of under Balanced, can be carried out, this technique can even be used for reservoir with good pressure level, in works on renovating wells, in resolving operational problems as severe lost circulation, low ROP, high natural tendency to diversion of a well, and so on. In exploratory wells, where often there is uncertainty about the pressure of the reservoir, the team can be ready and be used both for a low Balance Drilling (UBD), to solve operational problems, regardless whatever decision taken by the Company operator at the time or during the planning of the well.



The development of the manual was made taking into account the order in which he plans to under balanced drill and so that the reader starts the document with the basics of pressure, and then explain the different techniques, equipment, procedures.

The paper has a very important contribution at the level of experience as included as a chapter, the planning of a well drilled successfully Under Balanced with the technical sludge nitrogen, we call Oasis 084 to ensure the confidentiality of the data described.

Finally, the manual was conceived as a consultation document, but given the experimental nature to be included, can be considered a type of operating and free consultation for the petroleum sector.



## INTRODUCCIÓN

El siguiente manual técnico recopila de forma ordenada y especifica los procedimientos, equipos y técnicas utilizadas para el desarrollo de una perforación Bajo Balance y además cuenta con el desarrollo de un proyecto real, al cual se le han hecho los cambios de identidad pertinentes por privacidad de la información de la empresa operadora y la empresa prestadora del servicio UBD.

A través del desarrollo del siguiente manual se pueden encontrar una matriz secuencial del proceso de perforación, en la cual se inicia con un repaso a los conceptos fundamentales y generalidades, se desenvuelven los conceptos de las técnicas desarrolladas y los equipos que requiere cada técnica, seguidamente se ilustra el ejercicio real de una planeación y finaliza con los procedimientos más comunes adelantados en un proyecto de perforación Bajo Balance.

El documento propuesto cuenta con la asesoría y el material de campo necesario que le brinda el soporte a nivel investigativo y experimental que se requiere para poder ser consultado y ser tenido en cuenta a la hora realizar una consulta académica o a nivel operativo.



## 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

### 1.1. PRESIÓN DE FORMACIÓN

Es la presión de los fluidos dentro de los espacios porosos de la roca reservorio. Durante la perforación de un pozo muchos tipos de formación son encontrados, por ejemplo lutitas, calizas, areniscas entre otros. Estas formaciones contienen aperturas llamadas espacios porosos, de las cuales muchas contienen fluidos del pozo como gas, agua o aceites, éstos fluidos están presurizados por causa del peso de la sobrecarga (Capas de rocas suprayacentes) y otras fuerzas geológicas las cuales ejercen presión en los granos y los poros con fluidos de la roca reservorio.

Los granos son el elemento sólido o roca, y los poros son los espacios entre estos granos. Si los fluidos tienen libertad para moverse y pueden escapar, los granos pierden parte de su soporte y se aproximan entre si; Este proceso se denomina *Compactación*.

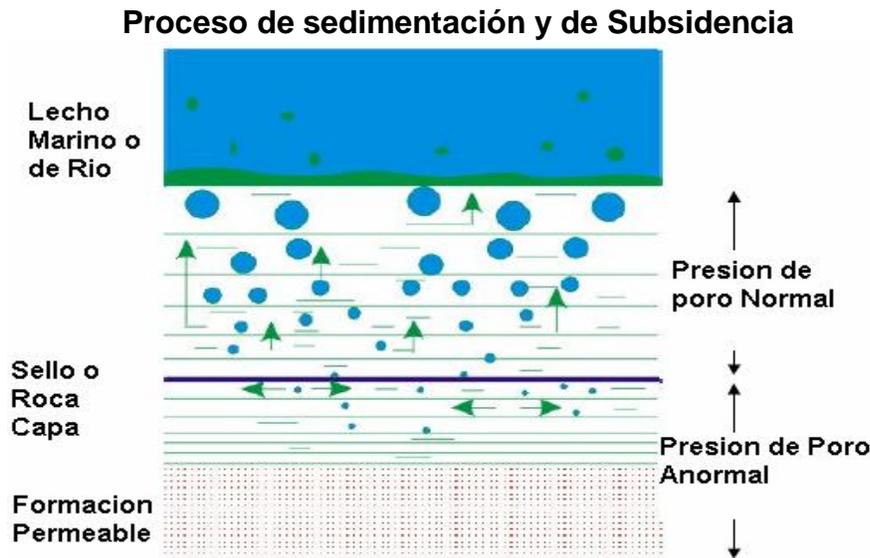


Ilustración 1: “(Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 4

**1.1.1 Presión normal de poro de formación:** Es igual a la presión hidrostática de una columna de agua que se extiende desde la superficie hasta la formación de interés en el subsuelo. Por consiguiente, el gradiente de presión normal en cualquier área será igual al gradiente de presión hidrostática del agua que ocupa los espacios porosos de las formaciones en esa área. Generalmente, ya que el agua presente es de naturaleza marina, la presión normal está referida a una columna de agua salada.



El gradiente de presión de los fluidos nativos generalmente fluctúa entre 0.433 psi/ft y 0.465 psi/ft, y varía de acuerdo con la región geológica. En las formaciones con presión normal la mayor parte de la sobrecarga es soportada por los granos que conforman la roca.

**1.1.2 Presión de poro subnormal de formación:** Las formaciones con presiones subnormales tienen gradientes menores que los del agua dulce, o menores que 0.433 psi/pie (0.0979 bar/m). Estas se deben principalmente a fallas más que a la erosión o depositación.

**1.1.3 Presión de poro anormal:** También se conoce como sobre presión, y algunas veces geopresión y se define como una presión de poro mayor que la normal.

Cuando se desarrollan presiones anormales, durante la fase de la compactación, el movimiento de los fluidos de los poros es restringido o paralizado. La presión en los poros aumenta, generalmente excediendo 0.465 psi/pie (0.1052 bar/m). El resultado causado por un incremento de sobrecarga, hace que ésta sea soportada parcialmente por los fluidos porales más que por los granos de la roca.

Entre las causas para la existencia de presiones anormales encontramos:

**Lechos de sal:** Sirven como mecanismo de sello. Cuando la sal se deposita y se entierra, ésta forma una barrera natural contra la migración hacia arriba del fluido. Sin embargo, cuando la sal está expuesta a condiciones extremas de presión y de temperatura, ésta se convierte en pseudoplástica y da un poco de soporte a las formaciones sobre-puestas. En consecuencia ésta transmite más sobrecarga a las formaciones permeables que se encuentran por debajo.

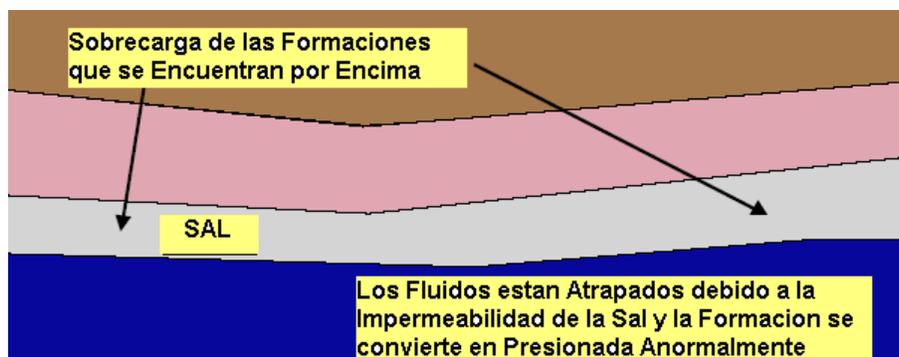


Ilustración 2: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 13



**Erosión y levantamiento:** En casos de erosión activa durante un largo periodo de tiempo o de un movimiento hacia arriba donde se ha levantado una formación debido a la actividad tectónica, aunque la presión de la formación no sea excesiva, para la profundidad a la que se encuentra la presión es anormal si los fluidos no se han escapado.

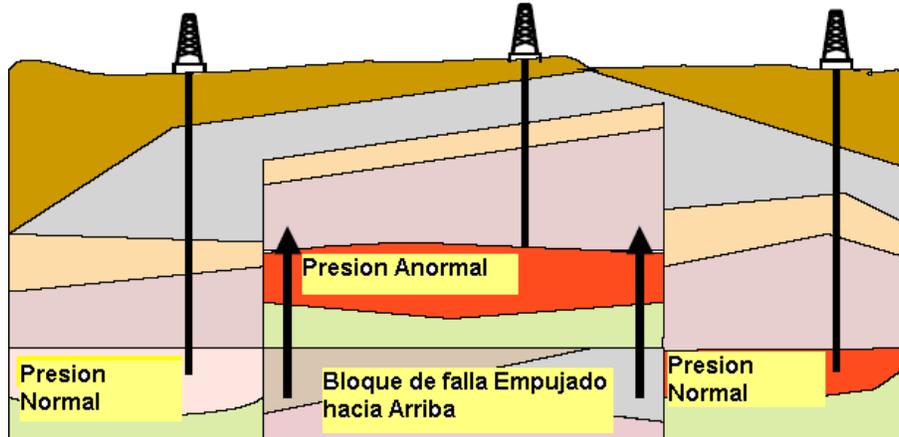


Ilustración 3: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 14

**Flujo artesiano:** El taladro de la izquierda, aunque está penetrando la misma formación, no encuentra presión anormal. Sin embargo, el taladro de la derecha, localizado en una elevación menor, encuentra la presión anormal debido a la diferencia de presión hidrostática entre el afloramiento de la formación y la locación y la profundidad que se penetró. Esto no es raro en áreas montañosas. Si bien, un sistema artesiano es generalmente asociado con estratos de agua dulce, éstos son conocidos como el principio de empuje para algunos campos someros.

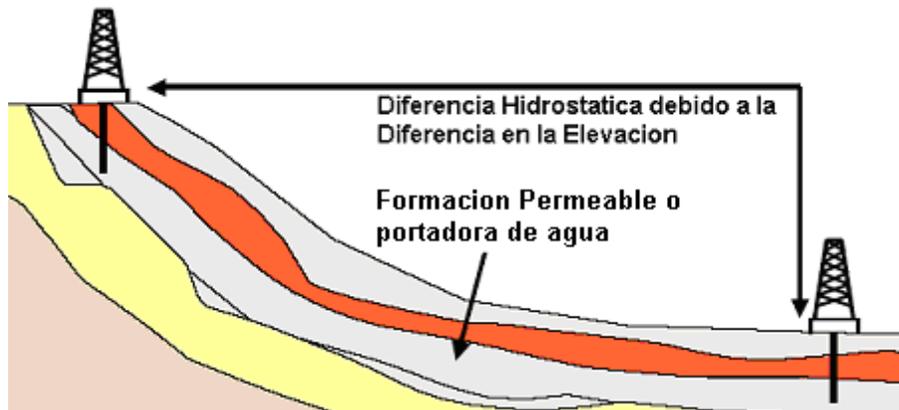


Ilustración 4: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 15



### Causas tectónicas:

- Causas compresionales: La compresión tectónica es una fuerza de compactación que se aplica horizontalmente en las formaciones del subsuelo y puede causar una presión anormal extrema.
- Diapirismo (sal y lutita): Es la penetración de una formación por una formación Subyacente menos densa. Los domos salinos y los volcanes de lodo son dos ejemplos de ello.

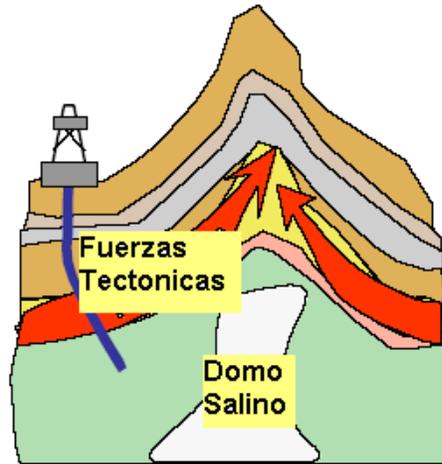


Ilustración 5: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 16

**Capa de gas:** El volumen de gas atrapado que se encuentra sobre un intervalo permeable puede contener no sólo gas sino también posiblemente crudo y/o agua, sin que haya segregación de fluidos según la densidad. Muchas veces ese gas es el mecanismo que ayuda producir el petróleo subyacente. La razón de la existencia de la presión anormal es la diferencia en las hidrostáticas naturales.

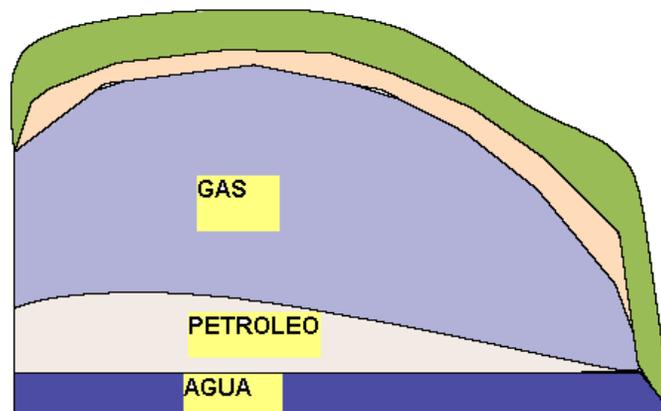


Ilustración 6: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 17



### 1.2. PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la presión total creada por el peso de una columna de fluido, actuando en cualquier punto dado en un pozo. Hidro significa agua, o fluido, que ejerce presión como agua, y Estática significa sin movimiento. Así presión hidrostática es la presión originada por la densidad y la altura de una columna estacionaria (sin movimiento) de fluido. La presión hidrostática puede ser calculada de un gradiente de presión a un punto determinado:

$$P_{Hidrostatica} = Gradiente\ de\ Presi\ on * Pr\ ofundidad$$

Ecuación 1

### 1.3. PRESIÓN DIFERENCIAL

Es La diferencia entre la presión de formación (PF) y la presión hidrostática en el fondo del pozo (PH). Esta se clasifica:

<b>Sobre Balanceada</b>	La presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es mayor que la presión de formación	PH>PF
<b>Bajo Balanceada</b>	La presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es menor que la presión de formación	PH<PF
<b>Balanceada</b>	La presión hidrostática ejercida sobre el fondo del pozo es igual a la presión de formación	PH=PF

Tabla 1: Clasificación según la Presión Diferencial

La mayoría de los pozos son perforados o reparados, en condiciones de balance o sobre balance. Si se está circulando o perforando, la fricción y los recortes contribuyen a una presión efectiva en el fondo del pozo.

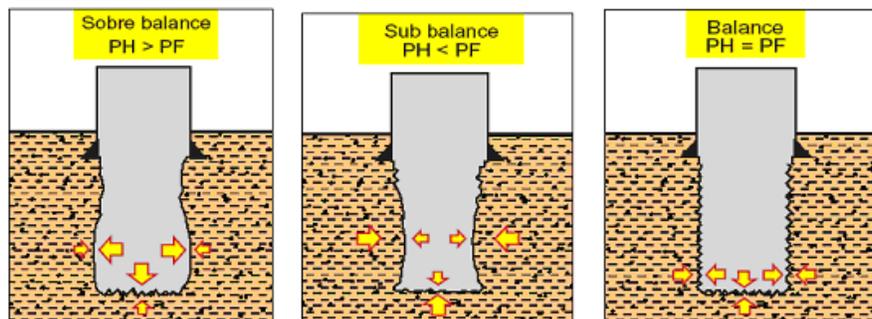


Ilustración 7: (Fuente: [www.wellcontrol.com](http://www.wellcontrol.com))



#### **1.4. ESFUERZO DE SOBRECARGA**

Esta definido como el esfuerzo generado por el peso de las capas superiores sobre la roca en la zona en consideración. En áreas geológicamente relajadas que tienen poca actividad tectónica, el gradiente de sobre-carga se asume como 1 psi/ft (esfuerzo/profundidad). En áreas tectónicamente activas como en cuencas sedimentarias las cuales se encuentran aun en proceso de compactación, o en áreas altamente falladas, el gradiente de sobre-carga varia con la profundidad y es asumido en promedio como 0.8 psi/ft.

#### **1.5. GRADIENTE DE PRESIÓN**

El gradiente de presión se define como una medición del cambio de presión con respecto a la profundidad para un peso de lodo dado. Para calcular cuanta presión ejerce un fluido se utiliza un gradiente de presión, que se expresa como la fuerza que ejerce un fluido por pie de altura.

En un área donde el agua salada es el fluido nativo, el gradiente promedio será 0.465 (psi/pie), si el fluido nativo es el agua dulce el gradiente promedio será 0.433 (psi/pie).

#### **1.6. PERDIDA DE PRESIÓN POR FRICCIÓN / PRESIÓN DE CIRCULACIÓN**

La fricción es la resistencia al movimiento. Es necesario aplicar una fuerza, o presión, para superar la fricción para mover cualquier cosa. La fricción debe ser superada para levantar una tubería, mover un fluido, aun para caminar.

La cantidad de fuerza que se utiliza para superar la fricción es denominada "Perdida por Fricción", se pueden perder miles de psi o bares de presión en el sistema de los pozos mientras se bombea fluido por las líneas de superficie, hacia abajo por la columna de tubería y hacia arriba por el espacio anular. La presión en la bomba es en realidad, la cantidad de fricción que se debe superar para mover el fluido por el pozo a un determinado caudal. La mayor parte de la pérdida de presión ocurre en la columna de tubería.

Las pérdidas de presión también ocurren en otras partes del sistema de circulación, tales como cuando se ajusta el estrangulador para mantener contrapresión en el casing durante las operaciones de control de pozo. Cuando el fluido retorna finalmente a los tanques, se encuentra a presión atmosférica, o casi cero. Cuando se está circulando el pozo, la presión en el fondo del pozo se aumenta en función de la fricción que se necesita



superar en el anular. Cuando las bombas están paradas, la presión en el pozo se reduce porque no hay fuerza de fricción a ser superada.

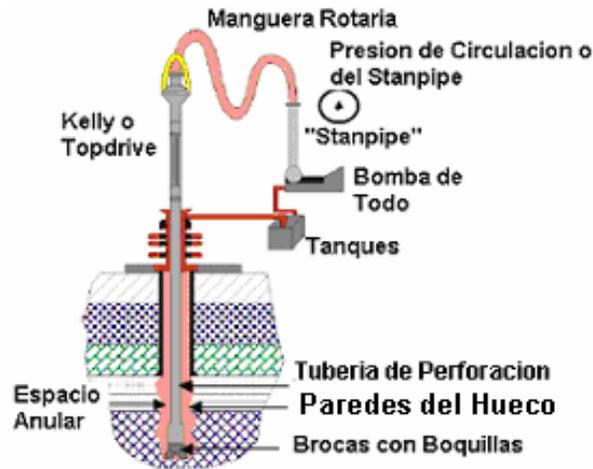


Ilustración 8: (Fuente: Principios Fundamentales De Control De Pozos, RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS); Cáp. 1, Pág. 23

## 1.7. DENSIDAD EQUIVALENTE

Las paredes del pozo están sujetas a presión. La presión hidrostática de la columna de fluido constituye la mayor parte de la presión, pero la presión que se requiere para mover el fluido también actúa sobre las paredes. En diámetros grandes esta presión es muy pequeña, raramente excede los 200 psi (13.79 bar). En pozos de pequeño diámetro puede alcanzar hasta 400 psi (27.85 bar) a veces más. La contrapresión, o presión ejercida en el estrangulador, también aumenta la presión de fondo, la que puede ser estimada sumándole todas las presiones conocidas que actúan sobre o en el fondo. La presión de fondo puede ser estimada durante las siguientes actividades.

**Pozo estático:** No hay fluido en movimiento, el pozo está estático. La presión de fondo (**BHP**) es igual a la presión hidrostática del fluido (**HP**) en el anular del pozo más la presión que hubiera en el casing en superficie.

**Circulación normal:** Durante la circulación, la presión de fondo del pozo es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular (**APL**).

**Circulación con cabeza rotativa:** Cuando se circula con una cabeza rotativa la presión en el fondo es igual a la presión hidrostática del fluido



más las pérdidas de presión por fricción en el anular, más la contrapresión de la Cabeza Rotativa.

**Circulación de una surgencia al exterior del pozo:** La presión del fondo del pozo es igual a la presión hidrostática del fluido más las pérdidas de presión por fricción en el anular, más la presión en el estrangulador (casing).

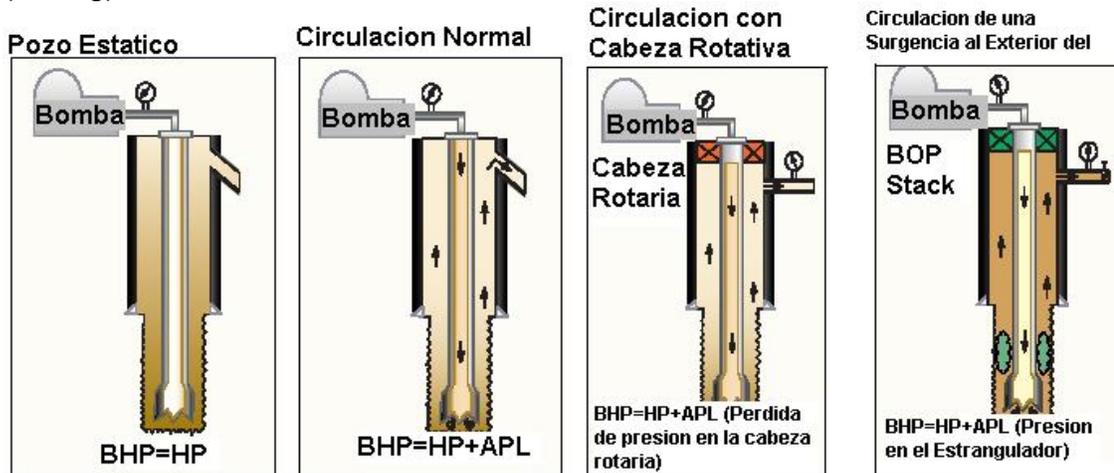


Ilustración 9: (Fuente: [www.wellcontrol.com](http://www.wellcontrol.com))

Dado que la fricción agrega presión al pozo, el peso efectivo o densidad equivalente de circulación (ECD) aumenta en el fondo. Su valor total es el equivalente a la presión de fondo de pozo con la bomba en funcionamiento. Si la presión de una formación permeable está casi en balance por efecto de la ECD, el pozo puede fluir cuando la bomba se detenga. Datos obtenidos de registros mientras se perfora (LWD) pueden ser utilizados para obtener lecturas aproximadas de la presión en el anular, con la que se puede determinar la ECD.

### 1.8. DENSIDAD DE CIRCULACIÓN EQUIVALENTE (ECD):

La presión de la bomba es una medida de la presión de fricción total del sistema de circulación, sin embargo solamente se aplica la pérdida de presión del espacio anular contra la pared del pozo. Esta es una presión adicional a la presión hidrostática. Convirtiendo la pérdida de presión en el espacio anular a densidad de lodo equivalente y sumando este valor al densidad del lodo nos da la densidad equivalente de circulación (ECD).

$$ECD(ppge) = \frac{\text{Pérdida de Presion Anular (Psi)}}{0.052 * TVD} + \text{Peso del Lodo en el Hueco}$$

**Ecuación 2**



## 2. GENERALIDADES

### 2.1. RESEÑA HISTORICA

La perforación Bajo Balance no es una técnica nueva, comenzó con el inicio mismo de la perforación de pozos petroleros (1800), pero no era aplicada intencionalmente sino por las restricciones de desarrollo tecnológico de la época. Evidencias de esto son las perforaciones de pozo con herramienta de cable (Cable Tool) en las cuales el éxito del descubrimiento dependía de la existencia o no del amago de reventón y el pozo era llenado por los mismos fluidos de la formación.

Con el objetivo de disminuir los riesgos ambientales, humanos y materiales durante las perforaciones se desarrollaron las técnicas de perforación Sobre Balance con lodos.

La técnica de perforación Bajo Balance UBD, originalmente fue diseñada para incrementar la velocidad de penetración y la vida de la broca. En un principio se utilizó en áreas de buen control geológico para mejorar la perforabilidad de formaciones impermeables, reduciendo el esfuerzo de sobrecarga de la roca expuesta a la barrena. Sin embargo en sus inicios, la penetración vertical de formaciones permeables, no fue considerada como una aplicación de UBD.

Las primeras pruebas de UBD en carbonatos fracturados, se hicieron en pozos del Austin Chalk en Texas y después de alcanzar un conocimiento de la presión de poro más preciso y manejar mejor los riesgos, la técnica empezó a utilizarse en la perforación de pozos horizontales, evolucionando el nombre a perforación con flujo controlado.

El desarrollo de las técnicas de perforación Bajo Balance encaminó también a la industria al desarrollo de herramientas para la solución de problemas más específicos durante la perforación como herramientas para asistir viajes de tubería con presión en el anular, "ECD Reducción Tool", válvula de cierre en fondo "DDV" y herramientas de registro electromagnéticas EMWD, ELWD.

En la siguiente tabla se presenta una corta descripción de la evolución de la perforación Bajo Balance hasta la actualidad:

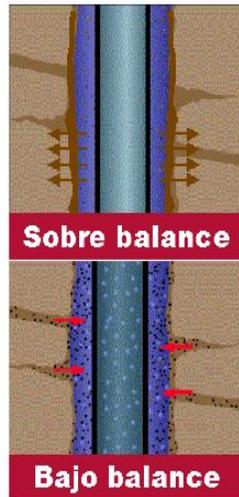


<b>AÑO</b>	<b>AVANCE</b>
<b>1932</b>	Se perforo el primer pozo con lodo gasificado (gas natural) en Texas. Esta técnica se utilizaba esporádicamente entre los años 1930 y 1940.
<b>1952</b>	La Compañía Hughes Tool, reincorporó el concepto de perforación con fluidos aireados, logrando atravesar formaciones que la perforación convencional no había permitido superar.
<b>1957</b>	Ángel publica las tablas "Requerimiento de Volumen de Aire" para perforación de pozos.
<b>1960</b>	Se Utilizaron lodos aireados y Espumas, en Estados Unidos y Canadá para evitar perdidas de circulación. Se inicia el desarrollo de las Cabezas Rotatorias y Martillos con aire.
<b>1961</b>	Goins publica una discusión sobre la técnica de perforación de pozos con Niebla.
<b>1963</b>	Se encontraban bien desarrolladas las técnicas de perforación con Aire.
<b>1965</b>	Moore y Cole escriben sobre la predicción de volumen de Aire o Gas requerido para la perforación y limpieza del pozo.
<b>1970</b>	Varios grupos investigan el uso de espumas como fluido de perforación.
<b>1980</b>	Se hace popular la perforación horizontal. Se desarrolla un cabeza rotaria (RCD) para 1500 Psi.
<b>1990</b>	Se desarrolló el primer procedimiento de UBD, con el propósito fundamental de prevenir el daño a las calizas fracturadas de los campos de Austin en Texas y Louisiana.
<b>Actual</b>	Se incrementa el interés por uso de los sistemas cerrados de circulación y el interés por la reducción del daño de formación. Desarrollo de Software para la simulación Hidráulica.

**Tabla 2: Reseña histórica de los eventos que han promovido la técnica de perforación Bajo Balance**



## 2.2. ¿QUÉ ES PERFORACIÓN BAJO BALANCE?



**Ilustración 10: (Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 1, Pág. 6**

Para describir una perforación Bajo Balance (UBD), primero se deben enmarcar las características de la perforación convencional, que generalmente se desarrolla bajo una condición Sobre Balance (OverBalanced).

Se dice que un pozo está balanceado (At Balance), si la presión ejercida por los fluidos del pozo y la formación son iguales, en esta condición no hay flujo de fluidos hacia el pozo ni hacia la formación.

La composición y propiedades de los fluidos son frecuentemente escogidos para asegurar que la presión de los fluidos en el pozo exceda la presión de los fluidos de la formación, provocando en la mayoría de los casos, la penetración del fluido circulante en el pozo, hacia la formación. En esta situación de Sobre Balance (OverBalanced) la presión de los fluidos de perforación, previene que los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo durante la perforación, de esta manera se presenta un flujo de fluidos hacia la roca en las cercanías de la pared del pozo, estos flujos son controlados adicionando diferentes materiales a los fluidos de perforación, que por depositación disminuyen la permeabilidad de la torta que se forma sobre la pared del pozo y de las fracturas adyacentes que puedan existir.

“En las operaciones de perforación Bajo Balance (UBD), la presión de los fluidos de perforación en el pozo, es intencionalmente mantenida por debajo de la presión de los fluidos de la formación en la sección de hueco abierto del pozo. Como resultado los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo si se ha perforado una formación permeable y que contenga



fluidos, por esta razón también se suele llamar a este tipo de perforación “fluyendo mientras se perfora” (Flowdrilling).”

Se requieren algunos equipos y procedimientos especiales, para el control de los influjos de los fluidos de la formación durante la perforación Bajo Balance (UBD), sin embargo este tipo de perforación ofrece varios beneficios significativos sobre las técnicas de perforación convencional.

### **2.3. ¿POR QUÉ PERFORAR BAJO BALANCE UBD?**

La principal razón para perforar Bajo Balance (UBD), es eliminar o disminuir el daño de formación, algunas otras apuntan hacia mejorar la viabilidad económica del proyecto, basados en una variedad de factores que podrían reducir el costo de la perforación del pozo o incrementar la producción inicial y por ende el recobro. Otras razones para su uso pueden ser puramente operacionales y/o técnicas, como por ejemplo el desarrollo de campos depletados o de baja presión aun siendo nuevos.

No todos los pozos son candidatos para la perforación Bajo Balance (UBD), en algunos casos distintas desventajas podrían existir en comparación con la perforación convencional.

Cada candidato potencial debe ser seleccionado cuidadosamente basado en las condiciones mecánicas del pozo, en los diferentes factores relacionados y todo lo concerniente a la seguridad.

Un candidato que haya sido seleccionado inadecuadamente, podría verse reflejado en el incremento de los costos de perforación vs el retorno de esta, además de un incremento en el riesgo potencial en cuanto a la disminución de la seguridad en el pozo.

La perforación Bajo Balance (UBD), representa grandes beneficios como riesgos, sino se hace una planeación adecuada.

### **2.4. BENEFICIOS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE**

**2.4.1 Incremento de la velocidad de penetración:** La presión en la cara de la formación durante la perforación es ejercida por la suma de las pérdidas por fricción en el anular y el peso de la columna hidrostática del lodo. El incremento en la velocidad de penetración ocurre cuando la presión diferencial entre presión en la cara de la formación y la presión de poro disminuye.

Al cambiar la técnica de perforación convencional Sobre Balance a perforación Bajo Balance (UBD), se podrá instantáneamente incrementar



la rata de penetración ya que cambia la presión diferencial de positiva a negativa; Aunque la magnitud del incremento no se puede cuantificar exactamente, casi siempre se asegura una mejoría en la rata de penetración.

El cambio en la rata de penetración varía dependiendo de la técnica Bajo Balance (UBD) empleada, del tipo de roca a perforar y del sistema de corte (rotación ó percusión); Si la rata de penetración que entrega la perforación convencional es alta ó si el tramo que se desea perforar es demasiado corto no se justifica hacer uso de la técnica Bajo Balance (UBD), únicamente con el fin de ahorrar tiempo de perforación, por que la disminución de costos por este concepto probablemente no justifique el uso de equipos adicionales.

**2.4.2 Incremento en la vida útil de la broca:** La perforación en condición de Bajo Balance elimina el confinamiento impuesto sobre la roca por la presión de la columna hidrostática, disminuyendo el esfuerzo aparente de la roca, y por consiguiente disminuye el trabajo que se debe hacer para perforar la roca. La vida de la broca se incrementa por que el pozo se perfora más rápidamente y la remoción de cortes desde la broca es mas eficiente (Disminuye el Efecto de sujeción de cortes).

La perforación Bajo Balance (UBD) utiliza fluidos de perforación livianos (llevan disueltos menos sólidos o de bajo peso), esta situación tiene dos efectos positivos uno, la abrasión natural del fluido es reducida, y la otra, el confinamiento de la roca es reducido por las condiciones Bajo Balance resultando así en la disminución de trabajo para perforar un volumen de roca.

**Indicador de abrasión:** Las brocas especialmente tricónicas indican abrasión cuando la superficie exterior de las mismas entra en contacto con minerales abrasivos presentes en las paredes de las formaciones que se atraviesan; Esto puede ser un problema cuando se perfora con fluidos livianos, particularmente cuando es usado aire seco ó niebla para perforar formaciones duras.

**2.4.3 Producción temprana e incremento en la producción:** Cuando un pozo es perforado bajobalance, la producción de hidrocarburos puede empezar tan pronto como la zona productiva es penetrada, con un equipo de superficie adecuado, es posible recolectar el crudo mientras se perfora. Algunos pozos perforados bajobalance se han pagado solos con la producción del pozo antes de que la etapa de perforación sea terminada.

Además esta técnica mejorar la detección de zonas productoras de hidrocarburos que cuando son perforadas con métodos convencionales pueden ser enmascaradas.



Mientras se perfora se pueden monitorear cambios en las condiciones de flujo en superficie tales como aumento en los niveles de tanques, o llama en el quemador de gas o cambios en presión de flujo. Además estos pueden ser separados y medidos con precisión y realizar en ellos análisis químicos y físicos.

Procesos de análisis como PIWD (Índice de Productividad Mientras se Perfora), están diseñados para caracterizar la producción de un yacimiento a partir de datos adquiridos durante la operación Bajo Balance permitiendo mejorar la toma de decisiones en el momento de la perforación.

**2.4.4 Reducción del daño a la formación:** La productividad de un pozo frecuentemente se disminuye por una reducción en la permeabilidad del yacimiento causada por la invasión de líquidos y sólidos del lodo durante la etapa de perforación. Esta disminución en permeabilidad se conoce como daño de formación.

Durante la perforación sobre balance el daño de formación puede ocurrir por varios mecanismos:

- Formación de escamas o emulsiones por la interacción entre el filtrado del lodo con los fluidos del yacimiento o partículas de arcilla en la formación.
- Absorción de aditivos del lodo de perforación generando reducción en la permeabilidad o alteración de la mojabilidad del yacimiento.
- Migración de finos hacia la formación particularmente en condiciones de alto grado de sobre balance.

Todos estos mecanismos involucran la invasión del lodo de perforación, filtrado o sólidos dentro de la formación. En muchas aplicaciones la perforación Bajo Balance puede disminuir el daño de formación ya que la fuerza física que promueve la invasión de sólidos o líquidos desde el lodo hacia la formación es eliminada.

**2.4.5 Mínimas pérdidas de circulación:** Las pérdidas de circulación ocurren cuando los fluidos de perforación entran en una formación abierta en el fondo del pozo, esto puede ser posible cuando el fluido de perforación atraviesa una zona muy permeable. Las situaciones más frecuentes que producen pérdidas de circulación son cuando se atraviesan zonas porosas que contienen fracturas naturales y/o alta permeabilidad, es decir, que se generan zonas de flujo preferencial en el yacimiento ó cuando se inducen a fracturas debido a las excesivas presiones que se ejercen sobre ellas, a tal punto que se consigue superar la presión de fractura de la formación. Las pérdidas de circulación se



presentan más frecuentemente en operaciones de perforación convencional, aunque, actualmente se está implementando el uso de aditivos que minimizan las pérdidas de circulación.

La perforación Bajo Balance (UBD), previene eficientemente los problemas de pérdida de circulación, aunque no está exenta de sufrirla a causa de la presencia de cavernas que permitan el flujo de fluidos hacia ellas o de zonas de bajísima presión y alta permeabilidad o fracturadas donde debe lidiarse primero con la pérdida ya que por razones como la limpieza del pozo, presión de colapso y otras el ECD no puede ser reducido por debajo de estas bajas presiones de formación.

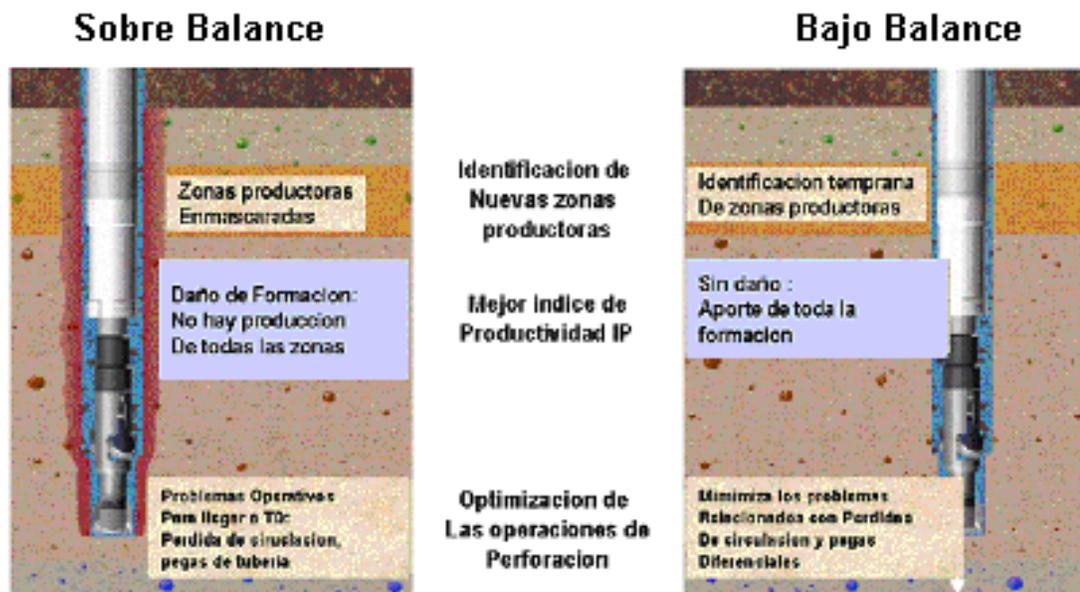


Ilustración 11: (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 1, Pág. 12

## 2.4.6 Eliminación de los problemas de perforación

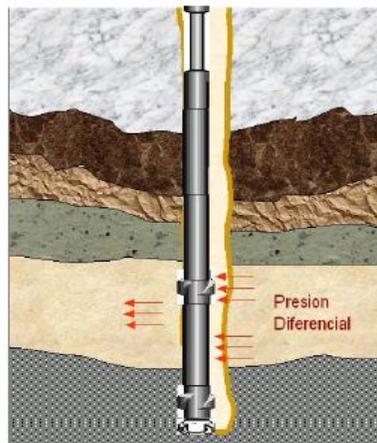
**2.4.6.1 Pegas diferenciales:** En operaciones de perforación convencional existe una presión positiva (sobre-balance) entre la presión hidrostática por la columna de lodo en la cara de la formación y la presión de poro de la formación expuesta.

Esta presión positiva hace que se forme sobre la pared de la cara de pozo una torta de lodo generada por los sólidos depositados cuando desde el lodo de perforación fluye líquido hacia las zonas permeables de la formación.



Como la permeabilidad de la torta de lodo es mas baja que la permeabilidad de la formación en la cual se ha formado, esto crea una diferencial de presión entre la formación y la cara del pozo. Si la tubería se incrusta en la torta, la presión diferencial a través de la torta puede imponer una fuerza sobre la sarta empujándola sobre la pared de la cara del pozo. Esta fuerza se incrementara a medida que aumenta el área de contacto (longitud del intervalo permeable) y/o el espesor de la torta.

No ocurren pegas diferenciales de tubería cuando se perfora en condición de Bajo Balance, ya que no se forma la torta de lodo en la pared y no hay sobre presión para empujar la tubería contra la pared del pozo.



**Ilustración 12:** (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 1, Pág. 13

**2.4.6.2 Incidentes de control de pozo:** Las pérdidas de circulación inducidas por el uso de fluidos pesados no solo tienen un impacto en los costos sino que también puede llegar a ser peligrosas cuando se pierde el control hidrostático sobre la presión de formación y fluidos de la formación ingresan en el pozo creando un amago de reventón.

Durante una operación de perforación Bajo Balance, no se espera que se presenten eventos de descontrol de pozos generados por pérdida de circulación. Además el influjo de fluidos de la formación hacia el pozo es una condición esperada y diseñada, y se cuenta en superficie con el equipo adecuado para el manejo seguro de estos influjos.

Reducción en tiempos de limpieza y prueba de pozo: Reducir el daño a la formación durante la perforación conlleva a disminuir los costos de estimulación. Una menor cabeza hidrostática evita la aparición del filtrado del lodo (Torta de Lodo) sobre las paredes del pozo, así, como también de la invasión de lodo y sólidos dentro de la formación, lo cual ayuda a



mejorar la productividad del yacimiento y reduce los problemas de perforación.

Una evaluación mejorada de formación es proporcionada por la capacidad para probar el pozo mientras se perfora y se dirige el pozo hacia las zonas de mayor productividad del yacimiento; la intersección de fracturas es posible ya que se reconoce mayor por un incremento de la productividad.

La perforación Bajo Balance permite que haya influjo de fluidos de la formación hacia el pozo provocando que estos queden en contacto con el fluido de perforación, el cual, al ser circulado puede transportar las trazas a superficie donde estas pueden ser analizadas; la evaluación en superficie puede ser cualitativa ó cuantitativa, si se posee un buen registro de mud logging se puede establecer una buena correlación de las formaciones que son potencialmente productoras, además de lo anterior, los influjos de gas que se puedan presentar, son también un buen indicador de los fluidos que se están encontrando. En un sistema cerrado, las trazas pueden ser monitoreadas, pero los líquidos pueden ser cuantitativamente medidos usando un separador o por volúmenes de tanques.

**2.4.7 Reducción de los efectos ambientales:** Puede haber beneficios ambientales asociados con la operación de perforación Bajo Balance adecuadamente manejada. Estos beneficios dependen de una adecuada aplicación de la técnica. Cuando se perfora con fluidos secos o gaseosos, no hay fluidos de perforación potencialmente perjudiciales que tengan que ser dispuestos después de que la perforación es terminada. Los químicos usados en la técnica de perforación con niebla y espuma son surfactantes biodegradables que no causan efectos significativos al medio ambiente.

## **2.5. DESVENTAJAS DE LA PERFORACION BAJOBALANCE**

No todos los pozos son buenos candidatos para una perforación Bajo Balance (UBD), Existen factores que se pueden convertirse en desventajas; Algunos factores técnicos que restringen la perforación Bajo Balance incluyen:

**2.5.1 Inestabilidad del pozo:** Como en la perforación convencional la inestabilidad del pozo puede surgir de factores mecánicos ó químicos. Cualquiera que sea el mecanismo señalado, la inestabilidad del pozo puede resultar en la pega de la tubería de perforación en el pozo; los fragmentos de roca demasiado grandes para que el fluido de perforación los levante pueden caer y atrapar la tubería de perforación debido a su acumulación en especial cuando se pierde tiempo en las conexiones, a



esto se le suma el hinchamiento de arcillas ó deslizamiento de las formaciones inestables, reduciendo el espacio en el pozo hasta el punto que la tubería queda pegada.

En operaciones de perforación sobre balance, el exceso de la presión en el pozo ejercida contra la formación genera un grado de soporte sobre las paredes del pozo; en la perforación Bajo Balance este soporte se pierde; en algunos casos se llega a establecer un límite mínimo de presión ó densidad equivalente en fondo por debajo del cual es imposible perforar por temor a perder el pozo por derrumbes.

**2.5.1.1 Inestabilidad mecánica:** En algunos casos la inestabilidad del pozo producida por agentes mecánicos puede ser controlada adaptando una técnica de perforación que restrinja el grado de la condición Bajo Balance por debajo del nivel crítico. En otros casos, en áreas activamente tectónicas, el pozo puede ser inherentemente inestable bajo ciertas condiciones.

**2.5.1.2 Inestabilidad química:** La inestabilidad por mecanismos químicos puede ocurrir cuando se perforan formaciones con cantidades significativas de arcilla sensibles al agua, éstas pueden no hidratarse cuando se perfora con un fluido gaseoso; inversamente, estas arcillas sensibles al agua absorben el agua de una fase acuosa presente en el pozo, como cuando se utiliza niebla, espuma ó fluidos de perforación aireados, en todos los casos, el cambio en el contenido de agua de las arcillas induce una tensión adicional en la región cercana a la cara del pozo, que puede desestabilizar el pozo. Es posible ajustar la actividad de la fase acuosa, por ejemplo, por la adición de electrolitos apropiados para prevenir el hinchamiento de las arcillas, lo que puede ser una tarea.

**2.5.2 Influjos de agua:** Los influjos de agua pueden impedir la perforación Bajo Balance por varias razones; cuando se perfora con gas, las formaciones con agua pueden humedecer los cortes en el pozo, causando la pega de ellos y acumulándolos sobre la tubería de perforación y sobre el fondo del pozo; Esto es más probable que ocurra en la parte de arriba de los drill collars donde el decrecimiento en el diámetro de la tubería de perforación lleva a un súbito decrecimiento en la velocidad en el anular; esta acumulación de cortes son algunas veces llamados anillos de lodo (mud ring), que incluso pueden crecer hasta el punto de atrapar la tubería, paradójicamente, adicionar agua al fluido de circulación puede controlar la formación de anillos de lodo, previniendo que los cortes se adhieran el uno al otro, por esta razón es normal cambiar de perforación con gas a perforación con niebla, espuma ó fluido aireado cuando el influjo de agua ocurre primero.

En otros casos un agente espumante permite relativamente levantar grandes influjos de agua del pozo, sin embargo, la estabilidad de la



espuma puede ser comprometida por los influjos de agua salada ó por influjos de agua que son demasiado rápidos. En el caso de los fluidos aireados es necesario incrementar gradualmente la inyección de gas ó aire para intentar mantener un retorno estable que compense la adición de agua de formación y tratar que la columna hidrostática anular no aumente de peso, en estas circunstancias el aumento del agua en el pozo puede incrementar la presión de circulación al punto que la capacidad de presión de inyección de aire ó gas del equipo de superficie es excedida, sin embargo, la mayor preocupación cuando grandes influjos de agua ocurren es de tipo económico.

Si la producción de agua es muy grande, el volumen de almacenamiento puede llegar a ser insuficiente y se pueden crear sobre costos para el tratamiento o disposición final de estos volúmenes. Definitivamente si el influjo de agua es muy grande la solución final sería perforar convencionalmente.

**2.5.3 Corrosión:** En perforación Bajo Balance es producida por la degradación del hierro al realizarse una reacción química con el agua y el oxígeno o con gases corrosivos presentes en la formación tales como el Ácido Sulfhídrico  $H_2S$  y Dióxido de Carbono  $CO_2$ . El Hierro degradado es convertido en Hidróxido de Hierro, que es comúnmente denominado Oxido, que se reconoce por ser flojo, escamoso y de color rojizo.

Hay varios factores que alteran la rapidez con que la corrosión se presenta, tales como la temperatura, la presión, el pH, La salinidad, y el contenido de  $H_2S$  y  $CO_2$ .

Para prevenir la corrosión se usan secuestradores de oxígeno e inhibidores cuya función es evitar que ocurra la reacción química causante de la corrosión generando una película en la superficie de la tubería.

**2.5.4 Fuego en fondo:** Los problemas de fuego en fondo se refieren principalmente a las técnicas de perforación con aire seco, niebla ó aquellos fluidos aireados donde la fase gaseosa es aire y en especial cuando se usan altos volúmenes del mismo bajo ciertas condiciones de presión; es por eso que esta técnica se ve limitada para grandes profundidades.

También se evita el riesgo de fuego en fondo usando como fase gaseosa gases inertes como el nitrógeno o usando gas natural del mismo campo o se ha llegado a usar los gases de combustión que salen de los exhostos de los motores.



**2.5.5 Factores económicos:** Mientras sea técnicamente posible, se puede perforar un pozo Bajo Balance, esto no siempre resulta ventajoso, cuando la técnica de perforación convencional que viene siendo usada arroje buenas ratas de penetración ó productividad.

También en muchas locaciones, las restricciones ambientales hacen que el manejo de altos caudales de agua producida ó aportada en condiciones Bajo Balance sea costoso.

Finalmente en algunas áreas puede no ser económico perforar Bajo Balance si los equipos y materiales requeridos como compresores, Boosters, agente espumante, etc., no están disponibles en la localidad y el costo de su movilización ó transporte exceden los beneficios de la perforación Bajo Balance.

Un proyecto de perforación Bajo Balance es justificable en la medida que disminuya los costos finales de perforación y los costos de estimulación, con un incremento en la productividad.

**2.5.6 Equipo de perforación direccional:** Las dificultades con el equipo de perforación direccional han causado en algunos casos el abandono de operaciones de perforación Bajo Balance antes de comprometer el trabajo direccional, el problema aquí es el requerimiento del pozo para ser probado frecuentemente, particularmente en el caso de pozos horizontales. Una herramienta convencional de pulsos telemétricos a través del lodo MWD (midiendo mientras se perfora) no puede operar con los fluidos compresibles frecuentemente usados en perforación Bajo Balance; los pulsos de presión que se generan para transmitir sus señales no pueden propagarse a través de este medio con la suficiente amplitud para ser detectadas.

Las herramientas con wireline pueden ser usadas, estas tienen una conexión de cable donde la señal que proviene de los instrumentos de medición recorren el pozo desde el fondo hasta la superficie, a través del mismo existe una conexión (wet connect) y un sistema de cartucho de wireline que permite que la herramienta permanezca en el pozo mientras se rota la tubería de perforación.

**2.5.7 Excesiva producción de hidrocarburos durante la UBD:** Por debajo de muchas circunstancias, el equipo de superficie puede contener y controlar los fluidos producidos mientras se perfora Bajo Balance. Las altas ratas de producción de hidrocarburos y altas presiones son deseables desde el punto de vista de rentabilidad del pozo, éstas pueden sin embargo impedir ó complicar algunas operaciones de perforación Bajo Balance.



El equipo de superficie debe ser capaz de manejar seguramente la rata máxima de producción, también debe ser capaz de contener la máxima presión probable en superficie.

**2.5.8 Vibraciones de la sarta y ensamble de fondo:** Las vibraciones en la sarta de perforación ha sido un problema crítico en operaciones de perforación de pozos Bajo Balance, ya que hay menor cantidad de líquidos en el pozo para amortiguar el efecto de vibración.

El punto crítico es la interfase entre la tubería de perforación y los collares de perforación. Para ayudar a reducir estas vibraciones se debe diseñar la sarta para que el punto neutro este por debajo de las combinaciones (Cross Over) de la tubería de perforación y los collares de perforación.

## 2.6. PROBLEMAS DE LA PERFORACIÓN

**2.6.1 Anillos de lodo:** Cuando la formación se humedece por agua o por aceite, con los cortes se puede formar un corte “Lodo”, el cual debido a una mala limpieza del pozo, se deposita contra un lado del pozo, así tiende a formar anillos de lodo que se van agrandando y restringen la circulación de aire aumentando la presión con el riesgo de incendio dentro del pozo y pega de tubería. Los anillos de lodo pueden removerse añadiendo detergentes al fluido de perforación.

**2.6.2 Depósitos flotantes:** Con ratas altas de perforación, o con flujos bajos de gas, los cortes son llevados hasta encima de los *drillcollars* donde el área anular se incrementa bajando en consecuencia la velocidad anular, hasta el punto que no pueden seguir arrastrando cortes. Esto forma un deposito de cortes que cae nuevamente al fondo durante las conexiones o cuando se detiene el flujo de aire. Los depósitos flotantes se pueden remover incrementando brevemente la rata de flujo antes de las conexiones, con el fin de arrastrar los cortes.

**2.6.3 Pozo apretado:** Estos problemas provienen de situaciones de anillos de lodo y de depósitos flotantes. Es importante mantener el gas circulando y continuar trabajando la tubería para minimizar esas acumulaciones.

**2.6.4 Formaciones goteando:** Las formaciones de baja permeabilidad gotean fluido, lo cual lleva a su vez a que se empaquete la broca y/o a la formación de anillos de lodo. El goteo cesa cuando se acaba el fluido de las zonas adyacentes a la pared del pozo. El nitrógeno y el metano, dado que son tan secos, son particularmente efectivos para secar una formación de este tipo.



### 3. TECNICAS UTILIZADAS EN LA PERFORACION BAJO BALANCE



Ilustración 13: (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 2, Pág. 20

La principal función de la circulación de los fluidos en una perforación Bajo Balance (UBD), es la de levantar los cortes desde el hueco. La correcta selección del sistema de fluidos es la clave para un resultado exitoso.

La aplicabilidad de los sistemas de fluidos compresibles, esta limitada a las condiciones de litología, presión de poro de la formación y donde a pesar de la necesidad de equipo adicional para aplicar la tecnología se pueden lograr ahorros en tiempo del equipo de perforación.

#### Clasificación de las Técnicas de perforación según el limite de las densidades de los fluidos a utilizar

TÉCNICA DE PERFORACIÓN	DENSIDAD (gr/cm <sup>3</sup> )
Gas Natural	0.001 - 0.012
Aire Seco	0.001 - 0.012
Nitrógeno	0.001 - 0.012
Niebla	0.012 - 0.036
Espuma	0.036 - 0.42
Líquidos Gasificados	0.48 - 0.85
Fluidos Líquidos (Flujo Controlado)	> 0.85

Tabla 3: Artículo XII COLAPER



### 3.1. PERFORACIÓN CON GAS NATURAL

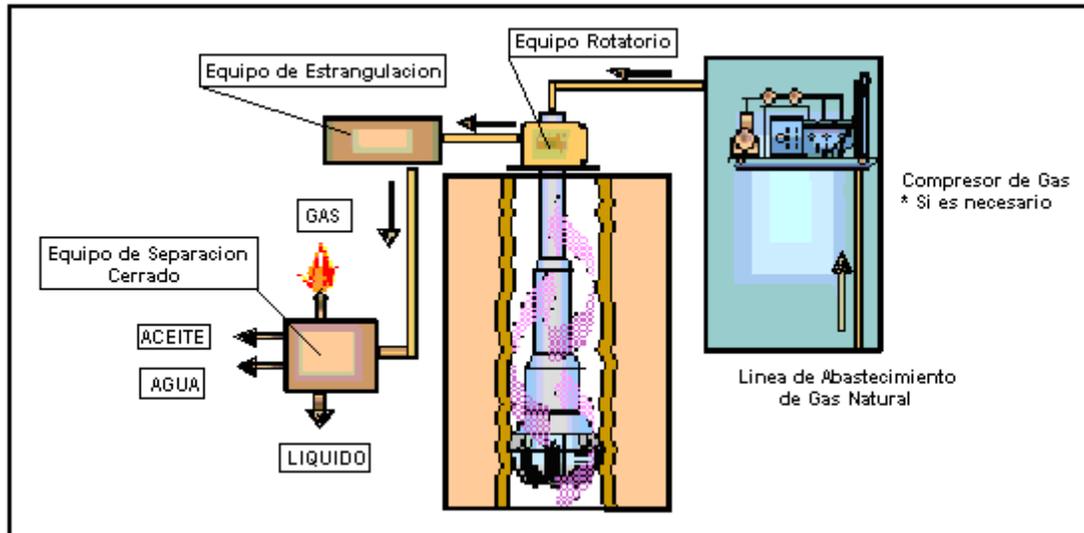


Ilustración 14: Perforación con gas natural / Artículo XII COLAPER; Pág. 6

El gas natural puede sustituir el uso de aire seco como fluido de perforación; la mayor ventaja que ofrece este método, con respecto al aire seco, es que al entrar en contacto con los gases hidrocarburos del yacimiento no ofrece el riesgo de fuego en el hueco, ya que se evita la presencia de oxígeno, pero se aumentan las posibilidades de fuego en superficie; por esta razón, el retorno debe ser quemado.

Cuando se perfora con gas natural el tamaño del hueco a perforar es cuidadosamente considerado, debido que a cualquier mínima desviación o reducción del diámetro del hueco podría reducir significativamente el caudal de inyección.

#### 3.1.1 Criterios de selección de pozos candidatos

- Existen formaciones de interés, muy sensibles al daño de formación.
- Zonas con problemas de pérdidas de circulación conocidas.
- Formaciones duras y competentes.
- Zonas con baja producción de agua.
- La presencia de una línea de suministro de gas natural cerca a la locación.

#### 3.1.2 Ventajas

- Velocidad de penetración alta.
- Aumenta la vida útil de la Broca.
- Aumenta el rendimiento de la Broca.



- Buenos trabajos de cementación (Pozo en Calibre).
- Reducción de las pegas diferenciales.
- No hay pérdida de circulación.
- Cero daño a la formación.
- Incremento en la producción.
- Reducción en requerimientos de estimulación.
- Facilidad en la evaluación de formaciones.
- No hay hidratación de arcillas.
- Reducción en tiempo de alquiler de equipos.
- Bajos requerimientos de agua.
- No se requiere preparar lodo.
- Bajo costo en aditivos y ambientalmente beneficioso.

### 3.1.3 Desventajas

- No puede manejar grandes influjos de agua.
- Pueden presentarse en Baches de Aire- Agua.
- Pueden producirse anillos de lodo en la tubería si hay influjo de agua.
- Erosión en el hueco si la formación es pobremente consolidada.
- Costos adicionales de gas y/o renta de equipos si se usa Nitrógeno o gas natural.
- Inapropiado usar gas natural con presencia de Sulfuro de Hidrogeno  $H_2S$ , se debe considerar un sistema cerrado.
- El sistema de MWD (Midiendo Mientras se Perfora), no opera.
- Se requieren motores de fondo apropiados para fluidos gaseosos.
- Mayor torque y fricción con las rocas.
- Costos en equipo de seguridad.

## 3.2. PERFORACIÓN CON AIRE SECO

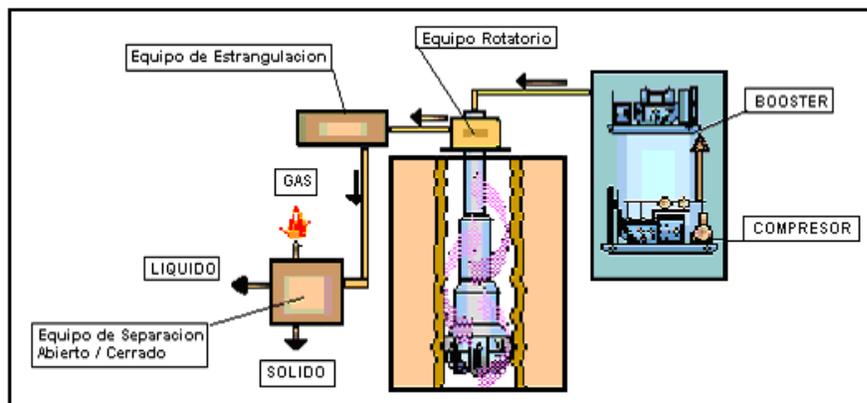


Ilustración 15: Perforación con Aire / Artículo XII COLAPER; Pág. 4



Esta técnica de perforación, la principal función de la circulación del aire, es levantar los recortes desde donde fueron generados en el fondo del agujero y acarrearlos hasta la superficie, con la finalidad de prevenir daños a la sarta o atrapamientos por su acumulación en la herramienta.

Los recortes removidos en la superficie en las operaciones de perforación con aire, son regularmente muy finos al grado de pulverizarlos. El proceso de transporte de recortes es complejo debido al efecto de la presión y la temperatura en el comportamiento del aire, pudiendo presentarse el efecto de estrangulamiento, que es la acumulación de recortes en el espacio anular debido al incremento de presión y disminución del gasto de aire, hasta un punto en que el flujo no es capaz de soportar los recortes.

Otro aspecto importante es la geometría del espacio anular que influye en el transporte de recortes. La región geométrica crítica en la cual la velocidad del aire disminuye significativamente es la cima de la herramienta, como consecuencia del incremento de espacio entre la tubería y el hueco, dando lugar a la acumulación de recortes.

La experiencia de algunos expertos, indica que las operaciones de perforación en calizas, alcanzan un eficiente transporte de recortes, si la velocidad del aire iguala o excede a los 3000 pies/minuto. Las tres limitaciones principales de la perforación con aire son: los flujos de agua, los fuegos subterráneos y la inestabilidad del agujero.

### **3.2.1 Criterios de selección de pozos candidatos**

- Formaciones duras y compactas.
- Zonas con problemas de pérdidas de circulación conocidas.
- Formaciones que se consideran sensibles al daño con fluidos convencionales.
- Zonas con baja producción de agua.
- Zonas donde la rata de penetración óptima es sensible a los cambios de presión en el hueco.

### **3.2.2 Ventajas**

- Máximas ROP.
- Menor tiempo de alquiler de equipo.
- Larga vida de la broca.
- Costo reducido para perforar zonas de pérdida de circulación.
- Costo reducido del fluido de perforación.
- Rendimiento mejorado del pozo.
- Sin corrosión (N<sub>2</sub>).
- Facilidad en la evaluación de formaciones.
- No hay hidratación de arcillas.



- Reducción de tiempo de equipo.
- Bajos requerimientos de agua.
- No se requiere preparar lodo.
- Bajo costo en aditivos.
- Ambientalmente beneficiosa.

### 3.2.3 Desventajas

- Formaciones con agua.
- Costos (especialmente  $N_2$ , pozos de diámetro grande).
- Pared del pozo sin soporte.
- Posibilidad de incendio dentro del pozo (Al usar Aire).
- Mala calidad de los cortes para evaluación (Muy finos e intermitentes).
- Alquiler de equipo adicional.
- No apropiada bajo la presencia de  $H_2S$  (Sulfuro de Hidrogeno).
- El sistema de MWD (Midiendo mientras se perfora), no opera.
- Mayor torque y fricción con las rocas.

### 3.3. PERFORACIÓN CON NITRÓGENO

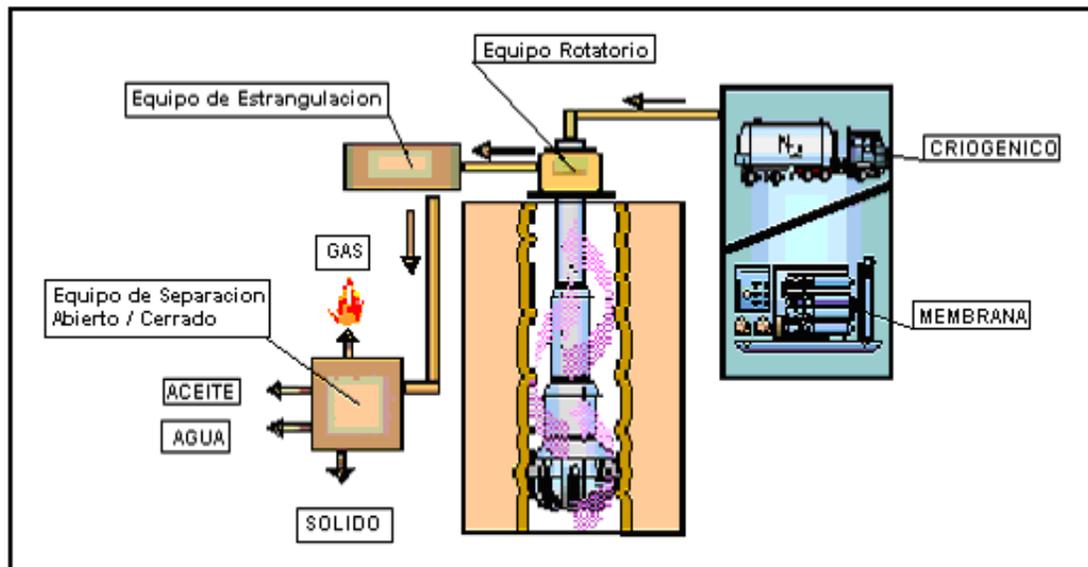


Ilustración 16: Perforación con nitrógeno Artículo XII COLAPER; Pág. 5

La experiencia con nitrógeno en operaciones de re-acondicionamiento de pozos lo convirtió en la primera elección para operaciones de perforación Bajo Balance, ya que es un gas inerte que entre otras ventajas disminuye la corrosión y evita las explosiones o fuegos de fondo de pozo.



En las perforaciones Bajo Balance el aire puede ser sustituido por nitrógeno, o por una mezcla compuesta con nitrógeno, como fluido de perforación; la ventaja sobre el aire es que las mezclas de nitrógeno y gases de hidrocarburos no son inflamables eliminando el riesgo de fuego en fondo.

El gas de circulación no necesariamente tiene que ser nitrógeno puro para prevenir el fuego en el hueco, la mezcla de aire, nitrógeno e hidrocarburos son seguros si la concentración de oxígeno se mantiene por debajo del nivel crítico (12,8 % de oxígeno)<sup>1</sup>, para que la mezcla sea volátil.

Las operaciones de perforación que emplean Nitrógeno como fluido circulante, levantan los recortes y el influjo de líquidos de la misma forma que el aire. Similar al aire, el gasto de Nitrógeno en el espacio anular generalmente es turbulento; consecuentemente, la densidad es la propiedad que más impacta en el transporte de recortes.

Debido a que la densidad del Nitrógeno es ligeramente menor que la del aire a una temperatura y presión estándar, la eficiencia en el transporte de recortes será la misma que cuando se usa aire, al mismo gasto de inyección en superficie.

El aspecto diferencial fundamental es el incremento del costo al emplear Nitrógeno en sustitución del aire. Normalmente el Nitrógeno se puede suministrar por dos métodos, que consisten en el suministro de termos criogénicos o a través de filtros de membrana. La principal limitación del Nitrógeno como fluido de perforación es la económica.

### 3.3.1 Criterios de selección de pozos candidatos

- Múltiples formaciones de interés que se consideran que se pueden dañar fácilmente por fluidos de perforación.
- Zonas con problemas de pérdidas de circulación conocidas.
- Formaciones duras y competentes.
- Zonas con baja producción de agua.

### 3.3.2 Ventajas

- Reducción de las pegas diferenciales.
- No hay pérdida de circulación.
- Cero daño a la formación.
- Incremento en la producción.
- Reducción de requerimientos de estimulación.
- Facilidad en la evaluación de formaciones.
- No hay hidratación de arcillas.

---

<sup>1</sup> De acuerdo con el Colegio de Minas de E.U.



- No hay riesgo de fuego en el hueco.
- Altas tasas de penetración.
- Reducción de tiempo de equipo.
- Incremento de la vida de la broca.
- Bajos requerimientos de agua.
- No se requiere renovar el lodo.
- Bajo costo en aditivos.
- Ambientalmente beneficioso.

### 3.3.3 Desventajas

- Problemas si influjos de agua son encontrados.
- Costos de gas y/o renta de equipos.
- Erosión en el hueco si la formación es pobremente consolidada.
- Los costos son elevados si la demanda de gas es alta.
- Alquiler de equipo adicional.
- Inapropiado bajo presencia de  $H_2S$  se debe considerar un sistema totalmente cerrado.
- El sistema de MWD (Midiendo mientras se perfora), no opera.
- Se requieren motores de fondo apropiados para fluidos gaseosos.
- Mayor torque y fricción con las rocas.

### 3.4. PERFORACIÓN CON AIRE HÚMEDO O NIEBLA

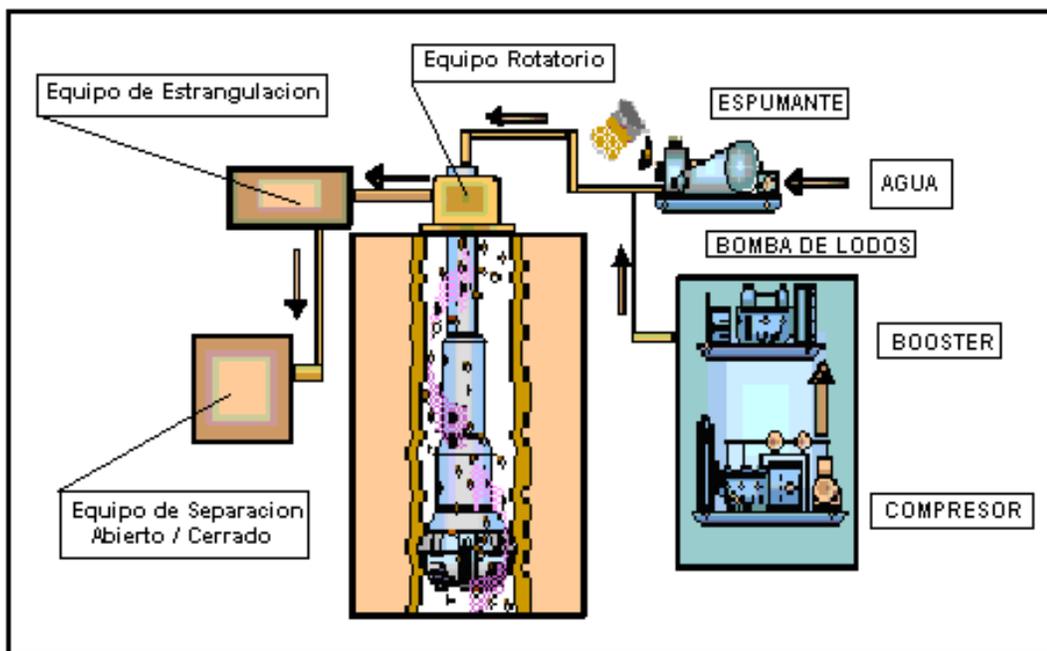


Ilustración 17: Perforación con niebla / Artículo XII COLAPER; Pág. 6



La perforación con niebla es comúnmente aplicada durante perforaciones con aire seco, nitrógeno o gas natural cuando hay tendencia a la formación de anillos de lodo y cuando se suelen presentar influjos de agua de formación.

En operaciones con aire seco se tienen presiones del orden de las 300 psig. En trabajos con niebla es normal tener presiones superiores. La cantidad de agua de formación que se encuentre es un factor incidente sobre este parámetro. El uso de espumantes facilita el transporte de cortes, baja las presiones.

Toda vez que haya agua presente en el pozo, deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se deberá mantener el pozo tan seco como sea posible.
- Los aumentos en el caudal de detergente dan más consistencia a la niebla y se mejora la capacidad de acarreo.
- Es aconsejable inyectar a intervalos un tapón de agua con alta concentración de detergente para aumentar la eficiencia en la limpieza.
- Siempre que el caudal de aire sea suficiente y el pozo estable, se podrá desplazar el volumen de agua aportado por las formaciones. En los manuales se indica que se pueden descargar hasta 150 barriles por hora de líquido y perforar normalmente.
- Es conveniente inyectar un anticorrosivo para preservar la sarta de perforación.

La capacidad de transporte del agua de formación durante la perforación con niebla se puede decir que depende, de:

- Tipo y calidad del espumante usado.
- Tipo de lodo utilizado para hacer la niebla (en el caso de operar con sistema niebla con polímero).
- Saturación alcanzada en superficie de la corriente de aire debido a la inyección de líquido –agua o lodo-.
- Exceso de aire respecto al mínimo requerido.

Si se considera que la corriente de aire debido al agua inyectada esta en su punto de saturación, el agua de formación se incorporara en el anular en forma de gotas. Estas gotas se mantendrán como partículas dispersas y no se producirán fenómenos de humectación con el aire. Por lo tanto, puede asumirse que el agua que ingresa al pozo debe ser transportada a la superficie como los cortes de la broca.



Dado que pocas son las zonas en las que puede perforarse todo un tramo con aire Seco, deben conocerse, necesariamente, algunos de los problemas que trae consigo el uso de la niebla como medio de perforación:

- Se deben a trabajar con caudales de aire insuficientes. En muchas operaciones, la regla practica de utilizar mayor porcentaje (30 %) de aire, no alcanza. Los requerimientos de aire pueden superar ampliamente ese valor.
- Los aprisionamientos que ocurren perforando con sistema niebla son producidos, generalmente, por una limpieza deficiente del pozo. Al interrumpirse la circulación prematuramente, los recortes precipitan y forman tapones sobre la tubería. En aire seco, es aconsejable circular antes de las conexiones, hasta observar el retorno totalmente limpio. En niebla, esta condición es imperativa.
- El desmoronamiento del pozo es otra de las causas mas frecuentes del fracaso de este sistema. El derrumbe de las paredes es fácilmente detectable en superficie, ya que el tamaño de los cortes indicativos difiere considerablemente del retorno de fondo.
- Si las ratas de circulación son un problema, la perforación con espuma debe ser considerada, ya que esta posee viscosidades más altas que las del aire seco o la niebla, permitiendo una efectiva limpieza de hueco con ratas de circulación más bajas que las utilizadas en la perforación con niebla.

**3.4.1 Descripción de la niebla:** La niebla es lograda por la inyección a través de la línea de suministro de aire de pequeñas cantidades de agua, acompañada con una pequeña cantidad de Surfactante y de inhibidor de corrosión. Estos líquidos y el agua producida por los influjos se encuentran dispersos en el gas en forma de pequeñas gólicas (fase dispersa) las cuales se mueven aproximadamente a la misma velocidad del medio gaseoso (fase continua).

La niebla es formada cuando la fracción volumétrica de liquido esta por debajo del 1 o 2 % a la presión y temperatura prevalecientes, lo que significa que las ratas de Inyección de gas y de líquido deben ser muy bien controladas.

Normalmente, los requerimientos de aire son mayores respecto del sistema seco. Esto se debe a tres causas básicas:

- La columna en el espacio anular es más pesada, debido a la presencia de agua.
- Los cortes están humectados.
- Debido a esa humectación y dependiendo de las características del terreno, los cortes se unen formando partículas de mayor dimensión, teniendo en consecuencia, mayores velocidades de sedimentación.



La validez de esta aseveración esta limitada a la perforación de capas que no contengan hidrocarburos líquidos. Las condiciones de operación en los estratos productivos varían considerablemente, ya que juegan variables como: contaminación del detergente, alta viscosidad en la fase liquida, riesgo de formación de anillos, etc.

#### **3.4.2 Criterios de selección de pozos candidatos**

- Pozos con tendencia a la formación de anillos de lodo.
- Zonas que presenten influjos de agua considerables.
- Zonas con problemas de pérdidas de circulación conocidas.

**3.4.3 Ventajas:** Algunas técnicas de perforación UB, como aire y gas, pueden ser más ventajosas:

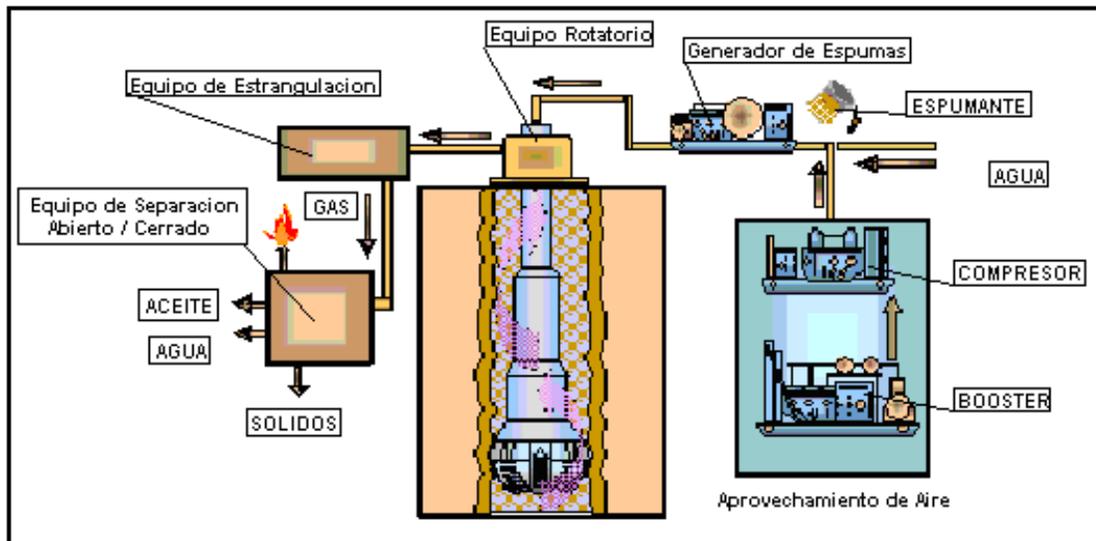
- Altas ratas de penetración y reducción en el tiempo de alquiler de equipo.
- Incremento en la vida útil de la broca.
- Bajos requerimientos de agua.
- No se requiere renovar el lodo.
- Bajos costos en aditivos.

#### **3.4.4 Desventajas**

- Inestabilidad del pozo inducida mecánica y/o químicamente.
- Corrosión de los equipos de fondo.
- Incremento en los requerimientos de compresión de aire (equipos y auxiliares).
- Costos extra en aditivos para el control de algunas de las desventajas anteriores.

### **3.5. PERFORACIÓN CON ESPUMA**

Las espumas usadas como fluidos de perforación, consisten de una fase líquida continua, que forma una estructura celular alrededor del gas entrampándolo. La espuma no es otra cosa que una emulsión muy estable de un gas (aire ó N<sub>2</sub>) en un líquido formulado con agentes estabilizadores y espumígenos. Las espumas pueden llegar alcanzar viscosidades extremadamente altas, y al mismo tiempo sus densidades son usualmente menores a un medio de las del agua. En la formulación de espumas para perforación, generalmente la fase gaseosa es aire y la fase líquida es agua.



**Ilustración 18: Perforación con espuma / Artículo XII COLAPER; Pág. 7**

La selección de una espuma como fluido de perforación se determina, cuando se espera un flujo de agua. Por otro lado, se ha establecido que un eficiente transporte de recortes se obtiene con bajas velocidades anulares (100 pies/min), requiriendo por lo tanto, bajo poder de compresión en relación a la perforación con aire o niebla.

La contaminación de la espuma con cloruros o hidrocarburos líquidos, causan su deterioro estabilidad y eficiencia de acarreo; mientras que, los flujos de gas incrementan su calidad.

La principal razón de usar espumas para perforar en Bajo Balance, es la capacidad de acarrear grandes volúmenes de agua, sin requerir excesivos volúmenes o presiones de aire. Las espumas proporcionan buena limpieza del pozo a velocidades anulares bajas, reduciendo la erosión en las paredes del mismo.

Además es factible emplear productos biodegradables, a fin de evitar la contaminación ambiental. Dentro de las limitaciones que se presentan en la perforación con espumas, se incluyen la alta corrosión, la inestabilidad del pozo, los fuegos subterráneos, el depósito de agua residual y los altos costos.

La estabilidad de la espuma depende de varios factores, entre ellos:

- Los contaminantes presentes en las formaciones perforadas.
- El carácter iónico del lodo y el espumante.
- Los influjos de agua.



En superficie la calidad de la espuma utilizada para la perforación esta normalmente entre 80% y 95 %. Esto significa que entre el 80% y 95% del fluido es gas y el restante porcentaje es líquido, generalmente agua. En el fondo del pozo debido a la presión hidrostática de la columna en el anular, esta relación cambia porque el volumen de gas se reduce al comprimirse. Una calidad promedio en el fondo del pozo esta entre 50% y 60%.

### 3.5.1 Descripción de la espuma

**Espuma estable o rígida:** La espuma estable tiene una fase discontinua (aire, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, gas natural) dispersa en una fase líquida continua (agua lodo y un agente espumante), un surfactante en la fase líquida estabiliza la película que forma las paredes de la burbuja y permiten que la estructura de la espuma persista. Las espumas poseen una viscosidad alta, la cual es mayor que la del líquido.

**Espuma Espesa:** La espuma espesa es una adaptación de la espuma estable, esta fue desarrollada para la perforación Bajo Balance de huecos de gran diámetro (64 pulg.), la diferencia radica en los aditivos que se utilizan para preparar esta espuma, aditivos como la bentonita y algunos polímeros pueden ser agregados para formarla, logrando mayor capacidad de arrastre comparada con los sistemas de espuma estable.

Las propiedades reológicas juegan un papel muy importante en el momento de seleccionar esta técnica, las cuales dependen de la composición de la fase líquida y la calidad de la espuma.

### 3.5.2 Clasificación de las espumas

**Forma de la burbuja:** Las espumas se clasifican de acuerdo a la forma de las burbujas contenidas en la espuma:

- las espumas esféricas son las que contienen burbujas muy pequeñas; este tipo de espuma generalmente tiene altas fracciones de volumen líquido.
- Las espumas poliédricas contienen una fracción de líquido mas baja que las espumas esféricas debido a su empaquetamiento geométrico.

**Calidad de la espuma:** La calidad de una espuma depende de su fracción volumétrica de gas expresada en porcentaje. Esta definida como la relación entre el volumen de gas y el volumen total:

$$Q = \frac{100 * V_g}{V_g + V_L}$$

**Ecuación 3**



Q = Calidad de la Espuma en porcentaje.

$V_g$  = Volumen de la fase de Gas.

$V_L$  = Volumen de la fase de Gas.

Una espuma de baja calidad (espuma húmeda) contiene mas liquido que una espuma de alta calidad (espuma seca), si la calidad excede un limite superior, la fase liquida se puede dispersar convirtiéndose en niebla. El limite superior de una espuma estable no esta claramente definido y depende de la rata de corte, además también depende de la composición de la fase liquida (surfactantes, viscosificantes y liquido). El límite inferior de calidad de la espuma estable oscila entre un 55 y 75 %; el rango usado en perforación se encuentra entre 60 y 99 %.

**Textura de la espuma:** La textura de una espuma esta descrita por el tamaño y distribución de sus burbujas:

- Una espuma fina presenta pequeñas burbujas.
- Una espuma gruesa presenta burbujas grandes.
- Una espuma esférica es generalmente de baja calidad y textura fina.
- Una espuma poliédrica es usualmente de alta calidad y textura gruesa.

**Aditivos empleados:** El caudal de detergente depende de las características del producto, en especial del porcentaje de materia activa que contiene. En algunas operaciones son necesarios altos consumos debido a que la concentración de materia activa respecto del solvente es muy baja.

### 3.5.3 Criterios de selección de pozos candidatos

- Estratos productivos depletados que presentan producción de arenas.
- Pozos que están siendo perforados con Coild Tubing.
- Formaciones inestables que presentan erosión.
- Zonas que presentan arcillas hidratables y/o pérdidas de circulación.
- Pozos de gran diámetro donde el uso de aire o niebla es antieconómico debido a la cantidad de equipos necesarios y formaciones consolidadas.

### 3.5.4 Ventajas

- Bajo consumo de lodo o agua.
- Alta capacidad de limpieza de pozo.
- Apto para perforar en presencia de hidrocarburos, sal y contaminantes.
- Incorpora en su textura el gas reduciendo riesgos de incendios y explosiones.
- Manejo de grandes influjos de agua.



- Esta técnica es menos abrasiva que las técnicas de gases secos o niebla.
- La espuma espesa es útil en huecos de gran diámetro.

### 3.5.5 Desventajas

- Altos costos en espumantes.
- Problemas de corrosión.
- Equipos de medición de caudal precisos.
- Sensible a los cambios de penetración durante la perforación.
- La espuma espesa es susceptible a influjos de gas debido a sus altas calidades.
- Incremento en costos por tratamientos químicos y mecánicos para neutralización de la espuma después de utilizada.

### 3.6. PERFORACIÓN CON FLUIDOS GASIFICADOS

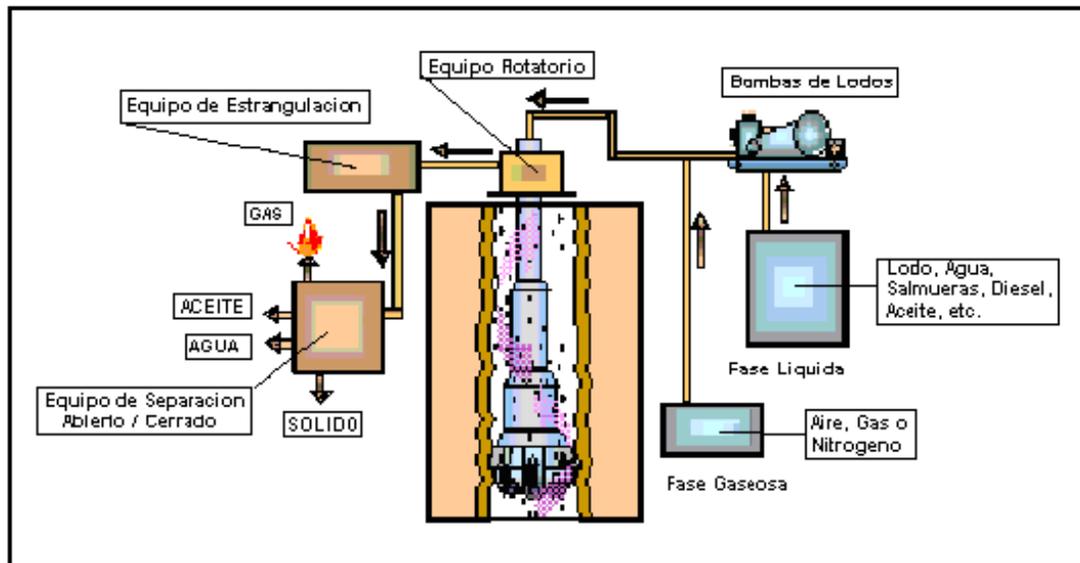


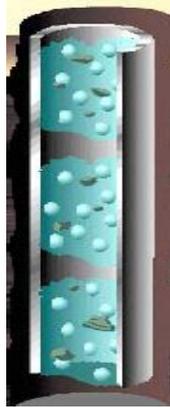
Ilustración 19: Perforación con líquidos gasificados / Artículo XII COLAPER; Pág. 8

Hay dos técnicas básicas para gasificar los fluidos de perforación, una es la inyección de gas dentro del líquido en la superficie a través de la tubería y la otra es la inyección de gas en el fondo a través del espacio anular. Los líquidos aireados no deben usarse con sistemas de superficie cerrados, debido a la posibilidad de formar mezclas combustibles con aire y los vapores de hidrocarburos producidos.



Los análisis de predicción de presión de circulación al perforar con líquidos gasificados, pueden considerarse análogos a los usados en un pozo con bombeo neumático. Los factores que limitan la aplicación de los líquidos gasificados son: las formaciones con alta presión o productivas, los agujeros inestables, control de presión inadecuado, la excesiva producción de agua y la corrosión.

La inyección de fluidos gasificados, planificada cuidadosamente, debido a la gran habilidad que presenta para variar la fracción de gas y cambiar la densidad del lodo, ofrece grandes ventajas sobre las técnicas de aire, niebla ó espuma, porque permiten ajustar diferentes rangos de densidad. Este método, además, puede resultar el más económico para solucionar los problemas ocasionados por las perdidas severas de circulación, en aquellas formaciones donde no se puede aplicar otro sistema neumático.



**Ilustración 20: “Transporte de cortes con fluidos gasificados” (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Cáp. 2, Pág. 28**

Originalmente, los lodos aireados constituyeron los mejores líquidos gasificados. Se podría decir que existen dos razones para utilizar gas en una columna de lodo cuando se perfora:

- Para evitar o minimizar la pérdida de fluido de perforación hacia la formación, disminuyendo la presión hidrostática de la columna de fluido.
- Para aumentar el régimen de perforación, ya sea como resultado de la disminución de la presión hidrostática o como resultado de un aumento en la eficiencia hidráulica.

Recientemente los líquidos gasificados se han convertido en los fluidos de perforación predominante usados en la mayor parte del mundo. Su base líquida esta conformada por agua, aceite, diesel o lodo que se gasifican utilizando aire, nitrógeno o menos frecuente por gas natural. Muchas de estas aplicaciones se involucran en desarrollo de pozos horizontales. A diferencia de los pozos verticales, estos son más propensos al daño de la



formación a medida que el intervalo de producción tiende a estar expuesto al fluido de perforación por largos periodos de tiempo.

La estimulación en largos intervalos horizontales para vencer el daño a la formación resulta difícil y costosa. Perforar Bajo Balance evita el daño a la formación y la necesidad de una estimulación. Esto podría reducir considerablemente los costos del pozo aunque los costos de perforación incrementarán debido a un requerimiento de equipo adicional.

**3.6.1 Descripción del fluido de perforación:** Los fluidos de perforación gasificados están formados por una fase líquida y una fase gaseosa; el límite práctico normal de gasificación es una relación gas/líquido de alrededor de 20:1, aunque se puede variar este rango dependiendo de los requerimientos de densidad del perforador; normalmente se usan densidades efectivas en un rango de 4 a 8 ppg; el líquido base usualmente es agua aireada no viscosificada, crudo o diesel gasificado con nitrógeno o incluso gas natural; el nitrógeno es uno de los gases más apropiados para ser utilizado debido a sus propiedades.

**3.6.2 Fases del fluido de perforación:** El fluido de perforación gasificado esta conformado por dos fases que son:

**3.6.2.1 Fase líquida:** Originalmente los lodos de perforación no pesados (libre de sólidos) fueron usados como la fase líquida en la perforación con fluidos gasificados.

Las recientes tendencias son utilizar fluidos no viscosificados como agua fresca, salmuera, aceite crudo o diesel. En lo posible los lodos de perforación no deben ser usados como la fase líquida en los fluidos de perforación gasificados, ya que inlfujos de la formación son probablemente presentados durante la perforación Bajo Balance y estos podrían contaminar y diluir el lodo, y el reacondicionamiento de estos lodos puede aumentar los costos (remover los contaminantes y evitar la dilución).

El líquido base no debe ser dañino para las formaciones productoras y además debe ser compatible con los fluidos de la formación que puedan ser encontrados.

La interacción entre la fase líquida del fluido de perforación y los fluidos de la formación, es posible que se presente en la formación, el anular y en el sistema de separación en superficie. En la medida que el pozo sea bajo equilibrado los fluidos de la formación fluirán hacia el hueco y se mezclaran con los fluidos de perforación.

**3.6.2.2 Fase gaseosa:** Aire, nitrógeno y gas natural han sido todos usados para gasificar fluidos de perforación, la principal ventaja del aire es la de ser menos costoso que el nitrógeno y el gas natural. Boosters y compresores son requeridos para suministrar el aire a las presiones de



inyección y ratas adecuadas. Para mantener la presión de fondo con fluidos gasificados dentro de un rango deseado, el control de la rata de gas de inyección debe ser mas preciso que con gases secos ó niebla.

Los líquidos aireados pueden ser muy corrosivos, debido a esto se debe prestar una atención cuidadosa a la inhibición de la corrosión. Algunos contratos son desechados por el hecho de permitir que su sarta sea usada con líquidos aireados debido a las altas ratas de corrosión que se pueden presentar. Con una cuidadosa selección del agua, un buen control del Ph y una apropiada selección y uso de los inhibidores de corrosión, las ratas de corrosión pueden ser reducidas a niveles aceptables.

**3.6.3 Limitaciones:** De acuerdo a las limitaciones generadas por las técnicas Bajo Balanceadas, el uso de fluidos de perforación gasificados ofrece un mejor manejo de estas, con la excepción de que no ofrece un alto incremento en la rata de penetración en comparación de los otros sistemas neumáticos, las demás limitaciones son fácilmente controladas, como son:

**3.6.4 Criterios de selección de pozos candidatos:** Una perforación Bajo balance con líquido gasificado debe ser tomada en cuenta cuando alguno de los siguientes criterios existe:

- Es aceptable en áreas con formaciones pobremente consolidadas.
- Zonas de alta y baja presión.
- Ideal en pozos horizontales con inyección de gas por el anular. Aunque se ha empleado la inyección por la sarta también con éxito.
- Zonas con problemas de pérdidas de circulación.
- Formaciones que se consideran altamente sensibles a fluidos convencionales de perforación.
- Se recomienda que la fase liquida (lodo) tenga como base crudo producido del mismo campo.

### 3.6.5 Ventajas

- Reducción de las pegadas diferenciales.
- Reduce las perdidas de circulación.
- Reducción del daño a la formación.
- Incremento en la producción.
- Reducción de trabajos de estimulación.
- Facilidad en la evaluación de formaciones.
- Más altas ratas de penetración que en la perforación convencional.
- Reducción en tiempo de equipo.
- Incremento en la vida de la broca.
- Ambientalmente beneficiosa.
- Mayor estabilidad de las paredes del pozo.
- Permite el manejo de amplios rangos de densidades.



### 3.6.6 Desventajas

- Posibles problemas si se encuentran altos influjos de agua.
- Alquiler de equipo adicional.
- No apropiada bajo la presencia de H<sub>2</sub>S (Sulfuro de Hidrogeno).
- Corrosión en los equipos de fondo y sarta de perforación si se utiliza aire como fase gaseosa.
- Posible hidratación de arcillas.
- Posibles inconvenientes en la señal del MWD.
- Se requieren motores de fondo apropiados para fluidos gasificados cuando se usan altas ratas de inyección de gas.

### 3.7. PERFORACIÓN CON FLUIDOS LÍQUIDOS (FLUJO CONTROLADO)

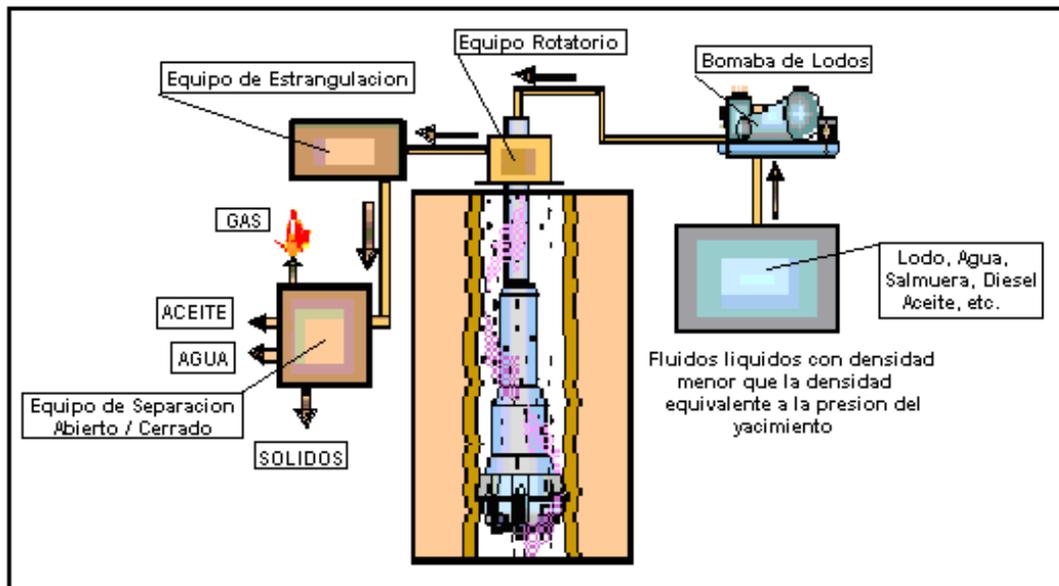


Ilustración 21: Perforación con líquidos gasificados / Fuente: Artículo XII COLAPER; Pág. 9

En esta técnica la perforación se realiza con un fluido líquido, cuya columna hidrostática esta intencionalmente diseñada para que permita a la formación fluir durante la operación de perforación. Por lo general el influjo será de hidrocarburos o agua de la formación, y el fluido que regresa a la superficie consistirá de aceite y/o agua, gas natural y el lodo de perforación.

Todas las técnicas descritas anteriormente permiten el ingreso de fluidos de la formación al pozo, pero la reducción en la densidad se logra mediante la



inyección de un fluido gaseoso. En este caso trataremos solo el caso en el cual se utiliza únicamente líquido para perforar en condición de Bajo Balance. Para este tipo de operación se requieren los mismos equipos en superficie que en los casos anteriores y subsuelo (estos pueden ir o no), aunque se recomienda usar un PWD si se requiere control estricto del ECD, para monitorear y controlar las operaciones de manera segura. Las presiones sobre las paredes del pozo son necesariamente mayores con un lodo de perforación que con un fluido gaseoso o un fluido de perforación mezclado con gas. Esto permite que la perforación de flujo controlado sea un éxito para muchas aplicaciones donde esto no podría ser técnica o económicamente viable perforar con otras técnicas de Bajo Balance.

Muchas formaciones productivas con alta presión de poro, alta permeabilidad de la formación, o ambas; pueden ser perforadas con esta técnica teniendo equipos en superficie con la capacidad de flujo y presión para el control y manejo de los fluidos. Las mayores presiones en las paredes del pozo permiten que formaciones menos consolidadas puedan ser perforadas Bajo Balance sin serios problemas de inestabilidad del hueco.

Existen dos situaciones distintas donde la condición de Bajo Balance puede ser alcanzada con un fluido de perforación líquido. La mas obvia de estas ocurre cuando la densidad equivalente de circulación del fluido de perforación es mucho menor que el gradiente de la presión de poro de la formación que esta siendo perforada. Este es directamente análogo a la técnica de perforación de Bajo Balance descrita anteriormente, que usa fluidos de perforación alivianados para dar una presión a las paredes del hueco menores a la presión de poro.

La condición real de Bajo Balance puede entonces ocurrir cuando se perfora con un fluido sobre balanceado en formaciones impermeables dentro de zonas fracturadas naturalmente, y zonas de baja presión causando pérdidas de circulación. Esto conduce a una reducción de la columna hidrostática en la cara del pozo y origina una reducción de la presión hidrostática de los fluidos de perforación en todos los puntos del hueco, esto ocasionará que los fluidos de formación fluyan en la cara del pozo desde los intervalos permeables perforados, originando la introducción de gas y aceite a través de la cara del pozo. Los fluidos de formación tienen una densidad mas baja que el lodo, así que ellos naturalmente disminuyen la presión hidrostática del pozo y permitirán que mas hidrocarburos fluyan hacia el pozo, iniciando así la perforación con flujo controlado. Sin importar cual de los métodos inicia el flujo, el proceso de perforación con flujo controlado continuara por si mismo hasta que la presión hidrostática mas la presión equivalente de circulación iguale la presión de poro del pozo. Una vez esto ocurra el influjo de fluidos de formación hacia el pozo cesara en el momento que las dos presiones se igualen o a medida que la cabeza hidrostática del fluido de perforación exceda la presión de producción de fondo.



#### 4. EQUIPOS PARA PERFORACION BAJO BALANCE

Durante una perforación en condición de Bajo Balance, el manejo adecuado de los fluidos inyectados y producidos requiere de equipos apropiados de control y manejo en superficie. La configuración y requerimientos de los equipo de control de flujo están basados en las características de cada pozo, tales como profundidad, tamaño del agujero, caudal de fluidos inyectados, caudal anticipado de fluidos producidos, cantidad de sólidos, la naturaleza de los fluidos del yacimiento (gas, crudo, agua, H<sub>2</sub>S), máximas presiones esperadas y el tipo de sistema de fluido seleccionado. Este sistema además debe permitir el control preciso de la presión del anular mientras se perfora, y debe permitir realizar conexiones de manera segura tanto con el pozo fluyendo como con el pozo cerrado. Finalmente debe poder permitir el viaje de tubería con presión en el anular si es necesario, aunque también puede realizarse el viaje con pozo controlado, esto dependería de las condiciones requeridas por el pozo y se define durante la planeación.



**Ilustración 22: Sistema de control para perforación Bajo Balance (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Capítulo 4 / Pág. 46**

Los equipos utilizados durante una perforación Bajo Balance los podemos clasificar por el tipo de fluido que se trabajará durante la operación.



Fluidos Neumáticos:  
Fluidos Gasificados:

Gases/Nieblas/Espumas  
Lodos Nitrogenados/Lodos Gasificados



#### 4.1 EQUIPO DE COMPRESIÓN E INYECCIÓN PARA FLUIDOS NEUMATICOS

**4.1.1 Línea de suministro de gas natural:** Esta línea es utilizada únicamente con la técnica de perforación con gas natural, normalmente tiene un diámetro de 3" y dependiendo de la presión con que llegue al sistema se direcciona a los compresores y/o boosters o directamente a la línea de inyección de gas.

**4.1.2 Compresores de tornillo rotatorio.** Estos equipos se utilizan en todas las técnicas de perforación con fluidos neumáticos, el principio de funcionamiento de estas unidades consiste en tomar el aire de la atmósfera a una rata fija predeterminada y comprimirlo, para luego entregarlo a las unidades elevadoras de presión hasta completar dos, tres ó más etapas de compresión, dependiendo de la presión requerida, e inyectarlo al hueco a través de la línea de suministro.



Ilustración 23: Compresor de tornillo rotatorio. (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford); Capítulo 4 / Pág. 49

Equipo	Fabricante	Tipo	Capacidad	Unidades	Peso
Compresor Primario	Ingersoll Rand	XHP	900	PCM	9000
			350	LPPC	
Motor del compresor	Caterpillar	4 Tiempos	3406	TA	Kg.

Tabla 4: Características de los Compresores de tornillo rotatorio (Fuente: Presentación UBD Weatherford 2005)

**4.1.3 Booster:** Es una unidad compresora elevadora de presión de desplazamiento positivo y pistón recíprocante, que recibe el flujo de gas, de los compresores o de las unidades de N2 por membrana y se encarga de elevar aun más la presión de de acuerdo a los requerimientos, en algunos



casos es necesario hacer arreglos en paralelo para cumplir con los caudales de inyección diseñados.



**Ilustración 24: Booster. Compresor elevador de presión. (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capítulo 4 / Pág. 50)**

Equipo	Características	Normas	Tipo	Unidades	Peso
Booster	Motor Detroit 12V71T	SAE T21-T2	2 Etapas	2000 PSI	13000 Kg.
Booster	Motor Detroit 6-71N	SAE T21-T2	1 Etapa	4000 PSI	7500 Kg.

**Tabla 5 : Características de los booster**

**4.1.3 Sistema de generación de nitrógeno por membrana:** El sistema de generación en el sitio de nitrógeno, utiliza la tecnología de membranas para producir nitrógeno seco, no criogénico, de una fuente de aire comprimido generando un 50% de volumen de nitrógeno del aire procesado. El nitrógeno generado es enviado a los compresores elevadores de presión Booster.

**Características:**

Equipo	Fabricante	Pureza/ tipo	Unidades	Peso
Generador de N <sub>2</sub>	NPU 1500	93 % @ 98.5%	45 KVA	15200 Kg.
Motor del Generador	Deutz	6 Cilindros	148 BHP @ 2100 RPM	

**Tabla 6: Características de los sistemas de generación de nitrógeno por membrana**



**Ilustración 25: Equipo de generación de Nitrógeno tipo membrana (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capítulo 4 / Pág. 50)**

**4.1.4 Equipo para suministro de nitrógeno criogénico:** El nitrógeno criogénico es transportado a la locación en estado líquido; los siguientes son los equipos que se necesitan para hacer el arreglo en superficie.

<b>Equipo</b>	<b>Función</b>
Tanques criogénicos	Almacenamiento de N <sub>2</sub>
Unidad de bombeo	Transporta N <sub>2</sub> de tanques a Intercambiador de calor
Intercambiador de calor	Convierte el gas de estado líquido a gaseoso
Bomba de desplazamiento positivo	Reemplaza Compresor y Booster
Motor diesel	Genera la energía del sistema

**Tabla 7: Equipos que se necesitan para hacer el arreglo en superficie**

Estos son los rangos de operación y de generación para los equipos estándar.

<b>Unidades</b>	<b>N<sub>2</sub> Generado</b>	<b>Presión de trabajo</b>
Pequeñas	1100 SCFM	3000 Psi
Grandes	6000 SCFM	8000 Psi

**Tabla 8: Rangos de operación y de generación de los equipos de generación de N<sub>2</sub>**

**4.1.5 Choque ajustable:** Choque ajustable se encuentra ubicado después del booster y tiene la función de controlar la rata de flujo durante la inyección



del gas. Inmediatamente después se encuentra el medidor de flujo o platina de orificio con el respectivo medidor de presión.

**4.1.6 Bombas de niebla y espuma:** Estas bombas son necesarias únicamente para perforar con niebla o espuma y son utilizadas para inyectar pequeños caudales de líquido, se caracterizan por ser de pequeño desplazamiento, proporcionar altas presiones. Los tanques asociados a estas bombas pocas veces tienen caudales mayores a 10 bbl. Es recomendable tener estas unidades en operaciones de perforación con gases secos para poder cambiar el sistema a niebla o espuma en caso de que se presenten influjos de agua.



**Ilustración 26: bomba de Niebla y Espuma (Fuente: Técnicas de perforación con fluidos Livianos UA; Capítulo 2 / Pág. 66)**

**4.1.7 Bombas dosificadoras de químicos:** Estos equipos son utilizados en la perforación con Niebla y Espuma, para inyectar surfactantes e inhibidores de corrosión, además de algún otro químico necesario en su formulación. A la salida de las bombas de niebla y espuma y las bombas dosificadoras de químicos se debe ubicar un medidor de caudal de alta precisión.

**4.1.8 Manifold:** Posterior al registrador se encuentra el juego de válvulas o Manifold el cual debe permitir el flujo hacia el stand pipe ó desviarlo hacia la línea de descarga principal de forma independiente, las líneas de venteo deben tener un diámetro mínimo de 2 pulgadas; así se halla medido el volumen antes de la compresión siempre es necesario medir el flujo después de esta.

**4.1.9 By-pass de la línea de inyección:** La línea de inyección de gas es conectada a la línea de descarga principal a través de un by-pass con su respectiva válvula cheque con el objeto de hacer conexiones sin necesidad de sacar los compresores de línea ó apagarlos.



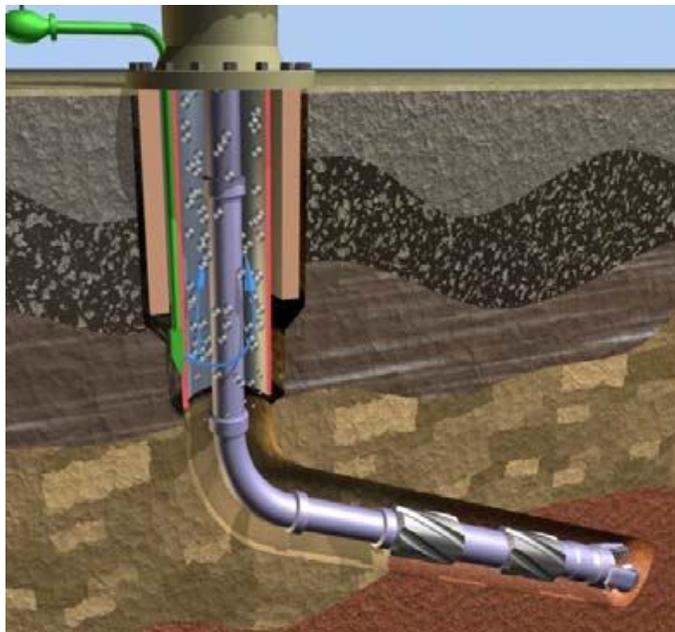
**4.1.10 Línea de descarga del stand pipe:** Esta línea tiene la función de aliviar la presión confinada dentro del stand pipe, la manguera rotaria, la kelly y la sarta de perforación arriba del tope de la válvula flotadora.

## 4.2 EQUIPO DE INYECCION PARA FLUIDOS GASIFICADOS

Las bombas de inyección son alimentadas de los tanques de lodo. Es aconsejable tener un volumen suficiente de reserva de fluido para matar el pozo en caso de ser necesario, comúnmente es 1.5 veces el volumen del pozo.

### 4.2.1 Métodos de inyección:

**4.2.1.1 Inyección por medio de sarta parásita** Consiste en la utilización de una pequeña sarta (parásita) sujeta a la parte exterior del revestimiento para la inyección de gas en un punto determinado del anular. Se aconseja que la sarta parásita sea corrida solo en la sección vertical del pozo. Por razones de seguridad dos sartas de tubería flexible de 1" o 2" se sujetan al revestimiento que será sentado justo arriba del yacimiento a medida que el revestimiento es corrido dentro del pozo. Mediante este sistema, el gas es inyectado a través de la tubería parásita en el anular.



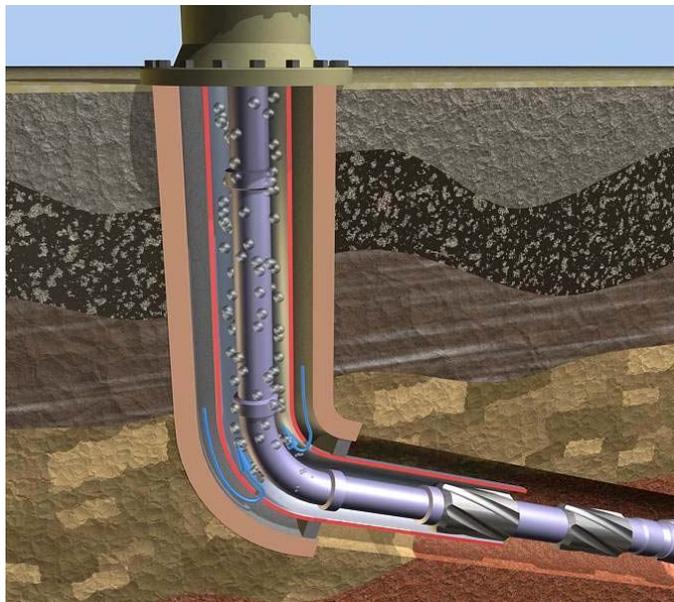
**Ilustración 27: Método de Inyección a través de sarta parásita (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 37)**



### Problemas asociados con la sarta parásita

- La sarta parásita tiene que ser planeada antes de que el pozo se lleve a cabo.
- Las sargas parásitas son costosas debido a que se deben perforar grandes agujeros y debido al tiempo que toma para correr la tubería de revestimiento.
- Las sargas parásitas son frágiles, se pueden romper mientras se corre la tubería de revestimiento.
- La tubería de revestimiento no puede ser recíprocada o rotada durante la cementación.
- Las sargas parásitas se pueden taponar durante la corrida y la cementación.

**4.2.1.2 Inyección con sarta concéntrica (anular):** En este método el gas es inyectado por el anular conformado entre el revestimiento del pozo y la sarta de revestimiento temporal, para facilitar la obtención de la presión de fondo requerida durante la operación de perforación. La sarta de revestimiento temporal es recuperada antes de la instalación del completamiento final del pozo. Existe una alternativa para el caso de un pozo antiguo, el cual tiene el completamiento instalado e incorpora mandriles para válvulas de levantamiento por gas. Estos pueden ser calibrados para proporcionar las presiones de fondo necesarias durante la operación de perforación. La operación se diseña para que el gas sea inyectado por vía anular y un fluido de fase líquida sea bombeado a través de la sarta de perforación.



**Ilustración 28: Método de Inyección a través de revestimiento concéntrico (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 38)**



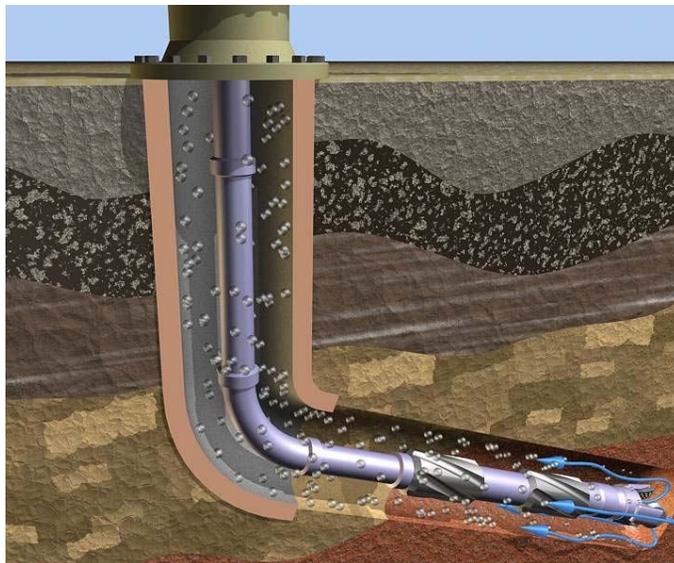
### Ventajas

- La inyección de gas puede o no ser interrumpida durante las conexiones.
- Se crean presiones de fondo de pozo más estables.
- Pueden ser operadas herramientas MWD y motores convencionales.

### Desventajas

- Debe tenerse disponibilidad de completamiento / revestimiento.
- El punto de inyección deberá estar localizado profundo.
- Modificaciones en la cabeza de pozo.
- El tamaño del agujero es reducido al diámetro interior del completamiento.

**4.2.1.3 Inyección directa:** Se inyecta gas comprimido al múltiple de la línea de inyección donde se mezcla con el fluido de perforación.



**Ilustración 29: Método de Inyección a través de sarta de perforación (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 39)**

### Ventajas

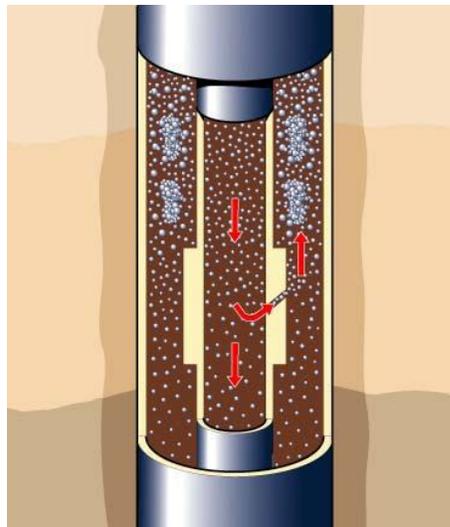
- No se necesita equipo especial en fondo de pozo.
- Los caudales de inyección son normalmente más bajas que con un sistema de inyección de gas anular o por sarta parásita.
- Se pueden conseguir bajas presiones en fondo de pozo con menores caudales de inyección.



## Desventajas

- Es necesario parar el bombeo y aliviar la presión remanente, atrapada en la sarta de perforación cada vez que se hace una conexión.
- La utilización de herramientas de MWD del tipo de pulso de lodo es posible solamente hasta concentraciones del 20% de gas en volumen.
- Herramientas especiales de MWD tales como las electromagnéticas, deberán ser utilizadas cuando se usa un alto volumen de inyección de gas y se requiere control direccional.
- Los motores de desplazamiento (PDM), tienden a fallar cuando los componentes de caucho se impregnan con el gas de inyección y luego son sacados hasta superficie.
- Es necesario utilizar las válvulas anti-retorno, para evitar el contra flujo por el interior de la tubería.

**4.2.2 Sustitutos de circulación. (Jets Sub):** Se utiliza en el sistema de inyección de gas a través de la sarta de perforación, para crear un punto intermedio de inyección en el anular a través de este sustituto, para reducir la densidad de la columna de fluido y a la vez separar la columna hidrostática en dos y ayudar a recuperar el retorno en superficie, cuando la presión de formación es tan baja y la formación es demasiado permeable, que puede llegar a tomar tanto Nitrógeno y lodo sin poder restablecer circulación.



**Ilustración 30: Dinámica del equipo Jet Sub (Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 40)**



### 4.3 EQUIPO DE FONDO

El equipo de fondo para perforar con fluidos neumáticos y fluidos gasificados, tiene la misma configuración de sarta de perforación, BHA, válvulas y broca.

**4.3.1 Brocas:** El calentamiento de la broca es el principal factor que se tiene en cuenta para la selección de la misma y su tiempo de vida útil, generalmente, el desgaste de las brocas revestidas no es perceptible durante la perforación con aire; de manera que, el tiempo de rotación es frecuentemente el método usado para determinar cuándo cambiar la broca.



Ilustración 31: Brocas (Fuente: [www.wellcontrol.com](http://www.wellcontrol.com))

**4.3.2 Sarta de perforación y BHA:** Los criterios de selección para la sarta y el BHA son los mismos que se tienen en cuenta en un pozo perforado convencionalmente, con la consigna de mantener el BHA tan simple como sea posible debido a que componentes como estabilizadores, espirales y martillos pueden acelerar el desgaste del empaque de la RBOP.

Este es un arreglo típico de BHA para un pozo perforado con técnicas de Bajo Balance.

Elemento	Longitud, Pies
HW	30.28
MARTILLO	33.6
HW	30.28
DC	29.97
ESTB	5.23
DC	30.6
ESTB	4.94
Collar	30.6
Near Bit	4.98
Broca	0.87

Tabla 9: Arreglo típico de BHA



### 4.3.3 Válvulas flotadoras:

**4.3.3.1 Válvulas de contrapresión (no recuperables):** Las válvulas tipo charnela no recuperables siempre han sido utilizadas en las operaciones de perforación Bajo Balance, ofreciendo una barrera de seguridad mediante la eliminación de cualquier fluido de retorno que pueda regresar a través de la sarta de perforación. Herramientas y procedimientos específicos son utilizados cuando viajamos, para asegurar que toda la presión dentro de la sarta sea liberada antes de realizar cada conexión.



**Ilustración 32: Válvula de contra presión tipo charnela (fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 41)**

**4.3.3.2 Válvulas de contrapresión (recuperables):** Son Válvulas de contrapresión (VCP) tipo resorte, pueden ser recuperadas con línea de acero.



**Ilustración 33: Válvula de Contra presión tipo recuperable (fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 2 / Pág. 41)**

Debido a la naturaleza crítica de la perforación Bajo Balance la aplicación llega a ser una práctica estándar, y es necesario tener mínimo dos válvulas dentro de la sarta de perforación una sobre la broca y la otra en la sarta de perforación.



#### 4.4 EQUIPO DE RETORNO

El sistema de retorno está compuesto por diferentes partes y estas varían según la técnica a utilizar, los siguientes equipos son utilizados tanto para fluidos neumáticos como para fluidos gasificados.

**4.4.1 Cabezales:** En perforación Bajo Balance, se tienen las siguientes posibles razones para adecuar los cabezales y el uso de sus líneas:

- Requerimientos de inyección continua a través del cabezal durante la UBD.
- Uso de tuberías parásitas ( solo para perforación con fluidos Neumáticos)
- Líneas del cabezal para llenar el pozo.
- Líneas para igualación de presiones en viajes con presión y en las conexiones.

**Características:**

- Tiempo corto para cambio de elementos.
- Bajo costo de elementos.
- Tiene su propia energía para ser operada.
- Instalación y operación rápida.

Estos son algunas de las características técnicas y operacionales de los cabezales disponibles en el mercado.

Marca	Tipo	Modelo	Presión de Trabajo		Rpm	Rango de Presión	Número de 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
Alpine	Cabeza	3000 TM	3000	2000	200	Media	Doble
Grant	Cabeza	RDH 2500	3000	2500	150	Alta	Doble

**Tabla 10: Características técnicas y operacionales de cabezales**

A continuación se encuentra un esquema típico de un cabezal rotatorio con sus partes internas.

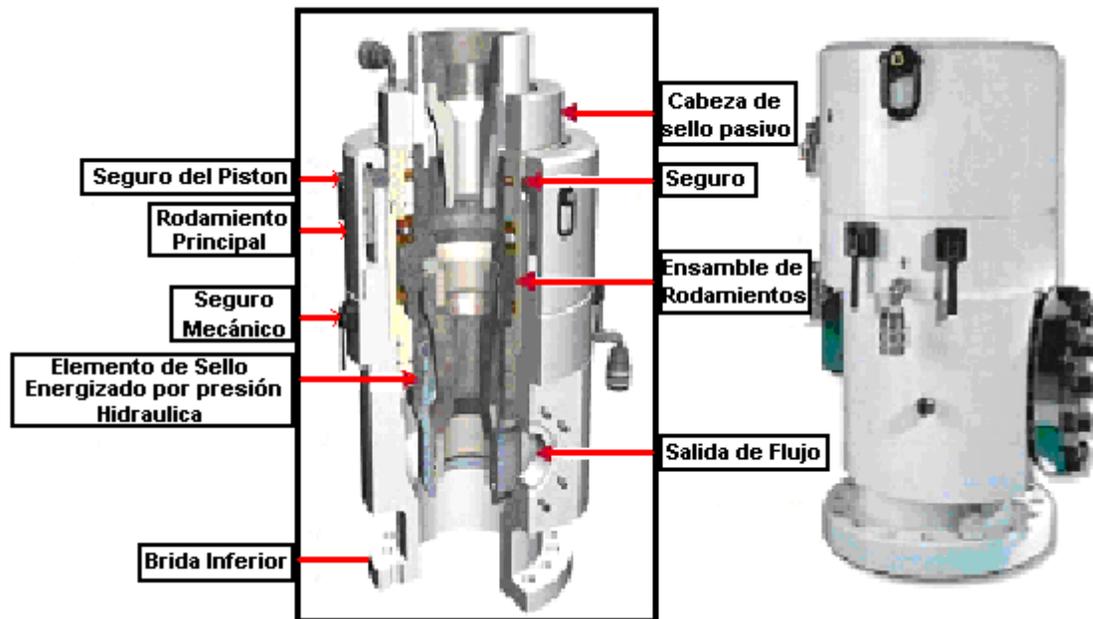


Ilustración 34: Cabezal rotatorio (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 4 / Pág. 47)

**4.4.2 Preventores:** Están diseñados para realizar todas las operaciones inherentes a la perforación con el pozo fluyendo. Las funciones básicas y habilidades que deben reunir los arreglos de preventores para UBD son:

- Disponer de elementos de sello redundantes en el arreglo, para garantizar la seguridad.
- Permitir el paso de todos los elementos que integran la sarta de perforación
- Permitir el cambio de elementos de sello garantizando la hermeticidad del pozo
- Permitir igualar presión y desfogar entre las diferentes secciones del arreglo.

**Características:**

- Elementos durables
- De construcción fuerte
- Poco sensibles a centrado y alineación del equipo
- Resistentes a fluidos base aceite.

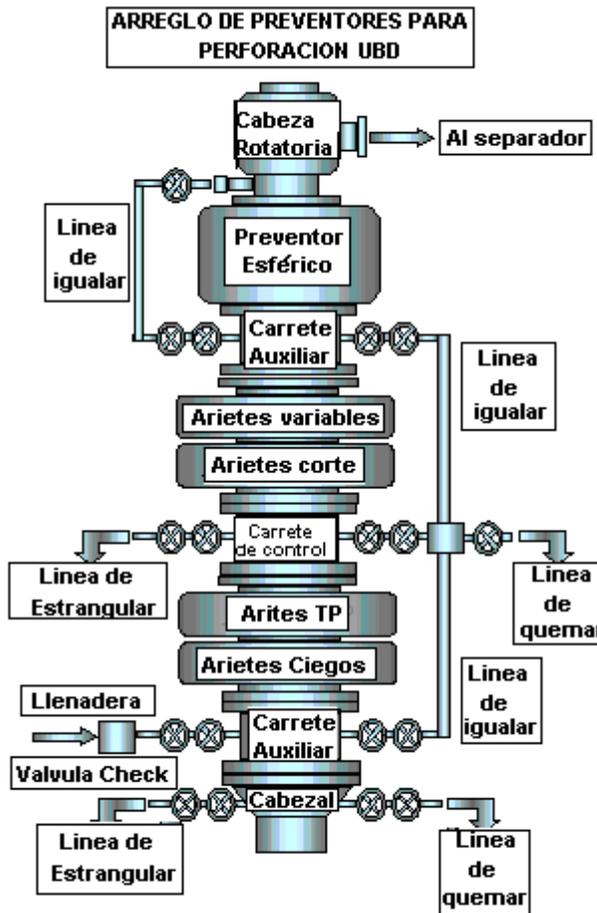
Estos son algunos de los fabricantes, características operacionales y técnicas de los preventores disponibles en el mercado.



Fabricante	Tipo	Modelo	Presión de Trabajo		Rpm	Rango de Presión	Número de Elementos
			Estática	Rot/Viajando			
RBOP	Preventor	RBOP 1500	2000	1500/1000	100	Media	Sencillo
Shaffer	Preventor	PCWD	5000	2000/3000	200/100	Alta	Sencillo

Tabla 11: Características operacionales y técnicas de los preventores

El siguiente es un arreglo típico de un conjunto de preventoras para una perforación Bajo Balance, en el cual se especifican todas las líneas de retorno de los fluidos producidos al momento de perforar y los múltiples arietes adicionales que garantizan la operación segura.



Arreglo típico de preventoras para una perforación Bajo Balance (Fuente: Colaper de México, 2000, página 13)

**4.4.1 Detectores de gas:** Se deben colocar detectores de gas y H<sub>2</sub>S en el piso de la torre, en el contrapozo y en la línea de descarga, para percibir pequeñas cantidades de gas que entran en el retorno del anular.



**4.4.2 Quemador:** Al final de la línea de descarga principal, un piloto eléctrico debe ser instalado, de manera que el gas producido mientras se perfora pueda ser quemado.

## 4.5 EQUIPO DE RETORNO PARA FLUIDOS NEUMATICOS

**4.5.1 Línea de descarga principal:** La función de la línea de descarga principal es transportar el aire o gas y los cortes de la perforación a las piscinas o tanques de residuos, esta línea debe tener una longitud mínima de 150 ft y un área transversal igual o mayor al área transversal del anular.



Ilustración 35: línea de descarga principal (Fuente: Técnicas de perforación con fluidos Livianos UA; Capítulo 2 / Pág. 72)

**4.5.2 Piscina de residuos:** Para las operaciones de perforación con aire, gas y niebla, se debe situar una piscina de residuos, al final de la línea de descarga principal, que se encuentre a una distancia segura del taladro.

**4.5.3 Atrapa muestras:** Un atrapa muestras puede ser instalado utilizando un tubo de 2 pulgadas de diámetro, colocado hacia la parte final de la línea de descarga principal y formando un ángulo agudo en dirección del flujo; se debe colocar una válvula de bola totalmente abierta sobre el tubo de muestreo para facilitar la toma de muestras. Su función principal es la de recolectar muestras del fluidos de perforación para evaluación geológica.



**Ilustración 36: Atrapa muestras (fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capítulo 4 / Pág. 54)**

**4.5.4 Piscinas de tratamiento:** Para operaciones con espuma se ubica una piscina o tanque de tratamiento al final de la línea de descarga, en donde los cortes y el fluido de perforación son descargados y tratados con un rompedor de espuma, luego pasa a otra piscina donde se estabiliza el líquido y se finaliza el tratamiento.

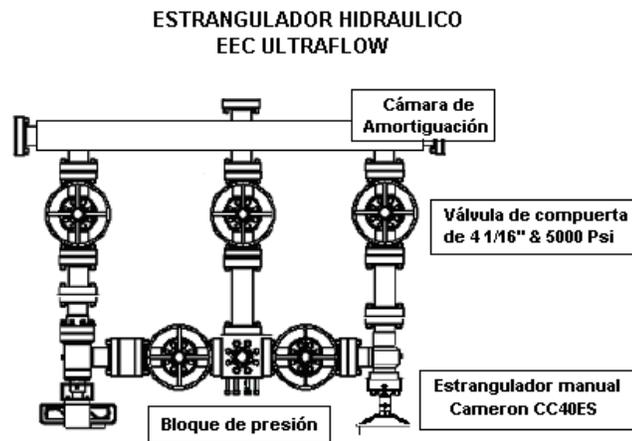
#### **4.6 EQUIPO DE RETORNO PARA EL MANEJO DE FLUIDOS GASIFICADOS**

**4.6.1 Manifold de estrangulación:** Es un dispositivo utilizado en operaciones de perforación Bajo Balance para realizar el control de la presión y el flujo que retorna del anular.

En operaciones de perforación mientras se produce, el choke podrá estar completamente abierto inicialmente y gradualmente ser cerrado como sea necesario para controlar las tasas de fluidos y presiones en la superficie.

##### **4.6.1.1 Ensamble de estrangulación 4 1/16" de tres vías & 5000 Psi**

- Bloque de presión de entrada de 4 1/16".
- válvulas de compuerta de 4 1/16" 5000 psi
- Estrangulador hidráulico EEC Ultraflow de 4 1/16" 5000 psi
- Estrangulador manual Cameron CC40 de 4 1/16" 5000 psi
- Cámara de amortiguación con tres salidas/entradas de 4 1/16", para interconectar con el separador y el árbol de estrangulación del equipo de perforación.



**Ilustración 37: Estrangulador hidráulico ECC Ultraflow (Fuente: Brochure “Ensamblajes de Estrangulación” Weatherford)**



**Ilustración 38: Ensamble de estrangulación 4 1/16” de tres vías & 5000 psi (Fuente: Brochure “Ensamblajes de Estrangulación” Weatherford)**

#### **4.6.1.2 Ensamble de estrangulación de tres vías & 5000 Psi, línea central de 6”**

- Bloque de presión de entrada de 4 1/16”x 7 1/16” x 4 1/16” 5000 psi
- 4 válvulas de compuerta de 4 1/16” 5000 psi
- 1 válvula de compuerta de 7 1/16” 5000 psi.
- Estrangulador hidráulico Cameron CC40 de 4 1/16” 5000 psi
- Estrangulador variable de 4 1/16” 5000 psi.
- Cámara de amortiguación con tres salidas/entradas, para interconectar con el separador y el árbol de estrangulación del equipo de perforación

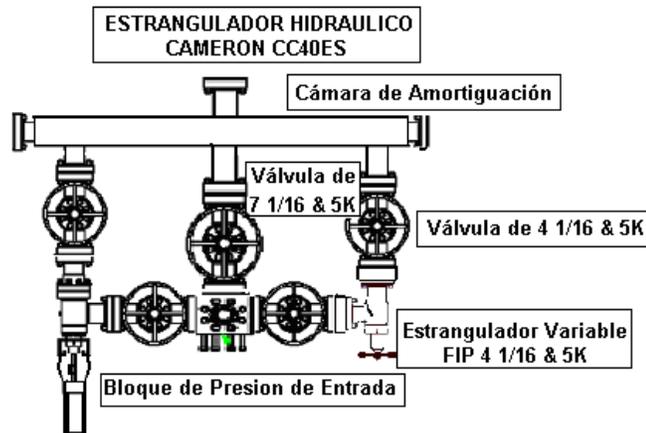


Ilustración 39: Estrangulador Hidráulico Cameron CC40ES (Fuente: Brochure “Ensamblajes de Estrangulación” Weatherford)

#### 4.6.1.3 Ensamble de estrangulación tres vías, línea central 6” con líneas laterales de 4” & 5000/3600 Psi

- 1 Estrangulador Cameron CC40 manual o neumático (desmontable).
- 4 Válvulas de esfera de 4 1/16” ANSI Clase1500, API 6D para 3600 psi.
- 2 Válvulas de esfera 4 1/16” ANSI Clase 1500, API 6D para 3600 psi.
- 2 Estranguladores hidráulicos tipo “bag choke” de 4” 5000 psi.
- 4 Bloques de presión de 7 1/16” x 4 1/16” x 7 1/16” 5000 psi.
- Sistema de recolección de muestras



Ilustración 40: Ensamble de estrangulación tres vías, línea central 6” con líneas laterales de 4” & 5000/3600 psi (Fuente: Brochure “Ensamblajes de Estrangulación” Weatherford)



**4.6.2 Separadores:** Tiene como función separar los líquidos, sólidos y gases que regresan del pozo, en una mezcla compuesta de los fluidos inyectados y de los fluidos aportados por el pozo.

**Características**

Separador vertical de tres fases (gas, líquido y sólidos),

Características Operacionales	Cantidad	Unidades
Caudal líquido	350	GPM
Caudal de Gas	30	MMPCD
Presión de trabajo	130	LPPC

Tabla 12: Características operacionales del separador vertical de tres fases

Equipos	Fabricante	Tipo	Comentario
Medidores de gas	Mr. Daniels	6"	líquido (turbina y ventanillas)
Bombas de transferencia	(Misión 3x4R)	Centrifugas	-
Bomba para sólidos	(Roper)	Tipo Tornillo	-
Válvula de control de presión de gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grove</li> <li>Fisher</li> <li>Kimray</li> </ul>	Neumática	Seguridad Neumática
Válvula de alivio	Mercer	3" x 2"	
Línea para manejo de sólidos			Para tomar muestras de recortes de la formación.
Ventanillas y controladores de nivel	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mecánico flotante</li> <li>Neumático.</li> </ul>		Son los mecanismos utilizados para el control de la operación.

Tabla 13: Características de los accesorios del separador vertical de tres fases

Los separadores para perforación Bajo Balance están diseñados bajo los siguientes principios: abiertos, cerrados, en una etapa, en dos etapas, verticales u horizontales.

**4.6.2.1 Sistemas de separación abiertos a presión atmosférica:**

**Está integrado por:**

- Separador vertical de baja presión: Su capacidad varía entre 20 y 30 MMPCD de gas y de 15 a 20,000 BPD de líquidos.
- Separador fluido de perforación – hidrocarburo: 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).



- Separador de vacío: Se requiere su uso cuando hay presencia de gases amargos, para asegurar su remoción, así como cuando el lodo encapsula el gas y no permite separarlo en el separador.
- 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, mediante una línea de 4" y las bombas centrífugas de las presas.

### Ventajas:

- Puede usarse en forma modular, instalando sólo el equipo necesario.
- Son de menor costo.
- Es compatible con equipo de sensores y recolección de datos.

### Desventajas:

- Requieren de áreas relativamente grandes para su instalación.
- Ofrece menor control sobre la operación que los sistemas cerrados.
- Especificaciones para presión atmosférica.

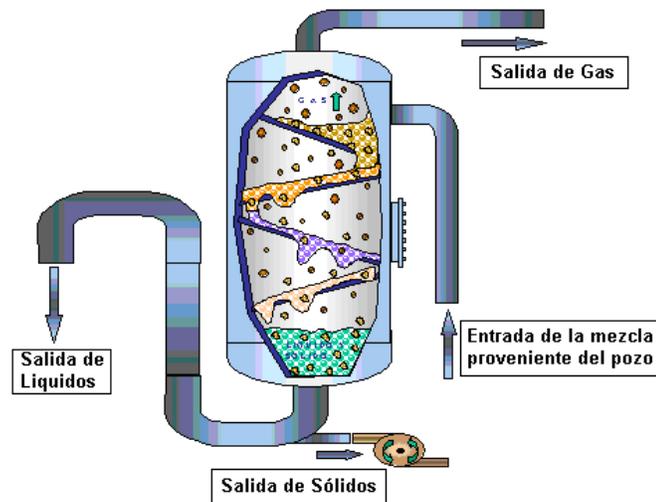


Ilustración 41: Separador vertical de baja presión. (Fuente: Colaper de México, 2000, página 15)

#### 4.6.2.2 Sistemas de separación cerrados de baja presión:

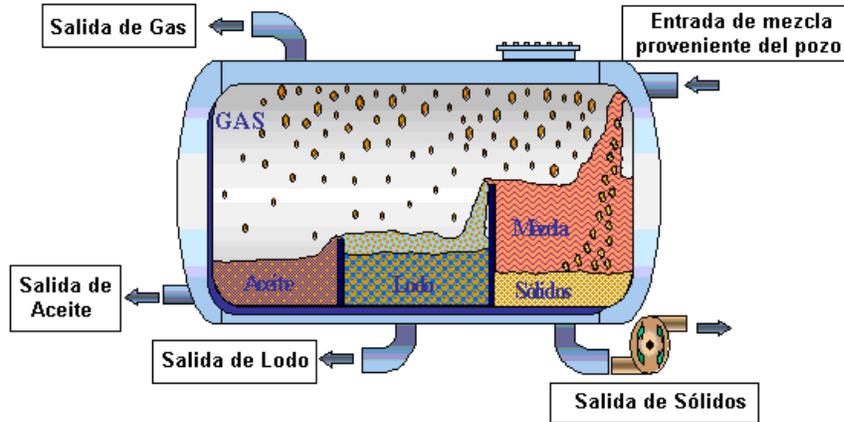
### Ventajas:

- Mejor control en: volúmenes de entrada y salida, monitoreo de la operación.
- Presión de trabajo de hasta 250 psi.
- Manejar mayores volúmenes que los atmosféricos.
- Sistemas integrados de estrangulación.



**Desventajas:**

- Mayor costo que los equipos abiertos.
- No puede modularse, obligando a usar el sistema completo en todos los pozos.



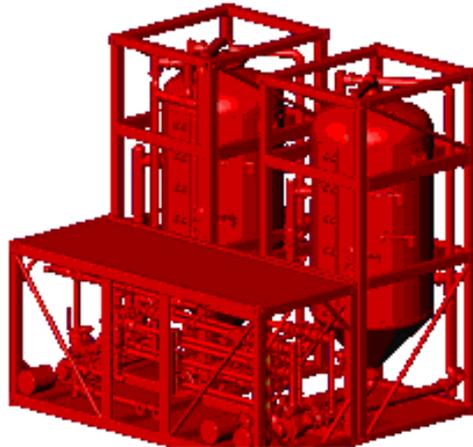
**Ilustración 42:** Esquema del interior de un separador cerrado horizontal, del tipo denominado “de cuatro fases”. (Fuente: Colaper de México, 2000, página 15)

**Características**

Características Operacionales	Cantidad	Unidades
Caudal líquido	40,000	BPD
Caudal de Gas	60	MMPCD
Presión de trabajo	250	PSI

**Tabla 14:** Características Operacionales de los sistemas de separacion cerrados de baja presión

**4.6.2.3 Sistemas equipo de separación cerrados en dos etapas:** Consisten en dos separadores, ya sea verticales ú horizontales conectados en serie, que permiten mejorar la separación y la medición más detallada de parámetros. Evaluando el potencial del yacimiento durante la perforación.



**Ilustración 43: Equipo de separación vertical en dos etapas. (Fuente: Colaper de México, 2000, página 16)**

## **4.7 EQUIPOS PARA OPERACIONES ESPECIALES**

**4.7.1 Unidades de snubbing:** El costo adicional de estos equipos puede ser justificado si un control de pozo no es deseado antes de terminar la perforación, este evento ocurre cuando se requiere de un viaje de tubería para el cambio de broca.



**Ilustración 44: Unidad de Snubbing (equipo de empuje de tubería) (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford; Capitulo 2 / Pág.34)**



A menudo las consideraciones para la seguridad del personal, del equipo y de la operación; proveen las razones necesarias para utilizar unidades de snubbing, si se esperan gases ácidos habría una motivación adicional.

La unidad de snubbing incluye el uso de un conjunto de preventores de seguridad que permite a la tubería de perforación ser corrida hacia adentro ó hacia fuera del agujero con presión en el anular, aun cuando el peso de la tubería de perforación es insuficiente para vencer la presión que tiende a expulsar la tubería fuera del pozo (Situación de tubería Liviana).

**4.7.2 Equipo de tubería flexible:** Después de surgir el concepto de utilizar una sarta continua de tubería para correr rápidamente herramientas y mejorar los mantenimientos de pozos, la industria desarrolló variantes de equipos de superficie con sistema hidráulico para manipular la tubería y suministrar el servicio auxiliar necesario. Estos equipos podían montarse sobre grandes bases y camiones, llamados unidades de tubería flexible. La unidad integrada de Tubería Flexible tiene consigo una tubería continua la cual puede ser metida o sacada del agujero a altas velocidades por encima de 200 ft-min., y a altas presiones por encima de 10000 psi.



**Ilustración 45: Equipo de tubería flexible (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capitulo 2 / Pág. 35)**

#### **Ventajas:**

- No requiere de conexiones
- Tiene un conjunto compacto de preventores de reventones
- Mantiene altas presiones de superficie
- Reemplaza las operaciones de stripping con equipos rotarios



- Reemplaza las operaciones de snubbing
- Hace que los sistemas MWD más simples en fluidos gasificados
- No se requiere un sistema de empuje/retención de tubería
- Trabajo posible de perforación a través de la tubería de producción
- Los costos son más bajos.

#### Desventajas:

- El peso sobre la broca es limitado
- Poca maniobrabilidad en caso de pegas
- La limpieza del agujero es mas critica
- Tiene un alto potencial para colapso de la tubería en pozos de alta presión.

**4.7.3 Perforación con martillos neumáticos:** La perforación con martillo normalmente es usada cuando se perfora con gas seco, niebla o espuma, en formaciones duras, en donde las brocas convencionales no tiene mucha eficiencia y el espesor de dichas formaciones sea significativo para que el uso de este método sea económicamente viable.

El martillo toma la energía del flujo para realizar el ciclo de hacer que la broca impacte contra la roca, levantar la broca y volver a impactar repetidamente.



**Ilustración 46: Broca de Percusión (Fuente: Principios De Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos. Weatherford Capitulo 2 / Pág. 36)**

#### Ventajas

- Requiere muy bajos pesos sobre la roca
- Alta fuerza compresiva en la broca
- Mínima tendencia a la desviación
- Excelente vida de la broca.



## 5. EVALUACION DE RIESGOS

La perforación Bajo Balance (UBD), tiene riesgos y peligros adicionales a los encontrados en la perforación convencional, ya que crudo, agua y gas de la formación son producidos durante el proceso. Para asegurar que todos los problemas que tienen que ver con la seguridad y el éxito del proyecto, se deben considerar los siguientes puntos con el personal involucrado.

- Revisión técnica detallada del yacimiento y de las facilidades de perforación propuestas.
- Diseño de un sistema adecuado para control de la presión y el manejo apropiado de los fluidos producidos en superficie.
- Entrenamiento del personal en este tipo de operaciones.
- Diseño de un programa adecuado de circulación e hidráulica del pozo, que garantice la limpieza adecuada del pozo, la estabilidad de las paredes y mitigue el daño de formación.
- Revisión de los procedimientos operativos y las limitantes del yacimiento; Las facilidades (Máximas presiones de operación, Máximos caudales de flujo, quema de gas, almacenamiento de fluidos, etc.).
- Planes de contingencia detallados y respuesta a emergencias.
- Análisis detallado de los riesgos (HAZOP), cubriendo todos los escenarios y problemas operacionales posibles, incluyendo: Alta velocidad en el fluido de retorno, erosión en el equipo de superficie, corrosiones y explosiones en el pozo, fluidos inflamables de producción en superficie, presencia de H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>, problemas de estabilidad de pozo.

### 5.1 CLASIFICACIÓN IADC (ASOCIACIÓN INTERNACIONAL DE CONTRATISTAS DE PERFORACIÓN).

La asociación internacional de contratistas de perforación en su búsqueda hacia la estandarización de las normas y/o procedimientos de las operaciones de perforación, ha conseguido la certificación y clasificación de los sistemas de perforación Bajo Balance.

#### 5.1.1 Clasificación por el tipo de aplicación

**Clase A:** Perforación en balance o cerca al balance: En esta técnica la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido en la cara de la formación esta en balance o levemente por encima de la presión de



formación, por lo tanto no se induce el influjo de fluidos de formación dentro del pozo.

**Clase B:** Bajo Balance Se utiliza cuando las condiciones de presión y fluidos en el yacimiento son bien conocidas, y los riesgos pueden ser predichos. La columna de lodo que ejerce el control primario en perforación convencional es reemplazada por una columna de fluido cuya presión en la cara de la formación será inferior a la presión de poro de la formación y el control se realizara en superficie mediante el manejo de la presión anular y flujo de retorno.

### 5.1.2 Clasificación por el riesgo

NIVEL	OBSERVACIONES
5	La presión máxima proyectada en superficie excede la máxima presión de operación de los equipos de bajo-balance, pero es menor que la presión de operación del conjunto de preventores. Una falla catastrófica.
4	Producción de hidrocarburos. La máxima presión de cierre es menor que la presión de operación de los equipos de Bajo-Balance. Una falla catastrófica.
3	No hay producción de hidrocarburos - Geotermia. La máxima presión de cierre es menor que la presión de operación de los equipos de bajo-balance. Una falla catastrófica tiene consecuencias serias inmediatas.
2	Pozo capaz de fluir naturalmente hacia superficie, pero que permite utilizar los métodos convencionales de matar el pozo. Tiene consecuencias limitadas en caso de una falla catastrófica del equipo.
1	Pozo incapaz de fluir naturalmente a superficie, pozos inherentemente estable y con bajo riesgo desde el punto de vista de control de pozo.
0	Pozos perforados para optimización de los tiempos de perforación en zonas que no contienen hidrocarburos.

Tabla 15: Clasificación por el riesgo según la asociación internacional de contratistas de perforación

## 5.2 METODOLOGÍAS HAZOP & HAZID

La identificación de “que cosa es la que puede andar mal” es una etapa importante de un proceso de evaluación o análisis de riesgos. Los accidentes solo pueden ser prevenidos anticipándose a la forma en que estos pueden ocurrir.

La identificación de riesgos involucra la consideración rigurosa de todas las situaciones en las que potencialmente exista la posibilidad de un daño, seguida por un análisis detallado de la combinación de secuencias de eventos que pueden transformar este potencial en un verdadero accidente. Cuando nos referimos a grandes o mayores riesgos, existen aspectos para su identificación que deben ser considerados:



- Determinar si una operación o actividad dada tiene el potencial de originar una situación de riesgo mayor.
- Determinar el rango de los eventos con riesgo mayor que esa operación o actividad puede presentar.
- Identificar las rutas por medio de las cuales, cada unos de esos eventos de riesgo mayor, puede suceder (Identificar escenarios potenciales de accidentes).
- Determinar acciones a tomar y de contingencia.

En la técnica de perforación Bajo Balance el estudio de riesgo es analizado mediante una estructura que ayuda a estimular a un grupo de personas a aplicar la previsión en conjunción con su conocimiento de las tareas, mediante la formulación de ciertas preguntas o el uso de palabras guía.

### 5.2.1 Estudios de riesgo y operabilidad (Hazop):

HAZOP es una técnica que permite considerar de manera sistemática las desviaciones a la intención original o al diseño en un determinado proceso.

Es una metodología para la cual se requiere una sesión grupal con un conjunto multidisciplinario de participantes. Es muy utilizada para la identificación de riesgos, con aplicaciones en distintas ramas de la industria (química, petroquímica, petróleo y gas, etc.) Las características más importantes de un estudio de HAZOP son las siguientes:

<b>Intención</b>	Define como debe funcionar un determinado equipo o parte del mismo, o como debe realizarse una operación
<b>Palabras guía</b>	Son simples palabras que se usan para estimular a los participantes en el proceso de identificar diferentes desviaciones particulares
<b>Desvíos de la intención de diseño</b>	Son apartamientos de la intención, los cuales son descubiertos mediante la aplicación sistemática de las palabras guía.
<b>Causas</b>	Son las razones por la cuales las desviaciones podrían ocurrir.
<b>Consecuencias</b>	Son los resultados de tales desviaciones como los riesgos y dificultades operativas.

Tabla 16: Características de un estudio HAZOP

### 5.2.2 ¿Porqué y cuando conviene hacer un estudio de HAZOP?

HAZOP es esencialmente la primera etapa en un proceso de evaluación de riesgos, con el objetivo implícito de determinar *que es lo que puede andar mal*. Puede decirse que el método HAZOP es típicamente usado para:



- Evaluación del grado de adecuación del diseño, en las etapas de diseño conceptual, preliminar y de detalle.
- Evaluación de grado de adecuación de la instalación de la planta o proceso.
- Evaluación de áreas con problemas.
- Evaluación de modificaciones en el diseño.
- Plantear acciones correctivas y de contingencia.

### 5.2.3 Ventajas o beneficios de la aplicación de HAZOP

- La identificación temprana de problemas al aplicarlo en la etapa conceptual del diseño.
- El examen detallado de los riesgos y los problemas de operabilidad cuando se aplica en la etapa de detalle, con resultados tales como las mejoras de diseño antes de la selección de equipos, construcción y comisionado de la instalación.
- Estimula la creatividad en la evaluación conceptual del diseño.
- Ocasiona reducción significativa en los costos del proyecto.
- Identifica la necesidad de procedimientos de emergencia para mitigar efectos adversos.
- Identifica las necesidades para la implementación de procedimientos de puesta en marcha, operación y mantenimiento seguros y confiables.
- Provee información esencial con respecto a los riesgos identificados y sobre la efectividad de los sistemas de seguridad.

Las ventajas de esta técnica no radican solamente en que es flexible y genérica, sino en la forma en que convencionalmente se aplica, es decir, en sesiones grupales, donde un grupo multidisciplinario de expertos realiza una “tormenta de ideas” sobre “¿Qué es lo que puede andar mal?”. Este entrecruzamiento de ideas y opiniones es lo que nutre esta técnica, logrando que se identifiquen los problemas previamente, que de otra manera podrían pasar desapercibidos hasta que se produjera una falla o accidente.

### 5.3 METODOLOGÍA HAZID

El método HAZID (*HAZard Identification*) es un estudio formal para la identificación de peligros y riesgos, como así también los controles requeridos en una operación o instalación, y la evaluación de la aceptabilidad de dichos riesgos utilizando métodos tanto cualitativos como cuantitativos. Por medio de esta técnica se identifican las medidas a ser adoptadas para reducir o eliminar todo riesgo que no es considerado aceptable. Los estudios HAZID proveen un entorno en el que las personas pueden utilizar su experiencia y habilidades para evaluar riesgos o problemas operacionales que pueden llegar a generarse.



Al realizar un estudio HAZID, el estado de desarrollo del proyecto es esencial, debido a que se deberá alcanzar un equilibrio para determinar si es apropiado llevar a cabo un estudio suficientemente temprano para afectar las decisiones que serán tomadas o si es preferible esperar a un estudio posterior, cuando haya más información disponible. Es por esto que hay dos tipos de HAZID:

**Detallado:** Un HAZID detallado se realiza cuando el proyecto se encuentra en las etapas en las que el diagrama de proceso se ha desarrollado, como así también un inventario de los riesgos y parámetros que describen las actividades consideradas y los métodos con los cuales se llevarán a cabo. Los estudios HAZID son particularmente útiles cuando los equipos, procesos o planta han variado de su diseño original.

	Acción	Gerente Del Proyecto	Coordinador Del HAZID	Equipo Del HAZID
1	El gerente del proyecto decidirá si es necesaria la implementación del HAZID.	●		
2	El gerente del proyecto completará el formulario del HAZID (Descripción de actividad).	●		
3	Se designa el equipo HAZID y el Coordinador.	●	●	●
4	Cada paso será evaluado de acuerdo a sus riesgos asociados y efectos potenciales para: <b>A:</b> Personas, <b>B:</b> Medio Ambiente <b>C:</b> Económicos; Cuando sea relevante.			●
5	Evaluar el riesgo SIN medidas de control, utilizando las tablas de Probabilidad y Consecuencia.			●
6	Asignar un color: <b>Verde:</b> Riesgo Bajo, <b>Amarillo:</b> Riesgo medio, <b>Rojo:</b> Riesgo Alto.			●
7	Adopción de Medidas / Acciones de control para cada riesgo actual y potencial.			●
8	Los <b>BSR</b> (Requerimientos Básicos de Seguridad), son agregados para reducir aun más los riesgos.			●
9	El riesgo residual es evaluado para asegurar que se ha reducido el riesgo a un nivel aceptable.			●
10	Las Medidas / Acciones de control son adoptadas en un marco de tiempo previamente aceptado.		●	
11	El gerente del proyecto monitorea las Medidas / Acciones para asegurar que se implementara correctamente.	●		

Tabla 17: Diagrama de Flujo del HAZID



El coordinador facilitará el estudio, soportará al equipo en los objetivos y metodología y los guiará a través de las etapas y también a producir el informe. El HAZID deberá revisar y evaluar cada etapa de las fases del proyecto y ser lo suficientemente detallado para identificar todos los riesgos.

**Conceptual:** Este estudio describe y analiza conceptos tales como características físicas, socio-económicas, accesibilidad, etc. de la localización donde se llevará a cabo el proyecto, como así también una descripción general de las tareas involucradas. Como éste es un estudio inicial, la información disponible es mínima, aunque ciertos documentos son considerados de mucha utilidad, como ser:

### 5.3.1 Ventajas o beneficios de la aplicación de HAZID

- Utilización de experiencia combinada de diferentes miembros en una manera constructiva.
- Interacción temprana entre diseño y el personal usuario final.
- Acercamiento sistemático a la identificación de riesgos, amenazas y a la reducción de los mismos.
- Confirmación de la aptitud de los equipos para su propósito – equipamiento no esencial es eliminado en la etapa de diseño.
- Establecimiento de fundamentos que permitan un diseño detallado para proceder en una correcta dirección.
- Ofrece beneficios demostrados en la reducción de tiempos, pues se prevén las acciones a tomar en caso que el evento analizado previamente se presente.

### 5.3.2 Niveles de riesgo

El proceso para determinar Niveles de Riesgos es el siguiente:

- Si sale mal, ¿cuán serio será? (*consecuencia*).
- ¿Cuál es la probabilidad de que salga mal? (*probabilidad*).

El Nivel de Riesgo es una combinación de estos dos criterios.

$$\text{RIESGO} = \text{CONSECUENCIA} \times \text{PROBABILIDAD}$$

**Consecuencias:** Al analizar las consecuencias, deben entrar en consideración los siguientes factores:

- Seguridad: Lesiones a personas, grado de las mismas, **p.e** Fatal, mayor, menor.
- Ambientales: Pérdida de contención, grado del mismo, **p.e** Mayor, serio, menor.



- Operativas: Daño a la planta o equipos, y grado del mismo, **p.e** Pérdida total, mayor, menor.

A continuación, la Tabla 18, muestra las descripciones de las consecuencias con un valor numérico asignado (el valor más alto siempre será aplicado).

Valor	Descripción	Seguridad Pérdida De Vida	Medio Ambiente Pérdida De Contención	Operativo Pérdida de Planta o Equipo
5	Catastrófico	Múltiples Muertes.	Pérdida mayor de contención con escapes severos al ambiente.	Pérdida de activos, abandono de recipientes. Pérdida de estructura.
4	Severo	Posibles muertes, múltiples heridas severas.	Pérdida de contención con escapes severos al ambiente.	Daño severo a los activos / pérdida de operaciones.
3	Significante	Posibles heridas severas, Múltiples heridas menores.	Pérdida de contención con escapes significantes al ambiente.	Daño significativo a equipos / Retraso de varios días en las operaciones.
2	Menor	Posibles heridas menores.	Pérdida de contención con escapes menores al ambiente.	Daño menor a equipos / Retraso hasta un día en las operaciones.
1	Insignificante	Improbables heridas personales.	Pérdida de contención sin escape al ambiente.	Daño menor a equipos / No hay retraso en las operaciones.

**Tabla 18: Consecuencias**

**Probabilidad:** Al juzgar la probabilidad, ver tabla 19; las *Probabilidades* deben ser considerada en función al daño hipotético.

Valor	Descripción	Definición
5	Frecuente	Un evento que es probable que ocurra más de una vez al año.
4	Probable	Un evento probable que ocurra mas de una vez o más durante operaciones o a lo largo de la vida del equipó.
3	Posible	Un evento posible que puede ocurrir durante operaciones o a lo largo de la vida del equipó.
2	Improbable	Un evento improbable que puede ocurrir durante operaciones o a lo largo de la vida del equipó.
1	Altamente Improbable	Hay un evento posible, pero nunca experimentado. Hay extremadamente remotas posibilidades de que ocurra.

**Tabla 19: Probabilidades**



**Riesgo:** Es el producto de la consecuencia multiplicada por la probabilidad. El resultado será un valor entre 1 y 25 y que se puede observar en la Tabla 20.

Consecuencia ↓						
5 Catastrófico	5	10	15	20	25	
4 Severo	4	8	12	16	20	
3 Significante	3	6	9	12	15	
2 Menor	2	4	6	8	10	
1 Insignificante	1	2	3	4	5	
Probabilidad →	1 Altamente Improbable	2 Improbable	3 Posible	4 Probable	5 Frecuente	

Tabla 20: Matriz de Nivel de Riesgo

Luego de determinar el nivel de riesgo y adoptar las medidas necesarias para reducir los mismos, el proceso descrito con anterioridad deberá reiterarse, obteniendo una evaluación de riesgo residual. El riesgo residual para cada acción deberá ser menor que el previamente calculado. Si éste no es el caso, el estudio deberá ser revisado.

**Criterios de Aceptabilidad:** Los riesgos son categorizados como altos, medios o bajos, dependiendo del valor obtenido al multiplicar consecuencia por probabilidad. Cuanto más alto es el valor obtenido, más alto el riesgo de aceptabilidad para el riesgo. La aceptabilidad para las categorías de riesgos es explicada en la Tabla 21.

<b>15 - 25</b>	<b>ALTO RIESGO</b> Las operaciones no deben continuar. Se deben desarrollar métodos alternativos para la reducción de riesgos.
<b>12 - 8</b>	<b>MEDIO RIESGO</b> Pueden ser necesarias algunas consideraciones. Recomendaciones de aplicación de medidas de reducción de riesgos y/o planes de contingencia.
<b>1 - 6</b>	<b>BAJO RIESGO</b> Las operaciones pueden continuar sin mayores controles. Considerar relaciones Costo / Beneficio que se puedan alcanzar.

Tabla 21: Criterio de Aceptabilidad

**Medidas de reducción de riesgos:** Los riesgos categorizados como altos estarán sujetos a medidas de reducción de riesgos y a la introducción de controles para reducir los riesgos a un nivel aceptable.



Las medidas preventivas adicionales deberán también ser contempladas para riesgos categorizados como medios.

Los riesgos categorizados como bajos no requerirán la implementación de medidas.

**Jerarquía de las medidas de reducción de riesgos:** El proceso de reducción de riesgos implica la adopción de medidas necesarias en orden descendente como se indica a continuación:

1	Eliminación del riesgo removiendo la amenaza – Eliminar del diseño la fuente del problema.
2	Reducir el riesgo sustituyéndolo por un proceso, actividad o sustancia menos riesgosa.
3	Aislar a través de controles efectivos ( <b>p.e:</b> Delimitar el peligro, retirar a la persona expuesta al riesgo, reducir su exposición, etc.). Considerar la posibilidad de separación entre componentes de un equipamiento o entre instalaciones.
4	Instalar elementos de protección como paradas de emergencia, sensores, microswitches, etc.
5	Implementar permisos de trabajo seguro, reglas especiales y procedimientos para controlar los riesgos.
6	Proporcionar supervisión apropiada, como adecuado entrenamiento, instrucción e información relevante.
7	Proporcionar elementos de Protección Personal, solo como ultima medida y como soporte de las medidas de control previamente mencionadas.

**Tabla 22: Medidas de Reducción de Riesgos**

Todas las acciones para reducir los riesgos deberán estar claramente especificadas y asignadas a una persona responsable para su implementación.

**Requisitos básicos de seguridad (BSR):** Luego de analizar y evaluar cada riesgo, se deben tomar una serie de medidas. La aplicación de las medidas implica uno o más BSR, que pueden dividirse en los siguientes tipos:

- Procesal.
- Entrenamiento / Capacitación.
- Elementos de Protección Personal.
- Capacidad de equipos.

Los BSR son referidos usando los siguientes códigos:

1. Permisos de Trabajo Seguro.
2. EPP Básicos.
3. Protección ocular.



4. Chaleco salvavidas.
5. Arnés.
6. Aislamiento eléctrico.
7. Aislamiento Mecánico.
8. Protección química.
9. Equipo autónomo para respiración.
10. Entrenamiento.
11. Inspección.
12. Comunicaciones.
13. Control de incendio.
14. Bote rápido de rescate \*.
15. EPP resistentes al agua \*.
16. Protección climática
17. Familiarización.
18. Otros (referir a palabra guía).

\*(Solo para actividades Off Shore).



## 6 PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES PARA LA PERFORACION CERCA/BAJO BALANCE

**Los siguientes procedimientos han sido recopilados del planeamiento de pozos reales por prácticas y experiencias en campo; por diferentes compañías de servicios de UBD. Todos tienen la base empírica de los trabajos históricos de campo y están sujetos a mejoras que beneficien la seguridad del personal de equipos y la operación UBD.**

### 6.1 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN Y PRUEBA DEL CABEZAL ROTATIVO

Procedimiento para la prueba de presión:

- Instalar tapón de prueba de las BOP's (Esta operación es realizada por el personal de taladro de la manera convencional)
- Probar rams de tubería, ram ciego, preventor anular y choke manifold del taladro de acuerdo a los procedimientos y presiones establecidas por la compañía operadora.
- Llenar Tazón del RCD (Cabezal Rotativo) con agua hasta Superficie
- Instalar tapón de prueba del "Tazón" del cabezal rotativo
- Cerrar clamp del Cabezal y apretar espárrago de seguridad
- Cerrar Válvulas de Emergencia, las cuales estarán conectadas al acumulador del taladro
- Conectar camión de prueba y bombear agua para llenar el tazón.
- A través de la válvula de aguja localizada en el tope del tapón de prueba, purgar el aire que haya quedado atrapado.
- Presurizar tazón del cabezal al 75% de la presión de operación, manteniendo por cinco minutos y registrando en la carta.
- Aliviar presión y abrir Válvulas HCR.
- Prepararse para probar choke manifold, línea de flujo y separador de 4 fases

### 6.2 PROCEDIMIENTO PRUEBA DEL CHOKE MANIFOLD DE BAJO BALANCE Y SEPARADOR DE BAJO BALANCE

- Verificar apertura de la válvula HCR.
- Alinear para cerrar choke manifold de Bajo Balance y probar línea de flujo, en intervalos hasta la presión programada contra los estranguladores y contra las válvulas del lado de alta del choke manifold. Aliviar presión.



- Alinear para abrir choke manifold a separador de Bajo Balance. Cerrar salidas del separador, probar líneas desde choke manifold hasta separador con 1000 psi.
- Aliviar presión, abrir salidas del separador, disminuir nivel de líquido en el separador y presurizar separador con  $N_2$  hasta 100 psi para simular presión de trabajo
- Bombear fluido a través de la línea del cabezal rotativo o a través de la línea de matar, con la bomba del taladro circulando por el sistema de separación.
- Probar funcionamiento del separador, verificar circulación hacia los rumbas y probar sistema de adquisición de datos de Bajo Balance.
- Parar bomba, cerrar entrada y salidas del separador para mantener presión de nitrógeno dentro del mismo cuando se dé inicio a la operación
- Recuperar tapón de prueba del cabezal y tapón de prueba de las BOP's
- Alinear pozo para inicio de operaciones UBD

### **6.3 PROCEDIMIENTO DE PRUEBA HIDRAULICA DE LAS LINEAS DE 2000; 4000 PSI Y EL EQUIPO DE INYECCIÓN DE $N_2$ .**

- Llenar completamente con agua las líneas correspondientes al sistema de generación e inyección de Nitrógeno.
- Conectar la Bomba de prueba a la línea de inyección de Nitrógeno.
- Cerrar Válvula de bola de 5000 psi a la entrada del stand pipe
- Cerrar Válvula de la línea de alivio.
- Iniciar la prueba presionando con la bomba de prueba hasta alcanzar 500 psi, registrar en el Barton, verificar posibles fugas.
- Si no hay presencia de fugas continuar realizando incrementos de 500 psi, regístrelos en el Barton, verifique posibles fugas, hasta alcanzar el 75% de la presión del cabezal rotativo, mantener la presión por cinco minutos, registrar y proceder al alivio de la presión.
- Una vez verificado que no haya presión, abrir la válvula de entrada al Stand Pipe y desconectar la bomba de prueba.

### **6.4 PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACIÓN DEL ENSAMBLAJE DE RODAMIENTOS Y SELLOS DEL CABEZAL ROTATIVO**

- Enganchar y conectar un tubo o sencillo con el Top Drive.
- Conectar cono de inserción de la compañía de servicios, al tubo conectado al "Top Drive".
- Ubicar ensamblaje de rodamientos "bearing assembly", o juego de gomas en el pozo del ratón (Este debe ser enganchado con uno de los winches usando las eslingas especiales).



- Aplicar grasa al interior del “ensamblaje” o juego de gomas y también al cono de inserción.
- Extender brazos del “Top Drive” para pasar el tubo con el cono de inserción por dentro del juego de gomas, aplicando peso con el “Top Drive” y manteniendo tensión hacia arriba con el winche sobre el juego de gomas.
- Retirar cono de inserción una vez insertado el tubo al juego de gomas.
- Conectar tubo con juego de gomas a la sarta de perforación colgada en las cuñas.
- Levantar sarta, retirar cuñas y “bushings” de la rotaria.
- Bajar la sarta dentro del pozo lentamente hasta que el juego de gomas se posicione en el “tazón” de la cabeza rotativa, verificando que la guía que tiene el juego de gomas quede en el lugar indicado.
- El operador de la cabeza rotativa deberá revisar que el juego de gomas esté correctamente posicionado antes de proceder a cerrar la “abrazadera” hidráulica desde el panel de control. Posteriormente conectar las mangueras de agua de refrigeración y de aceite de lubricación y finalmente apretar la tuerca de seguridad de la abrazadera.

## 6.5 MANEJO DEL FLUJO DE RETORNO DEL POZO EN SUPERFICIE

Los fluidos en superficie serán manejados a través del equipo de separación de la compañía de servicios, con el siguiente proceso.

- El fluido que retorna del pozo, será desviado a través de la cabeza rotativa. Pasará a través de la HCR (Emergency Shut down Valve) y la línea hacia el chokeManifold de la presión máxima alcanzada por el cabezal rotativo de Bajo Balance. Donde con ayuda del sistema de adquisición de datos serán monitoreadas las presiones y temperaturas de retorno en cabeza.
- Aguas abajo del chokeManifold de la presión máxima alcanzada por el cabezal rotativo de Bajo Balance, se registrarán igualmente las presiones y temperaturas, y el fluido descargará al separador de sólidos de alta presión (trampa de arena), donde una línea descargará la mayor cantidad de cortes de perforación hacia los rumbas del taladro.
- A través de la otra línea del separador de sólidos se descarga los fluidos hacia el separador de cuatro fases de UBS.
- En el separador de cuatro fases se separan todos los fluidos provenientes del pozo (gas y líquido).
- Los fluidos gaseosos son enviados al quemadero, ubicado a unos 100 m de la cabeza de pozo y en una posición contraria a la dirección predominante del viento.
- Los fluidos líquidos pueden ser desviados hacia el sistema de rumbas



del equipo y/o al tanque de almacenamiento externo al sistema en la situación donde exista producción del pozo.

## 6.6 PROCEDIMIENTO PARA CAMBIO DE GOMAS CON PRESION EN CABEZA DE POZO

Para realizar el cambio del inserto en fondo debemos garantizar que el hueco esté libre de cortes de perforación con el objeto de evitar asentamiento de los mismos que puedan conllevar a una pega de tubería.

- Posicionar el tool joint más próximo dentro de la goma (con la intención de disminuir o parar la fuga y mantener la tubería en mínima rotación)
- Si se consigue sello continúe con el siguiente paso, en caso contrario pase al procedimiento de contingencia escrito al final.
- Circular un fondo arriba a la misma tasa de bombeo de perforación.
- Parar el bombeo de fluidos y la rotación
- Cerrar BOP anular.
- Despresurizar anular por encima del BOP a través del choque de la compañía de servicios UBD.
- Posicionar el tool joint por debajo del inserto rotativo.
- Verificar nuevamente cero presión por debajo de la cabeza
- Abrir el clamp de la cabeza rotativa
- Levantar la sarta con el inserto haciendo stripping hasta dejarla en posición para desenroscarla
- Quebrar la conexión sin desenroscar el top drive.
- Retirar inserto de la tubería
- Instalar inserto nuevo
- Conectar nuevamente la tubería con el inserto nuevo
- Bajar el inserto haciendo stripping hasta dejarlo en posición en la cabeza rotativa
- Cerrar el clamp
- Leer el valor de presión debajo de la BOP anular en el choque del taladro.
- Igualar presiones por encima y por debajo del BOP anular, utilizando la conexión entre los choques del taladro y de la compañía de servicios.
- Cerrar el choque del taladro y conexión con el choque de compañía de servicios. (Despresurizar choque del taladro)
- Abrir BOP anular
- Volver lentamente a los parámetros de perforación (caudal de lodo (y nitrógeno si se esta inyectando), rotación y peso sobre la broca) que se tenían antes de la falla de la goma.
- Continuar con la perforación.



## Procedimiento de contingencia

Parar circulación y cerrar el BOP anular. Alinear el retorno hacia el equipo de separación a través de la línea que une el choque del taladro y el choque de la compañía de servicios. Circular un fondo arriba a baja tasa debido a la restricción generada por la línea de 2" que conecta los choques del taladro y la compañía de servicios.

## 6.7 PROCEDIMIENTO PARA CONEXIONES

### 6.7.1 Sistema de Flow Drilling, sin inyección de Nitrógeno pero con influjo de gas de formación.

- Una vez perforada y repasada la pareja, levantar y colgar la sarta en las cuñas.
- Apagar la bomba. Notificar al personal de la compañía de servicios para proceder a cerrar el pozo en el choke de Bajo Balance. Esto evitará que se descompense el sistema, reducirá la segregación de gas y evitará que el anular pierda líquido. Con ello se evita que se incremente el grado de Bajo Balance.
- Cerrar la válvula Kelly cock para evitar reguero de lodo al romper la conexión.
- Verificar que no existe ninguna presión atrapada en la sarta.
- Romper la conexión y conectar la nueva pareja de manera convencional.
- Abrir la kelly cock, levantar la sarta y retirar las cuñas.
- Encender la bomba llevándola lentamente hasta el galonaje que se esté inyectando.
- Tan pronto la bomba tenga presión, notificar al personal de la compañía de servicios para proceder a abrir el choke lentamente.
- Verificar que la presión de bombeo retorna al nivel que traía.
- Abrir lentamente el choke hasta que haya retorno de líquido.
- Una vez se estabilice el retorno, establecer la contrapresión que se tenía antes de la conexión.
- Con los parámetros estabilizados retornar a fondo y empezar a perforar de nuevo.
- Para que haya menos desestabilización, la conexión debe realizarse lo más rápido posible.
- La conexión deberá ser coordinada entre el perforador y el personal de la compañía de servicios ya que es una maniobra que debe realizarse conjuntamente.



### 6.7.2 Inyección de Nitrógeno a través de la sarta de perforación:

- Una vez perforada y repasada la pareja, levantar y colgar la sarta en las cuñas.
- Cortar la inyección de Nitrógeno.
- Continuar bombeando lodo para desplazar el fluido nitrogenado desde el stand pipe hasta la primera válvula flotadora.
- Apagar la bomba. Notificar al personal de la compañía de servicios para proceder a cerrar el pozo en el choke de Bajo Balance. Esto evitará que se descompense el sistema, reducirá la segregación de gas y evitará que el anular pierda líquido. Con ello se evita que se incremente el grado de Bajo Balance.
- Cerrar la válvula Kelly cock para evitar reguero de lodo al romper la conexión.
- Verificar que no existe ninguna presión atrapada en la sarta.
- Romper la conexión y conectar la nueva pareja de manera convencional.
- Abrir la kelly cock, levantar la sarta y retirar las cuñas.
- Encender la bomba llevándola lentamente hasta el galonaje que se esté inyectando.
- Tan pronto la bomba tenga presión, notificar al personal de la compañía de servicios para reanudar la inyección de Nitrógeno y para proceder a abrir el choke lentamente.
- Verificar que la presión de bombeo retorna al nivel que traía.
- Abrir lentamente el choke hasta que haya retorno de líquido.
- Una vez se estabilice el retorno, establecer la contrapresión que se tenía antes de la conexión.
- Con los parámetros estabilizados, retornar a fondo y empezar a perforar de nuevo.
- Para que haya menos desestabilización, la conexión debe realizarse lo más rápido posible.
- La conexión deberá ser coordinada entre el perforador y el personal de la compañía de servicios ya que es una maniobra que debe realizarse conjuntamente.

### 6.8 PROCEDIMIENTO PARA SACAR TUBERIA

este es el procedimiento que se debe seguir cuando el pozo no dispone de una válvula de control en fondo DDV ni de un sistema para sacar tubería con presión en cabeza, los viajes de tubería a superficie requerirán que el pozo se controle con fluido de mayor densidad (se sugiere en este caso, balancear el pozo con una píldora equivalente, para no subir la densidad de lodo de todo el sistema y así sea posible regresar a la condición de Bajo Balance fácilmente) y por tanto los viajes se realizaran en forma convencional. Lo único adicional que debe tenerse en cuenta es que el Inserto del Cabezal



Rotativo deberá ser retirado cuando la sarta se encuentre por encima del zapato y en su lugar deberá instalarse en tubo campana de la compañía de servicios.

### 6.8.1 Viaje corto con pozo cerrado

El siguiente procedimiento aplica para sacar tubería hasta el zapato en condición de pozo vivo, es decir strippeando a través de la Cabeza Rotativa, con presión en Cabeza de pozo.

- Una vez se haya tomado la decisión de sacar tubería hasta el zapato (viaje corto), se debe circular hasta obtener retornos limpios. Durante el tiempo que se circule, se deberá reciprocarse la sarta suavemente.
- Confirmar profundidad de la broca con la cabina de mud logging, chequeando también el “pipe tally”.
- Apagar la bomba y cerrar el pozo en el choke de Bajo Balance. Verificar la siguiente alineación:

EQUIPO	ESTADO
Choke manifold de compañía de servicios:	Cerrado
Válvula HCR del taladro:	Abierta
Choke manifold del taladro:	Cerrado y alineado hacia el separador de la compañía de servicios

**Tabla 23: Condiciones de Iso equipos durante un viaje con pozo cerrado.**

Este alineamiento permitirá monitorear la presión en cabeza de pozo todo el tiempo durante el viaje y reaccionar con mayor rapidez en caso de que se requiera cerrar el preventor anular por cualquier motivo.

Verificar presión cero (0 psi) en el stand pipe y proceder a sacar tubería realizando stripping a través del cabezal rotativo de la compañía de servicios

Para conservar una presión de fondo igual a la presión de fondo durante la perforación, se bombeará un volumen de lodo equivalente al volumen de una pareja, pues en este caso por tener presión en anular no se puede sacar tubería seca. El bombeo del lodo deberá realizarse al mismo tiempo que la pareja sale del pozo, por tanto la velocidad de sacada de cada pareja deberá ser bien sincronizada con la velocidad de la bomba. Para el caso de tubería de perforación de 5”, cada pareja tomará desde el momento en se inicia su sacada hasta cuando la sarta se sienta en las cuñas nuevamente.



### **6.8.2 Viaje corto con circulación a través de la broca**

Otra forma de sacar la tubería conservando la presión de perforación en fondo es realizar el viaje circulando la misma tasa de circulación que se venía utilizando durante la perforación. El objetivo es sacar lentamente la tubería para minimizar la presión de suabeo hasta localizar la broca en el zapato del casing.

### **6.8.3 Viaje corto con circulación a través de la línea de matado**

La otra forma de realizar el viaje corto sin balancear el pozo y manteniendo la misma presión de fondo de pozo que se tenía durante la perforación, es circular a través de la línea de matado y retornar el fluido a través del sistema de separación de la compañía de servicios. En este caso el valor de contrapresión deberá incluir las pérdidas por fricción, es decir que a la contrapresión de perforación se le sumará la presión debida a las pérdidas por fricción en el anular del caudal de perforación.

## **6.9 PROCEDIMIENTO PARA METER TUBERÍA**

Los viajes dentro y fuera del pozo se realizarán todo el tiempo en forma convencional, teniendo en cuenta que cuando la campana de la compañía de servicios deberá ser retirada y el Inserto del Cabezal Rotativo reinstalado antes de entrar en hueco abierto.

## **6.10 PROCEDIMIENTO PARA TOMA DE REGISTROS ELECTRICOS**

Se tomarán registros con guaya al terminar la sección.

Previo a esta operación el pozo deberá ser puesto en Balance. El lubricador utilizado para la corrida de registros deberá tener una conexión especial 8Rd para que pueda ser acoplado al adaptador de la Cabeza Rotativa (Logging Adapter).

## **6.11 PROCEDIMIENTO PARA CORRER Y CEMENTAR EL LINER**

El liner será corrido en forma convencional de acuerdo a los procedimientos que la compañía operadora y la compañía especialista tienen. Solo en caso de ser necesario y en común acuerdo con la compañía operadora se decidirá si se requiere por prevención la instalación del Cabezal Rotativo antes de que el liner entre en hueco abierto.



## 6.12 PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA PERFORACIÓN EN CONDICION CERCA AL BALANCE CON FLUIDO NITROGENADO

Para empezar a correr la sarta dentro del pozo dirigiendo los retornos (fluido desplazado) hacia las Rumbas, la válvula HCR alineada hacia las Rumbas deberá estar abierta mientras que la HCR hacia el choke manifold y separador de la compañía de servicios estará cerrada.

- Instalar la extensión o nipple campana del cabezal rotativo (suministrado por la compañía de servicios).
- Correr broca del diámetro de la sección perforada y BHA de acuerdo a los requerimientos direccionales del pozo.
- Bajar tubería hasta una parada antes del collar flotador. Simultáneamente realizar charla pre-operacional con los coordinadores de todas compañías involucradas.
- Realizar el desplazamiento del lodo de la sección de diámetro siguiente a la perforada por el lodo programado para la sección de diámetro programado.
- Observar el pozo por 15 minutos para determinar cualquier tipo de afluencia que indique un mal sello del empaque del liner.
- Perforar collar flotador y limpiar cemento hasta 2' o 3' arriba de el zapato del liner con retorno directo a las rumbas.
- Probar integridad del liner con 500 psi.
- Circular hasta homogenizar el lodo al diseñado para la sección perforada en Ppg y parar el bombeo.
- Retirar el tubo campana e instalar el Inserto del Cabezal Rotativo.
- Instalar el substituto con válvula flotadora debajo de la primera pareja a ser perforada.
- Tomar las presiones reducidas a 30, 40 y 50 SPM con las tres bombas, alineado directamente a las rumbas.
- Leer y registrar el volumen del sistema activo (cabina y lng. lodos) y establecer volumen de trabajo inicial.
- Alinear el retorno hacia el sistema de separación de la compañía de servicios e iniciar el bombeo lentamente para colocar lodo de trabajo diseñado para la sección en ppg en el separador.
- Cuando se realice esta operación los retornos deberán ser dirigidos hacia las zaranda, siguiendo la siguiente alineación:
  - Válvula HCR hacia el choke y separador de la compañía de servicios abierta.
  - Válvula HCR hacia las rumbas cerrada.
  - Válvula HCR del taladro: Cerrada.
  - Choke manifold del taladro: Cerrado y alineado hacia el separador de la compañía de servicios.
  - Choke manifold de compañía de servicios: abierto y alineado hacia el separador de la compañía de servicios.



- Continuar circulando a través del separador hasta tener condiciones estabilizadas de flujo y leer el volumen activo para determinar el volumen remanente en el sistema de separación y saber el nuevo volumen inicial del activo.
- Realignar el retorno hacia las zarandas
- Iniciar la perforación de el zapato y 3 pies de formación, monitoreando constantemente los caudales y presión de tubería.
- Bombear una píldora de limpieza para evitar que los restos de el zapato y cemento puedan entrar al sistema de separación y obstruir el Choque.
- Una vez la píldora retorne a superficie, para el bombeo y realinear el retorno hacia el sistema de separación de la compañía de servicios.
- Iniciar el bombeo de lodo y nitrógeno simultánea y progresivamente hasta llegar a las tasas de lodo y nitrógeno programadas para obtener un ECD deseado.
- Esperar la estabilización del sistema, monitoreando continuamente el volumen del activo y las unidades de gas. Nota: el proceso de estabilización del sistema tomara entre 3 y 4 horas.

Nota: durante la homogenización del sistema, se obtendrá una ganancia de volumen en los tanques, correspondiente del lodo por nitrógeno, el cual se deberá cuantificar para establecer el nuevo volumen activo del sistema.

Con el sistema homogenizado y estabilizado, iniciar la perforación de acuerdo con los parámetros establecidos por el la compañía operadora, monitoreando constantemente los volumen del activo, ya que el principal problema que se prevé en esta formación es la pérdida de circulación.

### **6.13 PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZO**

El control del pozo será mantenido en todo momento durante la operación mediante la regulación de los siguientes parámetros:

- Tasa de inyección de fluido de perforación
- Tasa de inyección de Nitrógeno
- Contrapresión aplicada en cabeza de pozo

Los parámetros indicadores en una situación de excesivo influjo de fluidos de formación en la cuál se requiere aumentar la densidad equivalente de circulación (ECD) son:

- Lectura de la herramienta PWD
- Balance de Materiales
- Presión en cabeza de pozo



El método fundamental a aplicar en un sistema de Bajo Balance es el de control dinámico, el cual básicamente comprende el ajuste de los parámetros operacionales para alcanzar la condición deseada antes que proceder a densificar el lodo de perforación. Los pasos a seguir son los siguientes:

- Una vez determinada esta condición, cortar la inyección de Nitrógeno.
- Aplicar contrapresión anular utilizando el choke manifold.
- Se debe tener en cuenta que el cabezal rotatorio soporta un máximo de 2,500 psi en condición dinámica y 5,000 psi en condición estática.
- Si los pasos anteriores no han surtido efecto, se debe incrementar la tasa de inyección de fluido base.
- En el caso remoto en el cuál el pozo no ha podido ser controlado con estas medidas, se debe proceder con los métodos convencionales de control de pozo.
- Se debe tener en cuenta que cualquier modificación a un sistema gasificado, lleva más tiempo para su aplicación que un sistema convencional ya que se debe esperar hasta que el circuito se estabilice.

NOTA: Es importante aclarar que si por alguna razón el pozo no puede ser controlado con los procedimientos anteriormente mencionados, los métodos convencionales de control de pozo deberán ser utilizados.

#### **6.14 PROCEDIMIENTO PARA EL RETORNO A LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL**

En caso de que se presenten problemas de estabilidad del hueco y se requiera la utilización de un lodo de mayor densidad para garantizar la condición del hueco se debe seguir este procedimiento:

- Suspender la inyección de Nitrógeno
- Continuar circulando únicamente con lodo, reciprocando la sarta al mismo tiempo.
- Evaluar la situación para decidir si se requiere realizar un viaje corto o si solo se mantiene la circulación reciprocando la sarta hasta desplazar todo el nitrógeno presente en el anular y homogenizar columna.
- Evaluar si la densidad del lodo que se está utilizando es suficiente para garantizar la estabilidad en las paredes del hoyo o proceder a acondicionar el lodo a las condiciones requeridas.
- Reiniciar la perforación normalmente.



## 6.15 PROCEDIMIENTOS ESPECIALES EQUIPO DE SUPERFICIE

### Falla en el Cabezal Rotativo

1. Falla o desgaste de los elementos sellantes
2. Falla del cuerpo de la cabeza o elementos de fijación

En el primer caso se evidenciara la fuga de fluido de perforación a través de la cabeza hacia la mesa rotaria. La solución simplemente es cambiar las gomas del cabezal

El segundo es un caso crítico el cual tiene mínimas probabilidades de presentarse ya que el material de las cabezas es inspeccionado periódicamente (cada 600 horas de operación) con ensayos no destructivos para detectar cualquier fisura o desgaste del material. En cuanto a los elementos de fijación, estos son inspeccionados y remplazados en caso necesario previo a la instalación. Por otra parte previo al inicio de cada operación se realiza una prueba de presión.

- Falla en la línea del Cabezal Rotativo al separador
- Cortar la inyección de Nitrógeno
- Abrir la válvula del HCR
- Cerrar el preventor anular y desviar el flujo de retorno a través de la línea de HCR hacia el choke del Taladro y allí hacia el separador de cuatro fases
- Circular fondos arriba con Nitrógeno y lodo hasta verificar limpieza
- Sacar tubería hasta el zapato de acuerdo al procedimiento para viaje
- Parar inyección de Nitrógeno y lodo
- Colocar las sarta en las cuñas
- Esperar y verificar pozo estático
- Proceder a repara la falla

### Falla en la línea de inyección de nitrógeno

La tubería utilizada como línea de inyección es sometida periódicamente a medición de espesor para determinar su estado.

Previo a la iniciación de la operación se realiza una prueba de hidráulica de presión con el fin de detectar cualquier fuga en el cuerpo o en las uniones de la tubería. En caso de presentarse una fuga durante la operación, se deberá suspender inmediatamente la inyección de Nitrógeno y proceder a cambiar la junta de tubería que presenta el problema.

En estos casos, para no realizar una parada de emergencia de los equipos de generación de Nitrógeno, simplemente se by-pasea la corriente de Nitrógeno utilizando el manifold de control de inyección.



### Falla en el choke manifold de la compañía de servicios

- Cortar la inyección de Nitrógeno
- Abrir la válvula del HCR
- Cerrar el preventor anular y desviar el flujo de retorno a través de la línea de HCR hacia el choke del Taladro y allí hacia el separador de cuatro fases
- Circular fondos arriba con Nitrógeno y lodo hasta verificar limpieza
- Sacar tubería hasta el zapato de acuerdo al procedimiento para viaje
- Parar inyección de Nitrógeno y lodo
- Colocar las sarta en las cuñas
- Esperara y verificar pozo estático
- Proceder a reparar la falla

### Taponamiento en la línea del cabezal rotativo al separador

- Cortar la inyección de Nitrógeno
- Abrir la válvula del HCR
- Verificar que las válvulas del flow line o de la entrada al separador no estén cerradas
- Si este no es la causa, cerrar el preventor anular, dejando que el pozo continúe circulando a través de la línea del HCR
- Circular fondos arriba con Nitrógeno y lodo hasta verificar limpieza
- Sacar tubería hasta el zapato de acuerdo al procedimiento para viaje
- Parar inyección de Nitrógeno y lodo
- Colocar las sarta en las cuñas
- Esperara y verificar pozo estático
- Proceder a repara la falla

PROBLEMAS POTENCIALES EN PERFORACION BAJO BALANCE		
PROBLEMA	SEÑALES DE ALARMA	ACCION REMEDIAL
Flujo Inestable	Fluctuaciones del BHP Flujo con Bacheo en el sistema de separación	Ajuste tasa de flujo de Lodo y N2 Ajuste choke manifold
Circulando con demasiado Bajo Balance	Incremento en el volumen de los fluidos producidos Inestabilidad del hoyo Flujo con Bacheo Disminución del BHP	Ajuste tasas de inyección de N2 y lodo para incrementar BHP Incremento presión en el casing
Circulando con Sobre balance	Disminución en el BHP	Ajuste tasas de inyección N2/Lodo para disminuir ECD Disminuya presión del casing



Pobre limpieza de Pozo	Disminución en el volumen de sólidos en superficie Flujo con Bacheo Pobre retorno Incremento BHP	Ajuste tasas de inyección para incrementar velocidad anular Circule hasta lograr limpieza eficiente Circular durante mas tiempo en las conexiones
Inestabilidad de Hoyo	Disminución en la presión de la bomba Incremento en el volumen de sólidos que retornan	Incremento BHP
Falla en la sarta de perforación	Disminución en la presión de la bomba Disminución del volumen de sólidos en superficie Perdida de peso en la sarta Perdida de ROP en el motor	Balance el pozo y saque tubería
Pobre Rendimiento del Motor	Disminución de la ROP Frecuente detención del motor	Ajuste flujo de lodo para incrementar flujo a través del motor Disminuya BHP Remplace motor
Empaquetamiento del Anular	Incremento en el arrastre en la sarta de perforación Perdida de circulación Incremento del BHP Incremento en La Presión de la bomba Disminución de la presión en el casing	Rote sarta de perforación Martille Para inyección de N2/Lodo Trate de conseguir circulación

**Tabla 24: Problemas potenciales en perforación Bajo Balance**

### Recomendaciones adicionales

- Se deberá mantener suficiente material de control de pérdida de circulación en locación.
- Se deberá disponer de suficiente volumen de lodo de contingencia en caso de que las pérdidas de circulación sean severas.
- Realizar conexiones secas preferiblemente.
- Si llegara a presentarse pérdida de circulación, ajustar la inyección de Nitrógeno gradualmente (incrementos de 100 SCFM).
- Una vez solucionada la pérdida de circulación y con condiciones estabilizadas, continuar perforando.
- Un operador de la compañía de servicios estará permanentemente en el choke manifold para regular el retorno de fluidos hacia el separador
- Cuando esté arribando la burbuja de Nitrógeno se deberá empezar a cerrar el choke manifold proporcionalmente para regular el volumen de retorno. Recordar que la presión que se aplica en cabeza de pozo se reflejará tanto en la presión de fondo de circulación como en la presión de inyección.



- El volumen de retorno empezará a decrecer gradualmente. Abrir el choke manifold proporcionalmente hasta la presión de trabajo establecida en el programa.
- La presión de inyección empezará igualmente a decrecer hasta un punto en el cual se estabilizará. En ese momento se tendrá el sistema estabilizado para comenzar la perforación.



## 7 PROGRAMA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE SECCIONES DE 8 ½" Y 6 ½" OASIS 084–CAMPO DUNA

### INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas principales asociados a la perforación de los pozos en esta área es la pérdida de circulación en las zonas de interés en Cobra, consideradas como objetivo primario de producción y por otro lado, las severas pérdidas de circulación observadas a nivel de la formación Cascabel, en cuyas arenas debido al alto diferencial de presión existente entre los múltiples lentes, se ha trabajado con altos valores de sobre balance.

En el presente programa, se analizan las diferentes alternativas para la aplicación de esta tecnología teniendo en cuenta las condiciones particulares de este pozo con base en la información disponible tanto de presiones como de productividad. De igual manera se incluyen las consideraciones técnicas, operacionales y de seguridad a tener en cuenta para terminar la operación de manera exitosa.

### OBJETIVOS

El objetivo principal de la utilización de la tecnología de perforación Bajo Balance para perforar las secciones de 8 ½" y 6 ½" del pozo Oasis 084 es optimizar la operación minimizando los problemas de pérdida de circulación y controlando las arremetidas que se han experimentado en otros pozos perforados convencionalmente en el área.

Para el caso de la sección de 8 ½", en la cual se perforará un total de **1210** pies aproximadamente de la formación Cascabel, desde la arena CBL-A hasta la Base de la Arena Anaconda, se tiene un paquete de 29 miembros, de las cuales no se tiene información de presiones de poro pronosticadas para todos. La diferencia de presiones entre los miembros de la formación Cascabel es la causa de la gran dificultad que se tiene para perforar esta zona con la tecnología convencional. Por el contrario, la aplicación de la tecnología de perforación Bajo Balance permite trabajar con un fluido de una densidad menor a la de un fluido convencional y a la vez manejar el influjo de fluidos de formación con toda la seguridad del caso.

La perforación de la sección de 8 ½" en la modalidad de near balance/flow drilling tiene las siguientes ventajas:

- Permitir el flujo de gas de formación a tasas controladas
- Desarrollar la operación con una Densidad Equivalente de Circulación que minimice los riesgos tanto de pérdidas de circulación hacia las



arenas de menor presión como de atascamiento de tubería por presión diferencial

- Incrementar la tasa de penetración (ROP)
- Evitar la invasión de fluidos hacia las formaciones objetivo, y en consecuencia, incrementar la productividad

En el caso de la sección de 6 ½” se perforará un total de **250** pies aproximadamente, a través de la formación Cobra, CBA-A presenta una presión de poro baja por lo cual se necesita desde el comienzo generar una condición de Cerca al balance para controlar las pérdidas de circulación. Por tal motivo se utilizará la técnica de perforación Cerca al Balance con un fluido de perforación base aceite mineral nitrogenado, inyectando el gas inerte (nitrógeno) a través de la sarta de perforación, evitando y/o eliminando pérdidas de circulación y por lo tanto minimizando los problemas de tipo operacional.

**INFORMACIÓN GENERAL DEL POZO OASIS 084**

Localización / pozo:	Villavieja/ Oasis 084
Campo:	DUNA
Estado / distrito:	Huila / Cabrera
Clasificación:	Desarrollo
Pozos vecinos:	Oasis-122, Oasis-183, Oasis-204
Coordenadas de superficie (utm):	N - 1 028 603,80 m e - 325.637,79 m
Coordenadas del objetivo (utm):	N - 1 028 500 m e - 325 830 m
Elev. Terreno / mesa rotaria	518,66 pies / 553,10 pies
Tipo de pozo:	Direccional
Profundidad final estimada:	9 430 pies (tvd)
Longitud sección a perforar con tecnología de Bajo Balance	1210 pies (sección de 8 ½”) 250 pies (sección de 6 ½”)
Objetivos primarios	CBL-T4,5; CBA-A
Presión del yacimiento	Cbl-t4,5 (Oasis-110) 1339 psi (2.79 ppg) Cba- A (Oasis-110)2000 psi (4.08 ppg)
Temperatura del yacimiento	Aproximadamente 280 f al TD del pozo
Permeabilidad del yacimiento	CBL-T4,5= 15 MD
Porosidad efectiva del yacimiento	CBL-T4,5= 0.09 %
Espesor de la arena	CBL-T4,5 27 PIES CBA-A: 85 PIES
ECD mínimo recomendado	CBL: 6.0 PPG CBA-A, CBA-B : 4.5 – 5.0 PPG
Producción esperada	2.7 mmscfd - sarta corta 5.0 mmscfd - sarta larga
Diámetros de hoyos	26”, 17 ½”, 12 ¼”, 8 ½”, 6 ½”

Tabla 25: Información general del pozo Oasis 084



## DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA FORMACIONES CASCABEL, ANACONDA Y COBRA

### Formación Cascabel (Oligoceno)

La formación Cascabel está caracterizada por las intercalaciones continuas entre lutitas y arenas, intercalada ocasionalmente con delgadas capas de limonita y pequeños lentes de carbón, abarcando la parte superior y media del intervalo, en la parte superior la lutita se observa moderadamente dura, ligeramente calcárea; por su parte la arenisca esta compuesta por un grano de fino a muy fino moderadamente consolidada, mientras que la limonita es moderadamente de dura a blanda.

Hacia la base de la parte superior y tope de la parte media se encuentran las arenas de mayor espesor de esta formación (CBL-G, CBL-H, CBL- J1U, CBL-J1L), continuando con las intercalaciones de lutita y areniscas acompañadas ocasionalmente con pequeñas capas de limonita y con frecuencia de pequeños lentes de carbón. En la parte inferior de la formación predomina la arenisca hacia el tope y la lutita hacia la base.

### Formación Anaconda (Paleoceno)

La formación Anaconda es relativamente de poco espesor; se caracteriza por presentar una secuencia de lutita moderadamente dura a dura, en parte limosa no calcárea e intercalada con arenisca gris claro a beige, granos finos a muy finos, sub-redondeado, buena a regular selección con matriz arcillosa, cemento silíceo, moderadamente a bien consolidada.

### Formación Cobra (Cretáceo)

La formación Cobra presenta una secuencia arenosa, donde las intercalaciones de Lutita son menos frecuentes, las arenas son de un espesor variado y en muchos casos de poco espesor, Cobra A presenta una arenisca ligeramente consolidada de grano fino a medio, Cobra B presenta una arenisca moderadamente consolidada en parte suelta de grano fino a medio, con inclusión de carbón e intercalación de lutita, mientras que en Cobra C hay predominio de Arenisca blanquecina moderadamente consolidada de grano fino a medio con inclusión de Carbón.



**ANÁLISIS DE PRESIONES**

Arena	Presión Psi	TVD Ft	TVDSS FT	Espesor FT	Interpretación	EMW
CBL-A	3663	8058	7506	2	Condensado	8.74
CBL-B	3489	8088	7536		Lim. Yac HC's Livianos	8.3
CBL-C	1185	8160	7608	28	Condensado	2.79
CBL-D	1213	8185	7633	7	Condensado	2.85
CBL-E	3544	8205	7653	5	HC's Livianos	8.31
CBL-F		8225	7673		HC's No comercial↑μ	
CBL-G		8255	7703		HC's No comercial↑μ	
CBL-H	3574	8291	7739		Lim. Yac Condensado	8.29
CBL-I	1275	8336	7784	40	Condensado	2.94
CBL-J1U	1300	8386	7834	55	Condensado	2.98
CBL-J1L	1297	8476	7924	35	Condensado	2.94
CBL-J2		8536	7984		Lutita-Lignito	
CBL-K	3696	8591	8039		Lim. Yac Condensado	8.27
CBL-L	1331	8661	8109	100	Condensado	2.96
CBL-M1	1331	8736	8184	50	Condensado	2.93
CBL-M2	1435	8791	8239	3	Condensado	3.14
CBL-N		8806	8254		Lutita	
CBL-O	1357	8831	8279	30	Condensado	2.96
CBL-P	1442	8901	8349	5	Condensado	3.12
CBL-Q	1439	8956	8404	3	Condensado	3.09
CBL-R		9002	8450		Lutita-Lignito	
CBL-S1	1353	9027	8475		Posible HC's	2.88
CBL-S2,3	1353	9055	8503	2	Condensado	2.87
CBL-S4,5		9067	8515		Lignito	
CBL-S6	1500	9087	8535		Lim. Yac Condensado	3.17
CBL-T1,2	2266	9165	8613	20	Condensado	4.75
CBL-T3		9185	8633		Lutita	
CBL-T4,5	1339	9230	8678	27	Condensado	2.79
Piton		9268	8716		Lutita	
CBA-A	2000	9428	8876	85	Condensado	4.08
CBA-B	2265	9518	8966	35	Condensado	4.58

Tabla 26: Topes Formacionales y Presiones estimados. Secciones 8 ½” & 6 ½”

**SECCIÓN DE 8 ½”**

Esta sección se perforará desde el tope de la Arena CBL-A hasta el tope de Anaconda.

Según la información de presiones disponible, en esta localización la formación Cascabel pudiera considerarse relativamente homogénea y de



presión normal a subnormal en la medida en que se encuentran los diferentes miembros. Sin embargo, con base en las experiencias de los pozos anteriores, se considera posible que una o más arenas presente una presión mayor, tal que le permita fluir durante la perforación u otra operación.

Esta incertidumbre, además de la diversidad de presiones en la columna estratigráfica a perforar sugiere que se debe adoptar una estrategia que permita reaccionar rápidamente ante situaciones tanto de influjo de fluidos de formación como de pérdida de circulación que pudiesen llegar a presentarse en las arenas con las presiones más bajas. Como regla general, esta situación se maneja de la manera más eficiente utilizando un fluido de perforación con una densidad de 0.5 a 1.0 ppg por debajo de la presión equivalente esperada y aplicando contrapresión en cabeza de pozo para regular el aporte de fluidos de formación. Sin embargo, para este caso particular se recomienda iniciar la operación con un fluido de perforación Base Aceite con una densidad de 7.8 ppg. Esta densidad del lodo de perforación permitirá trabajar con el menor grado de sobre balance posible, particularmente importante para evitar pérdidas de circulación en las arenas de menor presión equivalente. De igual manera, si las arenas CBL-A y CBL-B tienen efectivamente la presión estimada, podría manifestarse con producción de gas, considerando que se estaría prácticamente en balance con respecto a la misma, permitiendo establecer de manera temprana una situación de Flow Drilling. Esto permitiría estabilizar una situación de perforación con una columna gasificada, lo cual nos colocaría en una posición ventajosa para manejar las presiones a encontrar en los miembros subyacentes

### SECCIÓN DE 6 ½”

En esta sección se perforarán las Arenas CBA-A (objetivo primario) y CBA-B, dejando un bolsillo en CBA-C. Desde el punto de vista de presiones de poro, en CBA-A se estima una presión de **2000 psi (4.08 ppg)**, mientras que en CBA-B es de **2265 psi (4.58 ppg)**. Para esta sección se recomienda un fluido de perforación base aceite de 7.6 ppg con inyección de Nitrógeno para alcanzar un valor de ECD de **6.0 ppg** que permita perforar en condiciones de cerca al Balance toda la sección.

*Existe la posibilidad de perforar la formación Cobra en diámetro de 8 ½” junto con Cascabel; la decisión de hacerlo o no, se tomará al llegar a la formación Anaconda. De ser así se utilizaría el mismo lodo de la sección de 8 ½” (7.8 ppg).*

La utilización de un fluido nitrogenado para esta sección permitirá reducir los riesgos de atascamiento por presión diferencial y también minimizar las pérdidas de fluido de perforación que pueden presentarse durante la perforación de estas arenas como consecuencia de los bajos niveles de presión de formación. En caso de presentarse pérdidas de circulación en la



arena CBA-A y CBA-B al trabajar con la ECD recomendada, se podrá incrementar la inyección de nitrógeno a fin de disminuir la presión en fondo.

*También puede pensarse en permitir más influjo de las arenas de Cascabel, si estas llegan a fluir y si la sección de 6 ½" puede perforarse junto con Cascabel como se esta considerando dos párrafos arriba.*

Por los valores de presión de poro de CBA-A y CBA-B, no se anticipan influjos de gas durante la perforación de las mismas, ya que el limite inferior establecido por estabilidad de formación es de 4.5 ppg. Si las presiones de poro encontradas durante la perforación llegaran a ser superiores a las estimadas y se presentase un influjo de gas proveniente de estas formaciones, la inyección de Nitrógeno podría suspenderse y continuar la operación en condición de flow drilling.

### ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE HOYO

El estudio de estabilidad de hoyo realizado para el Campo Duna arrojó como resultado que la densidad mínima a utilizar durante la perforación de la **sección de 8 ½" es de 6.5 ppg** para evitar colapso de hoyo. Igualmente advierte dicho estudio que a Densidades Equivalentes de Circulación por debajo de 8 ppg podrían presentar cavings por la caída de lutitas (breakouts) presentes en el intervalo debido al alivio de los esfuerzos sin que esto signifique que el hoyo vaya a colapsar. Por lo tanto se deberá tener la precaución de monitorear constantemente los retornos durante la operación para determinar si se está limpiando el hoyo de manera efectiva o no. De todas formas, dentro de las recomendaciones operacionales no se ha considerado reducir el ECD por debajo de 7.0 ppg durante la perforación de esta sección.

En cuanto a la **sección de 6 ½"** a ser perforada a través de las Arenas CBA-A y CBA-B, el estudio de geomecánica recomendó utilizar la menor densidad de fluido posible que no comprometa las propiedades de suspensión y acarreo del mismo sin bajar de **4.5 ppg**. Igualmente, para pesos de lodo menores a 8 ppg se podrían presentar cavings en las lutitas de las Arenas CBA-A y CBA-B. De acuerdo a lo anterior, la mínima Densidad Equivalente de Circulación recomendada por la compañía de servicios para esta sección es de 5.0 ppg.



### DISEÑO MECANICO POZO OASIS 084

#### PROGRAMADO

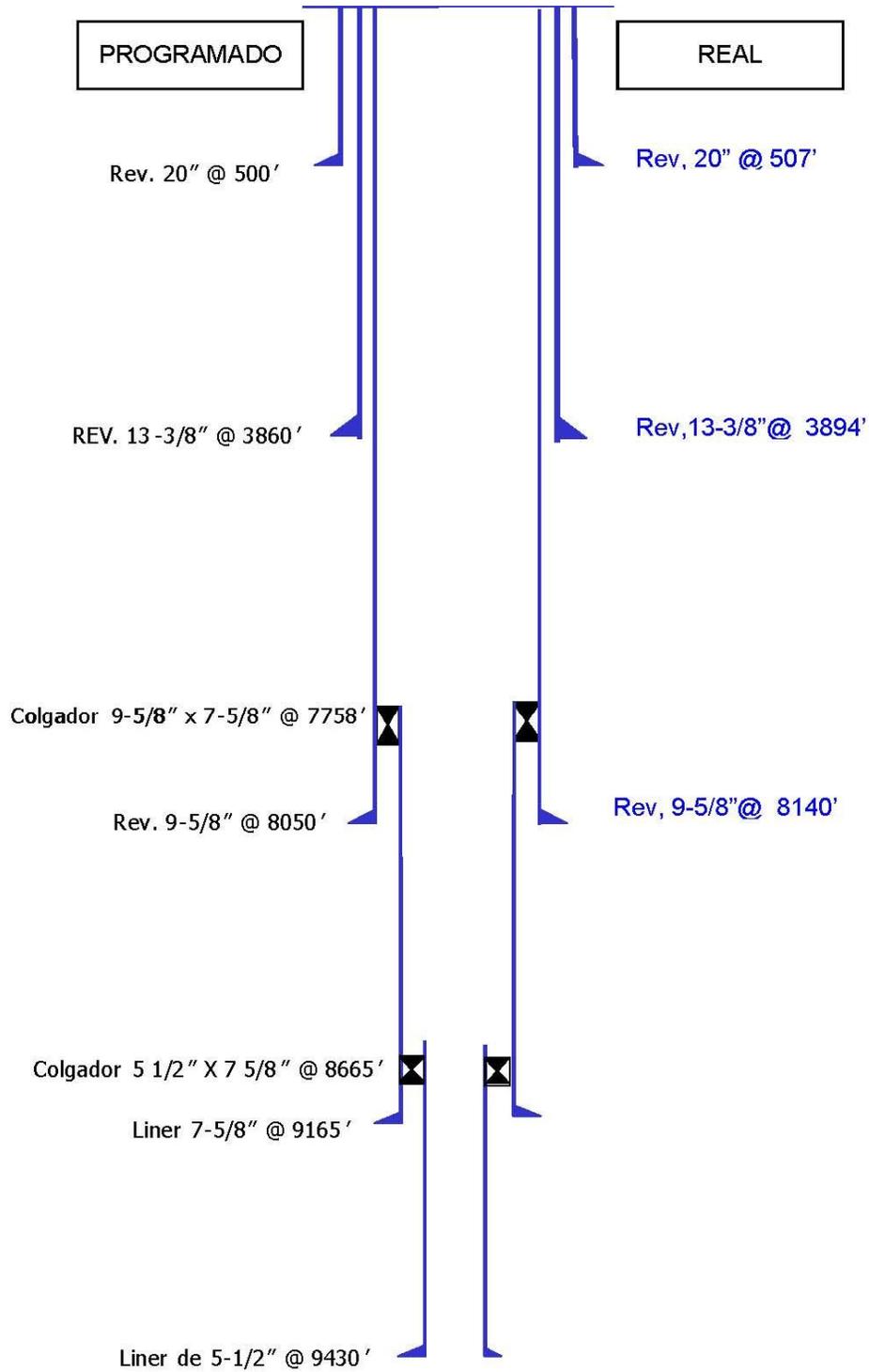


Ilustración 47: DISEÑO MECANICO PROGRAMADO del POZO Oasis 084 (Fuente: Well Planning de un pozo real)



**CONSIDERACIONES TÉCNICO-OPERACIONALES PARA LA  
PERFORACIÓN DE LAS SECCIONES DE 8 ½” Y DE 6 ½” DEL POZO  
OASIS 084 CON TECNOLOGÍA BAJO BALANCE**

**CLASIFICACIÓN IADC DE LA OPERACIÓN A SER EJECUTADA EN EL  
POZO OASIS 084**

Bajo los estándares de la IADC (International Association of Drilling Contractors), la operación Bajo Balance (Flow Drilling).

En la sección de 8 ½” para resolver los problemas de pérdida de circulación al nivel de la formación Cascabel esta catalogada como **4-B-5**.

**NIVEL 4- Producción de Hidrocarburos:** Máxima presión de cierre de pozo menor que la presión de operación del equipo de Bajo Balance, teniendo consecuencias catastróficas en caso de falla de algún equipo.

**CONDICION B:** Pozos a ser perforados en condición Bajo Balance

**Tipo de Fluido de perforación 5:** Fluidos de una sola fase (Líquido).

La sección de 6 ½” se recomienda ser perforada usando Lodo Base Aceite Nitrogenado debido a las bajas presiones de poro en CBA-A y CBA-B. En este caso se tendría una Clasificación IADC de **2-A-4**

**NIVEL 2:** Pozo capaz de fluir naturalmente hasta superficie pero siendo posible controlarlo con métodos convencionales teniéndose consecuencias catastróficas limitadas en caso de falla de algún equipo.

**CONDICION A:** Pozos a ser perforados en condición Cerca al Balance

**Tipo de Fluido de perforación 4:** Fluidos Gasificados

A continuación se incluyen los Análisis de Riesgos para cada una de las Secciones de hoyo a perforar. El nivel de riesgo obtenido fue de 5.6 y 4.7 para las secciones de 8 ½” y de 6 ½” respectivamente, en la escala de 1 a 10, lo cual significa que existe un riesgo moderado manejable con los equipos y la tecnología aplicada a este caso.



**Underbalanced Drilling Systems**  
**EVALUACIÓN PRELIMINAR DE RIESGO**

Proyecto: SECCION DE 8 1/2" TATACOA 084 Localización: VILLAVIEJA  
 Compañía: OPERADORA Fecha: \_\_\_\_\_

Nivel General de Riesgo: **5.6** Se recomienda involucrar Ingeniería de Aplicaciones UB  
 Este Proyecto deberá usar Plantilla: **D**

**Clasificación de Pozo UB según IADC** Nivel de Riesgo: Alto (8)

Nivel 0 – Sólo mejora de la perforación; no hay zonas contentivas de hidrocarburos.  
 Nivel 1 – Pozo incapaz de promover flujo natural de hidrocarburos a superficie. El Pozo es 'inherentemente estable' y es de bajo riesgo desde el punto de vista de control de pozo.  
 Nivel 2 – Pozo capaz de promover flujo natural de hidrocarburos a superficie, pero controlable con métodos convencionales y limitadas consecuencias en caso de falla catastrófica de equipos. (Pozo de aceite fluyente)  
 Nivel 3 – Geoterminia y producción de no-hidrocarburos. Máxima presión de cierre es menor que la capacidad de trabajo del equipo UBD. Falla catastrófica tiene consecuencias serias inmediatas.  
 Nivel 4 – Producción de hidrocarburos. Máxima presión de cierre es menor que la capacidad de trabajo del equipo UBD. Falla catastrófica tiene consecuencias serias inmediatas. (Pozo de Aceite/gas)  
 Nivel 5 – Máximas presiones proyectadas en superficie superan la capacidad de trabajo del equipo UBO pero están por debajo de la capacidad de trabajo del conjunto de preventoras. Falla catastrófica tiene consecuencias serias inmediatas.

**Reservorio y Producción** Nivel de Riesgo: Medio (4.7)

Fluidos Produc.  Aceite/Condensado  Gas  Agua  
 Tasa de Prod. Aceite/Condensado  0 - 315 bbl/día  315 - 1280 bbl/día  > 1280 bbl/día Gravedad: 42 API  
 Prof. Medida MD: 8780 pies  
 Prof. Vert. Verd. TVD: 8600 pies  
 Presión de Reservorio: 3496 psi  
 Grad. de Presión de Poro: 7.82 lpg

Tasa de Prod. Gas  0 - 4 mmscf/día  4 - 11 mmscf/día  11 - 32 mmscf/día  > 32 mmscf/día  
 Tasa de Prod. Agua  0 - 315 bbl/día  315 - 1280 bbl/día  > 1280 bbl/día  
 H2S esperado  Si  No

**Técnico/Equipo** Nivel de Riesgo: Medio (7.5)

Jerarquía de las razones para considerar operaciones UB:  
 1 2 3 4  
     Minimizar daño a la formación (skin)  
     Minimizar problemas de perf: Pérd Circ, Atascam Dif, etc.  
     Mejorar desempeño (p.e. Tasa de Penetración)  
     Otra (especif): \_\_\_\_\_

Zona(s) superior(es) estará(n) descubierta(s) al perforar sección UB  
 Pozo horizontal/alta inclinación  
 Se utilizará espuma en las operaciones.

Equipo a estar involucrado en la operación:  

Involucrado	Sumin.
Separación	<input checked="" type="checkbox"/>
Compresión	<input checked="" type="checkbox"/>
Membrana N <sub>2</sub>	<input checked="" type="checkbox"/>
N <sub>2</sub> Criogénico	<input type="checkbox"/>
Unidad de Espuma	<input type="checkbox"/>
Cabeza Rotativa	<input checked="" type="checkbox"/>
Fluidos	<input type="checkbox"/>
Preventoras (BOP)	<input type="checkbox"/>
Sarta de Perforación	<input type="checkbox"/>
Válvulas Flotadoras	<input type="checkbox"/>

**Calidad y SHA** Nivel de Riesgo: Medio (4.1)

Sens. Ambient:  Baja  Media  Alta  
 Sistema de Fluido usado:  N<sub>2</sub>/Gas nat. sólo  Aire sólo  Fluido base agua  Fluido base aceite  
 UBS Pers.: 13  
 Método de Viaje:  DDV  Snubbing  Fluir durante el viaje  Viaje convencional

Las cuadrillas de la Contratista de Perforación Tienen menos de 3 años de experiencia UB  
 Programa de Preingeniería Plantilla no está disponible  
 SOP's no disponibles

**Experiencia de la Operadora** Nivel de Riesgo: Bajo (1)

La Operadora tiene menos de 3 años de experiencia general UB  
 La Operadora tiene mínima experiencia UB en este campo  
 El ingeniero de perforación tiene menos de 3 años de experiencia general UB  
 El ingeniero de perforación tiene mínima experiencia UB en este campo  
 No se ha elaborado un estudio de factibilidad en este campo

¿Cómo prefiere la Operadora hacer el trabajo?  
 Sin involucrar Ingeniería  
 Con aplicación completa de Ingeniería

Ilustración 48: Evaluación Preliminar de Riesgo de la sección de 8 1/2" (Fuente: Well Planning de un pozo real)



Underbalanced Drilling Systems EVALUACIÓN PRELIMINAR DE RIESGO	
Proyecto: <b>SECCION DE 6 1/2 " TATACOA 084</b>	Localización: <b>VILLAVIEJA</b>
Compañía: <b>OPERADORA</b>	Fecha: <b></b>
Nivel General de Riesgo: <b>4.7</b> Este Proyecto deberá usar Plantilla: <b>D</b> Se recomienda involucrar Ingeniería de Aplicaciones UB	
<b>Clasificación de Pozo UB según IADC</b> Nivel de Riesgo: Medio (4)	
<input type="radio"/> Nivel 0 – Solo mejora de la perforación; no hay zonas contentivas de hidrocarburos. <input type="radio"/> Nivel 1 – Pozo incapaz de promover flujo natural de hidrocarburos a superficie. El Pozo es 'Inherentemente estable' y es de bajo riesgo desde el punto de vista de control de pozo. <input checked="" type="radio"/> Nivel 2 – Pozo capaz de promover flujo natural de hidrocarburos a superficie, pero controlable con métodos convencionales y limitadas consecuencias en caso de falla catastrófica de equipos. (Pozo de aceite fluente) <input type="radio"/> Nivel 3 – Geotermita y producción de no-hidrocarburos. Máxima presión de cierre es menor que la capacidad de trabajo del equipo UBD. Falla catastrófica tiene consecuencias serias inmediatas. <input type="radio"/> Nivel 4 – Producción de hidrocarburos. Máxima presión de cierre es menor que la capacidad de trabajo del equipo UBD. Falla catastrófica tiene consecuencias serias inmediatas. (Pozo de Aceite/gas) <input type="radio"/> Nivel 5 – Máximas presiones proyectadas en superficie superan la capacidad de trabajo del equipo UBD pero están por debajo de la capacidad de trabajo del conjunto de preventoras. Falla catastrófica tiene consecuencias serias inmediatas.	
<b>Reservorio y Producción</b> Nivel de Riesgo: Medio (4.9)	
Fluidos Produc. <input checked="" type="checkbox"/> Aceite/Condensado <input checked="" type="checkbox"/> Gas <input type="checkbox"/> Agua	Tasa de Prod. Aceite/Condensado <input checked="" type="radio"/> 0 - 315 bbl/día <input type="radio"/> 315 - 1260 bbl/día <input type="radio"/> > 1260 bbl/día Gravedad: <b>42</b> API
Tasa de Prod. Gas <input checked="" type="radio"/> 0 - 4 mmscf/día <input type="radio"/> 4 - 11 mmscf/día <input type="radio"/> 11 - 32 mmscf/día <input type="radio"/> > 32 mmscf/día	Tasa de Prod. Agua <input type="radio"/> 0 - 315 bbl/día <input type="radio"/> 315 - 1260 bbl/día <input type="radio"/> > 1260 bbl/día H2S esperado <input type="radio"/> SI <input checked="" type="radio"/> No
Prof. Medida MD: <b>10350</b> pies	Prof. Vert. Verd. TVD: <b>10170</b> pies
Presión de Reservorio: <b>1433</b> psi	Grad. de Presión de Poro: <b>2.71</b> tpg
<b>Técnico/Equipo</b> Nivel de Riesgo: Medio (7.8)	
Jerarquía de las razones para considerar operaciones UB: 1 2 3 4 <input checked="" type="checkbox"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> <input checked="" type="radio"/> <input type="radio"/> Minimizar daño a la formación (skin) <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> Minimizar problemas de perf: Pérd Circ, Atascam Dif, etc. <input checked="" type="checkbox"/> <input type="radio"/> <input checked="" type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> Mejorar desempeño (p.e. Tasa de Penetración) <input type="checkbox"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> <input type="radio"/> Otra (especif): <b></b>	Equipo a estar involucrado en la operación: Involucrado Sumin. Separación <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> Compresión <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> Membrana N <sub>2</sub> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> N <sub>2</sub> Criogénico <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Unidad de Espuma <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Cabeza Rotativa <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> Fluidos <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Preventoras (BOP) <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Sarta de Perforación <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Válvulas Flotadoras <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
<input checked="" type="checkbox"/> Zona(s) superior(es) estará(n) descubierta(s) al perforar sección UB <input type="checkbox"/> Pozo horizontal/alta inclinación <input type="checkbox"/> Se utilizará espuma en las operaciones.	
<b>Calidad y SHA</b> Nivel de Riesgo: Medio (4.1)	
Sens. Ambient <input type="radio"/> Baja <input checked="" type="radio"/> Media <input type="radio"/> Alta	Sistema de Fluido usado <input type="radio"/> N <sub>2</sub> /Gas nat. sólo <input type="radio"/> Aire sólo <input type="radio"/> Fluido base agua <input checked="" type="radio"/> Fluido base aceite
UBS Pers. <b>13</b>	Método de Viaje: <input type="radio"/> DDV <input type="radio"/> Snubbing <input type="radio"/> Fluir durante el viaje <input checked="" type="radio"/> Viaje convencional
<input checked="" type="checkbox"/> Las cuadrillas de la Contratista de Perforación Tienen menos de 3 años de experiencia UB <input type="checkbox"/> Programa de Preingeniería Plantilla no está disponible <input type="checkbox"/> SOP's no disponibles	
<b>Experiencia de la Operadora</b> Nivel de Riesgo: Bajo (1)	
<input type="checkbox"/> La Operadora tiene menos de 3 años de experiencia general UB <input type="checkbox"/> La Operadora tiene mínima experiencia UB en este campo <input type="checkbox"/> El ingeniero de perforación tiene menos de 3 años de experiencia general UB <input type="checkbox"/> El ingeniero de perforación tiene mínima experiencia UB en este campo <input type="checkbox"/> No se ha elaborado un estudio de factibilidad en este campo	¿Cómo prefiere la Operadora hacer el trabajo? <input type="radio"/> Sin involucrar Ingeniería <input checked="" type="radio"/> Con aplicación completa de Ingeniería

Ilustración 49: Evaluación Preliminar de Riesgo de la sección de 6 1/2" (Fuente: Well Planning de un pozo real)



## MATRIZ DE CONTROL DE FLUJO PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Presiones en Cabeza de pozo y tasas de flujo de gas manejables deberán ser determinadas para asegurar una operación de perforación continua y segura. La matriz de control de flujo define estos parámetros para las operaciones de perforación. Por lo tanto, se requiere el diseño de la matriz de control de flujo basado en el riesgo. Esta matriz deberá estar basada en:

- Un factor de seguridad basado en la capacidad máxima de flujo del sistema de separación en Superficie.
- Rating de presión del equipo de control de flujo, tal como la válvula HCR (Si está instalada), el choke de Bajo Balance y la línea de flujo primaria (Línea de retorno).
- Tasas de erosión de la línea de flujo en superficie y del choke manifold.
- Maximizando el intervalo de servicio para el Cabezal Rotatorio.

Puntos críticos de seguridad

### 1. Cabezal Rotatorio:

Modelo Williams 7100, 2500 psi en condición dinámica y 5000 psi en condición estática.

### 2. Equipo de Separación:

Tasa máxima de flujo de gas (separador) = 30 MMSCFD

Tasa máxima de flujo de gas (Erosión en la línea de flujo) = 12 MMSCFD

Con base en estos parámetros, la matriz de control de flujo establece las acciones de control en superficie en función de la tasa de flujo de gas y de la presión en Cabeza de pozo fluyendo. Los colores indican la valoración del nivel de riesgo.

Las regiones de ajuste (Áreas amarillas) son establecidas para permitir un tiempo de reacción seguro para retornar las operaciones a la condición señalada por el cuadro de color verde. Las áreas de color rojo indican situaciones en las cuales un procedimiento de control de pozo es requerido.



		PRESION DE FLUJO EN CABEZA DE POZO		
		0 – 1250 psi	1250 – 2000 psi	2000 + psi
TASA DE INFLUJO DE GAS	(0-12 MMscf/d)	Manejable	Ajustar el sistema para incrementar la Presión de fondo fluyendo: Reducir o suspender la inyección de Nitrógeno Incrementar el galonaje Reducir la contrapresión en superficie. (Sistema dominado por fricción)	Cerrar el pozo en las BOP's del Taladro.
	(12-22.5 MMscf/d)	Ajustar el sistema para incrementar la Presión de fondo fluyendo : Suspender la inyección de Nitrógeno Incrementar el galonaje Incrementar la contrapresión	Ajustar sistema para incrementar Presión de fondo: Suspender inyección de Nitrógeno Aumentar tasa de bombeo de lodo	Cerrar el pozo en las BOP's del Taladro
	(22.5+ MMscf/d)	Cerrar el pozo en las BOP's del Taladro	Cerrar el pozo en las BOP's del Taladro.	Cerrar el pozo en las BOP's del Taladro

Tabla 27: Matriz de control de flujo para perforación Bajo Balance

Las presiones de operación máxima en el Eje X son especificadas de acuerdo a lo siguiente:

- VERDE: 50% del menor valor entre el rating dinámico de presión de la Cabeza Rotaria, el rating de presión del choke manifold y la presión máxima de trabajo de la línea de flujo.
- AMARILLO: 50% al 80% del menor valor entre el rating dinámico de presión de la Cabeza Rotaria, el rating de presión del choke manifold de Bajo Balance y la presión máxima de trabajo de la Línea de flujo.
- ROJO: Por encima del 80% del valor especificado anteriormente es considerado un evento de control de pozo.

Los valores máximos de tasa de flujo de gas sobre el eje y son determinados de la siguiente manera:

- VERDE: El menor valor entre el límite de erosión de la línea de flujo como función de la máxima presión de trabajo del Separador durante la perforación Bajo Balance o 60% de la máxima capacidad de la tasa de flujo de gas del sistema de separación en Superficie.
- AMARILLO: Hasta el 75% de la máxima Tasa de flujo de gas del sistema de separación de superficie.



ROJO: Por encima del 75% de la máxima capacidad de flujo de gas del sistema de separación en Superficie, se considera un evento de control de pozo.

Cálculo de Máxima tasa de Flujo de Gas

### FLUIDO DE PERFORACIÓN

La selección del fluido de perforación se realiza teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Que sea un fluido compatible para la formación, es decir que genere el menor nivel posible de daño a la formación.
- Que tanto en fondo de pozo como en superficie no se vayan a presentar condiciones adversas extremas (Formación de espumas, generación de emulsiones muy estables, etc.)
- Que sea un fluido cuya densidad facilite la obtención de la densidad Equivalente de Circulación requerida. Es decir que se optimice el volumen de Nitrógeno necesario.
- Que se trate de un fluido cuya reología garantice la limpieza sin crear excesiva pérdidas por fricción y facilite el proceso de separación de fases en Superficie.

#### Fluidos en la Sección de 8 ½”

Dado que la modalidad de perforación Bajo Balance a utilizar en ésta sección es el sistema de Flow Drilling, solamente se requiere del lodo de perforación. El medio gasificante debería ser provisto por las Arenas productoras de más alta presión, las cuales serán perforadas con una densidad igual y/o menor a la Equivalente de la presión de poro actual. Se considera también posible que estas arenas no se manifiesten, por lo que se pudiera considerar la inyección de nitrógeno como una opción para reducir las presiones circulantes al perforar el paquete de arenas de baja presión. Para esta sección, al igual que en operaciones anteriores, se ha seleccionado el aceite mineral, para el cual se recomiendan las siguientes propiedades:

Propiedad	Valor
Densidad:	7.8 ppg
Viscosidad plástica:	12 a 16 cp
Punto cedente:	8 - 10 lbs/100 pulg <sup>2</sup>
Geles 10 seg.	4
Geles 10 Min:	8
Geles 30 Min:	14
Porcentaje de sólidos:	<5%

Tabla 28 Propiedades de los fluidos en la Sección de 8 ½”



### Fluidos en la Sección de 6 ½”

Considerando el tren de presiones que presentan las arenas que serán atravesadas por esta sección en la cual se perforará la Arena CBA-A que tiene presión equivalente del orden de 4.08 ppg y la Arena CBA-B con una presión equivalente de 4.58 ppg, se recomienda utilizar un lodo base aceite. Para la fase líquida se sugieren los siguientes parámetros:

Propiedad	Valor
Densidad:	7.6 ppg
Viscosidad plástica:	12 a 16 cp
Punto cedente:	8 – 10 lbs/100p2
Geles 10 seg:	4
Geles 10 Min:	8
Geles 30 Min:	14
Porcentaje de sólidos:	<5%

Tabla 29 Propiedades de los fluidos en la Sección de 6 ½”

### Fase Gaseosa

El medio gaseoso a ser utilizado durante la perforación del hoyo de 8 ½” será gas de formación aportado por las arenas de mayor presión; sin embargo, es posible que no se manifiesten y sea requerido incorporar Nitrógeno, mismo que será utilizado en la sección de 6 ½”. Este Nitrógeno será generado in situ a través de sistema de membranas, tiene una pureza entre el 93 y 98.5% y presenta las siguientes propiedades:

Gas	NITROGENO
Peso Molecular	28.013
Gravedad Especifica	0.97

Tabla 30: Propiedades de la fase gaseosa para el pozo Oasis 084

## MODELAMIENTO DE FLUJO MULTIFÁSICO

Debido a la modalidad de Operación Bajo Balance a realizar durante la perforación de las secciones de 8 ½” y 6 ½” del pozo Oasis 084, se requiere realizar un modelamiento de flujo multifásico con el fin de determinar la ventana operacional en cada escenario posible. Esto incluye la determinación de los caudales de Influjo de gas de formación o de Nitrógeno requeridos para alcanzar la Densidad Equivalente de Circulación deseada, en combinación con las tasas de inyección de lodo que permitan obtener tanto la condición de presión de circulación requerida como una adecuada limpieza del hoyo. Por otra parte, también permite determinar los valores de presión en Cabeza de pozo necesarios para mantener una determinada presión de fondo de pozo a un volumen dado de influjo de fluidos de formación. De la



misma manera, este proceso lleva a verificar la cantidad y la capacidad requerida tanto de equipo de generación / inyección de Nitrógeno como del equipo de separación de fluidos en superficie.

En cuanto a la limpieza de pozo, este proceso tiene en cuenta dos factores que son la Velocidad Anular de Líquido y Razón de transporte de cortes.

El primer factor es de gran relevancia teniendo en cuenta que en un fluido bifásico la fase que proporciona la limpieza o la capacidad de acarreo de los cortes es la fase líquida. Teóricamente, en sistemas multifásicos se manejan unos valores mínimos de velocidad de líquido requerida para obtener una buena limpieza de pozo. Estos son, 150 pies/min para hoyos verticales y 180 pies/min para hoyos horizontales. Sin embargo, estos solamente son valores de referencia ya que no se usa el mismo tipo de lodo en todos los casos ni tampoco la reología del fluido base es siempre la misma. Adicionalmente, otro aspecto a tener en cuenta es que la velocidad anular de líquido se ve negativamente afectada por los cambios de diámetro en el anular.

El segundo factor en consideración es la Razón de Transporte de Cortes. Este es un factor adimensional que da una medida porcentual de la eficiencia de acarreo de los cortes. En la teoría se considera que un factor de acarreo de cortes por encima del 85% indica que se tiene una adecuada limpieza de pozo.

### ENSAMBLAJES DE FONDO UTILIZADOS PARA EL MODELAMIENTO

#### *BHA para la sección de 8 ½"*

Se utilizará un ensamblaje estabilizado a 0' 15' 45' distribuido de la siguiente manera:

INTERVALO: 8141 - 9265 TVD (SARTA EMPACADA 0'-15'-45')							
CANT.	ELEMENTO	OD, Pulg.	ID, Pulg.	Long., Pies	SEC Pies	CONEXIÓN	ACUM. BHA, Pies
8	HW	5"	3"	30.28	242.24	4 1/2" IF	242.24
1	MARTILLO	6-3/4"	2-1/4"	33.6	33.6	4 1/2 IF	275.84
7	HW	5"	3"	30.28	211.96	4 1/2" IF	487.8
1	XO	6 1/4"	2-13/16"	3.61	3.61	4 1/2" XH P x 4 1/2" IF B	491.41
6	DC	6-1/4"	2-13/16"	29.97	179.82	XH	671.23
1	ESTB	8" x 7/16"	2-13/16"	5.23	5.23	XH	676.46
1	MONEL	6-1/4"	2-13/16"	30.6	30.6	XH	707.06
1	ESTB	8 x 7/16"	2-13/16"	4.94	4.94	XH	712
1	DC CORTO	6-1/4"	2-13/16"	30.6	30.6	XH	742.6
1	Near Bit	8 x 7/16"	2-13/16"	4.98	4.98	6 5/8" REG x 4 1/2" XH	747.58
1	BROCA # 5	8-1/2"		0.87	0.87	6 5/8" REG	748.45

Tabla 31: BHA para la sección de 8 ½"



**BHA Típico para Sección de 6 1/2”**

Se utilizará un ensamblaje estabilizado a 0’ 15’ 45’ distribuido de la siguiente manera:

INTERVALO: 9265 - 9430 TVD (SARTA EMPACADA 0’-15’-45’)							
CANT.	ELEMENTO	OD, Pulg.	ID, Pulg.	Long., Pies	SEC Pies	CONEXIÓN	ACUM. BHA, Pies
14	HW	3 1/2”	2 1/2”	30.28	423.92	IF	423.92
1	MARTILLO	4-3/4”	2 1/2”	33.6	33.6	IF	457.52
15	HW	3 1/2”	1-1/4”	30.28	454.2	IF	911.72
8	DC	4-3/4”	1-1/4”	29.97	239.76	IF	1151.48
1	ESTB	4 3/4” x 6 7/16”	1-1/4”	5.23	5.23	IF	1156.71
1	DC	4-3/4”	1-1/4”	30.6	30.6	IF	1187.31
1	ESTB	4 3/4” x 6 7/16”	1-1/4”	4.94	4.94	IF	1192.25
1	Pony Collar	4-3/4”	1-1/4”	30.6	30.6	IF	1222.85
1	Near Bit	4 3/4” x 6 7/16”	1-1/4”	4.98	4.98	REG x IF	1227.83
1	Broca #6	6-1/2”		0.87	0.87	REG	1228.7
1	Near Bit	8 x 7/16”	2-13/16”	4.98	4.98	6 5/8” REG x 4 1/2” XH	747.58
1	Broca #5	8-1/2”		0.87	0.87	6 5/8” REG	748.45

**Tabla 32: BHA para la sección de 8 1/2”**

**Sección de 8 1/2” – Formación Cascabel**

Según la información previa suministrada por la compañía operadora, el paquete de Arenas que conforman la Formación Cascabel pudiera comenzar a manifestarse con aporte de fluidos a partir de la arena CBL-A (que en este momento ya se encuentra cubierta por el casing de 9 5/8”), en las condiciones propuestas de circulación.

De acuerdo con la información disponible, el escenario planteado sería comenzar a perforar la sección con lodo de 7.8 ppg, atravesar en esa condición la arena CBL-B, la cual debería aportar gas y llevar a una condición de fluido gasificado, lo que permitirá bajar y mantener una ECD entre 6.5 a 7.5 ppg, suficiente para perforar las arenas de baja presión subyacentes. Se deberá monitorear cuidadosamente los parámetros de flujo, tratando de identificar en forma temprana el aporte incremental que pudiera provenir de alguna arena presurizada no pronosticada. De acuerdo a la experiencia en pozos anteriores, las arenas CBL-Q, CBL-T1, 2 o CBL-T4, 5 han sido las arenas de mayor presión encontradas y aunque en este caso según la prognosis hacen parte del conjunto total de arenas de baja presión, debería dárseles especial atención. En caso de manifestarse el aporte de fluidos por parte de cualquier otra formación diferente a CBL-B, se requerirá de los ajustes pertinentes para controlar y mantener un flujo estable hasta identificar la formación CBL – T 4,5 donde se sentará el liner de 7 5/8”.



Para el modelamiento de flujo se utilizan varios parámetros como los listados en el cuadro de la siguiente página.

- Hemos realizado el modelamiento con varios caudales de lodo, probables a ser utilizados en esta sección y gráficamente se muestra la situación en la q se estaría considerando un CHP de 40 psi solamente.
- Este es nuestro punto de partida y dependiendo del comportamiento del pozo se harán los ajustes necesarios.
- De cualquier manera, la intención es permitir que las arenas de mayor presión fluyan proveyendo el gas para reducir aun más el ECD.
- También hay un gráfico que nos muestra el perfil de presiones en la zona de interés para diferentes densidades de lodo; esto con la intención de analizar lo que se tendría en caso de tener que controlar el pozo.
- La simulación se ha hecho para toda la sección con diferentes caudales de lodo, sin considerar influjos; al momento de presentarse influjo la intención es permitir que el pozo fluya a tasas controladas.
- Una vez hay flujo estable de gas y se incluirá la tasa de flujo en el simulador para recalculer las condiciones de ECD y presión de fondo.

### Información Básica

Temperatura de fondo	284 °F a 9800 ft TVD
Fluido de perforación	Lodo Base Aceite
Densidad del fluido de perforación	7.8 ppg
Viscosidad del fluido de perforación	10 cp @ 150 °F
Punto Cedente del fluido de perforación	10 lbs/100 pies <sup>2</sup>
Geles 10 seg.	4
Geles 10 min	8
Geles 30 min	14
Porcentaje de Sólidos	< 5%
Tasa de penetración Asumida - ROP	20 ft/hr.
Medio Gasificante	Gas de formación/N <sub>2</sub>
Gravedad Específica del Gas de formación	0.65
Gravedad API del Crudo	46 °API

Tabla 33: Información básica de la sección de 8 ½” – Formación Cascabel



PRESION DE FORMACIONES Vs. MW Y ECD

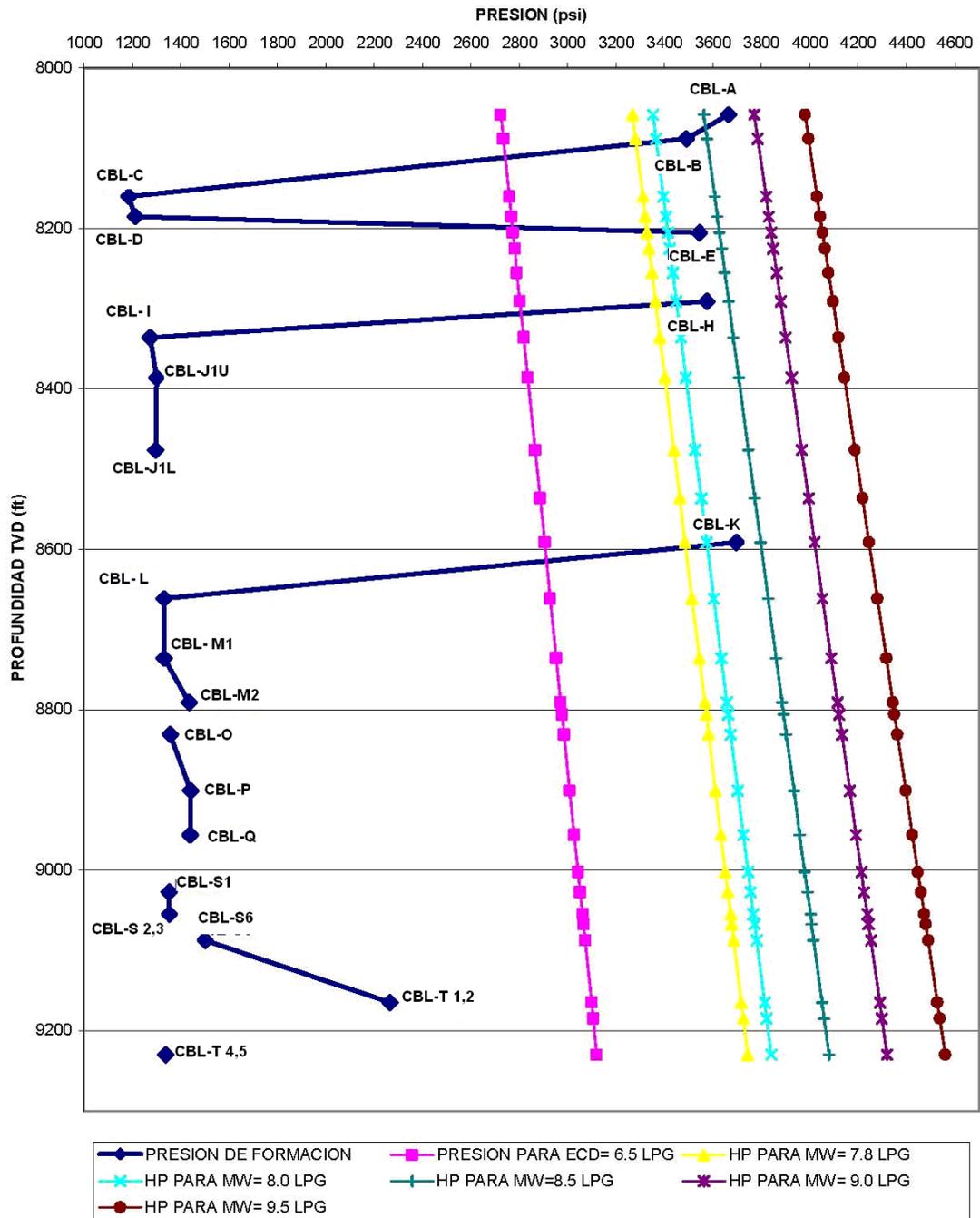


Ilustración 50: presión de formación vs. ECD – MW (Fuente: Well Planning de un pozo real)

Esta gráfica representa la tendencia de la presión en fondo (para la sección de 8 ½”) para un ECD de 6.5 ppg y para varias densidades de lodo en condición estática. Estos valores comparados contra las presiones de las formaciones a ser atravesadas en esta sección.



PRESION FORMACION Y PRESION FONDO PARA CHP= 40 PSI

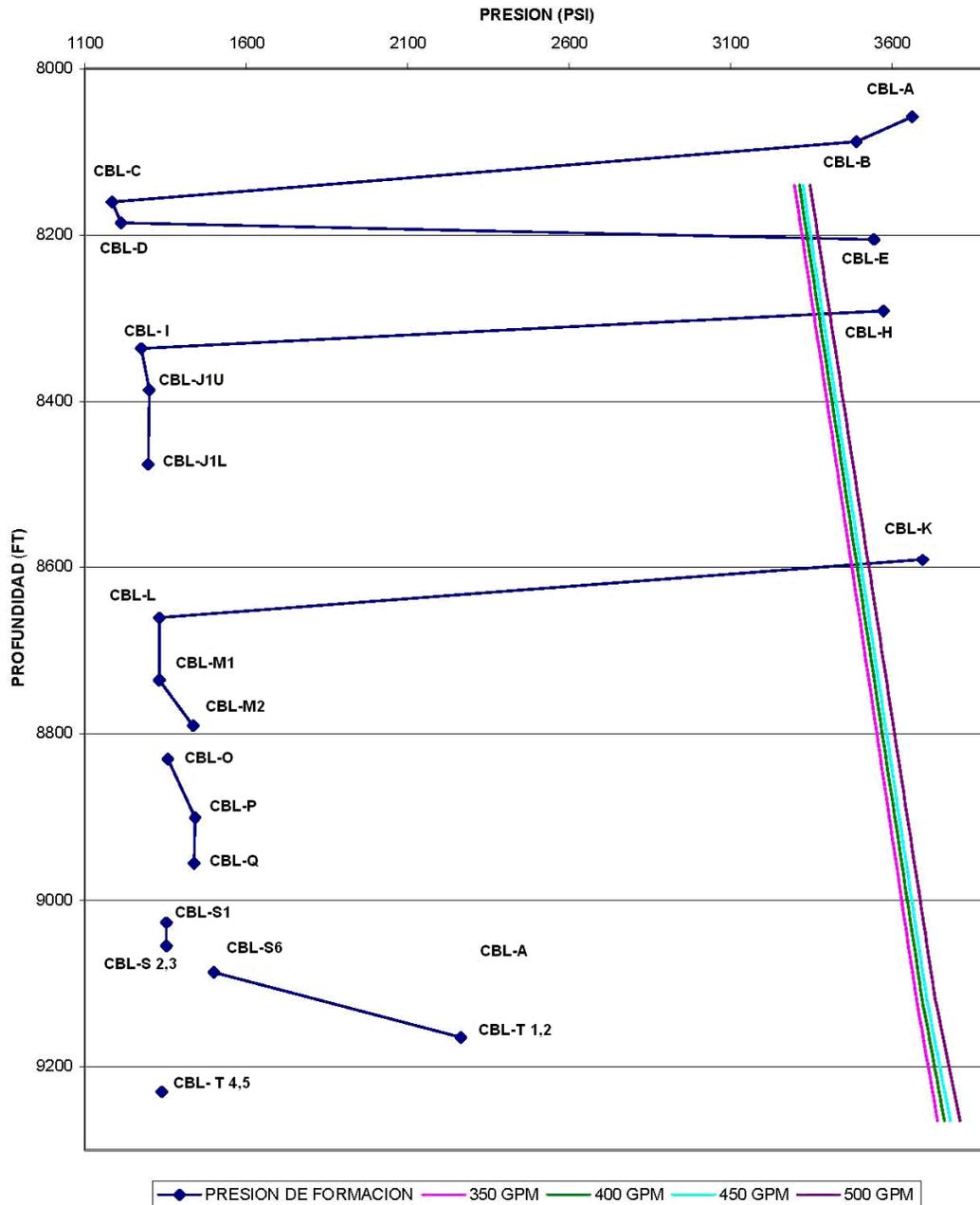
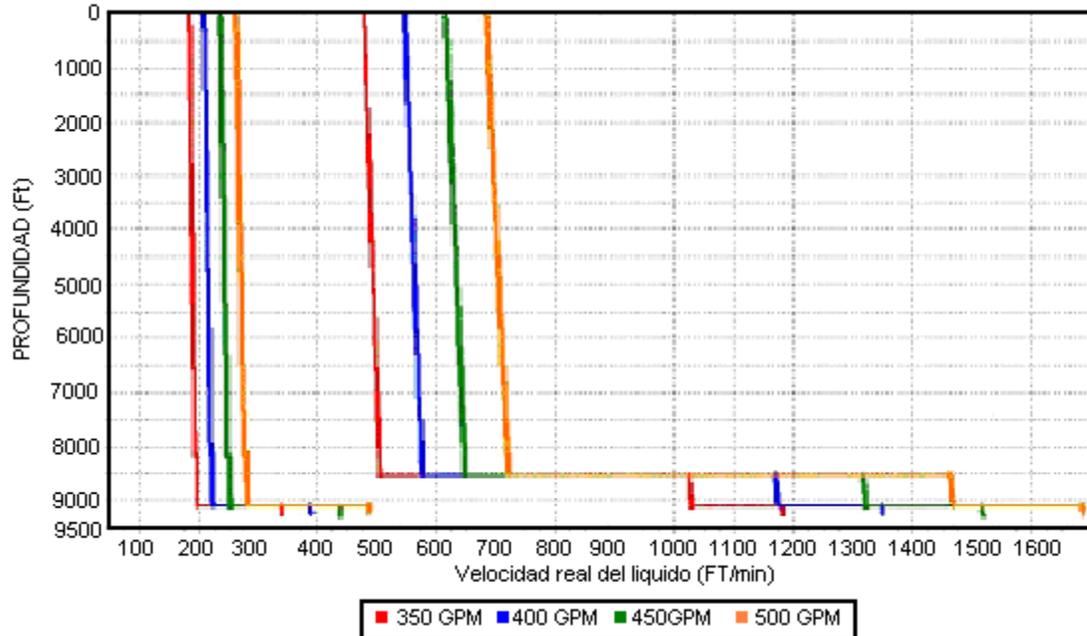


Ilustración 51: Presión de formación y presión de fondo para CHP: 40 (Fuente: Well Planning de un pozo real)

Esta gráfica nos muestra el comportamiento de la presión de fondo para caudales de lodo entre 350 gpm y 500 gpm con una contrapresión de 40 psi. Para cualquier otra contrapresión basta con adicionar o restar de este valor. Podemos ver que en esta condición tenemos un drawdown de aproximadamente 200 psi para las arenas de mas presión.



**Ilustración 52 velocidades dentro de la tubería y en el anular para diferentes caudales de lodo (Fuente: Well Planning de un pozo real)**

Esta gráfica muestra las velocidades tanto dentro de la tubería (lado derecho) como en el anular (lado izquierdo) para los diferentes caudales de lodo considerados.

Se puede observar que cualquiera de las tasas de flujo analizadas cumple con el criterio mínimo de velocidad anular para una adecuada limpieza de pozo (> 150 pies/min). Esto es corroborado al observar la grafica de Razón de Transporte de Cortes (CTR) cuyos valores están por arriba del 0.84, como se ve en la gráfica de la siguiente página.

En esta gráfica apreciamos que para cualquiera de los caudales propuestos se tiene una buena limpieza del hoyo ya que la Relación de Transporte de Cortes (CTR) en todos los casos es superior a 0.84

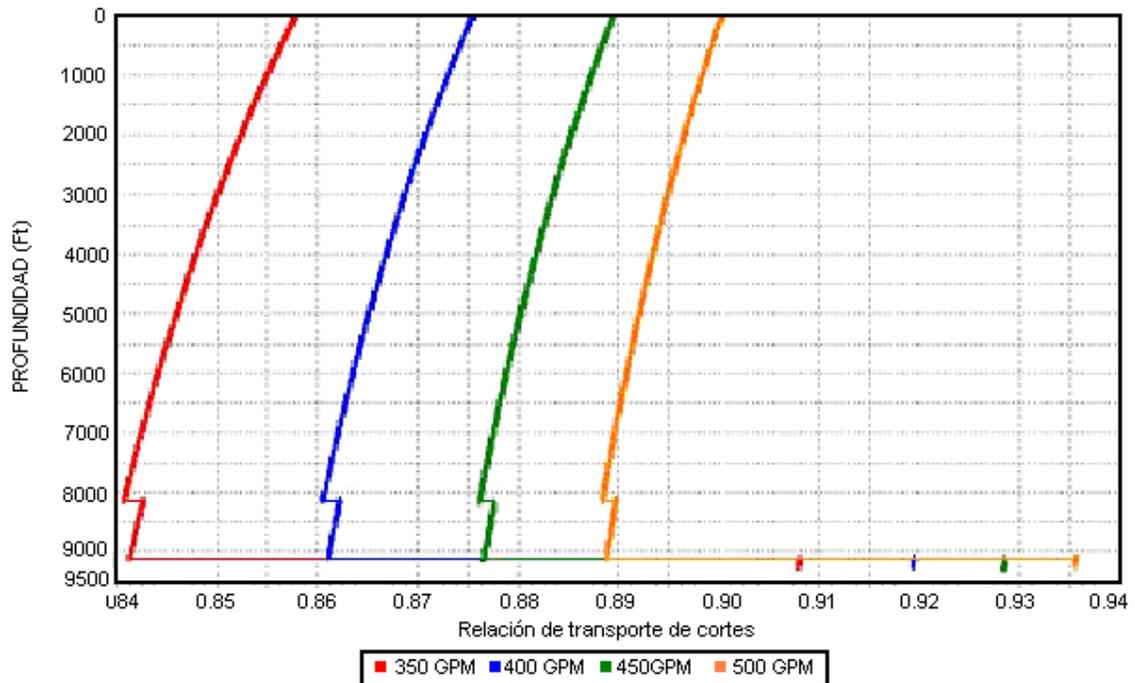
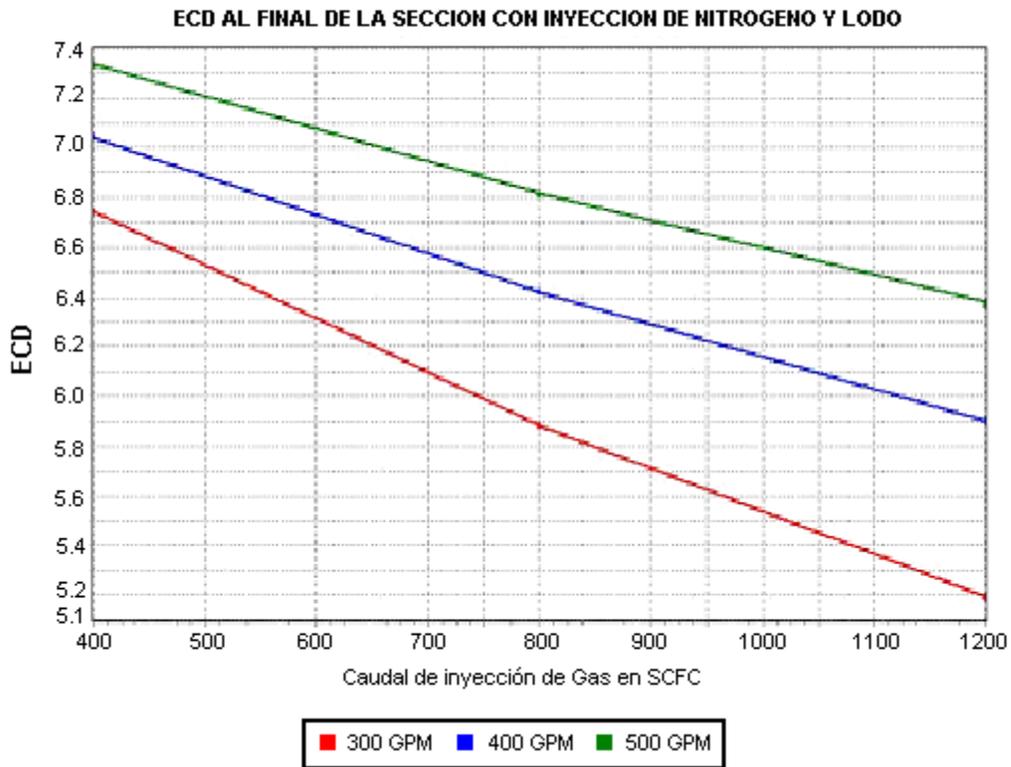


Ilustración 53: caudales vs. Relación de Transporte de Cortes (Fuente: Well Planning de un pozo real)

### Considerando la inyección de Nitrógeno para reducir el ECD

Este escenario fue analizado considerando el caso de no encontrar producción de gas de formación perforando con lodo solamente. En tal caso se utilizaría inyección de Nitrógeno generado en sitio para reducir las presiones ejercidas sobre la cara de las Arenas inferiores, para minimizar el riesgo de pérdidas de circulación, y a la vez, mejorar las tasas de avance de la perforación. Se analiza en consecuencia la ventana operacional, para diferentes tasas de inyección de Nitrógeno y de bombeo de lodo. Basado en los resultados de las simulaciones realizadas, el caso en el que se lograría el mínimo ECD permitido por geomecánica para esta sección (5.5 ppg) es teóricamente 1030 scfm de Nitrógeno con 300 gpm de lodo, de este punto hacia arriba tenemos valores de ECD superiores a 5.5 ppg. Analizando las gráficas de CTR en ninguna de las combinaciones de caudales se presenta problema con la limpieza del hoyo.



**Ilustración 54: Inyección de Nitrógeno vs. Bombeo de lodo (Fuente: Well Planning de un pozo real)**

### Sección de 6 1/2” – Formación Cobra

Para este pozo solo CBA-A ha sido considerado objetivo primario, por tanto solo se perforará esta arena, la CBA-B y un bolsillo en CBA-C. Ambas arenas presentan una presión equivalente baja, inclusive por debajo de la mínima Densidad Equivalente de Circulación recomendada en el estudio de geomecánica para esta sección. Por dicha razón, las condiciones operacionales que se buscan para perforar esta sección están orientadas a la generación de una Densidad Equivalente de Circulación en condición de Cerca al Balance que permita realizar la operación minimizando los riesgos de pérdidas de circulación o pegas diferenciales de tubería. Como no se estima aporte de fluidos de esta arena, para alcanzar la condición de Cerca al Balance se necesita utilizar un sistema de lodo Gasificado con Nitrógeno.

El proceso de modelamiento de flujo multifásico permitirá determinar las combinaciones de tasas de inyección de lodo y de Nitrógeno requeridos para generar dicha condición.

A continuación se incluye la información de profundidades y de presiones esperadas para las arenas a ser perforadas en esta sección de hoyo.



Arena	Profundidad Vertical Verdadera (pies)	Presión Estimada (psi)	Equivalente de Presión (ppg)
Cobra A	9428	2000	4.08
Cobra B	9518	2265	4.58

Tabla 34: Información de Sección de 6 1/2” – Formación Cobra

Esta condición de cerca al Balance se mantendrá hasta llegar a la profundidad final dentro de la Arena CBA-C.

De acuerdo a lo observado durante la perforación de esta zona en los pozos de referencia, no se espera que haya pérdida de fluido hacia la arena estas arenas perforando con un valor de ECD entre 5.5 y 6.0 ppg. Tomando en consideración este análisis preliminar, se realizó la simulación al final de la sección buscando la ventana operacional en cuanto al ECD, limpieza del hoyo y demás factores a considerar en el diseño de una buena hidráulica.

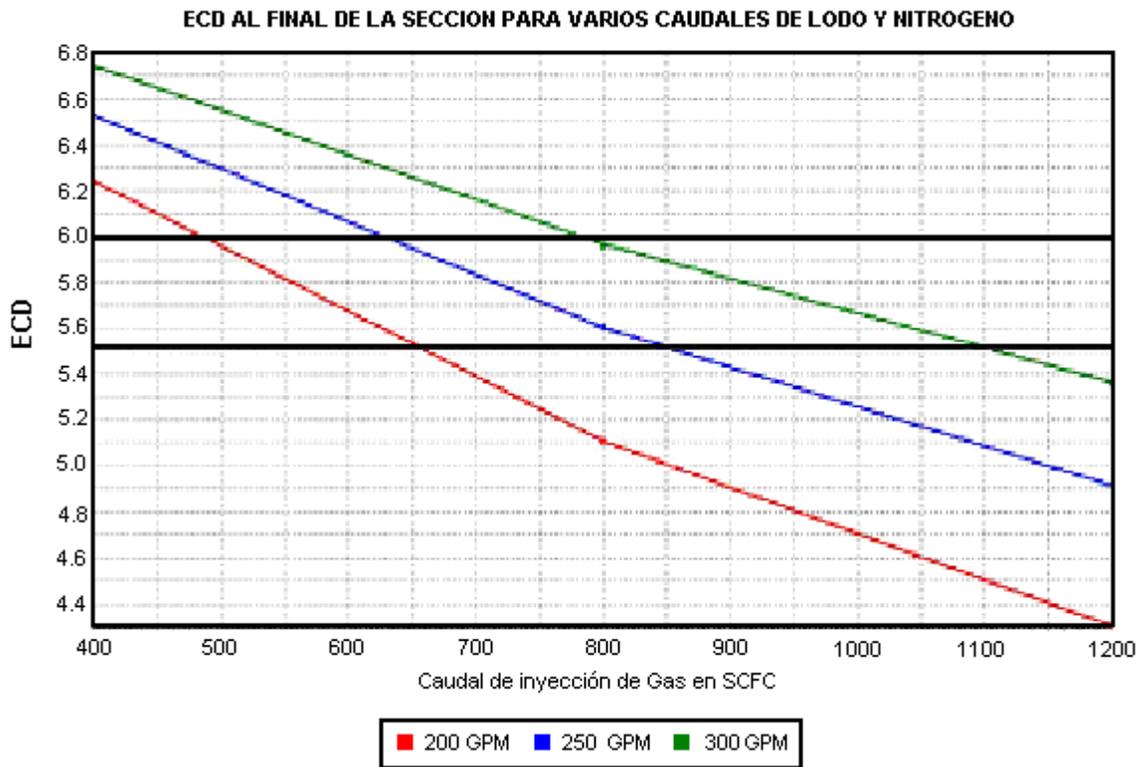
Los parámetros utilizados para realizar las diferentes simulaciones fueron en su orden los siguientes:

1. Tasa de inyección de Lodo
2. Tasa de inyección de Nitrógeno
3. Presión de Fondo de pozo / Densidad Equivalente de Circulación
4. Velocidad Anular de Líquido/Razón de transporte de Cortes

### Parámetros Básicos

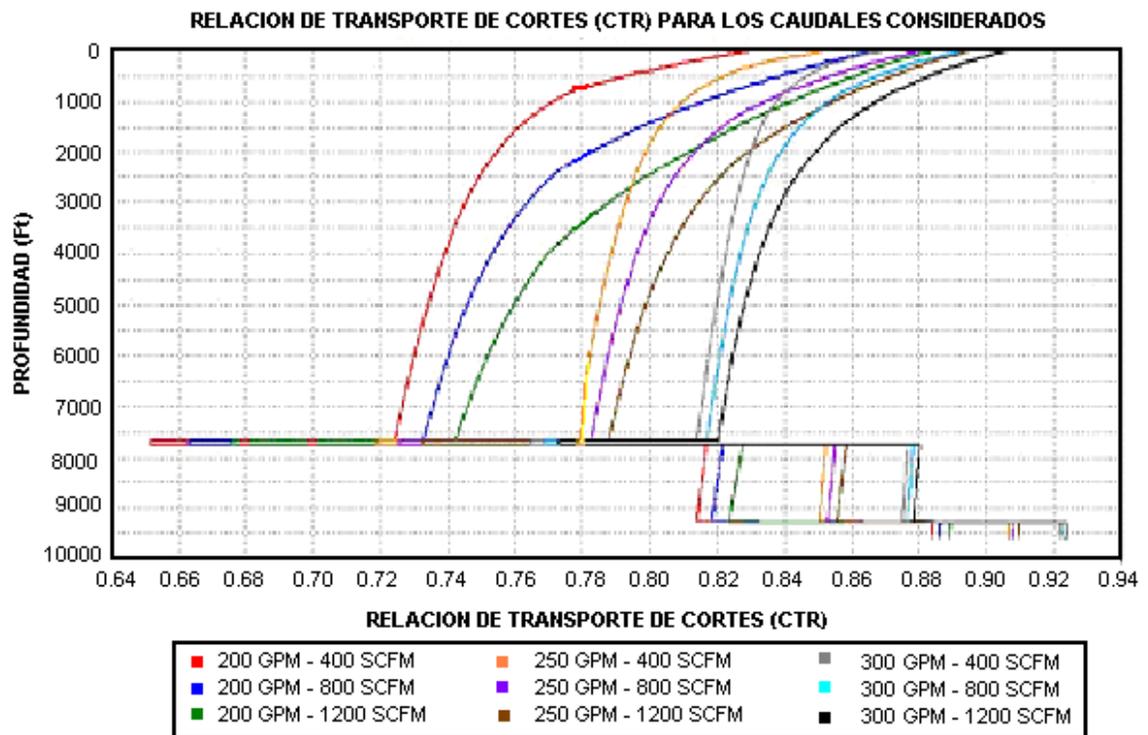
Fluido de perforación	Lodo Base Aceite
Densidad del fluido de perforación	7.6 ppg
Viscosidad del fluido de perforación	12 cp @ 60 °F
Punto Cedente del fluido de perforación	8 - 10 lbs/100 pies <sup>2</sup>
Geles 10 seg	4
Geles 10 min	8
Geles 30 min	14
Porcentaje de Sólidos	< 5%
Tasa de penetración Asumida - ROP	25 ft/hr
Medio Gasificante	Nitrógeno
Gravedad Específica del Gas de formación	0.65
Gravedad API del Crudo	46 °API

Tabla 35: Parámetros básicos para la perforación de Sección de 6 1/2” – Formación Cobra



**Ilustración 55: Ventana Operacional de la inyección de Nitrógeno vs. Bombeo de lodo (Fuente: Well Planning de un pozo real)**

La gráfica nos permite ver fácilmente que combinaciones de caudales de lodo y Nitrógeno cumplen con el objetivo de tener el ECD entre 5.5 ppg y 6.0 ppg. El área enmarcada por las líneas negras nos muestra la ventana operacional en cuanto a ECD se refiere.



**Ilustración 56: Relación de transporte de cortes para los caudales considerados  
(Fuente: Well Planning de un pozo real)**

Analizando esta gráfica vemos que el mínimo CTR es de 0.65. La teoría respecto a este concepto dice que en pozos verticales (o de bajo ángulo) un CTR por encima de 0.55 es bueno para garantizar la limpieza del hoyo.

### **EQUIPOS REQUERIDOS PARA LA PERFORACIÓN CERCA Y/O BAJO BALANCE EN EL POZO OASIS 084 DEL CAMPO DUNA**

A continuación se describe el equipo de Bajo Balance requerido para realizar las operaciones de perforación cerca/Bajo Balance en los pozos del campo Duna para conseguir un volumen máximo de 1200 scfm de Nitrógeno:

- (3) Compresores de Aire (900 scfm, 350 psi)
- (2) Elevador de Presión de 1,800 psi
- (1) Elevadores de Presión de 4,000 psi
- (1) Unidad Generadora de Nitrógeno tipo Membrana (1,250 scfm N<sub>2</sub>)
- (1) Separador de 4 fases
- (1) Choke manifold de Tres vías 5,000 psi
- (1) Cabezal Rotativo 2,500psi Dinámica / 5,000 psi estática
- (1) Válvula HCR de 7-1/16, 5K psi, para cierre de emergencia
- (1) Válvula HCR de 7-1/16, 5K psi, para desvío del flujo de la línea de flujo convencional al Choke manifold de perforación Bajo Balance.
- Tubería de 2" de 2,000 y 4,000 psi / Tubería de 6" de 5,000 psi



**EQUIPO DE FONDO ADICIONAL REQUERIDO PARA UNA OPERACIÓN  
BAJO BALANCE EN EL POZO OASIS 084**

Para perforación Cerca al Balance siempre se recomienda usar el siguiente equipo adicional:

- Válvula tipo dardo colocada inmediatamente después de la broca
- LWD (Herramienta para leer resistividad/gamma en tiempo Real)
- PWD (Herramienta para registrar la Presión del fondo del pozo - BHCP y de esta manera poder ajustar los parámetros de perforación)

**ANALISIS DE RIESGOS PARA UNA OPERACIÓN BAJO BALANCE**

**CONSIDERACIONES PARA PERFORAR CASCABEL Y COBRA EN UNA  
SOLA FASE**

ACTIVIDAD	RIESGO	CONSECUENCIAS	MEDIDAS PREVENTIVAS	OBSERVACIONES GENERALES
-Reporte y coordinación de actividades. *Dentro de la compañía *Entre contratistas *Entre operador y contratista.	-Personal herido. -Equipo dañado. -Ejecución maniobras inapropiadas dentro de las condiciones de perforación. - Incremento de riesgo económico y operacional.	-Personal incapacitado. - Costo adicional debido a reparaciones de equipo. - Demoras en la operación - Pérdida de equipo o herramientas. Emisión de órdenes inaplicables.	-Coordinación efectiva de la operación a nivel interno y entre contratistas. - Establecer un sistema ordenado de trabajo. -Reunión diaria de seguridad	- Establecer una comunicación efectiva y estrategias entre diferentes autoridades de área y representantes de las compañías involucradas en la operación
-Presencia de personal no autorizado y vehículos en la locacion	-Personal herido -Accidentes que involucran vehículos -Pérdida de equipo y materiales. -Pérdida de información -Sabotaje	-Demoras en las operaciones - costo adicional de indemnizaciones y reparación de daños. -Deterioró del ambiente interno de trabajo	-Restringir acceso de personal y vehículos a la instalación. -Estableces una oficina para la solución de problemas relacionados con la comunidad y el sindicato	-Solicitar una guía en la cual el visitante podrá identificar las áreas de tránsito

**Tabla 36: Identificación de riesgos Hazid (Fuente: Well Planning de un pozo real)**



Se ha pensado en la posibilidad de perforar la sección de 6 ½" (Formación Cobra) en una sola fase de 8 ½" junto con la formación Cascabel, de la misma manera en que se ha realizado en el pozo Oasis -244.

Esta posibilidad se esta teniendo en cuenta debido a que en pozos vecinos las pérdidas de circulación se han presentado usando densidades de lodo más altas a 7.8 ppg, necesarias para controlar las formaciones abiertas en Cascabel.

La decisión de hacerlo o no, se tomará al llegar a CBL-T4,5, que sería el final de la sección de 8 ½" después de analizar entre otros los siguientes puntos:

1. Determinar la densidad de lodo requerida para controlar las arenas de alta presión de Cascabel; si esta densidad es muy alta se procederá a correr el liner de 7 5/8" y perforar Cobra en 6 ½" como se ha planteado arriba.
2. De cualquier manera, antes de continuar la perforación se gasificará el sistema (ya sea con Nitrógeno o con gas de las arenas de Cascabel –si alguna produce-) con el fin de reducir el ECD a un valor tal que permita perforar Cobra sin tener pérdidas y sin que se produzca un influjo excesivo de Cascabel.

En la gráfica de la siguiente página se puede analizar la situación de la presión en fondo para las dos secciones (Cascabel y Cobra), para ECD de 6.5 ppg y 5.5 ppg; que fácilmente cubre el rango de ECD que se consideran útiles y/o necesarios para las dos secciones, el que se llegue a utilizar durante la perforación de la sección conjunta dependerá de la cantidad de influjo que pueda ser manejable lo mismo que la condición de pérdida de circulación si se presenta.

La gráfica también muestra la tendencia de la presión para densidades de lodo desde 7.8 hasta 9.5 ppg para analizar la situación con el fluido de control.

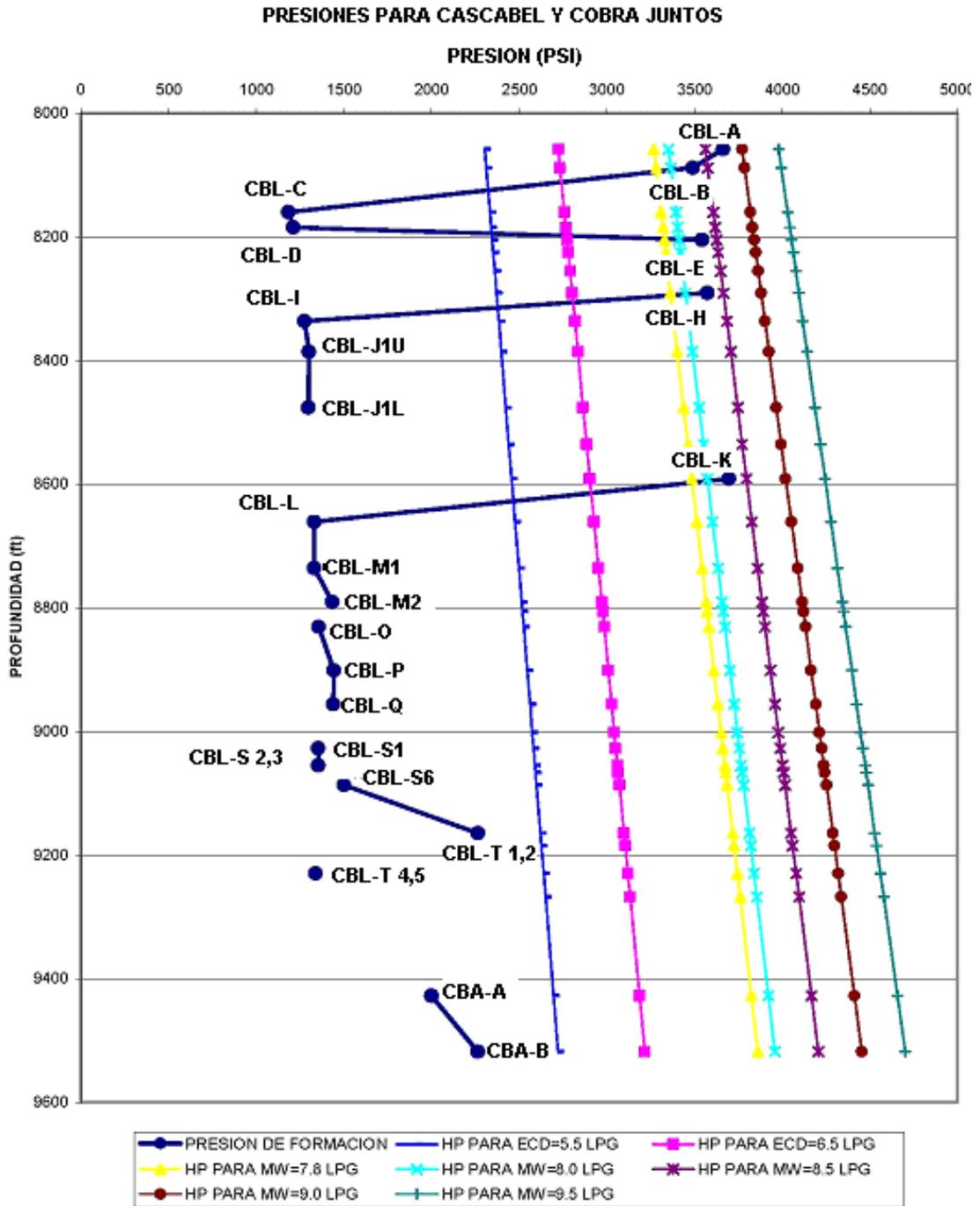


Ilustración 57: presiones para cobra y cascabel vs. ECD y MW (Fuente: Well Planning de un pozo real)



## RECOMENDACIONES OPERACIONALES PARA PERFORAR CON TECNOLOGÍA BAJO BALANCE

Antes de empezar a correr la sarta dentro del pozo, instalar la extensión o nipple campana provisional del cabezal rotativo (suministrado por la compañía de servicios).

Para empezar a correr la sarta dentro del pozo dirigiendo los retornos (fluido desplazado) hacia las Rumbas, la válvula HCR alineada hacia las rumbas deberá estar abierta mientras que la HCR hacia el choke manifold y separador de la compañía de servicios estará cerrada.

- Correr broca del diámetro de la sección con BHA de acuerdo a los requerimientos de control direccional requeridos para la fase
- Bajar tubería hasta una parada antes del collar flotador. Simultáneamente realizar charla pre-operacional con los coordinadores de todas compañías involucradas y hacer asignación de radios de comunicación.
- Realizar charla pre-operacional con personal del taladro en la mesa.
- Retirar tubo campana e Instalar Inserto Rotativo.
- Continuar bajando con circulación hasta tocar el tope del cemento.
- Iniciar el desplazamiento del lodo de la fase de mayor diámetro que la sección por el lodo de trabajo de la fase del diámetro de la sección. (Verificar que la densidad del lodo sea el diseñado para la operación en ppg).
- Realizar prueba de presión al revestidor. (500 psi)
- Leer y registrar caudales activos.
- Alinear retornos hacia el sistema de separación de la compañía de servicios y realizar prueba de circulación a través del separador con 200, 300 y 450 GPM, para determinar la presión óptima de trabajo del separador.
- Parar la circulación y registrar nuevamente caudales en el sistema activo (Cabina, Ing. lodos y la compañía de servicios) y determinar el volumen remanente en el sistema de separación.
- Alinear retornos por el flow line hacia las rumbas y tomar presiones reducidas a 30,40 y 50 SPM con las bombas 1,2 y 3.
- Perforar collar flotador, cemento, zapata del diámetro de la sección y 2 a 5 pies de formación. Observar el pozo.
- Si todo esta bien, bombear una píldora viscosa para limpiar los residuos de el zapato y esperar un fondo arriba, monitoreando continuamente unidades de gas y comportamiento del activo.
- Alinear retornos hacia el sistema de separación de la compañía de servicios
- Con el "Bearing Assembly" instalado, verificar el siguiente alineamiento:
- Válvula HCR Hacia las Rumbas: Cerrada



- Válvula HCR Hacia el separador de compañía de servicios: Abierta
- Válvula HCR del taladro: Cerrada
- Choke manifold del taladro: Cerrado y alineado hacia el separador de la compañía de servicios.
- Choke manifold de la compañía de servicios: Abierto y alineado hacia el separador de la compañía de servicios UBD.
- Iniciar la circulación bombeando lodo una tasa de 450 gpm hasta estabilizar parámetros.
- Registrar volumen del sistema. (Cabina, Ing. lodos y la compañía de servicios).
- Empezar a perforar el hoyo del diámetro de la sección, verificando la correlación de las muestras de retornos con la estratigrafía esperada. Una vez cerca del tope de la formación objetivo, perforar lentamente y observar cuidadosamente los parámetros monitoreando continuamente unidades de gas, volumen del activo, presiones y densidad de lodo. (Perforador, cabina, Ing. lodos y la compañía de servicios).

#### **RECOMENDACIONES GENERALES DURANTE LA PERFORACION:**

- El perforador deberá reportar a la compañía de servicios cada vez que vaya a poner o quitar la bomba, cuando varíe el caudal o cuando tenga problemas con la bomba.
- La cabina deberá reportar por radio a las demás compañías cualquier incremento en las unidades de gas.
- Todas las transferencias de lodo en los tanques deberán ser reportadas con anticipación y al terminar la misma.
- El Ing. lodos deberá reportar por radio la densidad de lodo entrando y saliendo cada 20 minutos y cuando se tenga un background de gas permanente, se deberá reportar cada 10 minutos, o menos de acuerdo con la situación.
- Cualquier variación de volumen en el activo deberá ser reportada por el personal de la cabina (o Ing. lodos) y confirmada físicamente en los tanques y separador de la compañía de servicios.
- Una vez instalada la Cabeza Rotativa, se debe aplicar lubricante a la tubería y un poco de grasa a cada tool joint y hard band (cintas abrasivas).
- Cuando se tenga flujo continuo de gas, las conexiones deberán realizarse al menor tiempo posible para disminuir la segregación de las fases.
- Ante la confirmación de una disminución gradual en el sistema activo, la primera acción remedial será disminuir la contrapresión para disminuir el ECD. Las píldoras con material antipérdida se bombearán de acuerdo con las instrucciones de la compañía operadora, cuando se considere que la severidad de la pérdida lo amerita.



- Un operador de la compañía de servicios, estará permanentemente en el choke manifold para regular el retorno de fluidos hacia el separador.

**Nota:** A continuación se incluye el procedimiento genérico para continuar la operación después de estabilizar los parámetros, luego de producirse un influjo de gas de formación:

- Una vez se produzca el influjo (Se detecte una ganancia en los tanques del sistema de lodo) se deberá ajustar una contrapresión que permita controlar el influjo; es decir q este no aumente o se haga estable.
- Una vez controlado el influjo, esperar el arribo de este a superficie.
- Una vez la burbuja de gas haya salido del pozo, se ajustarán los parámetros para permitir el flujo del pozo a tasa controlada.
- Al decidir perforar con producción, se puede establecer una tasa de influjo, calcular con el simulador cual sería el hold up de líquido en el anular. De esta forma se calcula el volumen de lodo que va a desplazar el gas de formación para esa tasa de influjo.
- La tasa de ganancia así determinada permitirá establecer la contrapresión inicial.
- Cuando el gas empiece a fluir en superficie, registrar los parámetros, presión de bombeo, presión de fondo, Contrapresión y volumen de gas. A partir de estos parámetros, realizar los ajustes necesarios para mantener una condición de flow drilling estabilizada.
- Tener en cuenta que la productividad de la arena que esté aportando el gas va incrementar a medida que se incrementa la longitud del intervalo de arena productiva perforada.
- Al graficar el Índice de productividad durante la perforación manteniendo un ECD constante, se observará un incremento proporcional del volumen de influjo mientras se continúa perforando la arena que está aportando.
- Una vez se perfore otra arena, el volumen de influjo se mantendrá constante a pesar de que haya aumentado la longitud de hoyo abierto.
- Cuando el sistema se haya estabilizado registrar aporte del pozo para de esta manera establecer la contrapresión para mantener el ECD determinado de acuerdo a las condiciones reales observadas durante la perforación. Recuerde que tanto la presión de inyección como de la bomba decrecerán igualmente a hasta un punto en el cual se estabilizarán
- Una vez se obtenga retorno constante y las presiones de inyección del stand pipe y anular se han estabilizado continuar con la perforación.
- Si dispone de una herramienta de PWD obtenga señal, correlacionar el valor de presión de fondo y de ser necesario, ajustar los caudales de inyección en superficie o la contrapresión anular. Si el ajuste a realizar es considerable, se recomienda continuar circulando hasta que los parámetros de flujo se hayan estabilizado y la lectura de la



herramienta de presión de fondo sea la deseada.

- Continuar con la perforación manteniendo tasas de penetración controladas para garantizar la limpieza del hoyo y monitoreando aporte del pozo a medida que se atraviesan las diferentes arenas que conforman esta sección. De esta manera se evitará ejercer un grado de Bajo Balance mayor al especificado en el programa.
- De igual manera se deberá monitorear constantemente el volumen de los tanques en superficie para detectar posibles pérdidas de circulación.
- Si se requiere una disminución en la producción, se aplicará contrapresión con el choke manifold de la compañía de servicios, de igual manera un incremento en el galonaje ayudaría a incrementar el BHCP si es requerido.
- Continué perforando sin sobrepasar el límite inferior para el ECD de 6.5 ppg y monitoreando caudales.
- En esta sección no se estima la inyección de nitrógeno puesto que se presume que la formación aportará la energía necesaria para poder atravesar las arenas de baja presión, sin embargo si la situación del pozo lo requiere y en común acuerdo con el cliente, proceda a inyectar los caudales de lodo y  $N_2$  requeridos para alcanzar el ECD deseado.
- Esta inyección se hará poco a poco hasta obtener aporte del pozo o hasta un mínimo de 6.5 ppg
- Monitorear en superficie posible aporte del pozo
- Si se aplica la opción de inyección de Nitrógeno, una vez que empiece llegar la burbuja de Nitrógeno a superficie, se deberá empezar a cerrar el choque de Bajo Balance proporcionalmente para regular el volumen de retorno. Recordar que la presión que se aplica en cabeza de pozo se reflejará tanto en la presión de fondo de circulación, como en la presión de inyección.
- Cuando se detecte influjo del pozo, circular hasta obtener sistema estabilizado, revisar los parámetros para decidir los ajustes a realizar. Una vez que el sistema se haya estabilizado, continuar la perforación

#### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA EL POZO OASIS 084.**

- El aparente aporte de gas que ocurrió a 9174' no fue influjo de la formación, se debió al gas que esta entrampado en la roca y que asciende con los cortes de perforación cuando la arena es perforada.
- Cuando el análisis de las presiones y el historial de los pozos cercanos y/o de referencia, permitan pensar en la posibilidad de perforar Cascabel y Cobra en una sola sección, como se realizó en este pozo, debe intentarse y de ser posible realizarlo de esta manera.



- Esto permite ahorrar tiempo de taladro, de registros y un liner con sus correspondientes colgadores y empaques, lo mismo que el cemento.
- Utilizar densidades de lodo cercanos (un poco menores) al perfil de presiones estimados de las formaciones, permite detectar arenas productoras que a veces no son consideradas de interés.
- En este pozo no se presentaron pérdidas de circulación considerables, solamente al final del pozo hubo una pérdida parcial de 15 barriles en una hora. La acción que se tomó fue reducir el ECD aumentando el caudal de Nitrógeno y reduciendo la presión del anular abriendo más el choque.
- Se recomienda para la perforación de otros pozos realizar pruebas de integridad de arenas de baja presión antes de entrar a otras de alta, con el fin de asegurarse que dichas zonas serán capaces de soportar la presión necesaria para controlar en caso de requerirse una arena de alta subyacente.
- Esto con el fin de evitar que al tener que controlar una arena de alta presión, las de baja presión no tengan la suficiente integridad y después se presentará un condición de pérdida en una zona y aporte del pozo en otra.



## CONCLUSIONES

- La técnica de perforación Bajo Balance se ha desarrollado desde los inicios de la actividad petrolera, su crecimiento había sido lento, pero debido a los grandes retos en las nuevas perforaciones se ha retomado y desarrollado de tal manera, que podemos diseñar bajo unos parámetros especiales para resolver los desafíos y las complejidades de las formaciones productoras.
- El manual describe los principios básicos de la operación Bajo Balance, partiendo de los principios fundamentales, describiendo las técnicas, los equipos y los procedimientos utilizados en una perforación Bajo Balance.
- Existen varias técnicas para lograr el Bajo Balance y dependerá de factores económicos, ambientales, técnicos y operacionales la utilización de una o varias técnicas en un proyecto de perforación.
- Los equipos utilizados en el desarrollo de la perforación Bajo Balance están sujetos al tipo o tipos de técnicas que se van a desarrollar durante el proyecto, pero son equipos adicionales y que no se utilizan en las perforaciones convencionales.
- El estudio de un ejemplo real de planeación es de gran valor en la medida que dimensiona la ingeniería involucrada para desarrollar en un proyecto UBD, además de todas las consideraciones adicionales que deben ser tenidas en cuenta para que tenga éxito.
- La consulta de este manual permitirá a las personas que no tengan conocimiento previo o experiencia en perforación UB, adquirir una idea general bastante amplia de los tópicos de diseño, ingeniería, equipos, riesgos y procedimientos involucrados en una operación Bajo Balance.
- Con el desarrollo de los temas propuestos en este manual se garantiza una guía veraz de la perforación Bajo Balance que puede ser utilizada como material de consulta o a nivel de operaciones pues cuenta con una base experimental.
- Los análisis de riesgos representan una descripción de los eventos que posiblemente pueden ocurrir, para tomar las debidas medidas correctivas con las cuales se garantiza la seguridad del personal, del equipo y el éxito de la operación. El desarrollo de un Hazop y un Hazid profundo en perforación UB son muy importantes por que la inclusión de nuevos equipos y procedimientos diferentes a los de la perforación convencional, hace esta operación mas riesgosa; además porque se tiene producción de hidrocarburos mientras se está perforando.



## RECOMENDACIONES

- Incluir las investigaciones acerca del tema sobre operaciones de workover Bajo Balanceadas que presentan mejores beneficios, principalmente en campos depletados, ya que son los más susceptibles a ser invadidos durante este tipo de operaciones.
- Sumar un planeamiento de pozo real, que maneje la perforación Bajo Balance con alguna de las técnicas de fluidos neumáticos.
- Incorporar una guía visual a los procedimientos descritos en el capítulo 6.
- Unificar los ejemplos gráficos del capítulo 4, para que en todos los equipos se pueda observar su estructura interna y funciones de cada una de las partes, además que todos tengan un esquema real para tener una referencia visual de los tamaños.
- En general actualizar el manual con las nuevas técnicas, equipos y procedimientos que se incluyan en el mercado a partir de la fecha y favorezca la seguridad del personal, equipos y la Operación; así como también la haga más económica.



## BIBLIOGRAFIA

- 1 Gas Research Institute (GRI) y otros autores. 1997. Underbalanced Drilling Manual. Chicago Illinois.
- 2 Society of Petroleum Engineer. 1997. Petroleum Engineer Handbook. Unites States of America.
- 3 Maurer Ingenieering INC. 1998. Underbalanced Drilling and Completions Manual. Houston, Texas.
- 4 Lunan, Bryan And Associates INC. 2001. Reservoir Engineer Course for “UBD Professionals”. January.
- 5
- 6 Nas, Steve. 2001. Introducción a la Perforación Bajo Balance. Bucksburn, Aberdeen.
- 7 WTF Training-Underbalanced Operations. 2004. Rigtrain. Drilling and Well Services Train. Houston, Texas.
- 8 Japonja, J. 2005. Managemn Pressure Drilling. Weatherford International INC. Houston, Texas.
- 9 Baker Hughes Inteq. 1998. FLUIDOS “Manual de Ingeniería” Revisión B. Houston, Texas. Agosto.
- 10 Weatherford. Principios De Perforación Bajo Balance Y Su Aplicación En Campos Geotérmicos.
- 11 Well Control School. 2600 Moss Lane. Harvey, Louisiana © 2003 [www.Wellcontrol.Com](http://www.Wellcontrol.Com).
- 12 Randysmith Training Solutions Principios Fundamentales De Control De Pozos [www.Randysmith.Com](http://www.Randysmith.Com).



- 13 Datalog. David Hawker. Karen Vogt. Allan Robinsón (Secciones 11.8 Y 11.9) Procedimientos Y Operaciones En El pozo Versión 3.0 Marzo 2001. Traducido Al Español V 1.0 Julio 2002.
- 14 Universidad Surcolombiana. Facultad De Ingeniería. Eduardo Jose Diaz Sanchez. Carlos Eduardo Salcedo Escobar. Técnicas Y Procedimientos Para Perforar Bajo Balance Y Cerca Al Balance Con Fluidos Gasificados. NEIVA 2000.
- 15 Gas Research Institute. Underbalanced Drilling. Short Course Manual Chicago, Illinois 60631.
- 16 Technical Instructions for Safety and the Environment – Repsol YPF – 2003.
- 17 Hazards Register Model – ERM Iberia – 2005.
- 18 Process Safety Management – ERM Inc. – 2004.
- 19 Hazard Identification Techniques – ERM Australia – 2005.
- 20 General Risk Training - ERM Australia – 2005.