

**MANUAL DE INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE (UBD) Y  
A LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA (MPD)**

**CINDY CLEVES PEREZ**

**MARÍA ANGÉLICA PEÑA SAAVEDRA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2013**

**MANUAL DE INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE (UBD) Y  
A LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA (MPD)**

**CINDY CLEVES PEREZ  
MARÍA ANGÉLICA PEÑA SAAVEDRA**

**Trabajo presentado como requisito para  
Optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director  
JAVIER BERMEO TORRES  
Ing. De petróleos, Especialista en perforación UBD/MPD**

**Codirector  
LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO  
Ing. De petróleos, Decano Facultad de Ingeniería.  
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
NEIVA  
2013**

**Nota de aceptación**

---

---

---

**Firma Director de Proyecto**

---

**Firma Codirector de Proyecto**

---

**Firma del jurado**

---

**Firma del jurado**

**Neiva, enero de 2013**

## DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico principalmente a Dios por regalarme triunfos y caídas que me ayudaron a fortalecerme espiritual y personalmente.

A mi mamá, ya que sin ella nada de ésto hubiese sido posible, porque con su esfuerzo y perseverancia a través de todos estos años, logro inculcarme los mejores valores para ser de mi, una mujer luchadora y que no se rinde ante nada.

A mi papá por estar a mi lado en las buenas y en las malas, brindándome ejemplo de paciencia y nobleza. Por esos abrazos y cariños que siempre están cuando los necesito.

A mi hermana, por estar siempre ahí conmigo, por sus palabras de aliento y de ánimo cada vez que me sentía derrotada, porque siempre me da una sonrisa que me anima a seguir luchando y a mi hermano por todos los buenos momentos que hemos vivido.

*María Angélica Peña Saavedra*

A Dios por tantas bendiciones, por acompañarme, guiarme y protegerme incondicionalmente, fortaleciéndome con su amor y llenando de fe y esperanza mi camino.

A mi mamá que siempre ha estado a mi lado demostrándome que no hay nada más grande que el amor de una madre y luchando conmigo por alcanzar nuestros sueños. A mi papá por toda la confianza depositada en mí.

A mis abuelos que son mi razón de ser y que han sido mi constante compañía cuidando y vigilando cada paso que doy.

A mi hermanito que con su inocencia y ocurrencias llena de alegría y sonrisas hasta los momentos más difíciles.

A Fer que siempre está en el momento indicado apoyándome con todo su amor.

Y a mi tía Rosalba por ser otra abuelita para mí.

*Cindy Cleves Pérez*

## AGRADECIMIENTOS

Los autores, María Angélica Peña Saavedra Y Cindy Cleves Pérez, expresan sus agradecimientos:

- ✓ A Dios.
- ✓ A nuestros padres, hermanos y abuelos
- ✓ A Fernando Andrés Hernández y Fernando Castilla por su gran apoyo y compañía.
- ✓ Al Ingeniero de Petróleos Javier Bermeo, director de nuestro trabajo de grado, por sus grandes ideas, y por brindarnos los conocimientos necesarios para lograr este trabajo.
- ✓ Al Ingeniero de Petróleos Fernando Bonilla, codirector de nuestro trabajo de grado por su dedicación, colaboración y valiosos aportes.
- ✓ A los Ingenieros Luis Humberto Orduz y Haydee Morales, (jurados) por su paciencia y por resolver todas nuestras dudas para la realización de este trabajo.
- ✓ A los Ingenieros de Petróleos docentes del programa, que a lo largo de nuestra carrera nos brindaron sus conocimientos y valiosos consejos para formarnos como excelentes profesionales.
- ✓ A la secretaria del programa Elcita por ser tan amable y atenta a nuestras inquietudes y diferentes inconvenientes, gracias, muchas gracias por todo Elcita.
- ✓ A nuestros amigos que a lo largo de la carrera nos acompañaron y nos brindaron su amistad incondicional y hoy hacen parte de una de las tantas ganancias que obtenemos al finalizar este ciclo, Herman, Andrea, Lorena, Jessica, Carlos, Víctor, Andrés, Fernando y Luz muchas gracias por todo su apoyo.

## TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS.....	XII
LISTA DE FIGURAS.....	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS.....	XV
RESUMEN.....	XVI
SUMARY.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	1
1. PERFORACION BAJO BALANCE.....	2
1.1. IMPORTANCIA DE LA PERFORACION BAJO BALANCE.....	3
1.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACION BAJO BALANCE.....	3
1.2.1 VENTAJAS DE LA PERFORACION BAJO BALANCE.....	3
1.2.1.1 Reducción del daño de la Formación / Aumento de la producción / reducción de estímulos.....	3
1.2.1.2 Mejora de la Formación / Identificación de las fracturas.....	4
1.2.1.3 Minimizar la pérdida de circulación.....	4
1.2.1.4 Eliminación de atascamiento diferencial.....	5
1.2.1.5 Incremento en la rata de penetración.....	5
1.2.1.6 Mayor vida de la broca.....	5
1.2.1.7 Reducción / Eliminación de los costosos programas de perforación de fluidos .....	6
1.2.1.8 Mayor seguridad y menor impacto ambiental.....	6
1.2.2 DESVENTAJAS DE LA PERFORACION BAJO BALANCE.....	6
1.3. SELECCIÓN DEL CANDIDATO PARA SER PERFORADO BAJO BALANCE .....	7
1.3.1 INDICADORES DE BUENOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACION BAJO BALANCE .....	8
1.3.2 INDICADORES DE MALOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACION BAJO BALANCE .....	8
1.4. COSTO DE LA PERFORACION BAJO BALANCE.....	9
1.5. SELECCIÓN DEL FLUIDO .....	10
1.5.1 DAÑO DE FORMACIÓN .....	15
1.5.1.1 Daño mecánico .....	15

1.5.1.2	Daño biológico.....	16
1.5.1.3	Daño térmico .....	16
1.5.1.4	Daño Químico.....	16
1.6	MODELADO DE FLUJO MULTIFÁSICO EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	16
1.6.1	REVISIÓN DE UNA SOLA FASE DE MODELADO DE FLUJO INCOMPRESIBLE.....	17
1.6.2	CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN.....	19
1.6.3	MAPAS DE FLUJO.....	20
1.7	FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACION BAJO BALANCE.....	23
1.7.1	FLUIDOS GASEOSOS .....	23
1.7.1.1	Características de los fluidos gaseosos .....	24
1.7.2.	SISTEMA DE NIEBLA.....	24
1.7.2.1.	Características de perforación con niebla.....	24
1.7.3.	SISTEMAS DE ESPUMA .....	25
1.7.3.1	Características de la perforación con espuma.....	26
1.7.4	LODOS GASIFICADOS .....	27
1.7.4.1	Características de sistemas de lodo gasificado .....	27
1.8	GASES PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	28
1.8.1	AIRE.....	28
1.8.2	GAS NATURAL.....	28
1.8.3	NITRÓGENO CRIOGÉNICO.....	29
1.8.4	NITRÓGENO DE MEMBRANA.....	30
1.8.5	GASES DE ESCAPE .....	30
1.9	DISEÑO DE UN SISTEMA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE..	31
1.9.1	MÉTODO DEL TRANSPORTE DE TUBERÍA.....	31
1.9.1.1	Sistema de tuberías de perforación convencional.....	32
1.9.1.2	Coiled Tubing.....	32
1.9.1.3	Desaire de perforación.....	33
1.9.2	MÉTODO DE INYECCIÓN DE GAS.....	34
1.9.2.1	Inyección por la sarta de perforación.....	34
1.9.2.2	Inyección anular .....	34
1.9.2.3	Inyección por sarta parásita.....	35
1.9.2.4	Inyección por sarta concéntrica.....	36

1.10	OPERACIONES EN ALTA MAR.....	37
1.10.1	LAS LIMITACIONES DE ESPACIO .....	37
1.10.1.1	Equipo.....	37
1.10.1.2	Zonificación.....	38
1.10.1.3	Personal.....	38
1.10.2	INTERACCIÓN CON OTRAS PERSONAS Y EQUIPOS.....	39
1.10.2.1	Rutas de escape .....	39
1.10.2.2	Ruido.....	39
1.10.2.3	Disipación del calor.....	39
1.10.2.4	Vibración.....	39
1.11	ALCANCE DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	39
1.11.1	DISEÑO Y PLANIFICACIÓN.....	40
1.11.2	EJECUCIÓN.....	40
1.11.3	CUESTIONES QUE LLEVAN AL FRACASO.....	41
1.11.3.1	Especificaciones de diseño pobre .....	41
1.11.3.2	Equipamiento insuficiente para realizar el trabajo.....	41
1.11.3.3	Subestimar equipo de movilización.....	41
1.11.3.4	Equipo excesivo en el tiempo de perforación.....	42
1.11.3.5	La indecisión de los tomadores de decisiones.....	42
2.	PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA.....	43
2.1	OBJETIVOS DE LA PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA .....	43
2.2.	VENTAJAS DE LA PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA .....	44
2.2.1.	ELIMINACIÓN DE UNA SARTA DE REVESTIMIENTO.....	44
2.2.2.	DIFERENCIAL DE ADHERENCIA.....	44
2.2.3.	RECUPERACIÓN DE LA TUBERÍA ATASCADA.....	45
2.2.4.	RETORNOS PERDIDOS .....	45
2.2.5.	MEJORA DE LA ROP .....	46
2.2.6.	REDUCCIÓN DEL DAÑO DE LA FORMACIÓN.....	46
2.2.7.	INESTABILIDAD DE LA FORMACIÓN.....	46
2.2.8.	HINCHAMIENTOS.....	46
2.2.9.	MEJORA DE LA LIMPIEZA DEL POZO .....	47
2.2.10.	MÁS CAPACIDAD DE PERFORACION.....	47



2.3.	SELECCIÓN DEL CANDIDATO.....	47
2.4.	VARIANTES DE MPD.....	48
2.4.1.	OPCIONES DE LA PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA .....	49
2.4.1.1.	Métodos de fricción anular .....	49
2.4.1.2.	Métodos de presión de superficie.....	50
2.4.1.3.	Métodos de cambios de energía.....	51
2.4.1.4.	Métodos de diseño de densidad .....	52
2.4.2.	CONTROLADORES PARA LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA .....	53
2.5.	ENFOQUES PARA DISEÑO DE POZOS CON PRESIÓN CONTROLADA .....	54
2.5.1.	DEFINIR EL PROBLEMA.....	54
2.5.2.	DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS.....	55
2.5.3.	DEFINIR LAS RESTRICCIONES DE DISEÑO.....	55
2.5.4.	IDENTIFICAR LAS CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	56
2.5.4.1.	Introducción al punto de anclaje.....	56
2.5.4.2.	Recopilación y análisis de datos.....	57
2.5.4.3.	Realizar Ingeniería MPD.....	58
2.5.4.3.1.	Peso del lodo requerido para una sola fase en operación MPD .....	59
2.5.5.	ESPECIFICAR EL EQUIPO.....	62
2.5.6.	DEFINIR ESTRATEGIAS.....	62
2.5.7.	PRESENTAR EL PROCESO DE DISEÑO.....	63
2.5.8.	ESCRIBIR EL PROGRAMA DE MPD.....	63
2.6.	FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN CON PRESION CONTROLADA .....	63
2.6.1.	LÍQUIDOS GASIFICADOS .....	63
2.6.2.	PERFORACIÓN CON ESPUMA .....	64
2.6.3.	GAS NATURAL.....	65
2.6.4.	MEMBRANA DE NITRÓGENO.....	66
2.6.5.	NITRÓGENO CRIOGÉNICO.....	66
2.6.6.	GASES DE ESCAPE .....	68
2.7.	MPD MAR ADENTRO .....	68
2.7.1.	PERFORACIÓN DE ELEVACIÓN CON LODO SUBMARINO SME	68
2.7.1.1.	Ingeniería y diseño de pozo.....	68
2.7.1.2.	Operaciones y control de pozos.....	69

2.7.2.	CAP M.....	70
2.7.2.1.	Ingeniería y diseño de pozo .....	70
2.7.2.2.	Operaciones y control de pozos.....	71
2.7.3.	Doble gradiente.....	72
2.7.3.1.	Las operaciones y el control del pozo.....	72
3.	SELECCIÓN DE EQUIPOS .....	73
3.1	EQUIPOS PARA LA PERFORACION BAJO BALANCE .....	73
3.1.1	EQUIPO DE INYECCION DE GAS .....	73
3.1.1.1	Compresores de aire .....	73
3.1.1.2	Sistema de generación de nitrógeno .....	74
3.1.1.3	Compresores auxiliares – elevadores de presión (boosters) .....	75
3.1.2	EQUIPO DE CONTROL DE POZO .....	76
3.1.2.1	Perforación con tubería flexible (coiled tubing) .....	76
3.1.3	SISTEMAS DE CONTROL ROTATORIOS.....	77
3.1.4	MANEJO DE HIDROCARBUROS EN SUPERFICIE.....	78
3.1.4.1	Sistemas de snubing .....	78
3.1.4.2	Equipos de separación .....	79
3.1.4.3	Quemadores de gas (Teas).....	81
3.2	EQUIPOS PARA LA PERFORACION CON PRESIÓN . . .	.
.	CONTROLADA .....	81
3.2.1	DISPOSITIVOS GIRATORIOS DE CONTROL (RCD) .....	81
3.2.1.1	Sistemas pasivos y activos .....	82
3.2.1.2	Consideraciones de selección de RCD .....	83
3.2.1.3	Consideraciones operacionales .....	84
3.2.2	HERRAMIENTAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN .....	85
3.2.2.1	Válvulas .....	85
3.2.3	DESGASIFICADORES Y SEPARADORES .....	86
3.2.3.1	Tipos de separadores .....	86
4.	SISTEMAS DE CLASIFICACIÓN PARA LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE Y PARA LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA .....	88
4.1.	CLASIFICACIÓN DE NIVEL DE RIESGO.....	88
4.2.	TIPO DE APLICACIÓN.....	89

4.3.	TIPO DE FLUIDO .....	90
5.	PLANEACIÓN DE SALUD, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.....	92
5.1.	SISTEMAS DE MANEJO DE HSE.....	92
5.1.1	Elementos de HSE .....	92
5.1.2	Procedimientos de operación .....	93
5.2.	ASPECTOS AMBIENTALES.....	94
5.3.	ASPECTOS DE SEGURIDAD.....	94
5.3.1	Identificación de peligros (HAZID) .....	95
5.4	FASE DE DISEÑO DETALLADO DEL POZO .....,.....	96
5.4.1	CONSIDERACIONES HSE EN EL DISEÑO .....,.....	96
5.5	IMPACTO AMBIENTAL .....,.....	97
5.6	RECOMENDACIONES ADICIONALES .....	98
5.6.1	SULFURO DE HIDROGENO .....	98
5.6.2	QUEMA DE GAS .....	98
5.6.3	PERFORACIÓN CON GAS NATURAL .....	99
5.6.4	PROCEDIMIENTO DE CONTROL DE POZOS .....	99
	CONCLUSIONES.....	101
	RECOMENDACIONES .....	103
	BIBLIOGRAFÍA.....	104
	ANEXOS .....	106

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1:	Indicadores de un buen candidato UBD.....	8
Tabla 2:	Indicadores de un mal candidato de UBD.....	9
Tabla 3:	Peso equivalente de cada fluido para perforar con UBD.....	11
Tabla 4:	Tabla 4: Características de los fluidos.....	14
Tabla 5:	Aplicaciones y técnicas indicadas para perforación bajo balance .	14
Tabla 6:	Impacto de los cambios en los puntos de anclaje.....	57
Tabla 7:	Clasificación de separadores .....	79
Tabla 8:	Elementos del sistema de clasificación de MPD y UBD para cada pozo.....	88
Tabla 9:	Clasificación de niveles de riesgo del comité IADC para MPD y UBD.....	88
Tabla 10:	Tipos de aplicaciones según IADC.....	89
Tabla11:	Tipos de fluidos según IADC.....	90

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	:	Definición de perforación bajo balance.....	1
Figura 2	:	Densidades de los fluidos para perforar con UBD.....	12
Figura 3	:	Selección de fluido para perforar con UBD.....	13
Figura 4	:	Gráfico velocidad del gas Vs velocidad del líquido, debido a Gould et. Al .....	22
Figura 5	:	Grafico Vsg Vs Vsl, debido a Mandhane et. Al .....	23
Figura 6	:	Retorno en superficie de un sistema de niebla a través de la línea de retorno .....	25
Figura 7	:	Vista del retorno de un sistema de espuma.....	27
Figura 8	:	Unidad de vaporización/Inyección de nitrógeno criogénico en uso para una operación de bajo balance.....	29
Figura 9	:	Tecnología de membrana para producción de nitrógeno.....	30
Figura 10	:	Coiled Tubing en operación.....	33
Figura 11	:	Diseño de un sistema UBD en plataforma alta mar.....	38
Figura 12	:	Generación de espuma utilizando bombas de niebla, bolsas de surfactante y $N_2$ criogénico.....	64
Figura 13	:	Operador de nitrógeno criogénico con la unidad.....	67
Figura 14	:	Compresor de aire .....	74
Figura 15	:	Flujo a través de un generador de nitrógeno .....	75
Figura 16	:	Compresor booster de baja presión .....	76
Figura 17	:	Compresor booster de alta presión .....	76
Figura 18	:	Strippers para tubería flexible .....	77
Figura 19	:	Unidad de snubbing, asistente de taladro .....	78
Figura 20	:	Separador horizontal .....	80
Figura 21	:	Separador vertical.....	81
Figura 22	:	Quema de gas de la tea .....	82

Figura 23	:	Dispositivo giratorio de control .....	82
Figura 24	:	NRV (Válvula antiretorno) .....	86
Figura 25	:	Diagrama de un corte de un separador vertical de dos fases.	87
Figura 26	:	Esquema de un separador horizontal de dos fases .....	87

## RESUMEN

En la perforación bajo balance (Under balanced drilling) se trata de reducir el daño de formación causado durante la perforación convencional para establecer el potencial real de producción de la formación el cual es disminuido durante la perforación convencional.

Adicionalmente, busca incrementar las reservas y de esta manera incrementar el valor presente neto. En esta modalidad, la operación es diseñada para permitirle a los fluidos de formación que fluyan hasta superficie durante la perforación diseñando la cabeza hidrostática para mantener de forma natural o inducida la  $P_{wf}$  (presión del fondo fluyendo) por debajo de la presión del yacimiento; adicionando gas natural, nitrógeno o aire a la fase líquida del fluido de perforación.

Esta tecnología también ayuda a caracterizar el yacimiento mientras se perfora, además de minimizar los problemas debido a la presión, también se obtienen menores pérdidas de circulación, altas tasa de penetración, producción temprana, mayor vida de la broca, así como más seguridad y menor impacto ambiental.

Pero la complejidad operativa de aplicar ésta tecnología debido a la necesidad de utilizar equipos especializados aumenta el costo de operación diaria así como el riesgo por la inestabilidad que se puede presentar en el pozo.

La total aplicación de la UBD requiere de permisos y de gestión, tanto en términos de control de flujo y de medición, evaluación de todos los líquidos y sólidos a lo largo del proceso de la perforación.

Por otra parte, la perforación con presión controlada (Managed pressure drilling) es un proceso de perforación de adaptación utilizado para controlar con exactitud el perfil de la presión anular en todo el pozo.

Los objetivos son determinar los límites de presión de fondo de pozo y encauzar el anillo hidráulico de perfil de presión de acuerdo a estos límites, tiene la intención de evitar la afluencia continua de la formación de fluidos a la superficie.

Este proceso cuenta con un conjunto de herramientas y técnicas que pueden disminuir los riesgos y costos asociados con la perforación. Puede incluir el control de la densidad y la reología de fluidos, la fricción de circulación, o sus combinaciones.

Permite una acción correctiva rápida para hacer frente a las variaciones de presión observadas, ésto facilita la perforación, de lo contrario las condiciones económicamente serian inalcanzables.

## SUMMARY

Underbalanced drilling (Underbalanced drilling) is treated to reduce formation damage caused during conventional drilling to establish the real potential production of training which is decreased during conventional drilling.

Additionally, seeks to increase reserves and thus increase the net present value. In this mode, the operation is designed to allow formation fluids to flow to surface during drilling designing the hydrostatic head to maintain a natural or induced the  $P_{wf}$  (flowing bottom pressure) below the reservoir pressure, adding natural gas, nitrogen or air to the liquid phase of the drilling fluid.

This technology also helps to characterize the reservoir while drilling, while minimizing the problems due to pressure also results in decreased circulation losses, high penetration rate, early production, increased bit life, and more security and less environmental impact.

But the operational complexity of applying this technology because of the need for specialized equipment increases the cost of daily operation and the risk of instability that can occur in the well.

The full implementation of the UBD requires permitting and management, both in terms of flow control and measurement, evaluation of all liquids and solids throughout the drilling process.

Moreover, the pressure drilling (Managed pressure drilling) is an adaptive drilling process used to accurately control the pressure profile across the annular shaft.

The objectives are to determine the limits of down hole pressure and channel ring hydraulic pressure profile according to these limits. Intends to prevent the continued influx of formation fluids to the surface.

This process has a set of tools and techniques that can reduce risks and costs associated with drilling.

May include controlling the density and fluid rheology, flow friction, or combinations thereof.

Allows quick corrective action to deal with the pressure variations observed, this makes the drilling, otherwise the conditions would be economically unattainable.



## INTRODUCCIÓN

La tecnología de perforación ha evolucionado a lo largo de los años. Las principales razones para los avances en esta tecnología son la creciente demanda de energía de petróleo y gas, y el aumento del precio de la energía.

Estas razones en realidad promueven a la industria del petróleo a perforar las zonas que se consideraban no aptas o no productivas en el pasado debido a las limitaciones económicas y tecnológicas.

La perforación bajo balance (UBD) y la perforación con presión controlada (MPD) son una de esas tecnologías que está ayudando a la industria en su hambre de nuevos horizontes para la exploración y producción de petróleo y gas.

Este tipo de perforaciones están ganando en popularidad como la perforación de las metodologías para superar algunos de los problemas que enfrentan en la perforación sobre balance convencional. Estas técnicas son tecnologías complementarias en lugar de técnicas completamente diferentes.

UBD es una herramienta tanto para la mejora del rendimiento de las reservas y caracterización de yacimientos, así como para abordar los problemas de perforación. MPD, por otro lado, es principalmente una solución para los problemas relacionados con la perforación convencional, dando como resultado una reducción de los tiempos no productivos (TNP). A veces una combinación de ambas técnicas puede ser necesaria para el mismo pozo.

Diferentes operadores han optado por UBD y MPD, con el objetivo de frenar las pérdidas severas de producción y otros problemas relacionados con la perforación.

Muchas veces, la aplicación de estas técnicas para resolver estos problemas de perforación, han arrojado beneficios para el yacimiento que se han hecho evidentes y han convencido a los operadores a implementarlas de tal manera que puedan beneficiarse completamente.

A menudo han encontrado que cuando se utiliza UBD y/o MPD para la mejora de producción, es posible llevar a cabo la caracterización completa del yacimiento durante la perforación. En algunos casos, las zonas que no fueron consideradas como productivas durante las operaciones sobre balance han salido a la luz, y la caracterización de yacimientos ha permitido la evaluación de estas formaciones.

En este documento se describen paso a paso los conceptos, se cuantifican las diferencias entre las dos técnicas, así como la cuantificación de los beneficios técnicos y económicos y limitaciones de cada uno.

# 1. PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación bajo balance (underbalanced drilling) consiste en reducir el daño de formación causado durante la perforación convencional para establecer el potencial real de producción de la formación, el cual es disminuido durante la perforación convencional.

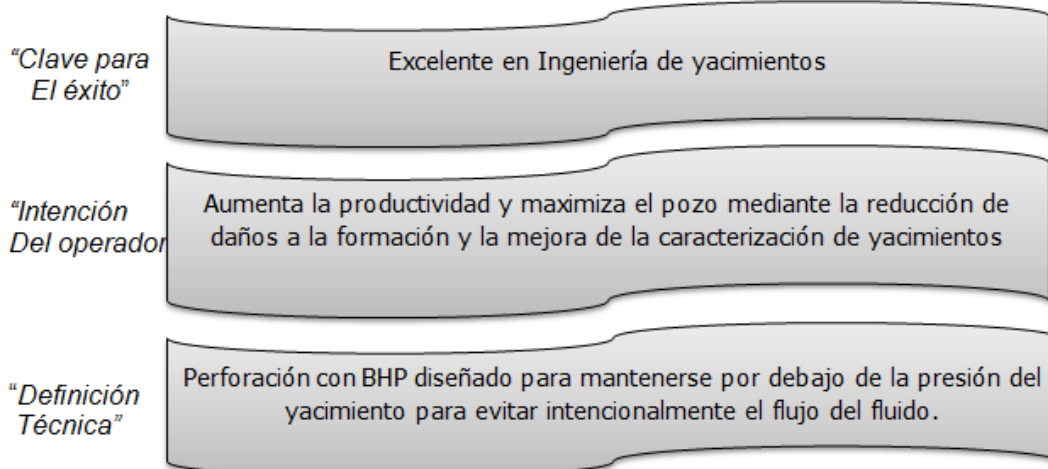
En ésta, la presión efectiva de circulación de los fluidos de perforación en el pozo, se mantiene siempre más baja que la presión del yacimiento, esto se hace intencionalmente para tener influjo de fluidos de formación en el pozo.

$$\text{Perforación bajo balance } P_{\text{yacimiento}} > P_{\text{fondo de pozo}} \\ = P_{\text{hidrostatica}} + P_{\text{fricción}} + P_{\text{choque}}$$

Esta tecnología también ayuda a caracterizar el yacimiento mientras se perfora además de minimizar los problemas debido a la presión, adicionalmente se obtienen menores pérdidas de circulación, altas tasa de penetración, producción temprana, mayor vida de la broca, así como más seguridad y menor impacto ambiental.

Figura 1: Definición de perforación bajo balance

*Minimizar el daño de la formación para maximizar la productividad*



Aplica a campos en: desarrollo, exploración, campos maduros



Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. Blade Energy Partners. Pag. 9

## **1.1. IMPORTANCIA DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE**

Las razones para perforar bajo balance pueden ser divididas en tres categorías principales:

- Minimizar los problemas de perforación relacionados con la presión
- Reducir el daño de formación.
- Caracterizar el yacimiento mientras se perfora.

La primera razón para perforar bajo balance es reducir las pérdidas y evitar los problemas de perforación asociados a la presión, tales como pega diferencial de tubería y mejoramiento de tasa de penetración.

Otra razón es mejorar la productividad del yacimiento eliminando el daño causado al yacimiento por los fluidos de perforación y migración de finos y filtrado del lodo hacia dentro de la formación productora.

Más recientemente, los operadores han empezado a considerar la perforación bajo balance como una herramienta para caracterizar los yacimientos mientras se perforan. Las características de productividad pueden ser identificadas en el yacimiento mientras se perfora y la trayectoria y la longitud del pozo pueden ser optimizadas para incrementar la productividad e identificar horizontes productivos potenciales.

## **1.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACION BAJO BALANCE**

### **1.2.1 VENTAJAS DE LA PERFORACION BAJO BALANCE**

#### **1.2.1.1 Reducción del daño de la Formación / Aumento de la producción / reducción de estímulos:**

El aumento de la productividad de un yacimiento es quizás la ventaja más importante de la UBD. El aumento de la producción es de dos a seis veces los obtenidos a partir de un pozo perforado convencionalmente.

Las técnicas convencionales de perforación que emplean lodos densificados pueden crear una gran pérdida del equilibrio entre el pozo y el yacimiento. Al perder el equilibrio da lugar a la invasión de los contaminantes (sólidos y líquidos perforados) en la formación. Posteriormente, este causa un deterioro importante y una disminución de la productividad, por lo que requiere una extensa post-operación de limpieza.

Por la definición de UBD, estos problemas se evitan si la operación de perforación se queda en un estado de balance. Si el fluido no causa daño, tal como es generalmente el caso con UBD, la probabilidad de estimulación se reduce.

La reparación de daños de formación requiere costosas técnicas de estimulación de pozos tales como acidificación y fractura. El daño de formación es de especial interés cuando se perforan pozos de alto ángulo y horizontales donde los depósitos están expuestos a un sobre balance de fluidos de perforación y sólidos para una longitud considerable de tiempo.

Empleando técnicas de UBD, la invasión de fluidos se puede minimizar, o en algunos casos eliminarse, reduciendo así el daño de formación y maximizando así la productividad.

#### **1.2.1.2 Mejora de la Formación / Identificación de las fracturas:**

Si bien las características de producción, como líquidos, caudales y presiones pueden ser identificadas, los parámetros del reservorio como presiones estáticas también pueden ser estimados durante la perforación bajo balance, además de las fracturas de la formación y las presiones resultantes de flujo.

Un marcado incremento en la velocidad del flujo en el pozo detecta la presencia de una formación.

Cuando los fluidos de perforación convencionales se utilizan, hay varios factores que deben ser considerados para asegurar que la información geológica del subsuelo puedan ser adecuadamente evaluados, tales como:

- La salinidad del lodo.
- Filtrado de la invasión por profundidad.
- Fracturas causadas por la presión del fluido.
- Tipo-base de fluido.

#### **1.2.1.3 Minimizar la pérdida de circulación:**

La pérdida de circulación se puede definir como la pérdida de lodo a la formación. Esta pérdida se produce cuando la presión hidrostática del fluido de perforación excede el gradiente de fractura de la formación. Las aberturas en la formación son aproximadamente tres veces más grandes que las partículas más grandes en el fluido de perforación. Debido a la naturaleza de los fluidos de perforación convencionales, la pérdida de circulación es un riesgo constante. Mientras un estado bajo balance se mantiene, no hay pérdida en la circulación.

#### **1.2.1.4 Disminución de riesgo de pega diferencial:**

Cuando la sarta de perforación se centra en un pozo, la presión hidrostática ejercida en esa sarta es igual en todas las direcciones. Sin embargo, cuando entra en contacto con la pared opuesta en una zona de la formación permeable, la sarta puede quedar atrapada contra la pared del pozo.

La fuerza hidráulica actúa ahora a través de la parte aislada de la broca, manteniéndola en su lugar. Por cada pulgada cuadrada aislada, hay una fuerza limitadora de presión diferencial hidrostática. En las operaciones de perforación convencionales, todos los ingredientes necesarios están siempre presentes, y el atascamiento diferencial es siempre una preocupación.

Con UBD, no hay diferencia de presión hidrostática en la formación. Es imposible ser atascado diferencialmente durante la perforación bajo balance.

#### **1.2.1.5 Incremento en la rata de penetración:**

Durante la perforación convencional en un estado sobre nivelado, la presión hidrostática del fluido de perforación ejerce una fuerza contra la roca que es penetrada, por lo tanto requiere más energía para eliminar la roca. Al mismo tiempo un filtrado, es depositado debido a la pérdida de fluido de perforación. Las brocas deben remover este depósito a lo largo de la formación penetrada.

En UBD, no hay presión en la roca para mantener los sólidos en su lugar, puesto que el fluido UBD está libre de sólidos.

Además, la presión de formación es mayor que la presión del pozo, menos energía se consume para romper la roca, y los resultados son extraordinarios por las altas ratas de penetración.

#### **1.2.1.6 Mayor vida de la broca:**

Una cantidad considerable de calor se genera por fricción en la broca, entre la sarta de perforación y el pozo. El fluido de perforación circulante transporta el calor lejos de sitios de convección por fricción. Cabe señalar que los sólidos en el fluido de perforación contribuyen al calor adicional generado por fricción en la broca.

El transporte del calor lejos de la broca es más eficaz en las operaciones bajo balance. Puesto que no hay una fuerza adicional sosteniendo la formación en su lugar (menos fuerza de rozamiento), la broca hace menos trabajo para reducir o cortar la formación. Mediante el uso de UBD, la fracción de sólidos retenidos se mantiene en un valor mínimo, dependiendo de si un proceso unidireccional se utiliza o un sistema de circuito cerrado se emplea.

UBD también requiere menos peso en la broca para obtener una óptima velocidad de penetración. Este requisito reduce la carga en las cuchillas y los cojinetes, y adicional el fluido gaseoso refrigera y aumenta la vida de la broca.

#### **1.2.1.7 Reducción / Eliminación de los costosos programas de perforación de fluidos:**

Los fluidos de perforación convencionales están compuestos de muchos productos químicos que se añaden para controlar las propiedades del fluido, tales como la viscosidad y la pérdida de fluido. En el caso de las zonas de pérdida de retorno, productos químicos adicionales y las partículas de tamaño se añaden para controlar las pérdidas. Estos costosos programas de fluidos de perforación pueden ser eliminados de la sección del pozo perforando en un modo de balance.

#### **1.2.1.8 Mayor seguridad y menor impacto ambiental:**

Durante la perforación convencional, el pozo se ha diseñado de tal manera que los fluidos del yacimiento no entren en el pozo durante las operaciones de perforación. Si los fluidos del yacimiento entran en el pozo, el sistema reconoce el flujo de entrada y controla las presiones correctamente para eliminar los fluidos de la formación. La mayoría de las explosiones se producen, no por el mal diseño o planificación, sino por la falta de personal, para que reconozca correctamente un flujo de entrada y lo maneje adecuadamente.

Un sistema UBD bien diseñado es menos dependiente de personal de reconocimiento de un hecho accidental. El sistema está diseñado para manejar con seguridad un flujo continuo de la formación. Sistemas UBD también dan una lectura continua de BHP a lo largo de la operación de perforación.

### **1.2.2 DESVENTAJAS DE LA PERFORACION BAJO BALANCE**

No solo hay ventajas en la perforación bajo balance. Antes de empezar una operación de dicha perforación, las limitaciones y/o desventajas del proceso deben ser también revisadas ya que existe un número de limitaciones técnicas tanto como de seguridad y económicas para perforar con la aplicación de esta tecnología.

Dentro de las condiciones que pueden afectar adversamente cualquier operación bajo balance se tienen:

- Colapso del pozo.
- Profundidad, alta presión, los pozos de alta permeabilidad pueden ser problemáticos debido al control y a temas de seguridad.

- Excesiva producción de agua en la formación.
- Zonas de alta producción cerca al comienzo de la trayectoria del pozo, afectarán adversamente las condiciones bajo balance a lo largo del pozo.
- Pozos que requieren fluidos pesados o presión para matar el pozo durante la perforación o terminación de operaciones
- Pozos de tamaño muy pequeño con altas presiones de fricción anular.
- Pozos que contengan significativas variaciones de litología o de presión

A pesar de estas desventajas y/o limitaciones potenciales, UBD puede servir como una herramienta adicional para una empresa que opera para perforar y producir a partir de los depósitos que no pueden ser explotados por métodos de perforación convencionales.

UBD ha demostrado ser no sólo seguro, sino también rentable y puede dar lugar a un programa de perforación en general más eficiente.

### **1.3. SELECCIÓN DEL CANDIDATO PARA SER PERFORADO BAJO BALANCE**

Aunque es cierto el hecho que la mayoría de los yacimientos probablemente pueden ser perforados bajo balance, la complejidad varia ampliamente de yacimiento a yacimiento.

Algunos yacimientos no pueden ser perforados bajo balance de forma segura debido a la presión o a problemas geológicos principalmente asociados con problemas de estabilidad de la roca.

La selección del candidato para perforación bajo balance no se debe enfocar solamente en los beneficios sino que debe tener en cuenta un número adicional de consideraciones que necesitaran ser apreciadas cuando se seleccionen los candidatos.

Es importante que el yacimiento correcto sea seleccionado a través de un proceso riguroso y deliberado, por lo que la viabilidad de la UBD para el candidato es evaluado tanto técnica como económicamente. La selección de candidatos es el primer paso en la selección del candidato en el que los pozos de mayor potencial se analizan para determinar si tienen atributos que los hacen buenos candidatos o impedir el uso de la tecnología UBD.

### 1.3.1 INDICADORES DE BUENOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACION BAJO BALANCE

Tabla 1: Indicadores de un buen candidato UBD

INDICADORES	COMENTARIOS
Yacimientos empobrecidos	Por lo general presentan problemas de pérdida de circulación y problemas de pegas. Si la formación se consolida, hace un excelente candidato.
Formaciones naturalmente fracturadas	Por lo general, presentan enormes pérdidas que pueden agravar los problemas de control del pozo o llevar a la adherencia mecánica, por lo que serian buenos candidatos para UBD.
Formaciones de rocas duras	Estos usualmente, están consolidados y pueden mantener UBD. Son buenos candidatos debido a la mejora del ROP y a la vida de la broca.
Formaciones de alta permeabilidad	Una vez más, mostrando la pérdida de circulación y/o atascamiento diferencial, lo que los hace buenos candidatos.
Formaciones susceptibles a daño de la formación debido a la invasión	UBD reducirá y posiblemente eliminara esos mecanismos dañinos.

*Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. BladeEnergyPartners. Pag. 34*

### 1.3.2 INDICADORES DE MALOS CANDIDATOS PARA LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Como se dijo anteriormente, UBD no es una tecnología que debe utilizarse para todas las situaciones. Utilizándola en la aplicación incorrecta puede crear una situación de peligro, aumentar el daño de formación, aumentar la probabilidad de fallo y así no tendría probabilidad de obtener beneficios económicos.



Tabla 2: Indicadores de un mal candidato de UBD

INDICADORES	COMENTARIOS
Yacimientos de baja calidad	UBD no puede hacer algo por ésta formación
Alta presión de poro junto con altas formaciones permeables	Generalmente son fáciles de perforar sobre balance. Las condiciones de UBD son fáciles de lograr, pero las tasas de penetración pueden ser demasiado altas, dando lugar a un excesivo consumo de las necesidades del equipo de superficie, y los problemas asociados.
Pozos poco profundos	Difíciles de controlar la presión en el fondo del pozo y asegurar un buen uso en las condiciones de bajo balance.
Formaciones inestables por presencia de Shale.	Problemas de estabilidad del pozo, cuando esta bajo balance.
Formaciones susceptibles de imbibición espontánea.	UBD puede agravar el daño de formación.
Pozos de perforación con viajes frecuentes	Se puede crear la excesiva oscilación entre el desbalance y las condiciones de perder el equilibrio, causando daño, y la eliminación de las ventajas de la UBD.
Los pozos con $H_2S$ altos.	La producción de líquidos que contengan altos niveles de $H_2S$ va a complicar el diseño del sistema y pueden representar un riesgo para la seguridad.
Secciones en el pozo con variaciones de presión.	La perforación de una sección que contiene formaciones con una amplia variación de presiones puede llevar a que se requiera equipo de superficie.

Fuente. Tomado de *Advanced underbalanced well design*. BladeEnergyPartners. Pag. 42

#### 1.4. COSTO DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Uno de los primeros aspectos en UBD después que se ha confirmado que su yacimiento puede ser perforado bajo balance es estimar el costo de los equipos y servicios necesarios para implementar con éxito un proyecto de bajo balance. El costo dependerá de muchos factores, incluyendo:

- Ubicación
  - Área
  - Offshore
  - Infraestructura.
  
- La complejidad del proyecto
  - Cuestiones ambientales y de regulación
  - Diseño de sistemas.
  
- Número de pozos perforados

El costo final es definido cuando haya sido terminada la etapa de Ingeniería de detalle. Esto también permitirá dar una revisión de los requerimientos de equipo y de la disponibilidad de este equipo para el proyecto.

Un pozo perforado bajo balance puede costar casi el doble del valor de un pozo convencional dependiendo obviamente de las complejidades que son anticipadas durante las operaciones de perforación.

## **1.5. SELECCIÓN DEL FLUIDO**

El fluido de perforación es el líquido que será bombeado dentro de la tubería de perforación.

La selección de fluido en estas operaciones puede ser extremadamente compleja. Los temas claves tales como características del yacimiento, características geofísicas, geometría y limpieza del pozo, compatibilidad, estabilidad a temperatura, corrosión, ensamblaje de perforación, sistema de transmisión de información (telemetría), manejo y separación de los fluidos en la superficie, litología de la formación a ser perforada, seguridad y salud, impacto ambiental, disponibilidad de la fuente de fluido, así como el objetivo primario para perforar bajo balance, todo debe ser tomado en cuenta antes de que se haga la selección final del fluido.

El objetivo es escoger el fluido óptimo que reúna todos los requerimientos de salud, seguridad y medio ambiente así como los requerimientos técnicos solicitados.

Uno de los aspectos más importantes del fluido base, es su densidad ya que es requerida para alcanzar una condición bajo balance en el pozo mientras circula. En esta perforación, el peso del fluido es seleccionado de manera que proporcione una presión hidrostática adecuada por debajo de la presión del yacimiento.

Este valor de la densidad nos proporciona un punto de partida para la selección de un sistema de fluido.

Para calcular esta densidad inicial requerida, se deberá convertir la presión del yacimiento y el drawdown a una densidad equivalente. Los gradientes del fluido son calculados con base en la siguiente fórmula:

$$\text{Gradiente de fluido (ppg)} = \frac{\text{Presión del reservorio} - \text{presión superficial} - \text{drawdown}}{0.052 * \text{altura vertical del reservorio (ft)}}$$

Donde:

La presión superficial se asume aproximadamente en 150 psi  
Y el diferencial de presión (drawdown) se asume en 250 psi

Estos datos pueden variar significativamente para diferentes yacimientos y deben ser determinados durante la evaluación y revisión del yacimiento.

Una vez que hemos calculado un peso equivalente de lodo, es relativamente simple obtener la primera indicación del sistema de fluido que puede ser utilizado para perforar.

Donde:

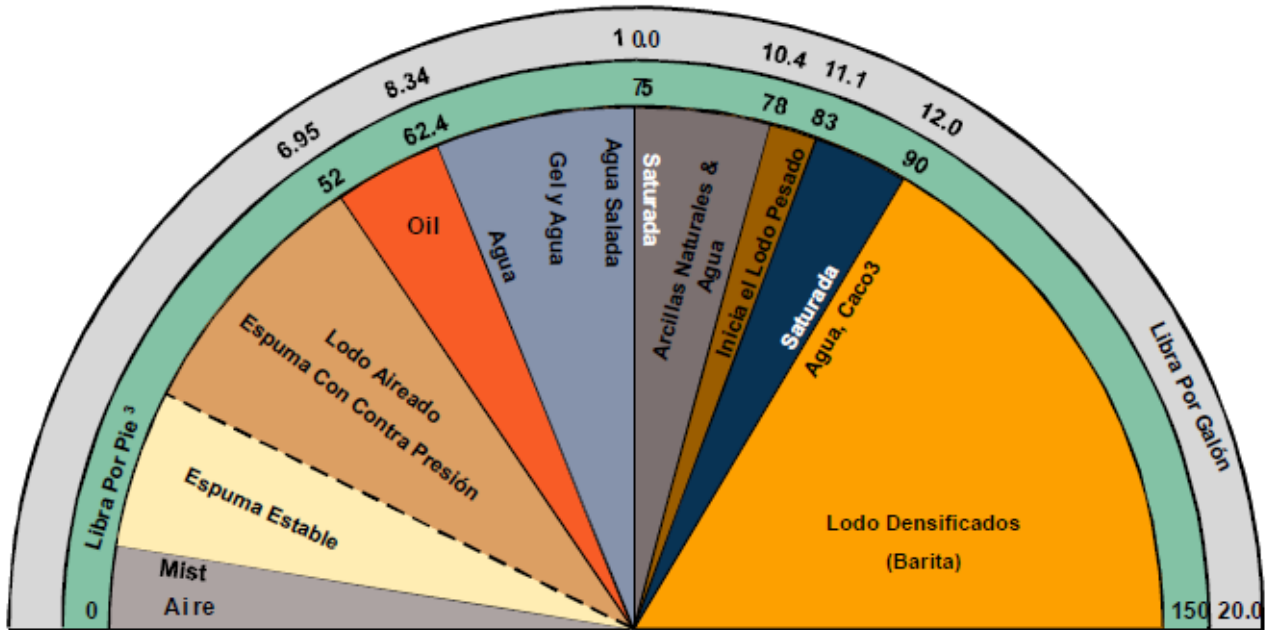
*Tabla 3: Peso equivalente de cada fluido para perforar con UBD*

<b>Peso Equivalente del Fluido</b>	<b>SISTEMA DEL FLUIDO</b>
0 a 2 ppg	Nitrógeno o gas
2 a 4 ppg	Sistema de espuma estable
4 a 7 ppg	Fluidos gasificados o con espuma
7 a 8.5 ppg	Crudo nativo o diesel
8.5 a 10 ppg	Sistemas de fluido base agua
10 a 12 ppg	Sistemas de salmueras
12 ppg o mayor	No se recomienda para perforación UBD

*Fuente. Tomado de Introducción a la perforación bajo balance. Weatherford. Pag 55*

La selección de fluido también se ve afectada por las densidades, estas tienen un rango que cubre el espectro entero desde el gas hasta fluidos pesados o densificados.

Figura 2: Densidades de los fluidos para perforar con UBD



Fuente. Tomado de *Introducción a la perforación bajo balance*. Weatherford. Pag 35

Existen básicamente 5 sistemas de fluidos que son reconocidos en perforación bajo balance que nos permiten obtener fluidos de perforación con densidades en el rango desde la densidad de gas hasta líquidos pesados.

- Sistema de gas
- Sistema de niebla
- Espumas
- Líquidos Gasificados
- Líquidos o fluidos de una sola fase

La base del fluido de perforación para operaciones tiene tres funciones básicas.

- |                      |  |
|----------------------|--|
| 1. Limpieza del pozo | Transporte de sólidos, líquidos y gases.             |
| 2. Lubricación       | Lubricación de la broca y de la sarta de perforación |
| 3. Refrigeración     | Particularmente la refrigeración de la broca.        |

Los objetivos y funciones del fluido base pueden ser divididos en un número de categorías:

- Fluidos no dañinos
- No costosos.
- Buena limpieza del pozo.

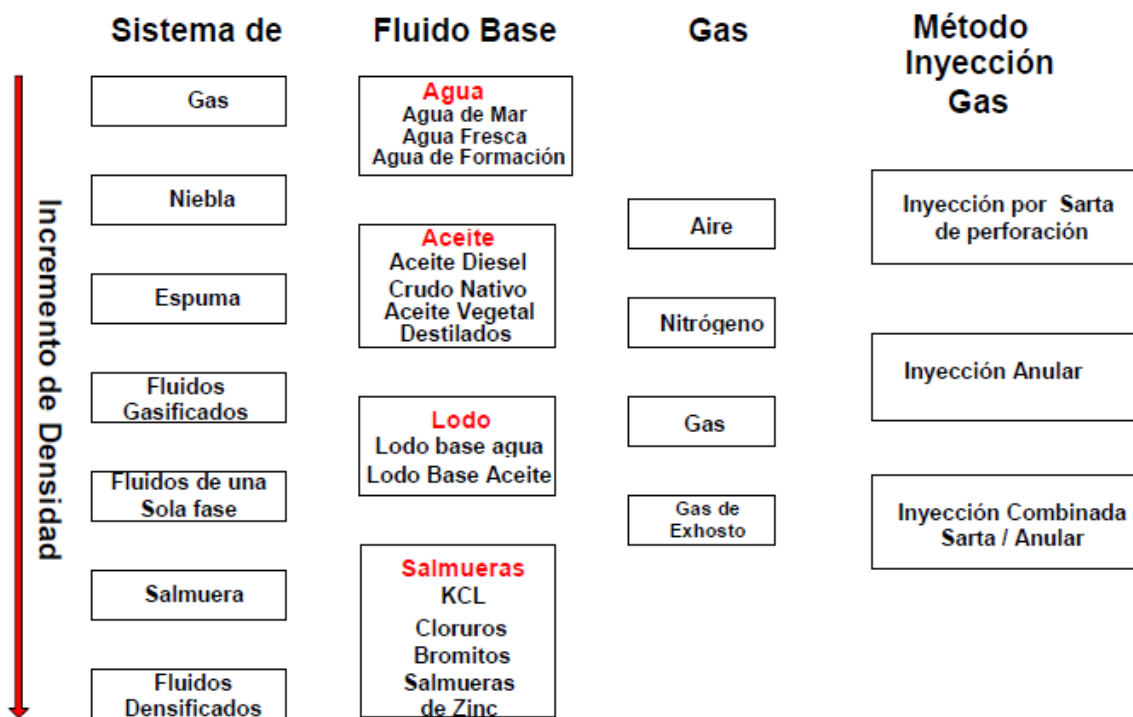
- Lubricación.
- Control reológico – Viscosidad y fricción.
- De fácil separación y medición en superficie.

La figura 3 de selección de fluido, describe cuantas combinaciones de fluidos son posibles para obtener las presiones de fondo del pozo requeridas asociados con el sistema de fluido para pozos perforados bajo balance.

Las densidades de fluido pueden ser cambiadas utilizando inyección de gas, o incluso inyección de fluido. Pero las consideraciones de seguridad deberán mantenerse siempre.

Mantener el control del pozo es una preocupación primaria y una parte esencial de esto es mantener las presiones de superficie lo más bajo posible. Esto es también uno de los criterios de selección de fluidos.

Figura 3: Selección de fluido para perforar con UBD



Fuente. Tomado de *Advanced underbalanced well design*. Blade Energy Partners. Pag. 36

Para la mayoría de los sistemas de separación, una presión mínima de superficie será proporcionada por quien suministra el servicio. El cabezal rotativo tiene un máximo de rango de presión el cual no puede ser excedido. Utilizando una tabla sencilla, como se muestra a continuación, la presión en el fondo del pozo y de

superficie para un sistema de fluido dado, con cierta presión del yacimiento, puede ser evaluado rápidamente.

Con una presión de yacimiento de 4115 psi en el siguiente ejemplo la presión máxima de superficie puede ser rápidamente estimada.

Tabla 4: Características de los fluidos

SISTEMA DE FLUIDO	DENSIDAD (ppg)	PRESIÓN EN FONDO DE POZO (PSIA)	PRESIÓN ANULAR EN SUPERFICIE (PSI)
Gas	0.1	45	4071
Niebla	0.3	135	3980
Espuma seca	3.5	1584	2532
Espuma húmeda	6.0	2715	1400
Diesel gasificado	5.8	2625	1491
Agua gasificada	7.5	3394	721
Diesel	7.2	3259	857
Agua	8.4	3802	314
Fluidos	9.0	4073	42

Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. BladeEnergyPartners

Es una práctica normal, limitar la presión de la superficie a un valor seguro de la operación el cual es definido durante los HAZOP o HAZID

Tabla 5: Aplicaciones y técnicas indicadas para perforación bajo balance.

RAZONES PARA PERFORAR BAJO BALANCE	TECNICA INDICADA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE
Baja ROP a través de roca dura	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Aire</li> <li>2. Niebla, si hay un leve influjo de agua</li> <li>3. Espuma, si hay un fuerte influjo de agua, si la pared del hueco es propenso a la erosión o si es diámetro del hueco es grande.</li> <li>4. Nitrógeno o gas natural, si el pozo está produciendo gas húmedo, el hueco es desviado con un ángulo muy grande o es un hueco horizontal</li> </ol>
Perdida de circulación	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lodo aireado, si la ROP es alta o hay presencia de lutitas.</li> <li>2. Espumas, si la inestabilidad no es un problema.</li> </ol>

Pega diferencial	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <b>Lodo con nitrógeno</b>, si existe la posibilidad de producción de gas.</li> <li>2. <b>Lodo aireado</b>, si no hay probabilidad de producción de gas.</li> <li>3. <b>Espumas</b>, es posible si la presión de poro es baja y si las formaciones son muy duras.</li> </ol>
Daño a la formación en yacimientos presurizados.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <b>Fluidos desairados</b>, si hay posibilidad de presencia de gas agrio.</li> </ol>

*Tomado. Gas researchinstitute, Underbalanceddrilling manual, pag 4-7*

### 1.5.1 DAÑO DE FORMACIÓN

La selección de fluido también debe tener en cuenta cualquier interacción potencial con los fluidos del yacimiento y con la formación misma, al igual que la posibilidad de que los fluidos del yacimiento se separen del fluido base dentro del pozo.

Otros puntos claves para considerar la selección de éste, no solo están asociados con la presión de la formación, sino que también se debe tener en cuenta el tipo de formación que esta siendo perforada y los mecanismos potenciales de daño de formación que puedan estar presentes durante la operación.

La evaluación del daño de formación con un fluido dado se convierte en un elemento esencial para la ingeniería y para la selección de fluido. Los Ingenieros de yacimientos y geólogos, así como los ingenieros de producción, necesitaran comprender los mecanismos de daño asociados con el yacimiento.

Estudios detallados y pruebas de retorno de permeabilidad a corazones con un fluido seleccionado pueden ser requeridos para evaluar los mecanismos de daño de un yacimiento específico. Este es uno de los aspectos más importantes de la selección del fluido, especialmente si el objetivo de la perforación bajo balance es mejorar la productividad del yacimiento y minimizar el daño en la formación.

Cuatro mecanismos de daño principales se han identificado:

#### 1.5.1.1 Daño mecánico

El daño mecánico es causado principalmente por la introducción en la zona alrededor de la cara del pozo de sólidos del sistema de lodo, agentes densificantes, agentes de control de pérdida de circulación, material de puenteo (LCM: loss control material) o por sólidos perforados y por la invasión del lodo de perforación.

### **1.5.1.2 Daño biológico**

El daño biológico resulta de la introducción de agentes bacterianos durante los procesos de perforación y de completamiento. Uno de los temas principales aquí es la introducción de bacterias que con el tiempo terminan en la formación de sulfatos, causando que un yacimiento se vuelva productor de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ).

### **1.5.1.3 Daño Térmico**

El daño térmico está más asociado a operaciones en las que se perfora con gas y/o con aire debido a la fricción y la insuficiente refrigeración o debido a explosiones en fondo de pozo. El sobre calentamiento de la formación por estas causas ocasiona que se presente el fenómeno de capa cristalina (Glazing) en la cara de la formación.

### **1.5.1.4 Daño Químico**

El daño químico es causado principalmente por el hinchamiento de las arcillas en las formaciones como resultado de la invasión del filtrado del fluido de perforación. También puede ser causado por la precipitación de parafinas, sólidos o asfaltenos causados por una reducción en la temperatura o en la presión asociada con el proceso de perforación.

Todos los cuatro mecanismos de daño deberán ser tenidos en cuenta cuando se seleccione un fluido de perforación para operaciones bajo balance.

## **1.6 MODELADO DE FLUJO MULTIFÁSICO EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE**

Una vez que el candidato ha superado los criterios de selección, el siguiente paso es establecer la viabilidad técnica y el diseño de la operación. Modelado de flujo multifase es una parte importante de este proceso, y como será visto, influye en todos los aspectos de diseño y construcción.

El modelado se puede utilizar para controlar las operaciones reales y modificar los parámetros de funcionamiento en respuesta a las condiciones cambiantes.



### 1.6.1 REVISIÓN DE UNA SOLA FASE DE MODELADO DE FLUJO INCOMPRESIBLE

Es instructivo revisar una sola fase de modelado de flujo, proporciona un excelente contexto para la comprensión de la modelización del flujo multifase. Además, gran parte de los fundamentos y métodos de modelado de flujo multifásico son sorprendentemente similares a los que nos es familiar en el modelado de flujo monofásico.

En la mayor parte del pozo de modelado hidráulico, el objetivo es relacionar la presión en un punto del pozo hasta el otro punto.

Desde un balance de energía en un volumen de control entre la ubicación del orificio inferior y la localización de la superficie, y dejar de lado la compresibilidad del fluido, los efectos de transferencia de calor y los efectos de aceleración, la presión inferior (BHP) está relacionada con la presión de la superficie (SP) por la expresión simple

$$SP = BHP - \Delta P_{grav} - \Delta P_{fricc}$$

Donde:

$\Delta P_{grav}$  : Pérdida gravitacional o hidrostática de presión  
 $\Delta P_{fricc}$  : Pérdida de presión por fricción

$$\Delta P_{grav} = \rho gh$$

Donde

$\rho$  : Densidad del fluido  
 $g$  : Constante gravitacional  
 $h$  : Diferencia de elevación entre la ubicación del orificio inferior y la localización de la superficie.

En las unidades de campo del petróleo, esto se reduce a la ecuación familiar.

$$\Delta P_{grav} = 0.0052 * MW * TVD$$

Donde

MW : Peso del lodo en libras por galón (lpg)  
TVD : Profundidad vertical a la ubicación del orificio inferior.

La pérdida de presión por fricción  $\Delta P_{fricc}$  es más difícil de evaluar. La estrategia común en el flujo incompresible es relacionar la pérdida de presión por fricción, el número de Reynolds  $Re$  y la rugosidad absoluta  $\epsilon$  (en dimensiones de longitud). Para un fluido newtoniano, el número de Reynolds viene dado simplemente por

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

Donde

- $\rho$ : Densidad del fluido
- $V$ : Velocidad
- $D$ : Longitud característica (el diámetro de un conducto circular, y un diámetro hidráulico equivalente  $\dagger$  en un conducto no circular)
- $\mu$ : Viscosidad absoluta

En fluidos newtonianos, la relación entre la pérdida de presión por fricción,  $Re$  número de Reynolds, y la rugosidad  $\epsilon$  es fundido en términos de un factor de fricción  $f$

$$f = \frac{16}{Re} \quad Re < 2000$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log\left(\frac{\epsilon}{3.7 D} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}}\right), \quad Re > 4000$$

Como es bien sabido, en el flujo de una sola fase, dos regímenes de flujo son reconocidos, un régimen de flujo laminar, para  $Re < 2000$ , y un régimen de flujo turbulento para  $Re > 4000$  (con la región entre  $Re = 2000$  y  $Re = 4000$  tratado como un "transición").

La fricción  $f$  es un factor dimensional que está relacionado con la caída de presión

$$\text{Por} \quad \Delta P_{fricc} = f \frac{\rho v^2}{2gD}$$

Donde:

- $f$  : Factor dimensional
- $\rho$  : Densidad del fluido
- $v$  : Velocidad del fluido
- $g$  : Gravedad
- $D$  : Longitud

Por lo tanto, la estrategia es encontrar el número de Reynolds y una rugosidad para el flujo dado y las condiciones geométricas, y dependiendo del régimen de flujo, encontrar el factor de fricción  $f$  y finalmente encontrar  $\Delta P_{fricc}$ .

## 1.6.2 CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESIÓN

A partir de la ecuación de energía, es evidente que los términos que contribuyen a la pérdida de presión, son la gravedad, fricción y aceleración.

Por ejemplo, en flujos multifásicos con gas y los componentes líquidos, el término "hidrostática" o gravitacional, que tiene en cuenta el efecto de la densidad sobre la presión, depende del comportamiento de la presión, temperatura y fase (o comportamiento PVT) de los componentes en cada fase. Esto significa que los modelos de flujo multifásico deben incorporar un modelo de PVT. El modelo más simple PVT es, por supuesto, la ley de los gases ideales para fase gaseosa, y un supuesto incompresible para la fase líquida. El comportamiento PVT en complejas mezclas de hidrocarburos no reactivos se complica aún más por la necesidad de dar cuenta del diferente comportamiento de fase de cada componente de la mezcla no reactiva.

Varios modelos más sofisticados han sido desarrollados para el flujo multifásico, principalmente para el líquido de hidrocarburo y componentes del gas.

Retención de líquido es la proporción de conducto de sección transversal ocupada por el líquido.

Se define como la relación del área del conducto ocupado por la fase líquida a la zona de flujo total del conducto. Además, en flujos multifásicos, el gas puede viajar a una velocidad relativa mayor que la del líquido, provocando un deslizamiento entre gas y líquido. Esto significa que un área más pequeña de la tubería es necesario para mantener el balance de masa de gas (tasa dada de masa de gas requiere un área menor a altas velocidades). Esto tiene el efecto de aumentar el líquido retenido en esa ubicación, y por lo tanto la densidad media en esa ubicación. Esto a su vez tiene el efecto de aumentar la presión del orificio inferior.

Las fracciones de líquido y gas están relacionados por

$$h_L = 1 - h_g$$

Donde

$h_L$ : Fracción líquida  
 $h_g$ : Fracción de gas.

La densidad de la mezcla de fase de gas y líquido viene dada por

$$\rho_m = \rho_L h_L + \rho_g (1 - h_L)$$

Donde

$\rho_L$ ,  $\rho_g$  y  $\rho_m$  son la densidad del líquido, la densidad del gas y la densidad de la mezcla, respectivamente.

El efecto de aceleración, por lo general es ignorado en los flujos monofásicos, podría desempeñar un papel en flujos multifásicos, debido a la presencia de gas.

En general, la hidrostática (o gravitacional) las pérdidas reales del pozo dominan las pérdidas de presión de flujo. Esto significa que el cálculo preciso de holdup líquida es crítica para una estimación razonable del gradiente de presión, y por lo tanto el orificio inferior (o superficie) de presión.

### 1.6.3 MAPAS DE FLUJO

Para el modelado de múltiples fases adecuadas, los regímenes de flujo en sí deben ser reconocidos como una función de algún parámetro de fluido.

En el flujo multifásico, los regímenes de flujo suelen estar relacionados con el gas superficial y las velocidades de líquidos o alguna versión adimensional de las velocidades superficiales. La velocidad superficial de cualquier fase en cualquier ubicación en un conducto se define como el volumen de caudal  $q$  de esa fase dividida por el área total interna de flujo del conducto  $A_i$ . Así, el líquido superficial y velocidades de gas,  $V_{sL}$  y  $V_{sG}$  respectivamente, se puede escribir como

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A_i}, \quad V_{sG} = \frac{q_g}{A_i}$$

Donde:

$V_{sL}$  :Velocidad superficial del líquido  
 $V_{sG}$  :Velocidad superficial del gas

$q_L$	:Caudal del líquido
$q_g$	:Caudal del gas
$A_i$	:Área interna

Tenga en cuenta que es más importante que las velocidades superficiales sean menores que las velocidades reales de las propias fases (que por supuesto es dada por la tasa de flujo de la fase en cuestión, dividida por el área ocupada por esa fase). En términos de que el líquido y las fracciones de gas, el líquido real y velocidades de gas de fase puede estar relacionada con las velocidades superficiales por

$$V_L = \frac{V_{sL}}{h_L}, \quad V_G = \frac{V_{sg}}{h_g}$$

Donde:

$V_{sL}$	:Velocidad superficial del líquido
$V_{sG}$	:Velocidad superficial del gas
$V_L$	:Velocidad real del líquido
$V_g$	:Velocidad real del gas
$h_L$	:Desplazamiento del líquido
$h_g$	:Desplazamiento del gas

$$V_{slip} = V_G - V_L$$

Donde

$V_{slip}$	:Velocidad de deslizamiento (representa la velocidad diferencial del gas con respecto a la fase líquida)
------------	--

El gas y el flujo de la fase líquida a la misma velocidad, no tienen deslizamiento diferencial entre ellos. La condición de no deslizamiento se produce sólo cuando la fracción líquida es suficientemente pequeña que puede ser acelerada por el gas a la velocidad de la fase de gas (una condición, como se puede deducir intuitivamente, que puede existir en un régimen de flujo de niebla o espuma). Puede ser fácilmente encontrado que la fracción líquida sin deslizamiento está relacionada con las velocidades superficiales por la expresión

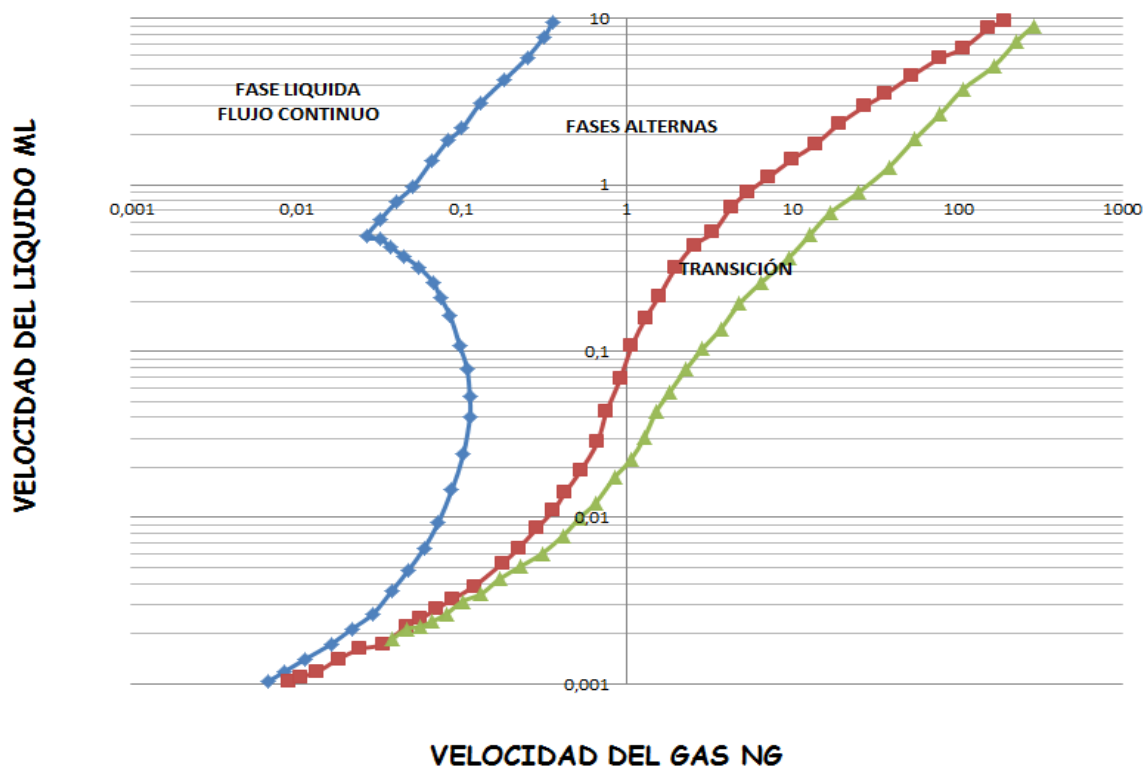
$$h_L(\text{no slip}) = \frac{V_{sL}}{V_{sL} + V_{sg}}$$

Un mapa de flujo es una representación de los regímenes de flujo como una función de las velocidades superficiales o de un número no dimensional basándose en las velocidades superficiales.

Varios mapas de flujo se han desarrollado con el tiempo. Un ejemplo de un mapa de flujo en flujos verticales, debido a Gould et. al., se muestra en la Figura 4. Otro ejemplo de un mapa de flujo para flujos horizontales, debido a Mandhane, et. al., se muestra en la figura 5

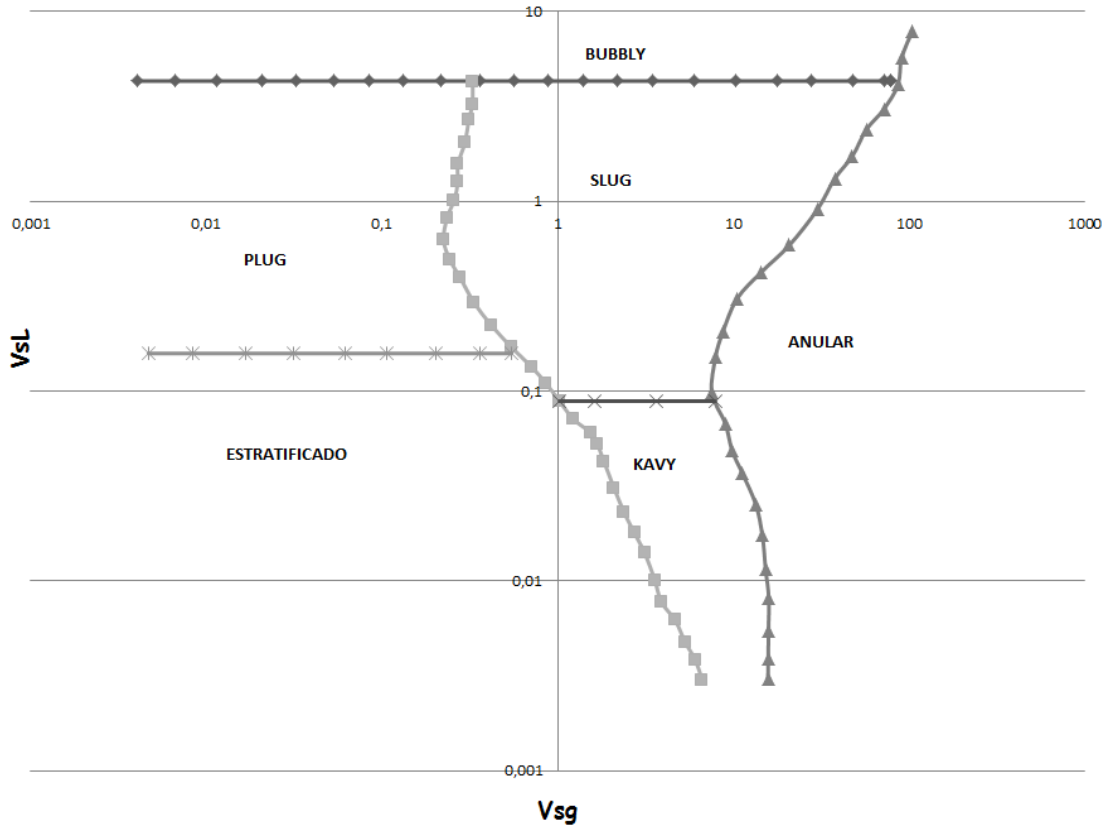
Nótese que en ambos mapas, los regímenes de flujo se relacionan con las velocidades superficiales de líquido y gas. Tenga en cuenta también que a medida que aumenta la velocidad superficial del gas, el flujo de gas queda convertido en regímenes denominado (babosa, niebla anular, etc), y a medida que aumenta la velocidad superficial del líquido, el flujo de líquido pasa a ser denominado por regímenes (fase única, el flujo de burbuja, etc).

Figura 4: Gráfico Velocidad del gas vs. Velocidad del líquido, debido a Gould et. Al



Fuente. Tomado de *Advanced underbalanced well design*. Blade Energy Partners. Pag. 104

Figura 5: Gráfico Vsg vs. Vsl, debido a Mandhane, et. al.



Fuente. Tomado de *Advanced underbalanced well design*. Blade Energy Partners. Pag. 105

## 1.7 FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACION BAJO BALANCE

### 1.7.1. FLUIDOS GASEOSOS

Los fluidos gaseosos son los sistemas de gas. Aunque éstos están normalmente asociados con “performance drilling” en algunas aplicaciones donde el yacimiento lo requiere, las bajas densidades del gas se usan para alcanzar un estado de bajo balance.

El uso de aire en formaciones con hidrocarburos no es recomendado ya que la combinación de oxígeno y gas natural puede causar una mezcla explosiva. Ha habido un buen número de casos reportados donde explosiones en fondo de pozo han destruido la sarta de perforación y por supuesto existe el peligro potencial de que se queme el taladro si la mezcla gas natural/aire llega a la superficie y forma una mezcla explosiva en el sistema de superficie.

Para evitar el uso de aire, el nitrógeno normalmente es utilizado. Su experiencia en operaciones de intervención de pozos (workover) hace de éste la primera opción para operaciones de perforación bajo balance.

El gas natural para operaciones de perforación bajo balance se ha probado como una alternativa valiosa en algunos casos específicos.

#### **1.7.1.1. Características de los fluidos gaseosos:**

- Tasas de penetración altas.
- Larga vida de la broca.
- Corridas de broca de mayor longitud.
- Buenos trabajos de cementación.
- Mayor productividad.
- Evita el influjo de agua a la formación.

#### **1.7.2. SISTEMA DE NIEBLA**

La perforación con niebla es normalmente utilizada cuando las formaciones empiezan a producir pequeños volúmenes de agua (10 a 100 bbls por hora) durante operaciones de perforación con aire/gas.

Los volúmenes de aire o gas son incrementados y una “MistPump” (bomba) es utilizada para inyectar pequeñas cantidades de agua y agente espumante. Esta solución atrapa el influjo de agua y permite que la fase de aire levante los cortes y los influjos a la superficie.

La perforación con niebla debe ser solamente utilizada en aplicaciones especiales ya que la limpieza del pozo es incluso más difícil con este sistema de perforación que cuando se compara con la perforación con aire.

En ésta perforación, el fluido adicionado a un ambiente de gas se dispersara en finas gotas y forma una niebla. En general esta técnica es utilizada en áreas donde algún volumen de agua de formación está presente durante la perforación el cual no permite el uso de un sistema de perforación con aire seco.

#### **1.7.2.1. Características de perforación con niebla:**

- Similar a una perforación con aire pero con adición de líquido.
- Reduce el riesgo de formación de anillos de lodo.
- Se requieren altos volúmenes de aire/gas (30%-40% más que en la perforación con aire seco).



- Las presiones son generalmente más altas que en la perforación con aire seco.
- La relación incorrecta de aire/gas-líquido produce bacheo, con el correspondiente incremento en la presión de inyección.

*Figura 6: Retorno en superficie de un sistema de Niebla a través de la línea de retorno*



*Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. Blade Energy Partners. Pag. 43*

### **1.7.3. SISTEMAS DE ESPUMA**

Perforar con espuma es atractivo debido al hecho que tiene algunas cualidades y propiedades muy atractivas respecto a las bajas densidades hidrostáticas que pueden ser generadas con este sistema.

Tiene excelentes propiedades de transporte de cortes. El hecho que tenga una viscosidad natural inherente así como una propiedad de control de pérdida de fluido las cuales pueden eliminar las pérdidas de fluido, hacen de ella un medio de perforación atractivo.

Durante las conexiones y viajes, permanece estable y proporciona mayor estabilidad de presión en el fondo del pozo.

La espuma consiste en una fase líquida acuosa, formando una estructura celular que rodea y atrapa el gas. Puede tener viscosidades extremadamente altas; en todas las instancias, su viscosidad es mayor que la del líquido y el gas que contiene.

Durante su perforación, los volúmenes de líquido y gas inyectados dentro del pozo son cuidadosamente controlados. Esto asegura que se forme cuando el líquido

entre a la corriente de gas en la superficie. El fluido de perforación permanece espumoso a través de su trayectoria de circulación hacia abajo a través de la sarta de perforación, hacia arriba en el anular y fuera del pozo.

Adicionar surfactante a un líquido y mezclarlo con un gas genera la espuma. La espuma utilizada para perforar tiene una textura similar a la espuma de afeitarse. Es particularmente un buen fluido de perforación con una alta capacidad de acarreo y baja densidad. Uno de los problemas encontrados en el sistema convencional de espuma es que hace lo que dice en su empaque, permanece estable.

Normalmente la espuma permanece estable, incluso cuando retorna a la superficie, y esto puede causar problemas en un taladro si la espuma no rompe lo suficientemente rápido.

La calidad de la espuma utilizada para perforar está normalmente entre 80% y 95% en superficie.

El término "Calidad" de la espuma significa que el sistema es de 80% a 95% gas, con un remanente de 5 a 20% de líquido.

En el fondo del pozo, debido a la presión hidrostática de la columna anular, esta proporción cambia en la medida en que el volumen que ocupa el gas se reduce. Un promedio aceptable de calidad de espuma en el fondo del pozo es de 50%-60%.

La estructura de burbujas compresibles de la espuma proporciona más de 10 veces la capacidad de arrastre de un sistema normal de circulación de líquido. Debido a la alta capacidad de arrastre, velocidades anulares tan bajas como 1 ft/min han demostrado una limpieza efectiva del pozo.

La experiencia ha demostrado que la espuma puede manejar influjos de agua de más de 100 bbls/hr.

#### **1.7.3.1 Características de la perforación con espuma:**

- La mayor proporción de líquido en el sistema genera un menor drawdown y reduce el influjo de agua de formación.
- Capacidad de arrastre muy alta.
- Tasas de bombeo reducidas debido a la capacidad mejorada de transporte de cortes
- La estabilidad de la espuma reduce las tendencias de bacheo del pozo.
- La estabilidad de la espuma puede resistir los recesos de circulación sin afectar la remoción de cortes o la densidad equivalente de circulación.
- Mejor control del proceso en superficie y un ambiente más estable de fondo de pozo.
- Mayor cantidad de Equipo requerido en superficie.

Figura 7: Vista del retorno de un sistema de espuma



Fuente. Tomado de *Advanced underbalanced well design*. BladeEnergyPartners. Pag. 45

#### 1.7.4 LIQUIDOS GASIFICADOS

Este sistema después del sistema de espuma es un sistema de fluido gasificado, el cual es utilizado para controlar presiones ligeramente más altas. En estos sistemas, un líquido es gasificado para reducir la densidad.

El uso de gas y líquido como sistema de circulación en un pozo, complica los cálculos hidráulicos y la proporción de gas y líquido debe ser cuidadosamente calculada para asegurar que el sistema de circulación sea estable. Si se usa demasiado gas, puede ocurrir bacheo. Si no se usa suficiente gas, la presión requerida en el fondo del pozo se excederá y éste pasará a una condición de sobre balance.

##### 1.7.4.1 Características de sistemas de líquidos gasificados:

- El líquido extra en el sistema casi siempre eliminara la influencia de los fluidos de formación a menos que ocurran incompatibilidades
- Las propiedades del lodo pueden ser fácilmente identificadas previo al inicio de la operación.
- Generalmente, se requiere un volumen bajo de gas aunque esto depende directamente del grado de depletamiento de la formación a ser perforada.
- Bacheo del gas y del fluido deben ser manejados correctamente para evitar picos de presión en fondo de pozo.

- Se requiere equipo extra en superficie para almacenar y limpiar el fluido de perforación.
- Las velocidades, especialmente en la superficie, será más bajas, reduciendo erosión y desgaste en el fondo del hueco como en el equipo de superficie.

## **1.8 GASES PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE**

Existen diversas opciones de gases para la perforación bajo balance. Estas son:

### **1.8.1 AIRE**

Aunque esta no es la opción más adecuada en un ambiente de hidrocarburos, el aire y la espuma pueden ser utilizadas siempre y cuando se garantice un sistema de espuma estable y que el rompimiento de la espuma no genere mezclas explosivas.

También se debe aclarar que fuera de las operaciones de perforación de formaciones de roca dura y formaciones de gas seco, las perforaciones que usan aire en combinación con líquidos se han visto envueltas en problemas de corrosión y oxidación en adición a casos documentados de pozos en los que se han presentado explosiones en fondo de pozo.

### **1.8.2 GAS NATURAL**

Si una fuente de gas natural a alta presión con un volumen adecuado está disponible, la perforación con gas natural es una muy buena opción. El uso de martillos de aire en perforación con aire o gas es otra opción que puede ser usada para incrementar la tasa de penetración.

Esta es una opción usada para yacimientos de gas muy apretados (muy baja permeabilidad). Un regulador de flujo y uno de presión son normalmente usados para controlar la cantidad de gas inyectada durante el proceso de perforación.

Éste gas no es tóxico, sin embargo, ningún ser humano deberá exponerse a una atmósfera enriquecida con gas natural.

Tiene mayor solubilidad en los hidrocarburos comparado con el nitrógeno, lo cual puede resultar un mayor potencial para problemas de liberación de gas en los sistemas de separación de superficie y también para la precipitación del asfáltenos.

El uso más eficiente del gas natural es normalmente a través de la inyección anular. Su uso a través de la sarta de perforación no se recomienda dado que

algún volumen de gas deberá ser venteado cada vez que se vaya a realizar una conexión aunque esto pueda ser hecho de manera segura.

La inyección de gas natural a través del sistema “coiled tubing” (tubería flexible) no es recomendable tampoco, puesto que un pequeño hueco (Washout) en el “coil” no podría ser aislado y el gas puede ser liberado formando una mezcla explosiva dentro del carrete de tubería flexible.

### 1.8.3 NITRÓGENO CRIOGÉNICO

El Nitrógeno es de lejos, el gas más común usado actualmente para aliviar la columna de fluido circulante en una operación bajo balance. Es un gas inodoro, incoloro y sin sabor, que compone los cuatro quintas partes de la atmósfera terrestre. No es tóxico, ni inflamable ni corrosivo. Tiene una muy baja solubilidad en el agua e hidrocarburos y es virtualmente compatible con cualquier fluido utilizado en operaciones de perforación. No tiende a formar hidratos complejos ni emulsiones.

El nitrógeno usado en operaciones de pozos es normalmente entregado al taladro en forma líquida. Este tipo de nitrógeno es conocido también como nitrógeno criogénico. Es más costoso que el aire neto, pero como fue discutido anteriormente, el uso del aire puro no es recomendable para perforación bajo balance. Su costo está principalmente influenciado por el costo del combustible necesario para generarlo y por los costos de renta de los equipos del sistema de generación.

El uso de nitrógeno criogénico en operaciones offshore algunas veces no es recomendado, esto dependerá de su aplicación ya que su transporte hacia una plataforma es una tarea difícil y por lo tanto podría presentar implicaciones serias de seguridad.

*Figura 8: Unidad de Vaporización/Inyección de nitrógeno criogénico en uso para una operación de bajo balance*



*Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. BladeEnergyPartners. Pag. 58*

#### 1.8.4 NITRÓGENO DE MEMBRANA

Este proceso utiliza tecnología de membrana para la separación de gases para perforar pozos de aceite y gas con nitrógeno producido in situ, de tal manera que reemplaza el costoso nitrógeno producido criogénicamente.

El sistema utiliza bancos de módulos para separar nitrógeno de la atmósfera. El nitrógeno gaseoso es generado introduciendo aire comprimido dentro de unas fibras de membranas huecas, que preferentemente separa el oxígeno y otros gases del aire dejándolo de una pureza de alrededor del 95%. El 5% remanente es normalmente oxígeno.

Figura 9: Tecnología de membrana para producción de nitrógeno.



Fuente. Tomado de *Advanced underbalanced well design*. Blade Energy Partners. Pag. 59

La separación del nitrógeno y oxígeno depende de la concentración y calidad de las fibras individuales, y está relacionado directamente con la presión de entrada y la tasa de flujo a través de la membrana; también está inversamente relacionado con las presiones parciales de los componentes de gases individuales.

Uno de los aspectos importantes asociados con la generación del nitrógeno es su pureza. Dependiendo de la cantidad y presión que éste requiera, la pureza variará.

#### 1.8.5 GASES DE ESCAPE

Una potencial fuente de gas muy atractiva es la corriente de gas de desperdicio que viene de las unidades de propano auto contenido o de los motores diesel del taladro.

Sin embargo, cuando se usa motores de combustión interna diesel, el proceso de combustión es relativamente ineficiente y el gas de escape puede contener de 10 a 15% de oxígeno más gases corrosivos tales como  $CO_2$  y  $NO_2$  que pueden

reaccionar adversamente con los hidrocarburos producidos, de esta manera acelerando el proceso de corrosión.

El gas de escape de un motor diesel está compuesto usualmente por aproximadamente el 83% de nitrógeno, 10% de dióxido de carbono, 3% de oxígeno, 2% de monóxido de carbono y el 2% de otros gases. Hasta la fecha, no hay casos registrados de operaciones bajo balance en los que se use gases de escape de los motores diesel.

El sistema de gas de escape de propano es el objetivo de los nuevos sistemas de gas de escape.

El sistema de gases de escape original diesel tiene sus limitaciones dado su inefectivo proceso de combustión. Los motores de combustión de propano, cuando están bien afinados, hacen su combustión mucho más limpia con mucho menos oxígeno (frecuentemente menos del 2%) en el gas efluente. Pero los temas de disponibilidad y transporte asociados con el gas propano en locaciones remotas han dejado la tecnología de gas de escape en la etapa de experimentación.

## **1.9 DISEÑO DE UN SISTEMA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE**

Las operaciones bajo balance se han implementado con éxito gracias al uso de dos diferentes métodos.

Estos métodos deben ser considerados en la planificación de un proyecto de bajo balance son los siguientes:

- Método del transporte de tubería
- Método de inyección de gas

### **1.9.1 MÉTODO DEL TRANSPORTE DE TUBERÍA**

Éste, tiene tres submétodos para el transporte de tuberías en operaciones bajo balance y son los siguientes:

- Sistema de tuberías de perforación convencional
- Coiled tubing (Tubería flexible)
- Desaire de perforación

### **1.9.1.1 Sistema de tuberías de perforación convencional**

La mayoría de las operaciones bajo balance hasta la fecha se han realizado utilizando sistemas de transporte de tuberías convencionales de perforación. La principal ventaja es la familiaridad del sistema con los equipos de perforación, el peso disponible y los márgenes de extracción, la capacidad de bombear mayores volúmenes de líquido y gas y la capacidad de utilizar el mismo sistema para perforar y para terminar el pozo. Las desventajas es la fluctuación de la presión causada en el fondo del pozo, las limitaciones en los equipos, el impacto en los equipos de fondo y la dificultad en la desconexión de la tubería.

Aunque éste método no es el más óptimo para la perforación bajo balance, los métodos han sido diseñados para retener las ventajas asociadas con la perforación convencional y perforación bajo balance.

### **1.9.1.2 CoiledTubing (Tubería flexible)**

Método de tubo de transporte ideal para las operaciones bajo balance. Está configurado como un sistema anular cerrado, eliminando la necesidad de un cabezal de control de presión.

En éste no existen conexiones lo cual elimina el slugging (bacheo) y las fluctuaciones de presión comunes en las operaciones de tubos articulados, está diseñado para permitir el disparo bajo presión, para hacer circular continuamente el fluido durante la perforación.

Las desventajas de éstos sistemas de tubería es el peso limitado permisible, el límite del tamaño del pozo que puede ser perforado, el límite de profundidad, el hecho de que el tubo no se puede girar y el hecho de que la bobina es trabajado en frío.

Este sistema de tubería flexible se ha utilizado ampliamente para las operaciones bajo balance en Canadá. La mayoría de los pozos perforados bajo balance con tubería flexible han sido desvíos de reingreso o profundizaciones. En algunos casos, las secciones superiores del pozo se perforan con un equipo de perforación convencional y un equipo de perforación de tubería flexible se pone en la sección de producción bajo balance. En muchas operaciones, la tubería flexible no se utiliza debido a la exigencia de dos sistemas de perforación y el costo de la movilización adicional (equipo de perforación para la parte superior y una unidad de la bobina para la parte de producción).



El uso de ésta para las operaciones UBD permite condiciones de bajo balance que se mantiene durante las operaciones de perforación, que rara vez se logra en las operaciones UBD utilizando un equipo de perforación convencional.

Unidades de tubería flexible pueden ser equipadas con cable de hacer interior, esto permite la monitorización continua de las condiciones de fondo de pozo durante la perforación. El uso de la línea de cable interno elimina la preocupación por el MWD (medición durante la perforación) convencional de pulso de lodo.

*Figura 10: Coiled Tubing en operación*



*Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. Blade Energy Partners. Pag. 183*

### **1.9.1.3 Desaire de perforación**

Tiene muchas de las ventajas de la tubería flexible (coiled tubing), está diseñado para disparar bajo presión, mientras que el pozo fluye continuamente durante la perforación. Las centrales hidráulicas de reacondicionamiento son normalmente compactas, lo que permite un diseño más fácil de maniobrar. La principal desventaja es el tiempo requerido para disparar dentro y fuera del pozo, tiene baja tasa de viaje, también requiere conexiones, lo que provocará presiones transitorias. La mayoría de las operaciones bajo balance con este método se han realizado sobre desvíos de los pozos existentes.

## **1.9.2 MÉTODO DE INYECCIÓN DE GAS**

Hay cuatro métodos principales utilizados para inyectar gas en el pozo, inyección por la sarta de perforación, inyección anular, inyección por sarta parásita e inyección por sarta concéntrica. Cada método tiene ventajas y desventajas, beneficios generales, costos y riesgos, que se deben considerar en la selección.

### **1.9.2.1 Inyección por la sarta de perforación**

La inyección por la sarta de perforación es el primer y más sencillo método de inyección de gas en el sistema de circulación. El gas comprimido es inyectado a través del múltiple de válvulas del stand pipe (Stand pipe manifold) donde se mezcla con el fluido de perforación. Este método requiere el menor número de modificaciones en el diseño del pozo, y más capacidad de controlar los datos MWD del mismo.

Su ventaja más relevante es que no se requiere ningún equipo especial en fondo del pozo. El uso de válvulas confiables de no retorno es requerido para evitar el flujo vertical hacia arriba en la tubería. Las tasas de inyección de gas usadas cuando se perfora con este sistema de inyección son normalmente menores que las usadas con inyección por el anular mientras que las presiones que se pueden obtener con este sistema son menores que las que se pueden conseguir con el sistema de inyección anular.

Dentro de las desventajas de este sistema está la necesidad de parar el bombeo y purgar cualquier presión remanente en la sarta de perforación siempre que se necesite hacer una conexión. Esto trae como consecuencia un incremento en la presión del fondo del pozo, lo que hace difícil tener un sistema estable y evitar los picos de presión sobre el yacimiento cuando se usa este sistema.

### **1.9.2.2 Inyección anular**

La inyección anular a través de una sarta de casing concéntrica es comúnmente usada en proyectos costa afuera. Este método es útil si se tiene un casing adecuado o un esquema de tubería para completamiento es instalado en el pozo. Para un pozo nuevo, una sarta de liner debe ser colocado justo arriba de la formación objetivo. Esta sarta de liner se extiende normalmente hasta superficie como un revestimiento temporal el cual es instalado en la cabeza del pozo usando un colgador modificado de tubing con el fin de crear el arreglo de doble espacio anular. De esta manera el gas será inyectado a través del espacio anular externo.

El gas es inyectado en el anular para facilitar el drawdown requerido durante la perforación. La sarta de revestimiento temporal deberá ser descolgada y recuperada antes de correr el completamiento final.

Otra alternativa es que un pozo viejo tenga un completamiento que incorpore mandriles de “gas lift” de tal manera que se pueda adecuar este sistema para obtener la presión requerida en fondo mediante la inyección de gas a través de estos mandriles.

La ventaja principal de inyectar gas por un anular es que no se interrumpe la inyección durante las conexiones, generando de esta manera una presión en el fondo del pozo más estable.

A medida que el gas es inyectado por el anular, un fluido netamente monofásico es bombeado hacia abajo por la sarta de perforación, esto tiene como ventaja que las herramientas convencionales de MWD por pulso de lodo operan en su ambiente preferente, lo cual puede tener un efecto positivo en el costo operacional de un proyecto.

Las desventajas con este tipo de operación es que el tamaño del pozo y las herramientas requeridas están restringidos por el diámetro interno mínimo de completamiento, también que un esquema apropiado de revestimiento/completamiento debe estar disponible y que el punto de inyección debe ser localizado lo suficientemente profundo para lograr las condiciones bajo balance requeridos.

Puede haber algunas modificaciones requeridas en la cabeza del pozo para la instalación del revestimiento temporal, esto normalmente requiere la utilización de una sección adicional en cabeza de pozo para instalar el colgador del revestimiento temporal, igualmente se deberá tener en cuenta la ubicación del punto de inyección de gas, accesorios para instalación de manómetros y/o sensores de presión asociados con el sistema de inyección anular.

### **1.9.2.3 Inyección por sarta parásita**

El uso de una sarta parasita instalada en el exterior del revestimiento para la inyección de gas se da solamente en pozos verticales.

Por razones de redundancia, se instalan dos sartas de 1” o 2”, de coiled tubing normalmente adheridas exteriormente al revestimiento instalado por encima del yacimiento.

El gas es bombeado abajo por la sarta parasita e inyectado en el anular a la profundidad diseñado para el punto de inyección.

La instalación de una sarta de producción y de dos sarta parasitas hace de esta una operación complicada. Normalmente se requieren algunas modificaciones en cabeza de pozo para realizar las conexiones.

Este sistema no se recomienda para pozos desviados puesto que la sarta parasita puede ser arrancada fácilmente del revestimiento cuando entre en contacto con la pared inferior del hueco. Sin embargo, los principios de operación y las ventajas del sistema siguen siendo las mismas que con la inyección anular.

La principal ventaja es que sólo líquido se bombea por la tubería de perforación. Esto permite el uso de herramientas convencionales de MWD y BHA, se elimina la preocupación por la selección del material y la generación de energía del motor, también permite una medición más directa de BHP y los problemas de la sarta de perforación de la superficie, las conexiones son también más rápidas, a medida que la sarta sólo contiene una sola fase no compresible y el tiempo para purgarla se reduce considerablemente.

Una preocupación importante es que ésta puede ser aplastada o rizada durante el funcionamiento del revestimiento, una fuga en uno de los puntos de terminación es también una preocupación, existe la posibilidad de que la sarta puede ser enchufada, en cualquier caso, el daño puede causar que este método sea ineficaz.

Otras preocupaciones son el costo y el tiempo de adición para el funcionamiento, la posible necesidad de tamaño del hueco más grande, el requisito de presión más alta para la inyección de gas y el volumen limitado de gas que puede ser bombeado hacia abajo, un mayor volumen de gas puede ser necesaria para compensar la profundidad de la inyección para alcanzar el objetivo de BHP.

#### **1.9.2.4 Inyección por sarta concéntrica**

Técnica que bombea el gas hacia abajo. El gas entra al pozo en la base de la sarta no cementada. La sarta no cementada puede ser una parte interior del revestimiento para ejecutar el propósito de crear el espacio anular. El gas puede entrar en el pozo, a través de un hueco dejado entre la abrazadera y la camisa, a través de un conjunto perforado cerca de la base de la abrazadera o por medio de un submarino de entrada que contienen un sub contrapresión. En la mayoría de los casos, la sarta de revestimiento no cementada se retira del pozo siguiendo las actividades bajo balance.

Entre las ventajas se tiene que un MWD convencional puede ser utilizado, los motores convencionales se pueden utilizar sin ningún impacto, elimina el

desprendimiento de lodo, las conexiones son más rápidas, bajo costo, las presiones de inyección son generalmente más bajas, debido al tamaño pequeño del pozo creado por las cadenas concéntricas la limpieza del pozo se mejora.

La principal desventaja que no se ve con la inyección por sarta parásito es el costo de tirar de la sarta de revestimiento sobre la terminación. Concéntricos diseños del revestimiento tienen el problema adicional de las oscilaciones de presión severas durante y después de las conexiones si una válvula de contrapresión no se utiliza. El volumen entre las cuerdas de la carcasa actúa como un acumulador que puede causar oscilaciones de presión de hasta una hora después de la conexión.

## **1.10 OPERACIONES EN ALTA MAR**

Operaciones en alta mar de bajo balance crean problemas especiales que requieren tecnología y de planificación. La mayoría de los problemas se derivan del espacio cerrado en el que se debe hacer el proyecto. Esto crea problemas con el calor, las vías de evacuación de zonificación y de escape.

### **1.10.1 LAS LIMITACIONES DE ESPACIO**

#### **1.10.1.1 Equipo**

Un tema importante en el diseño de un proyecto de alta mar bajo balance es el limitado espacio disponible en una plataforma. El equipo de separación de superficie y equipos de gas son grandes. El equipo debe ser colocado sobre la plataforma de tal manera que no interfiera con las operaciones de perforación normales. Esto generalmente requiere tiempo crítico para la colocación de los equipos. Para éste tipo de operaciones el equipo de separación de superficie se coloca en un lado de la cubierta, el otro lado de la cubierta se deja abierto para las operaciones de perforación normales

La imagen a continuación muestra el diseño de un sistema de separación UBD típico en un lado de la cubierta sobre una plataforma Jack-up. El equipo de producción de gas se coloca normalmente en la cubierta inferior. Los requisitos de espacio se basan en la tasa de gas requerido y la presión de inyección máxima.

*Figura 11: Diseño de un sistema UBD en plataforma alta mar*



*Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. BladeEnergyPartners. Pag. 353*

### **1.10.1.2 Zonificación**

Como los fluidos producidos estarán presentes en el equipo de superficie bajo balance, éstos estarán bajo los requisitos de zonificación.

Los requisitos de zonificación están diseñados para separar el material inflamable de fuentes ignición. Todo el equipo debe ser zonificado con el API RP 500. (ver norma en anexos)

### **1.10.1.3 Personal**

Las limitaciones de espacio para el personal también son críticas. Por ley, cada persona del equipo de perforación debe tener un espacio en un bote salvavidas en caso de una emergencia. Existen alojamientos de vida rara vez disponibles en exceso de una plataforma Jack-up durante las actividades de perforación y terminación.

Requiere de 16 a 24 especialistas para operar y administrar el equipo. La planificación es fundamental para asegurar que las personas que se requieran para cada actividad estén disponibles en la plataforma. En muchos casos esto requiere la eliminación de personal no esencial durante las operaciones UBD.

## **1.10.2 INTERACCIÓN CON OTRAS PERSONAS Y EQUIPOS**

### **1.10.2.1 Rutas de escape**

La colocación de equipos de bajo balance en un sitio de perforación puede interferir con las vías de evacuación existentes. A medida que el equipo que contiene hidrocarburos que pudieran ocasionar riesgos en un problema crítico, las vías de evacuación deben ser revisados. Por lo menos dos rutas que se encuentran fuera de la huella del equipo deben estar disponibles en todos los lugares.

### **1.10.2.2 Ruido**

El ruido en un proyecto UBD pueden exceder los límites fijados por los reguladores locales. El esfuerzo debe hacerse para reducir al mínimo los niveles de ruido.

La principal fuente de ruido es los compresores y las salidas de gas.

### **1.10.2.3 Disipación del calor**

Los compresores utilizados para la inyección de gas generan calor, éste equipo requiere un espacio para disipar el calor, desafortunadamente, no hay suficiente espacio disponible en estructuras offshore para permitir el espacio adecuado.

Ventiladores de refrigeración adicionales puede ser necesaria para disipar el calor.

### **1.10.2.4 Vibración**

La vibración es un problema con los compresores en las plataformas costa afuera. Se requiere amortiguadores de vibraciones o compresores. Éstos deben estar capacitados para eliminar el movimiento.

## **1.11 Alcance de la perforación bajo balance**

Debe realizarse antes de la aprobación del proyecto. La adecuada selección de candidatos debe ser defendida por grupos de geólogos para identificar las perspectivas que podrían beneficiarse de la aplicación UBD, seguido de una

evaluación de ingeniería y de factibilidad económica. La evaluación de la ingeniería debe identificar el flujo y las necesidades de equipo con la suficiente precisión para estimar los costos y preparar especificaciones de la oferta.

### **1.11.1 DISEÑO Y PLANIFICACIÓN**

En el diseño detallado y en la planificación se describen las actividades necesarias para la transición de un proyecto desde el concepto a la realidad.

Las empresas de servicios deben ser identificadas temprano en la fase de diseño y planificación para que tengan tiempo para movilizar equipos y lo más importante, contribuir con sus conocimientos al proceso de diseño y planificación.

Se harán reuniones donde deberán revisar los procedimientos preliminares de funcionamiento para obtener la opinión y aceptación. Resultados de las reuniones deben ser utilizados para ultimar los planes y procedimientos y la adjudicación de contratos de secundaria para la personalización de la plataforma o la fabricación de algún equipo especial o las conexiones que son específicas para el trabajo.

Formación de la tripulación debe comenzar con tiempo suficiente para transferir el conocimiento, sin interferir con las operaciones de perforación normal. Un plan de proyecto debe identificar un buen tiempo necesario para la formación de la tripulación y el equipo de perforación en marcha por lo que esta necesidad puede ser entendida y manejada.

### **1.11.2 EJECUCIÓN**

Si el proyecto está planeado con éxito, debería ser relativamente fácil de ejecutar. Un diseño de ingeniería razonable debe superar la incertidumbre en el modelado y las variables de rendimiento para lograr el éxito. Adecuada coordinación de la logística debe permitir que los equipos y el personal lleguen en el momento oportuno. Un amplio conjunto de procedimientos operativos deberían facilitar la formación adecuada de los equipos antes de la puesta en marcha operativa. Antes de comenzar las operaciones UBD, la gestión operativa debería llevar a cabo una revisión final de seguridad para garantizar que todas las cuestiones de seguridad están en orden y todo el personal en el lugar se sienta cómodo con sus responsabilidades y la seguridad global de la operación. Una vez que las operaciones del sitio se han completado, los resultados del proyecto deben ser evaluados, ésta evaluación no sólo debe basarse en criterios de costo, sino



también qué el proyecto haya cumplido con los objetivos técnicos. Esto normalmente se mide en unidades de mayores tasas de producción y la cantidad de problemas que se hayan reducido durante la perforación.

### **1.11.3 CUESTIONES QUE LLEVAN AL FRACASO**

Como se indicó anteriormente, la gestión de proyectos ineficaces por lo general conduce a los resultados de proyectos decepcionantes. A continuación se nombrará una lista de razones comunes que llevan al fracaso en la planificación de proyectos UBD:

#### **1.11.3.1 Especificaciones de diseño pobre**

Los operadores sin experiencia a menudo no entienden la complejidad asociada a UBD y tratan de trasladar la carga a las empresas de servicios. Sin compensación, las empresas de servicios suelen ser reacios a invertir el tiempo necesario para diseñar adecuadamente el proyecto, esto conduce a menudo a pobres especificaciones iniciales que pueden ser llevadas a través del resto del proyecto.

#### **1.11.3.2 Equipamiento insuficiente para realizar el trabajo**

Este fracaso podría fácilmente ser descrito por la frase "se obtiene lo que paga." Es el resultado de usar equipos marginales para realizar el trabajo con el fin de tener un servicio de bajo costo y así ganar el trabajo. Se agrava por el error de un operador de reducir al mínimo los costos del servicio, y no entienden lo que realmente se necesita para lograr los objetivos generales del proyecto.

Equipos de inyección insuficiente significa que el pozo nunca alcanzará condiciones estables. Insuficiente capacidad de procesamiento limitará severamente la capacidad de controlar los flujos de superficie.

#### **1.11.3.3 Subestimar equipo de movilización**

Desde un punto de vista de la gestión de costos, lo peor que puede pasar es que por llevar los equipos demasiado pronto, no lleven todo lo necesario. El costo de cierre de las operaciones de perforación debido a la no adecuada planificación de la logística es una mala práctica que debe ser evitado. Es por eso que es

importante involucrar a personal de Supply Chain al comienzo del proyecto, especialmente en áreas remotas que requieren la importación de los equipos.

#### **1.11.3.4 Equipo excesivo en el tiempo de perforación**

Una de las fuentes más frecuentes de los sobrecostos en los proyectos UBD es causada por un exceso de plataforma de los tiempos de preparación. Normalmente, esto ocurre porque las responsabilidades para el suministro de equipos de interfaz entre el equipo y los servicios UBD no están claramente definidas en el avance de su trabajo. Otra razón que produce este problema se debe a que las empresas de explotación no están dispuestas a pagar por los extras que ahorran tiempo tales como tubos quickcoupled, ni a la movilización temprana del personal y equipo. Un proyecto bien ejecutado tiene operadores y empresas de servicios que trabajan juntos para minimizar el tiempo no productivo mediante la identificación de para reducir el costo total del proyecto.

#### **1.11.3.5 La indecisión de los tomadores de decisiones**

Nada destruye un proyecto de programar mejor que la dilación en los tomadores de decisiones clave. Mientras que es bueno para estudiar las alternativas, negociar el precio, y mantener abiertas las opciones, estas actividades pueden ampliar el impacto de los retrasos si los elementos de la ruta crítica empiezan a deslizarse. El costo oculto de la indecisión a menudo no se ve hasta después de que sea demasiado tarde para recuperarse de ella.

## 2. PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA (MPD)

A diferencia de la perforación convencional que utiliza sólo la densidad del fluido para controlar la presión, la perforación con presión controlada utiliza una combinación de la presión en la superficie, la densidad del fluido, la fricción, y los diferenciales de energía para equilibrar la presión de la formación. La adición de los equipos de MPD especializados como el dispositivo de control rotativo (RCD) y el estrangulador permite la aplicación de presión en la superficie para lograr el perfil deseado de presión anular.

$$BHP = SP + \Delta P_{gravitacional} + \Delta P_{fricción} + \Delta P_{energía}$$

Donde:

<b><i>BHP</i></b>	: Presión del pozo en el fondo
<b><i>SP</i></b>	: Presión superficial
<b><i>ΔP<sub>gravitacional</sub></i></b>	: Presión hidrostática por el peso del lodo
<b><i>ΔP<sub>fricción</sub></i></b>	: Fricción debido a la presión de circulación
<b><i>ΔP<sub>energía</sub></i></b>	: Cambios de presión como resultado de la energía de otro dispositivo

\* El cambio de presión debido a la aceleración,  $\Delta P_{aceleración}$ , se considera también en aplicaciones de alta energía. Los efectos de la presión debido a la aceleración son despreciables, y por lo tanto no se mencionan en este manual.

### 2.1 OBJETIVOS DE LA PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA

Los objetivos de MPD son conocer los límites de presión en el fondo de pozo y del medio ambiente para manejar el perfil de la presión hidráulica anular.

- Su intención es evitar afluencia continua de fluidos de la formación a la superficie. Cualquier incidente de flujo en la operación será guardado en forma segura mediante un proceso adecuado.
- Puede incluir el control de la contrapresión, la densidad y reología del fluido, el nivel de fluido anular, la fricción de circulación y la geometría del hueco, o combinaciones de los mismos.
- Permite una acción correctiva rápida para hacer frente a las variaciones de presión observadas. La capacidad de controlar las presiones anulares

dinámicamente facilita la perforación, que de lo contrario podrían ser económicamente inalcanzables.

## **2.2. VENTAJAS DE LA PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA**

### **2.2.1. ELIMINACIÓN DE UNA SARTA DE REVESTIMIENTO**

El diseño y el costo de un pozo está directamente afectado por el número de series de revestimiento necesarios para poder perforar de forma segura el pozo hasta la profundidad total (TD). Se estima que la eliminación de un solo punto de revestimiento reducirá el costo de un pozo de 10% a 25%, dependiendo de la relación de costo diario a costo tangible (cuanto mayor sea el costo diario menor el de los ahorros). Los ahorros incluyen el costo de la secuencia eliminada, el tiempo para evaluar la sección y ejecutar el revestimiento y el menor volumen de fluidos como el lodo y el cemento. Aunque algunos puntos de revestimiento son requeridos por reglamento, principalmente en el caso de protección de agua dulce, la mayoría de puntos de revestimiento son dictados por la fuerza de la formación y las presiones de la formación que se encontrarán.

### **2.2.2. DIFERENCIAL DE ADHERENCIA**

Históricamente, el atascamiento o pega diferencial es una de las mayores causas del NPT (Tiempo no productivo). El costo no es sólo en la pérdida de tiempo dedicado a tratar de liberarla tubería pegada, sino que debe incluir el riesgo de la desviación lateral del pozo, si liberar el tubo pegado no tiene éxito. La pérdida potencial del BHA también deben ser incluidos.

MPD reducirá la probabilidad de tubería pegada al disminuir la presión diferencial entre la presión anular y la presión de formación. Además, como hay menos sólidos en la mayoría de los fluidos MPD en comparación con los fluidos convencionales, se crea una delgada y estrecha torta de pared.

### **2.2.3. RECUPERACIÓN DE LA TUBERÍA ATASCADA**

Una vez que la tubería se ha atascado, las acciones inmediatas tomadas para liberar la tubería tendrán un gran impacto en la probabilidad de liberarla. Los estudios han demostrado que si la tubería no es liberada dentro de las 12 - 24 horas siguientes, la probabilidad de liberarla reduce dramáticamente.

Hay tres métodos principales utilizados para liberar la tubería pegada:

- Mecánicamente sacudiendo el tubo
- Químicamente reduciendo la torta de pared.
- Reducción de la presión diferencial.

Varios operadores han demostrado que si una condición bajo balance le puede ser creada a través de la tubería pegada, es más fácil para liberar el tubo. Algunos operadores bombean un fluido de baja densidad alrededor del orificio abierto para reducir la presión de fondo del hueco. Después de que la tubería se libera, la afluencia debe ser circulada hacia fuera. Aunque el método ha demostrado ser eficaz, el proceso completo puede llevar varios días.

### **2.2.4. RETORNOS PERDIDOS**

Junto con la tubería atascada, los retornos perdidos son históricamente la principal causa de NTP. Los retornos perdidos ocurren cuando la formación altamente permeable está cortada (fracturas naturales o cavidades), o la presión impuesta a la formación por el fluido de perforación excede el gradiente de fractura de la formación.

MPD disminuye la probabilidad de los retornos perdidos mediante la reducción de la presión diferencial a través de la formación. Dependiendo de grado de pérdidas encontradas con técnicas convencionales, MPD puede eliminar y/o reducir la magnitud de las pérdidas o extender la longitud de la sección perforada antes de producirse pérdidas. En la actualidad se combaten con materiales de pérdida de circulación y la reducción de la tasa de circulación. En el caso de pérdidas significativas, se utilizan apretones de muga. En algunos casos, el sistema de fluido se convierte de un sistema base aceite a un sistema base agua cuando se combate graves pérdidas.

### **2.2.5. MEJORA DE LA ROP**

Es de conocimiento común en la industria de la perforación que al bajar la presión diferencial del fluido anular de la formación, mayor es la tasa de penetración.

A medida que la perforación de la roca se hace siempre con las bombas encendidas la ROP se ve afectada negativamente por la ECD (Densidad equivalente de circulación). MPD disminuye la presión diferencial a través de la formación y reduce el contenido de sólidos del sistema de fluido, de esta manera evita la disminución de la ROP.

### **2.2.6. REDUCCIÓN DEL DAÑO DE LA FORMACIÓN**

MPD puede reducir el daño de formación mediante la reducción de la presión diferencial y por tener menos sólidos en el sistema de fluido. Baja presión diferencial ayudará a controlar la profundidad de la invasión en la formación, bajo contenido de sólidos permitirá una torta de filtro más apretada y será menos perjudicial para la formación, además, puede reducir el uso de LCM (Material de pérdida de circulación).

La reducción de los sólidos y la invasión de fluido al depósito pueden resultar en una mayor productividad.

### **2.2.7 INESTABILIDAD DE LA FORMACIÓN**

En las operaciones de perforación convencionales, el arranque y la parada de la circulación, para actividades tales como conexiones, crea fluctuaciones transitorias de presión. Estas fluctuaciones agravan los problemas de estabilidad de la formación mediante la creación de ciclos de tensión en la formación.

MPD evita las fluctuaciones de presión mediante la manipulación de la presión superficial para mantener una presión constante en el fondo del pozo. La eliminación de la fluctuación de presión mitigará los eventos de inestabilidad de la formación.

### **2.2.8. HINCHAMIENTOS**

Hinchamiento o respiración del pozo, es el término que reciben las formaciones que toman fluido a medida que se somete a presión anular alta y devuelve el fluido

cuando la presión se reduce. La interpretación incorrecta de hinchamiento normalmente conduce a aumentar el peso del lodo. MPD mitigará los problemas asociados con hinchamiento mediante la eliminación de los cambios bruscos de alta y baja presión. Si la BHP (presión en el fondo del pozo) se mantiene constante, el hinchamiento no se producirá.

### **2.2.9. MEJORA DE LA LIMPIEZA DEL POZO**

En muchos casos, el conjunto de la pérdida de circulación es mitigado por la adición de LCM (Material de pérdida de circulación) y reduciendo la velocidad de circulación. La tasa de circulación se reduce para disminuir el ECD (Densidad equivalente de circulación), reduciendo así la presión diferencial a través de la formación. Como la reducción de la tasa de circulación es perjudicial para la limpieza del pozo, más tiempo necesitará para que el pozo quede en óptimas condiciones de limpieza.

MPD elimina la correlación entre la velocidad de circulación y la presión inducida. Por lo tanto, MPD permite circular a velocidades óptimas para la limpieza del pozo.

### **2.2.10. MÁS CAPACIDAD DE PERFORACIÓN**

Al eliminar el impacto de la ECD, MPD permitirá perforar secciones más largas antes de que se alcance el gradiente de fractura de la formación. La presión anular menor y la limpieza del pozo mejorada pueden permitir un mayor ángulo de pozos a perforar, extendiendo la sección del yacimiento.

## **2.3. SELECCIÓN DEL CANDIDATO**

La selección del candidato adecuado es fundamental para el éxito de ésta perforación. Es esencial que los objetivos principales del proyecto se identifiquen en el comienzo, no sólo para asegurar que se pueda lograr, sino también para determinar qué técnica es más apropiada.

El proceso de selección de candidatos consiste en analizar la información petrofísica y geomecánica para determinar si es o no un buen potencial mediante la evaluación de algunas de las características del pozo. Esto incluyen el tipo de daño a la formación y el posible efecto que MPD podría tener en su mitigación, la estabilidad del pozo, el potencial de pega de tubería, la perforación de roca dura y

posible tasa de penetración (ROP) mejorada, la pérdida de los problemas de circulación, la presencia de gas amargo y la viabilidad operativa.

Si hay varios candidatos, las características de cada uno de ellos podrían ser comparadas.

Ellos se clasifican en función de las variables claves que tienen el mayor potencial para el éxito y la menor probabilidad de riesgo.

Una vez que se ha concluido cual es el candidato o está en el puesto más elevado entre un grupo de perspectivas, la técnica óptima sería seleccionarlo.

Las propiedades del yacimiento juegan el papel más importante para el éxito de la operación, ya que estas determinarán la cantidad de producción de la formación que se podría esperar durante la perforación.

Si hay varios candidatos que han sido evaluados en detalle, una comparación final se lleva a cabo, y el impacto potencial de los beneficios y limitaciones se comparan de manera que el mejor candidato pueda ser seleccionado.

Esta tecnología o la UBD (Perforación bajo balance) no es la solución a todos los problemas, y el éxito del proyecto depende de la correcta determinación de los pozos de donde la tecnología es más aplicable. La importancia de esta evaluación se centra principalmente en la solución de los problemas de perforación y también que pueda llegar a ser una solución más económica.

En algunos casos, cuando UBD no pueden aplicarse porque no resulta técnica y / o económicamente viable (por ejemplo, cuando el pozo no puede ser estable o el riesgo de tasas de liberación de altas de gas ácido en la superficie es posible), MPD podría ser la mejor solución.

## **2.4. VARIANTES DE MPD**

Con el fin de determinar qué aplicación MPD es adecuada para un posible prospecto, es esencial comprender las opciones y los controladores MPD.

Mantener los principales impulsores en la mente ayudará a un diseñador de pozo en la evaluación y la comparación de las diversas herramientas y técnicas disponibles en la actualidad.



## **2.4.1. OPCIONES DE LA PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA**

La Perforación con presión controlada (MPD), está basada por completo en el equilibrio de presión. La alteración del perfil de presión anular en las operaciones de MPD se puede conseguir de muchas maneras, las técnicas individuales se pueden clasificar por el mecanismo en el cual se realiza el control de presión.

### **2.4.1.1. Métodos de fricción anular**

Se refieren principalmente a los sistemas que se centran en controlar directamente las presiones anulares de fricción, o la ECD, para controlar la BHP.

- Los choques largos (a.k.a. collares de perforación)

La inclusión de collares de perforación en la sarta de perforación hace que se agregue un "cuello de botella" en el pozo, de este modo, el aumento de la fricción a través del cuello de botella impone contra presión de adición entre ellos y el BHA, ésta contra presión sólo se impone cuando hay circulación en el pozo, por lo tanto, no proporciona una BHP constante. Su propósito original era el de oponerse al aumento en WHP (Presión en la cabeza del pozo) llevado a cabo por la producción de descarga de la perforación bajo balance.

- Sistema de circulación continua (CCS) y las válvulas de circulación continua (CCV)

La circulación continua de fluido durante las conexiones puede realizarse a través de equipos especializados, como el piso de perforación, un sistema de circulación continua montada (CCS), en la sarta de perforación y/o las válvulas de circulación continua instaladas (CCV). Ambos sistemas garantizan que el fluido fluya hacia abajo, la sarta de perforación se mantiene sin interrupción durante los períodos normales de bombas "off" como las conexiones. De este modo, un régimen de flujo en estado estacionario se alcanza en el agujero del pozo con una BHP manteniéndose constante.

- Revestimiento de inyección concéntrica

Un incremento en la fricción también puede lograrse mediante la adición de más fluido en el pozo a través de un revestimiento con espacio anular concéntrico. Un incremento en la fricción anular puede ser deseable en los

casos donde las presiones de yacimientos son altas, y las combinaciones de peso del lodo y ECD se utilizan para controlar la presión anular. El revestimiento de inyección concéntrica de fluido añade una mayor flexibilidad en el control de la presión como la velocidad a la cual el fluido es bombeado y puede ser controlado desde la superficie. La Inyección concéntrica tiene el beneficio adicional de la circulación de fluidos durante la perforación, tanto cuando las bombas están encendidas y durante las conexiones cuando las bombas están apagadas.

#### **2.4.1.2. Métodos de presión de superficie**

La contrapresión aplicada, utiliza la presión de superficie controlada por la posición del estrangulador, mediante el ajuste de la posición de estrangulador, el área efectiva para el retorno de lodo y recortes se altera, la caída de presión se produce bruscamente en esta zona discreta.

Dado que la posición del estrangulador es generalmente variable, la presión sobre el orificio del pozo puede ser modificada inmediatamente, esto tiene el mismo efecto que alterar instantáneamente el peso de lodo efectivo. Un atributo clave de este método es la capacidad ya sea de la trampa de presión en una conexión o de restringir el flujo desde una segunda fuente de flujo e impuesta la presión requerida de nuevo en el pozo.

Existen formas de aplicar contrapresión MPD que han aparecido recientemente, junto con los nuevos nombres descriptivos y las siglas comerciales. DAPC, o control dinámico de presión anular, es una técnica que emplea contrapresión anular controlada por ordenador, mientras que CBHP (Presión constante de fondo de pozo) y el PCP (Punto depresión constante) son técnicas semiautomáticas. Cada variante tiene ventajas inherentes y deben ser evaluados en función de las características del pozo.

En general, la presión de superficie posterior puede aplicarse de la siguiente manera:

- Manualmente: simplemente un sistema mediante el cual un operador controla manualmente la presión anular abriendo o cerrando la válvula del estrangulador de perforación.
- Semi-automática: la contrapresión calculada por un ingeniero de software utilizando el sistema hidráulico y la presión del estrangulador modificado apropiadamente.

- Automáticamente: programado con software de hidráulica, conectado al estrangulador, la bomba de contrapresión controla la presión anular deseada automáticamente.

### 2.4.1.3. Métodos de cambios de energía

Mediante la adición de una fuente de energía adicional en la ecuación estándar para BHP, la BHP puede ser alterada. La ecuación estándar para la presión superficial:

$$\text{La presión de la superficie (SP)} \\ = \text{Presión de fondo de pozo(BHP)} - \Delta P_{\text{grav}} - \Delta P_{\text{fric}} - \Delta P_{\text{accel}}$$

Donde:

<b><i>SP</i></b>	: Presión superficial
<b><i>BHP</i></b>	: Presión del pozo en el fondo
<b><math>\Delta P_{\text{gravitacional}}</math></b>	: Presión hidrostática por el peso del lodo
<b><math>\Delta P_{\text{fricción}}</math></b>	: Fricción debido a la presión de circulación
<b><math>\Delta P_{\text{energía}}</math></b>	: Cambios de presión como resultado de la energía de otro dispositivo

MPD utiliza "cambios de energía" y además añade el componente a la ecuación anterior, ésta energía proviene de las bombas de una forma u otra. Así, la ecuación se convierte en:

$$\text{La presión de la superficie (SP)} \\ = \text{Presión de fondo de pozo(BHP)} - \Delta P_{\text{grav}} - \Delta P_{\text{fric}} - \Delta P_{\text{accel}} + \Delta P_{\text{pump}}$$

Donde:

<b><i>SP</i></b>	: Presión superficial
<b><i>BHP</i></b>	: Presión del pozo en el fondo
<b><math>\Delta P_{\text{gravitacional}}</math></b>	: Presión hidrostática por el peso del lodo
<b><math>\Delta P_{\text{fricción}}</math></b>	: Fricción debido a la presión de circulación
<b><math>\Delta P_{\text{energía}}</math></b>	: Cambios de presión como resultado de la energía de otro dispositivo
<b><math>\Delta P_{\text{pump}}</math></b>	: Cambios de presión debido a la bomba

Para las aplicaciones actuales de esta tecnología, la presión superficial en el lado del anillo del pozo podría ser cero.

#### **2.4.1.4. Métodos de diseño de densidad**

Se centran en el peso del fluido de perforación como el enfoque principal de control de presión.

- Perforación cabeza baja

La perforación de la cabeza baja es un término que se refiere a la perforación cerca del equilibrio a través de formaciones subnormalmente presionadas. A medida que la presión de formación es inferior a la normal, más proyectos de cabeza baja requieren de bombeo de una fase gaseosa para disminuir la presión hidrostática.

- Perforación de doble gradiente

Es una variante de perforación con presión controlada utilizado en aguas ultra profundas, donde el margen presión de poro/gradiente de fractura es estrecho. En la perforación convencional, una sola columna de lodo se extiende desde el piso del equipo de perforación en el fondo del agujero, lo que resulta en una presión de fondo acorde con la profundidad y la densidad del fluido de perforación. Los gradientes de presión son referenciados al piso del equipo de perforación.

En un sistema de doble gradiente, dos fluidos de diferentes densidades se utilizan para obtener la presión del fondo del orificio deseado. Un lodo ligeramente más pesado llena el espacio anular del pozo de la línea de lodo hasta la profundidad total del pozo. El segundo fluido, normalmente agua de mar, llena el espacio anular vertical desde la línea de lodo al piso del equipo de perforación. La rata del lodo primario es controlada por la limpieza del pozo y los requisitos de perforación. La tasa de fluido más ligero es controlada para manejar la densidad de la mezcla en el espacio anular del elevador, y por tanto la presión de fondo.

Hay dos métodos principales para crear un gradiente doble. Un sistema de bombeo submarino puede ser instalado en el fondo del mar para proporcionar la energía para levantar el lodo del espacio anular del pozo a la superficie en

las líneas verticales de retorno, a veces conocido como elevación de lodo o lodo sin tubo ascendente de recuperación (RMR). Las líneas verticales de retorno son independientes del anillo vertical. En la perforación sin tubo ascendente, la disminución de las presiones anulares se logra permitiendo que todos los retornos perforados entren en el fondo del mar. Esto tiene evidentes impactos ambientales que tendrían que tenerse en cuenta a la hora de elegir un fluido de perforación.

El método alternativo es el bombeo de un fluido más ligero por un anillo secundario, que se mezcla con el fluido primario en el fondo del mar. Todos los gradientes son referenciados al fondo del mar, y los márgenes entre gradiente de fractura y la presión de los poros son mucho mayores, cualquiera de los sistemas de fluidos abiertos o cerrados puede ser utilizado en la perforación de doble gradiente.

- CAP M

Manejo continuo de presión anular (CAP M) es una forma de perforación de doble gradiente que emplea un fluido diferente de bombeado en el anillo concéntrico para impactar el perfil de presión anular.

Proceso patentado por TransOcean. Es una técnica de dilución que utiliza un fluido de perforación de peso ligero para diluir los retornos de lodo en el tubo ascendente. El peso del lodo en el tubo ascendente es más ligero que lo que se distribuye a través de la tubería de perforación. Las dos densidades de fluido se separan a continuación en la superficie con el equipo de procesamiento de lodo, lo cual es un proceso continuo.

#### **2.4.2. CONTROLADORES PARA LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA**

El principal impulsor para la implementación de técnicas para MPD es el deseo de combatir y mitigar el tiempo no productivo asociado con la perforación a través de los estrechos márgenes de presión de poro y gradientes de fractura.

Los factores claves son los siguientes:

- Reducir el tiempo no productivo (NPT), la pérdida de circulación y pega de tuberías cuando el pozo se perfora de manera convencional.
- Minimizar sobre balance para:

- Aumentar ROP
- Evitar el atascamiento diferencial
- Prevenir la pérdida de retornos
- Reducir el daño de formación invasiva
- Mantener BHP constante para evitar dilatación y la inestabilidad del pozo.
- Ampliar la profundidad entre los puntos de fijación de revestimiento.
- Permitir una detección de escape rápida, debido a las mediciones de flujo mejores (especialmente beneficioso para las aguas profundas y de exploración).
- Habilitar métodos dinámicos de control de pozos.

Hay que señalar, sin embargo, que MPD no es factible en todas las situaciones. Una cuidadosa planificación y pre-ingeniería es necesaria para evaluar adecuadamente la viabilidad y los riesgos de MPD, y para determinar si otra técnica de perforación es más apropiada para la situación dada.

## **2.5. ENFOQUES PARA DISEÑO DE POZOS CON PRESIÓN CONTROLADA**

El diseño de pozo MPD es un proceso metódico, a diferencia del diseño de pozos convencionales. Cabe señalar que en el diseño de pozo MPD, la geometría del revestimiento se convierte en una limitación, hay pocos cambios en el diseño del revestimiento en un pozo MPD.

Los pasos seguidos en el proceso de diseño MPD se pueden resumir como sigue:

- Definir el problema
- Definir los objetivos
- Definir las restricciones de diseño
- Identificar las consideraciones de diseño
- Especificar equipo
- Definir estrategias
- Presentar el proceso de diseño
- Escribir el programa de MPD

El enfoque puede ser visto como un simple triángulo invertido. Los primeros pasos son muy amplios, con la reducción de enfoque en cada paso siguiente, culminando en un programa de MPD detallado.

### **2.5.1. DEFINIR EL PROBLEMA**

El paso inicial para un diseño de MPD es entender con firmeza los problemas a los que se enfrentan durante la perforación convencional. Estos problemas son los que impulsan a un operador a considerar en el primer lugar el uso de técnicas de MPD. Una falta de comprensión de los desafíos que enfrentan puede causar una desviación en el camino del diseño MPD y la solución de perforación resultante.

### **2.5.2. DEFINICIÓN DE LOS OBJETIVOS**

Una vez que los problemas han sido identificados, el diseñador pasa a lo que se desea obtener utilizando MPD. Los objetivos pueden ser uno o cualquier combinación de los siguientes:

- Reducir el tiempo no productivo, la pérdida de circulación y pega de tuberías cuando el pozo se perfora de manera convencional.
- Minimizar sobre balance para
  - Aumentarla ROP
  - Evitar el atascamiento diferencial
  - Prevenir pérdidas de retornos
  - Reducir el daño de formación invasiva
- Mantener BHP constante para evitar dilatación del pozo
- Ampliar la profundidad entre los puntos de fijación de revestimiento
- Habilitar métodos dinámicos de control de pozos

### **2.5.3. DEFINIR LAS RESTRICCIONES DE DISEÑO**

Los criterios de diseño clave para el MPD se resumen a continuación:

- La presión anular debe ser mayor que la presión de poro y menor que la presión de fractura. Además, la presión anular debe ser adecuada para satisfacer los requisitos de estabilidad del pozo.
- La ventana de perforación mínima (distancia mínima entre la presión anular y la presión de fractura) debe ser aceptable.
- Las presiones de la superficie (presión de inyección y de contrapresión en superficie) deben estar dentro de las limitaciones del equipo de perforación disponibles (bombas y dispositivos de control rotativos) durante la perforación, haciendo las conexiones y las desconexiones.

- Debe ser establecida la adecuada limpieza del pozo para cada sección. La limpieza del pozo se puede lograr ya sea por la tasa o el manejo de la viscosidad.
- El fluido seleccionado debe ser tal que sea compatible con la formación, y puede manejar periódicas afluencias de gas sin descomponerse.

El diseñador intenta satisfacer todas las restricciones anteriores mientras que él diseña la operación. Cuando se hace imposible satisfacer todas las restricciones, el diseñador debe investigar las alternativas, o aceptar el compromiso, mientras que poco a poco va minimizando los riesgos derivados de tal compromiso.

#### **2.5.4. IDENTIFICAR LAS CONSIDERACIONES DE DISEÑO**

Cuando las limitaciones de diseño están vinculadas a las mismas, las consideraciones son más suaves, por lo tanto los problemas se hacen más fáciles para solucionar, ya sea por política o por buenas prácticas de ingeniería.

Una consideración adicional de diseño es si el fluido seleccionado ejerce presión hidrostática en exceso sin contrapresión de superficie. En algunas situaciones, son estipulados fluidos estáticamente sobre balanceados, en lugar del indicado. Se debe reconocer, sin embargo, que mientras el sobre balance es procesalmente asegurado, no debería importar si tal sobre balance proviene de la densidad del fluido o se aplica de nuevo la presión, o una combinación de los mismos.

##### **2.5.4.1. Introducción al Punto de Anclaje**

El punto de anclaje es una consideración importante en el proceso del diseño de pozo MPD. Este es una profundidad física en el pozo en el cual las presiones dinámicas y estáticas son la misma. La localización del punto de anclaje es definida por el diseñador.

En campos agotados donde la presión de poro y la fuerza de la formación han declinado, hay una necesidad de navegar hacia abajo a través de una ventana de presión estrecha. Por realizar eso, pueden ser evitados puntos adicionales de anclaje. Si la presión de poro/gradiente de fractura diverge con la profundidad, el punto de anclaje debe colocarse al tope de la sección MPD para proteger el zapato del revestimiento. Si los gradientes son cercanos, o convergen, entonces el punto de anclaje debe ubicarse en el lugar de la broca.

Muchos factores alteran la posición y la presión del punto de anclaje incluyendo:



- Peso del lodo
- La velocidad de las bombas
- Presión de superficie estática aplicada
- Presión de superficie dinámica aplicada

Alterar cualquier combinación de estas puede alterar la localización y el valor del punto de anclaje. La siguiente tabla resume como el punto de anclaje es afectado por el cambio de esos parámetros.

*Tabla 6: Impacto de los cambios en los puntos de anclaje*

<b>Incrementa en</b>	<b>Profundidad del punto de anclaje</b>	<b>Presión en el punto de anclaje</b>
<b>Presión de Choque Bombas encendidas</b>	Disminuye	Disminuye
<b>Presión de Choque Bombas Apagadas</b>	Incrementa	Incrementa
<b>Peso del Lodo</b>	Disminuye	Incrementa
<b>Velocidad de las bombas</b>	Disminuye	Disminuye

*Fuente. Tomado de Advanced MPD Well Design. Blade Energy Partners.pag.4-16*

#### **2.5.4.2. Recopilación y análisis de datos**

La recopilación y análisis de datos para un pozo MPD es un paso crítico en el diseño del pozo. Los datos a recopilar incluyen:

- Cualquiera y toda la información de la presión de formación, incluyendo las incertidumbres.
- Datos del fluido de perforación.
- Especificaciones del equipo de perforación.
- Documentos de pozo.
- Presión de estabilidad de la roca.

La recopilación de datos debe ayudar a responder las siguientes preguntas:

- ¿Está la perforación relacionada con asuntos que podrían ser mejorados o eliminados usando MPD en este pozo o campo?
- ¿La perforación convencional causa daños en la formación que MPD puede reducir o eliminar?
- ¿Hay alguna formación o yacimiento relacionado con problemas probablemente por usar MPD?
  - Problemas de estabilidad de hueco

La información obtenida en este escenario debe ayudar a responder las siguientes preguntas:

- ¿Las condiciones de MPD pueden ser prácticamente logradas?
  - ¿Permite lograr la presión de fondo deseada a la profundidad deseada con una tolerancia apropiada?
  - ¿Permite lograr satisfactoriamente la limpieza del hueco mientras controla la presión?
  - ¿Afectará o impactará el funcionamiento del motor y/o BHA?
  - ¿Está dispuesto el equipo de MPD a conseguir los objetivos?
- ¿Puede ser diseñado y mantenido un sistema de flujo apropiado?
  - Compatibilidad de Fluido/formación
  - Compatibilidad del sistema de fluido/superficie
  - Compatibilidad de espumador/es si se considera perforación con espuma
- ¿Cualquier consideración que represente un obstáculo?
  - Alta temperatura
  - Seguridad y consideraciones regulatorias
  - Disponibilidad de logística y equipo
- ¿Es el pozo o proyecto económicamente viable?

Si todas estas preguntas pueden ser respondidas con la recopilación y análisis de datos, previamente hecho, se da por finalizado éste paso.

#### **2.5.4.3. Realizar Ingeniería MPD**

Ahora el problema ha sido limitado, el diseñador puede progresar con la realización de los cálculos iniciales de MPD. Un enfoque recomendado para la realización de esos cálculos es como sigue:

Programa para modelar el flujo – como un diseño de pozo MPD es un proceso iterativo, es recomendado usar un programa para modelar el flujo hidráulico. Si bien los cálculos hidrostáticos son relativamente fáciles de hacer, los cálculos para una fricción precisa son más complicados. Los datos de entrada al programa son:

- ✓ Trayectoria del pozo
- ✓ Diseño del revestimiento
- ✓ Propiedades del fluido
- ✓ Perfil de temperatura
- ✓ Diseño de la sarta de perforación
- ✓ Diseño del BHA
- ✓ Caudal de las bombas

MPD, en muchos casos, usa fluidos monofásicos y un modelo de monofásico será adecuado. El enfoque para un modelo monofásico será diferente a como el ingeniero de perforación acostumbre hacerlo. El programa necesita tener la funcionalidad de ser capaz de correr simulaciones con una presión de superficie arreglada y en algunos casos, ser capaz de reparar una presión en el hueco del pozo (es decir, en el zapato del revestimiento). Considere además que necesita dar la presión en las líneas de superficie salientes del pozo. La presión normalmente está siendo monitoreada en el colector de choque, con una manguera o tubería dura conectándolas a las BOP's (Conjunto de preventoras). Una pérdida de presión considerable puede ocurrir en esas líneas dependiendo del diámetro interno de las tuberías y el paso desviado del flujo.

El objetivo del diseño es optimizar la combinación de la densidad del lodo y el caudal de la bomba. Una densidad más baja del fluido resulta en una curva de presión más empinada y una escala más pequeña de sobre balance en el fondo. Una densidad de fluido más baja también resulta en una presión de bomba más alta que en giro resulta en caudales de bomba más bajos, y en pérdidas de presión por fricción más bajas en el hueco del pozo. Además, la densidad más baja del lodo resulta en presión de superficie anular más alta para mantener constante las presiones de fondo del pozo, particularmente durante las conexiones y desconexiones.

#### **2.5.4.3.1. Peso de lodo requerido para una sola fase en operación MPD**

La elección de la densidad del lodo de las operaciones de MPD es un proceso iterativo, y tradicionalmente ha implicado las conjeturas de la primera opción. Un enfoque de ingeniería y metódico se presenta para eliminarla mayor cantidad de

trabajo de la conjetura como sea posible. El enfoque se basa en una estimación inicial sobre el peso del lodo deseado e iterando hacia la solución final:

- Como punto de partida, calcular un peso equivalente de lodo (EMW), de modo que su gradiente más la WHP<sub>dyn</sub>, sea igual a la P<sub>ann</sub> objetivo (AP).

$$EMW = \frac{P_{Ann(AP)} - WHP_{dyn}}{0.052 * TVD_{AP}}$$

Donde:

<b>EMW</b>	: Peso equivalente de lodo
<b>P<sub>Ann(AP)</sub></b>	: Presión anular objetivo a la profundidad del punto de anclaje
<b>WHP<sub>dyn</sub></b>	: Presión de cabeza de pozo dinámica
<b>TVD<sub>AP</sub></b>	: Profundidad vertical real objetivo

Presión anular objetivo a la profundidad del punto de anclaje ( $P_{Ann(AP)}$ ): Este estará usualmente justo un poco por encima de la presión de poro (PP) y la presión de fractura (PF). Sin embargo, la decisión podría estar afectada por otras consideraciones, generalmente identificadas en concordancia con la estrategia general del pozo. Algunas de las consideraciones son:

- ✓ Factores que mueven el objetivo  $P_{ann(AP)}$  hacia el FP:
  - Posibilidad de gases tóxicos asociados con un influjo potencial
  - Estrictas políticas regulatorias/medioambientales con respecto al flujo del yacimiento; y/o
- ✓ Factores que mueven el objetivo  $P_{ann(AP)}$  hacia el PP:
  - Alto riesgo/costo de pérdidas (total de pérdidas y/o lodo muy costoso);
  - Desear minimizar el sobre balance para reducir el daño de la formación.
  - Planear realizar algún tipo de determinación de la presión de poro durante la operación y/o;
  - Set de superficie para llevar influjo del yacimiento.
  - Propenso para niveles diferenciales
  - La roca es dura de baja perforación

Este peso del lodo inicial se sobreestima, ya que incluye las pérdidas de presión por fricción, pero esto se puede ajustar durante el proceso de iteración.

- ✓ Ejecute el modelo de simulación de la EMW calculado, y encuentre la presión por fricción anular desde la superficie hasta la profundidad de punto de anclaje ( $\Delta Pf_{(1)}$ ). Añadir este ( $\Delta Pf_{(1)}$ ) a la  $WHP_{dyn}$ , para obtener una presión estática cabeza del pozo ( $WHP_{st(1)}$ ).

$$WHP_{st(1)} = WHP_{dyn} + \Delta Pf_{(1)}$$

Donde:

- $WHP_{st(1)}$  : Presión estática cabeza del pozo
- $WHP_{dyn}$  : Presión dinámica cabeza del pozo
- $\Delta Pf_{(1)}$  : Presión por fricción anular desde la superficie hasta la profundidad de punto de anclaje

- ✓ Esta presión de cabeza de pozo inicial es sobreestimada, ya que la fricción se calcula con un peso del lodo sobreestimado. Esto se ajusta durante el proceso de iteración.
- ✓ Ahora, obtenga un peso de lodo nuevo  $MW_{(1)}$  de modo que su gradiente más el  $WHP_{st(1)}$ , sea igual a el objetivo  $P_{Ann(AP)}$ .

$$MW_{(1)} = \frac{P_{Ann(AP)} - WHP_{ST(1)}}{0.052 * TVD_{AP}}$$

Donde:

- $MW_{(1)}$  : Peso de lodo nuevo
- $WHP_{st(1)}$  : Presión estática cabeza del pozo
- $P_{Ann(AP)}$  : Presión anular objetivo a la profundidad del punto de anclaje
- $TVD_{AP}$  : Profundidad vertical real objetivo

Realizar una segunda pasada del modelo de simulación con el  $MW_{(2)}$  calculado, para encontrar una segunda presión por fricción de la superficie a la profundidad de punto de anclaje ( $\Delta Pf_{(2)}$ ). Añadir este ( $\Delta Pf_{(2)}$ ) a la  $WHP_{dyn}$ , para obtener una presión estática de cabeza del pozo ajustada  $WHP_{ST(2)}$ .

$$WHP_{ST(2)} = WHP_{dyn} + \Delta Pf_{(2)}$$

Donde:

$WHP_{ST(2)}$	: Presión estática cabeza del pozo ajustada
$WHP_{dyn}$	: Presión dinámica cabeza del pozo
$\Delta Pf_{(2)}$	: Segunda presión por fricción de la superficie a la profundidad de punto de anclaje

- ✓ Calcular el nuevo peso de lodo ajustado  $MW_{(2)}$ , según el cálculo anterior utilizando la última  $WHP_{ST}$  calculada. Para comprobar si es necesario repetir una vez más, comparar el último peso del lodo a la anterior. Si la diferencia entre los dos es menos de lo que es prácticamente manejable en condiciones de campo para la densidad del lodo, el último valor es lo suficientemente bueno para el diseño. Esto significaría, en las unidades de campo, una diferencia de menos de 0,05 ppg.

$$|MW_2 - MW_1| \leq 0.05 \text{ ppg}$$

### 2.5.5. ESPECIFICAR EL EQUIPO

Una vez que el diseño ha sido terminado, la especificación del equipo requerido puede ser desarrollada. El equipo incluye:

- Especificaciones RCD
- Especificaciones del estrangulador MPD (clasificación, automático, semi-automático, manual)
- Tamaño de línea
- Tamaño del separador y cálculos (si es necesario)
- Despreciar equipos
- BHA (Ensamblaje de fondo)
- El equipo adicional

### 2.5.6. DEFINIR ESTRATEGIAS

Tres operaciones de MPD que difieren significativamente de la perforación convencional son el acto de la perforación en sí, las desconexiones, y el control del pozo. Como MPD es una nueva tecnología para la mayoría de los operadores, probablemente no existe cubrimiento de los temas. Como tal, los documentos de estrategia se deben desarrollar para reducir la brecha entre lo que ha sido

aceptado y las operaciones de MPD. Los documentos de estrategia son de alto nivel, y establecen las pautas de cómo las operaciones se llevarán a cabo.

### **2.5.7. PRESENTAR EL PROCESO DE DISEÑO**

El proceso y el diagrama de instrumentación (P & ID) es un documento esencial en una operación de MPD. Este sirve como modelo para el levantamiento de la torre MPD y se añadirá a la plataforma los detalles de cada línea, la válvula y el sensor. Este esquema será utilizado por el proveedor de servicios durante el levantamiento del equipo, y deben ser auditadas durante la fase de puesta en marcha.

### **2.5.8. ESCRIBIR EL PROGRAMA DE MPD**

El paso final es recopilar toda la información del diseño del pozo en el programa de perforación para la sección de MPD. Los procedimientos detallados se incluyen como parte del programa de MPD. Es importante señalar que estos procedimientos incluirán suficiente detalle, identificar cada válvula por su único nombre y suposición (abierta o cerrada) durante cada operación.

## **2.6. FLUIDOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN CON PRESION CONTROLADA**

Los yacimientos de baja presión a menudo representan desafíos para perforar. Por lo general, junto con la reducción de la presión de poro viene una reducción de la presión de fractura, que puede crear un escenario de ventana estrecha. Esta situación es cada vez más común en los campos maduros, donde los operadores están encontrando este tipo de problema en casi todos los pozos.

Algunos de los candidatos MPD requieren la inyección de un gas para aligerar la columna de fluido con el fin de disminuir suficientemente la presión hidrostática. En estos casos, todo el rigor de diseño del pozo sub-balanceado debe ser aplicado, excepto por el hecho de que los hidrocarburos no fluyen a la superficie.

### **2.6.1. LÍQUIDOS GASIFICADOS**

Son una combinación de líquido y gas, donde el líquido es la fase continua, no tienen tensoactivos que unen al gas dentro del líquido.

- **Ventajas**

- Costo más bajo.
- Posibilidad de reciclarlos líquidos.
- Mejores propiedades ambientales.

- **Desventajas**

- Tienen un contenido de capacidad de acarreo de sólidos mucho más bajos.

## 2.6.2 .PERFORACIÓN CON ESPUMA

Los sistemas de espuma crean una menor pérdida por fricción. Pero su uso presenta un conjunto adicional de problemas debido a la generación de ésta en el lado de inyección y al romperla para los efectos de retornos.

*Figura 12: Generación de espuma utilizando bombas de niebla, bolsas de surfactante y N2 criogénico.*



*Fuente. Tomado de Advanced MPD Well Design. Blade Energy Partners.pag. 6-21*

- **Ventajas**

- Debido a la estructura de la espuma, que tiene una muy buena capacidad de acarreo de sólidos, ésta tiene mejores características de limpieza del pozo.
- La velocidad mínima para la limpieza del pozo se fija en 100 pies por minuto.



- **Desventajas**

- Altos costos del tensoactivo y del equipo adicional necesario.
- Alto grado de complejidad al sistema.
- Contaminación de gases ácidos, hidrocarburos y salmueras.
- Pierden su estabilidad con la temperatura.
- Viscosidad relativa superior. Esto aumenta la pérdida de presión por fricción en el pozo.

El rompimiento de la estructura de la espuma debe llevarse a cabo cuando se llega a la superficie para separar eficazmente los componentes de fluido (gas, agua, hidrocarburos líquidos y sólidos). Si no se rompen eficazmente, la espuma puede causar problemas de separación y el separador será sobrecargado. Pueden romperse química o mecánicamente.

Los sistemas de espuma pueden ser definidos como espumas estables, que contienen gas de sólo agua y un tensoactivo, y espumas rígidas, que incluyen geles y polímeros para aumentar la viscosidad del sistema. Reforzadores y estabilizadores de espuma también pueden ser añadidos al sistema para aumentar su vida media.

### **2.6.3. GAS NATURAL**

El gas natural en una forma pura es un líquido ideal para sistemas de baja presión. Dado que el sistema está libre de oxígeno, es seguro de usar porque los gases de hidrocarburos sin oxígeno no son inflamables.

Además de la ventaja del costo también tiene la ventaja de extenderla operatividad del pulso de lodo en el equipo de MWD. Si el crudo o diesel son los fluidos de perforación, el gas natural saturará el producto bruto (gas entra en solución) minimizando así el gas libre en la tubería de perforación. Esto disminuirá la fracción de volumen de gas aumentará la operatividad del equipo MWD. Por estas dos razones específicas se sugiere que se persiga primero la opción de utilizar gas natural para perforar. Si el gas natural se descarta, debido a la disponibilidad o las preocupaciones de seguridad (es decir, las aplicaciones de tubería flexible), las opciones más costosas, a continuación, deben ser evaluados.

#### **2.6.4. MEMBRANA DE NITRÓGENO**

La fuente de gas más común usada para la perforación de baja presión es la membrana generadora de nitrógeno. Un sistema de generación de membrana completo se compone de los compresores de alimentación, un sistema de refrigeración (dependiendo de la temperatura ambiente), las unidades de membrana, refuerzo del compresor y dependiendo de la presión de inyección (típicamente por encima de 2000 psi) puede ser necesario un compresor de alta presión de refuerzo.

La tecnología de membrana utiliza las tasas diferenciales de difusión molecular de los gases a través de fibras semipermeables suficientes para separar el oxígeno del aire para producir una corriente de producto no combustible (Nitrógeno).

- **Ventajas**

- Menor costo por unidad para las operaciones en que se requieren grandes volúmenes de nitrógeno, y logística.
- Una vez que la inversión inicial se ha hecho, un sistema de membrana puede generar grandes volúmenes de nitrógeno a una velocidad continua para un costo bajo de volumen por unidad.
- El sistema es portátil y se puede mover de un lugar a otro con la plataforma. Esto elimina las preocupaciones con el movimiento de grandes volúmenes de materiales durante el programa de perforación.
- El sistema es de aproximadamente 50% de eficiencia. Esto significa que los compresores de alimentación deben producir el doble del volumen de aire que se requiere.

- **Desventajas**

- Gran costo de movilización, el tamaño del equipo, el mantenimiento y la presencia de oxígeno.
- Tamaño del sistema y el número de componentes.

#### **2.6.5. NITRÓGENO CRIOGÉNICO**

El nitrógeno líquido es un candidato ideal para la fase de gas en el sistema de fluido mezclado. Es inerte, seguro y fácil de usar. Debido a las ventajas, se ha utilizado en muchos sistemas de fluidos mezclados para UBD y MPD. El nitrógeno

líquido es transportado y almacenado en los tanques a granel. Un sistema de convertidor de líquido se utiliza para convertir el líquido a un gas a la presión requerida para el sistema de fluido.

*Figura 13: Operador de nitrógeno criogénico con la unidad.*

(Obsérvese la acumulación de hielo en las líneas de transferencia de nitrógeno líquido y bombas, debido a la refrigeración por evaporación.)



*Fuente. Tomado de Advanced MPD Well Design Blade Energy Partners. pag. 6-25*

Éste es transportado al sitio requerido como un líquido. Los tanques criogénicos son necesarios para el transporte de nitrógeno líquido para la ubicación, porque el punto en que la presión de vapor del nitrógeno es igual a la presión que lo circunda y por tanto pasa a líquido. (En condiciones atmosféricas) es  $-321^{\circ}$  F.

### **Desventajas**

- Disponibilidad, logística, transporte y costo.
- Se debe tener cuidado en el almacenamiento, la evaporación puede resultar en una reducción del 20% en volumen almacenado por día.
- Los derrames son muy peligrosos, debido a su temperatura extremadamente baja. Puede causar lesiones graves si se hace contacto con la piel o las extremidades. Además, en contacto con el equipo que puede causar la fragilización del acero, lo cual puede causar serios daños a cubiertas, contenedores, etc.

## **2.6.6. GASES DE ESCAPE**

Northland Energy ha desarrollado un paquete de suministro de gas que lleva el escape de los compresores de gas y lo utiliza como el gas de alimentación. Para ello, el sistema comprime el gas de escape de un motor alimentado con propano. Dado que los motores están normalmente impulsados por propano (o puesto al diesel) los gases de escape son relativamente limpios.

El gas de escape se trata para eliminar el oxígeno residual e hidrocarburos, dejando atrás un gas inerte compuesto de 87% de nitrógeno y 13% de dióxido de carbono. La tecnología de gases de escape elimina el oxígeno (debido a la combustión) un mecanismo potencial de corrosión, y requiere menos equipos en el lugar, por lo general sólo un patín individual es requerido.

## **2.7. MPD MAR ADENTRO**

La aplicación de técnicas de MPD a las perspectivas de alta mar puede tener un impacto significativo en los costos de pozo, donde las tasas de operaciones diarias son altas en comparación con las operaciones basadas en tierra. Cualquier tiempo de pérdida invisible (ILT) salvo durante la perforación tiene un efecto amplificado en el AFE de perforación. La lucha contra los efectos del pozo de respiración mediante el empleo de técnicas de presión de fondo constante y reducir el número de sartas de revestimiento requeridos son dos de las formas en que el MPD pueden impactarlas operaciones en alta mar.

### **2.7.1. PERFORACIÓN SUBMARINA CON ELEVACIÓN CON LODO (SME)**

#### **2.7.1.1. Ingeniería y diseño de pozo**

SME utiliza una bomba submarina para elevar los retornos y los recortes de los fondos marinos. De este modo, se elimina la presión adicional del pozo que habría sido ejercida del lodo en el tubo ascendente. Este ha sido sustituido por una columna de agua de peso reducido y degradado. SME fue investigado por un proyecto conjunto de la industria (PIJ) para aplicaciones de profundidad de agua de 4.000 a 10.000 pies. Los PIJ realiza una implementación de prueba del sistema con éxito, sin embargo, por diversas razones técnico-económicas el uso generalizado ha sido insignificante.

Consideraciones de diseño para este tipo de pozos se convierte en una ecuación de balance de masa compleja. Es posible añadir entonces una presión aplicada de nuevo en el fondo del mar mediante la instalación de un estrangulador submarino que es operado por un ROV (Robot marino). La velocidad de flujo en el pozo no debe exceder la capacidad de la bomba del lecho marino para levantar los retornos a la plataforma. Existen también sistemas que excluyen a un elevador y el RCD submarino y permitir que la bomba submarina levante todos los retornos a la superficie a través de una manguera.

Los cálculos térmicos son también importantes para pozos profundos en alta mar, donde la densidad del fluido está constantemente cambiando con los cambios bruscos en las temperaturas circundantes.

El único aspecto del diseño de SME de pozos corresponde a la especificación del agua de mar impulsado por bombas de fluido. La ecuación de equilibrio de presión que rige para la bomba es como sigue:

$$P_{SWD} = P_{DMW} + P_{FML} + P_{FSWL}$$

Donde:

$P_{SWD}$	= Presión de descarga de la potencia del Fluido agua de mar
$P_{DMW}$	= $0.052 * WD * (PPG_{MUD} - PPG_{SW})$ Presión diferencial entre la columna de lodo y el agua Submarina
$PPG_{MUD}$	= Peso del lodo en libras por galón
$PPG_{SW}$	= Peso del agua submarina en libras por galón
$WD$	= Profundidad del agua
$P_{FML}$	= Presión de Fricción en la línea de retorno de lodo
$P_{FSWL}$	= Presión de Fricción en la línea de poder del agua Submarina

### 2.7.1.2. Operaciones y control de pozos

Al igual que los sistemas basados en dilución, el sistema de bombeo se basa en utilizar un fluido de alta densidad en la sarta de perforación. Esto hace que el uso de SIDPP (Presión de cierre en la tubería) sea imposible para determinar la presión del yacimiento. Durante las actividades normales de perforación, de la bomba se basa en sistemas MPD para controlar la BHP mediante el control de la presión de entrada a la bomba. La energía impartida en el fluido disminuye la presión anular. La velocidad de la bomba se convierte en el principal indicador de la afluencia. Si se produce una afluencia, la bomba debe aumentar para mantener

la presión de entrada en la bomba constante. Otros métodos de detección de patada también están disponibles para los sistemas de bombeo de lodo, entre ellos:

- Incremento rápido en la rata de penetración (Drilling Brake)
- Ganancia en los tanques (Pitgain)
- Disminución de la presión de circulación
- Aumento en el torque de rotación, arrastre y llenado
- Aumento de peso de la sarta

Un método no disponible es el tamaño y forma de los cortes, como los sistemas de lodo elevadores utilizan un sistema de trituración de cortes en frente de la bomba.

El flujo desde el pozo con las bombas de lodo apagado puede o no puede ser un indicador, dependiendo de si se utiliza una válvula de cierre de flujo.

Al igual que en la mayoría de las formas de control del pozo, la primera decisión que debe hacerse una vez que se detecta una patada es la posibilidad de cerrar el pozo o utilizar un procedimiento dinámico de matar para controlar el flujo. Si la patada es pequeña, el control de la BHP puede lograrse instantáneamente al cambiar la presión de entrada en la bomba. La presión de entrada se puede aumentar hasta que el caudal de la bomba submarina coincide con la velocidad de la bomba de lodo.

En la mayoría de los casos, el pozo se cerrará en las actividades de control más convencionales de pozos. El cierre en los procedimientos debe ser bien pensado, como un cierre duro puede provocar la fractura del pozo, si una válvula de cierre de flujo no está en su lugar o tiene una fuga. Esto es porque la cabeza hidrostática de una columna llena de lodo en la sarta de perforación excederá normalmente el gradiente de fractura de la formación.

## **2.7.2. CAP M**

### **2.7.2.1. Ingeniería y diseño de pozo**

CAPM es un concepto de doble gradiente MPD desarrollado por TransOcean. También se conoce como un sistema basado en la dilución. En lugar de la inyección de un gas en el tubo ascendente, o utilizando una bomba de lodo

submarina para levantar los retornos, un segundo lodo más ligero (LM) se inyecta en el tubo ascendente a la mezcla el lodo de perforación o lodo pesado (HM) y el lodo más ligero, un tercer "peso del lodo" se desarrolla.

La suma de los fluidos de perforación en el pozo abierto, más el lodo mezclado en el tubo ascendente da un peso del lodo equivalente un poco más bajo que lo que ejercería un solo gradiente.

Las ventajas de este sistema son:

- No hay modificaciones mayores del equipo
- Conserva la operatividad, ya que es bastante simple de cambiar de perforación de un solo gradiente a la perforación de doble gradiente
- Baja inversión de capital necesaria.
- Mínimo equipo submarino para operar y mantener.

Diseño de un pozo con CAP M requiere navegar por la curva de peso del lodo a través del gradiente de presión de poro/fractura Para lograr esto se puede ajustar los pesos de lodo o los caudales respectivos de bomba.

### **2.7.2.2. Operaciones y control de pozos**

El principal problema con los sistemas MPD basados en la dilución CAP M es la capacidad de determinar la intensidad de la patada. Este problema se produce porque la tubería de perforación casi siempre está sobre balanceada, incluso cuando se produce una patada.

El punto importante es que esto es sólo una estimación, en comparación con la medición directa en las operaciones convencionales. Por esta razón, se recomienda que el método del perforar sea utilizado para hacer circular fuera la patada. Una vez que la patada está fuera del espacio anular y en la línea de choque, el pozo se puede cerrar y realizar una medición directa. Una medición más precisase puede realizar cuando la primera circulación del método del perforador está completa, y la patada está fuera del pozo.

Otra complicación grave de una patada en doble gradiente es el hecho de que la dilución adecuada debe mantenerse durante toda la matanza. Se debe reconocer que al no mantener la dilución adecuada puede resultar un daño del zapato. Como cerrando la BOP normalmente se va a aislar la línea de la dilución, el fluido de

dilución se bombea a la línea de matanza. La relación de dilución debe mantenerse constante durante la primera circulación para no complicar el proceso.

Después que la primera circulación este completa y conocida a BHP, existen varios métodos para matar el pozo. Estos son:

- Aumentar la densidad del lodo pesado.
- Aumentar la densidad del lodo ligero.
- Cambiando la proporción de mezcla.

### **2.8.3. Doble gradiente**

Hay muchas formas de perforación de doble gradiente. Como se infiere del nombre, dos gradientes de fluidos se han diseñado y gestionado para manipular el BHP.

La perforación convencional requiere de la columna de lodo estática para contener la presión de formación. En pozos en alta mar la columna de lodo estática impone una presión significativamente más en contra de la formación puesto que éste ocupa el lodo elevador (lecho marino a la superficie). Sin embargo, en las secciones superiores del pozo, no existe en general una formación reducida con sobrecarga lo cual hace una ventana estrecha de presión entre la presión de poro y el gradiente de fractura. La premisa del gradiente doble es reducir o eliminar esta presión adicional impuesta por la columna de lodo elevador. De este modo, se puedan reducir el número de secciones de revestimiento, y por lo tanto de costos. La forma más simple de doble gradiente sería la de permitir que todas los retornos se derramen sobre el fondo del mar. Sin embargo este enfoque es el límite de la legislación ambiental y el costo.

Gradiente dual no necesariamente se realiza mediante la inyección de un fluido o gas adicional, también puede lograrse mediante la inyección de vidrio o perlas termoplásticas que se reciclan y se re-inyectan.

#### **2.8.3.1. Las operaciones y el control del pozo**

Para los sistemas basados en la circulación continua, una patada es manejada de manera similar a un evento de control de pozo convencional. El pozo se cierra y la



BHP se determina a partir de la SIDPP. El peso del lodo necesario para equilibrar la patada se calcula por:

$$KWM = \frac{SIDPP}{0.052 * D_{tvd}} + MW_{old}$$

Donde:

- KWM*** = Peso Muerto del lodo (ppg)
- SIDPP*** = Presión de cierre de la tubería de perforación (psi)
- D<sub>tvd</sub>*** = Profundidad vertical verdadera (pie)

## 3 SELECCIÓN DE EQUIPOS

### 3.1 EQUIPOS PARA LA PERFORACION BAJO BALANCE

La selección de equipos se empieza en el lado de inyección y será trabajada a través del equipo de superficie vía la cabeza del pozo y el sistema de separación a la tea.

#### 3.1.1 EQUIPO DE INYECCIÓN DE GAS

Para operaciones de perforación con aire, se usan los mismos compresores y elevadores de presión (Boosters) y para un sistema de generación de Nitrógeno se adiciona una unidad de generación de Nitrógeno.

##### 3.1.1.1 Compresores de aire

Los compresores primarios de aire utilizados en operaciones de perforación bajo balance son normalmente compresores de tornillo de dos etapas con sistema de enfriamiento.

La mayoría de estos compresores producen un máximo flujo de aire de 900 scftm de 300-350 psi, con una potencia de aproximadamente 380 BHP a 1800 rpm. Los compresores son movidos por un motor diesel y son montados sobre patín.

*Figura 14: Compresor de aire.*

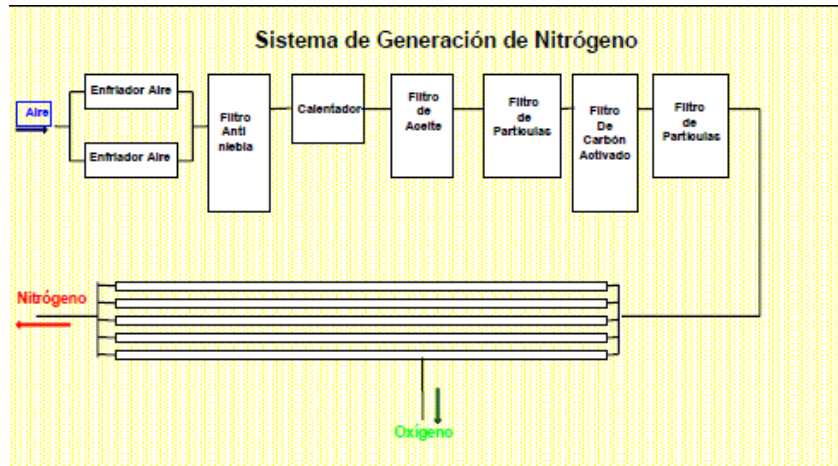


*Fuente. Tomado de Introducción a la perforación bajo balance. Weatherford. Pag 98*

##### 3.1.1.2 Sistema de generación de nitrógeno

La unidad de producción de Nitrógeno es un sistema sencillo en contenedores con aire comprimido a la entrada del sistema y nitrógeno producido en la salida.

Figura 15: Flujo a través de un generador de Nitrógeno



Fuente. Tomado de Introducción a la perforación bajo balance. Weatherford. Pag 99

El desempeño de las membranas es generalmente descrito como una función de la pureza del nitrógeno, temperatura y presión de operación. En general, la productividad aumenta con un aumento de presión y temperatura. Una unidad de producción de nitrógeno contiene todos los equipos requeridos para acondicionar apropiadamente el aire de carga suministrado a los módulos de membranas. El equipo típico incluye un receptor de aire, separador de humedad, filtro coalescente, filtro de carbón y un filtro de partículas. La apropiada operación y mantenimiento de este sistema de filtración evitará que el condensado aceitoso de agua, las partículas en el aire, las incrustaciones en los tubos contaminen o taponen las entradas de las membranas de fibra.

### 3.1.1.3 Compresores auxiliares – Elevadores de presión (Boosters)

Dos tipos de compresores auxiliares son utilizados normalmente en un trabajo de perforación bajo balance, Boosters de baja presión el cual aumenta la presión de salida del nitrógeno de 165 psi a aproximadamente 1800 psi.

- **Boosters de baja presión**

Se componen normalmente de dos cilindros, una o dos etapas, doble acción, reciprocantes, enfriamiento inter etapas y post etapas 7 1/2" x 5" (Diámetro del pistón por longitud del stroke). El compresor auxiliar es capaz de trabajar con una presión de succión de 165 psi.

El volumen de Nitrógeno que puede ser comprimido depende de la configuración del compresor Booster. A mayor volumen, menor presión.

Figura 16: Compresor Booster de baja presión



Fuente. Tomado de *Introducción a la perforación bajo balance*. Weatherford. Pag 102

- **Boosters de alta presión**

El Elevador de presión Booster de alta presión es normalmente de un solo cilindro, doble acción, reciprocante, post enfriamiento, 2.75" x 7".

Este Booster necesita una presión de succión mínima de 1400 psi la cual puede llegar a elevar a 4000 psia con una relación de compresión de 3:1.

Este puede ser de volumen restringido y esto necesita ser confirmado con el proveedor del equipo.

Figura 17: Compresor Booster de alta presión



Fuente. Tomado de *Introducción a la perforación bajo balance*. Weatherford. Pag 103

### 3.1.2 EQUIPO DE CONTROL DE POZO

#### 3.1.2.1 Perforación con tubería Flexible (Coiled Tubing)

El control de pozo utilizando un sistema de perforación con tubería flexible se realiza utilizando un stripper (elemento de caucho de un diámetro inferior al de la herramienta que se pasa a través de él) de caucho dual y no una cabeza rotatoria.

El arme del taladro deberá tomar en cuenta el tendido y recobro del BHA de la tubería flexible bajo presión.

*Figura 18: Strippers para tubería flexible*



*Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. Blade Energy Partners.*

#### 3.1.3 SISTEMAS DE CONTROL ROTATORIOS

El uso principal de un sistema desviador rotatorio es dar sello anular efectivo alrededor de la tubería de perforación durante las operaciones de perforación incluyendo los viajes.

El sello anular debe ser efectivo sobre un amplio rango de presiones y para una variedad de tamaños de equipos y procedimientos operacionales. El sistema de desviador rotatorio de control consigue esto haciendo un sello alrededor de la tubería de perforación.

Este sistema se compone de una carcasa donde los elementos de empaquetamiento son soportados entre los rodamientos y aislados por sellos mecánicos.

Existen dos tipos de desviadores rotatorios reconocidos:

- **Activos**

El tipo activo usa presión hidráulica externa para activar el mecanismo de sello. Los desviadores de control rotatorios normalmente aumentan la presión de sello a medida que la presión del anular se aumenta.

- **Pasivos**

El tipo pasivo usa un sello mecánico con acción sellante activada por la presión del pozo.

### **3.1.4 MANEJO DE HIDROCARBUROS EN SUPERFICIE**

#### **3.1.4.1 Sistemas de snubbing**

Este sistema se instala encima del sistema de desviador rotatorio de control si el viaje debe ser realizado en condición bajo balance sin utilizar una válvula de cierre en fondo.

Estas unidades necesitan el sistema de potencia del taladro para halar y correr tubería y están diseñados para enfrentar solamente situaciones de tubería ligera. La habilidad para instalar un sistema de snubbing debajo del piso del taladro, permite que éste sea usado igualmente en perforación convencional.

Las operaciones de snubbing en un taladro en tierra donde no hay espacio bajo su piso para instalar una unidad tienen que ser realizadas en el piso del taladro.

*Figura 19: Unidad de snubbing, asistente de taladro*



*Fuente. Tomado de Introducción a la perforación bajo balance. Weatherford. Pag 111*

### 3.1.4.2 Equipo de separación

En todas las operaciones bajo balance, el sistema de separación que se utilice tiene que ser a la medida de los fluidos esperados del yacimiento. El sistema de separación debe estar diseñado para manejar el flujo esperado de fluidos y gases, debe ser capaz de separar el fluido de perforación del retorno del pozo con el fin de bombearlo de nuevo hacia el mismo. El sistema de separación de superficie en perforación bajo balance puede ser fácilmente comparado con una planta de proceso, y hay muchas similitudes con el proceso de la industria. Las corrientes de fluidos cuando se perfora son frecuentemente descritas como de flujo de cuatro fases, puesto que el flujo de retorno se compone de:

- Aceite
- Agua
- Gas
- Sólidos

El reto del equipo de separación es separar efectiva y eficientemente las fases de la corriente de fluido de retorno a sus corrientes individuales mientras al mismo tiempo retorna un fluido limpio nuevamente al proceso de perforación.

En muchas situaciones el separador es el primer equipo de proceso que recibe el flujo de retorno fuera del pozo. Los separadores pueden clasificarse así:

*Tabla 7: Clasificación de separadores.*

<b>CLASIFICACIÓN</b>	<b>PRESIÓN OPERACIONAL</b>
Baja Presión	10 a 20 psi, hasta de 180 a 225 psi
Presión media	230 a 250 psi, hasta de 600 a 700 psi
Alta presión	750 a 5000 psi

La separación de líquidos y gases se consigue con base en las diferencias de densidad entre líquidos, gases y sólidos. La tasa a la cual los gases y sólidos se separan de un líquido es una función de la temperatura y presión.

Los separadores se clasifican como de “dos fases” si ellos separan gas de la corriente total de líquido y “tres fases” si ellos también separan la corriente líquida en sus componentes de crudo y agua. En perforación Bajo Balance, el término separación en “cuatro fases” se usa para indicar la separación de 1) aceite, 2) agua, 3) gas y 4) sólidos.

Pueden utilizarse separadores horizontales y verticales. Los separadores verticales son más efectivos cuando retornan predominantemente gas, mientras que los horizontales tienen mayor y más eficiente capacidad para manejar fluidos.

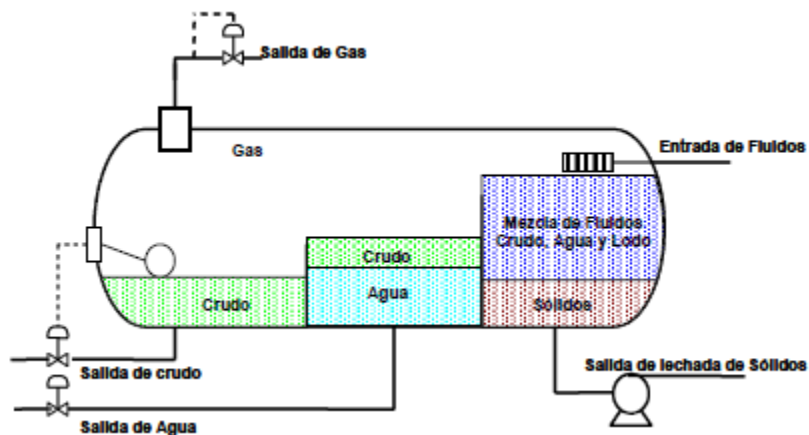
- **Separadores horizontales**

En separadores horizontales, el retorno al pozo entra y es detenido por los baffles reductores de velocidad.

Los sólidos predominantemente se depositan en el primer compartimiento de donde son removidos por una bomba de transferencia de sólidos. El líquido pasa sobre una platina de partición al segundo compartimiento donde ocurre una separación de sólidos adicional y el líquido empieza a separarse en virtud de su diferencia de densidad y tiempo de residencia. El líquido se desborda hacia el tercer compartimiento donde la separación es terminada. El componente de agua y los hidrocarburos líquidos son descargados desde diferentes niveles de este tercer compartimiento.

El separador debe ser equipado con válvulas de alivio de presión de tamaño adecuado y con válvula de cierre de emergencia, que actúan en condiciones de alto y bajo nivel de líquido y/o alta y baja presión. Debe tener visores o mirillas para observación de los niveles de líquido y sólidos.

*Figura 20: Separador horizontal*



*Fuente. Tomado de Introducción a la perforación bajo balance. Weatherford. Pag 113*

- **Separadores verticales**

En un separador vertical los sólidos se depositan predominantemente en el fondo del recipiente de donde pueden ser removidos. El residuo de líquidos y gases son separados por su diferencia en densidad con el gas arriba, aceite en el medio y agua abajo encima de los sólidos. El componente de agua e hidrocarburos líquidos son descargados desde diferentes niveles del recipiente.



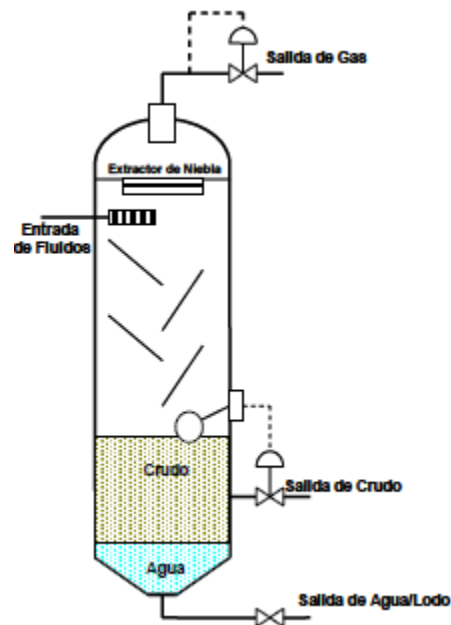
La ventaja de los separadores verticales es la reducida área requerida para su instalación y su mejor capacidad de manejo de gas.

Un separador debe tener las siguientes habilidades:

- Remover todo el líquido de los gases.
- Remover los sólidos del líquido.
- Separar el aceite del agua.
- Suficiente capacidad para manejar descargas de los fluidos líquidos del pozo.
- Suficiente longitud o altura para permitir que las pequeñas gotas se depositen por gravedad.
- Un medio para reducir la turbulencia en el cuerpo principal del separador para que pueda darse una apropiada deposición.
- Un extractor de niebla para capturar gotas demasiado pequeñas para depositarse por gravedad.
- Controles apropiados de contrapresión y niveles de líquido.

La eficiencia del separador para remover gas del aceite depende de las características físicas y químicas del crudo, de la presión y temperatura de operación del separador, tasa de flujo, tamaño y configuración del separador. La tasa de flujo y profundidad del líquido en el separador determinan la “residencia” o tiempo de deposición de la fase líquida.

*Figura 21: Separador vertical*



*Fuente. Tomado de Introducción a la perforación bajo balance. Weatherford. Pag 114*

### 3.1.4.3 Quemadores de gas (Teas)

El gas es normalmente enviado a la tea mientras el crudo y el condensado se almacenan y se bombean luego a la instalación de proceso. Donde no se puede quemar en la tea por regulaciones ambientales, debe considerarse la recompresión del gas y la re-inyección como alternativas.

La quema en la tea se hace o en un pozo o en chimenea.

La chimenea o pozo de tea, debe estar equipado con un sistema automático de ignición y de bloqueo de propagación de llama. Por razones de seguridad una gran consideración debe darse a la disposición del equipo de superficie para evitar exposición de la cuadrilla del taladro a gases nocivos, calor irradiado, ruido y líquidos inflamables.

*Figura 22: Quema de gas de la tea.*



*Fuente. Tomado de Advanced underbalanced well design. Blade Energy Partners.*

## 3.2 EQUIPOS PARA LA PERFORACION CON PRESIÓN CONTROLADA

### 3.2.1 DISPOSITIVOS GIRATORIOS DE CONTROL

Los dispositivos giratorios de control (RCD) se consideran como la principal pieza del equipo que permite las operaciones de MPD, normalmente se coloca por encima de la pila BOP convencional. La función del RCD es proporcionar un sello entre el pozo y la atmósfera, permitiendo al mismo tiempo que la tubería se mueva (arriba / abajo y gire).

Figura 23: Dispositivo giratorio de control



Fuente. Tomado de Advanced MPD WellDesignBladeEnergyPartners.

### 3.2.1.1 Sistemas pasivos y activos

Hay dos tipos básicos de cabeza de control giratoria, pasivos y activos.

Los dispositivos pasivos se basan en un ajuste forzado del elemento de empaque alrededor de la tubería de perforación. Las unidades pasivos están diseñadas para ser energizados por la presión del pozo, lo que significa que a mayor presión del pozo, mayor será el sello.

Los dispositivos activos se basan en la presión hidráulica para energizar el elemento de empaque alrededor de la tubería de perforación. A medida que el elemento se desgasta o aumenta la presión anular, la presión hidráulica se puede aumentar con el fin de aumentar la presión de sellado.

### 3.2.1.2 Consideraciones de selección de RCD (Dispositivo giratorio de control)

Debido a que el control del RCD actúa como uno de los principales obstáculos de la presión del pozo, el diseño tiene implicaciones críticas de seguridad. En general, estas tienen tres características importantes:

- Todos los RCD tienen niveles de presión para condiciones estáticas y rotativas. La clasificación de presión estática es la presión máxima, el equipo está diseñado para controlarla sin movimiento de la tubería. Se basa en la presión superficial máxima prevista.

La clasificación de presión dinámica incluye la rotación de la sarta de perforación y el elemento de empaque, durante la perforación. En algunos casos reportados por el fabricante, en varias velocidades de rotación, disminuye el grado a medida que aumenta la rotación. Esta se basa en la presión superficial máxima prevista durante las operaciones de perforación.

- El grado de temperatura, es a menudo una función de los componentes elastoméricos utilizados en la fabricación del RCD. Debe estar basada en la temperatura máxima esperada de los rendimientos de superficie, que se obtiene mediante la realización de un análisis térmico. En ausencia de análisis térmico, la temperatura de trabajo debe considerar las temperaturas de retorno de producción, ya que éstas representan las más altas de retornos posibles, en el caso de entrada también.
- El material de los elementos de sellado debe ser seleccionado de acuerdo a la composición esperada de fluidos presentes en la operación. A pesar de que los fluidos principales serán los únicos inyectados (fluido de perforación o fluido de sacrificio en caso de operaciones de tapón de lodo), existe la posibilidad en las operaciones de MPD tener afluencia de formación durante períodos limitados de tiempo. Esta entrada será diferente en composición y temperatura que el fluido de perforación, y se debe tomar en cuenta para la selección del material.

La apertura máxima del dispositivo de control de rotación también debe ser una consideración en la selección del equipo. El diámetro exterior máximo de todas las herramientas que se ejecutan deben ser considerados, incluyendo bujes de desgaste, envasadores y colgadores de tubería que se ejecutarán durante la terminación.

Muchos RCDs no están diseñados para tener una columna de fluido por encima del elemento de empaquetadura. El fluido por encima del elemento de empaquetadura puede causar daños en el sello superior por lo tanto, la mayoría no tienen un patrón de atornillado encima de ellos. Este será un problema si los planes requieren el uso de una unidad de amortiguación.

### **3.2.1.3 Consideraciones operacionales**

Aumentar el ciclo de vida de los dispositivos giratorios y las juntas elastoméricas son consideración importante cuando se diseña una operación eficiente de MPD. Los planificadores de pozos deben hacer todo lo posible para eliminar las áreas potenciales de problemas para los dispositivos de rotación. La experiencia MPD hasta ahora ha revelado un enorme costo para los operadores cuando los preparativos no fueron hechos para proteger el dispositivo de rotación y los sistemas de sellado. El costo tangible para el tiempo de inactividad, la movilización y el riesgo de problemas de seguridad garantiza que se preste especial atención a lo siguiente:

- Asegurar la adaptación del equipo de perforación sobre el pozo durante las operaciones de traslado del equipo de perforación. La desalineación de la

plataforma crea un desgaste excéntrico a la carga lateral que reduce drásticamente el ciclo de vida de los elastómeros y los componentes del rodamiento.

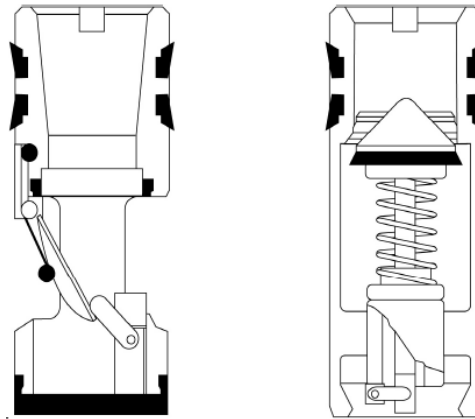
- Asegurar la compatibilidad del fluido con los productos elastómeros.
- Asegurar que las temperaturas de funcionamiento no supere las especificaciones del fabricante.
- Compruebe si las bandas están duras o blandas en secciones propuestas e instalaciones pobres. Si es posible, enviar a un taller mecánico y hacer suavizar (no eliminar) las bandas de material.
- Use el procedimiento de lubricación recomendado por el fabricante para el uso de elastómeros. Asegurarse de que los límites de operación se observan con respecto a la presión, la velocidad de rotación y la temperatura.
- Considere el uso de una bomba de vapor en la corriente de flujo de nitrógeno para proporcionar lubricación.
- Considere el uso de tubos sin ranuras de identificación de grados API. Rellena las ranuras con un material suave y triture las bandas sin problemas.
- La vida útil del elemento de sellado se verá afectado por la presión del pozo, especialmente durante el disparo.

### **3.2.2 HERRAMIENTAS DE LA SARTA DE PERFORACIÓN**

#### **3.2.2.1 Válvulas**

Las válvulas anti retorno (NRV) son complementos esenciales para las operaciones de MPD. En la mayoría de las operaciones hidrostáticamente sub-balanceadas, proporcionan la única barrera entre el reservorio y la superficie del interior de la sarta de perforación. Los escenarios incluyendo la inyección de gas para reducir la carga hidrostática requieren mínimo de dos o tres NRV, en la sarta de perforación se incluirán con el conjunto de fondo de pozo para evitar que el flujo vuelva a subir por la sarta de perforación durante las conexiones y extracción/desconexiones. Además se recomienda una boquilla de asiento por encima de estas dos NRV, en el caso que estos fallen.

Figura 24: NRV (válvula anti retorno)



FTN\_00033 18/01/01

Fuente. Tomado de Advanced MPD WellDesignBladeEnergyPartners.

### 3.2.3 DESGASIFICADORES Y SEPARADORES

#### 3.2.3.1 Tipos de separadores

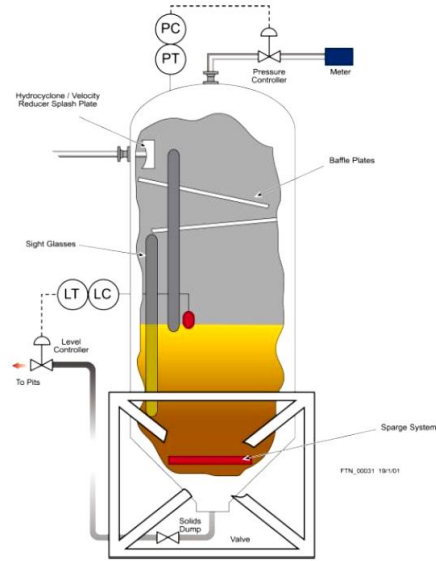
Hay dos diseños básicos para los separadores, vertical y horizontal. El tamaño de los separadores se basa en la velocidad del fluido bombeado, el caudal del fluido que será producido, el tipo de fluido bombeado y producido, el tamaño del pozo, y longitud en pies perforado.

Dependiendo del diseño, pueden ser capaces de separar el gas de líquido (los separadores de 2 fases), o gas de los líquidos y, a continuación el aceite del agua (los separadores de 3 fases). Algunos sistemas de separación están diseñados para eliminar también los sólidos de la corriente (los separadores de 4 fases). Estos son más comúnmente utilizados en las operaciones UBD.

- **Separadores verticales**

Son mejores para la separación de gas -líquido. Una gran mayoría son atmosféricos, los sistemas de separación verticales presurizados no son comunes.

Figura 25: Diagrama de un corte de un separador vertical de 2 fases

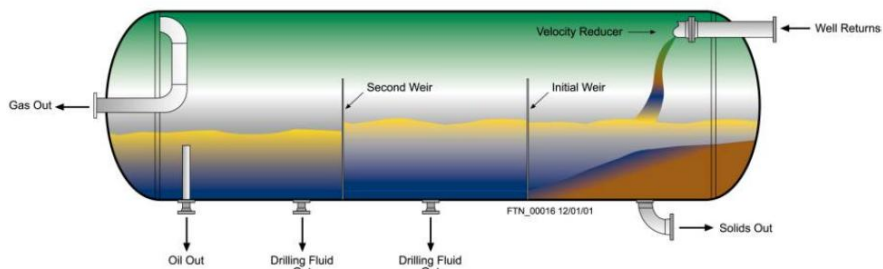


Fuente. Tomado de Advanced MPD WellDesignBladeEnergyPartners.

- **Separadores horizontales**

Son el diseño óptimo para la separación de líquidos de diferentes densidades. Son más presurizados. Estos pueden incluir válvulas reguladoras de presión (PCV) y las válvulas de control de nivel (LCV).

La figura 26: Esquema de un separador horizontal de 4 fases.



Fuente. Tomado de Advanced MPD WellDesignBladeEnergyPartners.

Los separadores se basan fundamentalmente en la gravedad y la diferencia en densidades entre los diferentes fluidos que están destinados a separarse. Entonces, difusores, placas deflectoras, vértice, u otras estrategias se pueden añadir al sistema para ayudar a mejorar la capacidad de separación.

#### 4. SISTEMAS DE CLASIFICACIÓN PARA LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE Y PARA LA PERFORACIÓN CON PRESIÓN CONTROLADA

Uno de los principales logros de la Asociación internacional de contratistas de perforación (IADC) es la adopción de un sistema uniforme de clasificación para MPD y UBD. La clasificación es de tres partes alfanumérica. El objetivo final de esta clasificación es para especificar el equipo necesario para perforar cada tipo de pozo de forma segura.

*Tabla 8: Elementos del sistema de clasificación de MPD y UBD para cada pozo*

NIVEL DE RIESGO	TIPO DE APLICACIÓN	TIPO DE FLUIDO
0	A	1
1	B	2
2	C	3
3		4
4		5
5		

*Fuente. Tomado de Advanced MPD Well Design Blade EnergyPartners.*

##### 4.1. CLASIFICACIÓN DE NIVEL DE RIESGO

El primer nivel del sistema se utiliza para caracterizar el riesgo. La siguiente tabla describe los 6 niveles de clasificación señalados por el IADC.

Los niveles se describen basados en la capacidad del pozo para el flujo y la presión nominal comparativa de la barrera principal a la presión superficial máxima prevista.

*Tabla 9: Clasificación de niveles de riesgo del comité IADC para MPD y UBD*

NIVEL	DESCRIPCIÓN
<b>Nivel 0</b>	Aumento del desempeño; zonas que no contengan hidrocarburos.
<b>Nivel 1</b>	Pozo incapaz de fluir naturalmente hasta superficie. El pozo es "inherentemente estable" y es de un nivel de riesgo bajo desde un punto de vista de control de pozo.



<b>Nivel 2</b>	Pozo capaz de fluir naturalmente hasta superficie pero que puede ser controlado o “matado” por métodos convencionales, con consecuencias limitadas en caso de falla catastrófica del equipo.
<b>Nivel 3</b>	Producción geotérmica & no-hidrocarburos. Presión máxima de cierre menor que el rango de presión del equipo de UBD. En caso de falla catastrófica tiene serias consecuencias inmediatas.
<b>Nivel 4</b>	Producción de hidrocarburos. Presión máxima de cierre menor que el rango de presión que el equipo de UBD. En caso de falla catastrófica tiene serias consecuencias inmediatas.
<b>Nivel 5</b>	La presión máxima proyectada a la superficie excede el rango de presión del Equipo de UBD pero es menor que el rango del BOP. En caso de falla catastrófica tiene serias consecuencias inmediatas.

#### 4.2. TIPO DE APLICACIÓN

Los tipos de aplicaciones se describen entres niveles. Estos se tabulan a continuación.

*Tabla 10: Tipos de aplicaciones según IADC*

<b>NIVEL</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>A</b>	MDP - Perforación con flujo controlado
<b>B</b>	Operaciones Sub-Balanceadas
<b>C</b>	Perforación con Tapón de Lodo

*Fuente. Tomado de Advanced MPD Well Design Blade EnergyPartners.*

- **Sistemas de Nivel A**

La mayoría de los métodos MPD utilizan un equipo y técnicas similares a las que utilizan las operaciones sub-balanceadas sin embargo, el sistema de circulación está normalmente diseñado para ser ligeramente sobre balanceado, incluso cuando las bombas están apagadas. Estos métodos generalmente eliminan los márgenes de seguridad de las operaciones de perforación convencionales y,

aunque el pozo está siendo perforado sobre balance, el sistema está diseñado para manejar fluidos producidos.

- **Sistemas de Nivel B**

Un estado sub-balanceado se produce cuando la presión del fluido de perforación en el espacio anular del fondo del pozo es menor que la presión de poros de la formación siendo perforado. Si las condiciones sub-balanceadas se mantienen durante la perforación, los fluidos de la formación entran en el pozo cuando una zona permeable es perforada, lo que conduce a la producción durante la perforación.

En la perforación sub-balanceada, los equipos de superficie, tales como una unidad de control giratorio (cabeza rotativa), líneas de flujo de alta presión, estrangulador del colector UBD, el sistema del separador y las líneas del quemador permiten para los hidrocarburos producidos y presiones de superficie asociados ser procesados de forma segura.

- **Sistemas de Nivel C**

La perforación con capa de lodo es una técnica utilizada para perforar a través de las zonas productoras, sin regresar a la superficie, es decir, pérdidas totales. El fluido es bombeado hacia abajo simultáneamente con la sarta de perforación a una velocidad suficiente para enfriar los recortes de la broca y transportar hasta la zona de pérdida, así como por el espacio anular a una velocidad suficiente para mantener los líquidos producidos a partir de la migración a la superficie.

### 4.3. TIPO DE FLUIDO

Los sistemas de fluidos han sido clasificados por el IADC como se muestra a continuación.

*Tabla 11: Tipos de Fluidos según IADC*

NIVEL	TERMINO	SG	DESCRIPCION
1	Gas de Perforación	0.00-0.02	Proceso de Perforación utilizando solo gas. Sin adicionar liquido intencional.

2	Niebla de Perforación	0.02-0.07	Perforación de pozos con líquido arrastrado en una fase gaseosa continua; sistemas típicos de niebla tienen < 2,5% de contenido de líquido.
3	Espuma de Perforación	0.07-0.6	Perforación con un fluido de dos fases y una fase líquida continua generada a partir de la adición de líquido, un surfactante, y el gas; espumas típicas van desde 55% a 97,5% de gas.
4	Líquido Gasificado de Perforación	0.55-0.9	Perforación de pozos con un gas arrastrado en una fase líquida.
5	Fluido de Perforación	0.8 y por encima	Perforación solo con fase líquida.

Por ejemplo, un pozo 2-A-4 describe un pozo que es capaz de fluir a la superficie bajo su propia energía (2) y se perfora MPD (A) con fluido de dos fases (4).

## **5. PLANEACIÓN DE SALUD, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE**

Durante la ejecución de operaciones de perforación y muchas de las actividades tienen un potencial de impacto negativo sobre la salud y seguridad de los trabajadores, sobre el medio ambiente y sobre el equipo o instalaciones que se utilizan. El potencial de problemas de HSE aumenta cuando se introduce una nueva operación diferente de la actividad normal. Este es el caso de la perforación bajo balance o perforación con presión controlada en un sitio de perforación.

Estas operaciones son significativamente diferentes al esquema de perforación convencional. Para garantizar una operación segura y eficiente, los supervisores y cuadrillas que ejecutan estas operaciones tienen que familiarizarse con el proceso, el equipo y los procedimientos. Por esto, al establecer un proyecto con este tipo de perforaciones, es crítico que los temas de HSE sean considerados desde los primeros pasos en el ciclo de planeación del proyecto.

### **5.1 SISTEMAS DE MANEJO DE HSE**

Un sistema de manejo de HSE en la compañía describe la manera en que se manejarán los objetivos de HSE. Como en cualquier sistema gerencial, esto se logra enfocándose en las actividades críticas.

Esto asegura que:

- La actividades críticas son efectivamente controladas
- Los procedimientos y documentación están en su lugar
- El desempeño es medido y reportado
- Se identifican las áreas de mejoramiento

Tanto la perforación bajo balance como la perforación con presión controlada y la perforación sub-balanceada son operaciones de perforación con un enfoque HSE.

Como tal, la estructura de gestión HSE impacta con trato y gestión de proyectos.

Este capítulo presenta los elementos de HSE de UBD y MPD y cómo se incorpora en el marco de la gestión de proyectos.

#### **5.1.1. ELEMENTOS DE HSE**

Una vez que el equipo está diseñado y desarrollado, los procedimientos de operación, debe llevarse a cabo para garantizar que los riesgos potenciales de un manejo eficaz y que los controles de seguridad apropiados se han puesto en

marcha. El Hizo debe ocurrir con un plazo suficiente para permitir la implementación de los cambios a los equipos y procedimientos antes de la puesta en marcha operativa. La reunión debe ser atendida por los miembros del equipo del proyecto, empresas de servicios, el personal de operaciones de la plataforma, y una tercera parte el presidente HAZOP que facilita la revisión formal del proyecto.

Los problemas y acciones de seguimiento identificadas durante un HAZOP son formalmente documentados y "cerrado" antes de que comiencen las operaciones.

El diseño del equipo es sólo un elemento de un sistema integral de gestión de la seguridad. Otros elementos claves de HSE incluyen:

- Los procedimientos para las operaciones de perforación especiales y contingencias de emergencia
- Los sistemas integrales de control de seguridad para una gestión eficaz
- Revista de riesgos formalizada llamada HAZID
- Revisión del proceso de seguridad formalizado denominado HAZOP
- Formación especializada para el personal del equipo de perforación y personal de servicio.

### **5.1.2 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN**

El desarrollo de procedimientos, que incluyen todos los servicios, es esencial para garantizar una operación segura y rentable. La piedra angular de procedimientos sistemáticos de una operación es un documento de estrategia operacional que vincula a la empresa las principales políticas operativas con las operaciones críticas de manejo de presión, a saber:

- Estrategia de desconexión
- Estrategia de control del pozo

Basado en el documento de estrategia, los procedimientos de operación normales y de contingencia deben integrarse en un documento con un mecanismo de control de cambios. Capacitación y ejercicios sobre los procedimientos son esenciales para que todos los equipos de perforación estén a la altura de los estándares sobre estos procedimientos.

## 5.2 ASPECTOS AMBIENTALES

El sistema de perforación bajo balance y de perforación con flujo controlado son sistemas totalmente cerrados. Cuando se combina con un sistema de inyección de cortes y un sistema cerrado de tanques de lodo, un yacimiento que contenga ácido sulfuroso ( $H_2S$ ) (yacimiento agrio) puede ser perforado en forma segura usando un sistema de perforación. Las presiones y tasa de flujo son mantenidas tan bajas como sea posible. No es la intención perforar un yacimiento y producirlo a su máxima capacidad.

Una prueba de pozo puede hacerse durante estas perforaciones para dar alguna información sobre productividad. Los hidrocarburos producidos durante estos procesos de perforación pueden ser conducidos a la planta de procesamiento, exportados o enviados a la tea.

Hay un trabajo llevado a cabo para reducir la quema y aumentar el recobro de los hidrocarburos producidos durante operaciones para exportación. En un pozo prolífico una cantidad significativa de gas puede ir a la tea durante el proceso de perforación. El recobro de este gas da beneficios ambientales y económicos. El crudo y los condensados recobrados son normalmente exportados vía el tanque de almacenamiento al tren de proceso.

## 5.3 ASPECTOS DE SEGURIDAD

Además de un análisis de riesgos operacionales completo (HAZOP), se necesita una importante cantidad de entrenamiento. Una cuadrilla de perforación ha sido instruida durante toda su carrera que si un pozo pateo, debe ser cerrado y matado.

Durante estas perforaciones, el punto simple que debe ser evitado es matar el pozo. Esto puede deshacer todos los beneficios. Trabajar en un pozo vivo no es una operación normal para una cuadrilla de perforación convencional por lo cual se requiere un buen entrenamiento para asegurar que se eviten accidentes.

Este proceso es más complejo cuando se compara con las operaciones de perforación convencionales. La inyección de gas, separación en superficie y forzamiento (Snubbing), pueden requerirse en un pozo. Si los hidrocarburos producidos son bombeados al tren de proceso, es claro que la perforación ya no es una operación aislada.

El yacimiento es la fuerza conductora en un proceso UBD o MPD. El perforador debe entender el proceso y toda la interacción requerida entre el yacimiento, la tasa de bombeo de lodo, la inyección de gas y el sistema del proceso de separación para perforar en forma segura el pozo. Cuando la operación de viaje empieza, el pozo debe permanecer bajo control. Las operaciones de forzamiento (snubbing) hacia fuera y hacia adentro del pozo, no son operaciones de rutina, y normalmente se trae una cuadrilla especializada en operaciones de snubbing.

El equipo adicional también implica una mayor cuadrilla en el taladro. De manera que además de una operación más compleja, hay un buen número de manos adicionales en el taladro que tienen que empezar a trabajar con la cuadrilla de perforación. Aún así la cuadrilla de perforación tiene que volver a la perforación convencional una vez el pozo es completado. La cuadrilla de perforación necesita estar entrenada para este cambio de operación.

Si se tienen que perforar varios pozos en un campo, puede ser una opción considerar la perforación en tándem de la zona productora en estos pozos. Esto ahorra tiempo y dinero, movilización de equipos y establece una rutina con la cuadrilla de perforación.

Debe establecerse que pocos accidentes ocurren durante la perforación bajo balance o con presión controlada; se cree que esto es principalmente debido al gran énfasis en la seguridad durante operaciones en pozos vivos.

### **5.3.1 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS (HAZID)**

Una evaluación de los potenciales riesgos de accidentes graves se debe realizar desde el principio en el proyecto. El objetivo es prestar atención a los riesgos de accidentes graves que podrían ocurrir durante una operación de UBD, MPD y cualitativamente revisión de las medidas previstas para prevenir su aparición y para recuperarse de sus consecuencias. Esto incluye una revisión crítica de la prestación de los incendios y las medidas de detección de gas, protección contra incendios activos y un aparato de respiración, así como las rutas de evacuación y puntos de reunión.

De esta manera en consenso se puede llegar a la aceptabilidad del riesgo planteado por el riesgo y las medidas adicionales de prevención o mitigación requeridas haciendo el riesgo tolerable.

La mayoría de las empresas tendrán un registro general de riesgos relacionados con las actividades. Algunos de los peligros relacionados, tales como  $H_2S$ , espacio reducido, quema, entre otros son comunes a otras actividades, y ya debe estar identificado para la perforación y pruebas de pozos en el registro de operaciones riesgosa de la compañía. Sin embargo, nuevos peligros son introducidos en una operación de UBD - MPD. Estos por lo general se refieren a:

- El cambio de la columna de lodo, se sustituye por una barrera mecánica el dispositivo de control de rotación, lo que resulta en la perforación con presión en superficie.
- El uso de fluidos de perforación tales como condensados y de bajo punto de inflamación.

- El pozo fluye mientras se perfora y se realiza otras operaciones simultáneas.
- Líneas de alta presión en la superficie (inyección y líneas de flujo) que contienen fluidos energizados.
- . . . y más, dependiendo de la naturaleza de la operación.

## **5.4 FASE DE DISEÑO DETALLADO DEL POZO**

La mayor parte de las actividades de esta fase del proyecto requerirá de entrada HSE. Estos incluyen, pero no están limitados a:

- Consulta y conferencia de las autoridades locales.

En la mayoría de áreas que operan con petróleo y gas, las agencias gubernamentales regulan las operaciones de perforación y las regulaciones HSE son cada vez más estrictas. Es prudente consultar a las autoridades locales al inicio del proyecto; hacerles saber sus planes (especialmente si la técnica nunca ha sido aplicada en su jurisdicción), obtener retroalimentación de ellos.

- Revisar operaciones simultaneas o concurrentes

Operaciones de perforación y producción de hidrocarburos simultaneas del mismo pozo es otro de los mayores riesgos introducidos en UUBD y requerirá revisión de los temas de cada fase para la gestión eficaz.

- Influencia HSE en el proceso de adjudicación de contrato

La competencia del personal será un factor crítico para el éxito del proyecto. Los contratistas deben proporcionar como parte de la oferta un portafolio de personas con la capacidad necesaria para cumplir con las expectativas. El equipo propuesto probablemente será evaluado tanto desde el punto de vista de los objetivos HSE y desde la base del diseño y su relación con los objetivos de negocio de caso para el proyecto. Por lo tanto, las propuestas de licitación debe reflejar la compatibilidad con estos requisitos.

### **5.4.1 CONSIDERACIONES HSE EN EL DISEÑO**

Una vez adjudicados los contratos, la composición del equipo del proyecto probablemente estará terminado. Es importante que uno de los miembros del equipo de diseño cumpla el papel del HSE. Es entonces importante que el equipo esté de acuerdo y finalice el diseño del pozo.



Algunos temas a tener en cuenta desde el punto de vista de HSE son:

- Gestión del HSE en los temas entre operador, perforación y contratistas UBD. Es necesario que haya un compromiso total de todas las partes implicadas.
- Evaluación de fluidos de perforación. Esto es generalmente uno de los riesgos principales identificados en el Registro de peligros UBD. Buena discusión y justificación clara sobre el uso de cualquier medio de perforación peligrosa, y un acuerdo sobre cómo los riesgos asociados pueden ser manejados.
- Diseño de sarta de perforación y selección de BHA especificación y análisis en tiempo real de adquisición de datos.
- Control de pozo.
- Prácticas operacionales y procedimientos UBD.
- Terminaciones de diseño bajo balance

## **5.5 IMPACTO AMBIENTAL DE UBD - MPD**

Una de las implicaciones es la producción de hidrocarburos. Estos pueden ser almacenados (líquidos) quemado (gas), o transportado a una instalación de producción a través de una tubería. Independientemente del método escogido para la manipulación de los hidrocarburos producidos, no podemos evitar tener un impacto en el medio ambiente. Almacenamiento de líquidos en los tanques ventilados pueden liberar compuestos aromáticos tales como el benceno en el medio ambiente. La quema es indeseable y a menudo no se permite en el entorno operativo actual, pero la eliminación de la quema no elimina el impacto ambiental, que se desplaza en otra parte. Los barcos y camiones usados para el transporte de hidrocarburos a una facilidad añaden emisiones de gases de efecto invernadero, al igual que los compresores necesarios para poner gas en un sistema de tuberías. Además, los compresores afecta a los trabajadores por exposición adicional a ruido y vibraciones. El equipo del proyecto debe tratar de minimizar el impacto ambiental total de la operación. Habrá una fuerte exigencia de comunicar a las partes interesadas que aseguren que tienen claro que una operación puede requerir alguna quema como la opción más responsable con el medioambiente. Este subproducto de estos tipos de perforación puede entrar en conflicto con los permisos de producción en algunas áreas operativas que restrinjan la quema en caso de emergencias solamente. Una discusión franca y abierta con las autoridades de petróleo y gas indicarán si la quema es un problema y el esfuerzo que se necesita para hacer frente a estas preocupaciones.

## 5.6 RECOMENDACIONES ADICIONALES

Los procedimientos de seguridad son necesarios para aislar hidrocarburos potencialmente explosivos e inflamables y disponer adecuadamente de estos hidrocarburos líquidos o gaseosos.

### 5.6.1 SULFURO DE HIDRÓGENO

El gas de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) es extremadamente venenoso. Puede estar presente en los vapores de hidrocarburos líquidos o como una fase de gas libre. El  $H_2S$  es especialmente peligroso, ya que primero ataca el sentido del olfato en una persona y, el  $H_2S$  gas puede matar en concentraciones muy bajas. Cuanto mayor sea la concentración, la muerte se produce más rápidamente.

Muchos estados tienen regulaciones específicamente para la perforación en áreas conocidas con  $H_2S$ . Si un operador realiza las operaciones de perforación bajo balance en una zona  $H_2S$ , o ésta está siendo perforada en una zona remota, las precauciones especiales deben ser implementadas para proteger al personal y los equipos. Estas situaciones son:

- Proporcionar notificación necesaria de las operaciones propuestas y peligros.
- Equipo especial de seguridad, tales como sensores, dispositivos de medición de concentración de  $H_2S$  y respiradores portátiles y/o fijos de aire.
- Plan de contingencia con información específica del sitio y procedimientos detallados.
- Sistema de presión buques de superficie de separación y equipos auxiliares de desgasificación al vacío para aislar a todo el personal de la posible exposición a este gas venenoso

### 5.6.2 QUEMA DE GAS

Es esencial que haya equipos con sistemas de ignición de llama automáticos. La dirección predominante del viento debe ser tenido en cuenta en la colocación de estos sistemas de quema en el lugar. Dependiendo de los requerimientos específicos de la localización, la altura de la chimenea de la antorcha se puede ajustar de forma óptima, se debe asegurar también que las líneas de bengala están adecuadamente ancladas.

### 5.6.3 PERFORACIÓN CON GAS NATURAL

Nunca hay que subestimar los peligros de los incendios de superficie, en cualquier operación de perforación bajo balance o de perforación con presión controlada.

La conformidad de seguridad en una plataforma de perforación con gas natural debe cumplir al menos con las siguientes directrices.

- American Petroleum Institute (API) RP SOOB: Práctica Recomendada para la clasificación de zonas de instalaciones eléctricas en plataformas de perforación e instalaciones de producción en tierra y en plataformas móviles Marinas fijos - 1973.
- National Fire Protection Association (NFPA) 70: Código Nacional Eléctrico - 1990.
- NFPA 496: Lugares purgados y presurizados para equipos eléctricos en áreas peligrosas - 1988.

El ahorro de costos durante la perforación de gas natural deben compensar los gastos adicionales relacionados con el cumplimiento normativo.

### 5.6.4 PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS

Se debe desarrollar planes de contingencia antes de iniciar las operaciones de perforación, el programa de revestimiento y diseño de circulación, así como en el lugar de control de calidad y seguimiento, son particularmente importantes en situaciones en las que un reventón subterráneo es posible.

#### ➤ Equipo

En 1994 se presentó un resumen conciso de ciertas consideraciones importantes para garantizar el funcionamiento seguro del equipo de perforación. La discusión fue diseñada para que los componentes de los fluidos de perforaciones pudieran ser adoptadas en otros lugares. Algunos de los aspectos importantes son:

- La operación y los procedimientos relativos al equipo de prueba deben ser establecidos y comprendidos por todo el personal.
- Las operaciones no debe continuar si las presiones superan los límites máximos establecidos.
- Regularmente inspeccionar y controlar los equipos de superficie (por ejemplo, monitores de gas, separadores de lodo / gas, elementos desviadores).
- Parar la perforación cuando el  $H_2S$  se detecta.

- Revisar la mesa rotaria para que todo este correctamente.
- Tener un plan de contingencia a la mano.

## CONCLUSIONES

- Al determinar si UBD o MPD debe ser aplicado como una solución, los beneficios y limitaciones de cada uno, debe ser tanto cualitativa como cuantitativamente considerada, y la decisión se debe alcanzar en función de los méritos de cada técnica.
- MPD y UBD pueden reducir los problemas de perforación direccional y pueden reducir el NPT para minimizar pérdidas, atascamiento diferencial, y el tiempo asociado con los eventos de control y por lo general asociados con la perforación sobre balance convencional.
- Las formaciones que más se benefician de UBD son las formaciones expuestas a los daños. Además, si la caracterización de yacimientos durante la perforación es de suma importancia, la perforación bajo balance a continuación es la opción que debe ser seleccionado.
- Cuando los conductores son principalmente relacionados con la solución de problemas de perforación, MPD puede resultar más económico y eficiente. UBD puede ser más costoso debido al equipo adicional que pueda ser necesario para lograr y mantener condiciones de bajo balance. Además, en algunas regiones, las limitaciones regulatorias en alta mar y formaciones inestables impide el uso de UBD.
- MPD permite un alto nivel de optimización de perforación, especialmente en conjunción con las tecnologías de perforación aplicadas tales como la determinación de la presión de poro / fractura, la mitigación de vibraciones, los registros de fondo de pozo, y PWD / MWD mediciones.
- Es importante poner en práctica las lecciones aprendidas y ser flexible en el plan de proyecto para abordar mejor la situación que enfrentan.
- Una tendencia que debe evitarse es el de excluir un método sobre el otro basado únicamente en consideraciones subjetivas.

- UBD se considera a menudo compleja y más costosa por la industria y rechazado en favor de la MPD; Pero hay que recordar que MPD no puede igualar UBD en términos de minimizar el daño de formación, mejora de la productividad y permitiendo la caracterización del yacimiento, por lo tanto, este aspecto debe tenerse en cuenta en la comparación técnica y económica de los dos métodos para llegar a la más beneficiosa decisión final.

## RECOMENDACIONES

- Se sugiere consultar si estas técnicas (UBD y MPD) están siendo o se planea implementarlas en Colombia.
- Para estudios posteriores a este trabajo se recomienda realizar una investigación más a fondo sobre las fórmulas necesarias para la selección de los fluidos de perforación en UBD y MPD.
- Realizar un análisis económico para futuros trabajos relacionados con la perforación bajo balance y la perforación con presión controlada.

## BIBLIOGRAFÍA

- PUERTO, Gustavo; BEDOYA, Jorge. “Introducción a la Perforación Bajo Balance”. CPD & T Latinoamérica, Grupo de Ingeniería. Weatherford
- NAS, Steve. “Manual Introducción UBD”. CPD & T Latinoamérica, Grupo de Ingeniería. Weatherford.
- ADVANCED MPD WELL DESIGN. Blade Energy Partners.
- ADVANCED UNDERBALANCED WELL DESIGN. Blade Energy Partners.
- McLENNAN, John; et al. “Underbalanced Drilling Manual”. Gas Research Institute. Chicago, Illinois.
- FLUIDS Facts Engineering Handbook. Baker Hughes.
- Underbalanced Drilling Manual. Baker Hughes.
- NAS, Steve. “Introducción a la Perforación Bajo Balance”. Weatherford.
- MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN. Qmax Solutions Colombia.
- TANGEDAHL, Michael J., RBOP Oil Tools International, Inc. “Well Control: Issues of Under Balanced Drilling”. SPE Eastern Regional Meeting, 23-25 October 1996, Columbus. Ohio.
- C.D. HAWKES, Advanced Geotechnology Inc.; S.P. SMITH, Neotechnology Consultants Ltd.; P.J. McLELLAN, Advanced Geotechnology Inc. “Coupled Modeling of Borehole Instability and Multiphase Flow for Underbalanced Drilling”. IADC/SPE Drilling Conference, 26-28 February 2002, Dallas, Texas.
- NAUDURI, Sagar, SPE. MEDLEY, George H., SPE, Signa Engineering Corp., and SCHUBERT, Jerome J., SPE, TAMU. “MPD Candidate Identification: To MPD or Not To MPD”. SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, 24-25 February 2010, Kuala Lumpur, Malaysia.



- F. Kernche, D. Hannegan, C. Peña and M. Arnone. Managed Pressure Drilling Enables Drilling Beyond the Conventional Limit on an HP/HT Deepwater Well in the Mediterranean Sea. 2011. OnePetro
- Doug Finley, Sara Shayegi, Joe Ansah, and Isabel Gil. Reservoir Knowledge and Drilling-Benefits Comparison for Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations. 2006. OnePetro

**ANEXOS  
API RP 500**

**CLASIFICACION DE AREAS, POR CLASE Y DIVISIÓN, NATIONAL ELECTRIC CODE (NEC)**

**1. CLASE I:** Estos son áreas dónde en su atmósfera están o pueden estar presentes gases o vapores inflamables en cantidad suficiente como para producir una mezcla inflamable o explosiva. Los varios gases y vapores están organizados en cuatro grupos: Grupo A, Grupo B, Grupo C y grupo D.5.2

**2. CLASE II:** Estos son áreas que son peligrosos debido a la presencia de polvos combustibles. Los varios polvos se categorizan en: grupo E, Grupo F y grupo G.5.3

**3. CLASE III:** Estas áreas son donde existe peligrosidad debido a la presencia de fibras o materiales que produzcan pelusas inflamables. Esta clase de área no tiene grupos específicos que las identifiquen.

#### **5.4 DIVISIÓN**

Dentro de las clases mencionadas el NEC considera:

##### **5.4.1 DIVISIÓN 1**

Son Áreas en donde existen concentraciones peligrosas, gases, vapores, polvos o fibras inflamables en:

- En forma continua o periódica.
- Bajo condiciones de operación normales
- Donde puede existir frecuentemente concentraciones peligrosas de tales sustancias debido a operaciones de mantenimiento o reparación, o debido a fugas
- Áreas donde la interrupción de servicio u operaciones defectuosas de los equipos o procesos que pueden liberar concentraciones peligrosas de las sustancias inflamables.

Fallas simultáneas de equipo eléctrico.

##### **5.4.2 DIVISIÓN 2**

Son áreas donde líquidos, vapores, gases, polvos o fibras inflamables son manejados, procesados o usados, pero estas sustancias inflamables pueden normalmente ser confinados dentro de depósitos o sistemas desde donde ellos pueden escapar sólo en caso de ruptura accidental o falla de tales depósitos o sistemas, o en caso de operación anormal de los equipos; o en lugares en donde las concentraciones peligrosas de gases o vapores son normalmente prevenidas por ventilación artificial pero que pueden llegar a ser peligrosas debido a fallas u operación anormal del equipo de ventilación o áreas adyacentes a áreas de la División 1, desde donde pueden ocasionalmente ser comunicadas concentraciones peligrosas de gases o vapores, a menos que tal comunicación sea prevenida, primero por adecuada ventilación de presión positiva desde una fuente de aire limpio, y segundo por precauciones efectivas contra fallas de ventilación.

#### **5.5 GRUPO DE GASES**

No todos los grupos de gases se comportan de igual forma en una ignición, por lo que los gases y vapores se clasifican en grupos:

<b>GAS REPRESENTATIVO</b>	<b>EUROPA EN 50 014 IEC 60079 - 0</b>	<b>EEUU NEC ART 500 (CLASE I)</b>	<b>ENERGIA MIN DE IGNICION (MICROJULES)</b>
<b>ACETILENO</b>	11C	A	20
<b>HIDROGENO</b>	11C	B	20
<b>ETILENO</b>	11B	C	60
<b>PROPANO</b>	11A	D	180

La clasificación de los gases y temperatura de ignición se relacionan con las mezclas de gas y aire a temperatura y presión.

#### **5.5.1 GRUPO A**

Estas son atmósferas que contienen acetileno

#### **5.5.2 GRUPO B**

Estas son atmósferas de gas/ vapor inflamables con una abertura de seguridad experimental máxima (MESG), menor o igual a 0.45 mm o una proporción de corriente de encendido mínima (MIC) de menor o igual a 0.4 mm

#### **5.5.3 GRUPO C**

Estas son atmósferas de gas/vapor inflamables con un(MESG) mayor de .45mm y menos de .75mm o una proporción (MIC) mayor de .40mm y menos de o igual a .80mm.

#### **5.5.4 GRUPO D**

Estas son atmósferas de gas/vapor inflamables con un(MESG) mayor de .75mm o una proporción (MIC) mayor de .80mm.

#### **5.5.5 GRUPO E**

Estas son atmósferas que contienen polvos de metales combustibles, incluyendo aluminio, magnesio, y sus aleaciones comerciales, u otros polvos combustibles cuyo tamaño de partícula, abrasividad, y conductividad presentan peligros similares en el uso de equipo eléctrico.

#### **5.5.6 GRUPO F**

Éstas contienen polvos carbonaceos combustibles que tienen más de 8% de volátiles atrapados en total o que han sido sensibilizados por otros materiales para que presenten un peligro de explosión. Los polvos representativos son carbón, negro carbón, carbón doméstico y otros

#### **5.5.7 GRUPO G**

Éstos contienen otros polvos combustibles, incluyendo harina, grano, harina de madera plástica y químicos. En la actualidad, el código NEC y las normas UL están mutando con la finalidad de acercarse más a la estructura de CENLEC e IEC (Artículo NEC 505 y 506), en la que se incluyen una clasificación de zonas y requisitos de instalación similares a los estándares IEC.

## API SPEC 16C: ESPECIFICACIONES PARA LOS SISTEMAS DE CHOKE AND KILL

### FINALIDAD.

Esta especificación fue formulado para proporcionar una superficie para intercambiar seguro y funcional y submarinos ahogar y matar a equipos de sistemas utilizados para la extracción de petróleo y de gas. Otras partes del sistema del estrangulador y matar no trata específicamente este documento se hará de conformidad con las secciones aplicables de esta especificación.

Contenido técnico establece los requisitos mínimos de rendimiento, diseño, materiales, soldadura, pruebas, inspección, almacenamiento y envío.

### APLICACIONES

**Equipo:** Equipo, específico para y cubierto por esta especificación, se enumeran a continuación:

Accionadas líneas de válvulas de control

Articulado Choke & Kill Line

Perforación actuadores estrangulador

Perforación de estrangulamiento líneas de control, excluyendo las líneas de control de balanza de pagos y las líneas subterráneas de la válvula de control de seguridad

Perforación del estrangulador controla

Chokes de perforación

Flexible ahogar y matar a las líneas

Unión conexiones

Rígido ahogar y matar a las líneas

Uniones giratorias

**Otros equipos.** Otros equipos incluyen en las especificaciones, pero cubiertas por otras especificaciones API es la siguiente:

Las válvulas de retención

Chokes

Cruces y camisetas

Brida, extremo tachonado y conexiones de salida

Flujo a través de las válvulas

Final con cavidades y conexiones de salida

Producción de estrangulamiento actuadores

Juntas de anillo

Espárragos y tuercas

Conexiones roscadas finales

Actuadores de válvulas

**CONDICIONES DE SERVICIO.** Las condiciones de servicio se refieren a los requisitos para la compatibilidad de presión, temperatura y fluido tal como se expone en la sección 3, Requisitos de Diseño.

Debido a que los sistemas de estrangulación y Mata son móviles y se desplazan a diferentes áreas, todas las condiciones de servicio que pueden estar expuestos a no puede ser definido en este documento. Sin embargo, las condiciones que sean compatibles con las especificaciones API 6A y 16A se han adoptado, que definen un ambiente ácido, moderadamente corrosivos. Si una severa corrosión, a la abrasión, temperaturas o niveles altos de gas agrio se espera, el usuario y el fabricante conjuntamente abordar los requisitos y determinar el producto adecuado para la aplicación.

### ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO

1. Esta especificación establece los requisitos mínimos para los productos enumerados en el punto 1.2.1, Equipo.

2. Los productos enumerados en el punto 1.2.2 del otro equipo, que tienen requisitos establecidos en la Especificación API 6A, 16<sup>a</sup> edición contará con un mínimo de producto de nivel de especificación PSL 3, material de clase EA y una temperatura de trabajo de la sección 3.5.2 según corresponda para Choke y Mata a las aplicaciones del sistema.

3. Choke and Kill System equipo fabricado antes de la fecha de vigencia de esta especificación se encuentra fuera del alcance de este documento.

Unidades dimensionales. Para el propósito de esta especificación, el sistema decimal pulgadas es el estándar para las dimensiones. Tamaños nominales se seguirá muestra en fracciones. En el Apéndice, Sección 3 proporciona fracción a decimal equivalencia. A los efectos de esta especificación, las fracciones y los equivalentes decimales son iguales e intercambiables.

**METRIC / SI LA CONVERSIÓN.** Sistema métrico o sistema internacional de unidades conversiones se enumeran en la sección 10.1, las dimensiones de la unidad SI se indican entre paréntesis al lado de las unidades decimales pulgadas en todo el documento.

**ANEXOS.** Artículo 10 No se considerarán como requisitos. Los apéndices se incluyen como orientación o información