



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERÍA

**MÉTODOS DE PERFORACIÓN CON MANEJO DE
PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR (MPD)**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN

BRUNO MONROY GÓMEZ

JESÚS EDUARDO BAUTISTA BAUTISTA



DIRECTOR: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA



MÉXICO, D.F., 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Bruno Monroy Gómez

Dedicatoria

A mi padre, José Luis Monroy Sánchez, a mi madre, Graciela Gómez Pérez, y a mi hermano, Raúl Monroy Gómez. Las palabras quedan cortas para agradecer todo lo que me han dado en esta vida. El simple ejemplo de todo lo que hacen por mí sirve de inspiración para lograr mis metas. Siempre los llevo conmigo.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, que me han dado la oportunidad de tener una carrera profesional. Siempre brindaré mi mayor esfuerzo para dejar en alto sus nombres, ya que la UNAM nos construye y nosotros construimos a la UNAM. Los colores azul y oro están en mi corazón.

A todos mis amigos, porque cada ocasión que hemos convivido ha sido fuente de anécdotas y aprendizaje que guardaré toda la vida. Mi periodo en la Facultad no hubiese sido el mismo si no los conociera. César Villegas, Alan Vicencio, Oscar Arjona, Julio Trejo, Alberto López, José Gutiérrez, Erik Torres, José Luis Chávez, Juan Carlos López, Daniel Hernández, Jaime García, Miguel Lugo, José Luis Martínez, Eduardo Bautista, Víctor López, Víctor Hugo Tejero, Marco Salmerón, Josué Rivero, Yair Sánchez, Arturo Zavala, Diana José José, Fernanda Gutiérrez, Miguel Reyes, Armando Kuri, Carlos Adair, David Lliteras, Jorge Núñez, Aldo Romero, Cipriano Matías, Edison López, Oscar Daniel Hernández, Guillermo Murguía, Saulo Barrios, Rubén Mejía, Juan Pedro Morales, Juan García y todos los compañeros que alguna vez compartieron su tiempo conmigo, gracias por haberme dado la oportunidad de conocerlos y pasar buenos momentos.

A toda la gente especial que me ha acompañado desde la época donde el pueblo lo era todo: Sergio Orozco, José Carlos Ruíz, Gabriel Ruiz y muy especialmente a Claudia Arcos.

A mis profesores de la Facultad de Ingeniería, los cuales han dejado una huella muy profunda en mi formación personal y profesional. Agradezco mucho a la Ing. María Isabel Villegas Javier por sus consejos y regaños, y al Ing. Leonardo Cruz Espinoza por haber aceptado dirigir mi tesis.

Agradecimientos de Jesús Eduardo Bautista Bautista

Dedico este trabajo de tesis a todas aquellas personas que hicieron de mí lo que soy, que me enriquecieron con sus enseñanzas y sus consejos, por aparecer en mi vida en el momento oportuno para encaminarme y guiarme cuando lo necesitaba. A mis padres, a mis queridos profesores y especialmente al profesor Antonio Coria Valencia, el cual me ayudó a ser capaz de encontrar algo muy especial en mí, sin duda de no haber sido por él no me habría decidido a estudiar ingeniería.

A Dios

Por haber cuidado bien de mí durante todos estos años, por haberme dado la oportunidad de seguir aquí y de haber logrado este sueño, por haberme guiado de manera sabia durante este recorrido y permitirme conocer a las personas que me influenciaron y me ayudaron a llegar hasta el lugar en donde estoy y finalmente por haberme dado la familia que tengo, la cual me dio la fortaleza, el cobijo y el ánimo para seguir adelante sin importar lo difícil que llegaron a ser algunas cosas.

A mis padres

Mi papá Hilarión Bautista Hernández y a mi mamá Antonia Bautista Cabrera, por ser un gran y digno ejemplo a seguir, por ser tan valientes, por sus incontables desvelos, por nunca haberse dejado vencer y seguir adelante, por ser tan buenos padres conmigo, por todo el esfuerzo que hicieron por mí durante todo este tiempo, por haber tenido la paciencia y la dedicación para enseñarme a ser un buen hijo, un buen hombre. Deben de saber que esto no hubiera sido posible sin su ayuda, les agradezco todo lo que hicieron por mí, me faltarían palabras para agradecer la inmensa lucha y sacrificio que tuvieron que realizar para hacer de mí una mejor persona. Los quiero mucho.

A mi hermano

David Bautista Bautista, por ser un buen hermano, por la manera en como sueles aconsejarme y regañarme cuando lo amerita, tus sabios consejos y la gran ayuda que me brindaste serán cosas que difícilmente olvidare y que siempre tendré presente, este logro que consigo también te pertenece a ti, gracias por todo.

A la grandiosa UNAM

Por haberme permitido el gran privilegio de estudiar en sus aulas durante estos ocho años, desde mis tres años en el CCH Oriente hasta llegar a mi querida Facultad de Ingeniería, por tener a los mejores profesores los cuales con su sabiduría y arduo trabajo me forjaron y contribuyeron a mi formación como persona y como ciudadano. Por ser la mejor universidad del país y permitirme llegar a ser un hombre que contribuirá a hacer de México un mejor país.

A mis Profesores

Porque son como padres para nosotros, padres en la escuela, porque desde el primer día de clases llegamos asustados a enfrentarnos a algo totalmente desconocido para nosotros, y sin tener idea de lo que nos espera, nos adoptan y dedican su tiempo a educarnos, abnegados al igual que lo hace un padre y una madre. Nos muestran un mundo complejo, lleno de cosas extrañas y sorprendentes, cosas que ni siquiera nos hubiéramos imaginado. Gracias a Dios por estas personas dedicadas a su vocación, a su amor y la esperanza que depositan en nosotros, esa esperanza de vernos llegar alto. Estoy seguro que ellos se enorgullecen cuando uno de sus estudiantes alcanza sus metas, sus más grandes sueños, el éxito. Como si fuéramos sus obras de arte. Les dedico esta obra por ser nuestros maestros, padres y amigos.

A mis amigos

Los cuales hicieron de mi estancia en la UNAM un lugar más agradable y más ameno, les agradezco el haber sido y ser tan buenos amigos conmigo, por todo lo que me enseñaron y por todas las vivencias que pasamos juntos como amigos y como colegas universitarios. A riesgo de omitir algún nombre de las personas que conocí en mi estadía en la UNAM, preferiría no mencionar alguno en especial, todos ustedes saben quiénes son, no es necesario que los mencione, cada uno de ustedes sabe lo que representa para mí y el lugar que tienen y tendrán por siempre en mi corazón.

“En lugar de ser un hombre de éxito, busca ser un hombre valioso, lo demás llegará naturalmente”

“Nunca desistas de un sueño. Sólo trata de ver las señales que te lleven a él”

“Por mi Raza Hablará el Espíritu”

Tabla de Contenido

Lista de Abreviaturas	xi
Prefacio	xvii
Resumen	xix
1 Introducción a la Perforación con Manejo de Presión	1
1.1 Antecedentes.....	2
1.1.1 Perforación Convencional.....	2
1.1.2 Perforación No Convencional con Control de Presión.....	3
1.1.3 Perforación Bajo Balance.....	4
1.1.4 Perforación con Aire.....	5
1.2 Historia de la Perforación con Manejo de Presión.....	6
1.2.1 Inicios de la Perforación con Manejo de Presión, MPD.....	6
1.2.2 Desarrollo actual de la MPD.....	7
1.3 Perforación con Manejo de Presión en el Espacio Anular.....	7
1.3.1 Definición de MPD según la IADC.....	7
1.3.2 Definición de MPD según Haghshenas, Paknejad, Rehm y Schubert.....	8
1.4 Categorías de MPD.....	9
1.4.1 MPD Reactiva.....	9
1.4.2 MPD Proactiva.....	9
1.5 Métodos de MPD.....	10
1.6 Problemas Situacionales en la MPD.....	10
1.6.1 Excesivas Etapas de Tubería de Revestimiento.....	10
1.6.2 Pérdida de Circulación.....	11
1.6.3 Manifestaciones de Fluidos de la Formación.....	11
1.6.4 Pegamiento Diferencial.....	12
1.6.5 Baloneo del Pozo.....	12
1.6.6 Problemas en la Perforación en Aguas Profundas.....	13
1.7 Diferencia, Comparación y Beneficios de la MPD y la UBD.....	14
1.7.1 Diferencia entre MPD y UBD.....	14
1.7.2 Comparación y Beneficios entre MPD y UBD.....	15
2 Métodos de Perforación con Manejo de Presión en el Espacio Anular	19

2.1	Presión de Fondo de Pozo Constante, CBHP	20
2.1.1	Introducción a la Perforación con CBHP	20
2.1.2	Control de Presión.....	20
2.1.3	Sistemas de Estrangulamiento para CBHP.....	25
2.1.4	Descripción del Sistema de Control de Presión Anular Dinámico, DAPC.....	27
2.1.5	Múltiple de Estrangulamiento DAPC	28
2.1.6	Bomba de Contrapresión DAPC	31
2.1.7	Controlador de Presión Integrado.....	32
2.1.8	Control del Pozo con DAPC.....	34
2.1.9	Estudio de Caso.....	35
2.2	Sistema de Circulación Continua, CCS.....	37
2.2.1	Introducción.....	37
2.2.2	El Sistema.....	37
2.2.3	Aplicaciones	39
2.2.4	Operación del CCS.....	40
2.2.5	Planeación del Pozo	41
2.2.6	Control del Pozo	43
2.2.7	Preparación del Equipo de Perforación.....	43
2.2.8	Seguridad en Operaciones con CCS	43
2.2.9	Estudio de Caso.....	44
2.3	Perforación con Capa de Lodo, MCD.....	45
2.3.1	Introducción a la Perforación con Capa de Lodo	45
2.3.2	Desarrollo de la Perforación con Capa de Lodo Flotante	45
2.3.3	Perforación con Capa de Lodo Flotante.....	47
2.3.4	Desarrollo de la Perforación con Capa de Lodo Presurizada.....	47
2.3.5	Perforación con Capa de Lodo Presurizada	48
2.3.6	Estudio de Caso Práctico.....	52
2.3.7	Conclusiones.....	65
2.4	Perforación con Doble Gradiente, DGD	66
2.4.1	Introducción.....	66
2.4.2	Problemas Asociados a Sistemas de Riser Convencional en Aguas Profundas...	67
2.4.3	Sistema AGR de Recuperación de Lodo Sin Riser, RMR.....	72
2.4.4	Sistema de Doble Gradiente AGR	80

2.4.5	Sistema de Perforación Submarina con Levantamiento de Lodo, SMD.....	86
2.4.6	Efecto de Tubo en U en la DGD.....	89
2.4.7	Control del Pozo con Doble Gradiente	94
2.4.8	Comentarios Adicionales.....	101
2.4.9	Ejemplos.....	102
2.5	MPD con Medición de Flujo como Control Primario, MFC	105
2.5.1	Descripción del Proceso.....	105
2.5.2	Equipo de Perforación Especial para Perforación Segura	106
2.5.3	Adquisición y Control de Datos en Tiempo Real.....	108
2.5.4	Aplicaciones en la Perforación.....	108
2.5.5	Impacto en la Industria	117
2.5.6	Historia de Caso.....	117
3	Selección de Pozos Candidatos a ser Perforados con Manejo de Presión en el	
	Espacio Anular.....	121
3.1	Introducción	122
3.2	Selección de Candidatos y Estudio de Factibilidad.....	122
3.3	¿Qué es la Selección de Candidatos a MPD?.....	123
3.4	Pasos Involucrados en la Selección de Candidatos.....	123
3.4.1	Propósito del Estudio	123
3.4.2	Obtención de la Información.....	124
3.4.3	Análisis Hidráulico.....	128
3.4.4	Selección del Método.....	129
3.4.5	Factibilidad de la Opción de MPD	135
3.4.6	Determinación del Equipo para MPD	136
3.4.7	HAZOP y HAZID	136
4	Equipo Utilizado en las Operaciones de Perforación con Manejo de Presión en el	
	Espacio Anular.....	139
4.1	Introducción	140
4.2	Dispositivos de Control Rotatorio y Preventores Anulares Rotatorios	140
4.2.1	Dispositivos de Control Rotatorio (Sistemas Pasivos).....	141
4.2.2	Preventores Anulares Rotatorios (Sistemas Activos).....	144
4.2.3	Comentarios Acerca del Uso de Sistemas Activos o Pasivos.....	145
4.2.4	Dispositivos de Control Rotatorio en Risers.....	146

4.3	Estranguladores.....	148
4.3.1	Estrangulador de Potencia Expro	148
4.3.2	Estrangulador Super de Swaco	150
4.3.3	Estrangulador Super Auto de Swaco	151
4.4	Válvulas de No Retorno para Tubería de Perforación.....	152
4.4.1	Flotador Básico Tipo Pistón	152
4.4.2	Válvula de Control Hidrostático.....	153
4.4.3	BOP Interno (Válvula Check de Fondo)	153
4.4.4	Válvula de No Retorno Recuperable o Válvula Check (Weatherford)	154
4.5	Válvulas Anulares de Fondo.....	154
4.5.1	Válvula de Aislamiento de Tubería de Revestimiento.....	154
4.5.2	Válvula de Despliegue en Fondo del Pozo	156
4.5.3	Válvula de Viaje Rápido.....	158
4.6	Herramienta de Reducción de la ECD	159
4.6.1	Consideraciones Únicas.....	159
4.6.2	Ventajas.....	160
4.6.3	Desafíos.....	160
4.6.4	Descripción.....	161
4.7	Medidor de Flujo Coriolis.....	161
4.8	Bomba de Disco (Bomba de Fricción).....	162
	Conclusiones	165
	Recomendaciones	167
	Anexo 1 - Hidráulica para MPD	169
	Hidráulica.....	170
	Reología.....	172
	Anexo 2 - Mecánica de Rocas	183
	Mecánica de Rocas.....	184
	Bibliografía	189

Lista de Abreviaturas

AD	Perforación con Aire
A_p	Área Seccional de la Tubería, [pg^2]
AFP	Presión de Fricción Anular
AV	Velocidad del Fluido en Espacio Anular, [pies/min]
BHA	Ensamble de Conexiones de Fondo
BHP	Presión de Fondo de Pozo, [lb/pg^2]
$\text{BHP}_{\text{Dynamic}}$	Presión de Fondo de Pozo a Condiciones Dinámicas, [lb/pg^2]
$\text{BHP}_{\text{Static}}$	Presión de Fondo de Pozo a Condiciones Estáticas, [lb/pg^2]
BOP	Arreglo de Preventores
BPRV	Válvula de Alivio de Contrapresión
CBHP	Presión de Fondo de Pozo Constante
CIV	Válvula de Aislamiento de TR
CPD	Perforación No Convencional con Control de Presión
DAPC	Sistema de Control de Presión Anular Dinámico
DDV	Válvula de Despliegue en el Fondo del Pozo
DGD	Perforación con Doble Gradiente
DSV	Válvula de Control Hidrostático para Sarta de Perforación
D_w	Profundidad del Tirante de Agua, [pies]
ECD	Densidad de Circulación Equivalente
EMW	Peso del Lodo Equivalente
FF	Factor de Flotación
FG	Gradiente de Presión de Fractura, [lb/gal]
FIT	Prueba de Integridad de la Formación
F_L	Fuerza de Levantamiento, [$\text{lb}_{\text{fuerza}}$]

FMCD	Perforación con Capa de Lodo Flotante
h	Altura de Columna de Lodo, [pies]
HAZID	Identificación de Riesgos
HAZOP	Manejo de Riesgos
H_{KM}	Altura de Lodo de Matar Anular, [pies]
HP	Alta Presión
HT	Alta Temperatura
ID	Diámetro Interno, [pg]
ID_h	Diámetro Interno del Agujero o TR, [pg]
K	Índice de Consistencia del Lodo de Perforación
ILT	Tiempo Perdido Invisible
L_m	Longitud Mínima de Tubería de Perforación, [pies]
LMRP	Conjunto de Fondo del Riser
LOT	Prueba de Leack-Off
LRRS	Variaciones de Doble Gradiente con Bombeo Submarino
LWD	Herramienta de Registros Geofísicos Mientras se Perfora
MCD	Perforación con Capa de Lodo
MFC	Sistema de Control de Micro-Flujo
MPD	Perforación con Manejo de Presión
MD	Profundidad del Pozo Medida [pies]
MW_{ann}	Densidad del Lodo Anular, [lb/gal]
MWD	Herramienta de Medición de Parámetros Direccionales Mientras se Perfora
MW_{dp}	Densidad del Lodo de Perforación de Sacrificio, [lb/gal]
MW_{H_2O}	Densidad del Agua, [lb/gal]
MW_{KM}	Densidad del Lodo de Matar, [lb/gal]
MW_{max}	Máxima Densidad Esperada del Lodo, [lb/gal]

MW_{mud}	Densidad del Lodo de Perforación, [lb/gal]
MW_{set}	Densidad Base para Presión de Apertura, [lb/gal]
MW_{static}	Peso del Lodo a Condiciones Estáticas
MW_{sw}	Densidad del Agua de Mar, [lb/gal]
n	Índice de Comportamiento del Lodo de Perforación
NPT	Tiempo No Productivo
NPV	Valor Presente Neto
NRV	Válvula de No Retorno
NW	Peso Nominal de la Tubería de Perforación, [lb/pie]
OD	Diámetro Externo, [pg]
OD_{dp}	Diámetro Externo de la Tubería de Perforación, [pg]
P_A	Presión en Tubería de Revestimiento/Espacio Anular, [lb/pg ²]
P_{AFP}	Presión debida a la Fricción en el Espacio Anular, [lb/pg ²]
P_{bp}	Contrapresión en Espacio Anular, [lb/pg ²]
PCWD	Preventor Anular Rotatorio
P_{ds}	Presión de Pegamiento Diferencial, [lb/pg ²]
P_f	Presión de Fractura, [lb/pg ²]
P_{fg}	Presión de Gradiente de Fractura, [lb/pg ²]
PG	Gradiente de Presión de Poro, [lb/gal]
P_{inlet}	Presión de Succión de la Bomba Submarina, [lb/pg ²]
$P_{inlet\ post}$	Presión de Succión de la Bomba Submarina después de una Manifestación, [lb/pg ²]
PLC	Controlador Lógico Programable
P_{ls}	Presión de Pérdida de Circulación, [lb/pg ²]
PMCD	Perforación con Capa de Lodo Presurizada
P_p	Presión de Poro, [lb/pg ²]
P_{set}	Presión Superficial de Apertura, [lb/pg ²]

P_{sidp}	Presión Estática de Cierre, [lb/pg ²]
$P_{sidp\ dyn}$	Presión Dinámica de Cierre, [lb/pg ²]
$P_{SPP\ post}$	Presión de Circulación en TP Estabilizada, [lb/pg ²]
$P_{SPP\ pre}$	Presión de Circulación en TP antes de una Manifestación del Pozo, [lb/pg ²]
P_{Static}	Presión Hidrostática ejercida por el Fluido de Perforación, [lb/pg ²]
P_{Sup}	Presión Superficial Estática Anular, [lb/pg ²]
P_{SW}	Presión del Agua de Mar en el Lecho Marino, [lb/pg ²]
P_{wbs}	Presión de Estabilidad del Pozo, [lb/pg ²]
PWD	Herramienta de Medición de Presión Mientras se Perfora
Q_{ADC}	Volumen Acumulativo de Inyección Anular Diario, [bls/día]
Q_{ann}	Volumen de Inyección Anular Periódico, [bls]
Q_{dp}	Gasto de Inyección por Tubería de Perforación, [gal/min]
QTV	Válvula para Viajes Rápidos
RBOP	BOP Rotatorio
RCD	Dispositivo de Control Rotatorio
RMR	Sistema de Recuperación de Lodo Sin Riser
ROP	Velocidad de Penetración
ROV	Vehículo de Operación Remota
RPM	Velocidad de Rotación de la Sarta, [rpm]
SF	Factor de Seguridad
SMD	Sistema de Perforación Submarina con Levantamiento de Lodo
SMO	Módulo de Succión para RMR
TD	Profundidad Total, [pies]
TP	Tubería de Perforación
T_{PI}	Tiempo entre Ciclo de Inyección, [min]
TR	Tubería de Revestimiento

TVD	Profundidad Vertical Verdadera del Pozo, [pies]
UBD	Perforación Bajo Balance
UBO	Operaciones Bajo Balance
v_{HM}	Velocidad de Migración de los Hidrocarburos, [pies/min]
V_{HK}	Volumen Acumulativo de Lodo de Matar, [bls]
ΔMW_{margin}	Densidad de Margen de Seguridad, [lb/gal]
ΔP_{BHA}	Caída de Presión en el Ensamble de Conexiones de Fondo, [lb/pg ²]
ΔP_{Bit}	Caída de Presión en la Barrena, [lb/pg ²]
ΔP_{DS}	Caída de Presión en la Sarta de Perforación, [lb/pg ²]
ΔP_{DSV}	Caída de Presión a lo largo de la DSV, [lb/pg ²]
ΔP_{Frac}	Caída de Presión por Fricción en la Fractura, [lb/pg ²]
ΔP_{Sup}	Caída de Presión por Fricción en el Equipo Superficial, [lb/pg ²]
σ_{max}	Dirección del Máximo Esfuerzo Horizontal
τ	Esfuerzo Cortante
τ_0	Punto de Cedencia
μ	Viscosidad
μ_p	Viscosidad Plástica
θ_{100}	Lectura del Viscosímetro Rotacional a 100 [rpm]
θ_3	Lectura del Viscosímetro Rotacional a 3 [rpm]
θ_{300}	Lectura del Viscosímetro Rotacional a 300 [rpm]
θ_{600}	Lectura del Viscosímetro a 600 [rpm]
γ	Velocidad de Corte

Prefacio

Desde el desarrollo de los primeros pozos petroleros hasta nuestros días, la necesidad de llegar a objetivos más profundos con condiciones más complejas nos ha empujado a desarrollar nuevas y mejores tecnologías, las cuales nos proveen de mejores elementos para lograr optimizar los trabajos de la perforación de pozos. Actualmente, el desarrollo de campos en ambientes marinos ha incrementado considerablemente la dificultad de la construcción de los pozos, debido a factores como las altas presiones y las altas temperaturas (HP/HT, por sus siglas en inglés), las presiones anormalmente bajas, la perforación de pozos en zonas donde se tiene pérdida total o parcial del fluido de perforación y la perforación de pozos en formaciones despresurizadas.

Entre la gran variedad de avances que han surgido para ampliar la gama de recursos para la perforación de pozos en condiciones extremas se encuentran los métodos de perforación con control de presión, en las cuales se tiene un mejor manejo de las presiones durante la perforación. Hasta hoy, se acepta la existencia de tres variaciones generales de la perforación con control de presión: la Perforación Bajo Balance (Under Balanced Drilling, o UBD), la Perforación con Aire (Air Drilling, AD) y la Perforación con Manejo de Presión (Managed Pressure Drilling, MPD). Cabe señalar que con cada uno de estos métodos se obtiene un mejor control sobre las presiones durante la perforación, pero cada método presenta características distintas en sus límites operativos respecto a la ventana operacional y al manejo de las manifestaciones de fluidos de la formación.

Resumen

La Perforación con Manejo de Presión (MPD), como disciplina o método de perforación, es el resultado de los altos costos del Tiempo No Productivo (NPT) ocasionado por la alta proximidad entre la presión de poro y la presión de fractura. Este problema está comúnmente asociado a la perforación marina en sedimentos suaves, pero sin duda también puede ser un gran problema en tierra.

La MPD es una descripción general de métodos para controlar la presión en el pozo, la cual incluye un número importante de ideas que describen los métodos y el equipo desarrollado para limitar las manifestaciones de fluidos de la formación, evitar pérdidas de circulación y prevenir el pegamiento diferencial de la sarta de perforación en el pozo, en un esfuerzo por reducir el número de etapas adicionales de tubería de revestimiento necesarias para alcanzar la profundidad total.

El campo del manejo de la presión en el pozo ha difundido su aplicación en la industria petrolera, suministrando soluciones a problemas en:

- Extender los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento para limitar el número total de etapas y la consecuente reducción del diámetro del agujero.
- Limitar el NPT asociado al pegamiento diferencial de la sarta de perforación.
- Evitar la secuencia pérdida de circulación-manifestación del pozo
- Limitar la pérdida de circulación.
- Perforar con pérdida total de retorno.
- Incrementar la velocidad de penetración.
- Perforar en aguas profundas con pérdidas de circulación y con flujo de agua de formación superficial.

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC, por sus siglas en inglés), en su Comité de Perforación Bajo Balance y Perforación con Manejo de Presión ha hecho la siguiente definición formal de la *Perforación con Manejo de Presión*: “La Perforación con Manejo de Presión es un proceso de perforación adaptable para controlar de manera precisa el perfil de presión en el espacio anular a lo largo de todo el pozo. Los objetivos son determinar las condiciones límite de la presión de fondo del pozo y manejar el perfil de presión hidráulica anular apropiadamente. Esto puede incluir el control de la contrapresión superficial mediante el uso de un sistema de retorno de lodo cerrado y presurizado, el uso de una bomba anular de fondo o cualquier otro dispositivo mecánico. La MPD generalmente evitará las manifestaciones de fluidos de la formación en el pozo.”

No en la definición formal, pero sí implícito, es que este método de perforación utiliza fluidos de perforación monofásicos con el objetivo de producir las mínimas pérdidas de presión por fricción.

La habilidad de la MPD para reducir dramáticamente el NPT en el costoso mercado actual de los equipos de perforación la hace una tecnología que demanda ser considerada en cualquier programa de perforación o desarrollo. La MPD ayuda a manejar los problemas de pérdidas masivas de fluido de perforación asociadas a la perforación en yacimientos carbonatados altamente fracturados o vugulares. También reduce los problemas de densidad de circulación equivalente

(ECD) cuando se perforan pozos de alcance extendido y pozos con margen estrecho entre el colapso y la manifestación de la formación. En pozos con secciones horizontales muy largas, reducir la ECD ayuda a mitigar el impacto del daño inducido por el fluido de perforación, el cual es amplificado por el alto sobre balance. Al definir el método como un “proceso adaptable” puede determinarse que con la MPD el programa de perforación no es simplemente modificable, sino que puede cambiar de acuerdo a como cambian las condiciones en el pozo.

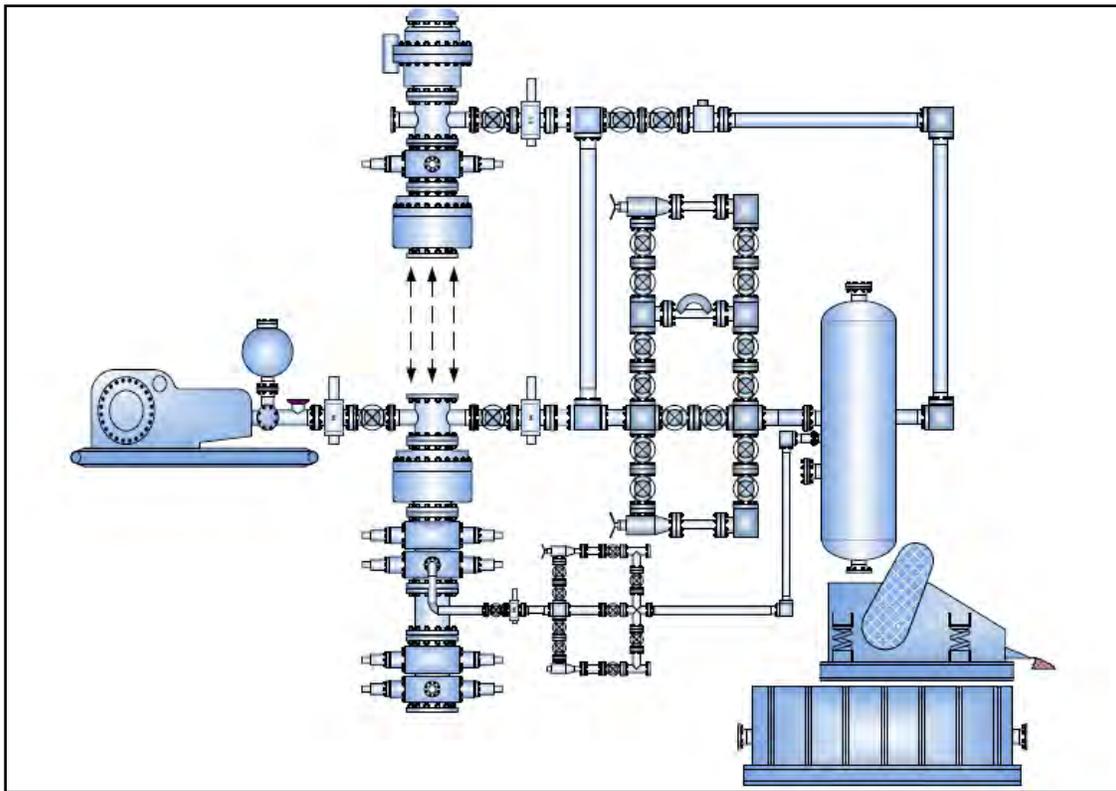
Los métodos básicos cubiertos bajo el nombre de MPD son:

- Método de Presión de Fondo de Pozo Constante (CBHP). Es el término generalmente usado para describir las acciones tomadas para corregir o reducir el efecto de la pérdida de fricción de circulación o ECD en un esfuerzo por estar dentro de los límites impuestos por la presión de poro y por la presión de formación.
- Método de Sistema de Circulación Continua (CCS). Es un sistema desarrollado para hacer las conexiones de tubería de perforación con la circulación ininterrumpida en el pozo, con la finalidad de mantener la ECD constante, y por consiguiente, también mantener constante la presión de fondo.
- Método de Perforación con Capa de Lodo (MCD). Se refiere a perforar sin retorno en superficie y con una columna de fluido anular sobre la formación que está aceptando la inyección de lodo y recortes. La columna de fluido anular puede requerir una presión superficial observable para balancear la presión en el fondo del agujero. Es un método para perforar con seguridad con pérdida total de fluido de perforación.
- Método de Perforación con Doble Gradiente (DGD). Es el término general para referirse a un número de diferentes métodos para controlar la presión anular por arriba del lecho marino mediante el manejo de la ECD en la perforación en aguas profundas.
- Método de Perforación Segura con Control de Micro-Flujo (MFC). Este método es utilizado para perforar con mayores estándares de seguridad y protección ambiental. En este método se puede tener una participación activa del manejo del perfil de presión, pero también puede ser usado de manera reactiva perforando convencionalmente.

La MPD es una de las tecnologías emergentes actuales que más impacto ha tenido en el ámbito de la perforación, permitiendo desarrollar prospectos petroleros que anteriormente eran complicados de alcanzar. Su estudio y comprensión abarca las partes teórica, de diseño y operacional. Muchas veces se clasifica a la MPD como una parte de la perforación bajo balance (UBD) y viceversa. Sin embargo, actualmente se ha aceptado que ambas son variedades diferentes de la perforación no convencional, y esto queda claro cuando se tiene entendido que el precepto principal detrás de la MPD es el mejoramiento de las capacidades de perforación, mientras que en la UBD se busca minimizar el daño al yacimiento.

La MPD tiene un alto potencial de desarrollo y su aplicación actual ha crecido de manera significativa. Su desarrollo está enfocado en permitir alcanzar recursos que no han podido ser obtenidos debido a las dificultades en la perforación de los pozos.

1 Introducción a la Perforación con Manejo de Presión



*Equipo Superficial Genérico para MPD

1.1 Antecedentes

1.1.1 Perforación Convencional

La *Perforación Convencional* tuvo sus inicios en Texas, en el año de 1900. El éxito obtenido en ese lugar y el posterior éxito de la industria de la perforación se puede entender gracias a tres tecnologías que abrieron el camino para la perforación convencional: la mesa rotaria, las barrenas de conos giratorios y el lodo de perforación. Estas tecnologías han tenido sus respectivas mejoras a lo largo de los años.

Actualmente, el sistema de circulación en la Perforación Convencional comienza en la presa de lodos, de donde el fluido de perforación es tomado y bombeado hacia el pozo por el interior de la sarta de perforación; después, el lodo sale al fondo del pozo a través de la barrena, sube por el espacio anular, sale hacia la parte superior del pozo abierta a la atmósfera a través del niple de campana, posteriormente entra al equipo de separación de gas y al equipo de control de sólidos, y finalmente regresa a la presa de lodos para repetir el ciclo. Todo esto se realiza en un sistema donde el retorno del lodo de perforación hacia la presa de lodos se encuentra abierto a la atmósfera. Perforar en un sistema abierto a la atmósfera acarrea numerosas dificultades que alguna vez han complicado la labor de los ingenieros de perforación.

Los pozos convencionales a menudo se perforan en condiciones de *sobre balance*; se puede definir *sobre balance* como la condición donde la presión ejercida en el pozo por el fluido de perforación es más grande que la presión de poro (P_p) en cualquier parte de las formaciones a perforar. El manejo de la presión en el espacio anular está controlado primordialmente por la densidad del lodo y por el gasto de bombeo. En condiciones estáticas, la presión en el fondo del pozo (BHP) es función de la presión de la columna hidrostática (P_{Static}), donde:

$$P_p < BHP = P_{Static}$$

En condiciones dinámicas, cuando las bombas están circulando el lodo en el agujero, la BHP es función de P_{Static} y de la presión debida a la fricción en el espacio anular (P_{AFP}), donde:

$$P_p < BHP = P_{Static} + P_{AFP}$$

Como se puede observar, en la Perforación Convencional siempre se busca tener una presión de la columna del fluido de perforación que sea mayor a la presión de formación, con la finalidad de evitar a toda costa la manifestación del pozo.

En un sistema abierto a la atmósfera, las operaciones de perforación generalmente están sujetas a escenarios de brote-atrapamiento-brote-atrapamiento que contribuyen significativamente al *Tiempo No Productivo* (Non Productive Time, NPT), ocasionando más gastos durante los trabajos de perforación. En el sistema abierto a la atmósfera el mejor indicador de un incidente que requiere el control del pozo es el incremento en el fluido que regresa del pozo, en lugar de la presión. Para revisar si existe flujo comúnmente se jalan los bujes internos, por lo que en ese pequeño periodo de tiempo una manifestación diminuta de fluidos de la formación tiene el potencial de convertirse en

un brote de gran volumen; cuando esto ocurre, las presiones en el pozo no pueden ser monitoreadas adecuadamente hasta que el pozo se cierra, convirtiéndose entonces en un sistema cerrado.

1.1.2 Perforación No Convencional con Control de Presión

La *Perforación No Convencional con Control de Presión* (Controlled Pressure Drilling, CPD) es un proceso de perforación adaptativo que permite un control más preciso de las presiones en el pozo mediante el uso de equipos y métodos de ingeniería. Dicho proceso se está convirtiendo en una metodología importante para el desarrollo de campos maduros con yacimientos depresionados, para la perforación de pozos con ventanas de operación muy estrechas y para el manejo de diversos eventos relacionados con la perforación (como pueden ser brotes y pegaduras por presión diferencial). Las mejoras en el proceso de perforación parten desde la mitigación de los riesgos comunes que son ocasionados por las pérdidas de circulación, por los escenarios de brote/pérdida, por los flujos de gases amargos o simplemente por la perforación lenta en formaciones duras; el resultado final es una reducción de los *costos evitables* (costos plenamente identificables y adjudicables a un proceso, de tal forma que si se elimina el proceso dicho costo se suprime). La pérdida de productividad ocasionada por los riesgos ya mencionados resulta en un incremento del costo total por barril equivalente de aceite, reduciendo el *Valor Presente Neto* (NPV) de los proyectos de explotación petrolera. La CPD mitiga efectivamente esos problemas, reduciendo el Tiempo No Productivo, mejorando la productividad e incrementando el Valor Presente Neto.

El proceso de CPD está definido principalmente por tres métodos:

- Perforación Bajo Balance (UBD).
- Perforación con Aire (AD).
- Perforación con Manejo de Presión (MPD).

El uso del proceso de CPD adecuado puede proveer una gran variedad de beneficios durante las operaciones de perforación y durante la etapa de producción de los pozos; sin embargo, el potencial de la CPD puede no alcanzarse si se perforan pozos no adecuados para aplicar alguno de los métodos o si se aplica un método inadecuado. De acuerdo a esto último, entre los aspectos más importantes para la CPD se encuentran los criterios de selección. El objetivo fundamental de este trabajo es presentar los criterios de selección para un método específico de CPD: la Perforación con Manejo de Presión, comúnmente conocida como MPD.

Actualmente, el método de CPD con mayor madurez es la Perforación Bajo Balance, pero debido a las capacidades de las que carece, la industria se ha enfocado en el desarrollo de la Perforación con Aire y de la Perforación con Manejo de Presión; de estos dos métodos, el que ha contado con mayor crecimiento ha sido la MPD.

La principal demanda para la aplicación de los métodos de CPD es la reducción del Tiempo No Productivo causado por los riesgos de la perforación y el mejoramiento de la productividad del yacimiento con la reducción del daño a la formación. Con los métodos de CPD también es posible disminuir el *Tiempo Perdido Invisible* (ILT), que es el tiempo utilizado para ajustar los parámetros de densidad de lodo requeridos en un sistema convencional de perforación, con el objetivo de

manejar correctamente la presión en el fondo del pozo. El Tiempo Perdido Invisible ocasiona incrementos en el NPT, además de que incrementa el costo de la perforación por:

- Reducción de la Velocidad de Penetración: el incremento en la presión de sobre balance y de la densidad del lodo reducen la eficiencia de la barrena.
- Incremento de los costos de perforación al añadir mayores costos del lodo y tiempo de renta del equipo de perforación.
- Incremento de eventos que requieren control del pozo.
- Incremento en las etapas de tubería de revestimiento.



Figura 1.1 División de eventos durante la perforación de un pozo. En la figura se puede observar que con el uso de una técnica correcta de CPD puede mitigarse en cierta medida el Tiempo No Productivo debido a los riesgos de perforación, al ILT y al NPT convencional.

1.1.3 Perforación Bajo Balance

Entre las operaciones de Perforación con Control de Presión se enlista a la Perforación Bajo Balance. En términos generales, las técnicas y operaciones de *Perforación Bajo Balance* (Under Balance Drilling, UBD) son utilizadas primordialmente para mejorar la productividad del yacimiento. La Perforación Bajo Balance es una actividad de perforación que emplea equipo y controles apropiados para que la presión ejercida por el fluido en el pozo sea intencionalmente menor que la presión de formación (P_p). A condiciones estáticas se tiene que:

$$P_p > BHP = P_{Static}$$

Para condiciones dinámicas, en la Perforación Bajo Balance se considera una contrapresión de respaldo en superficie (P_{bp}), comúnmente ejercida por un múltiple de estrangulamiento superficial, en donde:

$$P_p > BHP = P_{Static} + P_{AFP} + P_{bp}$$

Las *Operaciones Bajo Balance* (UBO) son actividades de construcción o mantenimiento del pozo empleando equipo y controles apropiados, en donde la presión hidrostática ejercida en el pozo es intencionalmente menor que la presión de poro en cualquier parte de las formaciones expuestas, con la finalidad de llevar los fluidos de la formación a la superficie.

Además de mejorar la *Velocidad de Penetración* (ROP), los principales objetivos de la Perforación Bajo Balance son proteger, caracterizar y preservar al yacimiento durante la perforación, de manera que el pozo no esté en riesgo. Para lograr este objetivo, se fomenta que haya pequeñas manifestaciones de fluidos de la formación en el pozo, controladas principalmente por tres terminales de contención superficiales:

- El Dispositivo de Control Rotatorio (RCD)
- El Múltiple de Estrangulamiento
- El Separador Multifase

Si el pozo está siendo producido mientras se perfora, el gas puede ser quemado, recirculado o enviado a una estación de almacenamiento para su eventual venta. Si el pozo está localizado en tierra, el aceite producido generalmente es recolectado en tanques de almacenamiento.

1.1.4 Perforación con Aire

La *Perforación con Aire* (Air Drilling, AD) es una técnica de perforación con control de presión usada para reducir el costo de la perforación incrementando la ROP. Durante décadas, los operadores han confiado en la AD para perforar rápidamente formaciones de limolitas fracturadas de alta dureza, evitando las costosas pérdidas del fluido de perforación. La *BHP* es lo más baja posible con la finalidad de incrementar el rendimiento de la perforación al usar esta técnica, por lo que:

$$P_p \gg \gg BHP = P_{Static} + P_{AFP} + P_{bp}$$

El objetivo de la AD es reducir costos perforando más rápidamente, lo que se lleva a cabo utilizando gas, aire, niebla o espuma como fluido de perforación. La reducción de la *BHP* incrementa significativamente la ROP e incluso aumenta la vida de la barrena como beneficio adicional. Aunque la AD es una tecnología “vieja” en los Estados Unidos de América, aún guarda brillantes promesas en otras áreas del mundo, siempre y cuando las secciones de los pozos sean adecuadas para su aplicación.

La AD puede ser efectiva cuando se tiene presencia de formaciones duras, pérdidas de circulación, peso excesivo del fluido de perforación, invasión al yacimiento, problemas de manifestación de gas y cuando se requiere controlar el pozo. Puede ser utilizada en la sección superficial, intermedia o de explotación, siempre y cuando otros factores operacionales no la excluyan.

1.2 Historia de la Perforación con Manejo de Presión

1.2.1 Inicios de la Perforación con Manejo de Presión, MPD

El grupo de métodos conocidos bajo el nombre actual de *Perforación con Manejo de Presión en el Espacio Anular* (o simplemente Perforación con Manejo de Presión, MPD) no son completamente nuevos. Como elementos individuales, muchos de ellos han existido por varias décadas. Por ejemplo, los dispositivos de control rotatorio (un elemento indispensable para las operaciones de MPD actuales) fueron descritos en el catálogo de la compañía Shaffer Tool Company en 1937 y la *Densidad de Circulación Equivalente* (ECD) fue utilizada efectivamente en prácticas de control de pozo desarrolladas en 1970. La tecnología presente combina y formaliza los nuevos métodos con aquellos históricamente utilizados para tratar con algunos de los problemas más comunes de perforación, como los brotes y las pérdidas de circulación.

Muchas de las primeras ideas en las cuales está fundamentada la MPD fueron presentadas formalmente en tres simposios acerca del estudio de las presiones de formación anormales, llevados a cabo en la Universidad del Estado de Luisiana, E.U., entre 1967 y 1972. En estos simposios se buscaron el origen y la extensión de las presiones anormales y como predecir gradientes de presión y fractura a partir de datos disponibles en sitio.

En 1970, una compañía petrolera de Nueva Orleans perforó un pozo costa afuera en Luisiana, permitiendo y controlando pequeños flujos de la formación, con el objetivo de incrementar la ROP y evitar la pérdida de fluido de retorno, lo que puede considerarse un ejemplo claro de la implementación temprana de la MPD en el Golfo de México.

La Perforación con Capa de Lodo (Mud Cap Drilling, MCD), unos de los métodos de MPD más aplicados históricamente, fue utilizada y llamada comúnmente “perforación seca” o “perforación sin retorno”. Una versión más formalizada de la MCD fue probada en Venezuela en la década de 1980, en el Campo Hibernia de Nueva Escocia en los años noventa y finalmente en Kazajistán, en la antigua Unión Soviética.

Los esfuerzos en la década de 1990 en Austin Chalk, Texas, para perforar cientos de pozos de gas de alta presión con pérdidas totales de retorno del fluido de perforación dieron lugar a la evolución de la MCD, llamada Perforación con Capa de Lodo Presurizada (Pressurized Mud Cap Drilling, PMCD).

Con la formalización de algunos de los métodos más antiguos se han incorporado nuevas tecnologías, como pueden ser:

- Utilizar contrapresión superficial ejercida a un fluido ligero para compensar la ECD.
- Circulación Continua en sistemas de contención presurizados.
- Propuestas de perforación con doble gradiente en aguas profundas en donde se usa una bomba submarina para bombear el fluido de perforación desde el lecho marino hasta la plataforma de perforación.
- Válvulas de fondo de pozo para permitir viajes de la tubería de perforación bajo presión.

Por lo tanto, es notorio que el precepto detrás del desarrollo de los métodos de MPD es el de viejas ideas convertidas en nuevas ideas.

1.2.2 Desarrollo actual de la MPD

El desarrollo actual de los métodos de MPD para su uso en plataformas de perforación flotantes comenzó a finales de los años noventa en conjunto con el desarrollo de los barcos de perforación de 5ª generación. Durante ese periodo, las industrias enfocaron sus esfuerzos en el desarrollo de sistemas de perforación con doble gradiente (también conocidos como “riserless drilling”) empleando sistemas de bombeo submarinos para el retorno del lodo. Uno de estos esfuerzos culminó con la perforación de un pozo de prueba en el Golfo de México, empleando un método de perforación con doble gradiente utilizando una bomba submarina. Adicionalmente, durante ese periodo otro grupo de industrias empleó fluidos de perforación aireados y un sistema de circulación cerrado para perforar una sección depresionada de un pozo costa afuera en Brasil, desde una plataforma de perforación flotante. Ambas operaciones resultaron exitosas desde el ámbito técnico.

La mayoría de los enfoques de la industria han sido encaminados a desarrollar métodos de MPD para aplicaciones en aguas profundas. Muchos de estos métodos son aplicables para todas las operaciones de perforación costa afuera y un número importante de aplicaciones recientes de Perforación con Presión de Fondo de Pozo Constante (CBHP) han sido empleados en instalaciones modificadas en el Mar del Norte y en la parte estadounidense del Golfo de México. Al mismo tiempo, se implementó la Perforación con Capa de Lodo Presurizada en plataformas de perforación costa afuera en el Sureste de Asia.

1.3 Perforación con Manejo de Presión en el Espacio Anular

1.3.1 Definición de MPD según la IADC

La International Association of Drilling Contractors (IADC) define a la Perforación con Manejo de Presión, MPD, como “un proceso de perforación adaptable para controlar de manera precisa el perfil de presión en el espacio anular a lo largo de todo el pozo. Los objetivos son determinar las condiciones límite de la presión de fondo del pozo y manejar el perfil de presión hidráulica anular apropiadamente. Es intención de la MPD evitar el flujo continuo de fluidos de la formación hacia la superficie. Cualquier manifestación de fluidos accidental durante la operación será contenida de manera segura utilizando un proceso adecuado.

- El proceso de MPD emplea una colección de herramientas y técnicas que pueden mitigar los riesgos y costos asociados con la perforación de pozos con condiciones de fondo limitantes, al manejar proactivamente el perfil de presión hidráulica anular.
- La MPD puede considerar el control de la contrapresión superficial, de la densidad del fluido, la reología del fluido, el nivel del fluido en el espacio anular, la fricción por circulación y la geometría del pozo, o combinaciones de estas.

- La MPD puede permitir acciones correctivas más rápidas para hacer frente a las variaciones de presión detectadas. La capacidad para controlar dinámicamente las presiones anulares facilita la perforación de pozos que de lo contrario podrían ser prospectos económicamente no rentables”.

Los métodos de MPD pueden ser utilizados para evitar brotes provenientes de la formación. La MPD es una forma avanzada de control primario del pozo, lo cual se logra empleando un sistema de circulación del fluido de perforación cerrado y presurizado. Un sistema de este tipo permite tener un control más preciso de los perfiles de presión en el pozo, evitando depender solamente de los ajustes en la densidad y en el gasto de bombeo del lodo para lograr la variación en dicho perfil.

Aunque no se encuentra descrito en la definición formal, queda implícito que en este método de perforación se utiliza un fluido de perforación de una sola fase, para producir las mínimas pérdidas por fricción. La idea principal detrás del concepto de MPD es crear un perfil de presiones en el pozo que se mantenga dentro de un rango de tolerancias y cerca del límite de operación, como puede ser la presión de poro, la presión de fractura o la estabilidad del agujero.

1.3.2 Definición de MPD según Haghshenas, Paknejad, Rehm y Schubert

La Perforación con Manejo de Presión, MPD, como una disciplina o método de perforación, es el resultado de los altos costos del Tiempo No Productivo (NPT) causados por la alta proximidad entre la presión de poro y la presión de fractura. Este problema está frecuentemente asociado con la perforación marina en sedimentos suaves, pero puede ser un problema también en la perforación en tierra.

La MPD es una descripción general de métodos para el manejo de la presión en el pozo, que incluye un número de ideas que describen los métodos y el equipo desarrollado para limitar las manifestaciones de fluidos de la formación en el pozo, la pérdida de circulación y las pegaduras por presión diferencial, en un esfuerzo por reducir el número de etapas de tubería de revestimiento requeridas para alcanzar la profundidad total.

El manejo de la presión del pozo tiene una amplia aplicación en la industria de la perforación y proporciona soluciones a problemas comunes, permitiendo:

- Extender los puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento para limitar el número total de etapas y la subsecuente reducción del tamaño del agujero.
- Limitar el Tiempo No Productivo, NPT, asociado con las pegaduras por presión diferencial.
- Evitar la secuencia pérdida de circulación-brote.
- Limitar la pérdida de circulación.
- Perforar con pérdida de retorno total.
- Incrementar la velocidad de penetración (ROP).
- Perforación en aguas profundas con pérdida de circulación y flujos de agua de formación superficial.

La capacidad de la MPD para reducir dramáticamente el NPT la convierte en una tecnología que demanda ser considerada en cualquier programa de perforación o de desarrollo. La MPD ayuda a manejar los problemas de pérdidas masivas asociadas con la perforación en yacimientos carbonatados altamente fracturados o vugulares. También reduce los problemas asociados con la Densidad de Circulación Equivalente, ECD, cuando se perforan pozos de alcance extendido y pozos con márgenes estrechos entre el punto de colapso de la formación y el punto de manifestación del pozo. En secciones horizontales grandes, reducir la ECD ayuda a mitigar el impacto que tiene el fluido de perforación, el cual es incrementado por el alto sobre balance. La definición de MPD es única por el hecho de que el plan de perforación no solamente es modificable, si no que se modificará conforme a las condiciones en el pozo cambien.

1.4 Categorías de MPD

1.4.1 MPD Reactiva

La *MPD Reactiva* utiliza métodos de Perforación con Manejo de Presión y/o equipos especiales como un medio de contingencia para mitigar problemas de perforación en caso de que estos se presenten. Los pozos están usualmente planeados para ser perforados con métodos de perforación convencionales, con asentamiento normal de tuberías de revestimiento y con programa de lodos convencional. El equipo de MPD y los procedimientos de contingencia son activados solamente después de que un evento no planeado ocurra.

Cuando se planea perforar con un diseño convencional en los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento y en el programa de fluidos, el equipo de perforación es equipado con al menos un Dispositivo de Control Rotatorio (RCD), con un múltiple de estrangulamiento y con una válvula flotadora en la sarta de perforación (para permitir el paso del lodo, pero no su retorno) como medidas para manejar de manera más segura y eficiente eventos inesperados, como pueden ser condiciones inesperadas en el fondo del pozo, así como también presiones de poro o fractura más bajas o altas que las previstas en el programa de fluidos para esa profundidad. De los equipos de perforación terrestre que están practicando la MPD, la mayoría está aplicando la categoría Reactiva de la MPD.

Como un medio para tratar con acontecimientos inesperados, el programa de perforación está planeado desde el principio para poder actuar ante cualquier imprevisto. Esto, en parte, explica porque un número creciente de compañías aseguradoras requieren programas de perforación que les garanticen que los pozos serán perforados con un sistema de retorno de lodo cerrado y presurizado.

1.4.2 MPD Proactiva

La *MPD Proactiva* utiliza métodos de Perforación con Manejo de Presión y/o equipos para controlar de manera activa y precisa el perfil de presión anular a través de todo el pozo. Esta categoría utiliza la amplia gama de herramientas y métodos disponibles para el mejor control del asentamiento de las tuberías de revestimiento (utilizando menos etapas), proporcionando un mejor control de los requerimientos de densidad del lodo y empleando el control de la presión como

medio para detectar incidentes potenciales que requerirán el control del pozo. Esto permite enfocar de mejor manera el tiempo en las operaciones de perforación y evita invertir tiempo en actividades no productivas.

El programa de perforación proactivo considera casos de identificación y manejo de riesgos, además de que el programa puede ser modificado durante las operaciones de perforación.

1.5 Métodos de MPD

Actualmente, en la industria petrolera se ha delimitado de manera exitosa aquellos métodos que pueden ser considerados como métodos de MPD. En general, la clasificación de los métodos tiene variaciones muy poco significativas cuando se hace comparación entre diversos autores, y en muchas ocasiones las diferencias sólo se encuentran en el nombre del método, siendo sus principios los mismos. Por lo tanto, se considera que la clasificación más aceptada de los métodos de MPD (la cual será usada para este trabajo) es la siguiente:

- Método de Presión de Fondo de Pozo Constante (CBHP).
- Sistema de Circulación Continua (CCS).
- Método de Perforación con Capa de Lodo (MCD).
- Método de Perforación con Doble Gradiente (DGD).

Es posible notar que en los métodos citados arriba se tiene un uso proactivo de la MPD. Sin embargo, también se considera la existencia de un método conocido como *HSE* (siglas de Health, Safety & Environment, que podríamos adecuar a nuestro idioma como Salud, Seguridad y Medio Ambiente), el cual está enfocado a que las operaciones de perforación cumplan con los criterios y normas de seguridad, salud y protección ambiental establecidas por los gobiernos y las mismas compañías. Como es posible deducirlo, en este último método se considera el uso reactivo de la Perforación con Manejo de Presión.

En este trabajo también se considerará el método de MPD llamado Sistema de Control de Micro-Flujo, MFC, el cual puede clasificarse como un método de CBHP cuando es usado de forma proactiva, pero que comúnmente es usado en forma reactiva con la finalidad de mejorar la seguridad durante la perforación. Para el método HSE puede usarse el equipo común en la CBHP y en la MFC sin un uso proactivo de este, lo que quiere decir que la ejecución de la perforación se realiza de manera convencional, contando con el equipo auxiliar para mejorar las capacidades de detección y manejo de eventos indeseados, como pueden ser los brotes y las pérdidas de lodo.

1.6 Problemas Situacionales en la MPD

1.6.1 Excesivas Etapas de Tubería de Revestimiento

El revestimiento con tuberías es la solución a la mayoría de los problemas del pozo. Sin embargo, conforme se van añadiendo nuevas etapas de TR se va ocasionando una reducción del diámetro del agujero. La industria de perforación costa afuera ha llegado a la absurda y poco

económica situación de comenzar el pozo con un diámetro de agujero de 36 [pg] para entrar al yacimiento con un agujero de 6 [pg] de diámetro. Los métodos de MPD están diseñados para lidiar con la extensión de los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento más allá de los límites convencionales impuestos por la ventana operacional. En perforación costa afuera, los métodos de MPD con Doble Gradiente han tenido tal impacto que en ocasiones han logrado reducir pozos de siete etapas a simplemente tres.

La MPD controla el perfil de presión en el anular para evitar problemas de perforación. Perforar más profundo y eliminar etapas de TR permite que los objetivos de interés sean alcanzados con agujeros de mayor diámetro, permitiendo mejores terminaciones y aparejos de producción más grandes, reduciendo el costo operacional y añadiendo valor económico al proyecto.

Los esfuerzos actuales en el alargamiento de los puntos de asentamiento de TR y en la perforación con TR (Casing Drilling, técnica que incluso puede combinarse con la MPD) han mitigado en gran manera el problema de la reducción excesiva del agujero. También se ha investigado en la parte de perforar todo el pozo desde la superficie hasta alcanzar la profundidad total con un solo diámetro de agujero, pero es algo que está estrechamente en función de costos, experiencia, pero sobre todo perfeccionamiento técnico.

1.6.2 Pérdida de Circulación

Las pérdidas de circulación son unas de las mayores causas del NPT. Estas ocurren cuando la densidad del lodo es incrementada al punto donde la presión de fractura es excedida. Todos los Ingenieros de Perforación deben estar entrenados para controlar las presiones a lo largo del agujero, pero es común que la respuesta natural ante una manifestación de la formación y cuando se quiere circular una burbuja de gas sea el incremento de densidad del lodo, muchas veces sobrepasando los márgenes de presión de fractura. En la MPD, el mantener la densidad del lodo por debajo de la presión de fractura y el uso de una contrapresión superficial permite al operador mantener la presión en el pozo entre los límites establecidos por las presiones de poro y fractura. De esta manera, las pérdidas de circulación pueden ser prevenidas sin afectar al pozo.

1.6.3 Manifestaciones de Fluidos de la Formación

Incluso en el mejor de todos los escenarios, cuando una manifestación de fluidos de la formación es detectada de manera oportuna, circulada fuera del pozo y la densidad del lodo de perforación se incrementa sin problemas, existen costos adicionales debido al tiempo y materiales empleados durante el control de dicho evento. Por lo tanto, el posible pegamiento diferencial de la sarta de perforación, la pérdida de circulación y el costo que tiene controlar las manifestaciones de la formación pueden ser una parte muy significativa del costo total del proyecto de perforación.

La MPD busca evitar el problema de las manifestaciones de fluidos de la formación mediante el monitoreo cuidadoso de la ECD en el agujero y controlando los gastos de entrada y salida o los cambios de presión en el agujero con la aplicación de contrapresión. Bajo condiciones cuidadosamente controladas, una manifestación de fluidos incipiente debida a un cambio en la ECD o a una zona de transición es casi un “bache” indistinguible en las condiciones de perforación.

1.6.4 Pegamiento Diferencial

La tubería de perforación pegada al agujero es una cuestión de importancia mayor, tal como puede ser evidenciado por la gran cantidad de literatura y programas computacionales dedicados al problema. Comúnmente, una manifestación de la formación inicia o es el resultado del pegamiento diferencial de la sarta de perforación. El pegamiento diferencial es ocasionado por la diferencia de presión entre el agujero y una zona permeable. Ahí, el enjarre en las paredes del pozo retarda el flujo del líquido del lodo de perforación hacia la zona permeable de baja presión y la tubería se pega diferencialmente contra la pared (Figura 1.2). Mantener una baja presión diferencial entre el pozo y la formación reduce la tendencia al pegamiento diferencial.

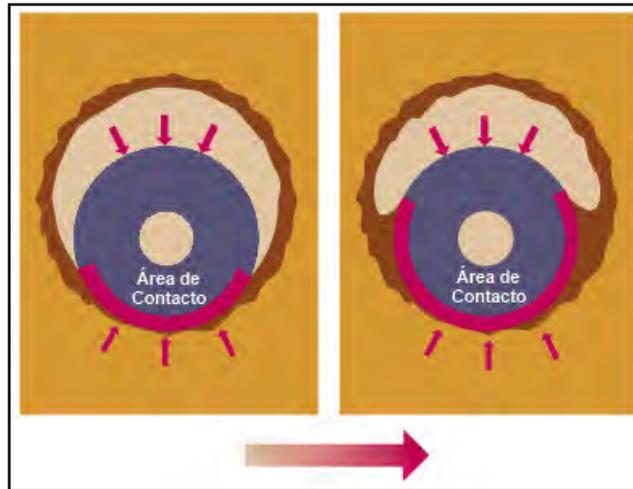


Figura 1.2 Este esquema muestra el pegamiento diferencial de un drill collar en la pared del pozo. Si se observa, mientras mayor sea el tiempo que la sarta permanezca en contacto con la pared del pozo, el área de contacto puede incrementarse severamente hasta que sea difícil o prácticamente imposible despegarla. Por lo tanto, para mitigar los pegamientos una práctica recomendada es mantener la sarta en constante movimiento.

1.6.5 Baloneo del Pozo

El efecto de baloneo en el pozo puede ocasionar un incremento significativo en el NPT. Este efecto hace referencia a que una formación plástica puede tomar algo del fluido de perforación cuando la presión en el pozo se acerca mucho a la presión de fractura durante la circulación del lodo (o movimiento de la sarta) y regresarlo cuando la presión disminuye debido a que se paran las bombas de lodo. El efecto es similar a una Prueba de Leak-Off y es notable cuando las bombas de lodo son detenidas para hacer una conexión o cuando se hace un viaje de la sarta. Cuando el baloneo ocurre, el pozo fluye a una corriente pequeña que inicialmente aparenta ser el inicio de una manifestación de la formación. Después de una media hora o más, es evidente que dicho flujo no se incrementa o realmente está decreciendo, por lo que puede ser concluido que se tiene la presencia

del efecto de baloneo y no el inicio de una manifestación. Es importante mencionar que en el programa de perforación debe incluir algún plan o algoritmo para identificar el baloneo y las manifestaciones de formación incipientes para limitar el NPT.

La Figura 1.3 muestra los efectos que ocurren cuando la diferencial de presiones entre el pozo y la formación es muy baja o muy alta. Esta Figura ayuda a entender porque en muchos pozos los límites convencionales de presión de poro y presión de fractura no son siempre válidos para todos los pozos. Por ejemplo, existen pozos donde el mayor problema es la estabilidad, por lo que la presión de poro sería inadecuada para ser usada como límite inferior en la ventana operacional.

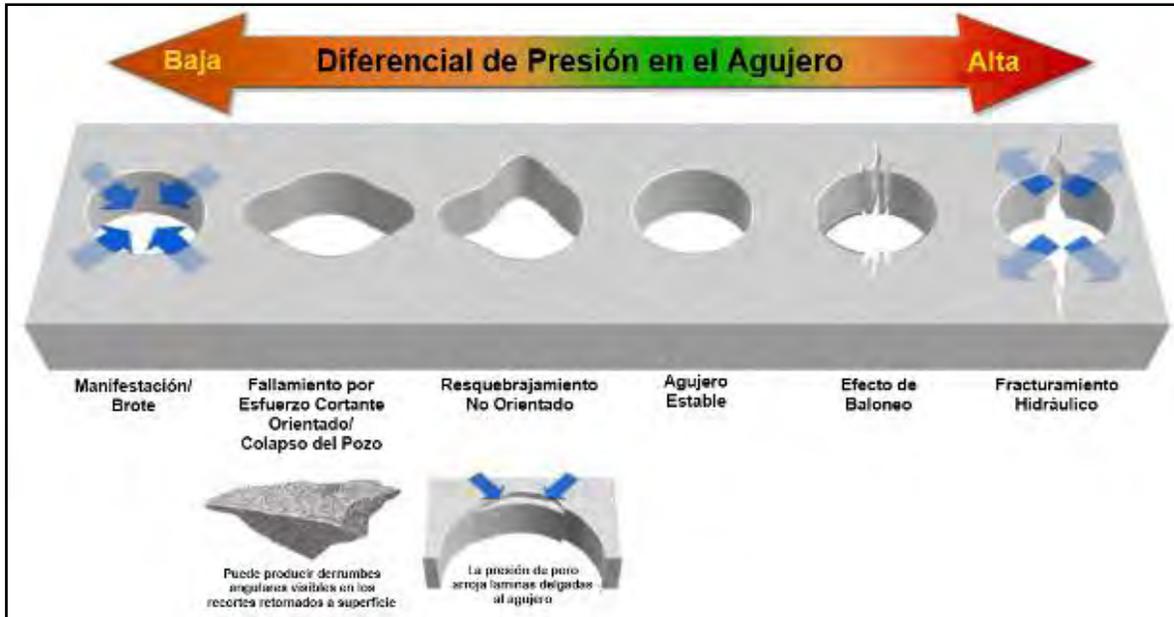


Figura 1.3 Imagen que muestra los efectos de la diferencial de presión entre el pozo y la formación.

1.6.6 Problemas en la Perforación en Aguas Profundas

Para comprender la mayoría de los problemas asociados a este tipo de perforación, basta con recordar que la mayoría de las formaciones someras en aguas profundas son plásticas y que las fracturas generadas se pueden cerrar cuando la presión en ellas se disminuye.

En las operaciones de aguas profundas uno de los mayores retos a los que se enfrentan los Ingenieros de Perforación es al llenado del riser, ya que debido a la gran longitud que este tiene hasta alcanzar el fondo marino, la columna hidrostática de lodo se incrementa significativamente, causando pérdidas de fluido de perforación desde etapas superficiales.

Los sedimentos someros marinos están formados de arenas de alta permeabilidad con alto contenido de agua y gas. Los sedimentos marinos someros –regularmente arcillas y arenas poco consolidadas- tienen una presión de poro que es casi igual a la presión de sobrecarga de la columna de agua más la presión ejercida como resultado de la densidad bulk de los sedimentos no

consolidados. A medida que el agujero se torna más profundo, los sedimentos empiezan a ser más compactos y la densidad bulk se incrementa, al igual que la presión de formación en las arenas. La presión de fractura cambia de una simple sobrecarga a un valor más complejo.

Si el pozo es perforado en tierra o en aguas poco profundas, la columna de fluido de perforación puede ser pesada para que quede justo por debajo de la sobrecarga o presión de fractura, para contener cualquier presión dentro de la formación de arenas, posibilitando el asentamiento de la TR a una profundidad razonable. En la perforación en aguas profundas, la presión ejercida por el fluido de llenado del riser o de la TR si el BOP se encuentra en superficie puede ocasionar pérdidas de lodo en el pozo. Esto ocasiona que el asentamiento de la TR superficial sea más somero, ocasionando que más adelante sean requeridas etapas adicionales en el pozo. De aquí podemos determinar el origen de otro problema asociado a la perforación en aguas profundas: las excesivas etapas de asentamiento de TR.

Para mitigar los problemas mencionados arriba puede hacerse uso de la Perforación con Doble Gradiente, que también acarrea uno de los fenómenos que deben ser manejados con mayor precaución: el efecto de tubo en U. En el Capítulo 2, en la parte correspondiente a la Perforación con Doble Gradiente se describe detalladamente este efecto, además de que se discutirán varios métodos que han probado ser exitosos para lidiar con la mayoría de los problemas listados en la perforación en aguas profundas.

1.7 Diferencia, Comparación y Beneficios de la MPD y la UBD

1.7.1 Diferencia entre MPD y UBD

La Perforación Bajo Balance, UBD, y la Perforación con Manejo de Presión, MPD, han ganado popularidad como metodologías de perforación para superar algunos de los problemas a los que hay que enfrentarse en la perforación sobre balance. Estos métodos son complementarios y no pueden considerarse métodos completamente separados; sin embargo, los métodos de MPD en un momento han sido clasificados como un subconjunto de la UBD. Esto ha ocasionado que con la terminología actual y con las muchas similitudes que tienen en común sean frecuentemente confundidas una con la otra. Sin embargo, aunque compartan cierta semejanza y sean métodos complementarios, actualmente se considera que ambos son una variedad de las operaciones de Perforación No Convencional con Control de Presión, CPD.

La principal diferencia entre la UBD y la MPD es que para la UBD la presión de circulación de fondo del pozo debe estar mantenida por debajo de la presión de poro del yacimiento a través de toda la sección del agujero abierto, mientras que para la MPD la presión de circulación de fondo del pozo está diseñada para que sea igual o un poco por arriba de la presión de poro a través de toda la sección del agujero abierto. Hay algunas excepciones, como cuando se encuentran varias presiones de formación en la sección del agujero abierto; sin embargo, el objetivo principal de la MPD es prevenir el flujo de la formación mientras se lleva a cabo la perforación, que es lo opuesto al caso de la UBD.

La UBD es una herramienta para mejorar el rendimiento del yacimiento y la caracterización de este, así como para tratar con problemas durante la perforación. La MPD, por otro lado, es principalmente una solución para mitigar problemas relacionados con la perforación. Ambos

resultan en una reducción del Tiempo No Productivo. Algunas veces puede ser requerida la combinación de ambos métodos para un mismo pozo.

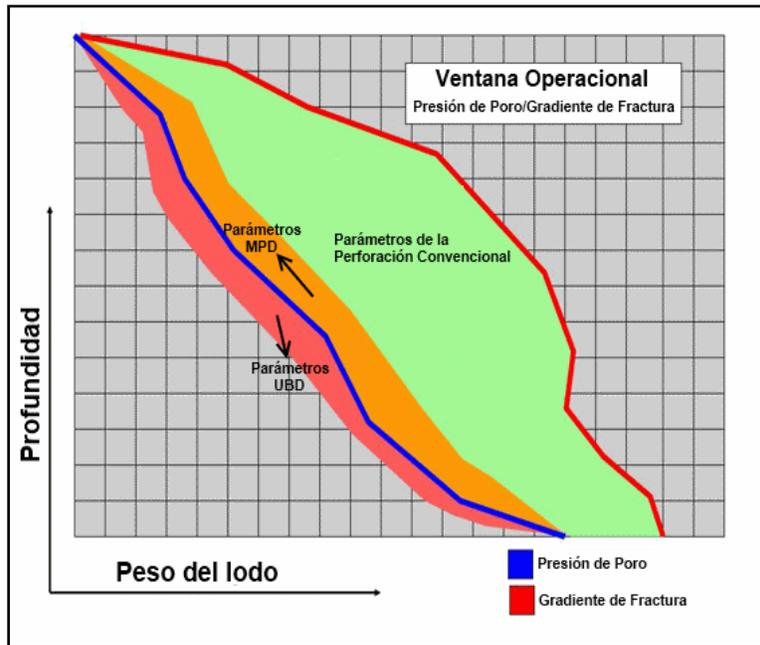


Figura 1.4 Ventana Operacional hipotética que muestra los gradientes de poro y fractura. Es notable que los límites hidráulicos UBD/MPD son mucho más estrechos que en las aplicaciones de perforación convencional.

1.7.2 Comparación y Beneficios entre MPD y UBD

Una comparación de los dos métodos puede ser desarrollada al considerar los objetivos del proyecto, los requerimientos del equipo y los riesgos o beneficios de cada método. De acuerdo a los objetivos de diseño, se ha establecido que la MPD es empleada principalmente para resolver problemas relacionados con la perforación, aunque también pueden ser logrados algunos beneficios en el yacimiento; esto no es de sorprender, dado que cualquier esfuerzo para reducir el grado de sobre balance (y con esto el impacto del fluido de perforación) en la formación, tendrá usualmente algunos beneficios positivos en el yacimiento. La UBD, por otra parte, ha sido empleada para resolver problemas relacionados con la perforación y con el yacimiento. Por lo tanto, la diferencia principal entre la UBD y la MPD tiene que ver con el grado de resolución posible con cada método para los problemas relacionados con la perforación y con la productividad del yacimiento.

La MPD usualmente es considerada como más fácil de aplicar en comparación a las operaciones completas de UBD. Los requerimientos de la MPD pueden determinar que un equipo más simple cumplirá las condiciones de seguridad para el pozo, y por lo tanto, el tiempo y costo de renta de equipo se reducirá en comparación de realizar toda la operación bajo balance. Otro aspecto importante es que la presencia de flujo multifásico en operaciones UBD interfiere con ciertas mediciones, como las adquiridas con la herramienta de *MWD* (Measurement While Drilling, usada

para vigilar los parámetros de perforación direccional) o de *PWD* (Pressure While Drilling, permite detectar las presiones en el pozo en tiempo real y ajustar la ventana operacional al mismo tiempo), lo cual usualmente no representa un problema en una operación de MPD.

Los requerimientos de equipo para ambas operaciones varían considerablemente dependiendo de los parámetros de diseño del proyecto. En muchos casos, el mismo equipo es necesario para los métodos de UBD así como para los de MPD. La característica que hace la diferencia es que en la MPD puede ser utilizado un equipo de separación más pequeño, ya que no se espera un gran flujo de fluidos de formación durante la perforación. Adicionalmente, debido a que los cambios de *contrapresión* en la cabeza del pozo son utilizados para controlar las operaciones de MPD, se requiere algún nivel de automatización del sistema superficial para lograr acciones rápidas e ininterrumpidas ante cambios inesperados en las condiciones de fondo del pozo.



Figura 1.5 Equipo para MPD instalado en sitio.

A pesar de sus beneficios y de ser un método popular para superar diversos problemas, la UBD no ha sido adoptada por la industria tan fácilmente como se habría esperado. Los costos de renta del equipo y las limitaciones en la aplicación de las técnicas en costa afuera, ya sea por las regulaciones que limitan la quema de hidrocarburos o la inestabilidad de la formación, son comúnmente citados como razones para su escasa aceptación. La MPD se desarrolló como una mitigación intermedia.

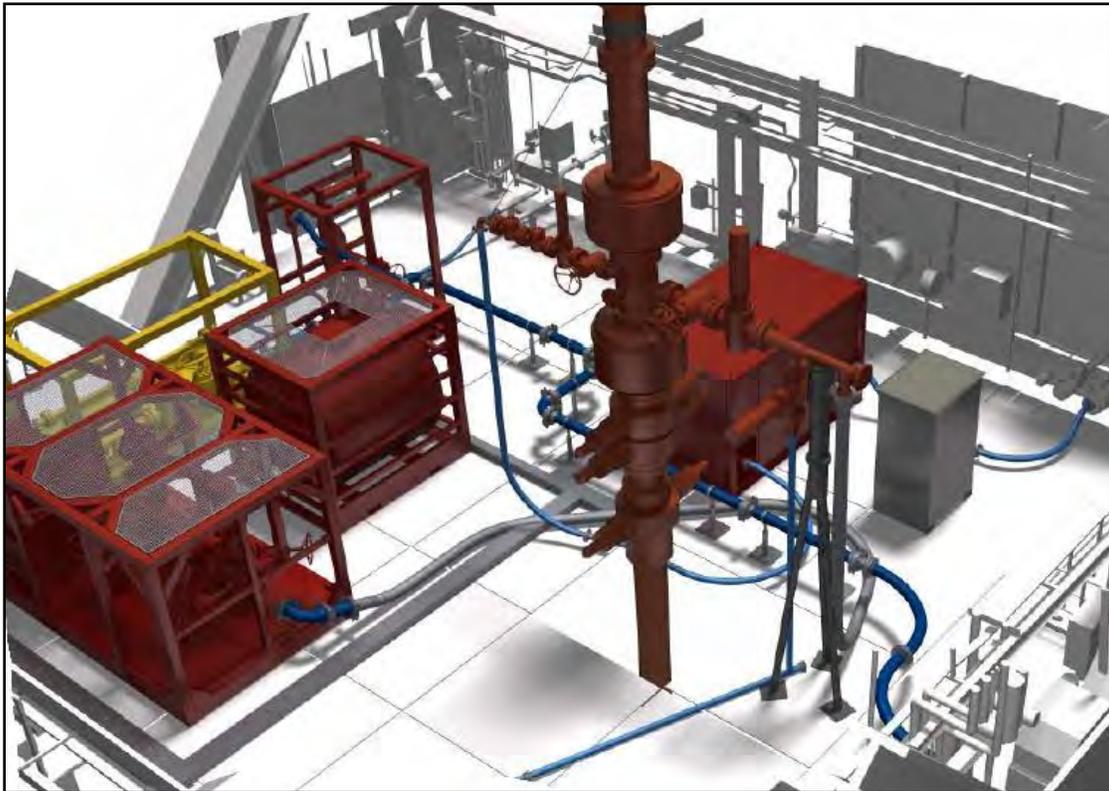
La aplicación de la MPD tiene lugar dependiendo de los problemas que haya que enfrentar, pero no es compatible con la UBD en cuanto a minimizar el daño a la formación, facilitar la caracterización del yacimiento o identificar zonas productivas que no son evidentes cuando se perfora sobre balance; pero cuando el objetivo es simplemente mitigar los problemas de perforación, la MPD puede ser más efectiva que la UBD y es más factible económicamente. La MPD es también preferible cuando:

- La inestabilidad del pozo es un problema
- Existe preocupación en cuestión de seguridad debido a los altos gastos de liberación del H₂S.
- Existen regulaciones que prohíben la quema o producción de hidrocarburos mientras se perfora.

Cabe destacar que actualmente la MPD ha tenido un crecimiento muy significativo gracias a que enlista una gran variedad de métodos enfocados a solventar problemas muy específicos, como pueden ser las pérdidas o los excesivos puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, lo que la convierte en una alternativa muy versátil a la hora de perforar. Debido a que el enfoque principal de la MPD es mejorar el proceso de perforación, puede entenderse que sus aplicaciones pueden ser sumamente variadas.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que parte del éxito de los métodos de MPD se encuentra en que el enfoque primario de la MPD es el de mitigar los riesgos de la perforación, aumentando el beneficio económico de los proyectos de explotación petrolera mediante la disminución del Tiempo No Productivo y en ocasiones brindando también oportunidad de alcanzar zonas no posibles con métodos de perforación convencionales.

2 Métodos de Perforación con Manejo de Presión en el Espacio Anular



*Equipo de MPD Genérico Instalado en el Equipo de Perforación

2.1 Presión de Fondo de Pozo Constante, CBHP

2.1.1 Introducción a la Perforación con CBHP

Este capítulo trata acerca del sistema y equipo para el control de la *Presión de Fondo de Pozo Constante* (Constant Bottom Hole Pressure, CBHP) utilizado por *At Balance Americas, LLC*, en conjunto con la planeación y el entrenamiento requerido para hacer a la operación de perforación segura y eficiente.

Una tecnología de perforación práctica es aquella que resuelve un problema real de manera efectiva al menor costo, ocasionando el menor impacto en los otros elementos del sistema de perforación. A diferencia de la tecnología de UBD, que en ocasiones reemplaza por completo varios de los elementos del sistema de perforación convencional, la tecnología de MPD se conecta y mejora la capacidad de los elementos convencionales. La capacidad del sistema de circulación y del fluido de perforación –dos elementos básicos que se utilizan en cada método de perforación para controlar la presión en el fondo del pozo- son mejorados con los métodos de MPD. Sin embargo, conforme los campos maduran durante su etapa de producción, la presión de poro, la estabilidad del agujero y el gradiente de fractura pueden cambiar hasta el punto en que es requerido mayor control dinámico.

De las diferentes tecnologías y procedimientos requeridos para perforar un pozo, ninguno está más centrado hacia la operación de perforación exitosa que aquel que controla la presión en el fondo del pozo (*BHP*). La geología y la presión in-situ determinan las fronteras con las cuales se debe regular la *BHP*. Independientemente de la geología y las presiones con las que se debe lidiar, las principales tareas del sistema de perforación –como el transporte de los recortes, la prevención de brotes y de pérdidas de fluido, evitar pegaduras de la sarta, mantener el pozo estable y direccionado hacia su objetivo, todo esto dentro de un presupuesto determinado- son las mismas; estas tareas no cambian conforme a la maduración del campo, solamente se hacen más complicadas de ejecutar.

La colección de métodos de control de presión conocidos como MPD complementan los elementos básicos añadiendo más control sobre la *BHP* mientras se perfora, extendiendo el control sobre la *BHP* hasta las etapas operacionales cuando las bombas de lodo están apagadas, mejorando la estabilidad del pozo, manteniendo el pozo controlado y en condiciones de seguridad, y extendiendo los prospectos productivos que de otra forma sería muy costoso alcanzar.

2.1.2 Control de Presión

En general, el método de MPD conocido como *Presión de Fondo de Pozo Constante* (CBHP) se refiere a un proceso donde la presión en el espacio anular en el pozo se mantiene constante o casi constante a una profundidad específica, teniendo las bombas de lodo encendidas o apagadas. En este contexto, *constante* significa mantener la *BHP* dentro de una ventana definida por un límite de presión superior y por un límite de presión inferior (Figura 2.1). Así mismo, a la diferencia entre ambos límites se le conoce como *margin*.

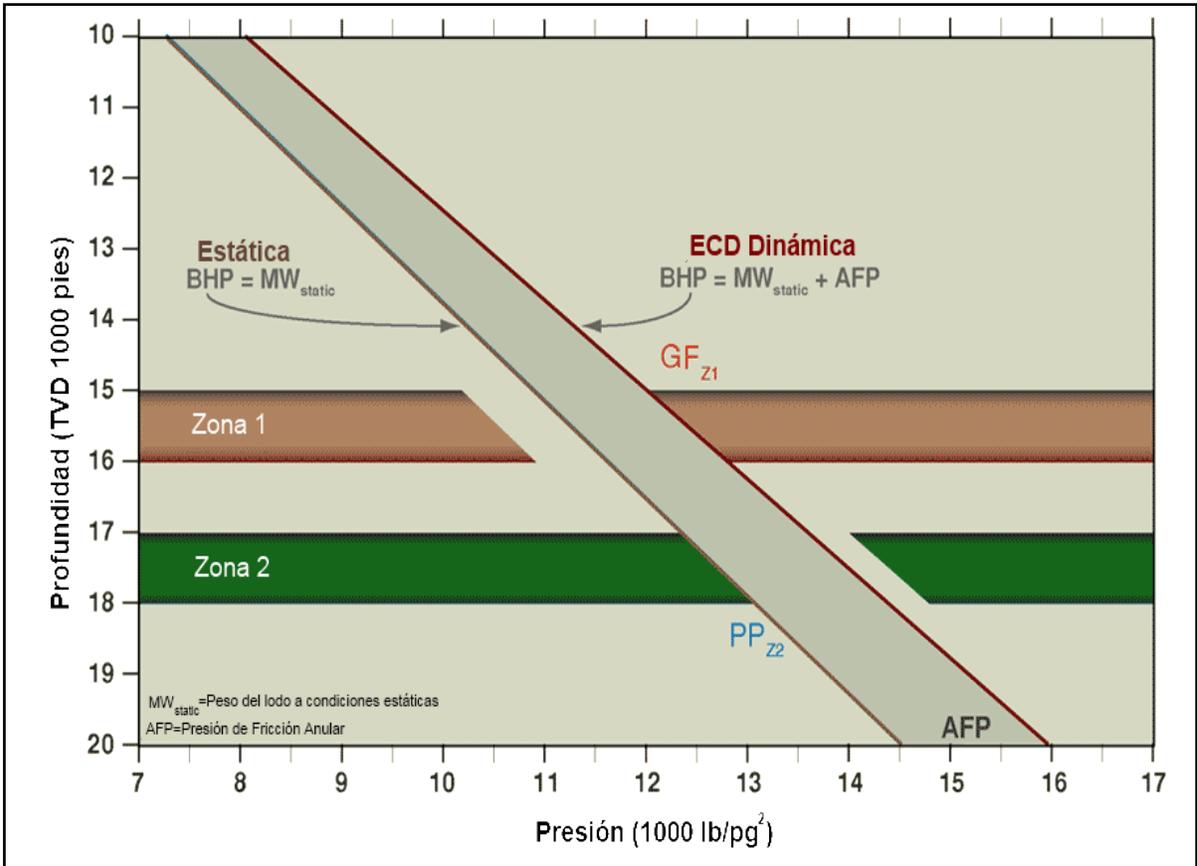


Figura 2.1 Ventana operacional con límite inferior definido por la presión de poro en la Zona 2 y con límite superior definido por el gradiente de fractura en la Zona 1. Además, durante la perforación se presenta la situación donde la ECD no debe crecer mucho al pasar a través de la Zona 2, ya que en la Zona 1 la ECD es igual al gradiente de fractura.

Para el límite inferior, el margen está definido comúnmente por la presión de poro, P_p , y por la estabilidad del pozo, P_{wbs} , así como el límite superior puede estar definido por la presión por pegamiento diferencial, P_{ds} , por la presión por pérdida de circulación, P_{ls} , y por la presión de fractura, P_f . En general, estas presiones pueden ser relacionadas aproximadamente de la siguiente manera:

$$P_p < P_{wbs} < BHP < P_{ds} \leq P_{ls} \leq P_f \quad (2.1)$$

Para entender los límites presentados en la ecuación 2.1 y el papel que juega en el control de la presión se debe considerar la simple pero fundamental ecuación de presión:

$$BHP_{Dynamic} = P_{Static} + P_{AFP} \quad (2.2a)$$

donde:

P_{Static} = Presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación cuando las bombas del equipo de perforación están apagadas.

P_{AFP} = Presión debida a la fricción en el espacio anular, creada por la circulación del fluido de perforación.

La ecuación (2.2a) se aplica cuando las bombas del equipo están encendidas y el lodo está circulando. El término $BHP_{Dynamic}$ también puede ser expresado como una Densidad de Circulación Equivalente (ECD) y algunas veces es conocido también como *Peso del Lodo Equivalente* (EMW). Cuando se utiliza el término de peso del lodo equivalente, las unidades en que se expresa el gradiente de presión están dadas en libras por galón, [lb/gal], o en gravedad específica.

Cuando las bombas están apagadas o cuando se detiene la circulación del fluido en el pozo, se tiene que $P_{AFP} = 0$ y por lo tanto la Ec. (2.2a) se convierte en:

$$BHP_{Dynamic} = P_{Static} \quad (2.2b)$$

Las ecuaciones (2.2a) y (2.2b) representan, respectivamente, la BHP a condiciones dinámicas y estáticas en un sistema de circulación abierto (Figura 2.2). En un sistema abierto, el lodo de perforación fluye hacia afuera de la cabeza del pozo a través de un sistema de tuberías superficiales abiertas a la atmósfera, a diferencia de un sistema cerrado, donde el lodo de perforación fluye de la cabeza del pozo hacia un equipo especial que lo mantiene presurizado.

Para la mayoría de las operaciones de perforación el límite inferior para la presión de fondo (BHP) está determinado por la presión de poro, P_p , que representa los valores mínimos que se deben mantener para evitar brotes y manifestaciones del pozo. Sin embargo, en muchos campos el límite inferior está dictado por la presión de estabilidad del pozo, P_{wbs} , y no por la presión de poro, P_p . La estabilidad del pozo tiende a ser un fenómeno de presión más complejo que la presión de poro, debido a que está en función de la magnitud y dirección del máximo esfuerzo horizontal (σ_{max}), de la orientación del pozo respecto a σ_{max} , de la inclinación del pozo, de la reología del fluido de perforación (y en particular de la densidad de éste), de la presión de poro, de la porosidad de la roca, de la permeabilidad, así como del gasto de bombeo, la velocidad de rotación de la sarta y la Velocidad de Penetración, ROP.

Generalmente, se tiene que $P_{wbs} > P_p$ y dependiendo del campo donde se perfora, la diferencia puede ser muy pequeña y estar en el orden de 0.2 – 0.5 [lb/gal] en EMW o ser muy grande y llegar a estar entre 2.5 – 3.0 [lb/gal]. Cuando el fluido de perforación está circulando, la P_{AFP} adicional reduce el margen de seguridad respecto a los límites superiores: P_{ds} , P_{ls} y P_f . Esta es una situación que representa un reto, ya que complica las labores de perforación principalmente en campos maduros con gradientes de presión de fractura reducidos y en campos con carbonatos fracturados.

Haciendo la consideración de que el riesgo de la inestabilidad del pozo se intensifica en un sistema de perforación abierto, se sabe que con el tiempo el fluido de perforación circulante carga el volumen de roca en el espacio anular, cerca de la parte donde el agujero descubierto está sometido a la presión debida a la ECD. La profundidad de carga de los recortes está limitada por la permeabilidad y porosidad de la roca misma, y por el grado en que el fluido de perforación obstruye

los canales porosos en las paredes del agujero descubierto. Cuando la circulación se detiene el volumen cargado se relaja y la BHP se revierte a la BHP_{Static} , la cual es menor que la presión a la que está sometida la roca cuando soporta la carga. Este ciclo de carga y relajamiento ocurre cada vez que las bombas de lodo son activadas y detenidas, lo cual ocasiona que la roca este sometida a esfuerzos que pueden inducir a la fatiga de las paredes del pozo, y finalmente ocasionar que estas fallen.

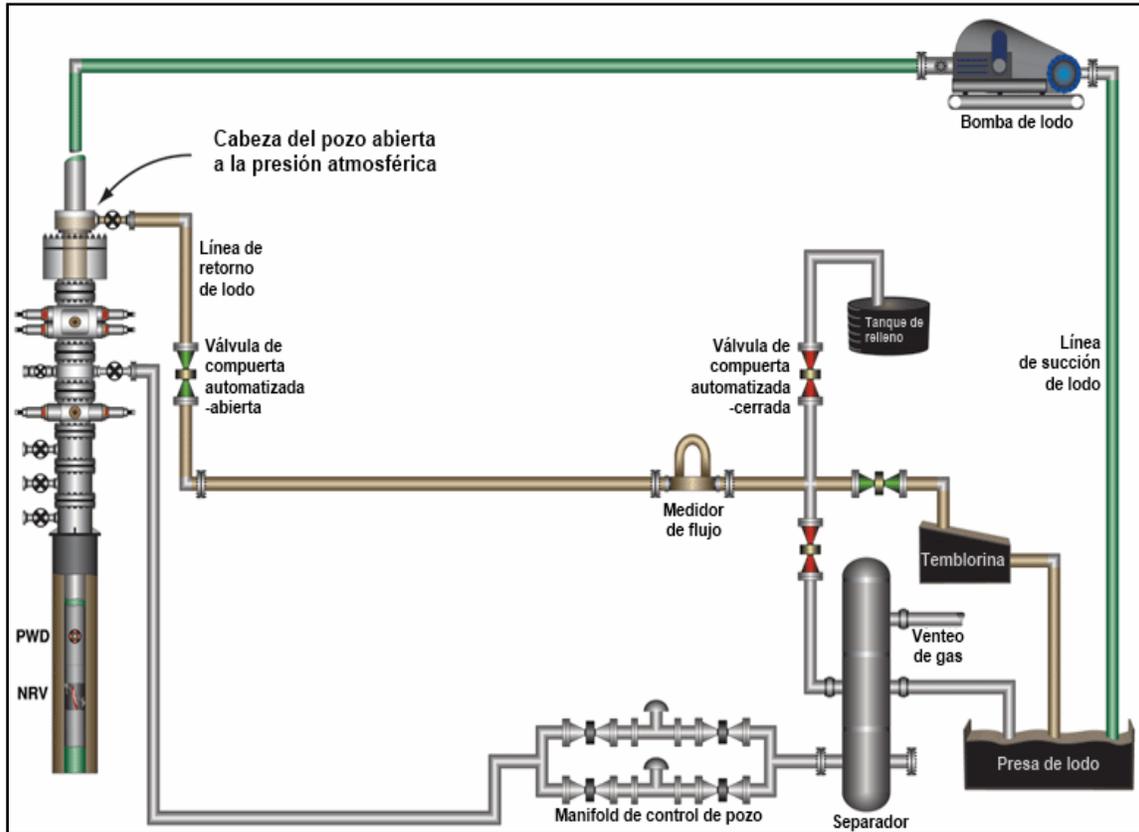


Figura. 2.2 Sistema de circulación abierto. El lodo regresa a la superficie y fluye hacia afuera del pozo a través de un sistema de tuberías abiertas a la presión atmosférica. No hay contrapresión en la cabeza del pozo.

En un sistema abierto, la única manera de mantener la ECD requerida para la $BHP_{Dynamic}$ cuando las bombas del equipo de perforación están apagadas es mediante el uso de un sistema de circulación continua, el cual se explicará posteriormente. La incapacidad de mantener la BHP constante en un sistema abierto limita a controlar la presión únicamente con la P_{Static} y la P_{AFP} .

A diferencia de un sistema abierto, en el cual el fluido de perforación sale del pozo bajo presión atmosférica, un sistema de circulación cerrado sella la cabeza del pozo y aplica una contrapresión al lodo en el espacio anular restringiendo su flujo mediante el uso de un múltiple de estrangulamiento (Figura. 2.3).

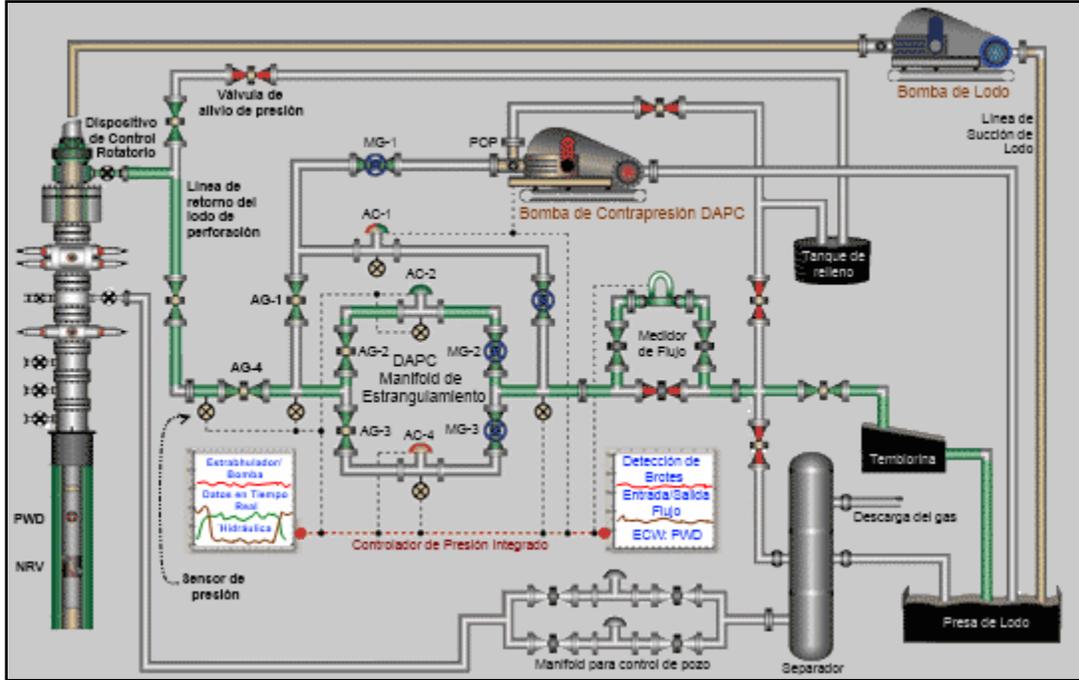


Figura 2.3 Sistema de circulación cerrado. El lodo regresa bajo presión a la superficie, a través de un múltiple de estrangulamiento especialmente diseñado para controlar la contrapresión y mantener la **BHP** constante cuando las bombas están apagadas.

Cuando las bombas de lodo se encuentran encendidas en un sistema de circulación cerrado, la ecuación fundamental de presión es la siguiente:

$$BHP_{Dynamic} = P_{Static} + P_{AFP} + P_{bp} \quad (2.3a)$$

Donde P_{Static} y P_{AFP} son las mismas que en la ecuación (2.2a) y P_{bp} es el término que representa la contrapresión superficial aplicada en el espacio anular por el equipo de control de presión conectado a la cabeza del pozo. La ecuación (2.3a) es aplicable cuando las bombas del equipo de perforación están encendidas y el lodo está circulando.

Cuando las bombas están apagadas se tienen condiciones estáticas, por lo que $P_{AFP} = 0$ y la Ec. (2.3a) se convierte en:

$$BHP_{Dynamic} = P_{Static} + P_{bp} \quad (2.3b)$$

En un sistema cerrado, el término P_{bp} estará siempre presente durante las conexiones de tubería y, dependiendo de la aplicación, también puede estar presente mientras se perfora. Mediante el control de la contrapresión se puede lograr que la **BHP** tenga un valor constante al pasar de condiciones dinámicas a estáticas, o lo que es igual, al pasar de tener las bombas encendidas a tener

las bombas apagadas. Sin embargo, no todas las aplicaciones de presión de fondo de pozo constante requieren que la *BHP* dinámica y estática sean iguales, siempre y cuando ambas se encuentren dentro de los límites definidos por la ecuación (2.1).

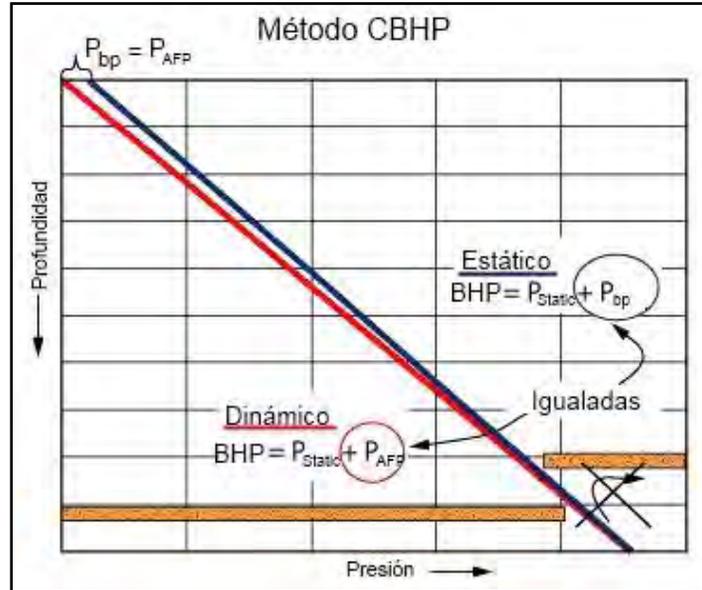


Figura 2.4 Gráfico donde se esquematizan los perfiles de presión anular en una operación de perforación CBHP. El aspecto más significativo es la adición de contrapresión superficial para alcanzar una *BHP* constante tanto a condiciones dinámicas como a condiciones estáticas.

Un riesgo inherente del sistema abierto que es mitigado por el sistema cerrado con control de contrapresión es la inestabilidad del pozo, que es inducida por el repetido proceso de recarga y relajamiento de la presión asociado al encendido y apagado de las bombas. En un sistema cerrado, cuando las bombas se detienen, el múltiple de estrangulamiento para MPD se cierra para incrementar la contrapresión, P_{bp} , con la finalidad de compensar la pérdida de la P_{AFP} . De esta manera, la $BHP_{Dynamic}$ y la BHP_{Static} permanecen constantes y dentro de los límites establecidos por la ecuación (2.1), tal y como se muestra en la Figura 2.4.

2.1.3 Sistemas de Estrangulamiento para CBHP

El sistema de perforación cerrado con control de la contrapresión amplía la capacidad del operador para controlar la *BHP* mediante el incremento de la capacidad para controlar la P_{Static} y la P_{AFP} , y brindando la habilidad adicional de controlar la P_{bp} .

Todos los sistemas de MPD que suministran una *BHP* constante dependen de un *Dispositivo de Control Rotatorio*, RCD, que actúa como el sello primario de presión entre la tubería de perforación y el espacio anular (Figura 2.5). El RCD es montado en la cabeza del pozo, debajo

del piso de perforación y por encima del preventor anular, tal como se observa en la Figura 2.6. El sistema de tuberías e instrumentación mostrado en la Figura 2.3 muestra la ubicación del RCD y las conexiones de tubería típicas en un sistema de perforación cerrado para perforar con presión de fondo constante.

Los sistemas de MPD diseñados para mantener constante la *BHP* controlan la contrapresión anular con un múltiple de estrangulamiento diseñado especialmente para este propósito, el cual se conecta al RCD. No obstante, en algunas aplicaciones de perforación los operadores utilizan el múltiple de estrangulamiento MPD para controlar la contrapresión, aunque no necesariamente para mantener constante la *BHP*. Esto último puede explicarse debido a que un múltiple de estrangulamiento para MPD puede ser capaz de crear una contrapresión adecuada en el espacio anular mientras se tengan condiciones dinámicas, pero al momento de detener las bombas de lodo, es común que el múltiple no pueda crear la contrapresión necesaria para mantener la presión de fondo constante, no importando si la operación de los estranguladores es muy precisa. Para crear la contrapresión necesaria, el sistema de estrangulamiento puede equiparse con una bomba, la cual es capaz de suministrar contrapresión continuamente o solamente cuando esta sea requerida.



Figura 2.5 El Dispositivo de Control Rotatorio HOLD 2500 (Smith International, Inc.).

Los sistemas de estrangulamiento para CBHP pueden variar significativamente de acuerdo a la compañía que preste el servicio de MPD o de acuerdo a factores económicos. Por ejemplo, es claro que un sistema totalmente automático y capaz de actualizar sus condiciones de operación en tiempo real será mucho más costoso que un equipo semiautomático o uno manual. Aunque el sistema de estrangulamiento esté enfocado a cumplir la misma labor fundamental (el manejo del perfil de presión anular), existen diferentes tipos de sistemas de estrangulamiento, que se pueden diferenciar de acuerdo a:

- El método de control del sistema de estrangulamiento (manual, automático o combinación de ambos).
- La integración existente entre el control del múltiple de estrangulamiento de MPD y el modelo hidráulico. Un sistema totalmente automático permite una respuesta inmediata en el sistema de estrangulamiento, basándose en la información obtenida en tiempo real proveniente de los ajustes realizados por el modelo hidráulico.
- La utilización de datos de presión en tiempo real, obtenidos con una herramienta PWD (Pressure While Drilling) para calibrar el modelo hidráulico.
- La capacidad y velocidad de ajuste en tiempo real del modelo hidráulico.
- La capacidad de generar la contrapresión con una bomba independiente.

En adición a lo mencionado anteriormente, sabiendo que el control del estrangulador puede ser manual, automático o semiautomático, se puede intuir que la respuesta de reacción a los cambios de condiciones en el fondo del pozo dependerá del sistema con el que se cuente. Un sistema totalmente manual implica mayor intervención por parte del personal de perforación.



Figura 2.6 Dispositivo de Control Rotatorio, RCD, instalado en la cabeza del pozo, en la parte superior del preventor anular.

2.1.4 Descripción del Sistema de Control de Presión Anular Dinámico, DAPC

El sistema de *Control de Presión Anular Dinámico* (DAPC) es un ejemplo de un sistema de control de estrangulamiento y contrapresión automatizado. Está diseñado para manejar la presión de fondo del pozo mientras se perfora, con las bombas de lodo encendidas o apagadas. El sistema DAPC ha tenido un impacto positivo en las operaciones de perforación alrededor del mundo, debido al alto grado de automatización con el que cuenta.

La Figura 2.3 muestra los componentes principales de un sistema DAPC en una operación de MPD común:

- Múltiple de estrangulamiento para MPD.
- Bomba de contrapresión.
- Controlador de Presión Integrado.
- Modelo Hidráulico.

Un aditamento que se ha vuelto muy importante –y en algunas ocasiones fundamental– dentro de las operaciones de MPD es el medidor de flujo, ya que muchos sistemas están diseñados para utilizar este aditamento para detectar brotes. Usualmente sólo es instalado un medidor de flujo en el lado de baja presión del múltiple de estrangulamiento, esto con la finalidad de medir el gasto de fluido que sale del pozo. Muchos de los sistemas de MPD calculan el gasto que entra al pozo a partir de las emboladas de las bombas, y para detectar la presencia de un brote se compara el gasto de entrada obtenido a partir de las emboladas de las bombas con el gasto de salida obtenido del medidor de flujo; generalmente, al hacer la comparación de ambos parámetros el sistema puede alertar sobre la presencia de flujo de fluidos de la formación al pozo.

El sistema DAPC está diseñado, principalmente, con características que le permiten controlar un gran número de contingencias por sí mismo.

2.1.5 Múltiple de Estrangulamiento DAPC

La Figura 2.7 muestra un múltiple de estrangulamiento para aplicaciones de perforación costa afuera y la Figura 2.8 un múltiple de estrangulamiento para aplicaciones de perforación en tierra. Las condiciones en las operaciones costa afuera están gobernadas por numerosas regulaciones de seguridad y consideraciones logísticas, lo que dictamina que el diseño del múltiple sea más riguroso. El múltiple mostrado en la Figura 2.7 está diseñado para satisfacer las regulaciones de las operaciones de perforación costa afuera en todo el mundo, mientras que el múltiple mostrado en la Figura 2.8 está enfocado en la movilidad requerida para operaciones de perforación en tierra.

El múltiple de estrangulamiento para operaciones de perforación costa afuera contiene tres estranguladores: dos estranguladores redundantes principales que están lado a lado (AC-2 y AC-4 en la Figura 2.3) y un estrangulador auxiliar (AC-1 en la Figura 2.3). En la mayoría de las ocasiones, el múltiple de estrangulamiento para operaciones de perforación en tierra está construido únicamente con dos estranguladores, dado que no es necesario el estrangulador auxiliar en las operaciones MPD comunes. Durante las operaciones de perforación normales, el lodo circula a través de uno de los estranguladores principales (al cual se le llama estrangulador activo), aunque es posible circular a través de los dos estranguladores en caso de tener un gasto de lodo muy grande.

En condiciones ideales, cuando los estranguladores están totalmente abiertos no deberá haber contrapresión o si es que la hay deberá ser muy pequeña, pero esto depende de las especificaciones y distribución de las tuberías y el tipo de lodo utilizado. Cuando los estranguladores están totalmente cerrados no hay flujo y bajo condiciones normales sólo se cierran por completo cuando no hay circulación. Mediante la manipulación de la posición entre abierto y

cerrado de los estranguladores es posible que el sistema pueda variar la contrapresión y adecuarla para la aplicación dada.

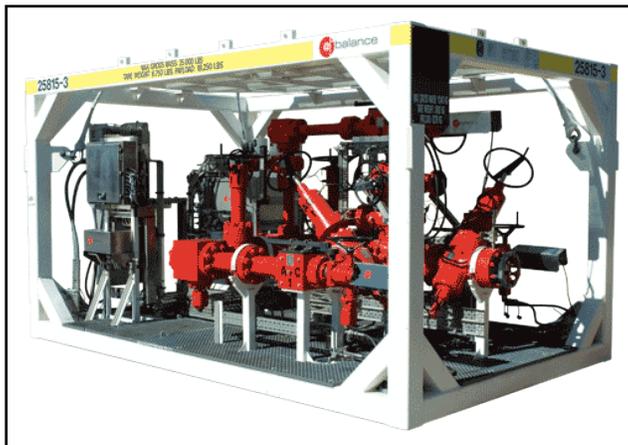


Figura 2.7 Múltiple de estrangulamiento DAPC automatizado, diseñado para operaciones de perforación costa afuera.

Un sistema automatizado como el DAPC calcula la contrapresión requerida para mantener la *BHP* en el punto adecuado y mueve el estrangulador activo a la posición requerida para lograrlo. Mediante el monitoreo de la presión durante el tiempo que dure la perforación, el sistema DAPC puede responder a las condiciones cambiantes y ajustar continuamente el estrangulador para mantener la contrapresión y la presión de fondo dentro de la ventana operacional prescrita.

Uno de los muchos beneficios de un sistema de control de presión automatizado es que tiene la capacidad de redirigir inmediatamente el flujo hacia el estrangulador de soporte en caso de que el estrangulador activo no responda o se trabe, por lo que no se requiere de intervención humana. Esto reduce las posibilidades de tener pérdida de circulación. Sin embargo, en determinadas ocasiones el operador de MPD puede desactivar el sistema y activar los estranguladores manualmente con fines de mantenimiento o de prueba.

La mayoría de los sistemas de perforación cerrados tienen algún elemento que les permite liberar presión en caso de que el sistema llegue a atascarse. El alivio de la presión es comúnmente controlado mediante una válvula que está instalada cerca de la cabeza del pozo, entre el Dispositivo de Control Rotatorio y el múltiple de estrangulamiento (revisar la figura 2.3). Una característica de un sistema automatizado como lo es el DAPC, es que el estrangulador auxiliar puede ser utilizado como una válvula de alivio de contrapresión o como válvula de alivio principal.

La estabilidad de la presión es esencial en la perforación, lo que significa eliminar o minimizar al máximo cualquier anomalía que pueda ocasionar que la *BHP* salga de su ventana de operación segura. Las variaciones de la presión comúnmente son ocasionadas por el perforador, que tiene que ajustar el gasto de las bombas de lodo cada vez que se tiene que realizar una conexión. En los preparativos para cualquier operación de MPD es importante informar a los perforadores acerca de la ventana operacional y del papel primario que juega la operación adecuada de las bombas de

lodo en el manejo de la presión (todo esto debe considerarse en la parte de entrenamiento del personal, tal y como se mencionó anteriormente).

El estrangulador auxiliar utilizado en el sistema DAPC es una solución rápida para compensar los picos causados durante la transición de de la perforación con las bombas encendidas a la conexión con las bombas apagadas y viceversa. El estrangulador es utilizado para estabilizar la presión durante las conexiones.



Figura 2.8 Sistema de estrangulamiento automático para operaciones en tierra.

Cuando se va a realizar una conexión en un sistema de MPD, es necesario que ocurran varios eventos para evitar las fluctuaciones en la *BHP*. Primero, el perforador retira la barrena del fondo del pozo y comienza a reducir el gasto de las bombas. Con el sistema DAPC, el controlador automático enciende la bomba de contrapresión y comienza a cerrar el estrangulador principal en respuesta a los cambios en el gasto de las bombas del equipo. Con un sistema manual o semiautomático de MPD, el estrangulador debe cerrarse manualmente por un operador. En el sistema DAPC el controlador automático regula continuamente la posición del estrangulador durante las conexiones, con la finalidad de mantener la contrapresión y la *BHP* dentro de la ventana de operación prescrita. Los datos de presión requeridos por el sistema DAPC son obtenidos mediante sensores de presión instalados a lo largo del múltiple de estrangulamiento. En un sistema manual, el operador del estrangulador debe leer las mediciones de la presión y hacer los ajustes de acuerdo a los cambios registrados en dicho parámetro. Sin embargo, en el sistema manual se deben considerar los factores humanos, como la distracción, la fatiga o los errores en las mediciones, que afectan la capacidad para operar el estrangulador y mantener la presión de fondo constante.

El primer objetivo durante la transición de bombas encendidas a apagadas y viceversa, es mantener la *BHP* dentro de la ventana operacional prescrita. Cuando la ventana de operación es muy pequeña, lo más difícil para un operador humano es mantener la presión constante.

2.1.6 Bomba de Contrapresión DAPC

Los sistemas de contrapresión de MPD que utilizan un múltiple de estrangulamiento tienen un gran incremento en su capacidad para controlar y crear contrapresión respecto a otros sistemas. En la medida en que un volumen suficiente de lodo fluya a través de un estrangulador parcialmente abierto, habrá contrapresión. Cuando el gasto de las bombas de lodo comienza a disminuir, el estrangulador ha de cerrarse para mantener el mismo nivel de contrapresión. Si las bombas se detienen totalmente, el estrangulador debe cerrarse completamente para atrapar la contrapresión restante. La cantidad de contrapresión atrapada depende de que tan rápido puedan responder el operador o el sistema de control a los cambios del gasto del fluido.

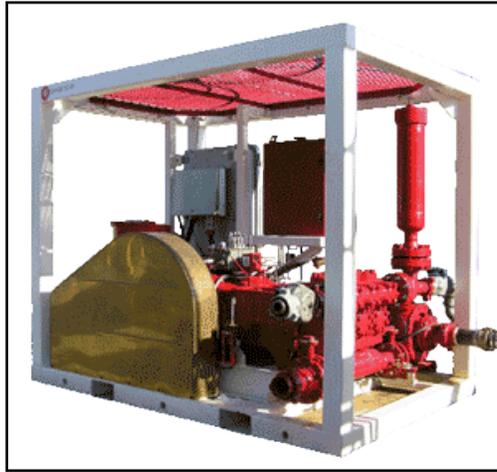


Figura 2.9 Una bomba de contrapresión DAPC montada en un marco metálico de acuerdo a la normatividad de transporte para operaciones costa afuera.

Sin embargo, no importa que tan rápido pueda ser cerrado el estrangulador por un operador humano o por un sistema automático, es muy improbable que puedan ser lo suficientemente rápidos para responder a una pérdida de presión repentina, ocasionada por una falla en las bombas o algún error humano. La pérdida de contrapresión se mantendrá hasta que se reinicie la circulación en el pozo o cuando la contrapresión pueda ser proporcionada por otra fuente. Desafortunadamente, una pérdida de contrapresión de este tipo representa una pérdida del control de la *BHP* y posiblemente, una pérdida de control del pozo si se tiene un margen de operación estrecho.

Una solución para esto es equipar al sistema de contrapresión MPD con una bomba propia y con tecnología segura y adecuada para operarla. Esta solución incrementa el rango dinámico de control del sistema y su capacidad de crear contrapresión activamente cuando sea necesario. El sistema DAPC utiliza una bomba de contrapresión (Figura 2.9) dedicada a hacer justamente eso.

La bomba de contrapresión es una bomba triplex de bajo volumen conectada al múltiple de estrangulamiento (Figura 2.10) y es controlada automáticamente por el sistema. Siempre que el controlador de presión integrado detecte que el flujo de lodo proveniente del pozo es insuficiente

para mantener la contrapresión requerida (por ejemplo, durante las conexiones y durante los viajes de la sarta), se debe encender automáticamente la bomba de contrapresión.

2.1.7 Controlador de Presión Integrado

En adición al manejo de la presión, las operaciones de MPD con CBHP deben de controlar también los riesgos hacia la salud y la seguridad de las personas y el medio ambiente. Debido a esto, el sistema DAPC está diseñado completamente como un sistema integrado de control de presión capaz de manejar los riesgos (de salud, seguridad y medio ambiente) inherentes a la perforación con manejo de presión.

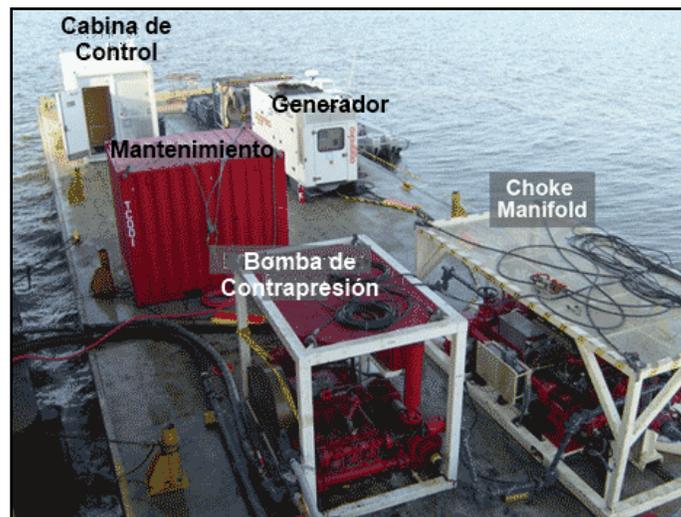


Figura 2.10 Sistema automatizado para control de presión DAPC transportado en una barcaza. El flujo de lodo proveniente de la bomba de contrapresión viaja a través de la tubería hacia el estrangulador auxiliar montado en el múltiple de estrangulamiento. El lodo que regresa del pozo pasa por el interior del estrangulador principal montado en el múltiple de estrangulamiento.

Cada componente del sistema DAPC está conectado a una red de transmisión de datos de alta velocidad, incluyendo el modelo hidráulico en tiempo real y el controlador del sistema. Sin embargo, esto no es común para todos los sistemas automáticos. Es importante saber que es posible tener un sistema de MPD con un estrangulador automatizado sin que el controlador del sistema este manejado por el modelo hidráulico integrado. Un sistema completamente automatizado como el DAPC (Fig. 2.11) es aquel donde el controlador es manejado por el modelo hidráulico en línea.

Un sistema de control automatizado para el manejo de presión debe ser capaz de responder a los cambios de las condiciones tan rápido como sea posible –la velocidad es esencial– sin depender de intervención humana. Esto es especialmente crítico cuando la ventana operacional

tiene un margen muy reducido respecto al valor absoluto de la *BHP*, lo que hace que el tiempo de posicionamiento del estrangulador sea una operación crítica.

En el sistema DAPC, el software del controlador de presión reside en un controlador lógico programable (Figura 2.12) diseñado para coleccionar mediciones de presión, retroalimentarse de los límites de operación del estrangulador, monitorear y ajustar la posición del estrangulador y también monitorear y ajustar la bomba de contrapresión. Como un sistema, el software y hardware del controlador lógico programable están conectados por medio de una red de alta velocidad al múltiple de estrangulamiento, a la bomba de contrapresión, a la red de adquisición de datos y a una interface máquina-humano. Además, sobre la misma conexión de alta velocidad, el controlador de presión se comunica con el modelo hidráulico en tiempo real que calcula el valor de la *BHP*, el cual es utilizado por el controlador como punto de referencia para el control de la presión.

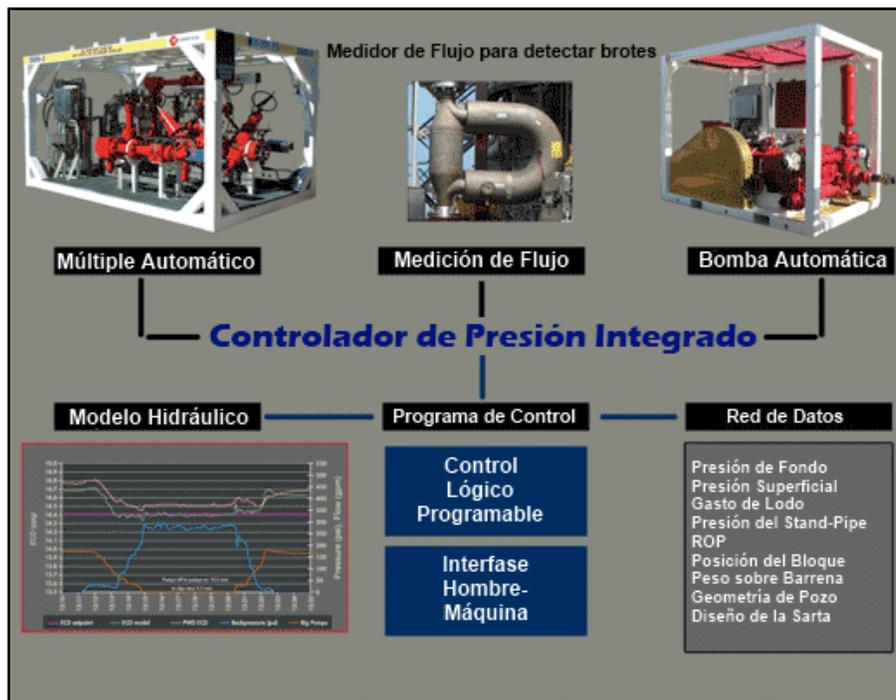


Figura 2.11 Esta imagen muestra la interconexión existente entre los componentes principales del DAPC. Al ser un sistema totalmente automatizado, se puede tener una modificación de las condiciones de operación prácticamente inmediata ante cualquier situación imprevista.

La tarea más importante del controlador de presión es mantener todo el tiempo la *BHP* igual a la del punto de referencia. El punto de referencia es un punto de control de presión dada a una profundidad específica en el pozo. Es común que el punto designado sea a la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento o a la profundidad de la barrena, y debe guiar al controlador de presión en cada acción. Si la *BHP* se desvía del punto de referencia, el controlador

de presión corrige la contrapresión automáticamente mediante el ajuste de la posición del estrangulador.

En el modo de perforación normal, el modelo hidráulico del DAPC provee actualizaciones frecuentes al controlador de presión para que este pueda responder a los cambios de presión a tiempo y mantener la *BHP* constante. El DAPC calcula la *BHP* una vez por segundo y la calibra el modelo cada vez que recibe datos de presión actualizados provenientes de la herramienta de presión de fondo del pozo, PWD. La precisión del modelo depende de la cantidad de datos provenientes de la herramienta de presión en el pozo; mientras más datos de presión se tengan en un periodo de tiempo, más preciso es el modelo.



Figura 2.12 Imagen que muestra la inspección del programador lógico programable montado en el múltiple de estrangulamiento del sistema DAPC. El programador contiene tecnología de control de seguridad crítica para manejar la operación del múltiple.

La mayoría de los modelos hidráulicos que se utilizan hoy en día para las operaciones de MPD son modelos de una sola fase, por lo que su precisión está limitada a fluidos de perforación en fase líquida.

2.1.8 Control del Pozo con DAPC

El sistema DAPC puede ser configurado para detectar cualquier manifestación de los fluidos de la formación haciendo una comparación entre el lodo de perforación que entra al pozo y el lodo que sale. La medición del lodo que sale del pozo se hace mediante un medidor de flujo instalado corriente abajo del múltiple de estrangulamiento para MPD (Figura 2.3). El flujo de entrada es obtenido mediante las emboladas de las bombas triplex del equipo de perforación. El sistema usa una interfaz para trazar un gráfico donde se comparan los gastos de entrada y salida del

lodo de perforación, con el objetivo de encontrar la tendencia de flujo y detectar la presencia de algún indicio de brote, además de poder generar una alarma en caso de cualquier situación inusual.

Para tener una mayor capacidad de respuesta ante manifestaciones del pozo, el sistema puede monitorear la densidad del lodo de perforación promedio en el espacio anular comparando el modelo hidráulico en tiempo real con la medición de real de la *BHP*. Los cambios en la densidad promedio del lodo anular son determinados calibrando el modelo hidráulico para validar la *BHP* mientras se perfora. Cuando un flujo de fluidos de la formación ocurre, el sistema detecta una reducción en la densidad promedio del lodo y produce una alarma, además de que debido a su diseño intenta ajustar los estranguladores a una posición que le permita mantener la densidad que estaba registrando anteriormente, que es la requerida para mantener la *BHP* dentro del margen operacional establecido. Esto último no incrementa totalmente la *BHP*, pero ayuda a limitar la manifestación de fluidos manteniendo constante la diferencial de presión yacimiento-pozo y previniendo que el pozo quede vacío en caso de no detectar el brote. Por lo tanto, el sistema permite detectar un brote con una reducción de solamente unas cuantas [lb/pg^2] de presión.

Una vez que el brote es detectado, el procedimiento estándar es cerrar el pozo y permitir que la presión se incremente para evitar manifestaciones posteriores y para determinar la presión del yacimiento. Una opción al procedimiento estándar es permitir que la *BHP* se incremente mientras el sistema DAPC estabiliza la reducción en la densidad promedio del lodo en el anular, lo que teóricamente pararía el flujo de la formación, aunque el gasto al que fluye la formación y la máxima presión permisible en las tuberías del pozo son factores que deben ser tomados en consideración. Independientemente del método usado, el sistema puede establecer un nuevo punto de ajuste para la presión de fondo, y el operador puede decidir si permite al sistema circular automáticamente el brote hacia afuera del pozo.

La compañía Shell realizó varias pruebas en un pozo simulador, donde se demostró la capacidad del sistema DAPC para controlar un brote de gas. Para esto, se inyectó una burbuja de nitrógeno al interior del pozo simulador y esta se circuló mientras la contrapresión superficial era controlada por el sistema DAPC. Cuando el sistema detectó una reducción en la presión estática, esta fue compensada automáticamente ajustando la contrapresión superficial para mantener la *BHP* constante. Los resultados mostraron la habilidad del sistema de reducir las variaciones de la presión de fondo comparado a cuando el brote no es detectado o controlado durante las operaciones de perforación convencional.

2.1.9 Estudio de Caso

Una compañía operadora en la parte estadounidense del Golfo de México profundo estaba buscando una solución que le permitiera perforar en un campo depresionado, después de que todos sus intentos previos utilizando un fluido de perforación pesado no habían permitido alcanzar la zona objetivo. Perforar con un lodo de 13.8 [lb/gal] podía mantener la estabilidad del agujero, pero la preocupación principal era el gradiente de fractura, el cual había disminuido con el tiempo debido al depresionamiento del campo. La única solución fue perforar con un lodo ligero, y el lodo de menor densidad permitido para cumplir con los requerimientos de seguridad fue de 13.4 [lb/gal].

En pozos anteriores, al momento de llegar al punto A (Figura 2.13) y utilizando el lodo ligero de 13.4 [lb/gal], se tenía un incremento en la densidad del lodo debido a la fricción de 0.8

[lb/gal], por lo que la ECD a condiciones dinámicas llegaba a un valor de 14.2 [lb/gal]. Bajo estas condiciones, la *BHP* era lo suficientemente grande para fracturar la formación y generalmente los pozos colapsaban al llegar a la profundidad total, impidiendo obtener la producción de aceite esperada. Al observar estas circunstancias, el operador decidió aplicar el sistema DAPC para manejar de manera más precisa la presión de fondo a los niveles requeridos para mantener la estabilidad del pozo y prevenir las pérdidas de lodo usando un lodo de 13.0 [lb/gal].

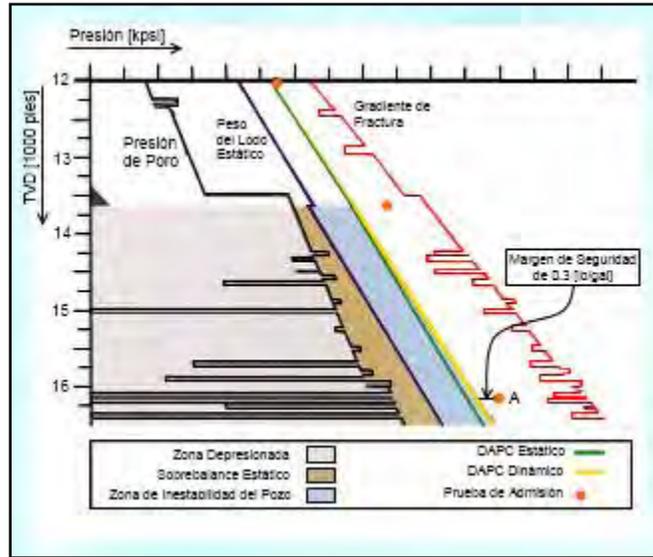


Figura 2.13 Pozo depresionado en aguas profundas del Golfo de México. El sistema DAPC permitió el manejo de la BHP estática y dinámica mediante el control de la contrapresión superficial, con la finalidad de mantener la estabilidad del pozo y evitar el riesgo de pérdidas de fluido de perforación al llegar a la profundidad del punto A, donde el control convencional de presión fallaba.

Mediante el uso del DAPC, cuando se hacían viajes de la sarta o conexiones de tubería de perforación el sistema aplicaba una contrapresión superficial de 500 [lb/pg²], la cual era suficiente para generar un EMW estático de 13.7 [lb/gal], valor adecuado para mantener la estabilidad del pozo (línea verde en la Figura 2.13). Mientras se perforaba, la contrapresión era disminuida para mantener un EMW dinámico de 13.9 [lb/gal]. Ahora, en la zona del punto A -donde en pozos anteriores ocurrían las pérdidas de lodo debido al alto valor de la ECD, 14.2 [lb/gal]- el sistema controlaba un margen de seguridad de 0.3 [lb/gal], lo que permitió al operador alcanzar la profundidad total del pozo, llegando a la zona productora sin tener problemas en la estabilidad del pozo.

2.2 Sistema de Circulación Continua, CCS

2.2.1 Introducción

El *Sistema de Circulación Continua* (Continuous Circulation System, CCS) fue desarrollado como resultado de un proyecto conjunto de la industria petrolera del Reino Unido. Este proyecto comenzó en el año 2000 y fue apoyado por varias compañías petroleras internacionales, contando con el diseño y la ingeniería de Varco-Shaffer (ahora National Oilwell Varco). El CCS permite añadir o remover tubería de perforación a la sarta de perforación cuando se perfora o se hacen viajes sin tener que interrumpir la circulación del pozo. Puede ser instalado en cualquier equipo de perforación mediano o grande, siempre y cuando este se encuentre equipado con un *top drive*.

El CCS ha probado ser un sistema seguro y confiable que permite a los operadores perforar de manera exitosa pozos de alta presión/alta temperatura (HP/HT) y pozos que cuentan con ventanas operacionales muy estrechas, los cuales de otra forma son difíciles de perforar, consumen demasiado tiempo y generan mayores costos. También puede ser empleado en perforación con circulación en agujero cerrado para perforar yacimientos en donde el daño a la formación y el consiguiente deterioro de la producción pueden ser reducidos al mantener la circulación continua en el pozo y controlar el sobre balance generado por la ECD.

2.2.2 El Sistema

El primer prototipo del equipo de CCS y de su equipo auxiliar fue fabricado utilizando como núcleo partes de arreglos de preventores (BOP) ya existentes. El prototipo y el equipo auxiliar fueron probados durante los meses de julio y agosto de 2003 en un equipo de perforación terrestre perteneciente a la compañía British Petroleum (BP) en un campo de prueba en Oklahoma, Estados Unidos. Tras la prueba de campo exitosa, el sistema fue rediseñado enfocándose principalmente en reducir el tamaño y el peso de la unidad principal, y en mejorar el sistema de control para permitir que el CCS fuera operado de manera segura por personal capacitado en sitio.

El principio de trabajo del sistema se encuentra en realizar la conexión de tuberías en un contenedor cerrado y presurizado, que básicamente es un arreglo de BOP triple, compuesto por un ram para tubería en la parte superior, un ram ciego en la parte central y un ram para tubería invertido en la parte inferior (Figura 2.14).

Los componentes principales del CCS (mostrados en la Figura 2.15) son los siguientes:

- *Unidad principal*. Mostrada en las Figuras 2.14 y 2.16, comúnmente está constituida por tres cuerpos de BOP de 9 [pg.], los cuales cuentan con una presión nominal de operación de 5,000 [lb/pg²] y un gasto máximo de circulación de 1,200 [gal/min]. La unidad tiene una capacidad de torque de 70,000 [pie-lb_r] y un rango de tubería de perforación de 3 ½ a 5 7/8 [pg]. Como se ha mencionado, la unidad está compuesta por un ram para tubería en la parte superior, un ram ciego en la parte media y un ram para tubería invertido en el fondo. En la parte superior de la unidad principal se encuentra una combinación entre un *spinner* que hace la labor de apriete/quiebre de las tuberías y un *snubber vertical* que hace la función de sello, ambas unidas a la parte superior de la

unidad por gatos hidráulicos. En la parte inferior tiene equipadas unas cuñas, las cuales son utilizadas para fijar la tubería a la mesa rotaria mientras se hace la conexión de tubería. Cuando se hace una operación de CCS la unidad principal se encuentra localizada en el piso de perforación, sobre la mesa rotaria, y utiliza gatos hidráulicos para auxiliarse en el posicionamiento requerido para realizar la operación de conexión.

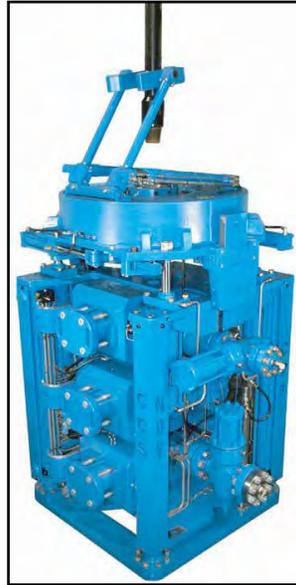


Figura 2.14 Unidad Principal del Sistema de Circulación Continua, CCS.

- *Unidad desviadora de lodo:* Controla el flujo de lodo entre el top drive y la unidad principal. Está conectada al múltiple del bypass ubicado entre el conducto de suministro de las bombas de lodo del equipo y el standpipe de la torre de perforación. La unidad desviadora de lodo conecta el flujo del fluido de perforación entre el top drive y el CCS durante el proceso de conexión de tuberías.
- *Interfase del Top Drive.* Está compuesta por la extensión del top drive (que es un sustituto de protección para evitar el desgaste del top drive, generalmente fabricado por un tramo de drill collar, con rosca macho y hembra en sus extremos), por la herramienta de conexión del top drive (sirve para apriete y quiebre de conexiones entre la extensión del top drive y los tramos de tubería) y por el elevador lateral doble. La principal función de la interfase es el posicionamiento adecuado de las tuberías para realizar la conexión.
- *Panel de Control.* Localizados en la cabina del perforador, sirven para controlar todas las funciones del sistema. Generalmente cuenta con una interfase de pantallas táctiles para facilitar su operación.
- *Contenedor de Controles.* Es un contenedor que almacena la unidad de energía hidráulica y la caja negra (esta última reúne y almacena los datos de operación del

sistema). La caja negra proporciona la transmisión de datos en tiempo real para enlazar el CCS con el centro de soporte de la compañía fabricante del sistema.

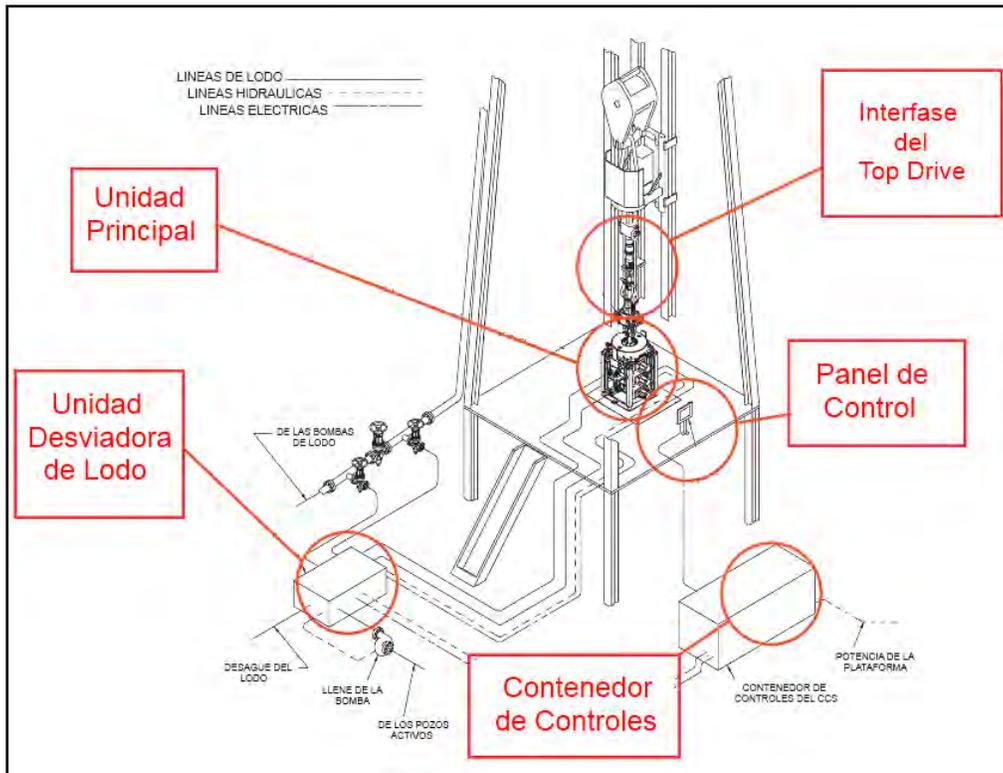


Figura 2.15 Componentes Principales del equipo de CCS.

2.2.3 Aplicaciones

El sistema ha sido particularmente efectivo cuando es utilizado para perforar formaciones en donde puede resultar extremadamente difícil realizar conexiones de manera convencional. El problema ocurre cuando existe una ventana operacional con un margen entre presión de poro y presión de fractura muy estrecho. Si el peso del lodo estático es suficiente para controlar el pozo, la presión por fricción adicional que se genera cuando hay circulación de fluido podría ser suficiente para exceder al gradiente de presión de fractura de la formación y ocasionar pérdidas. En esos casos, recuperar la circulación reduciendo el peso estático del lodo y circulando con la ECD genera problemas cuando la circulación es interrumpida para hacer una conexión. La remoción del componente de presión dinámica debida a la circulación puede ser suficiente para inducir el flujo y el colapso de la formación, ocasionando que las conexiones sean difíciles y consuman mucho tiempo.

El CCS es un método de MPD único, ya que mantiene la circulación ininterrumpida de fluidos durante las conexiones para establecer un régimen de *BHP* constante mientras se perfora. Esta condición de circulación estable elimina los efectos de presión transitoria en el fondo del pozo,

los cuales se experimentan durante las conexiones convencionales de tubería de perforación. En los pozos de HP/HT, este tipo de comportamiento (incrementos y decrementos repentinos de la presión) puede llegar a ser muy significativo, causando un efecto de baloneo en el pozo cuando se circula el brote de fluidos y el colapso de la formación cuando las bombas son detenidas. Bajo estas condiciones, utilizar el CCS da como resultado tener mejores condiciones en el pozo, tiempos de conexión total más rápidos (el tiempo transcurrido desde detener hasta reiniciar la perforación), y menor posibilidad de pegamiento diferencial de la tubería de perforación.

Cuando las condiciones de perforación son complicadas y no es posible continuar con el retorno de lodo abierto a la atmósfera, la perforación puede proseguir utilizando el CCS en conjunto con un Dispositivo de Control Rotatorio y con control de presión anular. Mediante la perforación con circulación en sistema cerrado, el múltiple de estrangulamiento del espacio anular es utilizado para complementar la circulación continua y controlar las fluctuaciones menores de presión en el espacio anular ocasionadas por los pequeños brotes, las pérdidas de lodo o los cambios en densidad del lodo debido a efectos de temperatura. En varias ocasiones, si se presenta el caso de tener pérdidas de lodo muy considerables, el progreso de la perforación ha sido exitosamente mantenido mientras se continúa con algún método de Perforación con Capa de Lodo. La razón clave que hace al CCS un elemento importante combinado a otros métodos de MPD es que el movimiento continuo del fluido de perforación mantiene a la sarta libre en el agujero.

Otra aplicación potencial del CCS es en la perforación de pozos con gran ángulo de desviación o en la perforación de alcance extendido, en donde los peligros potenciales del alto torque rotatorio y del pegamiento de la tubería pueden ser reducidos al mantener los recortes moviéndose en el espacio anular, reduciendo así la acumulación de recortes en la sección del agujero desviado.

2.2.4 Operación del CCS

Esencialmente, el CCS es una cámara presurizada y sellada en donde las juntas de tubería de perforación son conectadas o desconectadas (Flatern, 2003). Para realizar una conexión, el primer paso es posicionar la tubería a la altura adecuada para que la junta quede entre el ram superior y el ram inferior dentro de la unidad principal. Cuando la junta está en el interior, los rams de tubería superior e inferior son cerrados para sellar la cámara, quedando la junta de la tubería en medio de ambos. Ahora, la unidad principal se eleva sobre sus gatos hidráulicos y activa las cuñas inferiores, con la finalidad de sujetar la tubería a la mesa rotaria. La unidad principal regresa a su posición original y la cámara es presurizada con lodo proveniente del múltiple del standpipe. Entonces, la conexión es rota utilizando el spinner equipado en la parte superior, y en este punto la presión en la cámara debe ser igual a la presión de circulación en el top drive. Después, con la tubería ya separada, la extensión del top drive debe elevarse por arriba del ram ciego, permitiendo que este cierre y que la cámara sea dividida en dos secciones. En este punto, la circulación es desviada a la cámara inferior para mantener la circulación continua, la cámara superior es despresurizada y la circulación en el top drive es detenida para permitir el manejo convencional de la tubería que se va a agregar.

Posteriormente, una nueva tubería de perforación es recogida por el top drive y ajustada en la cámara superior de la unidad principal. El ram de tubería superior se cierra y la cámara superior es llenada y presurizada hasta alcanzar las condiciones de circulación antes de abrir el ram ciego.

Ya igualadas las presiones entre la cámara superior y la cámara inferior, el ram ciego es abierto para permitir bajar la tubería y realizar la conexión mientras se reinicia la circulación a través del top drive. La cámara se despresuriza y los rams de tubería son abiertos, para que finalmente la unidad principal vuelva a elevarse con ayuda de sus gatos hidráulicos y remueva las cuñas de la mesa rotaria, permitiendo que la perforación continúe.



Figura 2.16 La unidad principal del Sistema de Circulación Continua está localizada sobre el piso de plataforma sobre la mesa rotaria. El CCS permite que la tubería de perforación sea añadida o removida de la sarta de perforación cuando se perfora o se hacen viajes sin interrumpir la circulación del pozo.

2.2.5 Planeación del Pozo

Para aplicar el método de perforación balanceada con circulación continua es recomendable planear las operaciones con anticipación, así como recopilar toda la información relacionada para establecer los parámetros de perforación requeridos. En el caso de que los intentos previos de perforar no fueran exitosos, el conocimiento de los tipos y las densidades de los lodos empleados son de gran importancia, como lo son también los datos de presión de poro y presión de fractura. Las herramientas de MWD, LWD (Logging While Drilling, herramienta que permite tomar registros geofísicos mientras se perfora) y PWD pueden ser empleados con el CCS y pueden de ser corridas para registrar las mediciones de la ECD en tiempo real, así como para registrar otros datos del pozo conforme la perforación avanza con la finalidad de ajustar la densidad del lodo y los gastos de circulación de manera precisa.

Al término de una sección del agujero, se debe tener un programa donde se describa la densidad del lodo de reemplazo y un programa de desplazamiento antes de retirar la sarta de

perforación del agujero, con el objetivo de mantener la *BHP* constante. Si se va a instalar un *liner*, este puede ser rotado continuamente, además de que se puede seguir circulando después de que el colgador del *liner* y la herramienta para correr el *liner* hayan sido colocadas en la tubería de perforación.

Como se ha mencionado, el CCS puede ser utilizado en cualquier equipo de perforación lo suficientemente grande como para acomodar la unidad principal en el piso de perforación y que esté equipado con un top drive. Esto incluye a la mayoría de las unidades de perforación marina actuales y a la mayoría de los equipos terrestres de gran tamaño. Antes de comenzar a operar con el sistema, un equipo de inspección de la compañía de servicios necesita verificar el equipo de perforación para determinar cómo se dispondrá del equipo de CCS.

Las únicas modificaciones estructurales requeridas son la instalación de dos manifolds en la línea de suministro entre las bombas de lodo y el standpipe de la torre de perforación, uno para el bypass hacia la unidad desviadora de lodo del sistema CCS y otro para los filtros del MWD. Estas modificaciones pueden ser realizadas durante una etapa en la cual las operaciones de perforación normales no sean interrumpidas. Debido a que todo el flujo de lodo debe pasar a través de los filtros colectores para MWD, estos deben instalarse corriente arriba del bypass de la unidad desviadora de lodo. Para minimizar la exposición del personal, se debe planear cuidadosamente la rotación de la conexión de la circulación del lodo a alta presión entre la unidad desviadora de lodo y la unidad principal en el piso del equipo de perforación.

La condición y el tipo de top drive equipado son importantes, así como lo son el número y la condición de las bombas de lodo. Idealmente, debería haber tres, debido a que normalmente dos bombas operan continuamente mientras se perfora con circulación de fluidos ininterrumpida, por lo que una tercera bomba podría funcionar como auxiliar en caso de que una de ellas falle. También es recomendable emplear un sistema de almacenamiento de lodo con la capacidad y flexibilidad suficiente para cambiar, almacenar y tratar el volumen de lodo en el agujero, así como un sistema de tratamiento eficiente para mantener la densidad del lodo requerida en circulación.

Cuando se perfora con el CCS se requiere de un cambio en las prácticas de control del pozo y estas deben ser abordadas antes de comenzar la perforación. La perforación con presión balanceada con CCS requiere de un nuevo enfoque para la planeación de control del pozo, por lo que es necesario reconsiderar los procedimientos de control que se aplicarán. Las razones para perforar con circulación ininterrumpida siempre deben tenerse presentes, por lo que es importante considerar los procedimientos de control dinámico del pozo y contar con personal entrenado y preparado para aplicarlos.

Si se emplea una columna de lodo bajo balance, se debe mantener la circulación y el pozo debe ser controlado en condiciones dinámicas para mantener la ECD en el nivel correcto. Para control del pozo, el procedimiento normal de detener la circulación, sacar la sarta del fondo del pozo y cerrar los BOP's para tomar las lecturas de incremento de presión antes de aumentar el peso del lodo y circular el brote hacia afuera del pozo no puede ser realizado mientras se perfora con circulación continua. El realizar esa práctica lleva a la pérdida de la condición de presión balanceada y el regreso a la situación de pérdida-brote durante la perforación normal. Retomando este contexto, los procedimientos de control del pozo y el equipo de perforación necesitan ser preparados con anterioridad, y el personal debe ser entrenado en la aplicación de tales procedimientos de control.

2.2.6 Control del Pozo

Como ya se ha mencionado anteriormente, cuando se considera emplear el CCS se deben tener presentes las razones por las cuales se aplica la perforación con circulación continua. A menos que sea absolutamente imposible por razones de seguridad, al momento de detectar un brote la circulación debe ser mantenida, por lo que el pozo debe ser controlado bajo condiciones dinámicas para sostener la ECD a un nivel correcto. El principal parámetro es el gasto de circulación, el cual se debe establecer a un nivel que pueda ser reducido ligeramente conforme el agujero es profundizado con la finalidad de mantener una ECD casi constante. De manera similar, al retirar la sarta hacia afuera del agujero con circulación continua, puede ser necesario incrementar el gasto de circulación para mantener una presión estable en el fondo del pozo. En cualquier momento puede ser necesario incrementar o reducir el gasto de circulación ligeramente para mantener la condición de presión.

En el caso de que ocurra una entrada de gas al pozo mientras se perfora con circulación continua, los primeros indicadores serán detectados en el lodo que regresa a la superficie y debido al incremento en el nivel de la presa de lodo. En este caso, la circulación debe mantenerse y el gasto de circulación debe ser incrementado como primer paso para aumentar la ECD. El entrenamiento del personal de perforación debe ser realizado en conjunto con el personal que opera el CCS, el cual deberá hacer énfasis en la diferencia entre la perforación con este sistema y las operaciones de perforación convencional.

2.2.7 Preparación del Equipo de Perforación

Antes de iniciar una operación de perforación con el CCS, las bombas de lodo deben ser revisadas para asegurarse de que estas operaran de manera eficiente, especialmente si solo se dispone de dos bombas. Todas las válvulas en el sistema de circulación que deben estar abiertas o cerradas para controlar el flujo de lodo deben ser operadas y probadas a la presión de operación esperada, y el mástil del top drive debe estar en buenas condiciones de manera que este resista el periodo de tiempo en que se utilizará la circulación continua.

Los indicadores de nivel en la presa del lodo y los detectores de gas en el lodo deben ser revisados, calibrados, y probados. Además, el equipo de perforación debe tener un sistema de lodo superficial con suficiente capacidad de almacenamiento para desplazar el lodo en el agujero con un fluido más pesado cuando se efectúan viajes de salida y para desplazar el fluido ligero cuando se reanuda la perforación.

2.2.8 Seguridad en Operaciones con CCS

El CCS ha sido diseñado haciendo especial énfasis en la seguridad para el personal involucrado en la operación y para el pozo que está siendo perforado. Perforar con el sistema no involucra ningún cambio en la sarta de perforación, ya que no se requiere ningún tipo de componentes o conexiones adicionales; es exactamente igual que la perforación convencional. Todas las operaciones de conexión o quiebre de tubería realizadas bajo presión de circulación son realizadas dentro de la unidad principal.

La unidad principal es construida con componentes de preventores certificados y es probada regularmente. Los rams de tubería de la unidad principal, que están sujetos al desgaste de la tubería de perforación moviéndose a través de ellos mientras están presurizados, son cambiados fácilmente durante el lapso de tiempo que pasa entre las conexiones, mientras la perforación continúa con la unidad principal montada en el equipo de perforación. La operación de romper y ensamblar las conexiones mientras se circulan continuamente los fluidos no requiere de intervención manual, ya que el proceso es controlado desde la interfaz del sistema, en la cabina del perforador.

2.2.9 Estudio de Caso

Calderoni *et ál* (2006) reportó la primera aplicación comercial del CCS, la cual se llevó a cabo para reentrar y profundizar el pozo Port Fouad Marine Deep 1 (PFMD1) en el Mar Mediterráneo, en Egipto. Este pozo exploratorio había sido perforado y suspendido antes de llegar a la zona objetivo después de que se encontraron problemas relacionados a que la diferencia entre los gradientes de presión de poro y presión de fractura era muy estrecha. Para solucionar esto, la compañía operadora optó por implementar el CCS, probándolo exitosamente antes de instalarlo en la plataforma de perforación.

Las operaciones de perforación en el pozo PFMD1 se retomaron exitosamente, y 1,319 [pies] de agujero de 8 ½ [pg] fueron perforados con circulación ininterrumpida hasta la profundidad de 16,375 [pies], en donde se corrió un liner de 7 [pg]. Posteriormente, fue instalado un BOP Rotatorio (RBOP, un dispositivo similar al Dispositivo de Control Rotatorio, el cual cumple la función de servir como sello superficial entre la tubería de perforación y el espacio anular), y se perforó un agujero de 5 ⅞ [pg] para lograr una profundidad total de 17,205 [pies], bombeando lodo de manera continúa en la tubería de perforación y en el espacio anular. Las herramientas de MWD, LWD y PWD registraron datos de información y mediciones de la ECD en tiempo real en ambas secciones del agujero. El sistema mostró ser notablemente confiable durante su primera aplicación comercial en campo, realizando 552 conexiones, además de que se hicieron viajes de la sarta sin interrupciones en la circulación de fluidos, no habiendo demora en el tiempo de operación debido a fallas en el sistema.

La segunda aplicación comercial del CCS fue realizada en el año 2005, montando el sistema en un equipo de perforación semi-sumergible operado por la compañía Saipem, para perforar el pozo Scarabeo 5, en Noruega. El objetivo fue mantener la ECD en sobre balance de manera continua mientras se perforaba en una formación por debajo de una sección de yacimiento depresionada. Con la circulación ininterrumpida, la ECD fue mantenida dentro del rango requerido, y 709 [pies] de agujero de 8 ½ x 9 ⅞ [pg] fueron perforados y escariados exitosamente hasta alcanzar 17,592 [pies] de profundidad. El sistema mostró ser confiable al haber realizado 151 conexiones mientras se perfora, en un tiempo promedio de 19 minutos por conexión, sin interrupciones a la circulación. La acción del CCS cumplió satisfactoriamente con los requerimientos de los ingenieros de perforación.

2.3 Perforación con Capa de Lodo, MCD

2.3.1 Introducción a la Perforación con Capa de Lodo

La *Perforación con Capa de Lodo* (Mud Cap Drilling, MCD por sus siglas en inglés) es un método que ha tenido un crecimiento significativo en cuanto a su implementación, ya que permite la perforación de formaciones carbonatadas altamente fracturadas, vugulares o cavernosas. Este método facilita la perforación de pozos en zonas donde se tienen pérdidas masivas de fluido de perforación, y por ende, un incremento considerable en el NPT.

Actualmente se reconoce la existencia de dos grandes variantes de este método: La *Perforación con Capa de Lodo Flotante* y la *Perforación con Capa de Lodo Presurizada*. Un gran número de autores no hace una distinción generalizada entre ambos sub-métodos, y en ocasiones asigna simplemente el nombre de Perforación con Capa de Lodo para hacer referencia a ambos; sin embargo, en este trabajo se considerará el manejo de dichos métodos por separado, con la finalidad de hacer más sencilla su comprensión.

2.3.2 Desarrollo de la Perforación con Capa de Lodo Flotante

El método conocido como *Perforación con Capa de Lodo Flotante* (Floating Mud Cap Drilling, FMCD) ha sido utilizado durante mucho tiempo, ya que se emplea en pozos donde es difícil o prácticamente imposible mantener la circulación, casos que pueden presentarse en formaciones fracturadas o en carbonatos vugulares/cavernosos.

El término FMCD comenzó a utilizarse ampliamente en los campos de carbonatos fracturados de Austin Chalk, en el Sur y Centro de Texas. Estos carbonatos fracturados fueron explotados utilizando pozos horizontales, los cuales se perforaban dentro de la misma formación, por lo que la presión de yacimiento era prácticamente la misma a lo largo de toda la sección lateral, siempre y cuando no se encontrara alguna despresurización debida a algún pozo adyacente. La producción de los campos provenía principalmente de fracturas naturales, algunas de las cuales tenían tamaños considerables.

En la situación más simple y común, la tubería de revestimiento era asentada dentro de la parte superior de los carbonatos, lo que hacía que tales carbonatos fueran la única sección expuesta. Cuando se continuaba perforando y la primera de las fracturas era encontrada, podía ocurrir una de dos situaciones: se permitía el brote proveniente de la fractura o se perdía la circulación, situación que dependía del peso del lodo y de la presión de poro. Esta fractura podía entonces ser *balanceada* (igualar presión de formación con presión en el pozo) de manera estática o dinámica, pero no ambas simultáneamente. Inicialmente, se intentaba tapar las fracturas mediante la pérdida del material de circulación, pero debido al tamaño de las fracturas se probó que era imposible en la mayoría de los casos.

La perforación continuó de manera típica con un bajo balance mayor al necesario, siendo posible ajustar el peso del lodo, la presión de estrangulamiento o una combinación de ambos parámetros para mantener la circulación y el control de brotes a un nivel que pudiera ser manejado con el equipo superficial disponible. La parte menos profunda del campo, localizada en la parte sur,

tuvo una presión baja y produjo principalmente aceite, por lo que no presentó problemas reales. Sin embargo, conforme el desarrollo progresó hacia el norte, los objetivos se volvieron más profundos, las presiones más altas y la producción obtenida era de gas, por lo que las cosas se volvieron mucho más complicadas. No obstante el incremento de las dificultades para perforar, tan pronto como una sola fractura era atravesada o las fracturas atravesadas estaban muy cerca una de la otra, usualmente era posible ajustar los pesos del lodo y ajustar la posición del estrangulador en un punto tal en que las presiones superficiales y los gastos de producción fueran manejables.

Sin embargo, las cosas realmente se complicaron cuando se encontraron varias fracturas ampliamente espaciadas a lo largo del pozo horizontal. En ese momento llegó a ser imposible balancear todas las fracturas mientras se mantenía la circulación, debido a las diferencias en la presión del pozo ocasionadas por la fricción de circulación a lo largo del agujero horizontal. La situación llegó a ser mucho más complicada debido a las fracturas despresurizadas por los pozos adyacentes.

Los pozos se siguieron perforando bajo balance en áreas más profundas con presiones de formación más altas, resultando en gastos de producción y presiones superficiales de circulación que excedieron las capacidades del Dispositivo de Control Rotatorio disponible y de los separadores lodo-gas. En cualquier parte del pozo donde las presiones superficiales llegaban a ser muy altas para el RCD, la perforación era detenida, el arreglo de preventores se cerraba y el pozo se ponía en circulación hasta que la presión superficial pudiera ser reducida a un nivel aceptable. Debido a que las múltiples fracturas (algunas veces con diferentes presiones de yacimiento entre ellas) eran expuestas a varias densidades de circulación equivalente, ocurrían pérdidas de lodo y flujo cruzado en el fondo del pozo. Estas situaciones llegaron a incrementar demasiado el Tiempo No Productivo, además de incrementar los gastos debido a los grandes volúmenes de lodo que frecuentemente se perdían y al tiempo dedicado a la circulación del pozo y no a la perforación.

La FMCD fue desarrollada para reducir las pérdidas de tiempo y de lodo ocasionadas por las altas presiones y por las pérdidas de circulación. De manera muy simple, el lodo de matar pesado era bombeado por el espacio anular hasta que el pozo llegaba a una condición de vacío. Entonces, se continuaba la perforación bombeando agua dulce por la sarta de perforación sin retorno de fluido por el espacio anular a la superficie, además de que una válvula flotadora era introducida en la sarta para prevenir que el flujo retornara por la sarta. También se consideró que el pozo se manifestaría periódicamente, por lo que se bombeaba lodo de matar adicional hacia el espacio anular hasta que el pozo estuviera nuevamente en una condición de vacío. Mientras que los recortes no salieran a superficie, los registros de rayos gamma eran corridos normalmente como parte del arreglo de MWD para facilitar el geo-posicionamiento del pozo.

Este mismo procedimiento fue utilizado para hacer viajes de la sarta con lodo de matar bombeado por el espacio anular para suplir el lodo de llenado necesario para mantener el pozo bajo control. Cuando el *Ensamble de Conexiones de Fondo* (BHA) alcanzaba la superficie, se bombeaba lodo de matar adicional para asegurar que no habría algún brote en el pozo mientras se sacaba el BHA con el RCD removido. Una vez que el BHA estaba fuera, los rams ciegos se cerraban mientras el BHA era cambiado. Después, el lodo de matar era bombeado de acuerdo al requerimiento para que el pozo volviera a un estado de vacío antes de abrir los rams ciegos y comenzar nuevamente los trabajos en el agujero.

Mientras se perforaba y se hacían viajes de esta manera, frecuentemente se perdía bastante lodo, pero la cantidad de lodo perdido en el pozo y la cantidad de tiempo invertido en la circulación

del pozo en vez de la perforación eran mucho menores que las pérdidas que se tenían cuando se intentaba perforar convencionalmente, haciendo así a la FMCD mucho más atractiva económicamente. Todos los recortes generados mientras se perforaba se alojaban dentro de la o las fracturas, las cuales capturaban el agua que se bombeaba por la sarta de perforación para impulsar el motor de fondo y la herramienta de MWD y para limpiar y enfriar la barrena.

2.3.3 Perforación con Capa de Lodo Flotante

El método de FMCD es reconocido como el sub-método de MCD más viejo y sencillo, además de que es claro que es una versión evolucionada de la perforación ciega. En su forma más simple, el pozo es perforado hasta que la circulación se pierde, punto en el cual la perforación continúa sin retorno del fluido de perforación hacia la superficie. Para asegurar que no habrá ningún retorno de fluido de perforación, en el espacio anular se inyecta un fluido pesado y altamente viscoso, el cual tiene la función de servir como una “capa” para evitar que el fluido de perforación de sacrificio invada el espacio anular y para evitar manifestaciones repentinas de los fluidos de la formación, además de controlar la presión en el pozo. El nivel del fluido anular “flota” en alguna parte dentro del pozo, a cualquier nivel donde pueda balancear la presión de formación, ya sea en la fractura con menor presión o en el vóculo/caverna más expuesto(a). Como se ha mencionado, el fluido debe ser lo suficientemente denso para balancear la presión del yacimiento, por lo que debe tomarse en cuenta que la capa de lodo estará continuamente cayendo y una parte de esta puede perderse en el pozo, ocasionando una reducción de la presión hidrostática y el riesgo de la manifestación de los fluidos de la formación. Cuando esto último sucede, se bombea fluido dentro del espacio anular para mantener la parte superficial del espacio anular del pozo en una condición de vacío. En los casos en donde la presión de yacimiento es suficientemente baja y en donde está disponible una fuente adecuada de suministro agua, el agua puede ser bombeada continuamente dentro del espacio anular para mantener el control del pozo. Esto es común cuando se trabaja en pozos de gas de baja presión que aceptan fácilmente la entrada de fluidos.

El control de los brotes depende de la velocidad con que el fluido es bombeado dentro del espacio anular a un gasto suficiente para transportar la migración de gas y los fluidos producidos de vuelta a la formación. Comúnmente, la velocidad del fluido en el anular puede estar en el rango de 400 a 5,400 [pies/hr], con velocidades típicas en un rango de 1,000 a 2,000 [pies/hr]. La inyección continua en el anular es aplicable si el tiempo requerido para terminar el trabajo es poco o si se dispone de suficiente fluido de matar anular. Para una operación de Capa de Lodo Flotante se requiere muy poco equipo superficial: solamente una bomba para el lodo anular y un RCD, a menos que las presiones del yacimiento sean lo suficientemente altas para que se necesite equipo de bombeo de alta presión y el remplazo del standpipe del equipo de perforación y de las líneas de tratamiento de lodo por unas con capacidad para operar a alta presión.

2.3.4 Desarrollo de la Perforación con Capa de Lodo Presurizada

El siguiente paso en la perforación con capa de lodo arribó cuando la técnica fue aplicada a formaciones fracturadas de grandes espesores. Mientras que ya era posible balancear estática o dinámicamente un solo punto en el yacimiento, dado que este contenía aceite o gas con un gradiente

hidrostático diferente al del fluido de perforación, no era posible balancear simultáneamente las fracturas separadas por alguna distancia vertical considerable. Fue entonces cuando se consideraron los métodos de FMCD utilizados tan exitosamente en el campo Austin Chalk; sin embargo, las formaciones en cuestión contenían bastantes gases amargos y no era deseable permitir al gas amargo salir a la superficie. Además, cuando se utilizaban técnicas de capa de lodo normales (flotantes), siempre fue de notable importancia que el nivel del fluido no era conocido, por lo que frecuentemente los brotes del pozo sucedían repentinamente y algunas veces eran de bastante intensidad. Para determinar el nivel del fluido y monitorear lo que sucedía en el pozo, algunas veces se usaron pistolas acústicas, pero debido a que la migración del gas ocurría en forma transitoria, los resultados tuvieron valores limitados. Como técnica de mitigación, el método de *Perforación con Capa de Lodo Presurizada* (Pressurized Mud Cap Drilling, PMCD) fue desarrollado para monitorear continuamente la presión en la superficie.

2.3.5 Perforación con Capa de Lodo Presurizada

Este método, también llamado *Capa de Lodo Ligero Anular* o *Perforación con Circulación en Agujero Cerrado*, coloca una columna de lodo en el espacio anular, siendo esta columna más ligera que lo requerido para balancear la presión de formación, con el objetivo de evitar la pérdida de fluido anular; dicha columna cuenta con el apoyo de una contrapresión superficial que permite mantener la presión requerida en el fondo del pozo. La mayoría de las veces se busca diseñar una columna de fluido anular con los mínimos requerimientos de contrapresión superficial.

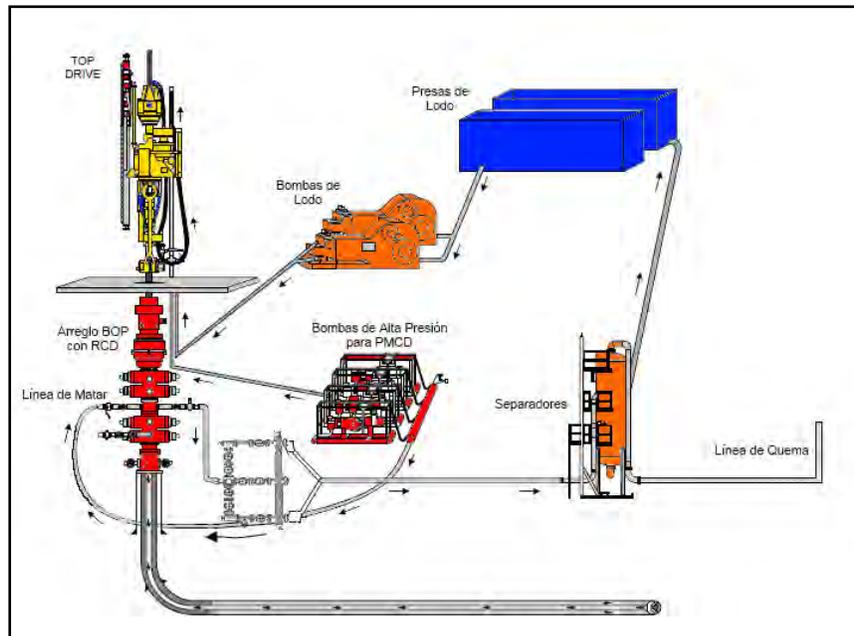


Figura 2.17 El BOP, el RCD, el múltiple de estrangulamiento, la bomba de alta presión para fluido anular y el separador para PMCD.

La perforación es realizada a través de un RCD con el pozo cerrado en superficie y la presión superficial del espacio anular es utilizada como un indicador de lo que está sucediendo en el fondo del pozo (Figura 2.17). El fluido de perforación de sacrificio (preferentemente algo económico y compatible con la formación, comúnmente agua) es bombeado por la sarta de perforación, y todo el fluido y los recortes son canalizados hacia el interior de las fracturas o de los vórgulos/cavernas. Al mantener el pozo lleno con una columna de fluido más o menos estática, las pérdidas de lodo son reducidas y se mantiene constante el contacto con el yacimiento.

La presión estática superficial del espacio anular es la diferencia entre la presión de yacimiento en la parte superior de la fractura y la presión hidrostática ejercida por el fluido en el espacio anular. La contrapresión que debe bombearse en el espacio anular es generalmente un poco más alta que la presión estática, en una cantidad determinada por la presión por fricción requerida para bombear el fluido de sacrificio y los recortes dentro de las fracturas (Figura 2.18). Si ocurre migración de gas, la presión del espacio anular se eleva conforme el fluido que lo llena es reemplazado por el gas y conforme el gas se eleva a la superficie y se expande, la presión del espacio anular se incrementa de manera correspondiente.

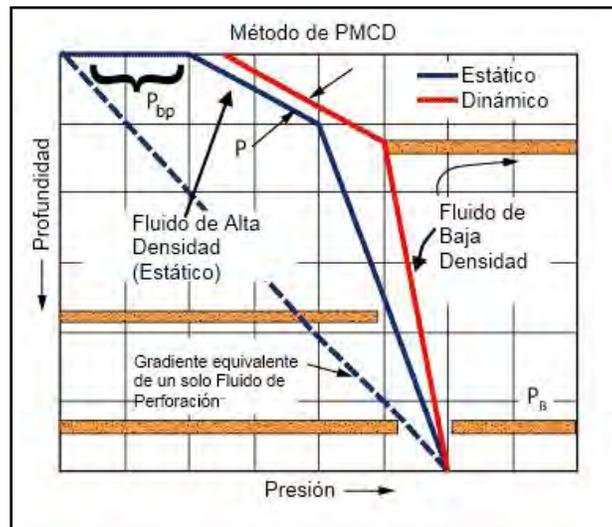


Figura 2.18 Gráfico que representa los perfiles de presión anular en una operación de Perforación con Capa de Lodo Presurizada, donde puede observarse la contrapresión ejercida en superficie.

Para contrarrestar esto, cuando la presión del espacio anular se eleva por encima de un valor predeterminado, se requiere bombear fluido adicional dentro del anular, desplazando el gas y el fluido contaminado hacia el interior de la formación hasta que la presión anular previa sea restablecida. De esta manera, puede mantenerse el control del pozo, ocasionando que los materiales indeseables como el H_2S nunca sean llevados a la superficie. Sweep, Bailey y Stone (2003) reportaron la posibilidad de perforar yacimientos de gran espesor, altamente fracturados y con alto contenido de gases amargos mediante el método de PMCD.

Cálculo de Densidades de Fluidos para PMCD

Cuando se está aplicando la PMCD se utiliza un fluido anular ligero, con la finalidad de evitar que la capa caiga continuamente, como sucede con la FMCD, evitando las pérdidas de lodo anular. Para calcular la densidad del fluido anular se usa la siguiente expresión:

$$P_{bp} + (0.052 * MW_{ann} * TVD) = P_p$$

donde la profundidad vertical del pozo (TVD) y la P_p están medidas en la cima de la fractura o vóculo/caverna. En este caso, la P_p debe ser conocida y la contrapresión que se ejercerá en el anular (P_{bp}) comúnmente debe encontrarse en un rango de 50 a 150 [lb/pg²], haciendo posible obtener una densidad promedio del fluido anular (MW_{ann}). De la misma manera, esta expresión puede usarse para calcular la contrapresión superficial que debe ser aplicada cuando se conoce la densidad del fluido anular.

Otro aspecto importante en la operación PMCD es el fluido de sacrificio. Como se ha mencionado, este debe ser un fluido accesible y de bajo costo. En operaciones costa afuera es muy común utilizar agua de mar. La expresión que permite conocer la densidad del fluido de sacrificio (MW_{dp}) es la siguiente:

$$MW_{dp} = \frac{P_p - P_{bp}}{0.052 * TVD}$$

Mientras se perfora, se genera una zona de transición entre la capa de lodo y el fluido de sacrificio en el anular, en la cima del intervalo que está aceptando todo el fluido de retorno y los recortes. La densidad de dicha interfase es sumamente difícil de obtener, debido a que no es posible conocer los porcentajes de lodo anular y de lodo de sacrificio, además de que en algunas ocasiones también se tiene presencia de fluidos de la formación.

Estimación de la Presión de Inyección

La estimación de la presión de inyección puede determinarse para condiciones estáticas y para condiciones dinámicas. La presión estática superficial, P_{Sup} , puede calcularse del siguiente modo:

$$P_{Sup} = P_p - P_{Static}$$

donde $P_{Static} = MW_{dp} * 0.052 * TVD$. Si el sistema se estudia como un tubo-u, P_{Sup} es la presión de desbalance entre la tubería de perforación y el espacio anular. P_p debe ser medida en la cima de la fractura o vóculo/caverna. La presión dinámica superficial o presión de inyección es igual a la presión estática superficial más las pérdidas de presión a lo largo de la sarta de perforación más la pérdida por fricción para introducir el retorno a la fractura, lo cual se expresa:

$$P_{Inj} = P_{Sup} + \Delta P_{Sup} + \Delta P_{DS} + \Delta P_{BHA} + \Delta P_{Bit} + \Delta P_{Frac}$$

donde ΔP_{Sup} representa la caída de presión por fricción en el equipo superficial, ΔP_{DS} representa la caída de presión en la sarta de perforación, ΔP_{BHA} representa la caída de presión debida al ensamble de conexiones de fondo, ΔP_{Bit} representa la caída de presión en la barrena y ΔP_{Frac} representa la caída de presión por fricción en la inyección a la fractura.

La caída de presión asociada al flujo cruzado entre fracturas comúnmente se desprecia, debido a que es muy pequeña. Sin embargo, esta consideración es solamente válida cuando se han encontrado fracturas de tamaño considerable. Cuando se tiene un volumen muy pequeño de fracturas, se encuentra que la presión incrementa de manera muy considerable, en ocasiones logrando sobrepasar el límite permisible del equipo de bombeo de lodo.

Requerimiento de Fluido de Sacrificio

El gasto de inyección por la tubería de perforación durante una operación de capa de lodo puede calcularse simplemente como:

$$Q_{dp} = 0.0408 * AV * (ID_h^2 - OD_{dp}^2)$$

donde AV representa la velocidad anular del fluido de sacrificio requerida para remover los recortes del pozo. Siefferman *et ál* (1974) estimó que la velocidad anular mínima para remover los recortes del fondo de un pozo vertical es de 100 [pies/min], y para pozos horizontales varios experimentos han mostrado que la altura de la cama de recortes depende de la velocidad anular. Sin embargo, las condiciones de pozo regularmente exigen velocidades anulares mayores, por lo que el valor de 100 [pies/min] puede usarse para obtener la cantidad mínima de fluido de sacrificio que será requerido. ID_h representa el diámetro interno del agujero o tubería de revestimiento y OD_{dp} es el diámetro externo de la tubería de perforación.

También es importante considerar que el valor de Q_{dp} variará de acuerdo al arreglo BHA disponible, ya que, por ejemplo, si se cuenta con un motor de fondo será necesario un gasto de lodo de sacrificio mayor.

Requerimiento de Volumen de Inyección Anular

Cuando se está usando inyección anular continua, periódica o cada ocasión que es requerida, el volumen que debe inyectarse en cada ciclo de inyección y el volumen acumulativo diario pueden ser estimados usando las siguientes ecuaciones:

$$Q_{ann} = \frac{SF * v_{HM} * T_{PI} * (ID_h^2 - OD_{dp}^2)}{1029}$$

$$Q_{ADC} = \frac{24 * 60 * Q_{ann}}{T_{PI}}$$

donde Q_{ann} es el volumen de inyección periódico requerido para prevenir que el gas migre, SF es un factor de seguridad (regularmente se considera el uso de un SF igual a 2), v_{HM} es la velocidad de migración de los hidrocarburos y T_{PI} es el tiempo entre cada ciclo de inyección. Q_{ADC} es el volumen acumulativo diario de inyección.

La velocidad de migración de los hidrocarburos está en función de la composición del hidrocarburo, presión, temperatura y de la densidad y reología del fluido anular. También está en función de la geometría del pozo. Generalmente, las velocidades de migración se encuentran en un rango de 7 [pies/ min] a 15 [pies/min]. Anteriormente, para fines de control de pozo, los perforadores usaban una velocidad de migración de 1000 [pies/hora] (16.66 [pies/min]). Sin embargo, la compañía Shell reportó velocidades de hasta 90 [pies/min] en un ejercicio de simulación con una burbuja de gas, pero es probable que este valor sea únicamente adecuado para describir la migración de gas en un fluido anular no viscoso en un ambiente somero de baja presión.

2.3.6 Estudio de Caso Práctico

Con la finalidad de ilustrar la aplicación de la Perforación con Capa de Lodo en sus dos variantes principales, se considerará un caso teórico donde se tiene un pozo vertical perforado en un yacimiento de carbonatos con las siguientes características:

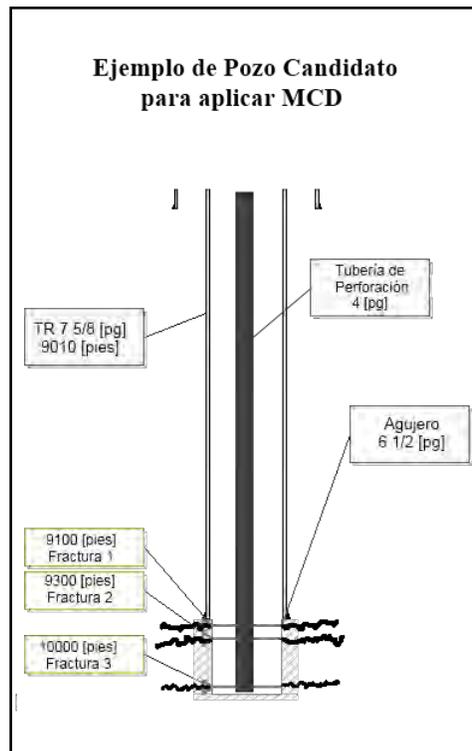


Figura 2.19 Estado mecánico del pozo candidato para aplicar MCD.

Tubería de revestimiento: 7 5/8 [pg] OD, 6 5/8 [pg] ID, 39 [lb/pie], asentada a 9,010 [pies].
 Tamaño del agujero: 6 1/2 [pg].
 Tubería de perforación: 4 [pg] FH, 14 [lb/pie] (juntas de la tubería de 5 1/4 [pg] OD).
 Drill collars: 4 3/4 [pg] OD, 2 1/4 [pg] ID, 47 [lb/pie].
 Gasto del fluido de perforación: 225 [gal/min].
 Cima del yacimiento: 9,000 [pies], TVD.
 Presión del yacimiento: 5,616 [lb/pg²] a 9,000 [pies].
 Fluido del yacimiento: Gas, se supone un gradiente hidrostático de 0.1 [lb/pg²-pie].
 Profundidad primera fractura: 9,100 [pies].
 Profundidad segunda fractura: 9,300 [pies].
 Profundidad tercera fractura: 10,000 [pies].

El pozo va a continuar siendo perforado justo en la cima del yacimiento y se corrió y cementó tubería de revestimiento de 7 5/8 [pg] a 9,010 [pies]. Describir como sería una operación de FMCD y una operación de PMCD para continuar con los trabajos de construcción del pozo. La Figura 2.19 muestra el estado mecánico del pozo candidato a ser perforado MCD.

Solución al Caso

Con base en datos de pozos de correlación, se estima que la presión de formación será de 5,616 [lb/pg²] a 9,000 [pies], por lo que el peso del lodo requerido para balancear la presión de formación en este punto es:

$$MW_{mud} = \frac{5,616}{(0.052 * 9,000)} = 12.0 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

Si la perforación prosigue debajo del asentamiento de la TR de 7 5/8 [pg] con lodo base agua de 12.0 [lb/gal] hasta que la primera fractura es encontrada a 9,100 [pies], la presión de formación a esa profundidad será:

$$P_p = 5,616 + [(9,100 - 9,000) * 0.1] = 5,626 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

Bajo condiciones estáticas, esto es equivalente a tener un gradiente de formación en la primera fractura de:

$$PG = \frac{5,626}{(0.052 * 9,100)} = 11.9 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

Considerando que el pozo está siendo perforado con un lodo de 12.0 [lb/gal], la presión estática del pozo a 9,100 [pies] es:

$$BHP_{Static} = P_{Static} = 12 * 0.052 * 9100 = 5,678 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

lo cual indica que la presión estática del pozo en la primera fractura está un poco sobre balanceada.

Cuando la fractura es encontrada, se sabe que las bombas de lodo están en marcha a un gasto de 225 [gal/min] y se ha determinado que la fricción debida al lodo de perforación circulando en el pozo ocasiona un incremento de 0.5 [lb/gal] en el gradiente del lodo a condiciones dinámicas, dando como resultado una ECD de 12.5 [lb/gal], la cual genera una $BHP_{Dynamic} = 5,915$ [lb/pg²] y la pérdida del retorno del fluido del pozo y de los recortes, los cuales se canalizan al interior de la fractura. Si el peso del lodo fuera reducido a 11.4 [lb/gal] para balancear el pozo dinámicamente respecto a la primera fractura, considerando el incremento de 0.5 [lb/gal] por fricción para lograr el gradiente de 11.9 [lb/gal] requerido, entonces se tendría el problema de que el pozo podría manifestarse cuando las bombas sean detenidas; por lo tanto, es notable la necesidad de algún método de perforación no convencional, ya sea UBD o MPD. Cuando la segunda fractura es encontrada a 9,300 [pies], la situación se torna más compleja no importando cómo se haya continuado la perforación después de la primera fractura.

La presión de poro en la segunda fractura será:

$$P_p = 5,616 + [(9,300 - 9,000) * 0.1] = 5,646 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

lo que es equivalente a un gradiente de formación de:

$$PG = \frac{5,646}{0.052 * 9,300} = 11.7 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

Si la perforación es intentada con un lodo de 11.9 [lb/gal], la presión estática del pozo sería:

$$P_{Static} = 11.9 * 0.052 * 9,300 = 5,755 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

la cual nos indica que con esa densidad del lodo se tendrá una presión estática con un sobre balance considerable.

Y en el caso de que durante la perforación después de la primera fractura se circulara con el lodo de 11.4 [lb/gal], entonces la ECD a 9,300 [pies] sería de 11.9 [lb/gal], teniendo como resultado la misma situación de sobre balance debido a que $BHP_{Dynamic} = 5,755$ [lb/pg²]. Analizando lo anterior, se puede detectar fácilmente que el problema es el siguiente: Si el peso del lodo es reducido para balancear la segunda fractura, la primera fractura fluiría; incluso si el pozo es simplemente cerrado, se tendrá la presencia de flujo cruzado entre las fracturas en el interior del pozo. Si se continúa con la perforación, el fluido de retorno será perdido dentro de la segunda fractura, el nivel del fluido en el pozo caerá y la primera fractura podría quedar bajo balanceada y quizá hasta llegaría a manifestarse. El problema podría ser mucho peor si la segunda fractura estuviera a una mayor profundidad o si se continuara perforando hasta la tercer fractura sin ningún método de perforación con control de presión.

La presión del yacimiento en donde se localiza la tercera fractura es:

$$P_p = 5,616 + [(10,000 - 9,000) * 0.1] = 5,716 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

la cual también puede expresarse en un gradiente de formación:

$$PG = \frac{5,716}{0.052 * 10,000} = 11.0 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

La presión para controlar el pozo al llegar a la fractura a 10,000 [pies], si se perfora con lodo de 11.4 [lb/gal] para balancear la primera fractura, será entonces generada por una ECD de 11.9 [lb/gal], por lo que ahora habrá una diferencia de 0.9 [lb/gal] en el peso del lodo equivalente requerido entre la primera y la tercera fractura, situación que es imposible de manejar convencionalmente sin la pérdida de retorno o sin permitir el brote de alguna de las fracturas. Para comprender la razón de esto, hay que prestar especial atención en que la presión en la fractura del fondo es solamente un poco más alta que la de la fractura en la cima, debido a que el gradiente en esa zona es considerablemente más bajo que el gradiente del fluido de perforación (Figura 2.19).

Históricamente, se han utilizado diversos métodos para sellar al menos una de las fracturas y poder continuar con la perforación, pero en algunos casos no ha sido posible detener las pérdidas. Incluso con la posibilidad de sellar los vóculos y las fracturas de la zona de pérdidas sacrificando material de circulación o taponando con cemento o con algún elemento similar, muchas veces estas fracturas son los conductos de producción primarios, por lo que taparlos perjudica el propósito principal de perforar pozos en ese lugar. Inclusive, para tapar fracturas y vóculos, se han utilizado polímeros que rompen después de un determinado periodo de tiempo, pero estos han tenido éxito moderado; en algunos casos no es posible tapar las fracturas o los vóculos con nada permanente, independientemente de si es un elemento dañino o no.

En la siguiente sección se presentará la metodología seguida para determinar cómo sería la operación si se aplica un método de Capa de Lodo Flotante o de Capa de Lodo Presurizada durante la perforación del pozo.

2.3.6.1 Operación con Capa de Lodo Flotante

Perforación con Capa de Lodo Flotante

Considerando el caso práctico, cuando se encuentra la primera fractura puede utilizarse la UBD o la MPD para balancear el pozo, o se puede implementar inmediatamente algún método de MCP. Con el objetivo de ejemplificar una operación con Capa de Lodo Flotante, se asume que los métodos normales de perforación son empleados después de perforar la primera fractura y la Perforación con Capa de Lodo Flotante no es utilizada hasta que la segunda fractura es encontrada. Con la primer fractura ya expuesta y con el objetivo de impedir algún brote del pozo cuando las

bombas se encuentren apagadas, se requiere utilizar al menos un lodo de 11.9 [lb/gal], tal y como se demostró anteriormente.

Después de encontrar la segunda fractura, el pozo no permanecerá lleno con lodo de 11.9 [lb/gal], debido a que la segunda fractura ocasiona que haya pérdidas, por lo que la primera fractura podría manifestarse con un brote. Incluso si el peso del lodo es reducido a 11.4 [lb/gal] para balancear la primera fractura de manera dinámica, la presión en el pozo continuaría siendo más alta que la de la formación, por lo que ocurriría la misma situación. Debido a que podría existir una manifestación del pozo, una parte del espacio anular sería ocupada por el gas, el cual tendría que ser retornado a la fractura, ya que no sería posible matar el pozo bombeando lodo de 12 [lb/gal] dentro del espacio anular sin primero desplazar el bache de gas por completo.

Si se busca reducir la cantidad de lodo requerida para controlar la manifestación de la primera fractura, se podría utilizar un lodo de matar pesado, usualmente de 15 a 18 [lb/gal], el cual es bombeado por el anular hasta que el pozo esta nuevamente muerto, generando la Capa de Lodo Flotante necesaria para llevar a ejecución el método de FMCD. Cabe aclarar que cuando se habla de pozo muerto, el pozo no está muerto en el sentido tradicional, sino que simplemente no está aportando ningún fluido a la superficie. Por convención, se dice que está “muerto”, aunque el hecho es que está solamente “muerto” en la superficie, mientras que en el fondo del pozo puede existir flujo cruzado entre fracturas, el cual generalmente no es detectable. Todo esto se da independientemente de que se esté o no bombeando el fluido de perforación a través de la tubería de perforación.

Para continuar con el trabajo de perforación ahora que ya se tiene la capa flotante de fluido de matar en el espacio anular, se utiliza ahora el fluido de sacrificio, el cual es bombeado por la tubería de perforación hacia el pozo. Usualmente, el fluido utilizado es agua, debido a que es abundante, barato, y relativamente no dañino para las formaciones carbonatadas en las cuales es aplicable la MCD. Para continuar perforando, la presión superficial de inyección debe ser lo suficientemente alta para vencer la diferencia entre la presión hidrostática del agua y la presión de formación. Considerando que el fluido de sacrificio entregado a la fractura es agua, tenemos que:

$$P_{Sup} = P_P - (MW_{H_2O} * TVD * 0.052)$$

$$P_{Sup} = P_P - P_{Static} = 5,646 - (8.34 * 0.052 * 9,300) = 1,613 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

La presión de inyección o circulación, como ya se ha descrito, es la suma de la diferencia entre la presión de poro y la presión hidrostática del lodo, de la presión por fricción del equipo superficial, de la caída de presión a través de la sarta de perforación, de la caída de presión a lo largo del BHA, la caída de presión a través de la barrena y la caída de presión por fricción en la fractura. Suponiendo unos valores generalizados de caída de presión en cada elemento y una fricción en la fractura de 100 [lb/pg²], con la finalidad de ilustrar el ejemplo, tenemos:

$$P_{Inj} = P_{Sup} + \Delta P_{Sup} + \Delta P_{DS} + \Delta P_{BHA} + \Delta P_{Bit} + \Delta P_{Frac}$$

$$P_{Inj} = 1,613 + 15 + 295 + 300 + 145 + 100 = 2,468 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

Obviamente, los valores anteriores pueden variar, dependiendo del equipo superficial, la configuración del BHA, y del diámetro de las toberas en la barrena, pero los valores propuestos son simplemente ilustrativos. La presión en este caso está dentro de la capacidad disponible en la mayoría de los equipos de perforación, de manera que la Perforación con Capa de Lodo Flotante puede proseguir sin necesidad de equipo especial. Si la presión rebasa los límites operacionales aceptables (especialmente en el standpipe), el equipo puede ser cambiado por otro que sea más adecuado para las presiones a manejar. La perforación entonces prosigue sin fluido en la parte superficial del espacio anular, y mientras se continúa bombeando agua por la sarta de perforación, en el anular no existe flujo ni presión. La velocidad de bombeo del fluido de sacrificio es mantenida a gasto normal, que debe ser suficiente para impulsar el motor de fondo -en caso de tenerlo instalado- y permitir los registros de MWD mientras se continúa con la limpieza y enfriamiento de la barrena, tal y como se hace en las operaciones de perforación normales.

En el caso de la FMCD todos los recortes y el fluido de sacrificio utilizado se canalizan hacia el interior de la formación, inicialmente a la primera fractura descubierta (llamada comúnmente fractura de apertura) y continuando posteriormente dentro de cualquier fractura o vóculo expuesto que acepte más fácilmente el fluido y los recortes. Dado que la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación original y después por el lodo de matar en el anular es mayor (al menos al inicio) que el gradiente de formación más alto encontrado en el agujero descubierto, no ocurrirá circulación o flujo a la superficie.

Sin embargo, la situación más complicada es la que se presenta en el fondo del pozo. El gradiente del fluido en el pozo es el gradiente ejercido por el agua más el gradiente ejercido por el peso de los recortes, el cual es siempre más alto que el gradiente del fluido en el interior del yacimiento (a menos que el yacimiento contenga únicamente agua), por lo que la lógica indica que al continuar avanzando con el desarrollo del pozo todas las pérdidas de fluido de sacrificio y de recortes deberían de continuar canalizándose hacia la fractura o vóculo expuesto que se encuentre en la parte más inferior del pozo. Sin embargo, la situación común es que no exista posibilidad de bajar el nivel de la capa de lodo flotante al nivel requerido para balancear el gradiente de la fractura abierta más inferior y mantener al sistema fluyendo hacia el interior de esta, de manera que se pueda mantener un bombeo constante para mantener el control del pozo.

Para ayudar a mitigar esta pueden realizarse diversas labores. Comenzando en la fractura más inferior y trabajando desde esta hacia arriba del agujero, lo primero por hacer es proporcionar algo de fricción para colocar el fluido de sacrificio dentro de la fractura, recordando que mientras más alto sea el gasto de inyección, la presión por fricción será más alta. Siempre existe algún gasto de inyección teórico en el cual esta presión por fricción es la adecuada para balancear la diferencial de presión entre las fracturas, estabilizando así al sistema. Esta presión por fricción varía ampliamente y en la mayoría de los casos en donde la FMCD es factible, no es suficiente con realizar esta acción.

Moviéndose hacia arriba en el pozo, el gradiente del fluido entre la primera y la segunda fractura es el ejercido por el agua, el cual es más cercano al gradiente de los fluidos del yacimiento a comparación de cuando estaba presente el lodo de perforación original. Si el yacimiento es de gas, esta diferencia entre gradientes sigue siendo considerable, sin embargo, si la formación es de aceite a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, la diferencia entre gradientes se reduce considerablemente. Dado que el problema principal es la diferencia en el gradiente entre la primera y la tercera fractura, el fluido entre estas dos no es 100% agua de sacrificio, sino que contiene

alguna fracción del fluido del yacimiento y del lodo pesado anular (Figura 2.20). Si las bombas son apagadas, este intervalo pronto contendrá 100% de fluido del yacimiento, debido a la segregación gravitacional existente arriba del punto en el pozo donde el fluido de la formación sale a la zona de pérdida, de manera que el intervalo del agujero llega a estar muy cerca de ser balanceado. Mientras se bombea y se perfora, el porcentaje del fluido del yacimiento en este intervalo del agujero depende de la conductividad de todas las fracturas expuestas, por lo que se vuelve un tanto auto regulado. Mientras más alta sea la conductividad de las fracturas y la diferencia entre los gradientes de estas, el porcentaje del fluido del yacimiento entre las fracturas será más alto. Esto reduce la diferencia entre los gradientes y ayuda a estabilizar el sistema.

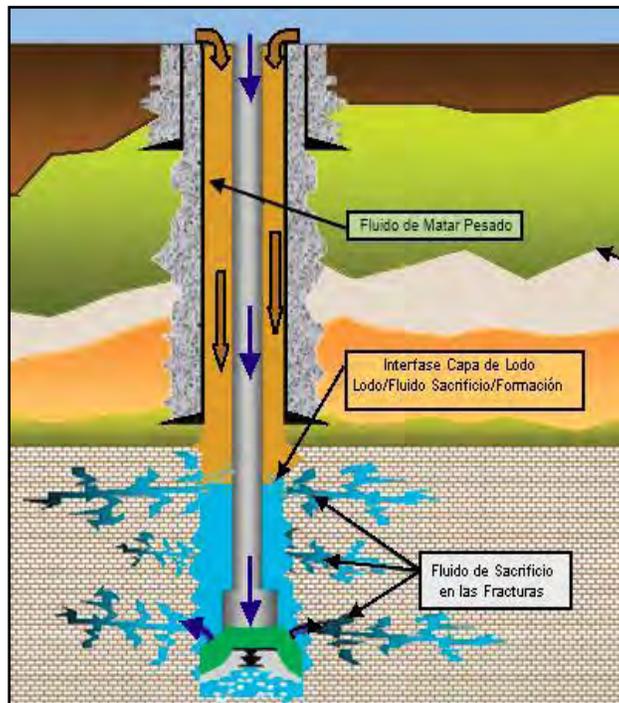


Figura 2.20 Esquema que muestra la zona de interfase entre la capa de lodo anular y la zona de pérdidas. La zona existente entre la fractura inferior y la fractura superior está compuesta por diversos porcentajes de los fluidos anular, de sacrificio y de la formación.

Es obvio que el sistema es básicamente inestable, dado que incluye un nivel de fluido anular y una presión anular que fluctúa con la presencia de fluidos del yacimiento, los cuales emigran con el tiempo debido a la segregación gravitacional. Esta situación es la que hace necesario bombear periódicamente lodo de matar adicional dentro del anular para evitar que el pozo fluya. La cantidad de lodo que debe ser bombeado y la frecuencia dependen de cómo todas estas fuerzas interactúan y cambian conforme se perforan pozos adicionales, se abren nuevas fracturas, se taponan o canalizan fracturas existentes, etcétera.

Viaje de Sarta con Capa de Lodo Flotante

Cuando se hace un viaje fuera del pozo, es necesario bombear una cantidad apropiada del lodo anular para reemplazar a la tubería removida del agujero; en caso de que el pozo comenzara a fluir, se debe bombear lodo de matar adicional para contrarrestar esto. Una vez que el BHA ha llegado a superficie, tiene que ser removido el Dispositivo de Control Rotatorio instalado en la parte superior del BOP, por lo que se debe bombear lodo de matar adicional para asegurarse de que el pozo no fluirá hasta que la barrena libre totalmente al BOP. Una vez que la barrena está en la superficie, los rams ciegos son cerrados y se monitorea la presión en la tubería de revestimiento.

Antes de abrir los rams ciegos para el viaje de vuelta al pozo, debe revisarse si existe alguna presión en la tubería de revestimiento o si ha transcurrido bastante tiempo desde que los rams fueron cerrados. En caso de que alguna de las situaciones mencionadas haya ocurrido, debe bombearse lodo de matar adicional para asegurarse de que el pozo permanecerá muerto hasta que el BHA pueda ser puesto dentro del pozo y el dispositivo de control rotatorio sea nuevamente instalado.

2.3.6.2 Operación con Capa de Lodo Presurizada

Perforación con Capa de Lodo Presurizada

Se asume que el pozo es perforado con las mismas condiciones, pero en lugar de aplicar una Capa de Lodo Flotante se selecciona la Capa de Lodo Presurizada para seguir perforando. Como se demostró en la primera parte del problema, la presión de poro en la primera fractura es equivalente a la ejercida por un fluido con gradiente de 11.9 [lb/gal], pero debido a que se aplicará una Capa de Lodo Presurizada, se considera que se aplicará una contrapresión en el espacio anular, por lo que se utilizará un lodo con peso menor. Suponiendo que la contrapresión superficial a aplicar es de 150 [lb/pg²], la densidad de lodo requerida es de:

$$MW_{dp} = 11.9 - \frac{150}{0.052 \times 9,100} = 11.58 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

Por lo tanto, se selecciona un lodo de 11.6 [lb/gal] para perforar el pozo. Ahora, con este lodo, la presión superficial estática en el anular cuando se llega a la primera fractura es:

$$P_{Sup} = P_P - P_{Static} = 5,626 - (11.6 * 0.052 * 9,100) = 137 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

Para obtener esta condición, el anular es cerrado y el lodo de 11.6 [lb/gal] es bombeado hacia el anular por medio de la línea de matar, hasta que el lodo original es desplazado y la presión superficial es casi igual a 137 [lb/pg²] con las bombas apagadas (condiciones estáticas). La perforación se continúa bombeando agua por la sarta de perforación como fluido de sacrificio, al igual que con la FMCD.

Cuando se bombea, la presión del anular se incrementa y se estabiliza en algún valor un poco más alto que la presión estática de 137 [lb/pg²]. Este incremento es debido a la presión por fricción del bombeo del fluido hacia el interior de la fractura, y también se refleja en un incremento en la presión de la tubería de perforación comparable a que si ninguna presión por fricción por fractura estuviera presente. Al registrar esta presión antes de comenzar la perforación se puede establecer una línea base para que, en caso de que la fractura existente comience a taparse o que fracturas adicionales sean encontradas, esos cambios en las condiciones de fondo del pozo puedan ser reconocidos. Al tomar la presión inicial del espacio anular y de la bomba a varios gastos, es posible determinar cómo es la respuesta de la fractura al cambio de gasto, lo que permite determinar que gastos pueden ser utilizados conforme la perforación continúa.

Suponiendo que la presión por fricción de fractura, ΔP_{Frac} , es de 100 [lb/pg²] al gasto inicial de bombeo de 225 [gal/min], y considerando las pérdidas por fricción en la sarta de perforación, en el BHA y en la barrena utilizadas anteriormente para la Capa de Lodo Flotante, tenemos que la presión de inyección es:

$$P_{Inj} = P_{Sup} + \Delta P_{Sup} + \Delta P_{DS} + \Delta P_{BHA} + \Delta P_{Bit} + \Delta P_{Frac}$$

$$P_{Inj} = 1,613 + 15 + 295 + 300 + 145 + 100 = 2,468 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

y la presión de circulación en la TR o presión en el espacio anular es:

$$P_A = P_{bp} + \Delta P_{Frac} = P_{Sup} + \Delta P_{Frac} = 137 + 100 = 237 \left[\frac{lb}{pg^2} \right]$$

que representa el valor de la presión que se tendrá en el anular bajo condiciones dinámicas. Considerando que la contrapresión aplicada es de 137 [lb/pg²], se tiene que la lectura de presión en el anular será entonces de 100 [lb/pg²], y cualquier variación respecto a este valor ayudará a determinar si se tiene la presencia de algún brote.

Conforme la perforación prosigue, las presiones tienden a comportarse con bastante estabilidad. Mientras tanto, los fluidos del yacimiento en el espacio anular comienzan a migrar hacia arriba, debido a que son menos densos que el lodo anular; esto puede comenzar cuando las bombas se detienen durante una conexión o simplemente por efecto de la segregación gravitacional. Un posible brote se detecta con el incremento de la presión en el anular debido a la presencia de fluidos de la formación sin un incremento correspondiente de presión en la tubería de perforación. Cuando esto ocurre, ya se ha comentado anteriormente que debe bombearse lodo adicional en el espacio anular para desplazar a los fluidos de vuelta a la formación.

Uno de los problemas más comunes en una operación de MCD es que no existe un método preciso para calcular el volumen de lodo que debe ser inyectado para restaurar al espacio anular libre de fluidos del yacimiento. Por ejemplo, al usarse el método propuesto anteriormente en este trabajo, se supone que es bien conocida la velocidad de migración de los hidrocarburos a través del fluido anular, la cual es claramente una función de la densidad de ambos fluidos, haciendo que dichos cálculos sean muy limitados porque suponen que se conoce la densidad exacta del fluido de la formación. Las velocidades de emigración dependen de las diferencias en la densidad y la viscosidad y pueden variar ampliamente. En la práctica, los fluidos del espacio anular

frecuentemente reaccionan con los fluidos de la formación para formar una interfase de alta viscosidad que retrasa los gastos de emigración dramáticamente. Por ejemplo, si se utiliza un fluido anular base agua dulce y la formación contiene agua salada, el lodo en la interfase se vuelve muy espeso, ayudando a prevenir la migración. Por lo tanto, al usar la expresión que se propuso en este trabajo debe tenerse en consideración todo lo antes mencionado, ya que sus resultados están directamente relacionados a la velocidad de migración utilizada, y como sabemos, esta puede variar dramáticamente de acuerdo a las condiciones de cada pozo.

La migración que se lleva a cabo a través de la interfase formada cuando se tiene lodo base agua dulce y agua salada de formación continuará ocasionando que el lodo se vuelva espeso donde sea que ambos fluidos se mezclen. Algo similar ocurre cuando el fluido del yacimiento es aceite y se tiene un lodo base agua, situación en que pueden formarse emulsiones. En el caso de que sea necesario o incluso conveniente utilizar un fluido anular compatible con los fluidos del yacimiento, pueden usarse lodos base aceite para yacimientos de aceite y en caso de que el yacimiento sea de gas, puede bombearse un bache de alta viscosidad por delante del fluido anular y posicionarse por arriba de la primera fractura o vóculo, con la finalidad de crear el mismo efecto.

Viaje de Sarta con Capa de Lodo Presurizada

Cuando se requiere hacer un viaje para sacar la sarta de perforación del pozo, debe bombearse un volumen de lodo anular igual al de la tubería que se está removiendo. La mejor manera de hacer esto es bombeando el volumen requerido mientras se jala la tubería, verificando que la presión en el espacio anular se mantenga constante. El lodo no debe ser bombeado antes de comenzar a sacar la tubería, ya que puede afectar el balance de la capa de lodo respecto a la fractura superior. Si el lodo es bombeado más rápido de lo que se jala la tubería, la presión anular permanece constante, pero el exceso de lodo bombeado podría perderse. En cambio, si no se bombea suficiente lodo, la presión anular comienza a elevarse debido a que los fluidos de la formación comienzan a escapar. Si esto último ocurre, debe realizarse bombeo adicional de lodo anular para regresar el brote a la formación y mantener la presión en espacio anular dentro de un valor correcto. Este proceso continúa así hasta que exista aproximación a *condiciones de tubería ligera* o hasta que el BHA es alcanzado.

Las *condiciones de tubería ligera* describen el conjunto de condiciones bajo las cuales la fuerza ejercida por la presión del pozo actuando a través del área de tubería que se encuentra en el RCD excede el peso de la tubería en el agujero. Por ejemplo, suponiendo que la presión anular cuando se bombea dentro de la línea de matar es la misma que se tiene a condiciones dinámicas durante la perforación:

$$P_A = 137 + 100 = 237 \left[lb/pg^2 \right]$$

La fuerza más grande ocurre cuando una junta de tubería está en el RCD, por lo que la fuerza hidráulica que intenta levantar la tubería será:

$$F_L = P_A * A_P$$

donde P_A es la presión en el anular y A_p representa el área seccional de la tubería.

Ahora, recordando que el diámetro externo de las juntas de tubería que se están usando en este ejemplo es de 5 ¼ [pg], la fuerza de levantamiento se calcula de la siguiente manera:

$$F_L = 237 * \left(3.1416 * \frac{5.25^2}{4} \right) = 5,130 \text{ [lb}_{fuerza} \text{]}$$

Suponiendo un factor de flotación, FF , de 0.8227 para el lodo de 11.6 [lb/gal] y retomando que de acuerdo a los datos la tubería tiene un peso, NW , de 14 [lb/pie], la longitud mínima, L_m , de tubería de perforación que puede ser estar de manera segura en el pozo con esta presión es:

$$L_m = \frac{F_L}{FF * NW}$$

$$L_m = \frac{5,130}{(14 * 0.8227)} = 445 \text{ [pies]}$$

Si no se están utilizando drill collars, como es común cuando se perforan pozos horizontales, este valor puede considerarse muy cercano a la longitud mínima de tubería que debe mantenerse dentro del pozo, mientras que el peso del motor de fondo se considera solamente como un margen de seguridad. Sin embargo, en un pozo vertical donde se utilicen drill collars es común que las condiciones de tubería ligera sean alcanzadas en un punto de los drill collars. En esta situación, y recordando que se tienen drill collars de 4 ¾ [pg] de diámetro externo, las condiciones de tubería ligera serán alcanzadas cuando la fuerza de levantamiento mientras se bombea el fluido de llenado anular alcanza el valor de:

$$F_L = 237 * \left(3.1416 * \frac{4.75^2}{4} \right) = 4,200 \text{ [lb}_{fuerza} \text{]}$$

Considerando el mismo factor de flotación de 0.8227 y con un peso de drill collars de 47 [lb/pies], la longitud mínima de drill collars que puede quedar en el pozo cuando se jala la sarta hacia afuera del pozo es:

$$L_m = \frac{4,200}{(47 * 0.8227)} = 109 \text{ [pies]}$$

y de la misma manera, el peso de cualquier equipo adicional (motores de fondo, etc.) se considera como un margen de seguridad.

Algunas veces, antes de alcanzar el punto de tubería ligera se prefiere bombear suficiente lodo de matar con el objetivo de balancear el pozo, ya que para completar el viaje se requiere retirar el RCD, y por lo tanto, la contrapresión de 137 [lb/pg²] en el anular. En este caso, para estimar la cantidad de lodo de matar requerido para sustituir la contrapresión y balancear el pozo, se supone que se utiliza lodo de matar, MW_{KM} , de 18 [lb/gal]. Por lo tanto, la altura de lodo de matar necesario será:

$$H_{KM} = \frac{P_{bp}}{0.052 * (MW_{KM} - MW_{ann})}$$

$$H_{KM} = \frac{137}{0.052 * (18 - 11.6)} = 412 \text{ [pies]}$$

Esto significa que el volumen teórico de lodo de matar para bombear cuando la tubería de perforación está en la superficie es:

$$V_{KM} = H_{KM} * \frac{(ID_h^2 - OD_{dp}^2)}{1,209}$$

$$V_{KM} = 412 * \frac{(6.625^2 - 4^2)}{1,029} = 11.2 \text{ [bls]}$$

La ventaja de usar esta densidad de lodo de matar (18 [lb/gal]) es que no se requiere mucha cantidad de lodo. La desventaja es que para balancear el pozo se requiere una medición muy precisa de la cantidad de lodo. En cambio, si para balancear el pozo se usara un lodo de 16 [lb/gal], tenemos que:

$$H_{KM} = \frac{137}{(16 - 11.6) * 0.052} = 599 \text{ [pies]}$$

La altura del lodo requerida para balancear el pozo es de 599 [pies], por lo que el volumen requerido es:

$$V_{KM} = 599 * \frac{(6.625^2 - 4^2)}{1,029} = 16.2 \text{ [bls]}$$

Esto significa que un pequeño error en la medición del fluido no es tan crítico, así que la operación permite algún grado de imprecisión. El inconveniente es que requiere más lodo. En la práctica, cuando se trata con presiones superficiales bajas (< 200 [lb/pg²]), generalmente es más conveniente utilizar lodos de matar de menor densidad. Cuando se opera a presiones más altas, un lodo de matar más pesado es la mejor opción. Sin embargo, además de bombear el volumen apropiado debe inspeccionarse la presión para asegurarse que el pozo está muerto.

La velocidad a la que la presión hidrostática del lodo de matar reduce la presión superficial disminuye conforme el pozo se aproxima a estar balanceado, debido a que el flujo hacia el interior de la fractura está en función de la presión diferencial. Por lo tanto, la presión anular sigue siendo observada frecuentemente en este punto. Esta presión generalmente se reduce con el tiempo y eventualmente se vuelve cero, siempre y cuando no haya fluidos del yacimiento en el anular que emigren hacia arriba y empiecen a incrementarla nuevamente.

Para llevar la presión a cero, es normal bombear pequeños volúmenes adicionales de lodo de matar. Un problema común es que los medidores utilizados para leer la presión superficial no

son muy precisos ni suficientemente adecuados para leer el una presión con valor de cero ni presiones de vacío. Por lo tanto, una vez que la presión anular cae por debajo de la que los medidores leen adecuadamente (usualmente de 10 a 50 [lb/pg²]), si el pozo es abierto podría fluir, permitiendo el flujo de la formación e incrementando así la inestabilidad en el sistema.

La solución es instalar un *tattletale* (instrumento auxiliar para detectar las condiciones en un sistema), ya sea en la línea de estrangulamiento o en la línea de matar, el cual debe llevar una tubería o manguera de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ [pg], como se muestra en la Figura 7.21. Cuando la válvula de aguja utilizada para controlar el flujo para esta línea es abierta un poco, incluso la presión más pequeña o de vacío puede ser detectada, ya sea colocando un dedo sobre el final de la línea o al utilizar un “cubo de burbuja”, al igual que cuando se detecta flujo en pruebas de sarta de perforación. Las ventajas de este sistema es que es muy fácil de instalar, es barato, no requiere calibración y detecta las presiones de menos de 1 [lb/pg²], sean positivas o negativas. Su principio de funcionamiento está en el movimiento del nivel del lodo de matar en el anular, el cual desplaza el aire que está por encima de él, ya sea empujando hacia la parte superior del pozo o haciendo un efecto de succión cuando el nivel baja. De esta manera, si el nivel del fluido se empieza a elevar, puede ser detectado mucho antes de que fluya a la superficie. Este sistema tiene ventaja respecto a las herramientas acústicas, ya que permite detectar los cambios de nivel de manera más sencilla y en tiempo real. Es recomendable utilizar el *tattletale* para confirmar exactamente lo que está sucediendo en el pozo antes de remover el RCD.

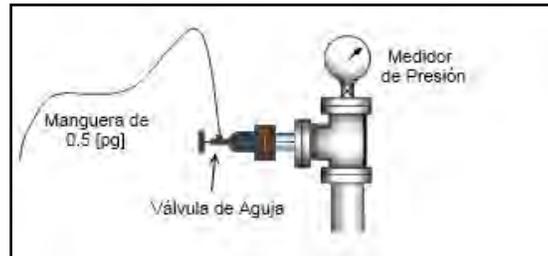


Figura 2.21 El *tattletale* usado para detectar los cambios más pequeños de presión en el espacio anular.

Una vez que el pozo se encuentra sin presión y estable, se remueve el RCD para permitir la salida del BHA. Si el volumen correcto de lodo fue bombeado, el nivel del fluido en el pozo estará por debajo de la RCD y seguirá cayendo un poco, incluso si no puede ser fácilmente detectado. Si el nivel del fluido es tan bajo que es apenas visible, el agujero deberá ser llenado con fluido ligero del espacio anular, debido a que aún falta jalar el remanente de la sarta de perforación. En cambio, si el nivel del fluido está muy cercano a la superficie, el pozo debe ser llenado con el fluido de matar mientras se remueve el resto de la tubería de perforación. Finalmente, después de que la barrena pasa a través de los rams ciegos, el pozo es cerrado mientras se revisan las causas que generaron el viaje o mientras el BHA es cambiado.

Cuando todo está listo para ir de regreso dentro del pozo, se debe de verificar el medidor de presión del espacio anular. En caso de que un incremento de presión sea detectado, se debe bombear lodo de matar hasta que dicha presión sea cero. Si el medidor lee cero, se debe de verificar también

el tattleale. Si se detecta algún brote, aunque este sea pequeño, hay que bombear lodo de matar dentro del anular, con el objetivo de balancear exactamente el pozo. Cuando el brote es pequeño, la cantidad de lodo de matar bombeado debe ser pequeña. Posteriormente, cuando no hay absolutamente ninguna presión en el pozo, hay que abrir los rams ciegos y enviar de vuelta la sarta al pozo. Una vez que el BHA ha entrado o cuando suficiente tubería ha sido introducida para evitar condiciones de tubería ligera a presiones anticipadas, se debe instalar nuevamente el elemento de sello del RCD y posicionarlo en el pozo.

Mientras se desplaza la tubería en el interior del pozo, la sarta de perforación usualmente desplaza el lodo conforme baja, e idealmente casi todo el lodo de matar debería ser recuperado de esta manera. Ahora, conforme el lodo de matar es recuperado, el pozo intentara y tendrá más facilidad de fluir, por lo que el volumen del lodo de retorno deberá de ser monitoreado atentamente. Si el volumen de retorno excede al volumen de la tubería que está siendo bajada, se debe regular el estrangulador superficial para evitar que esto pase. En caso de que un brote ocurra, cerrar el estrangulador completamente y continuar bajando la tubería tiene el mismo efecto que el de bombear en la línea de matar, y este procedimiento puede ser utilizado para desplazar los fluidos de vuelta a la formación.

Si todo el viaje de la sarta al fondo del pozo se ha realizado correctamente, la presión del anular debe restablecerse a su estado anterior al viaje de la sarta. En caso de que la presión sea más alta, la presión original puede ser restaurada bombeando lodo ligero en el anular. Si no se recuperó todo el lodo de matar, la presión superficial debería ser más baja que antes, y si esta presión es suficientemente alta para medirse confiable y adecuadamente en superficie, la perforación puede reanudarse utilizando esta presión más baja como presión base. Pero si no existe ninguna presión en el anular, puede ser necesario desplazar el lodo de matar con lodo ligero anular hasta que todo el lodo de matar sea desplazado en la formación y la presión positiva ha sido restaurada.

2.3.7 Conclusiones

- La Perforación con Capa de Lodo, en sus dos variantes, es un método probado para perforar formaciones de manera segura, las cuales serían muy complicadas de perforar usando otro método.
- El método es aplicable únicamente en formaciones carbonatadas altamente fracturadas o vugulares/cavernosas que puedan aceptar el lodo de sacrificio y los recortes por completo.
- Se requieren grandes volúmenes de fluido de perforación de sacrificio.
- Los requerimientos de equipo especial son mínimos.
- Los avances más recientes, como el método de Capa de Lodo Presurizada, reducen los requerimientos de fluido anular y permiten el monitoreo constate de lo que está sucediendo en el fondo del pozo mediante el monitoreo de las condiciones superficiales en el espacio anular, brindando un método seguro para utilizar en perforación de pozos con alta presencia de H₂S.
- Los cálculos requeridos son mínimos y sencillos.
- Brinda capacidad para penetrar intervalos grandes que de otra manera sería poco práctico sin causar daño a la formación.

2.4 Perforación con Doble Gradiente, DGD

2.4.1 Introducción

El método de *Perforación con Doble Gradiente* (Dual Gradient Drilling, DGD) hace referencia a las operaciones de perforación de pozos costa afuera donde el retorno del lodo de perforación del pozo no viaja a través de un *riser* de perforación convencional (tubería de gran diámetro que conecta el BOP submarino con la plataforma de perforación en superficie). El retorno del fluido de perforación o es vertido en el lecho marino (Bombear y Verter) o es llevado de vuelta a la plataforma a través de una o más líneas de retorno de fluidos de diámetro pequeño. La mayoría de los trabajos publicados acerca de DGD consideran que el método es utilizado posteriormente al asentamiento de la tubería de revestimiento superficial, pero sin embargo, existen métodos de DGD, como *Bombear y Verter* y *Recuperación de Lodo sin Riser*, que pueden ser utilizados actualmente para perforar la sección superior de los pozos costa afuera.

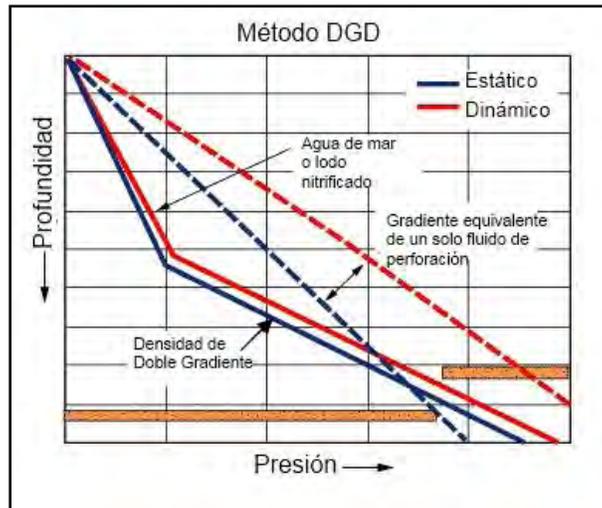


Figura 2.22 Gradiente convencional comparado con el concepto de DGD.

Además de ser útil para el asentamiento de la tubería de revestimiento superficial, los métodos actuales de DGD están diseñados para que los recortes y el lodo de perforación retornen a la plataforma a través de líneas de retorno de diámetro pequeño. Una bomba submarina de levantamiento toma el lodo de retorno del espacio anular del pozo en el lecho marino y lo bombea de regreso a la superficie. Al ajustar la presión de entrada de la bomba en un valor cercano a la presión hidrostática del tirante de agua, se ejerce un doble gradiente de presión en el espacio anular del pozo, de la misma manera que en la perforación sin riser se impone la presión hidrostática del tirante de agua en el espacio anular del pozo.

Como se puede observar en la Figura 2.22, la bomba del lecho marino reduce la presión impuesta en la porción menos profunda del pozo, mientras que el lodo de densidad más alta debajo

del fondo marino consigue la presión de fondo del pozo requerida para controlar la presión de la formación. La presión generada por el lodo de alta densidad es ejercida en una distancia vertical más corta, mientras que por encima del lecho marino se impone la presión hidrostática del tirante de agua.

2.4.2 Problemas Asociados a Sistemas de Riser Convencional en Aguas Profundas

Los problemas asociados en la perforación con riser convencional en aguas profundas han sido discutidos por varios autores (Gault, 1996; Choe y Juvkam-Wold, 1997a, 1997b, 1998; Peterman, 1998; Choe, 1999; Schubert, 1999; Schubert, Juvkam-Wold, y Choe, 2006). Desde el punto de vista de suministro de materiales, mientras más profundo sea el tirante de agua, más secciones de riser marino deben ser cargadas y llevadas a la localización en la embarcación de transporte, dando como resultado limitaciones en el espacio de cubierta y en la capacidad de carga, especialmente para embarcaciones pequeñas o viejas. Una embarcación adicional puede ser utilizada para transportar el riser a la localización, pero con esto no se toman en cuenta los periodos donde el riser debe ser retirado a causa de tormentas, desconexiones en caso de emergencia, o cuando es necesario sacar el conjunto de preventores para su reparación. Además, el espacio en cubierta no es el único problema, también se debe considerar que debe tenerse una plataforma que soporte el peso del riser, ya que sólo una cantidad limitada de plataformas marinas pueden soportar la carga excesiva impuesta por los risers de gran longitud que se requieren para perforar pozos en aguas profundas.

Tan solo para ser llenados, los risers extremadamente largos requieren grandes volúmenes de fluido de perforación, tanto como 3700 [bls] para un riser de 19.5 [pg] de diámetro interno y 10,000 [pies] de longitud, alcanzando costos de lodo de perforación por encima de \$400,000 dólares cuando se usa un fluido de base sintética. Pero no solamente es el alto costo del lodo, sino que también el volumen de lodo para llenar el riser puede ser mucho mayor a la capacidad de almacenamiento de la misma plataforma.

En adición a los retos de logística encontrados al utilizar un riser convencional lleno de lodo, la labor de alcanzar los objetivos geológicos se complica conforme las profundidades son más grandes. En aguas profundas, los yacimientos tienden a estar a mayores profundidades por debajo de la línea de lodo, dando como resultado la necesidad de etapas de tubería de revestimiento adicionales. Pero no solamente el que los objetivos se encuentren a gran profundidad incrementa el número de tuberías de revestimiento requeridas, sino que la ventana operacional efectiva entre el gradiente de presión de poro y presión de fractura se hace más estrecha o se cierra conforme se incrementa la profundidad del tirante de agua. Además, el estrechamiento de la ventana operacional ocasiona que se tenga que incrementar la frecuencia de puntos de asentamiento de tuberías de revestimiento, por lo que con los risers marinos actuales un operador puede quedarse rápidamente sin espacio o sin un tamaño de agujero utilizable antes de que se alcancen los objetivos geológicos.

Las Figuras 2.23 a 2.27 muestran el estrechamiento efectivo de la ventana operacional de gradiente de formación y de fractura conforme la profundidad del lecho marino es mayor, además del incremento de etapas de tuberías de revestimiento requeridas para alcanzar la profundidad total. En estas Figuras no se ilustra el asentamiento de la tubería de revestimiento superficial.

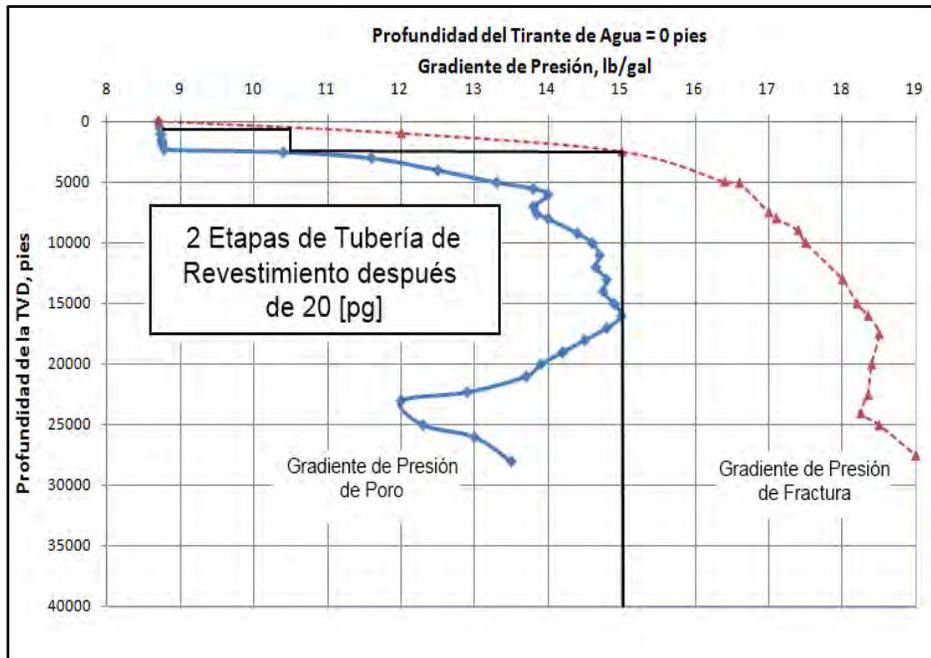


Figura 2.23 Ventana Operacional para un pozo en tierra con presión anormal y puntos de asentamiento de tuberías de revestimiento pos-superficiales.

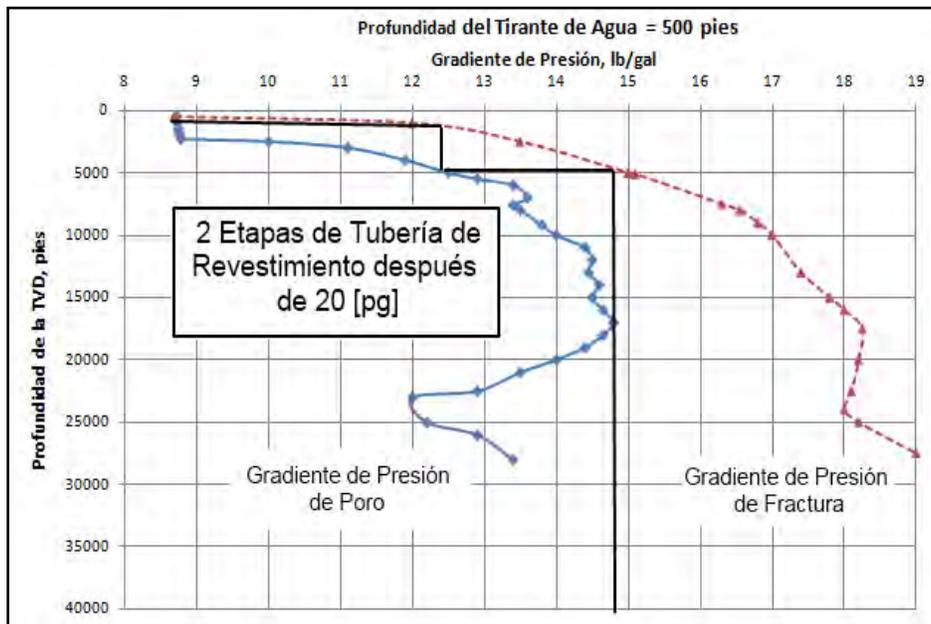


Figura 2.24 Ventana Operacional y asentamiento de tuberías de revestimiento pos-superficiales para un pozo con 500 [pies] de tirante de agua.

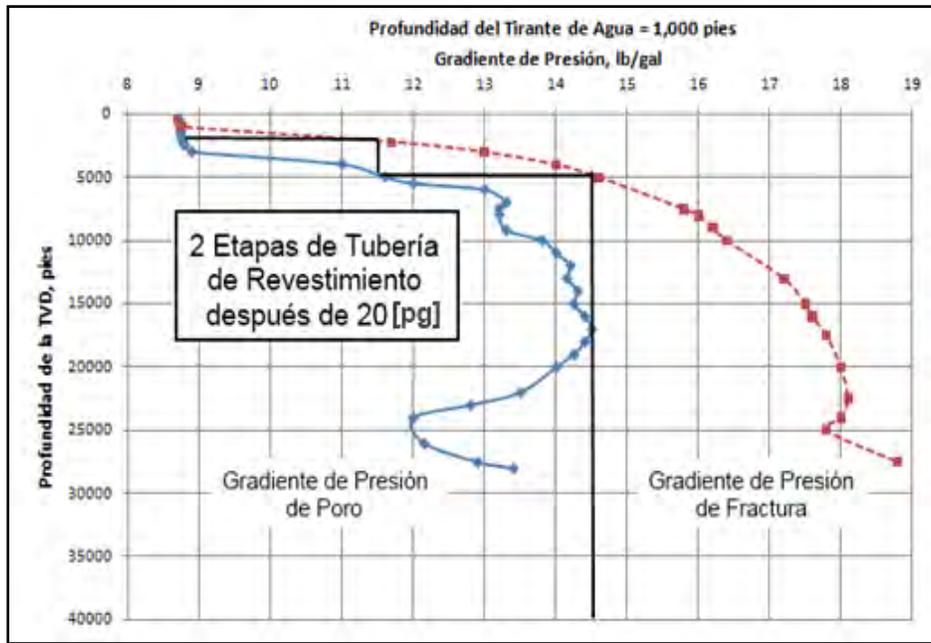


Figura 2.25 Ventana Operacional y profundidad de asentamiento de tuberías pos-superficiales para un pozo con tirante de agua de 1,000 [pies].

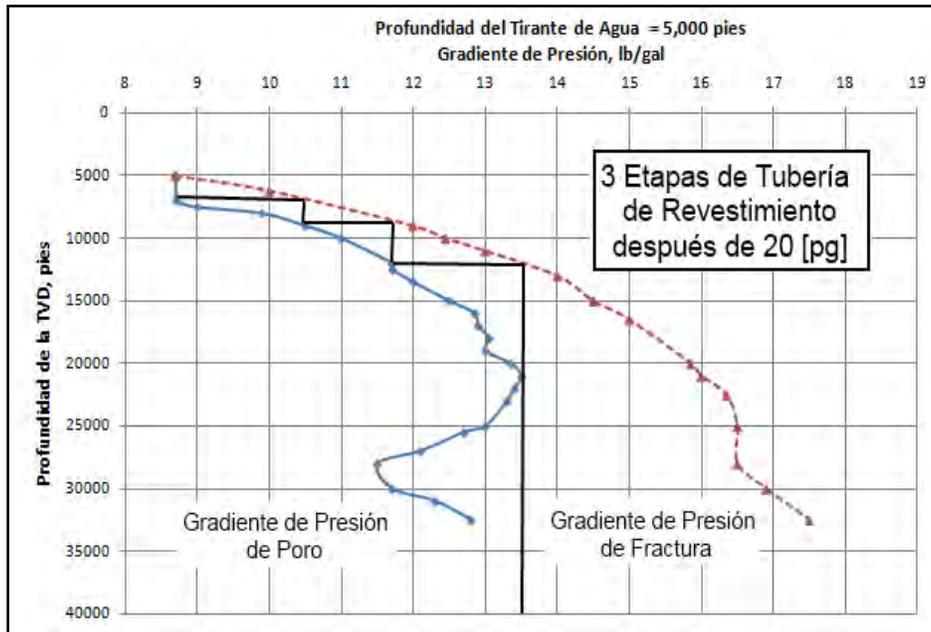


Figura 2.26 Ventana Operacional y profundidad de asentamiento de tuberías pos-superficiales para un pozo con tirante de agua de 5,000 [pies].

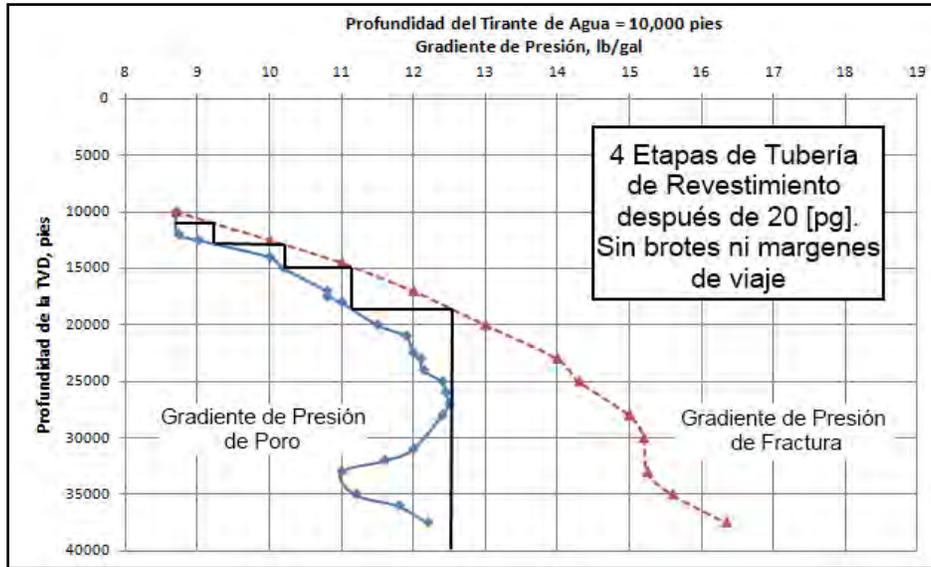


Figura 2.27 Ventana Operacional y profundidad de asentamiento de tuberías pos-superficiales para un pozo con tirante de agua de 10,000 [pies].

La Figura 2.23 muestra los gradientes de presión para un pozo en tierra o en aguas muy someras perforado en una formación con presión anormal. La única diferencia entre la Figura 2.23 y las Figuras 2.24 a 2.27 es que la presión de poro y fractura tienen un incremento debido a la presión hidrostática del tirante de agua, por lo que los gradientes de presión se calculan nuevamente con respecto a la nueva profundidad del fondo marino.

La Figura 2.28 tiene la misma gráfica que la Figura 2.27, con la adición de los gradientes de presión de poro y de presión de fractura para el mismo pozo perforado con un sistema de Doble Gradiente. La diferencia es creada por la manera en que se calculan los gradientes de presión. En la perforación con riser convencional se calculan todos los gradientes de presión con respecto al buje de la mesa rotaria, mientras que los gradientes de presión de la DGD se calculan con respecto al lecho marino. Lo que es evidente en esta figura es que la DGD amplía la ventana operacional de gradiente de presión de poro y de presión de fractura, eliminando los problemas asociados con la ventana operacional estrecha asociada con la perforación en aguas profundas. Además, se puede notar que las presiones de poro y de fractura de la DGD a 10,000 [pies] de tirante de agua son las mismas que las del pozo en tierra de la Figura 2.23, lo que significa que se pueden utilizar las mismas densidades del lodo para perforar ambos pozos.

La ampliación de la ventana operacional de gradiente de presión de poro y presión de fractura permite que sea posible alcanzar la profundidad total con solamente algunas etapas de tubería de revestimiento y obtener un tamaño final del pozo más grande. La Figura 2.29 compara las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento predichas para la misma ventana operacional de gradiente de presión de poro y presión de fractura, una utilizando perforación convencional en aguas profundas y una utilizando DGD.

Como es demostrado en las Figuras 2.23 a 2.29, el estrechamiento de la ventana operacional resultante del incremento del tirante de agua ocasiona que sean requeridas etapas adicionales de

tubería de revestimiento para alcanzar la profundidad total. La DGD proporciona una ventana operacional más amplia, y solo se requiere de unas cuantas etapas de tubería de revestimiento para alcanzar la profundidad total. Esto último es crítico no solamente por el tiempo y los costos de las tuberías adicionales, sino que también permite que se pueda bajar una tubería de producción de mayor diámetro, lo cual previene que el gasto de producción sea estrangulado por una tubería de producción pequeña. Además, la ventana operacional más grande permite que se pueda planear el pozo con un margen suficiente para viajes de la sarta y para evitar brotes.

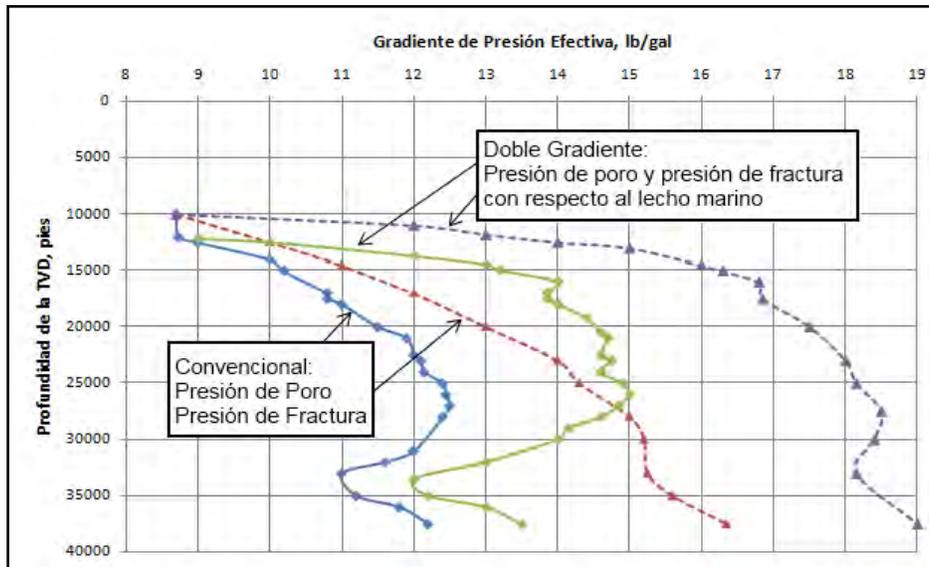


Figura 2.28 Comparación de los gradientes de presión de poro y presión de fractura de la DGD calculados en el lecho marino con respecto a los calculados al nivel del mar a una profundidad de 10,000 [pies].

La mayoría de los problemas asociados con el riser marino convencional pueden ser reducidos o eliminados con el Doble Gradiente logrado a través del empleo del principio de levantamiento del lodo. Los mismos autores que han señalado los problemas asociados con los sistemas de riser convencionales también han discutido las ventajas del sistema de Doble Gradiente (Gault, 1996; Choe y Juvkam-Wold, 1997a, 1997b, 1998; Peterman, 1998; Choe, 1999; Schubert, 1999; Schubert, Juvkam-Wold, y Choe, 2006). Al utilizar un método de DGD se presentan tres ventajas logísticas muy importantes, las cuales son: un requerimiento menor de espacio en cubierta para transportar la línea de retorno de diámetro pequeño (6 [pg] OD), cargas en cubierta más ligeras y menos requerimientos de lodo de perforación para perforar un pozo. Aunado a esto, la DGD permite que las plataformas de perforación flotantes de segunda y tercera generación (las cuales son más pequeñas y con menor capacidad) puedan ser adaptadas para perforar en aguas más profundas, lo que incrementaría la disponibilidad de equipos de perforación para aguas profundas. Adicionalmente, tal y como ya se ha mencionado, la capacidad para alcanzar objetivos geológicos con solo unas cuantas etapas de tubería de revestimiento permite que se pueda introducir una tubería de producción más grande y con un diámetro óptimo, lo que facilita producir a gastos más

altos, convirtiendo a muchos pozos más atractivos desde el punto de vista económico. El reducir las etapas de tubería de revestimiento también ayuda a mitigar el Tiempo No Productivo, disminuyendo una parte de los costos de la perforación.

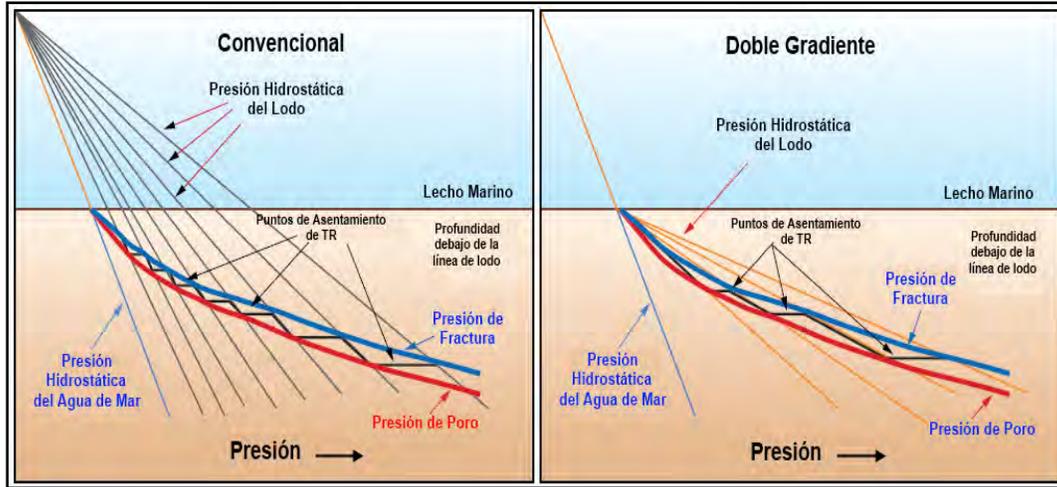


Figura 2.29 Puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento. En el cuadro izquierdo se muestra la perforación convencional con un solo gradiente, lo que acarrea un gran número de asentamientos de TR; el cuadro derecho muestra la DGD y la reducción significativa de TR's.

Aunque la DGD puede reducir o eliminar muchos de los problemas asociados con la perforación con riser convencional, existe una desventaja significativa en la implementación de este método no convencional: El método de DGD continúa todavía sin ser probado hasta este momento y aún necesita ser sometido a cantidades considerables de investigación y desarrollo.

2.4.3 Sistema AGR de Recuperación de Lodo Sin Riser, RMR

2.4.3.1 Introducción a la RMR

Como se ha mencionado en la primera parte de este subcapítulo, muchas de las investigaciones y la mayoría de las publicaciones acerca de DGD consideran que el uso del método implica que la TR superficial ya ha sido asentada. Sin embargo, la compañía noruega AGR Group con su sistema de *Recuperación de Lodo sin Riser* (Riserless Mud Recovery, RMR™) está usando esa tecnología para perforar la porción superior de los pozos con mucho éxito.

La Recuperación de Lodo sin Riser, RMR, es un sistema para perforar la etapa superficial de pozos que requieren una operación de perforación no convencional. El sistema utiliza una bomba submarina para recuperar el fluido de perforación desde el lecho marino hasta la embarcación de perforación, además de ser el primer sistema de perforación con Doble Gradiente que estuvo

disponible comercialmente. Este sistema tiene muchas ventajas con respecto a los métodos de perforación de etapa superficial convencionales, incluyendo el uso de ingeniería de fluidos de perforación, la capacidad para perforar en áreas ambientalmente sensibles, la capacidad para extender las profundidades de asentamiento de la TR superficial (y por lo tanto, de las demás etapas del pozo), la eliminación de liners intermedios y una mejor estabilidad del pozo.

Comúnmente, los intervalos superficiales de los pozos en aguas profundas son perforados sin riser, bombeando un fluido poco costoso (regularmente agua de mar) por la sarta de perforación y permitiendo que el retorno del pozo, compuesto de lodo y recortes, sea dispersado en el fondo marino. Sin embargo, cuando el pozo exige el uso de un lodo de una densidad específica se presentan diversos problemas, tanto económicos como de índole logístico. Para mitigar costos, es común que se utilice un lodo bentonítico de alta densidad -típicamente 16 [lb/gal]- diluido con agua de mar para alcanzar la densidad deseada. Al utilizar un fluido densificado, el volumen de lodo a transportar es menor, facilitando las labores de logística. Sin embargo, debe considerarse que aún disminuyendo el volumen de lodo a transportar, en algunas zonas remotas el transporte sigue siendo muy complicado, además de que muchas veces el pozo requiere lodos con características que un simple incremento de densidad no brinda.

La tecnología RMR es una alternativa al método común de descarga de recortes y lodo de perforación en el suelo marino, comúnmente llamado *Bombear y Verter*, además de que es aplicable en tirantes de agua de hasta 5,000 [pies]. El bombear el retorno del pozo hacia la superficie permite que el lodo y los recortes puedan entrar al equipo de tratamiento de sólidos, donde la recirculación hacia el pozo evita el desperdicio de lodo existente cuando este es vertido al lecho marino, haciendo posible el uso de fluidos de perforación de mayor calidad, los cuales pueden satisfacer totalmente los requerimientos del pozo.

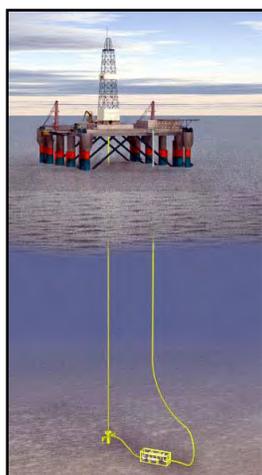


Figura 2.30 El sistema de Recuperación de Lodo sin Riser, RMR.

En el RMR, un sistema de control computarizado es el encargado de ajustar la velocidad de la bomba submarina de acuerdo a un punto de presión base medida en la cabeza del pozo, tal como se puede ver en la Figura 2.30. La bomba submarina bombea automáticamente todo el retorno del

pozo a la superficie y mantiene una presión constante del pozo, permitiendo el ajuste del perfil de la presión anular. Gracias a la bomba es posible obtener el Doble Gradiente en el pozo (Figura 2.22), ya que la columna de hidrostática del lodo de perforación sólo se manifiesta desde el punto de asentamiento de la bomba hacia el fondo del pozo, y por encima de la bomba es posible hacer ajustes para tener un gradiente equivalente al ejercido por el tirante de agua. En el RMR la bomba es controlada automáticamente, por lo que no se requiere intervención del operador para responder a situaciones que se presentan durante la perforación, simplificando la perforación mientras se mantiene una mejor estabilidad del pozo.

2.4.3.2 Principales Funciones

Las principales razones para utilizar el sistema RMR son:

- Permitir el uso de una mejor ingeniería de fluidos de perforación, pudiendo utilizar lodos con una densidad más alta que la del agua de mar, evitando el costo de bombear y desechar dichos lodos al lecho marino.
- Introducir el control de volumen y la detección de brotes en las secciones superiores del pozo.
- Evitar la contaminación en áreas ambientalmente sensibles, en donde bombear y desechar el retorno del pozo al lecho marino puede causar daño al medio ambiente.

El sistema RMR se emplea en áreas donde las formaciones geológicas en la cima del pozo presentan condiciones de perforación difíciles, las cuales complican las operaciones de perforación, limitan severamente la profundidad a la cual la tubería de revestimiento superficial puede ser asentada y pueden dar como resultado que se tengan altos costos debido a la pérdida de fluido de perforación cuando se bombea y vierte al lecho marino. Además, el sistema RMR se utiliza en áreas ambientalmente sensibles, en donde desechar el fluido de perforación no es aceptable debido a las regulaciones o por el daño al medio ambiente. El sistema RMR es un sistema cerrado, lo cual significa que no hay descargas de fluidos al medio ambiente. El sistema RMR resuelve estos problemas al llevar todo el fluido de perforación de vuelta a la superficie, en donde puede ser reacondicionado y reutilizado.

2.4.3.3 Equipo utilizado en la RMR

El sistema de RMR está constituido por seis componentes principales, los cuales son:

1. Módulo de Succión.
2. Bomba submarina.
3. Unidad de Despliegue.
4. Fuente de poder.
5. Módulo de control.
6. Conducto de retorno de fluidos.

Módulo de Succión

El Módulo de Succión (SMO) es una herramienta que se sujeta a la cabeza del pozo en el lecho marino, proporcionando el punto de conexión entre la bomba submarina y la cabeza del pozo. Cuenta con un transductor de presión que está ubicado cerca del punto de conexión con la bomba submarina. El SMO proporciona el acceso de la tubería de perforación hacia pozo, por lo que en él se forma una interfase lodo-agua de mar, la cual es monitoreada con video cámaras. Además, el SMO puede ser instalado en la cabeza del pozo con la tubería de perforación o corrido mediante cables, y existen diferentes modelos para los diferentes tipos de cabeza de pozo. La Figura 2.31 muestra un SMO siendo preparado para ser introducido al mar.



Figura 2.31 Módulo de Succión del sistema RMR siendo preparado para su introducción al mar.

Bomba Submarina

Una bomba de discos de fricción (Figura 2.32) es utilizada para elevar el fluido de perforación y los recortes desde el lecho marino hasta la embarcación de perforación. Al igual que el SMO, se puede adaptar a diferentes configuraciones y puede ser colocada en el lecho marino (Figura 2.30) o suspendida en el umbilical que cuelga de la unidad de despliegue. Mantener suspendida la bomba puede ayudar a compensar el movimiento vertical de la embarcación de perforación, mediante el uso de una manguera de succión lo suficientemente larga para permitir que la bomba suba o baje sin generar una tensión excesiva en el umbilical (Figura 2.33).

La bomba utiliza un impulsor especial compuesto de discos con sección mínima, y el bombeo se realiza por medio de la fricción generada entre el fluido y los discos girando a alta velocidad. Este tipo de bomba tiene excelente resistencia al desgaste cuando se bombean medios abrasivos y su diseño actual puede tolerar sólidos de más de 3 [pg] de diámetro. Para lograr una carga adicional (requerida en tirantes de agua muy grandes) pueden ponerse varias bombas en serie. Este tipo de bomba tiene la capacidad para mantener una columna de lodo a un nivel ajustado en la

línea de retorno en una condición casi-estática. Los fluidos bombeados son dirigidos a la línea de retorno, la cual puede ser una manguera suave especial ensamblada en secciones o un riser de acero de diámetro pequeño. La línea de succión que conecta la bomba submarina al SMO está equipada con una brida de baja presión de fácil manejo para los vehículos de operación remota (ROV) utilizados en las operaciones costa afuera. Una línea de control desplegada por un ROV proporciona la energía y la interconexión de datos entre la bomba y el SMO.



Figura 2.32 Unidad de bombeo de dos etapas del sistema RMR.

Unidad de Despliegue

La Unidad de Despliegue es una unidad diseñada para montarse al borde de la embarcación de perforación e introducir la bomba submarina al mar mediante un umbilical (Figura 2.33), el cual contiene una línea de potencia y una de fibra óptica integradas. El umbilical es desplegado mediante un malacate montado en la unidad, la cual recibe suministro de energía desde la Fuente de Poder y es manejada desde el Módulo de Control.

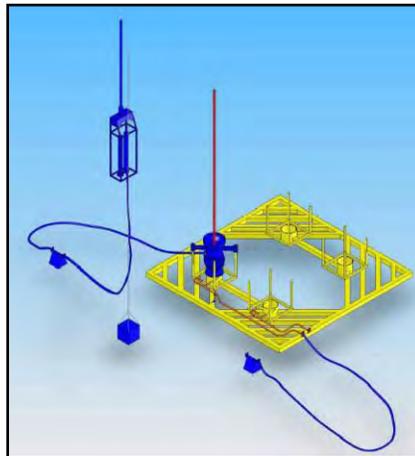


Figura 2.33 Imagen que ilustra el SMO instalado en la cabeza del pozo y la bomba submarina suspendida a la unidad de despliegue superficial.

Fuente de Poder

La Fuente de Poder acondiciona y distribuye toda la potencia necesaria por el sistema RMR. Un controlador de frecuencia variable energiza la bomba submarina y permite el control preciso de la velocidad de bombeo. La Unidad de Despliegue y el Módulo de Control también reciben potencia de esta fuente.

Módulo de Control

El Módulo de Control (Figura 2.34) contiene el hardware y el software necesario para controlar las operaciones del sistema RMR. Contiene la interfaz operador-perforador, la cual tiene la función de registrar la información adecuada y transmitirla para monitorear las operaciones del sistema. Incluye el diagnóstico de la información de la bomba submarina, con el cual es posible detectar cualquier tipo de problema y tomar medidas de mitigación necesarias.



Figura 2.34 Fuente de Poder y Módulo de Control.

2.4.3.4 Operación del Sistema RMR

El sistema de RMR utiliza una computadora para controlar la velocidad de la bomba submarina, basándose en un punto de ajuste de presión de succión que es monitoreado por el transductor de presión en el SMO. Una vez que el equipo de RMR está en la localización y la perforación comienza, la operación inicia observando la interfase lodo-agua de mar utilizando las cámaras de video del SMO. Cuando la interfase alcanza el nivel deseado, el transductor del SMO registra una presión, la cual es usada como punto de ajuste para la presión de succión de la bomba submarina.

El sistema de control computarizado ajusta la velocidad de bombeo para mantener la presión de succión constante, por lo que cualquier cambio en esta presión ocasiona que la bomba incremente o disminuya su velocidad para compensar esta variación. La experiencia en el uso del RMR indica que un cambio de 1 [cm] en el nivel de la interfase lodo-agua de mar ocasiona el

cambio de velocidad de la bomba. La interfase lodo-agua de mar es la llave de las operaciones de RMR, ya que es la que permite que se compense casi cualquier cambio en las condiciones de operación de perforación.

Manifestación de Fluidos del Pozo

Cuando se manifiestan los fluidos de la formación, el sistema RMR proporciona una indicación rápida de que está ocurriendo un brote debido a que la bomba se acelera para mover el fluido adicional. Basado en la configuración del Módulo de Control, este último puede poner en funcionamiento una alarma y una alerta al operador. El mecanismo que activa esto es muy simple: el fluido adicional eleva la interfase entre el fluido de perforación y el agua de mar, lo cual causa que la presión de succión en la bomba cambie. El transductor mide este cambio y la computadora ajusta la velocidad de la bomba para hacer que la presión vuelva al valor ajustado. Una vez que el brote se detecta, el peso del lodo se puede aumentar para incrementar la presión de fondo del pozo y prevenir la entrada de brotes posteriores.

Conexiones y Viajes

La bomba submarina del sistema RMR permanece funcionando durante las conexiones. Una vez que las bombas de lodo del equipo de perforación son detenidas, el lodo en la tubería de perforación ocasiona el efecto de *tubo en U* debido a la diferencia de densidades entre el agua de mar y el fluido de perforación. Conforme el fluido de perforación continúa desplazándose para equilibrarse con el gradiente del agua de mar, el efecto de tubo en U comienza a detenerse, mientras el control computarizado disminuye la velocidad de la bomba submarina hasta que esta queda en vacío, solamente soportando la carga de fluido en la línea de retorno. Una vez que se realiza la conexión y las bombas del equipo de perforación son reiniciadas, la bomba submarina acelera y continúa como antes, bombeando el fluido hacia la superficie.

Una alternativa es utilizar una válvula de control hidrostático para sarta de perforación (DSV, Figura 2.37) con un resorte lo suficientemente fuerte y bien calibrado para soportar la columna de fluido de perforación en la tubería de perforación. En este caso, una vez que las bombas son detenidas, la bomba de RMR disminuye su velocidad y simplemente soporta la columna del lodo en la línea de retorno.

Cuando se hace un viaje hacia el interior del pozo, la bomba submarina se mantiene en vacío (solamente soportando la columna de fluido en la línea de retorno) hasta que el lodo del anular comienza a desplazarse hacia el exterior del SMO. En ese instante, la velocidad de la bomba se incrementa para remover el volumen de lodo desplazado.

Cuando se hace un viaje fuera del pozo, se bombea lodo por la tubería de perforación hacia el interior del pozo para reemplazar el volumen de la tubería de perforación que se está sacando. El control computarizado mantiene la presión de succión en el mismo punto de ajuste, y por lo tanto, la presión de fondo del pozo permanece constante también no importando si se está bombeando más lodo del requerido.

Presiones de Movimiento por Oleaje

La capacidad de las bombas de discos de fricción para cambiar rápidamente de velocidad ayuda a mantener la presión de fondo de pozo constante cuando se presentan movimientos de la embarcación de perforación ocasionados por el oleaje. El ajuste de la velocidad de la bomba es importante cuando se tiene un movimiento vertical muy considerable.

Gas Superficial

En el RMR se permite que el gas superficial y el gas originado por la perforación escapen del pozo por la apertura superior del SMO. Las cámaras montadas en el SMO se pueden utilizar para monitorear cualitativamente la cantidad de gas que se escapa del pozo, ya que este puede ser detectado cuando sale en forma de burbujas en la interfase fluido de perforación-agua de mar. Los grandes brotes de gas dan como resultado el incremento de la velocidad de bombeo para compensar el incremento de flujo en el pozo. Los estudios han demostrado que cuando el gas es detectado, la bomba submarina puede detenerse antes de que el gas alcance a la bomba y al conducto de retorno de fluido. Las manifestaciones de agua de formación somera tienen el mismo efecto que el gas, pero ambas situaciones son poco frecuentes debido a que uno de los objetivos de la RMR es tener un mejor diseño de fluidos de perforación, los cuales deben estar enfocados en resolver los problemas de perforación de la etapa superficial, entre los cuales se encuentran las manifestaciones de fluidos de formación someros.

Cambios Repentinos en el Gasto de Bombeo

Durante las operaciones de perforación, las bombas de lodo deben ser puestas en marcha y detenidas a un gasto de bombeo moderado, uniforme y razonable, para dar tiempo al sistema de control RMR para ajustar la velocidad de la bomba, la cual debe compensar los cambios. El hecho de incrementar o disminuir el gasto de bombeo no es tan crítico como el hecho de iniciarlo y detenerlo de manera repentina.

2.4.3.5 Problemas Críticos

1. Incluso aunque la bomba submarina de discos pueda manejar la mayoría de los residuos, una gran cantidad de residuos arcillosos puede ser descargada del SMO al lecho marino.
2. El empleo del sistema RMR con lodos de perforación más pesados reduce de manera significativa la posibilidad de aceptar brotes. Sin embargo, en caso de que ocurra un brote de gran magnitud, el pozo no podrá ser cerrado y los fluidos que se manifiesten serán descargados automáticamente al mar.
3. Las corrientes marinas fuertes o los movimientos excesivos de la embarcación de perforación pueden enredar la línea de retorno del sistema RMR con la sarta de perforación o causar un choque entre la bomba y la sarta de perforación.

4. La embarcación de perforación debe suministrar suficiente potencia al sistema RMR para operar la bomba, la electrónica del sistema y la unidad de despliegue.
5. Dependiendo del peso del lodo requerido y del volumen del lodo, la bomba submarina debe tener una potencia apropiada para soportar las operaciones de perforación. En algunos casos, puede requerirse un bombeo en varias etapas, con más de una bomba.

2.4.3.6 Resumen

El sistema RMR es un sistema de Perforación con Doble Gradiente que puede resolver muchos de los problemas relacionados con la perforación de la etapa superficial de los pozos marinos. Además, el sistema RMR proporciona el único medio de perforación en áreas de ambientalmente susceptibles sin ocasionar una contaminación excesiva al medio ambiente.

2.4.4 Sistema de Doble Gradiente AGR

2.4.4.1 Introducción

El Sistema de Doble Gradiente de la compañía AGR es un sistema que utiliza un riser y una bomba submarina para regresar el fluido de perforación desde alguna zona cercana al lecho marino hasta la embarcación de perforación, como es mostrado en la Figura 2.35.

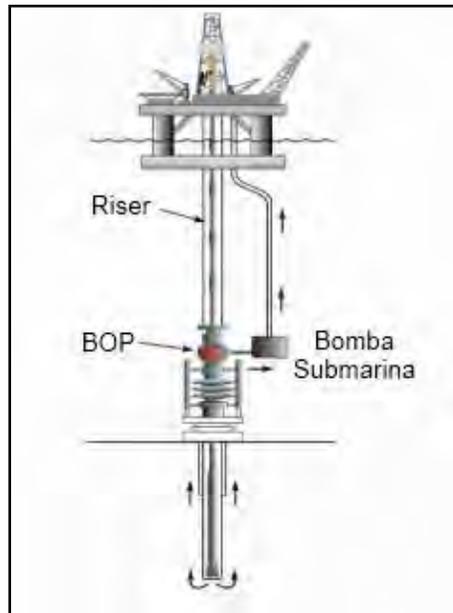


Figura 2.35 Esquema del Sistema AGR de Doble Gradiente.

Utilizar la bomba submarina para regresar el fluido de perforación permite que el riser sea rellenado con un fluido de densidad más ligera que la del fluido de perforación, lo cual tiene varias ventajas sobre las técnicas perforación convencionales, como permitir el uso de fluidos de perforación especiales más pesados y más caros, la capacidad para extender las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento (eliminando la tubería de revestimiento intermedia), mejorar la estabilidad del pozo, reducir el daño a la formación y tener un mejor control del pozo.

Un control computarizado regula la velocidad de la bomba submarina en base a una presión de succión medida en la cabeza del pozo. El cambio en el punto de ajuste de la presión de succión permite que se pueda manejar una carga variable de fluido de perforación en el riser, mientras se continúa bombeando todo el retorno de fluidos hacia la superficie. Debido a que la bomba es controlada automáticamente, esta responde a los cambios en los parámetros de perforación sin la intervención del operador para mantener una presión de fondo del pozo constante, simplificando la perforación y manteniendo la integridad del pozo.

2.4.4.2 Principales Funciones

Las principales ventajas de este sistema son:

1. Permitir la Perforación con Doble Gradiente cuando se cuenta con riser, facilitando el uso de lodos diseñados especialmente con una densidad mayor que la utilizada en técnicas de perforación convencionales.
2. Mejorar el control de la presión de fondo del pozo y de la ECD, lo cual previene el daño en zonas productoras críticas.
3. Extender las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento más allá de lo usualmente posible con sistemas de perforación convencionales.
4. Proporcionar un método técnicamente competente para maniobrar cuando la ventana operacional es muy estrecha.

2.4.4.3 Equipo del Sistema AGR de Doble Gradiente

El sistema está conformado por siete componentes principales:

1. Punto de unión entre el conjunto de BOP's y la línea de succión.
2. Bomba submarina.
3. Conducto de retorno de fluidos.
4. Unidad de Despliegue.
5. Sistema de circulación del fluido de relleno del riser.
6. Fuente de poder.
7. Modulo de control.

Varios de los componentes de este sistema son similares a los que se ocupan en el sistema RMR, debido a que ambos sistemas son propiedad de la compañía AGR Group.

Punto de Unión entre el Conjunto de BOP's y la Línea de Succión.

En este sistema de Doble Gradiente, la bomba submarina se conecta por debajo del preventor anular superior en el conjunto de fondo del riser (Lower Marine Riser Package, LMRP por sus siglas en inglés). El punto de ajuste puede estar integrado en el preventor anular superior o en un carrete corto debajo del preventor. Un transductor de presión localizado en este punto de conexión se utiliza para controlar la operación de la bomba submarina.

Bomba Submarina

Una bomba de fricción es utilizada para transportar el fluido de perforación y los recortes del lecho marino hacia la embarcación de perforación. La bomba utiliza un impulsor especial, el cual comprende discos con un perfil mínimo, y el bombeo es logrado a través de la fricción entre los discos rotando a alta velocidad y el fluido de perforación. Este tipo de bomba tiene excelente resistencia cuando bombea sustancias abrasivas y puede tolerar gran contenido de sólidos en el fluido sin atascarse. El diseño actual puede permitir el paso de sólidos de más de 3 [pg] de diámetro. Para obtener una capacidad de carga adicional pueden ponerse varias bombas en serie. Este tipo de bomba tiene la capacidad de mantener una columna de fluido a un nivel fijo en la línea de retorno de fluido en condición casi estática. Los fluidos de la bomba son dirigidos a la línea de retorno, la cual puede ser un riser separado de menor diámetro o una línea en el riser de perforación existente. La línea de succión que conecta la bomba submarina al LMRP está equipada con una brida para operación con un ROV. La línea de control que suministra la potencia y que permite la transferencia de datos entre la bomba y el transductor de presión en el punto de unión también es desplegada con ayuda de un ROV.

Unidad de Despliegue

La bomba puede ser desplegada separadamente con una Unidad de Despliegue similar a la del sistema RMR con un riser de retorno de fluidos independiente o puede estar sujeta a la junta de fondo del riser de perforación justo por arriba del LMRP y desplegada junto al riser de perforación. La Figura 2.36 muestra una bomba submarina desplegada a cierta distancia del conjunto de fondo del riser, con el auxilio de una Unidad de Despliegue instalada en el borde del equipo de perforación submarina.

Fuente de Poder

La Fuente de poder acondiciona y distribuye toda la potencia requerida para el sistema de Doble Gradiente. Un controlador de frecuencia variable energiza la bomba submarina y permite el control preciso de la velocidad de bombeo. La Unidad de Despliegue y el Módulo de Control también reciben potencia de esta fuente.

Modulo de Control

El Módulo de Control contiene el hardware y el software necesario para controlar las operaciones del sistema DGD AGR. Contiene la interfaz operador-perforador, la cual tiene la función de registrar la información adecuada y transmitirla para monitorear las operaciones del sistema. Incluye el diagnóstico de la información de la bomba submarina, con el cual es posible detectar cualquier tipo de problema y tomar medidas de mitigación necesarias.

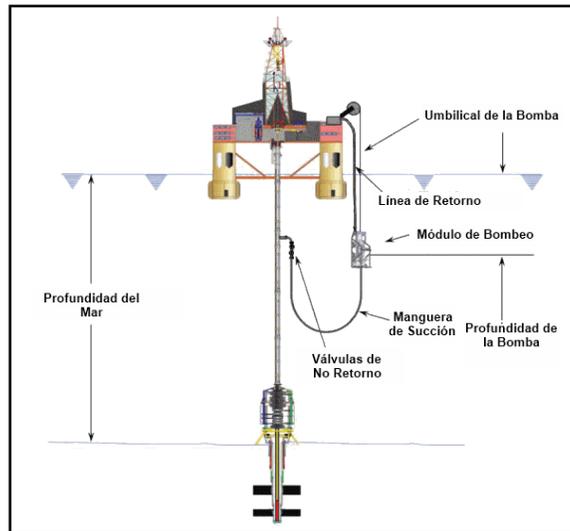


Figura 2.36 Bomba submarina desplegada a cierta distancia del conjunto de BOP's.

2.4.4.4 Operación

El sistema utiliza un control computarizado para controlar la velocidad de la bomba submarina, en base a un punto de ajuste de presión de succión monitoreado por el transductor de presión en el punto de unión entre la bomba y el LMRP. Una vez que el equipo está en la localización y la perforación comienza, el sistema se inicia ajustando la presión de succión de control. Este punto de ajuste de presión es calculado para proporcionar la presión de fondo de pozo deseada. La presión de fondo del pozo se determina a partir de la presión hidrostática del fluido de relleno del riser y de la ubicación, dentro del riser, de la interfase entre el fluido de perforación y el fluido de relleno. El sistema de control computarizado ajusta la velocidad de la bomba para mantener constante la presión de succión, y cualquier cambio en esta presión ocasiona que la bomba submarina acelere o reduzca su velocidad para compensar la presión de succión. Se ha demostrado que al igual que en el sistema RMR, cambios de nivel tan pequeños como 1 [pg] en la interfase fluidos de perforación-fluido de relleno causan que la bomba cambie de velocidad. El cambio en el nivel de la interfase es la clave para la operación del sistema, y esta característica es lo que permite al sistema compensar casi cualquier cambio en los parámetros de la perforación.

Manifestación de Fluidos del Pozo

Cuando ocurre una manifestación de fluidos de la formación al pozo, el sistema proporciona rápidos indicios de que está ocurriendo un brote, debido a que la bomba submarina se acelera para levantar el fluido adicional. El sistema puede activar una alarma para alertar al operador. El transductor de presión del punto de unión de la bomba puede detectar que el nivel de la interfase fluido de perforación-fluido de relleno se está elevando debido al fluido adicional proveniente de la formación, cambiando así la presión de succión. El transductor mide este cambio y la computadora ajusta la velocidad de la bomba para hacer que la presión vuelva al valor ajustado. Una vez que el brote de fluidos es detectado, el peso del lodo se puede aumentar para incrementar la presión de fondo del pozo, o el punto de ajuste de presión de succión puede incrementarse para permitir que la interfase entre el fluido de perforación y el fluido de relleno se eleve. Ambos procedimientos tienen el mismo efecto: incrementar la presión de fondo del pozo.

Conexiones y Viajes

La bomba submarina permanece funcionando durante las conexiones. Una vez que las bombas de lodo del equipo de perforación son detenidas, el fluido dentro de la tubería de perforación ocasiona el fenómeno de tubo en U debido al desbalance entre el peso del fluido de perforación y el fluido de relleno del riser. Conforme el fluido de perforación continúa desplazándose por la tubería de perforación, el efecto de tubo en U comienza a detenerse y el control computarizado retrasa a la bomba hasta que esta se encuentra en vacío, solamente soportando el fluido en la línea de retorno. Una vez que la conexión es realizada y las bombas del equipo de perforación son reiniciadas, la bomba submarina se acelera y continúa como antes, bombeando el fluido a la superficie.

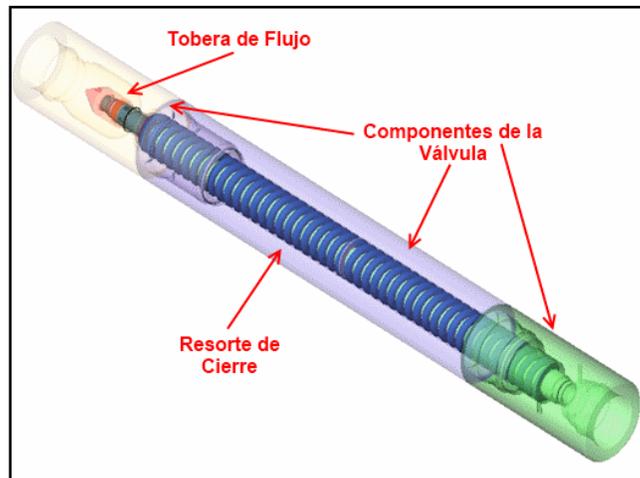


Figura 2.37 Válvula de control hidrostático para sarta de perforación.

Una alternativa para este método es utilizar una válvula de control hidrostático para sarta de perforación, DSV, con un resorte lo suficientemente fuerte y bien calibrado para soportar la columna de fluido de perforación en la tubería de perforación (González, 1998; González y Smits, 2001; Oskarsen, 2001). En este caso, una vez que las bombas son detenidas, la bomba submarina disminuye su velocidad para simplemente soportar la columna del lodo en la línea de retorno. Después de que la conexión es hecha y las bombas son reiniciadas, la bomba acelera automáticamente y bombea el fluido de perforación hacia la superficie, como antes.

Cuando se hace un viaje hacia el interior del pozo, la bomba submarina se encuentra en estado de vacío hasta que el sensor de presión del punto de unión de la bomba detecta el desplazamiento de lodo. Entonces, la velocidad de la bomba submarina se incrementa para remover el volumen de lodo que está siendo desplazado por la entrada de la sarta. Cuando se hace un viaje fuera del pozo, el lodo es bombeado dentro del pozo para remplazar el volumen de la tubería de perforación conforme esta es retirada del pozo, y si se bombea lodo en exceso, la bomba acelera para mantener la presión de succión en el mismo punto. Manteniendo la presión de succión en el mismo punto de ajuste, la presión en el fondo del pozo permanece también constante.

Presiones de Movimiento por Oleaje

La capacidad de las bombas de discos de fricción para cambiar rápidamente de velocidad ayuda a mantener la presión de fondo de pozo constante cuando se presentan movimientos de la embarcación de perforación ocasionados por el oleaje.

Cambios Repentinos en el Gasto de Bombeo

Durante las operaciones de perforación, las bombas del equipo de perforación deben ser iniciadas y detenidas a un gasto de bombeo moderado, uniforme y razonable, para permitir que el sistema de control tenga algo de tiempo para ajustar la velocidad de la bomba para compensar los cambios. Elevar o bajarlos gastos de bombeo no es tan crítico como el hecho de iniciarlos y detenerlos de manera repentina.

2.4.4.5 Problemas Críticos

1. Las corrientes marinas fuertes o los movimientos excesivos de la embarcación pueden enredar la línea de retorno con el riser o causar un choque entre la bomba y el riser.
2. El sistema debe tener suficiente potencia proporcionada por el equipo de perforación para operar la bomba submarina, la electrónica y la Unidad de Despliegue.
3. Dependiendo del peso y del volumen de lodo requerido, la bomba submarina debe contar con una potencia apropiada para soportar las operaciones de perforación. En algunos casos, se puede requerir un bombeo de etapas múltiples.

2.4.4.6 Resumen

Este sistema de Doble Gradiente puede resolver muchos de los problemas comunes cuando se perfora en aguas profundas. Permite el control efectivo y eficiente de la presión de fondo de pozo y de la ECD, permitiendo extender los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento, reduciendo el número de etapas requeridas para terminar el pozo.

2.4.5 Sistema de Perforación Submarina con Levantamiento de Lodo, SMD

2.4.5.1 Introducción al Equipo SMD

Como es el caso en muchas de las nuevas tecnologías, la Perforación con Doble Gradiente requiere de equipo adicional no encontrado en las operaciones de perforación convencional en aguas profundas (Eggemeyer *et ál*, 2001; Gonzalez, 1998, 2000; Gonzalez y Smits, 2001; Schumacher *et ál*, 2001; K. L. Smith *et ál*, 2001). La Figura 2.38 muestra el equipo y el sistema de circulación para el Sistema de Perforación con Levantamiento de Lodo (Subsea Mud-Lift Drilling System, SMD). El SMD es un sistema desarrollado en conjunto por varias compañías petroleras.

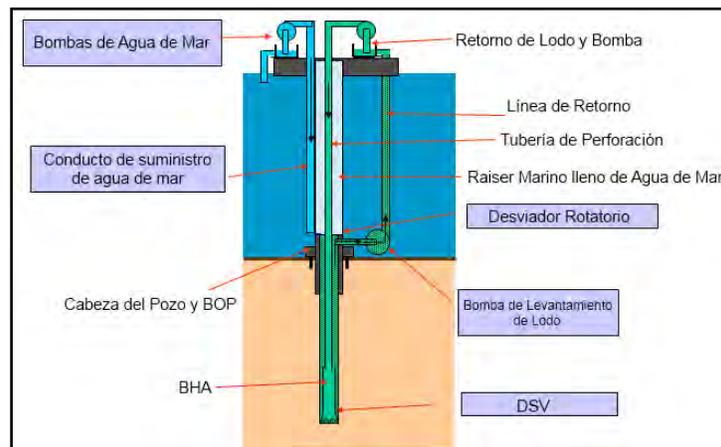


Figura 2.38 El Sistema Doble Gradiente de Perforación Submarina con Levantamiento de Lodo.

Las bombas del equipo de perforación desplazan el lodo de perforación hacia el pozo por la sarta de perforación, a través de la barrena y de vuelta por el espacio anular hasta llegar al fondo marino. A la profundidad del lecho marino un Desviador Rotatorio Submarino (similar al Dispositivo de Control Rotatorio) desvía el flujo de lodo del espacio anular hacia un procesador de recortes, el cual tritura los recortes de gran tamaño hasta hacerlos lo suficientemente pequeños para que pasen a través de la bomba de lecho marino y suban por la línea de retorno de fluidos sin que haya bloqueo en estas. Después de que el lodo y los recortes pasan a través del procesador de

recortes, la bomba de lecho marino desplaza el retorno de fluidos por la línea de retorno hasta la superficie, de vuelta a la embarcación de perforación. El procesador de recortes puede no ser utilizado en todas las operaciones de DGD con SMD, y es al operador a quien le corresponde tomar esta decisión.

La reducción en la presión del espacio anular causada por las bombas del lecho marino resulta en el efecto activo de tubo en U en el espacio anular debido al lodo en la sarta de perforación. Para manejar el efecto de tubo en U pueden utilizarse dos medidas: 1) La tripulación debe esperar a que el efecto de tubo en U cese por sí solo antes de cerrar el pozo cada ocasión que las bombas del equipo de perforación son detenidas, o 2) una válvula como la DSV (Fig. 2.37) debe ser colocada en la sarta de perforación para detener el efecto de tubo en U. Esta válvula debe estar calibrada para abrir cuando hay circulación y cerrar cuando la circulación de fluidos cesa.

Para el sistema SMD se diseñaron y construyeron bombas de diafragma de desplazamiento positivo para ser instaladas en el suelo marino. Estas bombas fueron impulsadas por presión hidráulica proveniente de una bomba de agua de mar localizada en la cubierta de la embarcación de perforación. El agua de mar es bombeada por una línea de transmisión de presión hidráulica hacia la bomba submarina. Sin embargo, como se ha visto, una de las principales diferencias entre los diferentes sistemas de Doble Gradiente es el tipo de bomba submarina a utilizar.

2.4.5.2 Componentes Principales

Los componentes principales del sistema SMD son los siguientes:

1. Válvula DSV.
2. Desviador Rotatorio Submarino.
3. Bomba de Levantamiento Submarina.

2.4.5.3 Válvula DSV

La válvula DSV fue desarrollada debido a que cuando la circulación del lodo era detenida en una operación DGD el efecto de tubo en U generaba que el gasto al que el fluido de perforación de la sarta de perforación se desplazaba para balancearse con el gradiente anular enmascarara otros problemas, como las manifestaciones de fluidos de la formación o las pérdidas en la formación.



Figura 2.39 Válvula para sarta de perforación (DSV) siendo probada.

La DSV es una válvula flotante balanceada por presión con un resorte largo, que como ya ha sido mencionado, debe estar bien calibrado para sostener la columna de lodo en la tubería y permitir la circulación cuando las bombas de lodo son activadas. La DSV debe ir instalada cerca de la barrena. La Figura 2.39 muestra una DSV cuando está siendo probada y calibrada.

2.4.5.4 Desviador Rotatorio Submarino

El Desviador Rotatorio Submarino (Figura 2.40) es una herramienta muy semejante al RCD utilizado en otros métodos de MPD. Su función es canalizar el fluido de retorno del espacio anular hacia el equipo de procesamiento de recortes (cuando se cuenta con el) y después hacia el módulo de bombeo submarino. Se encuentra ubicado en la base del riser y forma un sello entre el anular y la tubería de perforación, y generalmente sus sellos pueden trabajar hasta con 500 [lb/pg²] con la tubería de perforación rotando.

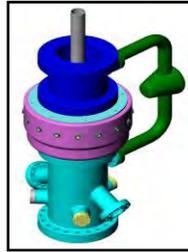


Figura 2.40 Desviador Rotatorio Submarino.

2.4.5.5 Módulo de Bombeo Submarino

La bomba submarina del sistema SMD (Fig. 2.41) funciona como una válvula check, previniendo de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación en la línea de retorno. La potencia de la bomba submarina proviene de agua marina bombeada por una bomba en la cubierta de la embarcación de perforación. La bomba SMD funciona mediante un sistema computarizado automático que responde por sí solo ante los cambios en las condiciones de perforación.

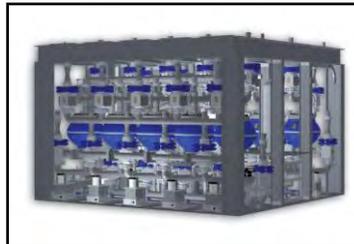


Figura 2.41 Módulo de Bombeo Submarino del Sistema SMD.

2.4.6 Efecto de Tubo en U en la DGD

Un factor principal para el éxito de la DGD es el efecto activo de tubo en U que se presenta siempre que hay una operación de este tipo (Zhang, 2000; Johansen, 2000; Vera, 2000). Para entender mejor como se controla el efecto de tubo en U se debe comenzar por los principios básicos. La Figura 2.42 muestra un pozo convencional en aguas profundas (riser, sarta de perforación, y el espacio anular) representando el efecto de tubo en U o efecto manómetro. Para la perforación convencional, bajo condiciones estáticas y teniendo un peso uniforme del lodo a lo largo de todo el pozo, la presión hidrostática en la sarta de perforación y en el espacio anular es igual. Por lo tanto, se dice que el efecto de tubo en U está balanceado. Sin embargo, hay casos en que esto no sucede, como cuando se incrementa la densidad del lodo, durante las operaciones de cementación o cuando el espacio anular se carga con una gran cantidad de recortes o con gas.

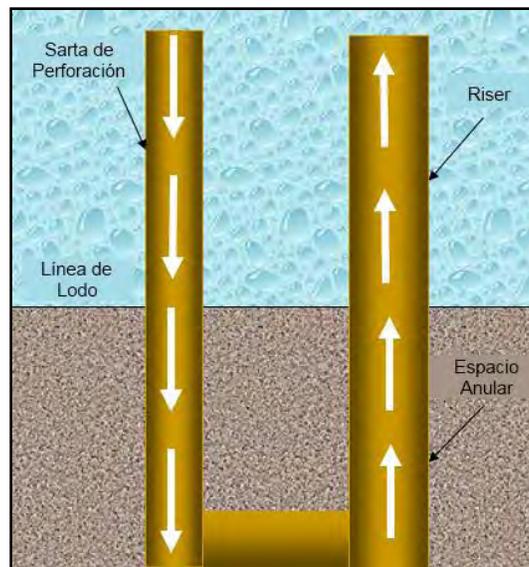


Figura 2.42 Pozo convencional en aguas profundas representado como un tubo en U.

La Figura 2.43 describe un pozo de Doble Gradiente con la sarta de perforación, el espacio anular del pozo y la línea de retorno de fluidos en el lado izquierdo de la figura. El lado derecho de la figura describe el mismo pozo como un tubo en U, con la bomba submarina localizada en el lecho marino bombeando el retorno de lodo hacia arriba por la línea de retorno de fluidos. La reducción de la presión anular al nivel del lecho marino ocasiona que desde ese punto hasta la superficie la presión hidrostática sea casi igual a la del tirante de agua, lo cual está representado en el lado derecho de la Figura 2.43. Este desbalance entre la presión en la sarta y la presión anular es el que ocasiona el efecto de tubo en U en la DGD.

La Figura 2.44 muestra el diagrama y el perfil de presión del pozo DGD bajo condiciones estáticas después de que el efecto de tubo en U se ha estabilizado. Como puede verse, el nivel del fluido en la sarta de perforación ha caído a un nivel en donde la presión hidrostática en la sarta de

perforación es igual a la presión hidrostática combinada de la columna de agua y la columna de lodo en el espacio anular. La gráfica muestra que los perfiles de presión dentro de la sarta de perforación y el espacio anular son iguales por debajo del lecho marino. Sin embargo, el espacio anular tiene un incremento de presión a nivel del lecho marino, el cual es ocasionado porque la bomba submarina está sosteniendo el peso del lodo de perforación en la línea de retorno.

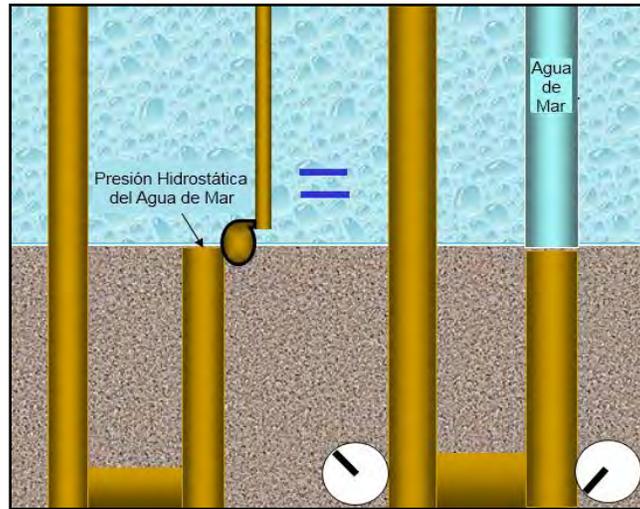


Figura 2.43 Pozo de Doble Gradiente representado como un tubo en U.

El efecto de tubo en U en un pozo de DGD ocurre cuando la bomba de lodo del equipo de perforación es apagada, debido a que la presión de succión de la bomba submarina es mantenida casi igual a la presión hidrostática del agua de mar a ese nivel. El nivel final del lodo en la sarta depende de dos factores: las densidades relativas de los fluidos (lodo y agua de mar) y la profundidad del tirante de agua. Debajo de la *línea de lodo* (que es el punto de asentamiento de la bomba submarina, comúnmente el lecho marino), las presiones están balanceadas dentro y fuera de la sarta de perforación. Por arriba de la línea de lodo, la altura de la columna de lodo dentro de la sarta de perforación está, efectivamente, balanceada contra la columna de agua de mar.

El tiempo requerido para que se establezca el efecto de tubo en U depende de la profundidad del tirante de agua, de la densidad y viscosidad del lodo, del diámetro interno y externo de la tubería de perforación, del tamaño de las toberas de la barrena y de la profundidad del pozo. Zhang y Johansen llevaron a cabo un estudio de los parámetros involucrados en el efecto de tubo en U (Zhang, 2000; Johansen, 2000), los cuales son resumidos y mostrados en la Figura 2.45. La columna de la izquierda muestra el parámetro, la columna de en medio es el caso base, mientras que la columna de la derecha muestra los rangos estudiados.

La gráfica de la Figura 2.45 muestra el gasto simulado para el balance del efecto de tubo en U con respecto al tiempo para el caso base (columna de en medio), donde el gasto de circulación es de 500 [gal/min]. Cuando se detiene la circulación, el gasto en la línea de retorno del lodo, el cual es igual al gasto del efecto de tubo en U, desciende rápidamente a aproximadamente 400 [gal/min]. Conforme el nivel del fluido cae dentro de la sarta, el gasto de efecto de tubo en U disminuye

proporcionalmente. La “joroba” que ocurre en la curva a los 10 [min] es la transición de flujo turbulento a flujo laminar, calculada con el software del experimento. El balance del efecto de tubo en U es alcanzado aproximadamente a los 23 [min].

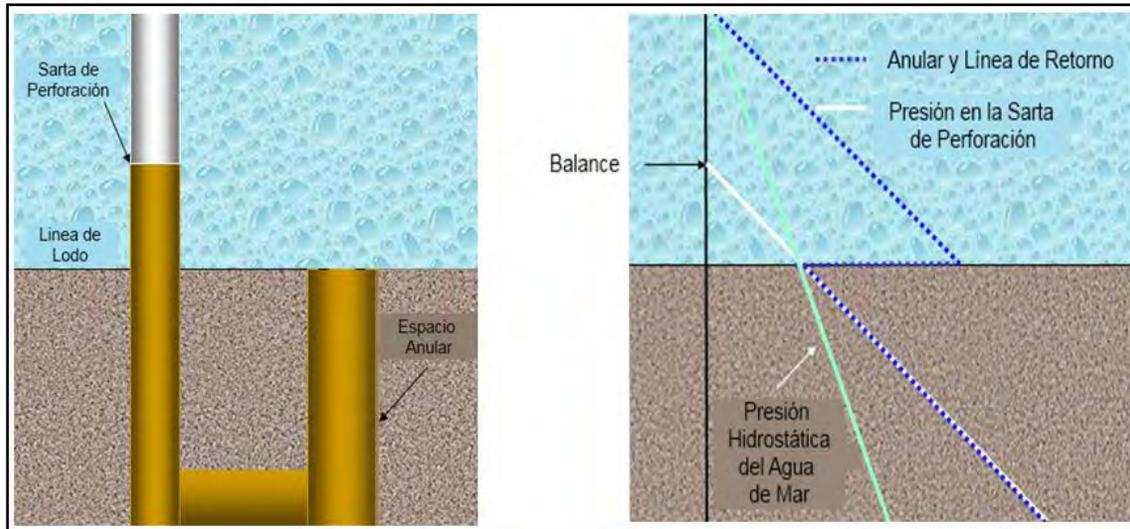


Figura 2.44 Pozo con Doble Gradiente después del efecto de tubo en U (izquierda) y perfil de presión resultante (derecha).

Tal y como se muestra en la Fig. 2.45, son seis los factores principales que afectan el comportamiento del efecto de tubo en U, aunque la profundidad del agua y la densidad del lodo son los dos parámetros principales detrás del efecto de tubo en U. Al incrementarse estos dos, el gasto debido al efecto de tubo en U aumenta y el nivel final del fluido en la tubería de perforación disminuye, por lo que el tiempo para alcanzar el equilibrio en la tubería de perforación se incrementa. Los otros cuatro factores afectan solamente al gasto y al tiempo para que se dé el equilibrio. Un incremento en la viscosidad del lodo reduce el gasto e incrementa el tiempo para que se dé el equilibrio. Un incremento en el diámetro interno de la sarta de perforación da como resultado un incremento en el gasto de efecto de tubo en U al reducir la presión por fricción. Se podría esperar que el tiempo para alcanzar el equilibrio fuera mayor si es que se tiene un volumen más grande de lodo por drenar, pero las simulaciones muestran que esto no es necesariamente el caso. El tamaño de las toberas de la barrena, así como otras restricciones en la tubería de perforación, afecta al gasto de tubo en U y al tiempo para alcanzar el equilibrio. Conforme se aumenta el número de toberas se reduce la restricción al flujo, y el gasto del efecto de tubo en U aumenta. Por lo tanto, el tiempo para alcanzar el nivel de equilibrio disminuye. La profundidad por debajo de la línea del lodo es el factor final que afecta el gasto de tubo en U. Conforme se incrementa la profundidad del pozo, el gasto por efecto de tubo en U disminuye debido al incremento de la presión por fricción y el tiempo para alcanzar el equilibrio aumenta.

El efecto de tubo en U da como resultado un incremento en el nivel de la presa de lodo en superficie. Ahora, el problema potencial es determinar si la ganancia que se tiene en la presa de lodo y el flujo que continúa después de que la circulación es detenida son originados solamente por

el efecto de tubo en U o por el efecto más una manifestación de fluidos del pozo. La manera para diferenciar esto es con un análisis de la tendencia del gasto y volumen del efecto de tubo en U. Haciendo un modelado del comportamiento del tubo en U, además del registro de la tendencia del efecto durante las conexiones, se puede obtener el comportamiento “normal”. Si el gasto por efecto de tubo en U empieza a incrementarse y si el volumen calculado y medido también se incrementa entre conexiones subsecuentes o en cualquier momento que la circulación se detiene, se tiene un indicador de la presencia de una manifestación de fluidos del pozo. Otro indicador de una manifestación de fluidos del pozo durante el efecto de tubo en U es el incremento en el tiempo para que el efecto de tubo en U alcance el equilibrio. De hecho, si una manifestación de fluidos está ocurriendo, el equilibrio aparente no será alcanzado, el pozo simplemente continuará fluyendo.

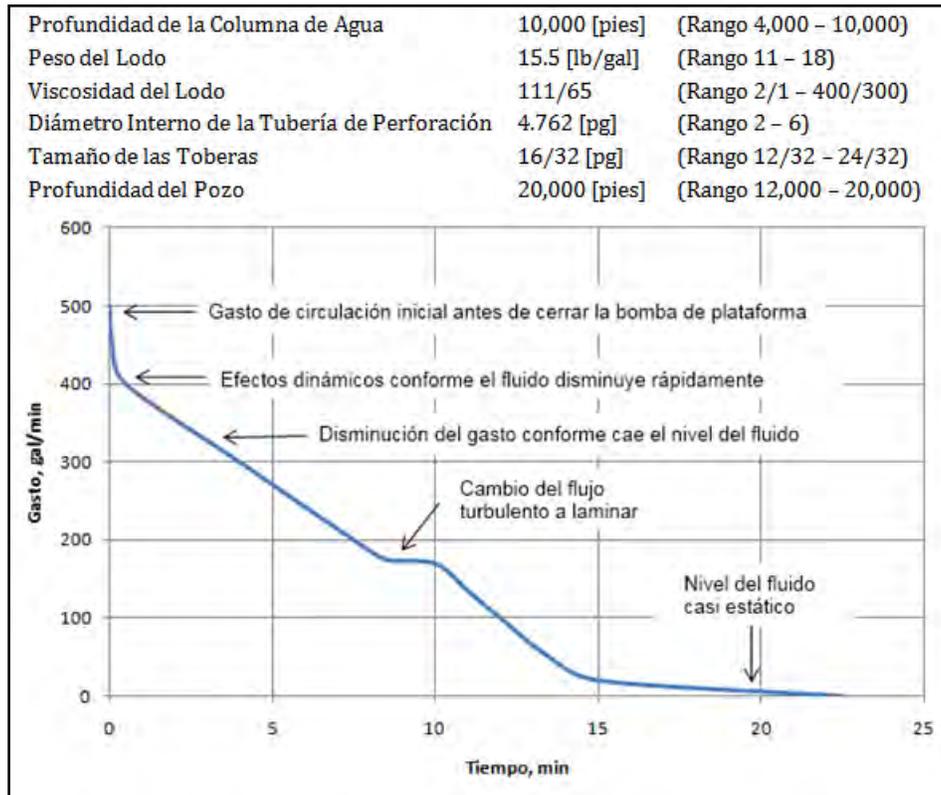


Figura 2.45 Gráfico típico de Gasto vs. Tiempo en el efecto de tubo en U en un pozo de Doble Gradiente.

El efecto de tubo en U puede ser mitigado con el empleo de una DSV (Gonzalez, 1998; Oskarsen, 2001; Gonzalez y Smits, 2001). En el proyecto industrial conjunto SMD, una válvula de este tipo fue diseñada para abrir a una presión de bombeo positiva mayor a una cantidad preestablecida en la DSV. Cuando la circulación se detiene, la DSV se cierra, deteniendo el efecto del tubo en U, haciendo que las operaciones parezcan casi convencionales. Las válvulas DSV fueron diseñadas para que la fuerza de cierre del resorte se pueda ajustar en la superficie cuando se hace un viaje hacia afuera del pozo. De acuerdo a Oskarsen, la cantidad de presión requerida para

abrir la válvula está en función de la fuerza compresiva en el resorte y a la presión anular por fuera de la válvula. La presión de apertura es calculada para que la válvula soporte la presión diferencial entre la mayor densidad de lodo esperada en la sección del agujero, MW_{max} , más un margen de seguridad, ΔMW_{margin} , y el agua de mar en el lecho marino. La densidad de lodo usada para fijar la presión de apertura, MW_{set} , puede ser calculada mediante:

$$MW_{set} = MW_{max} + \Delta MW_{margin}$$

La presión superficial de apertura de la válvula se calcula del siguiente modo:

$$P_{set} = 0.052 * D_w * (MW_{set} - MW_{sw})$$

donde P_{set} representa la presión de apertura calculada, D_w es la profundidad del tirante de agua y MW_{sw} es la densidad del agua de mar. La presión teórica de apertura con cualquier densidad de lodo es calculada sustituyendo la densidad de lodo real por MW_{set} . La presión de apertura no se afecta con que el posicionamiento de la válvula sea muy por debajo del lecho marino, y debe recordarse que los cálculos presentados arriba consideran que la válvula siempre está instalada por debajo de la línea de lodo. Sin embargo, la caída de presión a lo largo de la válvula puede verse afectada con la profundidad de asentamiento. Durante la circulación, la caída de presión en la DSV es similar a la caída de presión en un estrangulador o en una tobera de la barrena y es función de la densidad del lodo y de la aceleración del lodo en la válvula. Calcular la caída de presión a través de la válvula es sencillo cuando esta se encuentra totalmente abierta, no así cuando se encuentra en el proceso de abrirse.

La ubicación más adecuada para la DSV es cerca de la parte superior del BHA, pero debajo de la herramienta MWD, con la finalidad de no interrumpir con las señales que esta envía. La Figura 2.46 muestra a la válvula DSV en posición abierta y en posición cerrada.

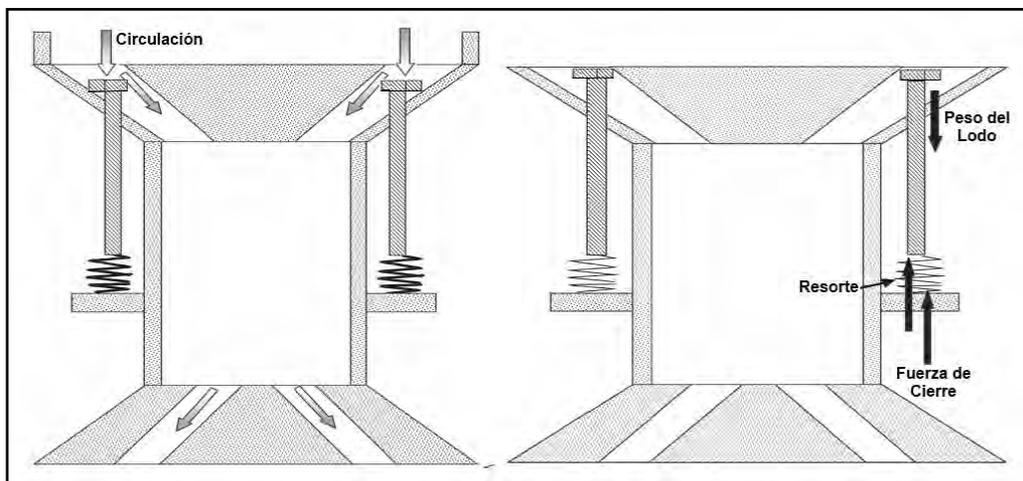


Figura 2.46 Válvula para evitar efecto de tubo en U en posición abierta (izquierda) y en posición cerrada (derecha).

Con la DSV posicionada, el perfil de presión estática en el pozo es como el que se puede observar en la Figura 2.47. En comparación con la Figura 2.44, aquí hay una presión diferencial a través de la válvula de retención, la cual envía el perfil de presión de la sarta de perforación a la derecha, en donde se superpone con el perfil de presión en la línea de retorno.

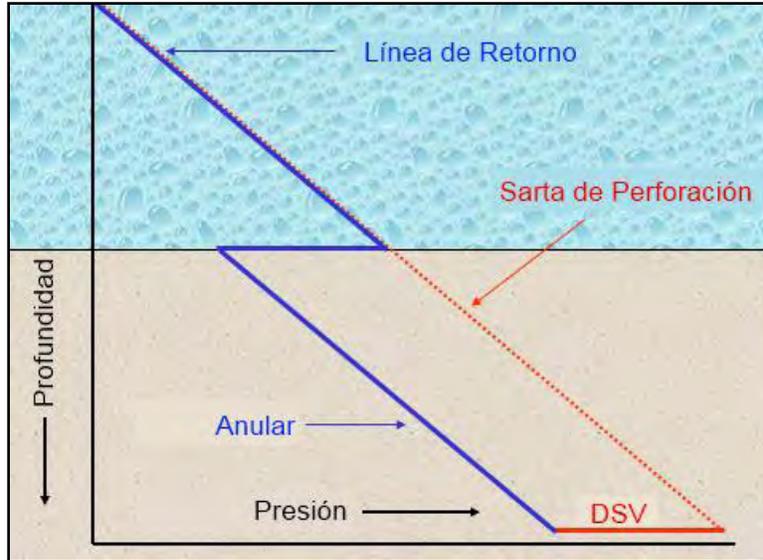


Figura 2.47 Perfil de presión estática de un pozo de Doble Gradiente con una DSV instalada.

Las condiciones de circulación dan como resultado una presión de bombeo positiva a cualquier gasto con la válvula de retención instalada. Sin embargo, cuando no se tiene esta válvula, a gastos de circulación por debajo del gasto normal debido al efecto de tubo en U la sarta de perforación no está llena y no se registra ninguna presión de circulación en superficie.

2.4.7 Control del Pozo con Doble Gradiente

La industria ha expresado preocupación acerca de que el control de los pozos de DGD es muy complejo, difícil de implementar y, por lo tanto, es menos seguro que el control convencional de pozos en aguas profundas, lo cual es simplemente falso. El control del pozo es diferente; pero con los controles construidos para la DGD, el control de pozos es, en muchas maneras, mejor que el control convencional de pozos (Choe y Juvkam-Wold, 1997a, 1997b, 1998; Choe, 1999; Shubert, y Juvkam-Wold, 2007; Elieff, 2006; Elieff *et ál.*, 2006; Shubert *et ál.*, 2006).

Dos de los aspectos del método de DGD que hacen que el control de pozos sea más seguro en comparación con la perforación convencional son la capacidad de ampliar la ventana operacional y ampliar el *margen del riser*. Ampliar el margen del riser significa que la perforación puede ser llevada a cabo con un margen más grande para hacer viajes de la sarta y con un margen más amplio por si ocurre algún brote, incrementando los factores de seguridad para control del pozo.

2.4.7.1 Registro de Información Antes de que Ocurra una Manifestación de Fluidos

El control del pozo con DGD comienza con la medición de los siguientes datos antes de que ocurra el brote, los cuales deben ser grabados al igual que con el control convencional de pozos:

- Primero, la presión a gasto de matar (KRP), que es la presión de circulación a un gasto de matar predeterminado. La KRP no es diferente a la de un sistema convencional.
- Cuando se tiene efecto de tubo en U activo (sin DSV), el gasto de matar debe de ser al menos igual al gasto del efecto de tubo en U, para asegurar que la sarta de perforación estará llena de lodo y que se medirá una presión positiva en el standpipe.
- Además de la KRP, las presiones de entrada y de salida en la bomba submarina deben ser registradas al gasto de matar.
- La fricción anular necesita ser calculada o medida con herramientas de presión de fondo.
- Finalmente, si se tiene instalada una DSV, se debe medir la presión de apertura. Esto se lleva a cabo con la misma regularidad con que se hace la medición de la KRP en la perforación convencional. Simplemente se tiene que medir la presión requerida para abrir la válvula. Esto es similar a abrir la válvula flotadora de la sarta para medir la presión de cierre en la TP en una operación convencional.

2.4.7.2 Detección de la Manifestación de Fluidos

Con los controles construidos dentro de los sistemas de DGD, muchas de las herramientas estándar para detección de manifestaciones son mejoradas. Los indicadores básicos de una manifestación de fluidos son:

- Ganancia en las presas de lodo.
- Incremento en el gasto del fluido de retorno.
- Interrupciones en la perforación.
- Reducción en la presión del standpipe.
- Incremento en la velocidad de bombeo superficial.
- Incremento en el torque, el *arrastre* (fuerza adicional requerida para mover la sarta de perforación cuando está se encuentra en contacto con las paredes del pozo) y en el llenado del pozo.

Todos estos indicadores de manifestación de fluidos son aplicables para la DGD; sin embargo, algunos de estos están mejorados. Por ejemplo, la bomba del lecho marino es utilizada como un medidor de desplazamiento positivo y es mucho más precisa que un *flo-show* (dispositivo de medición de flujo) convencional. Cuando ocurre una manifestación, la bomba del lecho marino acelera para mantener una presión constante en la entrada. La bomba submarina tiene instalados medidores de presión localizados en la entrada y en la salida. Cuando la bomba del lecho marino acelera, la presión por fricción en la línea de retorno aumenta y puede ser detectada por el medidor de presión a la salida de la bomba del lecho marino. Cuando el régimen de presión en la línea es

turbulento, la presión incrementa de forma exponencial con el aumento de gasto, y si el régimen es laminar, el incremento es lineal. Si la bomba del lecho marino se ajusta para operar a un gasto constante, la presión de entrada se incrementará cuando ocurra una manifestación, lo cual puede ser detectado por el medidor de presión instalado en la entrada de la boba.

El volumen relativamente pequeño en la línea de retorno comparado con el del riser marino permite la reducción del tiempo que le toma regresar al fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie. Los recortes y el gas llegan más rápido y los indicadores de la presión de poro se detectan más rápido.

Los mencionados anteriormente solamente son indicadores de una manifestación; sin embargo, para verificar que la manifestación realmente está ocurriendo, el personal debe verificar si el pozo esta fluyendo cuando las bombas están apagadas. Asumiendo que se tiene una DSV instalada, una vez que la sarta de perforación está posicionada con una junta por encima de la rotaria, las bombas de lodo se apagan, la DSV se cierra y el flujo de la sarta de perforación se detiene. La Figura 2.48 muestra una inspección de flujo negativa (si no existe flujo, significa que no existe manifestación). El gasto de bombeo que se tiene en plataforma, el gasto de bombeo de la bomba submarina y el gasto de manifestación son todos iguales a cero al cerrar las bombas de lodo. Esto muestra que no ha ocurrido una manifestación de fluidos, incluso aunque puedan estar presentes algunos de los indicadores de brote.

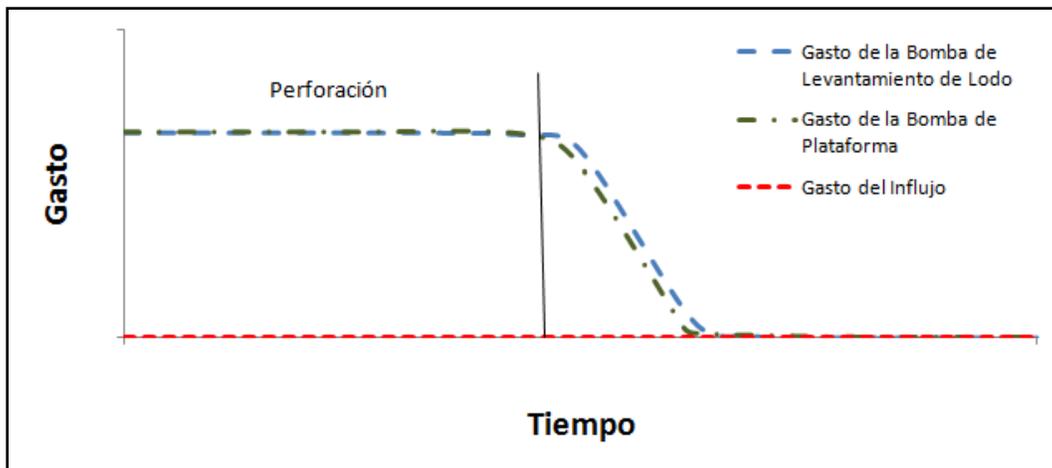


Figura 2.48 Una inspección de flujo negativa (sin manifestación)-todos los flujos tienden a cero.

La Figura 2.49 muestra cómo es luce una manifestación durante una inspección de flujo. Hay que notar que el gasto de la bomba de lodo se va a cero, mientras que a la derecha el gasto de la bomba submarina se incrementa junto con el gasto de la manifestación de fluidos de la formación. Esto es debido a que la bomba submarina está ajustada para operar a una presión de entrada constante que es casi igual a la presión hidrostática del agua a esa profundidad. Para mantener esta presión de entrada, la bomba submarina debe continuar operando mientras el pozo fluye. Esto es un indicador muy bueno y confiable. La detección puede ser mejorada aún más con tecnología

adicional desarrollada para la MPD, como lo es el sistema de Control de Micro-Flujo (MFC), el cual puede detectar gastos muy pequeños. El MFC se explicará en el siguiente subcapítulo.

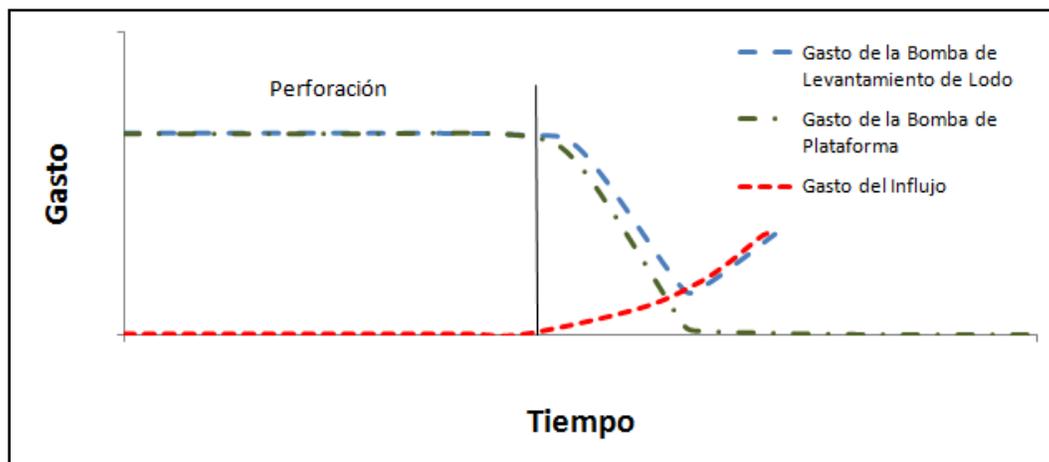


Figura 2.49 Una verificación de flujo positivo. Las bombas de lodo en superficie se apagan y la bomba submarina incrementa su gasto en respuesta al incremento del gasto de la manifestación.

Las Figuras 2.48 y 2.49 se refieren a una inspección de flujo con una DSV. La Figura 2.49 es representativa de una manifestación. Una vez que se verifica la manifestación, el pozo es cerrado totalmente, del mismo modo que se hace en las técnicas de perforación convencionales. Si no hay DSV para suprimir el efecto de tubo en U, la bomba submarina continúa bombeando mientras el efecto de tubo en U toma lugar. En este caso, el personal de perforación debe distinguir entre el efecto de tubo en U normal y una manifestación mediante el análisis de la tendencia del efecto de tubo en U, tal y como se comentó en la sección de este subcapítulo que habla sobre dicho efecto. Si la bomba submarina no reduce su velocidad como lo haría cuando se tiene efecto de tubo en U normal, y en cambio continúa funcionando, entonces se puede comprobar que se tiene un brote.

2.4.7.3 Medición de la Severidad de la Manifestación

La severidad de la manifestación es una medida de la magnitud de una manifestación, y usualmente es descrita por cuatro criterios: la presión de cierre en la tubería de perforación, la presión de cierre en la TR, la ganancia en las presas y la intensidad de la manifestación. La medición de estos factores se complica en la DGD debido al efecto activo de tubo en U cuando no se tiene una DSV en la sarta de perforación. Por ejemplo, la ganancia en presas debida a la manifestación podrá ser medida después de que el efecto de tubo en U haya concluido, pero en muchas ocasiones es complicado debido a que es difícil diferenciar entre el gasto de tubo en U y el aporte de la formación.

Medición de la Severidad de la Manifestación con DSV Instalada

Cuando se cuenta con una DSV instalada, la presión de cierre de la TR es reemplazada por la presión de entrada de la bomba submarina, la cual es fácilmente determinable. Sin embargo, en las operaciones DGD de este tipo es más complicado encontrar el valor de la presión de cierre de la tubería de perforación. La determinación de esta presión es similar a cuando se tiene una válvula flotadora en la sarta, pero con una diferencia: debido a que la DSV es una válvula de apertura con una presión positiva en superficie, esta presión debe ser medida regularmente al mismo tiempo que la presión de circulación de la manifestación es medida. Después de que se presenta la manifestación y el pozo es cerrado y la presión de entrada de la bomba submarina es estabilizada, la DSV es abierta aplicando presión lentamente en la TP, registrando la presión de apertura. La presión de cierre de la TP es igual a la presión de apertura después de la manifestación menos la presión de apertura antes de la manifestación. La presión de cierre de la TP es la medida del requerimiento de incremento en la presión hidrostática para matar el pozo.

Durante la estabilización de la manifestación en la DGD, la presión de fondo de pozo se incrementa en un valor igual a la presión de cierre de la TP, debido a que la DSV comúnmente está instalada cerca del fondo, y se puede decir que la diferencial de presión que esta soporta en la parte inferior es igual a la presión de formación. Por lo tanto, si la presión de formación se incrementa debido a la manifestación, la presión de apertura de la bomba se incrementará también. Dicho incremento será el reflejo del desbalance existente entre el lodo y la presión de formación, y, como se ha dicho, podrá ser observado en la presión de cierre de TP.

Cierre Dinámico del Pozo

El Cierre Dinámico fue desarrollado para detener las manifestaciones sin tener que cerrar completamente el pozo. Este método es usado cuando no se tiene una DSV, y por lo tanto, la presión de cierre de la TP no es fácil de determinar. La Figura 2.50 es una gráfica de la presión y el gasto de la bomba del equipo de perforación, la presión y el gasto de la bomba submarina y del gasto al que fluyen los fluidos de la formación antes de que se dé un brote. Los parámetros son graficados durante la detección de la manifestación de los fluidos de la formación, durante el cierre dinámico, y después del cierre completo. En la parte izquierda de la gráfica, que es mientras se perfora, todas las presiones y gastos son constantes. El procedimiento para el Cierre Dinámico se describe a continuación.

El primer paso es que cuando se esté detectando la manifestación de fluidos por el incremento en la velocidad de la bomba submarina, debe grabarse la presión de circulación en la TP antes de la manifestación, $P_{SPP\ pre}$, y después desacelerar la bomba submarina hasta el gasto que esta tenía antes de la manifestación. Esto ocasionara un incremento en la presión de entrada de la bomba. La bomba de lodo en superficie también se acelerará un poco cuando la manifestación entre al pozo, por lo que también será necesario mantenerla en su gasto normal antes de la manifestación.

El segundo paso es continuar circulando con la bomba de lodo superficial y la bomba submarina a gastos constantes, y grabar la presión de circulación en TP estabilizada, $P_{SPP\ post}$ y la presión de succión de la bomba submarina $P_{inlet\ post}$ obtenidas después de que el primer paso ha sido completado.

Para el tercer paso, la presión dinámica de cierre, $P_{sidp\ dyn}$, es calculada de la siguiente manera:

$$P_{sidp\ dyn} = P_{SPP\ post} - P_{SPP\ pre}$$

El cuarto paso es calcular la presión de cierre de TP, P_{sidp} , la cual se obtiene añadiendo la presión anular debida a la fricción a la presión dinámica de cierre:

$$P_{sidp} = P_{sidp\ dyn} + P_{AFP}$$

La dificultad hasta este momento es determinar el valor de la presión anular por fricción. Ahora, por definición, el pozo estará muerto cuando la manifestación de fluidos se detenga a condiciones estáticas. Para la perforación convencional con riser, esto significa que la presión hidrostática anular, P_A , debe ser por lo menos igual a la presión de formación, P_p . Para la DGD, el pozo se considera muerto a condiciones estáticas cuando la suma de la presión anular más la presión de entrada de la bomba submarina es igual o mayor a la presión de formación. La presión de entrada, bajo condiciones normales de operación, es igual a la presión hidrostática del agua de mar hasta el nivel de la línea de lodo.

$$P_p = P_A + P_{inlet}$$

Durante la detección de la manifestación y el subsecuente cierre dinámico, la presión de fondo durante el segundo y tercer paso del procedimiento es:

$$P_p = P_A + P_{inlet\ post} + P_{AFP}$$

lo cual es posible debido a que cuando la manifestación se presenta se mantienen los gastos constantes en ambas bombas (segundo paso), trayendo como consecuencia el incremento en la presión de entrada de la bomba submarina. Ahora, mirando del lado de la TP se tiene que:

$$P_{SPP\ post} = P_p + \Delta P_{Bit} + \Delta P_{BHA} + \Delta P_{DSV} + \Delta P_{DS} - P_{Static}$$

donde ΔP_{DSV} representa la caída de presión a lo largo de la DSV y P_{Static} es la presión hidrostática del lodo dentro de la TP.

Si la presión dinámica de cierre en TP es usada para calcular el incremento de densidad requerido para balancear la presión de formación y llenar la TP y el anular con este nuevo lodo, la presión hidrostática anular y la presión por fricción anular se incrementarán mientras la presión de entrada de la bomba submarina regresa a un valor cercano a la presión hidrostática de la columna de agua de mar. Sin embargo, bajo condiciones estáticas, la presión anular por fricción cae a cero y la presión de entrada estática de la bomba submarina se incrementa en un valor igual a esa presión por fricción anular, con el objetivo de prevenir que el pozo vuelva a fluir nuevamente. Para prevenir esto, se debe añadir la presión por fricción anular a la presión dinámica de cierre en TP para permitir que el pozo quede muerto a condiciones estáticas.

Una herramienta PWD que permita mediciones continuas de la presión de fondo podría ser muy útil y ayudaría a solventar muchas de las dificultades asociadas con el control del pozo, tanto en operaciones de riser convencional como con operaciones DGD.

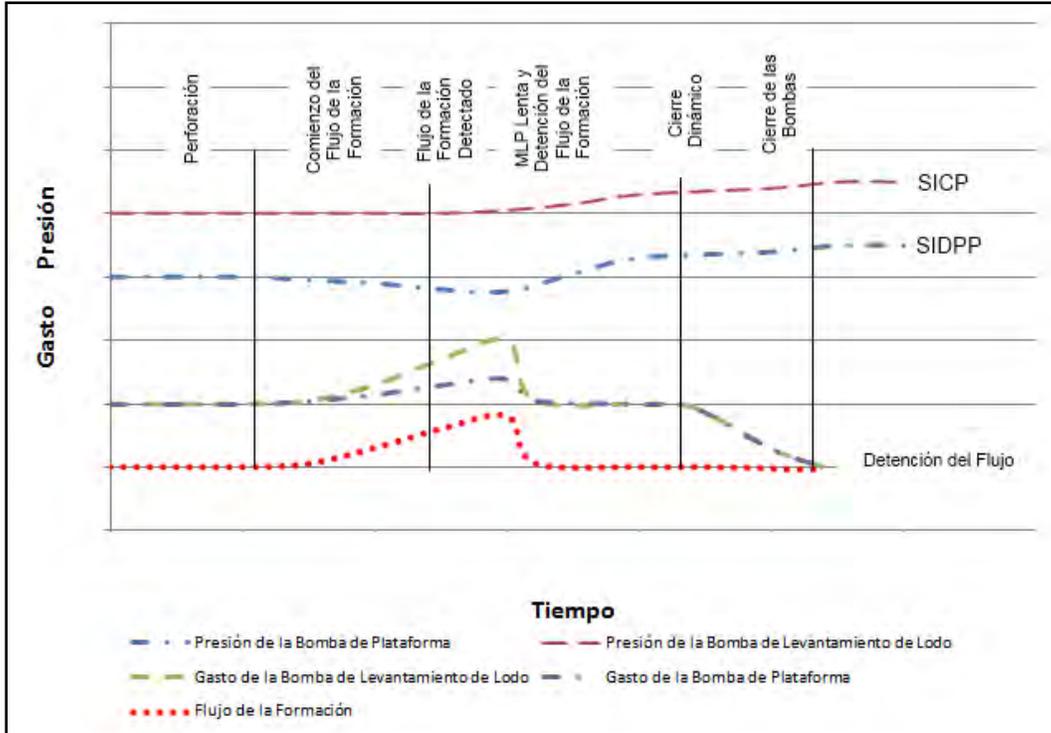


Figura 2.50 Gastos y presiones durante la detección del flujo de la formación y el cierre dinámico de un pozo de DGD.

2.4.7.4 Circulación de la Manifestación de Fluidos

Para circular la manifestación fuera del pozo se recomienda utilizar el método del perforador, el cual consiste en circular a un gasto de matar y mantener constante la presión en TP en el valor de la presión de cierre de TP más la presión del gasto de matar. Esto es logrado al ajustar el gasto de la bomba submarina para que esta funcione como un estrangulador.

Una vez que el gas entra en la línea de retorno de fluidos, es posible que la presión de salida de la bomba submarina pueda llegar a ser más baja que la presión de entrada., por lo tanto, es importante que el retorno de fluidos en la superficie sea tomado a través del múltiple de estrangulamiento con un estrangulador completamente abierto. Si la presión de salida comienza a disminuir y se aproxima al valor de la presión de entrada, el estrangulador superficial tiene que ajustarse para mantener la presión de salida en algún valor más grande que el de la presión de entrada.

El cambio de presión mencionado arriba puede ocurrir cuando el gas entra en la línea de retorno y llega a ocupar una longitud mayor en la línea de retorno que en el espacio anular, debido a

la relación del área del espacio anular en comparación con el área de la línea de retorno. Esto es similar a lo que ocurre cuando el gas entra a la línea de estrangulamiento en las operaciones de perforación convencional. El gas comienza a expandirse rápidamente cuando se acerca a la superficie por la línea de retorno, reduciendo adicionalmente la presión de salida de la bomba submarina.

Colocar la bomba submarina en el lecho marino proporciona algunas ventajas adicionales con respecto a la perforación convencional con riser. La presión por fricción en la línea de estrangulamiento, la cual puede ser causa para tener pérdida de circulación durante una operación de matar, nunca esta impuesta corriente arriba de la bomba del lecho marino. Además, debido a que la DGD es aplicable en la mayoría de los casos a perforación en aguas profundas, el gas se expande muy poco desde el fondo del pozo hasta el lecho marino, dando como resultado un cambio pequeño en la presión de entrada durante la operación de matar.

Una vez que todo el gas es removido del pozo, el pozo es completamente cerrado y el lodo de matar es mezclado y circulado del pozo siguiendo un programa de declinación de la presión. En la segunda circulación, la bomba del lecho marino es ajustada para operar a una presión constante de entrada igual a la presión de cierre que se tiene después de remover la manifestación. Esta presión de entrada debe mantenerse constante mientras se llevan las bombas de superficie al gasto de matar y hasta que el lodo de matar sea circulado a la barrena. En este punto, la presión de circulación de la tubería de perforación debe reducirse a la presión de circulación final. Esta presión final debe mantenerse hasta que el lodo de matar haya llenado el pozo completamente. Cuando todo el pozo está lleno de lodo de matar, el pozo debe cerrarse y se debe llevar a cabo una inspección de flujo. Si no hay flujo, entonces el pozo está muerto.

Debido a que la densidad del lodo está calculada con respecto al lecho marino en vez del piso de perforación, el cálculo de la densidad del lodo de matar es un poco diferente que en la perforación convencional y se calcula de la siguiente manera:

$$MW_{KM} = \left[\frac{P_{sdip}}{0.052 * (TVD - D_w)} \right] + MW_{mud}$$

en donde:

MW_{KM} = Densidad del lodo de matar

P_{sdip} = Presión de cierre de la tubería de perforación

TVD = Profundidad vertical total del pozo

D_w = Profundidad del agua

MW_{mud} = Densidad original del lodo

0.052 = Constante de unidades (sistema Ingles)

2.4.8 Comentarios Adicionales

La sección 8.4.7 presenta una descripción fundamental de la DGD, ya que en el desarrollo de las tecnologías de MPD actuales hay muchos más aspectos que requieren ser cubiertos. Existen más proyectos de Doble Gradiente que utilizan bomba submarina, como el Baker Hughes Deep

Vision (Sjoberg, 2000) y el proyecto DGD de Shell (Gonzalez, 2000). Ambos proyectos, al igual que el SMD, son proyectos industriales conjuntos. La mayor diferencia entre los diversos proyectos de DGD son los tipos de bombas submarinas y el sistema de tratamiento de recortes utilizado.

En adición a las bombas submarinas, se pueden generar dobles gradientes por medio de la inyección de fluido en el espacio anular, uno de los cuales se logra al inyectar un fluido base en el riser a un gasto volumétrico predeterminado para lograr la densidad deseada en el riser (Okafor, 2007). El fluido base puede ser inyectado a través de la línea de propulsión del riser. Cuando este fluido de densidad más baja es circulado hacia la superficie, el fluido base se separa del lodo de perforación por medio de centrifugas y el lodo y el fluido base se reciclan.

El segundo método de inyección anular fue estudiado por la compañía Maurer Engineering (Maurer, 2000; Vera, 2002). Este proyecto estuvo basado en la inyección de esferas de vidrio hueco en la base del riser. Nuevamente, el volumen de inyección se calcula para proporcionar la densidad que se desea en el riser. La separación de las esferas en superficie fue planeada de manera que el lodo y las esferas pudieran ser reciclados.

El tercer método de inyección anular estudiado fue la inyección de gas. La Universidad del Estado de Luisiana, E.U., llevó a cabo este estudio, el cual es muy similar al sistema de bombeo neumático en pozos productores. El aire se inyecta en la base del riser, y el equipo de separación de lodo-gas se utiliza para separar el aire de la corriente de lodo cuando este es circulado hacia la superficie. El volumen de inyección se calcula para lograr la densidad de la mezcla que se requiere en el riser.

2.4.9 Ejemplos

Ejemplo 1. Densidad del Lodo Equivalente DGD

- Profundidad del tirante de agua = 6,000 [pies]
- Profundidad vertical total = 21,000 [pies] (15,000 [pies] debajo de la línea de lodo).
- Densidad del agua de mar = 8.6 [lb/gal].
- Presión de fondo del pozo deseada = 13,650 [lb/pg²].
- Presión deseada en el espacio anular al nivel del lecho marino = 2,683 [lb/pg²] (presión hidrostática del agua de mar).

Calcular la densidad del lodo para la perforación con riser convencional y para la perforación con doble gradiente.

Solución al Ejemplo 1

Para el caso de la perforación con riser convencional, la presión de fondo del pozo simplemente se divide por la profundidad del agua y los factores de conversión (en unidades de campo el factor de conversión es 0.052):

$$MW_{mud} = \frac{13,650}{0.052 * 21,000} = 12.5 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

Para calcular la densidad del lodo de Doble Gradiente que proporcione la misma presión de fondo de pozo, se supone que la bomba submarina mantiene la presión del espacio anular en el lecho marino igual a la presión del agua de mar que es de 2,683 [lb/pg²]. La presión restante de 10,967 [lb/pg²] (13,650 – 2,683) debe provenir del lodo en el espacio anular. La densidad del lodo equivalente de DGD se calcula de la siguiente manera:

$$MW_{mud} = \frac{BHP - P_{sw}}{0.052 * (TVD - D_w)}$$

en donde:

MW_{mud} = Densidad del lodo equivalente de DGD

BHP = Presión de fondo del pozo

P_{sw} = Presión del agua de mar en el lecho marino

TVD = Profundidad vertical total del pozo

D_w = Profundidad del agua

Ahora, colocando los valores correspondientes en la ecuación, se tiene:

$$MW_{mud} = \frac{13,650 - 2,683}{0.052 * (21,000 - 6,000)} = 14.06 \left[\frac{lb}{gal} \right] \approx 14.1 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

Por lo que la densidad del lodo para Doble Gradiente es de 14.1 [lb/gal].

Ejemplo 2. Distancia y Volumen del Efecto de Tubo en U

Asumiendo la información en el ejemplo 1, calcular la distancia que caerá el lodo en la tubería de perforación y el volumen que se desplazará debido al efecto de tubo en U cuando este alcance el equilibrio.

Solución al Ejemplo 2

La distancia que caerá el lodo en el riser debido al efecto de tubo en U se obtiene al calcular la altura de la columna de lodo dentro de la sarta de perforación que da como resultado una presión hidrostática igual a la presión hidrostática del agua de mar en el lecho marino.

La presión hidrostática del agua de mar es de 2,683 [lb/pg²]. Dividir este valor por 0.052 y la densidad del lodo de 14.1 [lb/gal] da como resultado una altura de lodo, h , de:

$$h = \frac{2,683}{0.052 * 14.1} = 3,660 \text{ [pies]}$$

Esto deja 2,340 [pies] de aire (6,000 – 3,660) dentro de la sarta de perforación. El volumen de lodo desplazado debido al efecto de tubo en U es simplemente la capacidad interna de los 2,340 [pies] de tubería de perforación. Suponiendo una capacidad de la TP de 0.01422 [bls/pie], el volumen desplazado por el efecto de tubo en U es:

$$\text{Volumen Desplazado} = 0.01422 * 2,340 = 33.3 \text{ [bls]}$$

Por lo que el volumen de ganancia en las presas de lodo debe ser igual a ese valor. El cálculo de tiempo requerido para que el volumen se desplace totalmente puede calcularse con un simulador o registrando la tendencia del llenado de presa cada vez que se para la bomba de lodo.

Ejemplo 3. Punto de Colocación de la DSV

Con los mismos datos anteriores, calcular la presión superficial de apertura en el punto de colocación para una DSV, suponiendo un lodo de 14.1 [lb/gal] y un factor de seguridad para la DSV de 1.0 [lb/gal].

Solución al Ejemplo 3

Calcular la diferencia en la presión hidrostática ente el punto de colocación con una densidad de 15.1 [lb/gal] (14.1 + 1.0, considerando el factor de seguridad) y el agua de mar en el lecho marino:

$$\text{Punto de colocación de la DSV} = (15.1 - 8.6) * 0.052 * 6,000 = 2,028 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

La DSV sería colocada para abrir con una presión de apertura positiva de 2,028 [lb/pg²]. Esta presión de apertura soportaría la presión hidrostática de lodo en la sarta de perforación con un exceso igual al de la presión hidrostática del agua de mar, lo cual sería mayor a la presión hidrostática ejercida por 15.1 [lb/gal].

¿Cuánta presión superficial se requeriría en la sarta de perforación para abrir la DSV? Restar el peso de lodo real (14.1 [lb/gal]) del punto de colocación (15.1 [lb/gal]) y multiplicarlo por 0.052 y la profundidad del agua:

$$\text{Presión Superficial} = (15.1 - 14.1) * 0.052 * 6,000 = 245 \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$$

Conforme la densidad del lodo se incrementa, la presión superficial requerida para abrir la DSV se reduce, por lo que debe cuidarse que la densidad del lodo no sea muy grande para que logre abrir por sí solo la DSV.

2.5 MPD con Medición de Flujo como Control Primario, MFC

2.5.1 Descripción del Proceso

La Perforación Segura es una tecnología de MPD específicamente diseñada para permitir la perforación de pozos complejos que se encuentran a alta presión (HP), mejorando de esta manera la seguridad y la eficiencia, teniendo como resultado una reducción en los costos del pozo. Este sistema recolecta y analiza datos durante la perforación, incluidos la presión y los gastos de entrada y salida del pozo, con la finalidad de manejar las presiones del pozo de manera efectiva. El Sistema de Perforación Segura, haciendo uso de la tecnología patentada de Control de Micro-Flujo (Micro-Flux Control, MFC), proporciona una nueva herramienta para la medición y el análisis de los datos de flujo y presión, utilizando algoritmos apropiados para identificar en tiempo real las manifestaciones de fluidos de la formación y las pérdidas de lodo que se tienen en el fondo del pozo. Santos, Leuchtenberg y Shayegi (2003) describen el MFC como un método donde la perforación es conducida mediante un sistema de circulación cerrado (usando un RCD) y el flujo de retorno del pozo es canalizado a través de un dispositivo de control de presión/flujo (múltiple de estrangulamiento) y un dispositivo de precisión para medición de flujo

El sistema realiza el control automático de la presión y del flujo usando software especializado, haciendo la comparación entre las presiones y gastos de entrada y salida en el pozo. Esto permite realizar ajustes en la presión y en el gasto y, por lo tanto, de las condiciones de fondo del pozo mientras se perfora, mediante el control preciso de la posición del estrangulador. El sistema permite que las decisiones de las operaciones de perforación sean hechas con base en datos reales comparados con las condiciones de pozo predichas, proporcionando el monitoreo en tiempo real de los parámetros del pozo. El sistema de Perforación Segura está basado en datos medidos en tiempo real y utiliza datos de entrada típicos, incluyendo:

- Gastos de entrada y salida del lodo en el pozo.
- La presión de circulación (también conocida como presión de inyección o presión en el standpipe).
- La contrapresión aplicada en superficie.
- La posición del estrangulador.
- La densidad del fluido de perforación.
- Opcionalmente y cuando es posible, la *BHP*.

La seguridad es mejorada de manera significativa debido a que el pozo se perfora en un sistema cerrado, con la presión controlada positivamente por medio de un estrangulador automático, mientras que todo el equipo convencional para control de pozos y la certificación, entrenamiento y capacitación del personal siguen siendo los mismos. Adicionalmente, en cualquier momento que el preventor de brotes es operado, este evita completamente el sistema automatizado, por lo que desde este momento se pueden aplicar los procedimientos convencionales y estándares para el control del pozo.

2.5.2 Equipo de Perforación Especial para Perforación Segura

A diferencia de la perforación convencional, en donde el retorno de fluidos está abierto a la atmósfera, el sistema de Perforación Segura emplea un Dispositivo de Control Rotatorio para mantener el pozo como un sistema cerrado y, subsecuentemente, el flujo de fluidos se da a través de un múltiple de estrangulamiento automatizado. La característica única en su tipo de esta tecnología es la capacidad para medir el retorno del flujo utilizando un medidor de flujo instalado en línea con los estranguladores. La instalación del sistema requiere adiciones mínimas al equipo de perforación existente, como son: un dispositivo de control rotatorio, un múltiple de estrangulamiento y un sistema de control y adquisición de datos en tiempo real.

2.5.2.1 Curso de la Circulación

La Figura 2.51 muestra el curso típico de la circulación del lodo de perforación en el Sistema de Perforación Segura, incluyendo el equipo adicional requerido. El múltiple de estrangulamiento incluye un conducto de suministro que puede ser empleado para operaciones cuando se esperan desechos provenientes del pozo, como cuando se perfora la zapata de la tubería de revestimiento. Dependiendo del procedimiento empleado por el operador, el fluido que regresa a través del múltiple puede ir directamente a las temblorinas o, si el corte de gas llega a ser más alto que el límite permisible, el retorno de fluidos puede ser desviado al separador de gas.

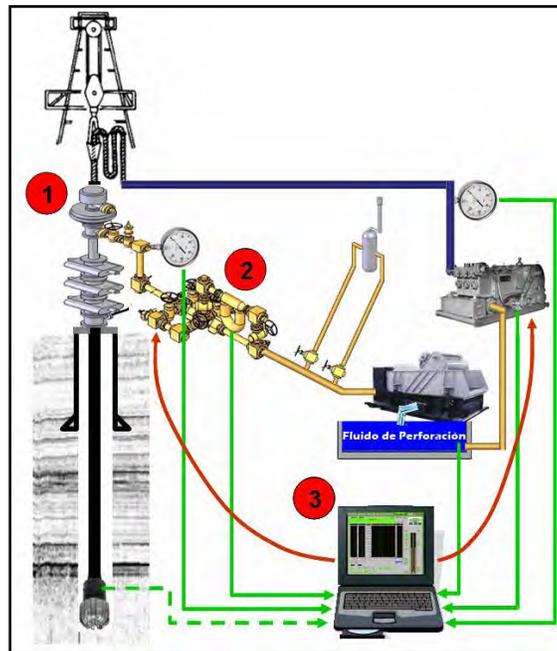


Figura 2.51 Diagrama que explica el orden del Dispositivo de Control Rotatorio (1), el múltiple estrangulamiento de Perforación Segura (2) y el sistema de adquisición de datos en tiempo real (3).

2.5.2.2 Dispositivo de Control Rotatorio

Debido a que el pozo necesita estar como sistema cerrado en todo momento, un Dispositivo de Control Rotatorio instalado en la parte superior del preventor anular desvía el flujo proveniente del pozo hacia el múltiple de perforación. El criterio para la selección del tamaño y la presión de operación del RCD depende de las contrapresiones superficiales requeridas en el pozo y del espaciamiento disponible entre el arreglo de preventores y el piso de perforación.

2.5.2.3 Múltiple de Estrangulamiento de Perforación

El múltiple de estrangulamiento de perforación está instalado en el conducto de retorno de fluidos, corriente abajo del RCD. Todo el equipo requerido está instalado en un múltiple compacto e integrado. El múltiple de perforación está compuesto de los siguientes componentes principales:

- Dos estranguladores de uso intensivo con actuadores para permitir su automatización.
- Un medidor de flujo másico.
- Una Unidad de Control Inteligente.

El múltiple de perforación incluye dos estranguladores especializados para uso intensivo, uno de los cuales es para uso continuo. El segundo estrangulador (llamado de redundancia) es para uso en caso de emergencia o cuando el primero necesite mantenimiento. El estrangulador aplica una contrapresión en el espacio anular conforme esta sea requerida por el sistema de control. Si el estrangulador activo requiere de mantenimiento durante las operaciones de perforación, el flujo puede ser dirigido hacia el segundo estrangulador. Actualmente, los estranguladores que se emplean son de 3 [pg] o de 4 [pg]; sin embargo, dependiendo de los gastos esperados, las propiedades de los fluidos de perforación y demás parámetros operacionales, se pueden utilizar otros tamaños sin mayor dificultad. Esto último da flexibilidad al equipo para la optimización en la sección del agujero que está siendo perforado.

Un medidor másico de flujo tipo Coriolis es instalado en el múltiple corriente abajo de los estranguladores en el múltiple de perforación. El medidor proporciona información acerca de cuatro parámetros principales del retorno del fluido, los cuales son el gasto másico, el gasto volumétrico, la densidad y la temperatura.

Debido a que el medidor de flujo está instalado en el sistema antes de que el fluido llegue a las temblorinas o al separador de gas del lodo, dichos parámetros son mediciones directas e incluyen los recortes y el gas asociado con el proceso de perforación, pero no resienten de los efectos superficiales del manejo o procesamiento del fluido.

La Unidad de Control Inteligente es el cerebro del sistema de Perforación Segura. Está instalada en un compartimento a prueba de explosiones en el múltiple de estrangulamiento de perforación. Está compuesto de una fuente de distribución de poder, un equipo de acondicionamiento de señales y adquisición de datos y de un sistema de control. Todo el proceso crítico de adquisición de datos, los algoritmos de control y las funciones de control remotas son operados desde la Unidad de Control Inteligente.

2.5.3 Adquisición y Control de Datos en Tiempo Real

La adquisición y control de datos en tiempo real incorpora una interfaz humano-maquina, incluida en el panel del operador del equipo de Perforación Segura, en el panel para el perforador y en los paneles remotos. El sistema es controlado de manera remota por el perforador y por el personal que opera el sistema de Perforación Segura por medio de sus respectivos paneles, los cuales albergan la interfaz antes mencionada. Los paneles de operación están conectados por medio de cables de fibra óptica a la Unidad de Control Inteligente localizada en el múltiple de estrangulamiento. En adición a los paneles disponibles para el operador del sistema y el perforador, dispositivos adicionales pueden recibir la información básica para propósitos de monitoreo; estos dispositivos pueden ser ubicados virtualmente en cualquier lugar de la localización, de acuerdo a las necesidades específicas de cada compañía. La transmisión satelital de datos a diferentes lugares de oficina también es una opción disponible y puede ser instalada en el equipo con previa planeación. La Figura 2.52 muestra el múltiple de Perforación Segura durante pruebas de campo en la Universidad del Estado de Luisiana, E.U.



Figura 2.52 El múltiple de estrangulamiento con medidor de flujo para Perforación Segura en operación.

2.5.4 Aplicaciones en la Perforación

La tecnología de Perforación Segura puede ser empleada virtualmente en cualquier equipo de perforación debido al reducido tamaño del equipo. Inicialmente, los pozos pueden ser perforados con técnicas convencionales y la Perforación Segura se puede emplear solamente en las secciones

críticas en donde existe alto riesgo de tener manifestaciones de fluidos de la formación o brotes. También es posible que pueda ser utilizado para perforar completamente el pozo. Teniendo el equipo en sitio y el retorno de fluidos con el Dispositivo de Control Rotatorio conectado al múltiple de estrangulamiento, la única acción que se requiere para activar el sistema es instalar el conjunto de sellos del Dispositivo de Control Rotatorio y desviar el flujo proveniente del pozo hacia el múltiple de estrangulamiento. La restauración a la perforación convencional requiere solamente de la remoción del conjunto de sellos y del retorno del flujo hacia la línea de flujo estándar. El sistema puede ser utilizado en cualquier momento después de que se ha instalado el conjunto de preventores.

En la mayoría de los pozos se obtienen beneficios al emplear este sistema, pero en los pozos que cuentan con mayores dificultades -incluyendo pozos en aguas profundas- es en donde se pueden observar los beneficios más significativos. Otras aplicaciones del sistema incluyen pozos a alta presión y alta temperatura (HP/HT), pozos exploratorios con presiones de poro desconocidas, pozos con márgenes estrechos en su ventana operacional, pozos con zonas de presiones anormales que tienen cambios abruptos en la presión de poro, pozos con alto contenido de H₂S, pozos intermedios en zonas donde se emplea la inyección de vapor, pozos con numerosos incidentes que han requerido del control del pozos, perforación en áreas ambientalmente sensibles en donde se debe reducir los riesgos de brotes, en pozos en agujero reducido, pozos que son perforados con tubería de revestimiento (Casing Drilling) y pozos que son perforados en áreas de hidratos.

El método de Perforación Segura con Control de Micro-Flujo es muy flexible, ya que los operadores pueden seleccionar diversas maneras para perforar el pozo, como puede ser:

- Con presión constante (ya sea en el fondo, en el standpipe o en la contrapresión superficial suministrada). Este es un caso aplicado solamente en situaciones muy especiales.
- Con una presión de sobre balance constante sobre un perfil de presión de poro predicho.
- Manteniendo la presión de fondo constante cuando se detiene la circulación para hacer una conexión.
- Perforar lo más cercano posible a la presión de poro.
- Simplemente perforar convencionalmente con un control mejorado para detectar brotes y pérdidas de lodo de perforación.

Este método no es necesariamente aplicado para mantener constante la *BHP* o tener mejor control sobre la *ECD* respecto a cierto rango, sino que es totalmente flexible. En su primera versión, el MFC ha sido un sistema exitoso respecto a la mitigación de brotes en los pozos, con lo cual ha probado su confiabilidad para llevar la operación de perforación a un nivel más alto en cuanto a seguridad.

Dependiendo del perfil de presiones a lo largo de todo el pozo y de la complejidad del programa de perforación, existen dos enfoques para las aplicaciones de MPD (Santos *et ál.*, 2007): el estándar y el especial. Ambos enfoques son utilizados en la Perforación Segura con MFC.

2.5.4.1 Enfoque Estándar del Sistema

El enfoque estándar es apropiado cuando el pozo es planeado con una densidad estática del lodo que proporcione un ligero sobre balance respecto a las presiones del pozo. En esta aplicación estándar, el diseño convencional del pozo no requiere de modificaciones significativas. Los estranguladores del múltiple de perforación con MFC están completamente abiertos durante la perforación y están listos para aplicar contrapresión cuando y como sea necesario para ejercer el control si es que se detecta una manifestación de la formación. El objetivo es permitir al personal reducir de manera segura la densidad del lodo para permanecer lo más cerca posible a la presión de poro, mediante el mejoramiento de la detección de manifestaciones de fluidos de la formación y de la capacidad de control del pozo en todo momento. Al utilizar una densidad de lodo cercana a la presión de poro se reducen o eliminan muchos problemas de perforación, tales como el pegamiento por presión diferencial de la tubería de perforación, las pérdidas de lodo y la baja velocidad de penetración.

Requerimientos del Enfoque Estándar

Los requerimientos y características del enfoque estándar son los siguientes:

- El pozo se encuentra estáticamente sobre balanceado; la perforación convencional puede ser restaurada en cualquier momento que se desee.
- Puede ser utilizado en cualquier pozo sin que este tenga algún cambio en su diseño.
- Se requiere de muy poco entrenamiento del personal del equipo de perforación (30 minutos en el sitio del pozo).
- Todos los procedimientos operacionales, como son la perforación, las conexiones, los viajes, la cementación y la toma de registros, siguen siendo los mismos.
- Todos los procedimientos de control y seguridad del pozo, además de los requerimientos de certificación, siguen siendo los mismos.

Capacidades del Enfoque Estándar

Las principales capacidades del equipo estándar son:

- Detección automática de manifestaciones de la formación y pérdidas de fluidos.
- Control automático de manifestaciones de fluidos del pozo, circulación del influjo y desplazamiento de lodo de matar en el pozo empleando el método del perforador.
- Determinación de la presión de poro y la presión de fractura reales, en caso de que se detecten pérdidas o manifestaciones del pozo.
- Detección de zonas de alta presión y alta temperatura.
- Identificación y cuantificación del efecto de baloneo en el pozo.

- Manejo del programa de densidades del lodo, pudiendo confirmar una condición estática de bajo balance durante las conexiones y la consecuente necesidad de incrementar el peso del lodo.
- Reducción del volumen total de influjo.
- Monitoreo de los efectos de represionamiento y sondeo cuando se introduce y/o saca la sarta de perforación y sus consecuencias.
- Interpretación más adecuada de las pruebas de asentamiento de la TR (pruebas de admisión al nivel de la zapata, conocida como Leak-Off Test o LOT).
- Realización de pruebas de integridad de la formación mientras se perfora.
- Identificación de los problemas de perforación normales:
 - Fallas en las tuberías de perforación
 - Problemas de las bombas de lodo, tales como reducción de eficiencia, fugas o cavitación.
 - Distinción de un influjo de gas de la formación (o aire) en la superficie.
 - Corte de gas volumétricamente significativo.
 - Fracturas inducidas.

Métodos

Las manifestaciones de la formación o las pérdidas de lodo son detectadas por el sistema en base a la comparación entre los gastos y presiones reales respecto a los predichos, además del análisis de la tendencia de comportamiento de ambos parámetros. El sistema también indica las presiones de poro y de fractura estimadas.

Detección Automática de Pérdidas

El medidor de flujo Coriolis en conjunto con la Unidad de Control Inteligente tienen la capacidad de detectar las pérdidas de lodo en una etapa muy temprana, generalmente antes de que el volumen de pérdida total alcance los 0.5 [bls]. Cuando esto sucede, el sistema muestra un mensaje alertando en caso de problemas potenciales, permitiendo que se tomen acciones para prevenir que las pérdidas se vuelvan totales. Con esta precisión, es práctico medir la severidad de las pérdidas mediante la discrepancia observada entre los gastos que están siendo medidos. Una condición de pérdida total de circulación también se puede detectar cuando el gasto de salida muestra una caída repentina a cero, permitiendo que el perforador tome las acciones necesarias para prevenir un evento de control de pozo causado por la pérdida de la columna hidrostática.

Análisis de Manifestaciones de la Formación

Una posible manifestación de fluidos de la formación se detecta principalmente cuando el gasto de salida se desvía del gasto de entrada, pero hasta que el sistema confirma que realmente está ocurriendo una manifestación la operación procede normalmente. La detección de la manifestación ocurre cuando se ha aceptado menos de 0.5 [bls] de fluido de la formación en el pozo. Una vez que

el sistema confirma que está ocurriendo una manifestación, se muestra una alerta. Para reducir el número de falsas alarmas, el sistema utiliza una serie de parámetros de confirmación y el análisis de la tendencia de los gastos y presiones para determinar que realmente está ocurriendo una manifestación de fluidos de la formación.

Después de que la manifestación ha sido detectada, no es necesario ningún cambio en el gasto de bombeo, ya que el estrangulador del múltiple MFC se cierra automáticamente para incrementar la contrapresión en la superficie y detener la manifestación de la formación. Después de que el flujo está controlado -cuando la presión de fondo del pozo es igual a la presión de formación y ha cesado la manifestación de fluidos de la formación hacia el pozo- el volumen de fluido de la formación recibido al pozo usualmente es menor de 2 [bls].

Después de que una manifestación de fluidos de la formación ha sido detectada y controlada, la contrapresión superficial del espacio anular se incrementa a un margen de seguridad predeterminado. Entonces, la manifestación de la formación es circulada automáticamente fuera del pozo aplicando posteriormente el método del perforador para controlar el pozo. Cuando el fluido de la formación está cercano a la superficie, el sistema muestra un mensaje de advertencia en la pantalla para advertir al perforador de que el fluido está aproximándose a la superficie. Sin embargo, cuando esto ocurre no hay necesidad de llevar a cabo ninguna acción, ya que esto es hecho para que el personal esté advertido de que un flujo de fluidos de la formación está próximo a la superficie.

Circulación del Lodo de Matar

Después de haber circulado hacia afuera del pozo la manifestación de fluidos, el último paso es circular el lodo de matar, acción que puede ser también controlada automáticamente por el sistema. Cuando el operador verifica que los fluidos de la formación están fuera del pozo, el sistema muestra el peso del lodo de matar recomendado y le pide al operador que le indique el peso del lodo disponible en sitio para la operación de matar. Mientras el lodo de matar está siendo circulado debajo de la sarta de perforación, el software muestra un mensaje indicando que el lodo de matar está fluyendo por la sarta. Si el peso del lodo de matar disponible en sitio es menor al requerido, el sistema puede mantener una contrapresión constante para compensar la falta de densidad. Después de que el lodo de matar empieza a circular por el espacio anular se muestra un mensaje en la pantalla, informando al perforador acerca de la situación. La presión del standpipe es mantenida constante hasta que el lodo de matar es circulado en todo su trayecto hacia la superficie.

Análisis de la Tendencia y Reconocimiento de Eventos

El sistema analiza la tendencia durante las operaciones de perforación para diferenciar las pérdidas y las manifestaciones respecto al comportamiento normal del pozo. Algunas formaciones son propensas al baloneo, por lo que el pozo continúa fluyendo por un tiempo después de que las bombas de lodo son apagadas. El sistema puede diferenciar entre un flujo de gas de la formación y un baloneo normal del pozo o una condición de expansión térmica.

Los eventos que se pueden identificar incluyen:

- Eventos superficiales contra eventos de fondo del pozo: manifestaciones de fluidos de la formación contra expansión por temperatura o corte de gas.
- Bajo balance debido a una presión de fondo del pozo insuficiente, esto es, bajo balance estático en comparación con bajo balance dinámico.
- Formaciones con baloneo.
- Problemas de bombeo: toberas de la barrena tapadas o desgastadas, rotura de las tuberías de perforación, etc.

La observación de los gastos de entrada y salida permite diferenciar las condiciones que se tienen en el pozo durante las operaciones. Generalmente, una manifestación de fluidos es detectada por el incremento en el gasto de retorno. Sin embargo, el incremento del gasto puede deberse también a la expansión del gas cuando llega a la superficie. La diferencia principal entre una manifestación de fluidos en el fondo del pozo y la expansión del gas superficial es que el gas superficial provoca un corte de gas en el lodo y reduce la densidad del fluido de retorno, mientras que una manifestación de gas de la formación no lo hace.

Bajo una condición de sobre balance dinámico y bajo balance estático, la presión hidrostática no es suficiente para compensar la presión de formación después de que las bombas son detenidas, y por lo tanto ocurre la manifestación de fluidos de la formación. La situación es detectada por el sistema empleando una comparación entre el gasto de entrada real y el esperado. Si se presenta una condición normal, el gasto de salida esperado decrece continuamente. Sin embargo, si el pozo está estáticamente bajo balanceado, el gasto de salida en un principio podría empezar a decrecer y después a aumentar tan pronto como el pozo llegue a estar bajo balanceado. La medición del gasto de retorno puede emplearse para determinar el grado de bajo balance. El gasto de retorno cambia dependiendo del grado de bajo balance.

Es muy común que los pozos HP/HT fluyan por un cierto periodo cuando las bombas son detenidas, lo cual es frecuentemente confundido con una manifestación de la formación, tomando algo de tiempo asegurarse de que el flujo está ocurriendo debido a condiciones normales. El baloneo del pozo es otro evento que muestra un comportamiento similar, teniendo pérdidas de lodo mientras se perfora y después teniendo este volumen de regreso cuando la circulación se detiene. Estas condiciones pueden ser identificadas con un análisis de la tendencia. En una situación en la que se tiene baloneo, el flujo de salida continúa a pesar de que las bombas de lodo ya han sido apagadas. La tendencia del gasto en este caso será decreciente, por lo que el flujo de salida del pozo continuará hasta que las presiones en el pozo y la formación sean iguales. Santos *et ál.* (2007) y Sonnemann *et ál.* (2007) han detallado la eficiencia del sistema MFC para detectar el efecto de baloneo en los pozos.

Un *lavado del pozo* (alargamiento excesivo del pozo debido a la acción erosiva o solvente del lodo de perforación) se identifica generalmente por la reducción en la presión del standpipe sin que haya cambio en el gasto. Debido a la precisión de los datos adquiridos por el sistema y la facilidad de interpretación de las gráficas visuales, el lavado del pozo se puede detectar fácilmente y en una etapa muy temprana. Los problemas de bombeo caen dentro de la misma categoría y se pueden detectar rápidamente.

2.5.4.2 Enfoque Especial del Sistema

El enfoque especial es apropiado cuando el pozo está planeado con una densidad estática de lodo que no proporciona una adecuada presión de sobre balance en el pozo con respecto a la presión de poro o a la presión de estabilidad del pozo. En esta aplicación, los estranguladores se dedican a proporcionar una contrapresión constante en el espacio anular, el objetivo es mantener una presión de fondo del pozo constante (CBHP) mientras se reduce la densidad del lodo lo suficiente para mantener la ECD por debajo de la presión de fractura. Al mantener la presión de fondo del pozo bajo control, la operación de perforación evita el ciclo pérdida de circulación-brote y disminuye significativamente la inestabilidad del pozo.

Con este método, cada vez que se interrumpe la circulación normal se aplica una contrapresión en la superficie para compensar la pérdida de fricción anular. El sistema especial mantiene automáticamente un sobre balance programado o predeterminado en todo momento mientras se permite el uso de lodos con un peso más ligero.

Cuando se utiliza el enfoque especial se necesita más planeación en el diseño del pozo, teniendo entre ello lo siguiente:

- Revisión de todos los procedimientos, incluyendo la seguridad y el control del pozo.
- Se hace énfasis en la Identificación y Manejo de Riesgos (HAZOP y HAZID).
- Se requiere de entrenamiento más extensivo del personal.

En operación, el sistema controla la contrapresión en la superficie al seguir un punto de ajuste predeterminado impuesto por el usuario. El control del estrangulador es automático, y puede funcionar con cualquier método de entrada de datos: entrada manual o interfaz automática con un modelo hidráulico u otra herramienta predictiva.

Incluso aunque el sistema especial puede ser empleado en virtualmente cualquier pozo o equipo de perforación, las siguientes situaciones son las que presentan los beneficios económicos más obvios:

- Pozos exploratorios.
- Pozos con una ventana operacional muy estrecha.
- Pozos de HP/HT.
- Campos maduros/depresionados, especialmente aquellos que cuentan con programas de mantenimiento de presión.
- Zonas con un cambio rápido en el régimen de presión de poro.
- Áreas conocidas por una alta incidencia de brotes.
- Áreas con alta incertidumbre respecto a la presión de poro y de fractura.

Control Automático de la Presión

El sistema de Perforación Segura proporciona un control automático de la presión para las operaciones de perforación. Cuando el pozo está siendo perforado con contrapresión superficial debido a una razón específica (por ejemplo, la estabilidad del pozo, el requerimiento de una presión

de fondo del pozo constante, una densidad del lodo reducida para disminuir la ECD, etc.), el sistema controla automáticamente la presión de fondo del pozo a un valor establecido.

Conexiones de Tubería de Perforación durante el Control de la Presión

El control de la presión durante las conexiones se emplea cuando el pozo debe ser perforado con una presión constante en un punto de interés dentro del pozo. Cuando las bombas son apagadas para una conexión, se pierde la presión por fricción en el espacio anular y decrece la presión en el pozo. En este caso, la pérdida de fricción es compensada al añadir contrapresión en la superficie. A diferencia de la perforación convencional, donde el perforador apaga las bombas instantáneamente, en el MFC el perforador debe seguir un número predeterminado de pasos y llevar la operación de las bombas de acuerdo a un programa establecido. Mientras tanto, el sistema de Perforación Segura monitorea la velocidad de las bombas y ajusta simultáneamente la contrapresión superficial automáticamente para mantener la presión del pozo dentro del rango de tolerancia. El control de la presión durante las conexiones generalmente tiene dos aplicaciones comunes: Primero, se utiliza para compensar la pérdida de sobre balance en el pozo cuando se utiliza una densidad de lodo bajo balanceada a condiciones estáticas. Segundo, se utiliza para minimizar los cambios de presión en el agujero abierto o en el punto de interés cuando la principal preocupación es el baloneo, la inyectividad del fluido o la inestabilidad del pozo.

Monitoreo de las Manifestaciones/Pérdidas Mientras se Perfora con Contrapresión

El monitoreo del gasto durante el control de la presión es esencial para asegurar la integridad del pozo y la migración de los fluidos de la formación al pozo. Una aplicación de presión de fondo del pozo constante puede mitigar muchos de los problemas de perforación en la mayoría de los casos. Por otra parte, un incremento en la contrapresión superficial cambiará el perfil de presión del pozo y puede llevar a tener pérdidas de lodo, si es que se excede el gradiente de fractura de cualquiera de las formaciones por las que atraviesa el pozo. El monitoreo del gasto mejora la calidad del control de la presión y asegura que la operación sea hecha de manera segura dentro de la ventana operacional establecida.

Prueba de Integridad de la Formación Mientras se Perfora

Las Pruebas de Integridad de la Formación (FIT) o las Pruebas de Leak-Off (LOT) comúnmente son realizadas al nivel de la zapata de la tubería de revestimiento después de haber perforado unos cuantos pies dentro de la formación. En la mayoría de los casos, se espera que la zapata de la tubería de revestimiento sea el punto más débil en el agujero abierto. Sin embargo, debido a arreglos geológicos complejos, fracturas naturales o formaciones no consolidadas en el agujero abierto, algunas veces las pérdidas de lodo (desde una simple filtración hasta llegar a una situación de pérdida total) se experimentan a presiones por debajo de las presiones registradas en la zona de la zapata en un LOT o en una FIT. El sistema de Perforación Segura permite que se puedan llevar a cabo pruebas dinámicas de Leak-Off mientras se perfora, empleando el control automático

de presión y la capacidad de monitoreo del sistema, por lo que se evita el NPT asociado a las pruebas de este tipo. Para hacer la prueba dinámica, la contrapresión se incrementa en etapas mientras se monitorea el gasto de entrada y el gasto de salida del pozo. El operador puede decidir llevar el proceso en todo momento al punto de Leak-Off o probar el agujero abierto a una cierta presión. El empleo de la FIT mientras se perfora es útil para probar la integridad de la formación cuando se planea aumentar la densidad del lodo de perforación, por lo que la prueba puede realizarse antes de realizar el incremento de densidad.

La siguiente tabla muestra la comparación de las principales características de la Perforación Bajo Balance, la Perforación Convencional y la Perforación Segura.

Características	Perforación Bajo Balance	Perforación Convencional	Perforación Segura
Pozo cerrado en todo momento	Si	No	Si
Producción de los fluidos del yacimiento mientras se perfora	Si	No	No
Medición de los gastos de entrada y de salida en el pozo	Si	Si	Si
Medición del gasto másico de entrada	No	No	Si
Medición del gasto másico de salida	Si	No	Si
Dispositivo de control de presión/flujo en la línea de retorno	Si	No	Si
Retorno de flujo ajustado automáticamente de acuerdo al balance másico	No	No	Si
Desgasificador en la línea de retorno	Si	No	Si
Detección rápida y adecuada de manifestaciones de la formación	N/A	No	Si
Detección en tiempo real ¹ de manifestaciones/perdidas mientras se perfora	No	No	Si
Puede utilizar datos de entrada para detectar manifestaciones o pérdidas	N/A	No	Si
Ajuste instantáneo de la presión de fondo del pozo ² en superficie con pequeñas acciones	No	No	Si
Tres barreras de seguridad mientras se perfora (BOP, RCD y el múltiple para MPD)	No	No	Si
Determinación adecuada de la presión de poro y la presión de fractura mientras se perfora	No	No	Si
Puede mantener una presión constante en el fondo del pozo durante las conexiones y los viajes	No	No	Si
Control inmediato del pozo en caso de un brote	N/A	No	Si
Puede ser utilizado para perforar completamente el pozo	No	Si	Si
Puede ser utilizado para perforar de manera segura dentro de un margen muy estrecho de presión de poro y presión de fractura	No	No	Si

Donde N/A significa que no es aplicable. Los superíndices hacen referencia a lo siguiente:

1. *Tiempo Real* es la determinación de la presión de poro y de la presión de fractura en el momento en que ocurre un micro flujo de fluidos de la formación hacia el pozo o una micro pérdida de lodo de perforación.
2. El caso de la Perforación Bajo Balance considera flujo de dos fases, que es la aplicación más común de este tipo de sistema de perforación.

2.5.5 Impacto en la Industria

La Perforación Segura ha tenido y tendrá un impacto significativo en la industria de la perforación en tres aspectos importantes: la seguridad, el diseño del pozo y los costos.

Seguridad: El sistema proporciona un método revolucionario para detectar y automáticamente controlar y circular hacia afuera del pozo las manifestaciones de fluidos de la formación. La detección temprana reducirá substancialmente el riesgo de brotes, incluso cuando los fluidos de la formación se encuentren a poca profundidad, en donde se requiere una acción rápida en la detección y el control de brotes.

Diseño del pozo: Esta tecnología permite que los pozos sean diseñados para sacar ventaja de la gran capacidad que brinda para perforar con amplias tolerancias al brote. Muchos pozos son interrumpidos debido a que no cuentan con un margen de seguridad suficiente para proseguir con la perforación. Cuando el margen es reducido, se deben hacer excepciones en los lineamientos de seguridad para permitir proseguir con estos pozos, incrementando significativamente los riesgos. Los volúmenes de 25 [bls], 35 [bls] e incluso 50 [bls] se utilizan como márgenes de seguridad comunes para el cálculo de la tolerancia al brote.

Este sistema permite reducir los volúmenes para calcular los márgenes de seguridad a menos de 5 [bls], dando como resultado el mejoramiento del diseño del pozo y permitiendo que las tuberías de revestimiento puedan ser asentadas a diferentes profundidades. Gracias a esto último, en algunos casos se pueden eliminar una o más etapas de tuberías de revestimiento.

Generalmente los pozos se diseñan utilizando ventanas operacionales de presión de poro y presión de fractura predichas mediante métodos de ingeniería de perforación, por lo que el programa de perforación difícilmente acepta grandes discrepancias entre los valores predichos y los valores observados que se obtienen cuando la perforación está en marcha. La Perforación Segura con MFC detecta y permite que haya desviaciones de los valores reales respecto a los valores esperados con la finalidad de que cualquier evento inesperado sea controlado inmediatamente.

Ahorro en los costos: La Perforación Segura tiene un gran impacto positivo en los costos. Un estudio llevado a cabo en pozos en aguas someras en el Golfo de México mostro que más del 30% del Tiempo No Productivo puede ser reducido al utilizar este sistema. Esta cifra podrá ser más alta en áreas con un comportamiento de las presiones de poro y fractura más complejo y con ambientes geológicos más complejos. La reducción en los costos y la eliminación potencial de etapas de tuberías de revestimiento representa además un gran ahorro en los costos.

2.5.6 Historia de Caso

En los primeros pozos perforados por las compañías Petrobras y Chevron usando este sistema, los resultados confirmaron la precisión de las mediciones de flujo y presión, identificadas previamente durante pruebas en una instalación de investigación, usando fluidos de perforación base agua y base aceite. La Figura 2.53 muestra la pantalla principal del sistema de control con un mensaje de advertencia mostrando la detección de una manifestación de fluidos de la formación y el comportamiento de las presiones antes y después de que la manifestación se presenta y es controlada. Hay que observar que el estrangulador fue cerrado inmediatamente después de la detección de la manifestación, la cual se hace comparando el flujo de entrada y el flujo de salida en el pozo, lo cual es mostrado en las gráficas de la parte izquierda. En la parte central es posible notar

el incremento de la contrapresión superficial para incrementar la presión de fondo para traer el flujo de salida del pozo de vuelta a su condición normal, la cual es, para este caso en particular, igual al flujo de entrada. Como puede verse, el proceso toma menos de 3 minutos.

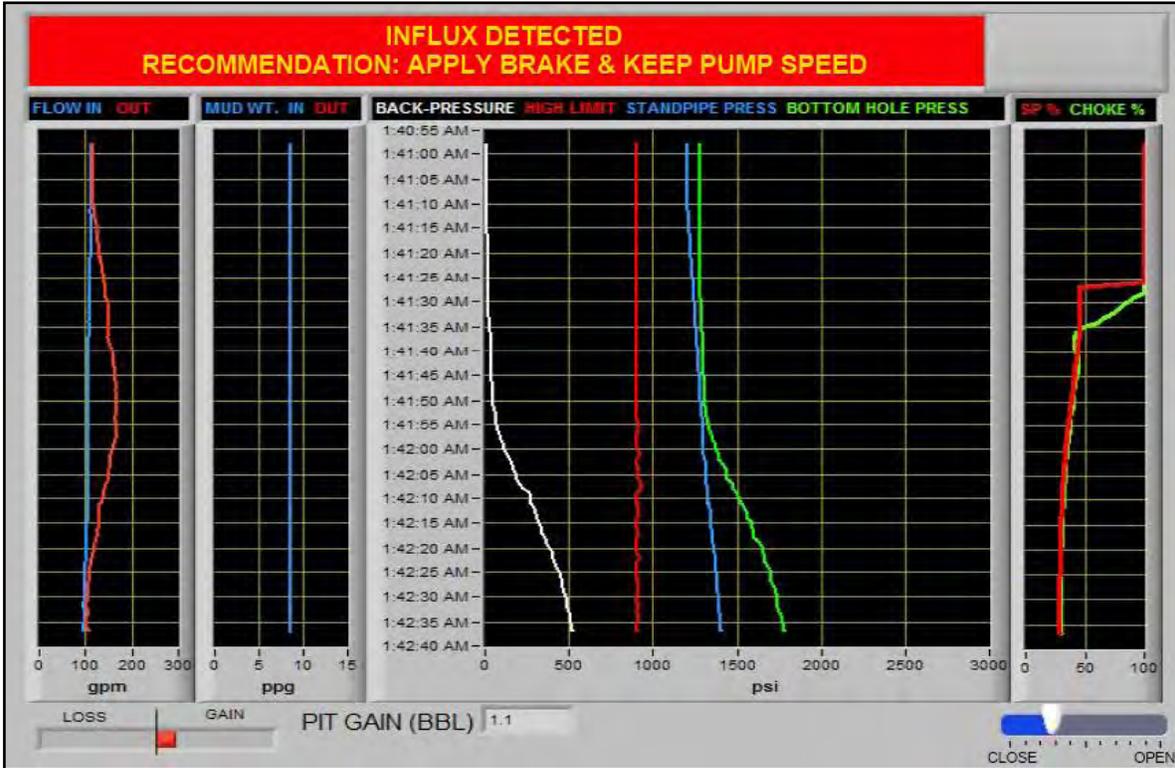


Figura 2.53 El panel principal del sistema de control advirtiendo la detección de una manifestación de fluidos de la formación.

La detección de una manifestación cuando se tiene lodo base aceite es igual de precisa a cuando se tiene un lodo base agua. La detección de manifestaciones en fluidos base aceite y base sintética ha sido de principal importancia para la industria durante varias décadas. Debido a la solubilidad del gas en los fluidos de perforación a base de hidrocarburos, la detección de manifestaciones puede retrasarse considerablemente y las operaciones de control de pozo se turnan más complicadas. Los resultados de la simulación de manifestaciones de gas en fluidos a base de hidrocarburos realizada para la compañía Transocean por Sidekick™ han mostrado que cuando se tiene menos de 1 [bls] de flujo de gas de la formación no existe mucha diferencia entre la ganancia que se tiene en la presa de lodo utilizando lodo base agua o lodo base aceite. Debido a que el sistema de Perforación Segura detecta manifestaciones de fluidos menores que 0.5 [bls], es quizá más de dos veces mejor que los métodos convencionales. Esto explica la capacidad del sistema para detectar las manifestaciones de fluidos de la formación con la misma eficacia y respuesta ya sea en el caso de tener lodo base agua o lodo base aceite (Santos *et al.*, 2007).

La capacidad del sistema para mostrar la presencia de un micro flujo de fluidos de la formación se ilustra claramente cuando la tubería se está retirando o bajando al pozo y el flujo de salida indica un cambio en el volumen conforme la junta de la tubería pasa a través del Dispositivo de Control Rotatorio (Santos *et ál.*, 2007).

Mientras se perforaban los primeros pozos, el sistema demostró que los eventos eran detectados e identificados más rápidamente que con el equipo convencional. Dichos eventos fueron también confirmados por medio de resultados de mediciones convencionales al lodo, pero con un retraso significativo. La detección temprana de eventos es necesaria para evitar el NPT.

El evitar condiciones en donde el pozo tiene que ser cerrado en numerosas ocasiones para identificar y cuantificar eventos de flujo y el evitar la pesca de la tubería de perforación debido a un pegamiento diferencial fueron identificados como algunas de las ventajas del Sistema MFC.

Una comparación directa entre las presiones de fondo del pozo medidas con una herramienta PWD y los datos adquiridos en superficie con el sistema de Perforación Segura mostró que los datos más adecuados son los datos adquiridos por este último. En un pozo, las manifestaciones fluidos de la formación fueron claramente detectadas cuando se detenían las bombas para hacer conexiones, indicando un bajo balance cuando se estaba a condiciones estáticas. Estos eventos fueron utilizados para manejar el incremento en la densidad del lodo. La Figura 2.54 muestra una manifestación de fluidos de la formación detectado en tiempo real cuando las bombas fueron apagadas durante una conexión. Hay que observar que el flujo de salida se redujo después de que se apagaron las bombas, pero tuvo un leve incremento, lo cual no es el comportamiento normal.

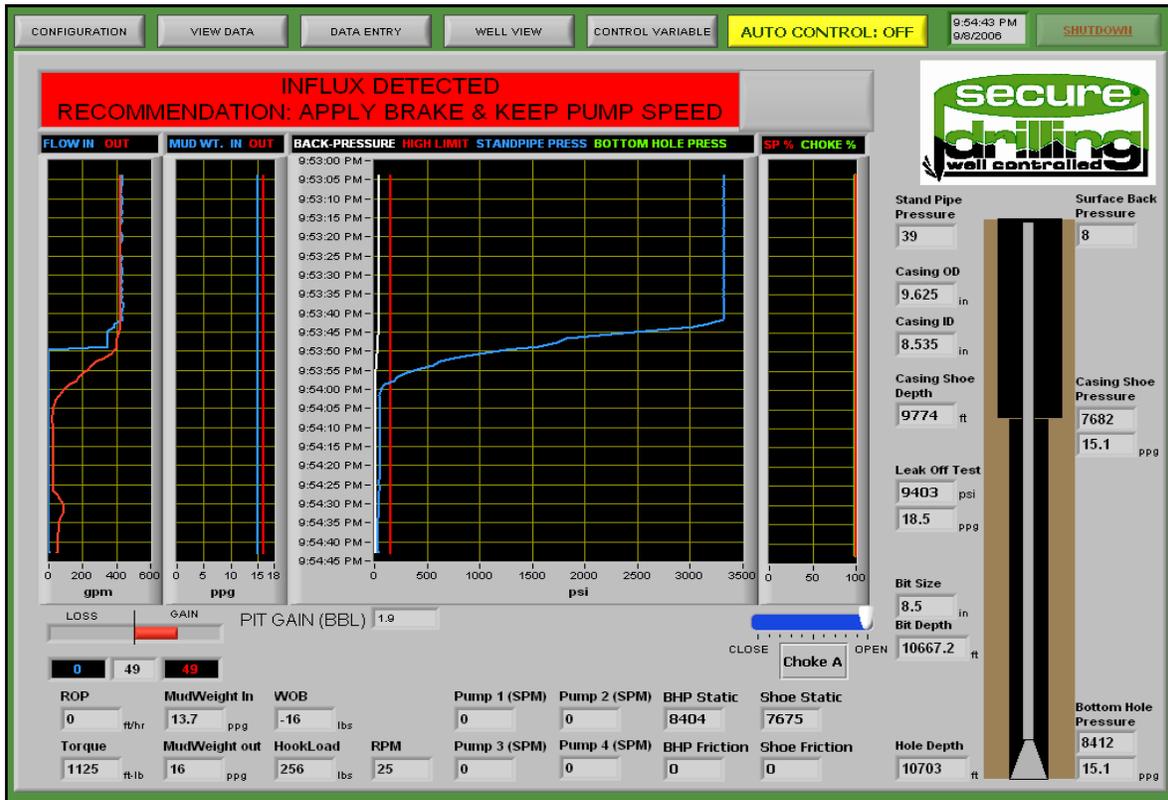
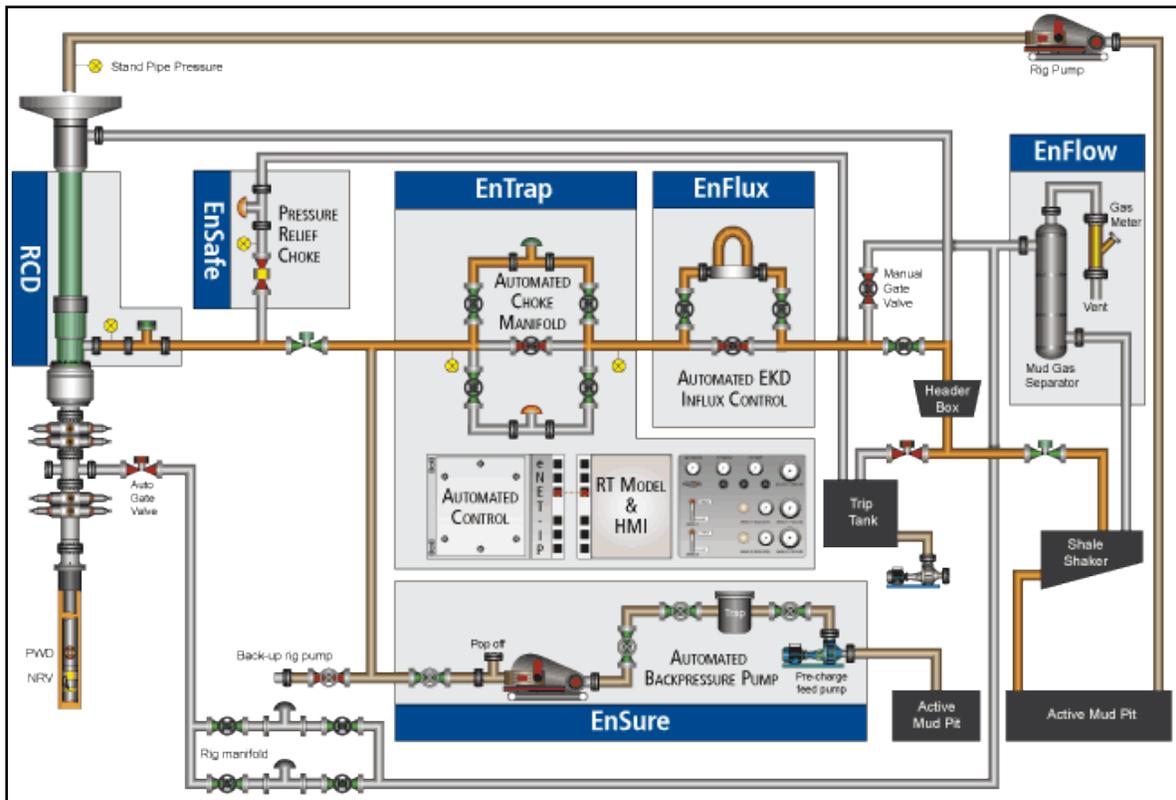


Figura 2.54 Se detecta un brote en tiempo real con las bombas apagadas.

3 Selección de Pozos Candidatos a ser Perforados con Manejo de Presión en el Espacio Anular



*Esquema del Sistema DAPC para MPD con Presión de Fondo Constante (Smith @Blance)

3.1 Introducción

La Perforación con Manejo de Presión es una de las más recientes tecnologías empleada para perforar pozos que no pueden ser perforados utilizando tecnologías convencionales, debido a que esos objetivos de interés se encuentran a mayores profundidades, en yacimientos depresionados o tienen ventanas operacionales muy estrechas.

MPD es el nombre de una colección de tecnologías de diversa índole, ya sean nuevas o modificadas, las cuales se conocen como variaciones o métodos de MPD, y están diseñadas para lograr un propósito específico, resolver un problema de perforación en particular o cumplir con un proyecto determinado. Por ejemplo, la MPD puede ser aplicada para propósitos tales como reducir el número de etapas de tubería de revestimiento o para no dañar una sección en particular del pozo, brindando la posibilidad de resolver los problemas que se encuentran al perforar a través de ventanas operaciones estrechas o en zonas con pérdida de circulación, cumpliendo con los requisitos de calidad, tiempo y seguridad. En general, se puede decir que la MPD ayuda al operador a llevar a cabo el diseño óptimo del pozo, sin desviarse a causa de los sucesos que se presentan durante la operación común de la perforación (brotes, pegamientos, etc.).

Con el crecimiento de los problemas de perforación y el incremento de proyectos de perforación complejos, muchos proyectos lucen aptos para ser candidatos a una aplicación potencial de MPD. Sin embargo, aunque la MPD se ajusta a muchos de estos escenarios, no todos los proyectos requieren MPD. Puede ser que algunos proyectos solo necesiten cambios en el diseño de las tuberías de revestimiento, un mejor análisis hidráulico o modificaciones en la reología del lodo, o simplemente equipo y herramientas de perforación de mayor capacidad. Para ayudar a decidir la factibilidad o redundancia de la MPD en el proyecto que se esté considerando se debe tener un proceso de selección preliminar, el cual debe considerar todas las alternativas antes mencionadas.

Por lo tanto, antes de decidir utilizar la MPD para un proyecto en específico, es necesario realizar una detección preliminar o proceso de selección de candidatos. Este capítulo describe los aspectos clave de la selección de pozos candidatos a MPD y la factibilidad de la aplicación de algún método. El capítulo no es exhaustivo y el proceso de selección de candidatos es único para cada proyecto.

3.2 Selección de Candidatos y Estudio de Factibilidad

El proceso de selección de candidatos a MPD y el estudio de factibilidad son procesos de detección muy similares que finalmente determinan la utilidad de la MPD para un proyecto en específico. En la selección de candidatos se debe contar con los perfiles y características de los pozos que desean ser perforados empleando alguna variedad de MPD. Quizá existan pozos que después de ser analizados lleven a la conclusión de que no necesitan MPD o que no son aptos para ser perforados con MPD. En la selección de candidatos, la MPD es el foco del análisis.

En un estudio de factibilidad, la MPD generalmente es una de las muchas opciones consideradas o evaluadas para el proyecto. El proyecto y sus objetivos tienen una precedencia más alta que el tipo de proceso por ser seleccionado. La MPD es seleccionada o descartada al final del estudio. Los yacimientos, los pozos, o el campo son el centro análisis en el estudio de factibilidad.

3.3 ¿Qué es la Selección de Candidatos a MPD?

En pocas palabras, el proceso de selección de candidatos para aplicar la MPD es un proceso de detección preliminar que determina los pozos potenciales (o candidatos) que requieren de la aplicación de MPD. Este proceso decide en última instancia si la MPD es adecuada o requerida para cumplir con los objetivos del proyecto.

El proceso de selección de candidatos a MPD es un proceso que entiende o establece el propósito principal del proyecto, procura e investiga los datos requeridos al llevar a cabo el análisis hidráulico del pozo, identifica una variación adecuada de MPD, sugiere como implementarla, determina la viabilidad de cada método o de sus alternativas, y opcionalmente designa el equipo requerido, su disponibilidad y los procedimientos involucrados en la ejecución de la MPD.

3.4 Pasos Involucrados en la Selección de Candidatos

Los pasos involucrados, ya sea en la selección del candidato o en el estudio de factibilidad, se pueden dividir en las siguientes categorías principales:

- Definir, identificar y establecer el propósito del estudio.
- Obtención de la información.
- Desarrollar el análisis hidráulico.
- Seleccionar el método.
- Determinar la viabilidad de la MPD utilizando datos económicos de un caso preliminar (opcional).
- Recomendación del equipo requerido (opcional).
- Desarrollar un análisis de identificación y manejo de riesgos (opcional).

3.4.1 Propósito del Estudio

Antes que nada, es importante establecer las razones detrás de un proyecto o estudio. Esto ayuda a establecer las restricciones y los factores clave para el proceso de selección, y por lo tanto, ayuda a definir sus objetivos. Debido a lo anterior, este debería de ser el primer paso en el proceso de selección. Las restricciones del proyecto, tales como las relacionadas a la calidad, tiempo (programado), dinero y disponibilidad de recursos, así como el equipo requerido de MPD y la experiencia, son aspectos importantes que pueden determinar la dirección que tomará el estudio. Entre las restricciones de calidad se puede incluir una invasión mínima a la formación, eliminar una etapa de tubería de revestimiento, o eliminar los problemas e incidentes relacionados a la perforación. Respecto a las restricciones de tiempo, se pueden encontrar la necesidad de perforar un pozo antes del tiempo establecido para mantener los derechos legales sobre el área de explotación, cumplir con las regulaciones de seguridad, salud y protección ambiental, o cumplir con los objetivos y las políticas de la empresa. Contar con un límite máximo de fondos o un presupuesto fijo son ejemplos de restricciones económicas.

La disponibilidad del equipo para MPD, la experiencia requerida en el personal, los equipos de perforación (tanto de tierra como marinos) y otros recursos de la MPD pueden llegar a ser cruciales y determinar la dirección del proyecto.

3.4.2 Obtención de la Información

La obtención de la información es quizás el aspecto más importante de todo el proceso. Sin la información adecuada, el resultado del proceso puede turnarse dudoso. Cada elemento de información omitido introduce error adicional dentro del análisis, debido a que cada elemento faltante representa tener que hacer una suposición.

3.4.2.1 Parámetros Esenciales

Mientras que generalmente es mejor contar con más información, en este caso tener demasiada información puede llevar a la confusión y resultar en un proceso de selección incomodo e inefectivo. Sin embargo, cada análisis de pozo candidato requiere una mínima cantidad de datos para obtener una evaluación razonable. Los parámetros esenciales incluyen lo siguiente:

- Regímenes de presión:
 - P_p y P_f .
 - Los límites de estabilidad de la formación (P_{wbs} , P_{ds} y P_{ls}).
 - Límites de trabajo o de operación deseados (en caso de que sean diferentes a la P_p , P_f o a los límites de estabilidad).
- Las cuestiones o problemas de perforación que hay que superar.
- Detalles del ensamble de conexiones de fondo (BHA) y de la sarta de perforación.
 - Alternativas de tubería de perforación disponibles en el equipo o con el contratista de perforación.
 - Diseño detallado del BHA.
- Diseño y propiedades del lodo de perforación: Tipo de lodo (base agua, aceite o sintético) y sus propiedades reológicas.
- Geometría del pozo:
 - Detalles del diseño de las tuberías de revestimiento, especialmente los detalles de las más profundas.
Diámetros del agujero descubierto que estarían expuestos al proceso de MPD en el intervalo en cuestión.
 - Diseño direccional del pozo (en caso de que el objetivo de interés lo requiera).

Regímenes de Presión

Los datos de P_p , P_f y de los límites de estabilidad definen la ventana de presiones o envolvente de operación para el proyecto. Esta información es requerida para el análisis hidráulico

y para determinar la utilidad de la MPD para el proyecto. La P_p , P_f , P_{wbs} , P_{ls} , las consideraciones de seguridad y los requerimientos de las agencias reguladoras algunas veces pueden dejar una ventana operacional muy estrecha para la perforación. Mantener un margen de seguridad en la ventana operacional de 0.5 [lb/gal] es generalmente considerado una regla de “dedo” para las operaciones convencionales. Si no se conocen las presiones que serán manejadas, el manejo de presión sería casi imposible.

Problemas de Perforación

Conocer el tipo de problema de perforación ayuda al mejoramiento del diseño del comportamiento reológico del lodo y a comprender los regímenes de presión en el pozo. Esta información ayuda además a identificar los detalles que se tienen que observar durante las simulaciones de hidráulica, identificar la variación de MPD requerida, y ayudar en la selección del equipo. La identificación apropiada de los problemas de perforación durante el análisis puede generar una solución que sea más sencilla y menos costosa de implementar que alguna variación de la MPD.

Detalles de la Sarta de Perforación y del BHA

El diseño de la sarta de perforación y del BHA determina la holgura disponible en el espacio anular y por lo tanto las fuerzas de fricción anular. Esta información es una parte importante de los cálculos de hidráulica. EL BHA puede generar una caída de presión considerable en las secciones donde el agujero es muy estrecho y afectar la presión de fondo del pozo, así como los requerimientos y rangos de presión superficial.

La descripción de la sarta de perforación y del BHA asiste en la evaluación del bombeo de lodo y en otros requerimientos de inyección. Si el equipo de perforación o el contratista de perforación son seleccionados antes del análisis, quizá sea necesario conseguir algunos aditamentos adicionales para la sarta y el BHA. Sin embargo, comúnmente el análisis de MPD es realizado antes de la selección del equipo de perforación, y uno de los resultados del análisis puede ser un diseño mejorado de la sarta de perforación y del BHA. Independientemente de si es un dato de entrada o un resultado del análisis, las especificaciones de las herramientas de perforación tienen un efecto mayor en la hidráulica del que frecuentemente se suele suponer.

Diseño y Propiedades del Lodo de Perforación

El tipo de fluido de perforación y sus propiedades reológicas son factores clave para la simulación de la hidráulica. Los datos de entrada del lodo (regularmente los obtenidos con un viscosímetro rotacional) afectan el punto de cedencia (τ_0), la viscosidad (μ), la viscosidad plástica (μ_p), el índice de comportamiento de flujo (n) y el índice de consistencia (K) del lodo, afectando por consecuencia la BHP, la presión del espacio anular en cualquier punto a lo largo del pozo y determina los requerimientos de contrapresión adicional en la superficie.

Al reunir los detalles de las propiedades del lodo, es preferible contar con *datos crudos* (aquellos adquiridos directamente en la fuente sin haber sido manipulados o procesados antes) en lugar de los datos comúnmente reportados. Normalmente, los datos disponibles podrían ser encontrados en un reporte de lodo en sitio, descritos en forma de τ_0 y μ_p . Debido a la naturaleza de la presión por fricción generada cuando el lodo es circulado a través del pozo, es importante un valor adecuado para τ_0 .

Desafortunadamente, debido a la naturaleza de los cálculos en campo de las propiedades del lodo, no es muy probable obtener un valor adecuado de τ_0 . En este caso, las lecturas del viscosímetro Fann son preferibles. En el caso de sistemas de lodo compresibles, incluyendo lodos a base sintética, los datos del viscosímetro Fann también son preferibles, debido a que cubren un amplio rango de condiciones de presión y temperatura.

Las propiedades reológicas de los fluidos de perforación juegan un papel muy importante en el manejo de la presión del pozo. La mayoría de los fluidos de perforación (base agua, aceite o sintético) tienen un punto de cedencia diferente de cero. Un punto de cedencia diferente de cero ocasiona un brinco repentino de presión cuando el fluido empieza a moverse (incremento de presión) o cuando el fluido está cerca a parar de moverse (decremento de presión).

El término de punto de cedencia, τ_0 , es usado para nombrar la intersección de la gráfica de esfuerzo cortante (τ) contra velocidad de corte (γ) con el eje del esfuerzo cortante (ordenada). Por ejemplo, τ_0 es el esfuerzo cortante a una velocidad de corte igual a cero, como se muestra en la Figura 3.1.

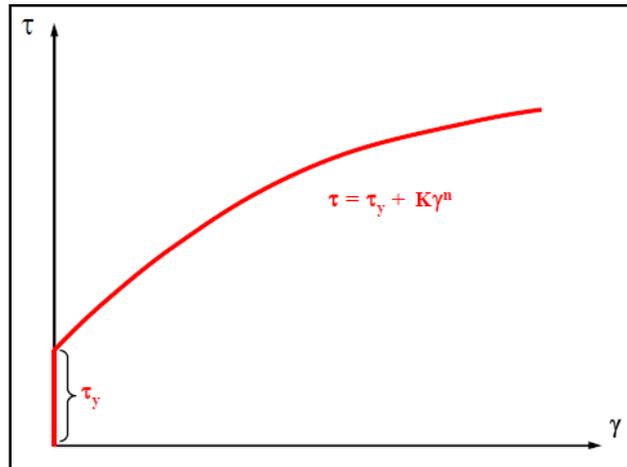


Figura 3.1 Modelo reológico Herschel-Bulkley, donde se muestra un punto de cedencia diferente de cero.

Algunos fluidos (como aquellos que tienen comportamiento Newtoniano o de Ley de Potencias) intersecan el eje del esfuerzo cortante en el origen, donde $\tau_0 = 0$. Sin embargo, la mayoría de los fluidos de perforación son no-Newtonianos, y por consiguiente, tienen un punto de cedencia diferente de cero. El término τ_0 fue introducido por primera ocasión en el modelo plástico

de Bingham. Posteriormente fue utilizado en conjunto con el modelo de Herschel-Bulkley (también conocido como modelo de Ley de Potencias Modificado).

Históricamente, el valor de τ_0 ha sido estimado de la siguiente manera:

$$\tau_0 = \theta_{300} - \mu_p$$

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$$

donde θ_{600} es la lectura del viscosímetro Fann a 600 [rpm] y θ_{300} es la lectura a 300 [rpm]. Esta aproximación ha sido utilizada debido a las capacidades de los viejos viscosímetros en campo y por la necesidad de un método rápido y fácil de estimar la reología del lodo. Desafortunadamente, a excepción de pocos casos, este valor por lo general está muy sobreestimado. Debido a que el punto de cedencia está definido como el esfuerzo cortante a una velocidad de corte igual a cero, este puede ser mejor calculado utilizando velocidades de corte menores en el viscosímetro Fann, y cuando se calcula correctamente, deberá dar un valor ligeramente menor que la lectura obtenida a una velocidad de corte de 3 [rpm].

Generalmente, se asume que el modelo de Herschel-Bulkley representa de mejor modo el comportamiento reológico de los fluidos de perforación que cualquiera de los otros modelos utilizados. El modelo de Herschel-Bulkley se representa por la siguiente ecuación:

$$\tau = \tau_0 + K\gamma^n$$

Como se indica en el modelo, con la finalidad de que el fluido se mueva τ debe de ser mayor a cero y mayor a τ_0 , ya que cuando el esfuerzo cortante es menor al punto de cedencia, el fluido se comporta como un sólido. Las oscilaciones en la presión del pozo debidas al punto de cedencia deben ser monitoreadas cuando se hace una conexión y también cuando se hacen viajes hacia el interior o hacia afuera del pozo. En el Anexo 2 se detallan de mejor manera los modelos reológicos empleados comúnmente en los fluidos de perforación, incluido el modelo de Herschel-Bulkley que se ha recomendado en esta sección.

Geometría del Pozo

El diseño, las dimensiones, profundidad y las propiedades de la TR expuesta a la operación potencial de MPD son información importante para las simulaciones de hidráulica. La información mencionada ayuda a comprender la geometría del agujero entubado. Los rangos de resistencia a la presión interna y al colapso pueden proporcionar la presión de operación máxima permisible dentro de la tubería de revestimiento, lo cual es otro factor de importancia para el diseño hidráulico.

Igualmente, el diámetro de cualquier sección del agujero abierto expuesto a la circulación del fluido de perforación es importante. Los datos de diámetro del agujero abierto deben de incluir información de los derrumbes en las paredes del pozo, especialmente porque se sabe que tales datos son de consideración mientras se perfora.

Los detalles direccionales también son importantes, en especial lo que respecta a la diferencia entre la profundidad vertical verdadera (TVD) y la profundidad medida (MD). Un error

común en el análisis de la MPD es la suposición de que este efecto no es importante. Sin embargo, la fricción por circulación es altamente dependiente de la MD, mientras que la contrapresión del espacio anular y la presión hidrostática son dependientes solamente en la TVD.

3.4.2.2 Parámetros Auxiliares y Opcionales de MPD

Estos parámetros no son esenciales, pero describen los elementos adicionales que ayudan a mejorar el diseño del programa de MPD y pueden sugerir cambios y posibles contingencias de antemano. Los parámetros opcionales incluyen:

- Datos de pozos de correlación, los cuales ayudan a estimar el tiempo de perforación requerido, a predecir los posibles problemas de perforación, a estimar el número de etapas de tubería de revestimiento requeridas, y a predecir las variaciones de presión en el pozo, tales como las zonas de presión anormal.
- Información del equipo de perforación, la cual incluye el tipo de equipo, su capacidad de potencia, el espacio disponible, y la distribución del equipo. Esta información es útil para el diseño y ejecución de un proyecto de MPD:
 - El espacio en el equipo de perforación y la distribución de este determinan el espacio para el equipo de MPD adicional, además de su posicionamiento y conexión con el equipo de perforación. Un espacio reducido puede limitar el uso de equipo específico de MPD o reducir su capacidad, lo cual algunas veces resulta en una menor flexibilidad en la ejecución de la MPD.
 - Las presas de lodo del equipo y su capacidad ayudan a determinar el número de lodos que se pueden utilizar en el diseño. Los equipos pequeños podrían no ser aptos para proporcionar los múltiples cambios de lodo que se requieren para algunas operaciones de MPD.
 - Rangos de potencia disponibles en el equipo, capacidad de las bombas de lodo y la capacidad de bombeo auxiliar disponible son otros aspectos que afectan el proceso de ejecución de la MPD y, por lo tanto, la selección de los métodos y variaciones de MPD.
- Detalles completos del diseño de las tuberías de revestimiento del pozo, los cuales ayudan a encontrar la manera de eliminar una etapa de tubería mediante la MPD y sirven para verificar la integridad del diseño de las tuberías de revestimiento preexistentes o de las tuberías de revestimiento diseñadas para la sección antes del intervalo considerado para MPD.

3.4.3 Análisis Hidráulico

El análisis hidráulico es hecho para determinar las caídas de presión por fricción, los cambios en la ECD y el peso del lodo que se requiere para perforar el intervalo dado. Los resultados ayudan a determinar si la MPD se puede utilizar para permanecer dentro de los límites de presión y reunir los objetivos de perforación del proyecto. La industria cuenta con modelos computarizados y software disponible para desarrollar el análisis y los cálculos de la hidráulica en el pozo. Es

recomendable un software que incorpore los efectos de la temperatura y la compresibilidad del lodo, ya que brinda resultados más adecuados.

El análisis hidráulico preliminar generalmente consume mucho tiempo. La mayoría de estas simulaciones están basadas en muchos parámetros desconocidos y supuestos. Inicialmente, los rangos de operación de los diferentes parámetros, como la *BHP*, la presión del espacio anular, la ECD y la presión superficial, se determinan para diferentes propiedades del lodo, contrapresiones y profundidades. Estos resultados son comparados con la ventana operacional y con las restricciones que se tengan. Basados en esta información, se puede seleccionar a una compañía proveedora que pueda brindar un lodos de perforación que reúna los requerimientos del proyecto. Las propiedades del lodo de perforación seleccionado son entonces afinadas para obtener el escenario más benéfico de la operación.

Los parámetros importantes a observar durante estas simulaciones son:

1. La ECD con y sin recortes.
2. Los requerimientos de contrapresión mientras se perfora, durante las conexiones, o cuando se hacen viajes de la sarta.
3. La limpieza del pozo.
4. La proximidad del perfil de presión anular al perfil de la P_p y de la P_f durante la perforación, los viajes, y mientras se hacen conexiones.

3.4.4 Selección del Método

Actualmente, y como ha podido ser comprobado en el capítulo 2, muchas variaciones de MPD están disponibles en la industria de la perforación. Cada una de estas variaciones de ajusta a un escenario específico y resuelve los problemas asociados con dicho escenario, haciendo la selección del método de MPD apropiado algo evidente. Estas variaciones pueden ser ejecutadas utilizando uno o más métodos, los cuales involucran el uso de diferente equipo y procedimientos de operación. Sin embargo, en última instancia, la selección de un método de MPD depende de:

- El análisis hidráulico.
- Las condiciones y restricciones del equipo de perforación y de las herramientas de perforación, el operador del proyecto y la agencia regulatoria.
- La viabilidad de la opción.
- La disponibilidad del equipo de MPD.
- La disponibilidad de personal apropiado (personal entrenado).

Para un análisis preliminar, como una selección de candidato o estudio de factibilidad, se recomienda enlistar todos los métodos posibles y comparar sus ventajas y desventajas, a menos que algunas restricciones definidas lleven a la selección en particular de un método. Algunas veces, la selección del método se realiza en una etapa posterior, después de que se ha tomado la decisión de utilizar la MPD para perforar alguna etapa del pozo, y como puede concluir, en esta etapa se tienen mayores detalles acerca de la planeación y ejecución de la MPD. En este último caso, la selección del método de MPD puede hacerse contando con mejores parámetros como datos de entrada.

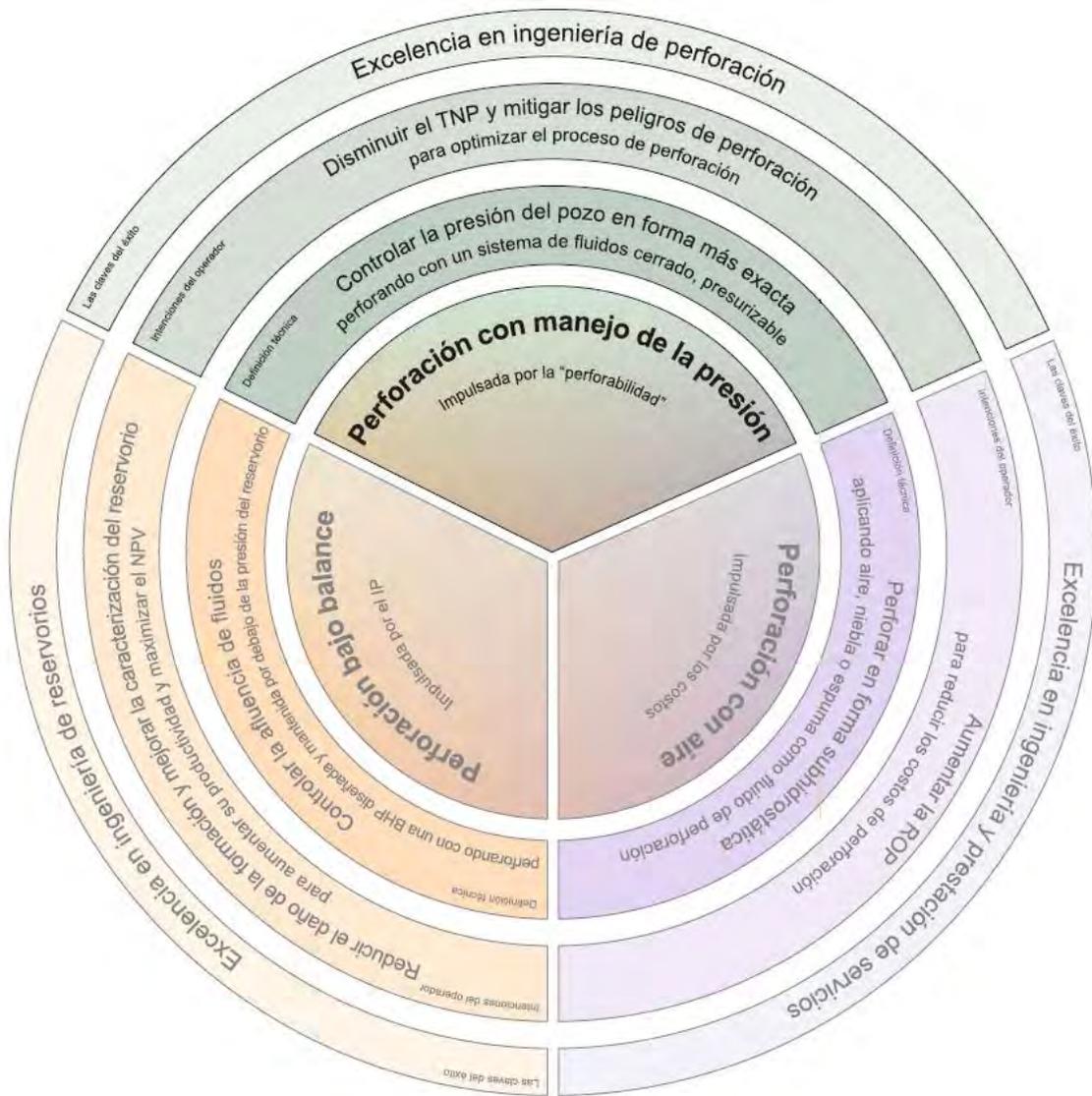


Figura 3.2 Rueda de Selección para MPD, UBD y AD.

La Figura 3.2 muestra la rueda de selección para proyectos de perforación con control de presión no convencional. Es posible reafirmar que la selección de algún método de MPD está impulsada principalmente por las cuestiones relativas a la “perforabilidad”, lo que refiere a que la MPD está centrada en solventar los problemas más comunes durante la perforación. Como se ha comentado en el capítulo 1, la MPD acarrea diversos beneficios, todos ellos enfocados en hacer más seguros y eficaces los trabajos de perforación. Sin embargo, adicionalmente al mejoramiento del proceso de la perforación, la MPD también puede acarrear beneficios a nivel yacimiento, debido a que la perforación se realiza con un sobre balance menor.

Como ha sido mencionado, la industria cuenta con software especializado para determinar si un pozo es candidato a ser perforado con un método de MPD. La ventana típica de datos de entrada de un programa de selección tiene la siguiente estructura:

The screenshot displays a software interface for well selection, organized into several sections with input fields and dropdown menus:

- Header:** Fields for Field, Source, Reservoir, Source Contact, and Country (-Select-).
- Navigation:** Tabs for Underbalanced Drilling, Managed Pressure Drilling (highlighted), Air Drilling, and Summary.
- Well Geometry:** Proposed Start Depth (ft) and Proposed Finish Depth (ft).
- Mud Details:** Mud weight when drilling conventional (ppg), Ideal MPD Mud Weight (Water with Inhibitors=8.67 ppg) (ppg), and a dropdown for Weighting Agent.
- Lost Circulation:** Expected Lost Circulation Events Per Well and Average Duration Of Lost Circulation Event (hours).
- Differential Sticking:** Expected Differential Sticking Events Per Well and Average Downtime Due To A Differential Sticking Event (hours).
- Lost to Hole Event:** Expected LHM Events Due To Differential Sticking Per Well, Recovery NPT (hours), LHM NPT (hours), and Time spent side tracking, if any (hours).
- Wellbore Ballooning and/or fractures changing:** Likelihood of this event happening on your well (%) and average time associated (hours) if yes.
- Well Control:** Average Events Per Well and Average Duration Per Event [Hrs] for Gas Influx, Oil Influx, and Water Influx. Includes a radio button for H2S Present (Yes/No).
- Conventional Costs & Duration:** Total Drilling Operation Costs Per Day (\$/day) and Section Duration Without Events Occuring (days). Includes a radio button for multiple intermediate casings.

At the bottom, there is a **Calculate** button and a **Result** section with a color-coded scale from Negative Economics (red) to Positive Economics (green), with a **Break Even** point in the middle. A **Previous Results** tab is also visible.

Figura 3.3 Ventana típica de software especializado para selección de pozo candidato a MPD.

Regularmente, el software especializado determina a los pozos candidatos a ser perforados con MPD mediante el uso de tres módulos: tiempo, presencia de H₂S y el número de tuberías de revestimiento intermedias. La candidatura es primeramente determinada por la cantidad de tiempo que puede ser ahorrada por el uso de la MPD comparada con la perforación convencional. Los siguientes puntos son considerados para la comparación de tiempos entre la MPD y la perforación convencional:

- Tiempo requerido para la perforación convencional si no se tuviera presencia de problemas (T_{Conv}).
- Retrasos de tiempo debidos a baja ROP (ΔT_{ROP}).
- Retrasos ocasionados por riesgos en la perforación ocurridos durante la perforación convencional (ΔT_{Haz}).
- Tiempo adicional requerido cuando se usa algún método de MPD, resultante por la adición de complejidad operativa (ΔT_{MPD})

Un indicador de ahorro de tiempo puede calcularse de la siguiente forma:

$$\Delta T = \frac{\Delta T_{Haz} + \Delta T_{ROP} - \Delta T_{MPD}}{T_{Conv} + \Delta T_{Haz}} * 100$$

Un ΔT positivo indica que la MPD es benéfica para reducir el tiempo de perforación comparado con la perforación convencional. Los resultados pueden clasificarse en tres categorías: Primera, un ahorro de tiempo negativo indica que es preferible perforar de manera convencional. Segunda, un ahorro significativo indica que la MPD es más adecuada. Para la tercera categoría, hay ahorros de tiempo, pero no son tan significativos, por lo que más adelante debe hacerse otro estudio para escoger cuál es la mejor manera de perforar.

En adición al indicador de ahorro de tiempo, otros factores importantes son el H₂S y el número de etapas de TR intermedias. Si los fluidos de la formación tienen alto contenido de H₂S, es recomendable utilizar un método de MPD que haga que la perforación pueda ser ejecutada en un sistema cerrado, como lo son la CBHP y la MFC. Del mismo modo, con el manejo de presión en el fondo también se puede reducir el número de etapas de TR intermedia.

Variaciones y Métodos de MPD

Las descripciones más comúnmente aceptadas de las variaciones de MPD (ya revisadas a profundidad en el capítulo 2) incluyen:

- Variación de Presión de Fondo del Pozo Constante: aquí pueden considerarse el método de Sistema de Circulación Continua (CCS) y los métodos que consideran el uso de una contrapresión superficial, como la Perforación con Presión de Fondo Constante (CBHP) y la Perforación con Medición de Flujo (MFC)
- Variación de Perforación con Capa de Lodo (MCD): Capa de Lodo Flotante (FMCD) y Capa de Lodo Presurizada (PMCD).

- Variación de Doble Gradiente: Incluye el Sistema de Perforación con Levantamiento de Lodo Submarino (SMD) y otros sistemas que cuentan con una bomba submarina (comúnmente llamados sistemas de riser bajo, LRRS), además de la inyección de lodo ligero en el riser y el uso de esferas de vidrio para aligerar la columna de lodo en el riser (estos dos últimos métodos no están explicados en el capítulo 2, debido a que se hace un mayor enfoque a los sistemas que usan bomba submarina, que han resultado más exitosos). También se incluye el Sistema de Recuperación de Lodo Sin Riser (RMR) usado para la etapa superficial de los pozos en aguas profundas.
- Sistemas de perforación cerrados (HSE).

Descripción y Aplicación de las Variaciones y los Métodos

Las variaciones de los métodos de MPD utilizan equipo o procedimientos diferentes para conseguir el mismo resultado. Los métodos proporcionan flexibilidad y la capacidad de elección al operador si se opta por usar la MPD. Algunas situaciones donde estos métodos son aplicables se mencionaran a continuación.

La variación del método de presión de fondo constante se puede lograr por dos vías, ya sea utilizando el CCS o aplicando contrapresión superficial (mediante el equipo de CBHP o con el de MFC). El aplicar contrapresión superficial en el anular ayuda a mantener la misma *BHP* bajo condiciones estáticas y dinámicas, desapareciendo el decremento de presión por la pérdida de fricción que se da cuando se detienen las bombas de lodo, posibilitando tener mejores márgenes dentro de la ventana operacional. La aplicación de contrapresión requiere de equipo adecuado para operar a altas presiones. Sin embargo, en lugares donde el equipo no puede soportar grandes presiones o el riser que está siendo utilizado no está hecho para soportar dichas presiones, es preferible seleccionar el CCS. En el CCS el fluido de perforación esta siempre en circulación, por lo que no se requiere de ninguna contrapresión en la superficie. Con el CCS no se requiere que el equipo cuente con una presión de trabajo más alta para la aplicación del método de presión de fondo constante. Sin embargo, cuando se aplica contrapresión superficial se observa que se consume relativamente menos tiempo. La aplicación más común de la presión de fondo constante es para ventanas operacionales donde el margen entre P_p y P_f es muy estrecho.

También hay que tomar en cuenta que suministrando contrapresión superficial la presión del pozo solamente puede ser mantenida constante a una determinada profundidad en el pozo. Esto es debido a que la componente de fricción de circulación de la ECD siempre tiene mayor impacto en la barrena y tiene menos impacto cerca de la superficie, por lo que la fricción varía a lo largo del pozo. La contrapresión anular impuesta en la superficie tiene un efecto que tiende a ser muy grande cerca de la superficie y que es menos pronunciado a mayores profundidades. La presión impuesta es la misma a lo largo de toda la profundidad vertical del pozo. El reemplazo de la fricción anular (que es variable a lo largo del pozo) con la contrapresión anular (consistente a lo largo del pozo) causa que la presión permanezca constante a solamente una profundidad.

La variación de capa de lodo (MCD) es utilizada en formaciones donde se tienen problemas de pérdida de circulación masiva. Estas formaciones pueden tener fracturas, enormes cavidades, vórgulos o zonas con presión muy baja y alta conductividad que llegan a ser zonas de pérdida de circulación cuando se ejerce una presión hidrostática en estas. En esta variación de MPD se inyecta

un fluido de sacrificio por la sarta de perforación mientras se perfora con una capa de lodo pesada (FMCD) o una capa de lodo ligera más una contrapresión superficial (PMCD) mantenida en el espacio anular. El espacio anular permanece en estado estático, ya sea sin contrapresión en el estrangulador o a una contrapresión preestablecida que es mantenida constante. Algunas veces, para prevenir la migración de gas se inyecta lodo de perforación en el espacio anular. El fluido de sacrificio es generalmente un fluido barato que puede disponerse fácilmente en grandes cantidades, como agua de mar en las operaciones costa afuera.

El fluido de sacrificio bombeado a través de la sarta de perforación y de la barrena transporta los recortes dentro de las zonas de pérdida de circulación. La presión de yacimiento en la zona de pérdida previene que la capa de lodo en el anular fluya hacia abajo. La capa de lodo se selecciona para balancear la presión de yacimiento en la zona de pérdida de circulación (FMCD) o para estar ligeramente bajo balanceada con esa presión de yacimiento con el objetivo de mantener una pequeña presión en el espacio anular (PMCD).

La variación de doble gradiente de MPD se aplica en lugares que cuentan con una ventana operacional de P_p y P_f muy estrecha, en donde las zonas de alta presión están cercanas a las zonas que cuentan con una presión normal o cerca de las zonas de baja presión y viceversa. El gradiente del lodo es cambiado después de que atraviesa cierta profundidad. Esto se logra al inyectar un fluido de peso más ligero, como puede ser un lodo de baja densidad o un gas, o inyectar un material de peso más ligero, como esferas de vidrio de baja densidad dentro de la corriente de circulación del lodo. Estos métodos no han sido considerados en este trabajo debido a que generalmente se requiere de equipo de separación adicional en superficie, además de que se utiliza un lodo adicional y mayor espacio para las presas de lodo del equipo de perforación, complicando la logística del proyecto, haciendo ambas opciones más complejas y en ocasiones menos factibles que otras variedades de perforación con doble gradiente.

Una manera alternativa para lograr un resultado de doble gradiente similar (el cual ha sido más exitoso) es utilizar una bomba submarina colocada en el lecho marino. El método más reconocido es llamado sistema de Perforación con Levantamiento de Lodo Submarino (SMD). La bomba submarina en la línea de lodo añade energía, cambiando de manera efectiva el gradiente a esa profundidad. Se utiliza un lodo de densidad relativamente más alta para perforar el pozo. Las bombas de lodo en plataforma bombean el lodo a través de la barrena, por el espacio anular, hasta subir al punto donde el lodo alcanza el lecho marino. Entonces, la bomba submarina bombea el lodo desde el lecho marino hacia la superficie. Variando el gradiente de presión anular en la manera sugerida se ayuda a permanecer dentro del margen de la ventana operacional sin el requerimiento de presión adicional o contrapresión en la superficie.

Los sistemas LRRS de doble gradiente son una variación similar al SMD que funciona bien cuando se perforan yacimientos con muy baja presión. Se puede considerar un tipo de perforación con doble gradiente, debido a que la columna de lodo en el anular es menor a la columna en la sarta de perforación por el efecto de la bomba submarina, de acuerdo a la profundidad a la que esta se encuentra asentada. Esta columna menor se mantiene por medio de la bomba submarina colocada a una profundidad predeterminada debajo de la plataforma. La bomba toma los retornos del riser y los bombea de vuelta a la superficie a través de diferentes líneas de flujo, añadiendo energía a los fluidos de retorno, similar al SMD.

La HSE es una variación de MPD que proporciona un sistema cerrado que reúne y cumple con las regulaciones de salud, seguridad, y medio ambiente. Una aplicación común es para perforar

zonas que cuentan con altas cantidades de H₂S. El sistema cerrado reduce los riesgos de fugas y exposición al H₂S y hace que sea más fácil el tratamiento del lodo en superficie

La siguiente tabla muestra las variaciones de MPD y las posibles condiciones para su aplicación.

Variación	Método	Aplicación
MCD	PMCD	Ventana operacional estrecha: Equipo de baja presión en el espacio anular y alta presión en la tubería de perforación
	PMCD	Ventana operacional estrecha: Alta presión en el espacio anular y en la tubería de perforación
	PMCD, FMCD	Zonas con pérdida de circulación severa
DGD	SMD	Zonas de alta y baja presión: Zonas no muy profundas para la bomba submarina
	Lodo de baja densidad en el riser	Zonas de alta y baja presión: Suficiente espacio en plataforma para dos lodos y para separación
	LRRS	Zonas de baja presión
CBHP	CBHP, MFC, CCS	Ventanas de operación estrechas. Pozos de alta temperatura y alta presión.
HSE	CBHP, MFC	Necesidades especiales requiriendo un sistema cerrado

3.4.5 Factibilidad de la Opción de MPD

El tipo de lodo disponible o el rango de su densidad (cantidad en que se puede modificar la densidad en sitio), el presupuesto para la operación, la calidad y el propósito del pozo, la disponibilidad de opciones alternativas, y los requerimientos económicos son parámetros típicos que determinan la factibilidad de la MPD para el pozo dado. Incluso si el candidato parece ser adecuado para MPD (y viceversa), frecuentemente uno de los varios parámetros aquí mencionados se opone a la aplicación del método.

El parámetro más importante en la MPD es la presión que se tiene que manejar, la cual es afectada principalmente por el tipo (base agua, aceite o sintético) y la densidad disponible del fluido de perforación. Esto es complicado debido a que en regiones aisladas (como zonas marinas remotas), la densidad requerida del fluido podría no estar disponible o ser muy difícil de producir. Generalmente, esta restricción entra en juego cuando se trabaja con yacimientos altamente depresionados, en donde un sistema líquido de una sola fase (lodo, agua, o aceite) es incapaz de imponer una presión lo suficientemente baja para prevenir la pérdida de circulación. En otras situaciones, el problema podría ser que no se tiene fácilmente disponible ninguna fuente de agua que brinde una densidad apropiada o que no haya medios disponibles para generar la reología del lodo apropiada para imponer la presión requerida en la formación cuando se circula el pozo.

Por lo general, el obstáculo más grande para la aplicación de la MPD es el costo del equipo de MPD, los materiales requeridos, y la experiencia del personal. Estos costos varían con el tiempo,

la locación, la disponibilidad de recursos, y los requerimientos del proyecto. Un caso económico preliminar proporciona una estimación aproximada de los gastos involucrados. Sin embargo, un caso económico detallado debe ser analizado en una etapa posterior del proyecto, lo más cerca posible a la aplicación.

3.4.6 Determinación del Equipo para MPD

La determinación, selección y recomendación del equipo es una parte opcional del estudio de factibilidad de aplicación de la MPD. Se recomienda reunir esta información, ya que comúnmente existe un tiempo de espera cuando se solicita todo el equipo, lo cual podría llegar a ser un gran obstáculo en la ejecución de la MPD en etapas posteriores. Sin embargo, cuando el equipo se solicita con suficiente tiempo, todo el equipo requerido se puede adquirir sin tanto problema. Para la MPD se requiere equipo específico para contener o manejar la presión a diferentes niveles, además de las herramientas de perforación convencionales disponibles en el equipo de perforación. Este equipo de MPD puede ser clasificado en dos partes, el equipo esencial y el equipo opcional. El equipo esencial incluye el Dispositivo de Control Rotatorio, el múltiple de estrangulamiento de MPD y el software de monitoreo de presión. El equipo opcional incluye la bomba de contrapresión (variación de CBHP), la herramienta PWD (la cual mejora el conocimiento de la presión en el pozo durante la perforación), el CCS (dependiendo de la aplicación), y las válvulas flotadoras para sarta de perforación (altamente recomendadas).

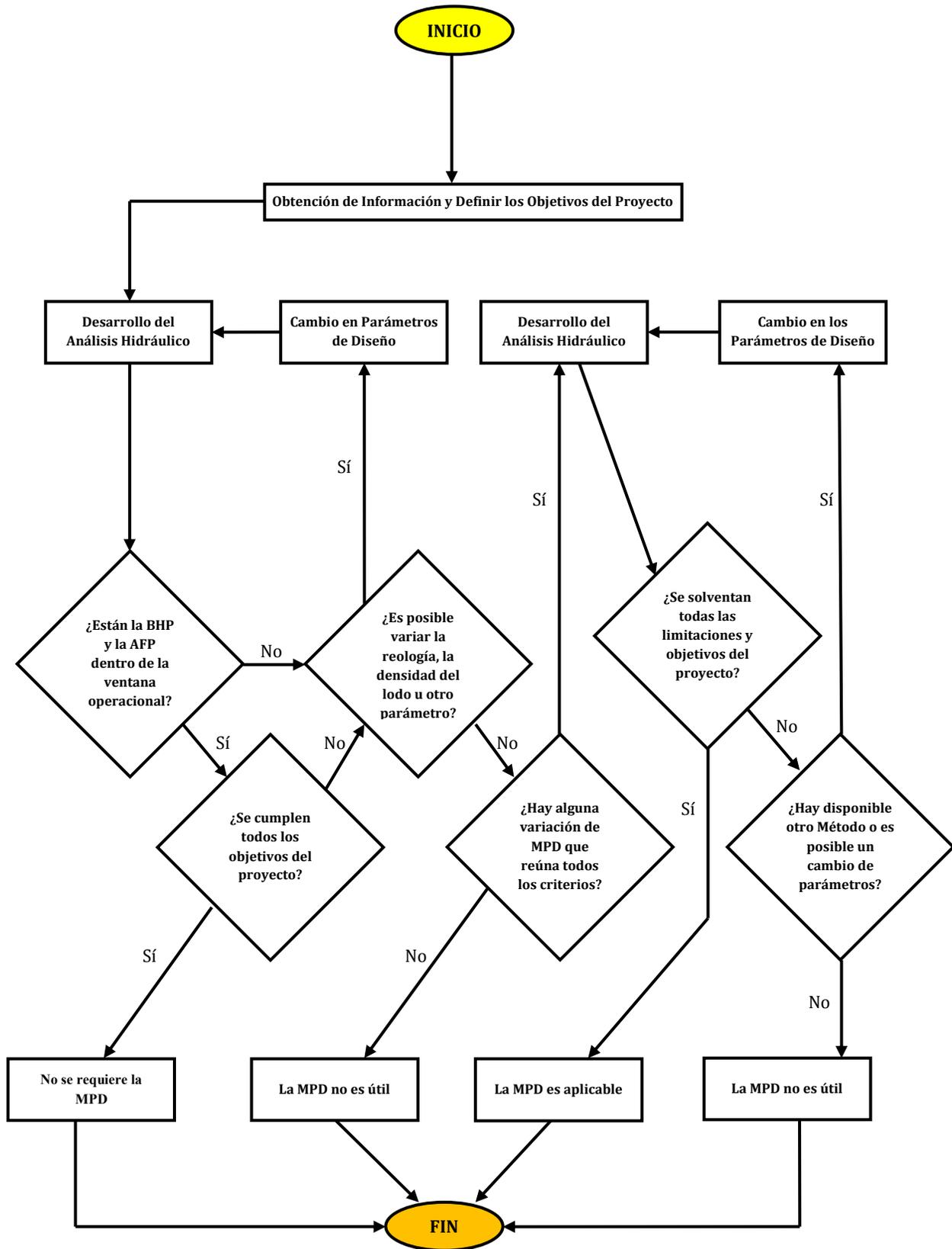
3.4.7 HAZOP y HAZID

Una planeación apropiada y una estrategia de ejecución es también una parte esencial del éxito de la MPD. Los planes apropiados de HAZOP (Manejo de Riesgos) y HAZID (Identificación de Riesgos), los planes de contingencia adecuados, la evaluación del equipo y las pruebas de presión, así como el entrenamiento del personal de plataforma y otros miembros del personal en los procedimientos de la MPD, son también esenciales durante la planeación y ejecución de la MPD.

Durante la fase de análisis de candidatos, el HAZID puede consistir de una simple lista de problemas anticipados que se esperan encontrar durante las operaciones de MPD. El proceso de identificación ayuda a determinar los requerimientos y limitaciones de muchos otros parámetros mencionados antes.

Un plan más detallado de HAZOP puede incluir los procedimientos preliminarmente requeridos para evitar o mitigar los riesgos identificados en esta etapa. Este plan de contingencia puede revelar aspectos adicionales de la operación que pueden traer a cuestión la viabilidad o la aplicabilidad de la MPD para un pozo en particular. Por ejemplo, un cierto procedimiento identificado que se requiere ejecutar puede dar como resultado la necesidad de equipo que no se encuentra para un pozo dado. Si no se puede encontrar una alternativa, la MPD puede ser eliminada como una opción. Por otro lado, ciertos procedimientos de contingencia pueden resultar en la eliminación de un requerimiento de equipo en particular, mejorando la aplicabilidad o la factibilidad de la MPD.

El siguiente es un diagrama de flujo resumiendo el proceso de selección de candidatos para aplicar la MPD.



4 Equipo Utilizado en las Operaciones de Perforación con Manejo de Presión en el Espacio Anular



*Manifold de Estrangulamiento para MPD equipado con 2 estranguladores (Weatherford)

4.1 Introducción

En el Capítulo 2, mientras se definían los diferentes métodos de MPD, también se daban detalles o anotaciones acerca del equipo especial para una operación en particular. En el presente capítulo se detalla el equipo especial en común para algunas de las operaciones de MPD. El enfoque principal en este capítulo está en el efecto operacional del equipo, los métodos de operación, y los detalles del equipo.

No está incluido el equipo estándar de perforación, el cual incluye el conjunto de preventores, las válvulas superficiales de tubería de perforación, y el sistema especial de reportes, los cuales son parte de la instrumentación moderna de los equipos de perforación actuales. Este capítulo contiene una descripción del equipo para MPD, incluyendo:

- Dispositivos de Control Rotatorio (RCD).
- Estranguladores de perforación.
- Tubería de perforación con válvulas de no retorno, también conocidas como *válvulas flotadoras* o *válvulas check*.
- Válvula de aislamiento del anular o válvula de aislamiento del pozo.
- Bomba de ECD para el interior del pozo.
- Medidor Coriolis (como medidor de flujo).
- Bomba de disco (usada como bomba submarina).

4.2 Dispositivos de Control Rotatorio y Preventores Anulares Rotatorios

El Dispositivo de Control Rotatorio, RCD, es una herramienta común para todos los métodos de MPD debido a que se requiere que el espacio anular esté sellado en superficie mientras se perfora, se hacen conexiones, o se hacen viajes de la sarta. Mientras que un preventor anular o un ram tienen la capacidad de hacer esto como una medida temporal, la industria ha llegado a depender del Preventor Anular Rotatorio o del Dispositivo de Control Rotatorio para limitar el desgaste ocasionado por la rotación mientras se perfora. Existen nuevas versiones especiales del RCD para utilizarse en la perforación con aire, en la perforación geotérmica, como desviadores del riser, y en la introducción de TR con presión en el pozo, o bien para sellar el anular alrededor de la tubería de perforación.

El Dispositivo de Control Rotatorio tiene una larga historia como una herramienta comercial, cuando menos desde los años 30's. La cabeza rotatoria mostrada en el catalogo de 1936 de la compañía Shaffer no es diferente de los Dispositivos de Control Rotatorio modernos. La principal diferencia es que en las operaciones actuales de MPD, el RCD está diseñado para mantener la presión en el espacio anular del pozo en vez de funcionar principalmente como una herramienta desviadora en operaciones de perforación con aire o con lodos gasificados.

Los Dispositivos de Control Rotatorio modernos y los Preventores Anulares Rotatorios generalmente operan a presiones por arriba de 5000 [psi] en condiciones estáticas y a 2500 [psi] mientras se rota la sarta. Cuando la sarta está rotando, se disminuye normalmente el 50% de la especificación estática para reducir el calor generado en los cojinetes de rodamiento por la rotación a alta velocidad operando con la carga máxima. Casi todos los sistemas rotatorios de alta presión

utilizan sistemas de circulación de aceite para lubricar los cojinetes y transferir el calor generado por la rotación presurizada (Figura 4.1)

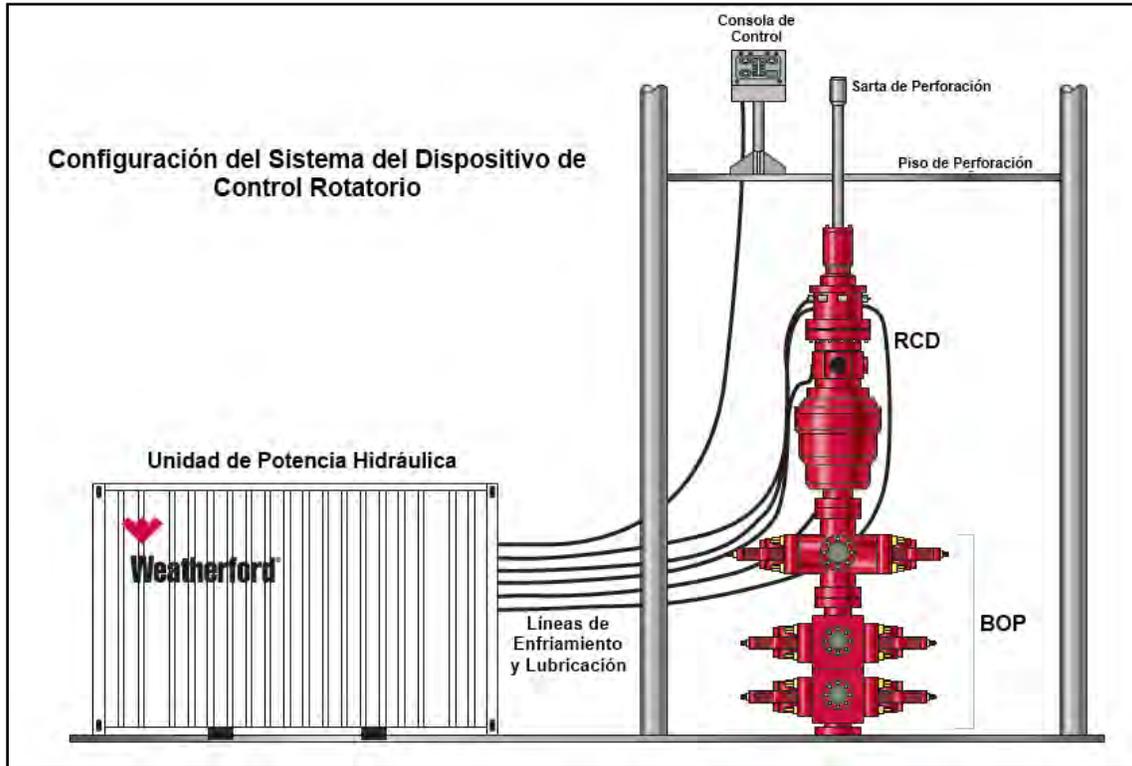


Figura 4.1 Configuración del Dispositivo de Control Rotatorio instalado en la parte superior del arreglo de BOP (Weatherford Int. Ltd.).

Para sellar el espacio entre la tubería y el anular se utilizan dos sistemas básicos, el Dispositivo de Control Rotatorio pasivo y el Preventor Anular Rotatorio activo. Aunque un número de vendedores proveen dispositivos rotatorios de baja presión para perforación con aire y gas, la discusión de este capítulo se centra en las herramientas provenientes del número limitado de fabricantes quienes proporcionan más del 90% de los dispositivos rotatorios que se emplean en las operaciones de MPD.

4.2.1 Dispositivos de Control Rotatorio (Sistemas Pasivos)

El RCD (Figura 4.2) es un empacador rotatorio que utiliza un elemento de sello anular o *stripper rubber* (elemento sellante fabricado de goma), el cual tiene un diámetro entre $\frac{1}{2}$ [pg] y $\frac{7}{8}$ [pg] más pequeño que el de la tubería de perforación, por lo cual la tubería debe de entrar de manera forzada a su interior. Este elemento forma un sello entre el anular y la TP a condiciones de presión cero. El elemento está expuesto a la presión del pozo, y debido a esa fuerza de presión en el espacio anular (presión de accionamiento), se logra un sello adicional. La acumulación de la presión del

espacio anular contra el elemento sellante ejerce una presión de sello directa entre el área de la tubería de perforación y el elemento sellante de goma. Este sistema es descrito como un sistema de activación pasivo.

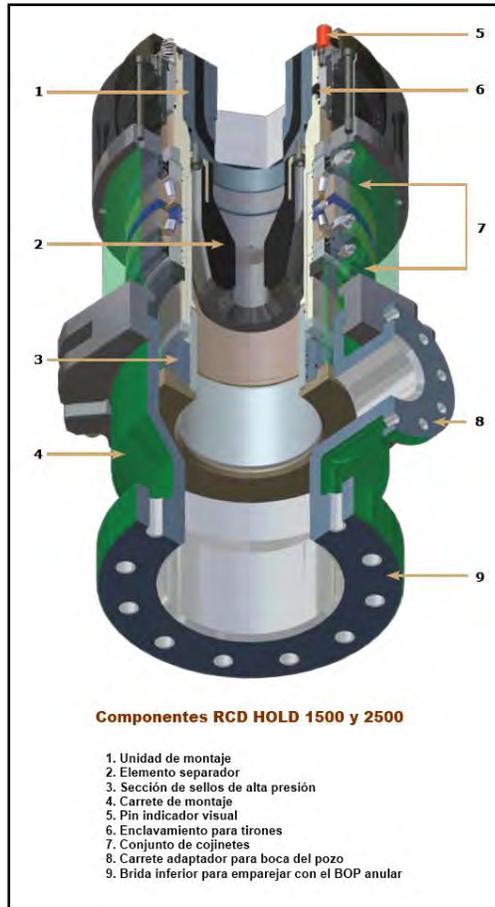


Figura 4.1 Dispositivo de Control Rotatorio (Smith Services)

Para instalar el elemento sellante al interior del RCD, el elemento es forzado a entrar en una junta de la tubería de perforación utilizando una herramienta especial para facilitar su ajuste. El sello anular o elemento de goma es bajado hasta el RCD y atornillado a un portador instalado en el recipiente que contiene el sistema de rodamiento interno del RCD y después es bloqueado por un collarín de conexión rápida para evitar que se desajuste del sistema de rodamiento. El elemento de sello anular rota con la tubería y está sellado y bloqueado al sistema de rodamiento interno para evitar que la presión pueda escapar por esa zona. El sistema de rodamiento es lubricado y enfriado por un sistema de circulación hidráulica de aceite.

El perforador no necesita tomar ninguna acción durante la perforación o las operaciones de *stripping* (viajes de la sarta de perforación con el RCD instalado). El sello de goma responde a la presión del anular. Cuando ya no se requiere del *stripping*, la instalación de sello rotatoria se libera del sistema de rodamiento y se procede a retirar la tubería de perforación, que permanece

sosteniendo la instalación del elemento de sello. Cuando se hace stripping hacia el pozo, el elemento de sello es lubricado para mantener al recipiente de la parte superior del elemento rotatorio lleno de agua (o de aceite).

El RCD de alta presión de Weatherford utiliza doble elemento sellante (Figura 4.3). El elemento superior es un refuerzo contra las filtraciones generadas por el desgaste del elemento inferior. En este RCD, el elemento inferior recibe la presión diferencial, realiza la mayoría del sello, y recibe alrededor de un 60% del desgaste. Las gomas sellantes están lo suficientemente separadas para que cuando pase una junta de tubería de perforación un elemento sellante siempre esté sellando la tubería de perforación, previniendo filtraciones de gas proveniente del pozo.

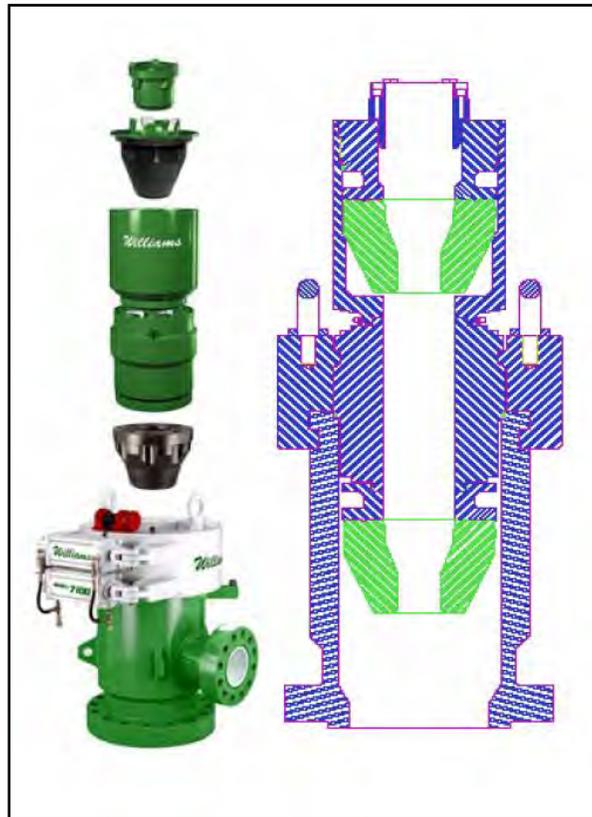


Figura 4.3 Unidad de RCD con doble elemento sellante (modelo Williams 7000, propiedad de Weatherford Int. Ltd.)

En la mayoría de los casos, el hecho que origina las fallas en los RCD pasivos se debe a la fuga en el sello alrededor de la tubería o de los drill collars a baja presión. Conforme los empaques o sellos se desgastan, estos alcanzan el punto en donde no se sellan correctamente a bajas presiones. Mientras que una fuga puede manifestarse en una prueba de presión, la filtración es normalmente vista en el piso de perforación durante un viaje o una conexión bajo presión.

4.2.2 Preventores Anulares Rotatorios (Sistemas Activos)

El Preventor Anular Rotatorio es un empacador del espacio anular activado hidráulicamente. El ejemplo más clásico de este tipo de sistema es el preventor anular rotatorio de control de presión mientras se perfora (PCWDTM) de Varco Shaffer (Figura 4.4). Básicamente, es un preventor anular esférico Shaffer montado en un sistema de rodamiento, pero no es aceptado en todas las jurisdicciones legales como un preventor anular. No es activado por medio de la presión del pozo, sino que es activado por un ram hidráulico que empuja al elemento empacador hacia la cabeza esférica, en donde esta sella con la tubería de perforación. El PCWD utiliza un sistema hidráulico dual. El sistema hidráulico básico opera la apertura y el cierre del preventor y el segundo sistema se utiliza para enfriar y lubricar el paquete de rodamiento. El PCWD es más largo que el preventor anular esférico Shaffer equivalente y es más adecuado para equipos de perforación grandes que cuentan con espacio adecuado entre la mesa rotaria y la cabeza del pozo.

El empacador PCWD es un preventor anular que está abierto cuando no se requiere perforación presurizada o viajes de la sarta en el pozo. El cambio del empacador no es muy frecuente y es similar a cambiar el preventor anular esférico convencional. El sistema está altamente automatizado, y no se requiere de ninguna acción del perforador excepto la de cerrar o abrir el empacador. La presión del empacador se controla automáticamente, o se puede controlar manualmente desde el panel de control.

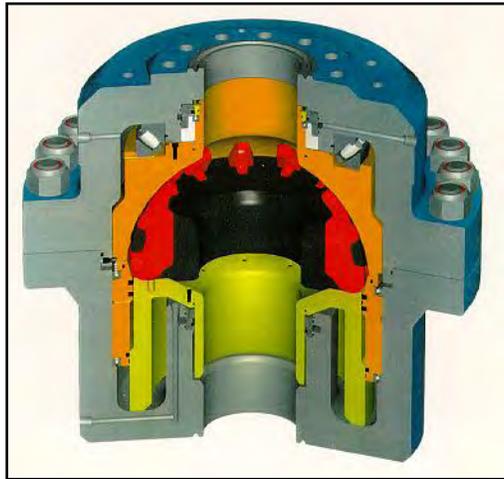


Figura 4.4 Preventor Anular Rotatorio de Control de Presión Mientras se Perfora, PCDW (National Oilwell Varco)

Otros sistemas de rotación activos incluyen al original RBOPTM (Preventor de Brotes Rotatorio), el cual fue desarrollado para utilizarse en los campos de Austin Chalk, Texas, en la década de 1990. El RBOP utiliza un diafragma presurizado para apretar un elemento empacador contra la tubería de perforación. Es más pequeño que el PCWD, aunque significativamente más grande que los sistemas pasivos equivalentes (Figura 4.5).

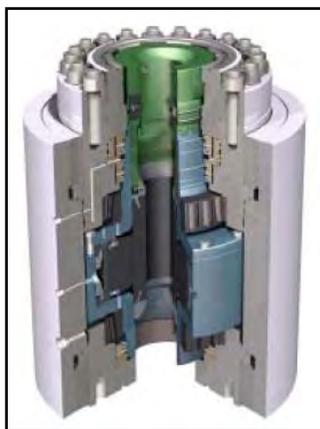


Figura 4.5 Sección del RBOPTM (Weatherford Int. Ltd.).

4.2.3 Comentarios Acerca del Uso de Sistemas Activos o Pasivos

El Dispositivo de Control Rotatorio pasivo es el sistema comúnmente utilizado. Excluyendo el gran número de unidades con baja presión de que se utilizan en los equipos de perforación para perforar con aire, los RCD para alta presión de trabajo forman parte de más del 90% de los Dispositivos de Control Rotatorio en las operaciones de MPD. El sistema de empacamiento rotatorio hidráulico activo o BOP rotatorio es una nueva idea, más compleja y generalmente una pieza de equipo de mayor tamaño, que requiere de más espacio libre por arriba del conjunto de BOP y debajo del piso de perforación para ser instalada.

Todos los sistemas de alta presión tienen medidores, alarmas y controladores en el piso de perforación. Todos tienen una unidad hidráulica superficial que circula el aceite para enfriar el sistema de empacamiento, y en el caso de los sistemas activos, un sistema aparte para el cierre del elemento sellante. Todas las unidades hidráulicas obtienen energía eléctrica del equipo de perforación. Los sistemas de enfriamiento hidráulico y de operación se ajustan para operar de manera remota desde el piso de perforación, con líneas hidráulicas que corren por debajo del piso de perforación hacia la unidad instalada arriba del BOP. En la mayoría de los casos no es necesaria la intervención activa cuando las presiones del pozo se incrementan o se reducen.

Fuerza de Atasco o de Inserción

Algo en común para todos los RCD y los preventores anulares rotatorios es que estos tienen una fuerza de inserción, un “peso de atasco”. El apriete del empacador alrededor de la tubería de perforación reduce la lectura del peso de la sarta de perforación, por lo que el peso de la barrena en el fondo del pozo sea más alto que el que se registra en los indicadores de peso en superficie. La reducción en el indicador del peso en superficie puede estar en el rango de 2 a 5 toneladas. Mientras que esto normalmente no es un problema, puede causar dificultades cuando se requieren pesos muy ligeros sobre la barrena.

Vida Útil del Empacador

Los problemas que acarrearán una corta vida útil del empacador incluyen:

1. Tamaño inapropiado de los sellos de goma para la tubería de perforación que se está utilizando (unidades pasivas).
2. El equipo de perforación no está centrado sobre el agujero.
3. El Kelly está doblado.
4. Bordes afilados en el Kelly.
5. Asperezas en la tubería de perforación.
6. Ranuras debido a tubería de alta resistencia.
7. Marcas de las llaves de apriete en la tubería o en las juntas.
8. Stripping a alta velocidad.
9. Composición inapropiada de empaque en lodo base aceite o temperaturas extremas.
10. Empaques almacenados expuestos al sol o en el cuarto de generación eléctrica.

4.2.4 Dispositivos de Control Rotatorio en Risers

Desviador Marino Rotatorio

El elemento rotatorio (RCD) en la parte superior del desviador marino de flujo del riser (Figura 4.6) tiene la función de convertir al desviador común en un desviador rotatorio. Este tipo de RCD puede usarse para aplicaciones de MPD cuando existe muy poco o nulo movimiento entre la plataforma de perforación y la sarta de perforación. La cubierta ensamblada con el RCD se inserta en el interior del Desviador Marino arriba de la superficie del agua para permitir la conversión entre perforación normal (sistema abierto) y perforación con sistema presurizado, utilizado tanto en MPD como en UBD.

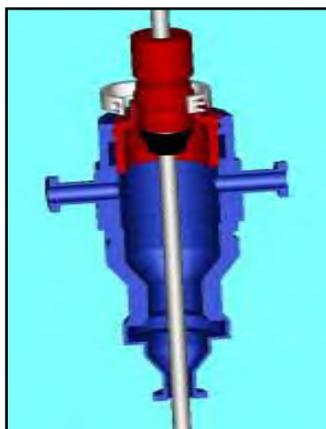


Figura 4.6 RCD con líneas de flujo flexibles montado en un riser.

Riser Cap

El *riser cap* es una modificación del RCD que se puede utilizar tanto para una operación de Perforación con Capa de Lodo Presurizada como para una operación de MPD en donde se trabaja a bajas presiones. Permite, además, que la perforación prosiga con un sistema de control que protege a la plataforma de perforación y el retorno de los fluidos provenientes del pozo hacia el sistema de tratamiento de lodo superficial. Generalmente, cuando se trabaja con el RCD instalado sobre el riser debe tenerse en consideración que un riser típico de 21 ¼ [pg] de diámetro tiene una resistencia al estallido de 500 [lb/pg²]. Recordando que se está trabajando en el mar, se requiere hacer modificaciones para compensar por los tirones de la embarcación de perforación por efecto del oleaje.

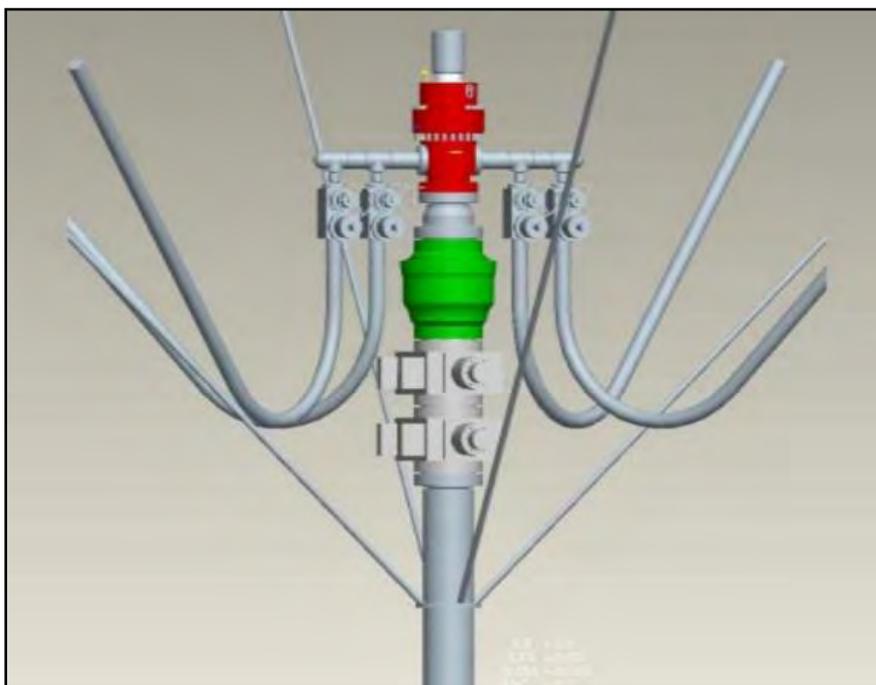


Figura 4.7 Configuración RiserCap™ montado en un RCD (Weatherford International Ltd.).

Riser Cap con RCD Externo para Riser

La Figura 4.8 muestra un RCD instalado en la parte superior del riser para aplicaciones de Perforación con Capa de Lodo. Este sistema, que es también clasificado como riser cap, tiene líneas adicionales para inyectar el fluido viscoso por el espacio anular. Generalmente, el riser cap es utilizado en plataformas de perforación que han sido acondicionadas especialmente para perforar con Capa de Lodo Presurizada. Cuando se tiene un sistema de este tipo debe darse suficiente flexibilidad para que las líneas de transporte de lodo no se tensen en exceso por efecto del oleaje.

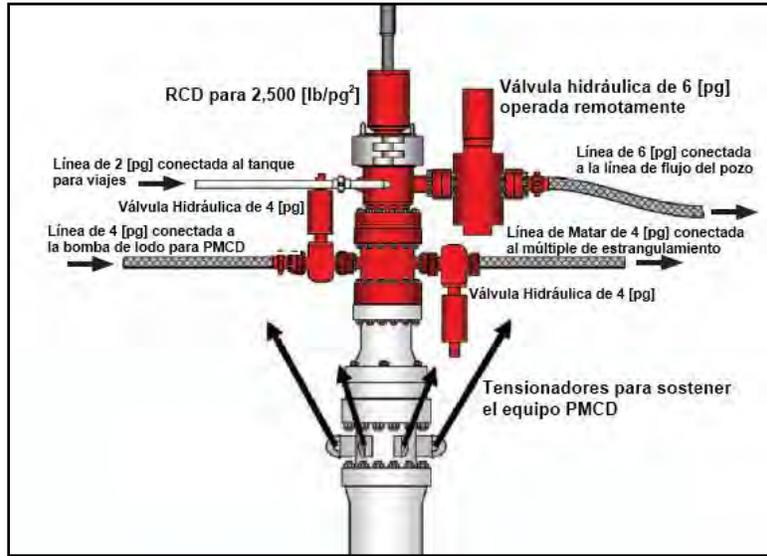


Figura 4.8 RiserCap™ con RCD Externo para Riser. Es utilizado para operaciones de PMCD.

4.3 Estranguladores

Los estranguladores que se utilizan en las operaciones de MPD generalmente están separados de los estranguladores que se utilizan para control de pozo. Debido a que el sistema de estrangulamiento de MPD está en constante uso, se considera prudente tener un sistema separado y exclusivo para el control del pozo, incluso aunque el equipo sea similar.

Los elementos de cierre de los estranguladores que se utilizan en la MPD se pueden clasificar en tres categorías: compuertas de estrangulamiento, placas deslizantes, y conectores.

Todos los estranguladores tienen paneles de operación con medidores de presión de la tubería de perforación y del espacio anular, controles de operación del estrangulador, y una fuente de poder. Los estranguladores generalmente son diseñados para trabajar a 10,000 [lb/pg²] de presión máxima de operación.

Existen varias compañías que fabrican estranguladores de perforación operados remotamente. Sin embargo, la mayor parte de los estranguladores remotos que se utilizan en la MPD son de las dos compañías de servicios de quienes el equipo está descrito en las siguientes secciones.

4.3.1 Estrangulador de Potencia Expro

Los Estranguladores de Potencia SCT™ de la compañía Expro utilizan una compuerta de estrangulamiento tipo cilindro que se mueve hacia adelante para estrangular contra un asiento

(Figura 4.9). El asiento esta balanceado a presión para permitir operarlo delicadamente. Cuando se cierra, la compuerta de estrangulamiento se fija en el asiento para formar un sello hermético para evitar fugas del fluido de perforación.

La operación de estrangulamiento se realiza por medio de una bomba hidráulica operada con aire. La operación normal es con un motor hidráulico que opera con un tornillo sin fin, aunque también se puede utilizar un motor eléctrico. El motor hidráulico está diseñado para operar entre 1200 y 3000 inicios y detenciones por hora para permitir una operación de estrangulamiento continua y precisa. En los tornillos sin fin se encuentra un controlador manual en caso de emergencia.

El panel de control contiene los contadores de emboladas de la bomba de lodo, la bomba hidráulica, los medidores de presión anular y de tubería de perforación, el controlador manual, el indicador de posición del estrangulador, y el controlador de velocidad de la bomba hidráulica, el cual controla la velocidad de apertura y cierre. Los estranguladores están disponibles en modelos con presión de operación de 5,000, 10,000, 15,000, y 20,000 [lb/pg²]. Los estranguladores de perforación para MPD están disponibles en tamaños de 2 [pg] y 3 [pg].

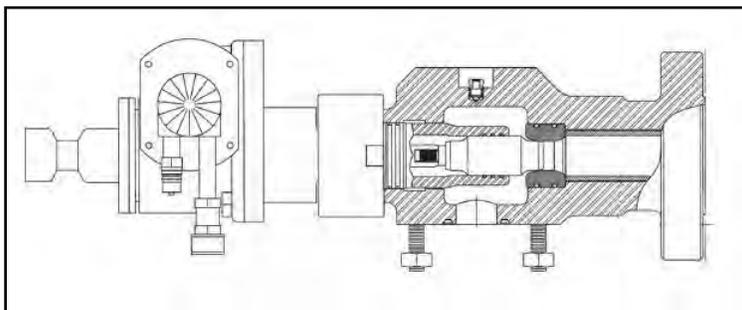


Figura 4.9 Estrangulador de Potencia modelo SCT™ (Expro)

La operación se realiza con un mango para “abrir” y “cerrar”. El operador controla el movimiento del estrangulador y, a menos de que este sea movido, el estrangulador permanece en su posición ajustada. Durante las operaciones de MPD, el estrangulador mantiene un “orificio” ajustado a menos de que sea cambiado por el operador. La apertura y el cierre del estrangulador durante los cambios en el bombeo se controlan por el operador del estrangulador.

Los casos de falla en el estrangulador son extremadamente raros y generalmente están relacionados con la incapacidad para sellar herméticamente en una prueba de presión. Las fallas de operación normales se deben al daño del sistema hidráulico. Debido al sistema de operación del tornillo sin fin, el modo de falla en operación ocurre siempre en la última posición ajustada que tomo el estrangulador

El Estrangulador de Potencia ha sido utilizado extensivamente en las operaciones de MPD. Un sistema de control computarizado que mantiene automáticamente la presión de respaldo apropiada basado en la retroalimentación de datos a un software especial se utiliza en la Perforación Segura con Medición de Flujo (MFC, ver capítulo 2).

4.3.2 Estrangulador Super de Swaco

El Estrangulador Super de la compañía Swaco tiene dos placas de carburo de tungsteno de $1\frac{1}{4}$ [pg] de espesor con aberturas de media luna. La placa frontal está fija y la placa posterior rota respecto a la placa frontal para abrir totalmente cuando las aberturas en las placas están alineadas y cerrar cuando se encuentran de lado opuesto. La presión del pozo detrás de la placa rotatoria y el sello de solapa en las placas permiten que el estrangulador cierre y selle estrechamente (Figura 4.10). Las aberturas de media luna, cuando están en fase, tienen un área un poco menor a 2 [pg²].

El movimiento del estrangulador se realiza por medio de una bomba hidráulica operada con aire. La operación normal se realiza con un conjunto de rams hidráulicos girando la placa de estrangulamiento a través de un sistema de barras y guía. La operación manual de la bomba está disponible en caso de que falle la fuente de abastecimiento de aire. El estrangulador puede además ser operado manualmente por medio de una palanca.

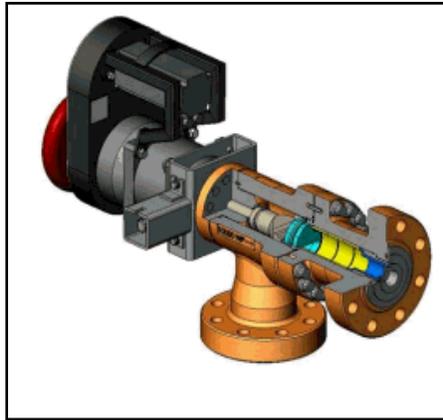


Figura 4.10 Estrangulador Super 10K (MI SWACO).

El panel de control contiene el contador de emboladas de la bomba, la bomba hidráulica, los medidores de presión anular y de tubería de perforación, el controlador manual, el indicador de posición del estrangulador, y una válvula de aguja que controla la velocidad de apertura y de cierre. Los estranguladores están disponibles con presión de trabajo de 10,000, 15,000, y 20,000 [lb/pg²]. Todos los estranguladores están clasificados en tamaños de 2 [pg].

La operación se realiza con una con una palanca de apertura y cierre. El operador controla el movimiento del estrangulador. A menos de que sea movido, el estrangulador permanece en la posición ajustada. Durante las operaciones de MPD, el estrangulador mantiene un “orificio” ajustado a menos de que sea cambiado por el operador. La apertura y el cierre durante los cambios de bombeo son controlados por el operador del estrangulador.

El caso de falla es extremadamente raro y generalmente está relacionado con la incapacidad del estrangulador para sellar fuertemente en una prueba de presión. La falla en su operación se debe principalmente al daño del sistema hidráulico. Debido al sistema de operación de barras y guía, la manera en que falla del estrangulador de operación es siempre en la última posición ajustada.

4.3.3 Estrangulador Super Auto de Swaco

El auto estrangulador es adecuado para las operaciones de MPD debido a que mantiene constante la presión del espacio anular. El conector cierra ajustadamente en un sello de metal y teflón (Figura 4.11)

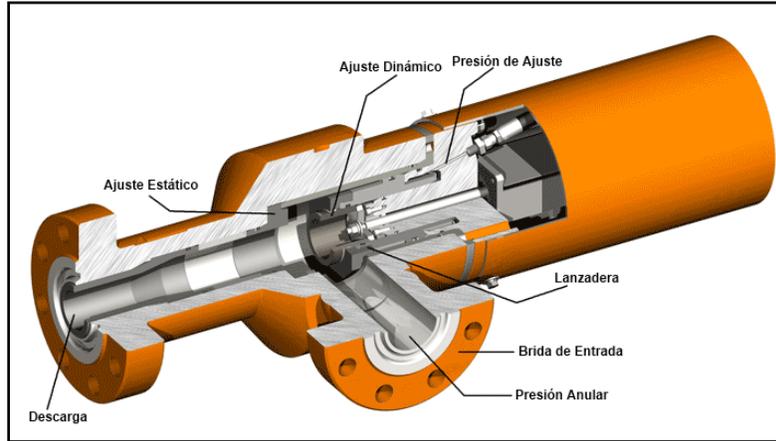


Figura 4.11 Estrangulador Super Auto (MI SWACO).

El Estrangulador Auto es completamente diferente del Súper Estrangulador. El Estrangulador Auto tiene un conector deslizante de carbono de tungsteno en una manga operada directamente por medio de presión hidráulica. La presión ajustada en la consola funciona con el área de operación en el conector, el cual está balanceado por la presión del pozo. El transmisor de presión de la tubería de revestimiento es un conector tipo pistón proporcionando presión directa al sensor del panel de control y haciendo que sea rápida la respuesta del estrangulador a los cambios de presión.

El movimiento del estrangulador se controla directamente por medio del balance hidráulico entre la presión del pozo y el ajuste de la presión hidráulica. La operación normal se realiza con una bomba hidráulica operada con aire. La operación alterna se realiza con una bomba hidráulica manual.

El panel de control contiene el indicador del punto de ajuste, el control del punto de ajuste, los contadores de emboladas de la bomba, la bomba hidráulica y los medidores de presión del espacio anular y de la tubería de perforación. Este estrangulador está disponible en presiones de trabajo de 10,000 [lb/pg²] y está clasificado como un estrangulador de 3 [pg].

El Auto Estrangulador normalmente está ajustado en modo automático, el cual mantiene la presión de la tubería de revestimiento en un valor preestablecido. No se requiere de ninguna acción adicional por parte del operador siempre y cuando la presión preestablecida de la tubería de revestimiento no sea cambiada. El Auto Estrangulador puede también ser operado en modo manual con el operador controlando la presión de la tubería de revestimiento por medio del panel de control del estrangulador (Figura 4.12).

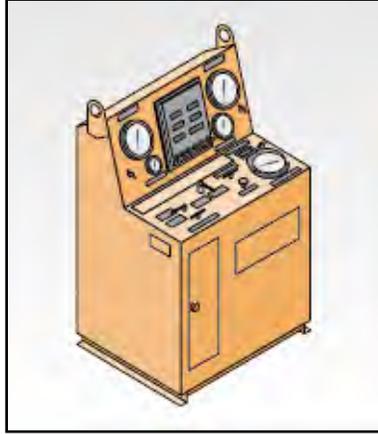


Figura 4.12 Panel de control del Estrangulador Super Auto (MI SWACO).

El caso de falla es extremadamente raro, teniendo que la mayoría de los problemas están relacionados con la estrechez del sello en una prueba de presión. En el caso de tener una presión de aire baja, la bomba hidráulica se puede operar manualmente. Si se cortan las líneas de control hidráulico, el estrangulador vuelve a la posición de apertura.

4.4 Válvulas de No Retorno para Tubería de Perforación

Las Válvulas de No Retorno (NRV) en la sarta de perforación son esenciales para cualquier operación de MPD. Las operaciones de MPD frecuentemente requieren de una contrapresión en el espacio anular. Observando el efecto de tubo en U tan comúnmente discutido en las actividades de control del pozos, se puede observar que cualquier desequilibrio positivo en el espacio anular fuerza al fluido de perforación a servir de respaldo a la tubería de perforación. El fluido de perforación puede llevar los recortes que obstruyen al motor o la herramienta de MWD o, en el peor de los casos, apagar la tubería de perforación.

La válvula de no retorno, o válvula de una vía, fue originalmente llamada *flotador*. Ese término todavía está en uso en la literatura más antigua y en algunos catálogos se encuentran algunas descripciones del equipo. Con el paso del tiempo, el término válvula de no retorno, o NRV, ha remplazado al *flotador* como accesorio principal de la válvula de una vía para tubería de perforación.

4.4.1 Flotador Básico Tipo Pistón

El conducto principal de protección contra los problemas de flujo ha sido el flotador Baker tipo G, también llamado *flotador de pistón*. La NRV tipo pistón tiene un pistón simple que cierra impulsado por un resorte parecido a una vástago de la válvula del motor. La presión del fluido de perforación fuerza a la válvula a abrir con el resorte cuando se circula; y cuando la bomba se apaga, el resorte y cualquier presión del pozo fuerza a la válvula a cerrar. Este tipo de NRV ha probado ser

muy confiable y resistente. Las fallas en este tipo de válvula no son muy frecuentes y si se llegan a presentar generalmente se deben al resultado de ningún tipo mantenimiento o por el alto volumen de bombeo de fluidos abrasivos. La válvula se localiza en un compartimento especial por arriba de la barrena, y es común y prudente que para pozos críticos se utilicen NRV's dobles.

Los dos problemas principales con el flotador tipo G son el hecho de que obstruye a la tubería de perforación cuando se requiere utilizar cableado y el uso del flotador limita la contrapresión o a la presión de cierre de tubería de perforación del pozo en caso de que se presente un flujo de fluidos de la formación. Siempre y cuando la NRV sea colocada justo por arriba de la barrena, limita la necesidad para pasar una línea de cableado. El problema de la presión de cierre se resuelve al incrementar ligeramente la presión de bombeo hasta que su nivel salga, indicando que la válvula está abierta y que la presión que se tiene es la presión equivalente de cierre.

4.4.2 Válvula de Control Hidrostático

La válvula de control hidrostático (DSV) es una versión submarina de la válvula flotante de barrena que se utiliza en la perforación con doble gradiente (Figura 4.13). Se utiliza para sostener una columna de fluido de perforación en la tubería de perforación para evitar el efecto de tubo en U cuando se apaga la bomba. Esto sería igual a la presión equivalente de una columna llena de lodo en el riser menos la presión hidrostática de una columna equivalente de agua de mar, sin importar la profundidad del pozo. La DSV no restringe el uso de una NRV en la barrena para prevenir el flujo de fluidos de la formación y el taponeo. La DSV es una herramienta más grande que el flotador Baker tipo G, con la finalidad de acomodar el resorte calibrado para sostener el pistón cerrado contra la presión equivalente de una columna llena de fluido de perforación en el riser.

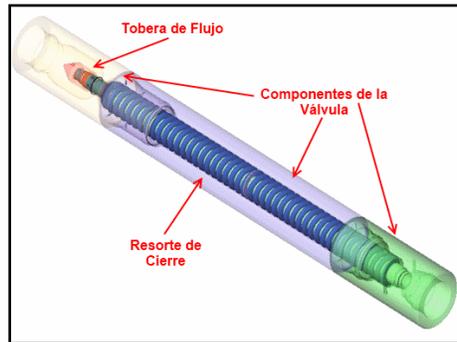


Figura 4.13 Válvula de Control Hidrostático DSV (Smith et ál, 1999).

4.4.3 BOP Interno (Válvula Check de Fondo)

El BOP interno es una herramienta vieja, de la generación del pistón flotador. El BOP interno está diseñado como una herramienta de bombeo de fondo alojada en un compartimento por arriba de la BHA de la sarta y actúa como una válvula check contra el flujo ascendente. El uso original del BOP interno fue durante un corto periodo cuando había objeciones para bajar una NRV

en la barrena debido a la posibilidad del incremento de pérdida de circulación. Ahora se utiliza como un refuerzo a la barrena flotante.

El BOP interno requiere de un sustituto en la sarta de perforación y espacio interno para que pueda ser desplazado. El sustituto normalmente se corre por arriba de los drill collars o en el BHA. Una vez que se baja, no puede ser recuperada y bloquea a la sarta de perforación por encima de los drill collars (Figura 4.14).

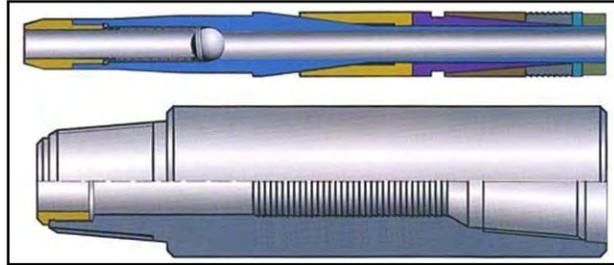


Figura 4.14 BOP interno para sarta de perforación (China OGPE).

4.4.4 Válvula de No Retorno Recuperable o Válvula Check (Weatherford)

La NRV recuperable es una herramienta que está mejorada con respecto al BOP interno más viejo, ya que puede ser recuperada del pozo sin hacer viaje de tubería hacia la superficie. Existen dos versiones de este tipo de válvula:

1. La válvula de dardo recuperable es un sistema confiable que se coloca en un sustituto pero que no permite el acceso debajo de ella (Figura 4.15). Esta válvula está diseñada para permitir el paso del cable para toma de registros de pozo.
2. La válvula check recuperable es una NRV tipo trampa. La válvula deja una apertura para el pase de la línea de *wire-line* (cable para toma de registros de pozo).

4.5 Válvulas Anulares de Fondo

4.5.1 Válvula de Aislamiento de Tubería de Revestimiento

Un problema significativo en la MPD consiste en mantener el control de la presión de fondo del pozo cuando se hace un viaje en el pozo. La base del sistema de MPD es que esta balanceado cercanamente entre el flujo dentro el pozo y la pérdida de circulación. La ECD que se obtiene como resultado del bombeo al contrario de estar en condiciones estáticas y el retirar tubería así como el hecho de bajar tubería provoca cambios críticos de presión. Esto es lo que dificulta el control de la presión de fondo del pozo al realizar viajes en el pozo. Los viajes pueden se pueden controlar al utilizar una válvula de aislamiento de tubería de revestimiento (CIV), al hacer stripping, snubbing, o

matar el pozo. Todas estas soluciones representan problemas técnicos, son costosos y generan mucho NPT.

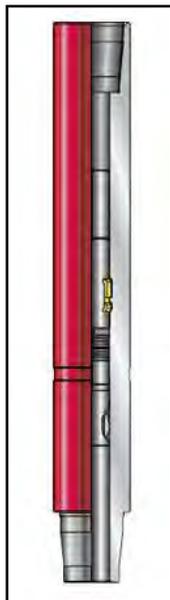


Figura 4.15 Válvula de No Retorno recuperable (Weatherford)

Ventajas

La CIV ofrece la mejor de las soluciones a los problemas que se originan en la MPD cuando se hacen viajes en el pozo. Con una válvula de aislamiento de tubería de revestimiento, la tubería se despoja dentro de la tubería de revestimiento hasta que la barrena esta por arriba de la válvula. La válvula de aislamiento de la tubería de revestimiento se cierra entonces, atrapando cualquier presión por debajo de ella, lo cual permite continuar con el viaje en el pozo de modo normal sin tener que hacer stripping o tener que matar el pozo.

El pozo debajo de la CIV llega al equilibrio con la presión de yacimiento. Así que, en el caso de un pozo de alta presión, para limitar el incremento de presión debajo de la válvula causado por la migración del gas, la válvula necesita ser colocada a una profundidad que sea lo más práctica posible. Esto tiene además la ventaja de limitar la distancia de stripping hacia arriba del nivel de la válvula.

Restricciones

La CIV requiere de un tamaño de tubería de revestimiento más grande para permitir que haya espacio para retirar la válvula de la barrena. Hay también límites de presión diferencial razonables, generalmente por el rango de 4000 [lb/pg²]. Las cubiertas extremadamente dobladas

(mayores de 3° a 4°) con estabilizadores, que se utilizan en la perforación direccional, pueden dañar la cara de la válvula.

4.5.2 Válvula de Despliegue en Fondo del Pozo

La Válvula de Despliegue en Fondo del Pozo (DDVTM; Weatherford) es una válvula de aislamiento para la tubería de revestimiento que se pone en funcionamiento como parte integral de la tubería de revestimiento que se coloca por arriba de la formación de interés. El perfil de diseño de la herramienta permite su instalación en programas de tubería de revestimiento estándar: El diámetro externo (OD) es tal que la DDV puede ser instalada consecutivamente dentro de secciones de tubería de revestimiento estándar, y el diámetro interno ID permite que pueda pasar por completo dentro del pozo. La herramienta se opera desde la superficie por medio de un umbilical conteniendo dos líneas de control hidráulico, las cuales se colocan externas a la tubería de revestimiento, saliendo el colgador de tubería de revestimiento a través de una cabeza rotatoria del pozo, o mediante un puerto lateral con brida. Teniendo la DDV instalada y colocada la tubería de revestimiento, el equipo en la superficie es una pequeña unidad de control hidráulica.

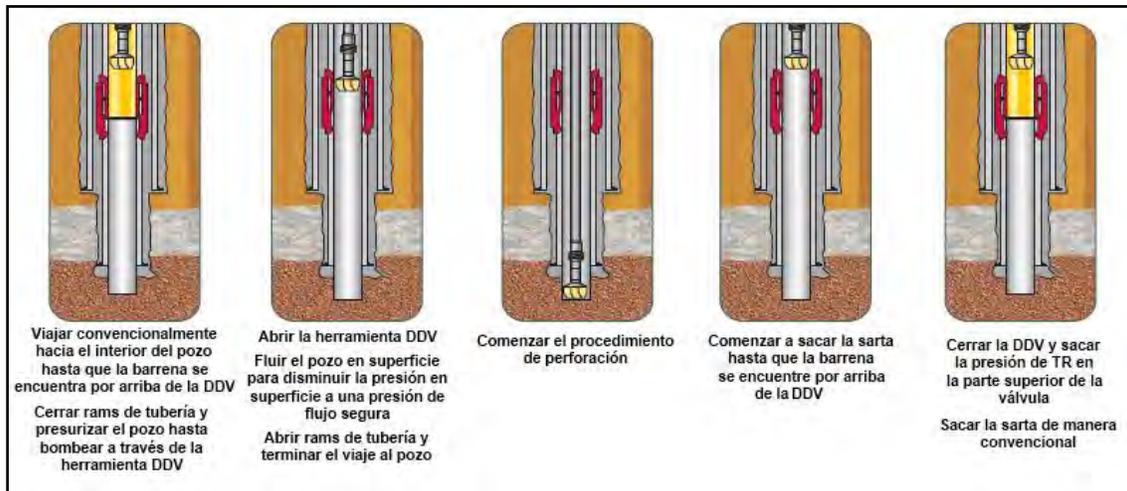


Figura 4.16 Secuencia de viaje de sarta cuando se tiene instalada una Válvula de Despliegue en el Fondo del Pozo (Weatherford).

El mecanismo de válvula por sí mismo es un puerto curvado, tipo trampa, el cual se coloca en un asiento de metal ajustado para proporcionar el sello. La trampa curvada en la posición abierta se ajusta en posición plana con la etapa exterior de la tubería de revestimiento. La herramienta es corrida dentro del pozo como parte de la tubería de revestimiento, con la trampa en la posición de bloqueo abierto. Es protegida mientras se pone en funcionamiento y durante la perforación por un mandril de sello equipado con una barrera de desechos (Figura 4.16). Esto permite que la tubería de revestimiento sea cementada de manera convencional en el lugar con la trampa totalmente protegida. Con la trampa en la posición abierta, el operador tiene el acceso a todo

el pozo para las operaciones tales como cementar, limpiar, perforar, correr un liner, y terminaciones de pozo.

Cuando se hace un viaje fuera del pozo, la tubería es retirada hasta que la barrena esta justo por arriba de la DDV. Entonces, la trampa en la DDV es cerrada mediante la aplicación de presión a la línea de control de cierre. La presión de la línea de control mueve el mandril de sello hacia arriba, permitiendo que la trampa se mueva dentro de la posición cerrada. Esto aísla la parte superior del pozo de la presión de abajo. La presión anular superior es desfogada, y el viaje de la tubería se realiza normalmente.

Volviendo al pozo, la tubería es corrida justo por arriba de la válvula. Los rams son cerrados y la parte superior del pozo es presurizada igual a la presión del espacio anular debajo de la DDV y el fluido es bombeado a través de la válvula. En este punto, la presión hidráulica es aplicada a la línea de apertura, llevándose hacia abajo el mandril de sello protector y la válvula de apertura. Es importante hacer notar que la herramienta no está igualada a presión, pero la herramienta DDV es un dispositivo de potencia-apertura, potencia-cierre. La presión debe estar igualada antes de abrir.

Ventajas

- La presión del pozo es aislada debajo de la herramienta DDV una vez que está cerrada. Ya que no hay presión en la superficie, el viaje convencional es factible.
- El pozo permanece en una condición de bajo balance o balanceada mientras se hace viaje.
- El tiempo de viaje es significativamente menor que con cualquier otro sistema presurizado o sistema de flujo del pozo.
- No se requiere de ningún cambio en la densidad del lodo.
- Se utiliza equipo superficial mínimo mientras se perfora.
- Permite que la válvula pueda ser desplazada a través del conjunto de preventores en instalaciones de mayor complejidad.
- La DDV puede ser corrida en un liner de abrazadera y removido al final de la perforación y la terminación.

Límites

- La DDV no deber ser utilizada en una base a largo plazo (para producción). Contiene sellos de elastómeros que se pueden deteriorar con el paso del tiempo cuando son expuestos al pozo fluyente.
- El tamaño del agujero o la tubería de revestimiento previa necesita ser de un tamaño más grande.
- Se deben considerar los límites de presión de trabajo en la herramienta.
- La línea umbilical debe ser protegida durante la cementación, lo cual puede limitar la reciprocación de la tubería.

4.5.3 Válvula de Viaje Rápido

La Válvula de Viaje Rápido (QTVTM), versión de Halliburton de la válvula de aislamiento de tubería de revestimiento, se corre como parte integral de una etapa de tubería de revestimiento estándar. La válvula no requiere una etapa de tubería de revestimiento más grande pero, en la posición abierta, restringe el ID de la etapa de tubería de revestimiento (Figura 4.17). La operación de la QTV es totalmente mecánica, y puede ser corrida a cualquier profundidad.

Para abrir la válvula, el anular superior es presurizado a la misma presión que está debajo de la QTV. Una pequeña sobrepresión abre la válvula y actúa en la superficie como sucede al comienzo de una prueba de leak-off. La barrena actúa como una herramienta de ejecución. Presionando a través de la trampa, abre la válvula. Llevada en el hombro calibrador de la barrena de perforación esta la manga de acoplamiento. Conforme la barrena pasa a través de la válvula, una terminal mecánica tira de la manga de acoplamiento de la barrena y el anillo cierra la trampa abierta. El anillo de acoplamiento también actúa como una barrera contra los desechos y sella la trampa contra el muro del sustituto de la tubería de revestimiento.

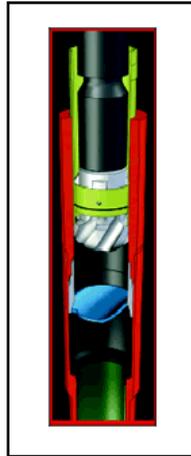


Figura 4.17 Válvula de Viaje Rápido, QTVTM (Halliburton)

Para cerrar la válvula, la barrena es empujada a través de la manga de acoplamiento, la cual se ata en el hombro en el calibrador de la barrena y es empujada libre. Conforme la barrena se retira de la trampa de la válvula, cierra y sella la parte más baja del pozo.

Ventajas

- La válvula es totalmente mecánica y puede ser corrida a cualquier profundidad.
- La presión del pozo debajo de una herramienta QTV cerrada es aislada desde la superficie.
- El pozo puede permanecer en una condición de bajo balance o balance mientras se hace el viaje de la sarta.

- El tiempo de viaje es significativamente menor que con otro sistema presurizado o sistema de flujo del pozo.
- No se requiere de ningún cambio en la densidad del lodo.
- No se requiere de equipo superficial.
- Los ensamblajes más grandes pueden ser corridos dentro del pozo a través del conjunto de preventores sin ningún peligro de las presiones de pozo.
- Puede ser colocada en el pozo al final de la perforación y la terminación.

Limites

- Hay una restricción interna en el la tubería de revestimiento.
- Se deben considerar los límites de presión en la herramienta.

4.6 Herramienta de Reducción de la ECD

La Herramienta de Reducción de la ECD (ECD RTTM; Weatherford) es una herramienta de fondo de pozo con una bomba de turbina que produce un doble gradiente en el espacio anular cuando está operando la bomba de lodo. Como tal, es propiamente ambas, tanto una herramienta de reducción de la ECD, como una herramienta de sistema de doble gradiente. Los conceptos de doble gradiente y como estos reducen la presión en el espacio anular y la presión de fondo del pozo fueron tratados en el Capítulo 2. La perforación con doble gradiente en el caso de esta herramienta se logra al impulsar una sección superior de la columna de lodo del espacio anular.

4.6.1 Consideraciones Únicas

La herramienta de ECD funciona en la dirección opuesta de los sistemas de contrapresión ejercida en el espacio anular. La herramienta de ECD reduce la presión en espacio el anular en vez de ejercer una presión. El resultado de esto es que se puede utilizar una densidad del lodo un poco más pesada con esta herramienta que con las técnicas de presión ejercida. Esto da como resultado que se pueda conducir a través de ventanas de operación estrechas al ampliar los márgenes de presión de fondo del pozo.

Las operaciones con doble gradiente tienen un problema constante con el efecto de tubo en U. Cuando la bomba es apagada, el sistema necesita del efecto de tubo en U para equilibrar. Mientras se utiliza el concepto de doble gradiente, la herramienta de reducción de la ECD no causa el efecto de tubo en U, debido a que la densidad del lodo estática es igual en la tubería de perforación y en el espacio anular.

Varias referencias indicaron una reducción de 450 [lb/pg²] en la presión anular a un gasto de 600 [gal/min].

La herramienta de reducción de la ECD fue diseñada y desarrollada en conjunto por BP y Weatherford para proporcionar una herramienta de bajo costo, fácil de instalar y utilizar, para reducción de la ECD.

4.6.2 Ventajas

- No requiere modificación de la plataforma de perforación. Puede ser añadida a la sarta de perforación en un viaje corto.
- No se requiere del operador en el sitio.
- Puede reducir picos en los valores de peso del lodo equivalentes asociados con la realización de conexiones. El resultado que se tiene es un perfil de presión del pozo constante, ya sea que se esté perforando (bombas encendidas-circulando) o haciendo una conexión (bomba apagada-sin circulación).
- En pozos de alcance extendido, puede reducir el problema de la ECD entre el pie y el talón del pozo al impulsar el fluido de perforación en la etapa de alcance extendido.
- No afecta las señales del pulso de lodo de la herramienta de MWD.
- La herramienta está abierta para operaciones con cableado.

4.6.3 Desafíos

- El reto más significativo que se tiene es cuando se corre o se retira la herramienta. La sección de la bomba de turbina en el espacio anular limita el área del espacio anular una sección corta (Figura 4.18). El movimiento de la tubería crea un incremento de presión proporcional a la tasa de movimiento de la tubería.
- La restricción del espacio anular pasa los recortes normales, pero los desechos pesados pueden causar problemas.
- El motor interno de la tubería de perforación utiliza energía y por lo que se incrementa la presión de bombeo.

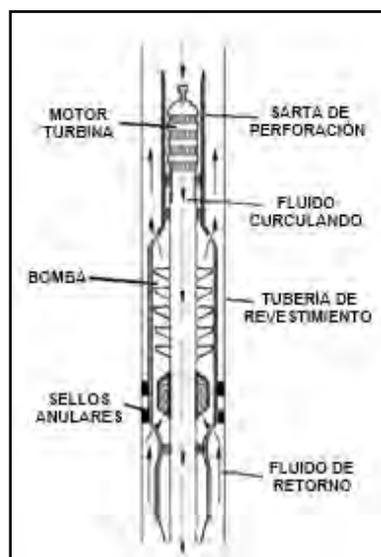


Figura 4.18 Herramienta de reducción de la ECD.

4.6.4 Descripción

La herramienta de reducción de la ECD consiste de tres secciones (Figura 4.18):

1. En la parte superior esta un motor de turbina, el cual toma la energía de presión del fluido de circulación y la convierte en energía mecánica. El fluido de circulación entra al motor de turbina en la parte superior y vuelve dentro de la sarta de perforación después de mover el motor de turbina.
2. En la parte central esta una bomba de múltiples etapas, de bombeo de flujo mezclado impulsada por el motor de turbina. Bombea el fluido de retorno hacia arriba del espacio anular.
3. La sección más baja consiste de sellos y cojinetes. El motor de la turbina esta ajustado a la bomba así que no hay necesidad de una caja de cambios. Dos sellos en el lado exterior de la bomba se sellan con el ID de la tubería de revestimiento, el cual fuerza a todo el fluido de retorno a pasar a través de la bomba.

4.7 Medidor de Flujo Coriolis

El medidor de flujo es de gran importancia en algunas operaciones de MPD. Dado que el medidor de flujo Coriolis es nuevo para las operaciones de perforación, la siguiente descripción está incluida como parte del equipo superficial.



Figura 4.19 Medidor de flujo tipo Coriolis (Emerson Micromotion)

El medidor de flujo del que se hablo en el Capítulo 2 (MFC) es el medidor Coriolis de Emerson Micromotion. El medidor de flujo Coriolis depende de un flujo másico desviando un tubo. Generalmente esto es mostrado como un efecto de tubo en U (Figura 4.19), y esta es la

configuración mostrada en el capítulo 2. El medidor de flujo Coriolis es un método muy adecuado de medición de fluidos de perforación ya que estos contienen recortes de la perforación que tienden a interferir con otros tipos de medidores de flujo. El medidor estima y calcula:

- El flujo másico.
- El flujo volumétrico.
- La densidad.
- La temperatura.

La siguiente es una descripción general de cómo funciona el sistema.

1. Tubos dobles de flujo paralelos, que crean el efecto de tubo en U, oscilan opuestamente uno con respecto del otro a su frecuencia natural por medio un imán y una bobina.
2. El imán y la bobina son colocados a la entrada y a la salida de los tubos de flujo paralelos con los imanes en el tubo y las bobinas en el otro.
3. La vibración de los tubos causa que la bobina produzca onda senoidal que representa el movimiento de un tubo con respecto al otro.
4. Cuando no existe flujo, las ondas senoidales de entrada y de salida coinciden.
5. El efecto Coriolis de un flujo másico a través del lado interno de los tubos resiste la vibración. El efecto Coriolis del flujo másico a través del lado externo de los tubos se añade a la vibración.
6. La diferencia de fase entre la señal de la entrada y la señal de salida se utiliza para calcular el flujo másico.
7. El cambio de frecuencia de la frecuencia natural indica cambio en la densidad. El incremento del flujo másico reduce la frecuencia.
8. El flujo volumétrico es el flujo másico dividido por la densidad.
9. La medición directa de la temperatura se utiliza para corregir los cambios de temperatura.

4.8 Bomba de Disco (Bomba de Fricción)

La bomba de disco (Figura 4.20) la cual se utiliza para operaciones de RMR con doble gradiente, es también conocida como una *bomba de fricción* o de manera más general una *bomba submarina*. Sin embargo, el termino *bomba submarina* abarca una gran cantidad de bombas. Como se vio en la sección 2.4.1, otras *bombas submarinas* han sido propuestas para otras operaciones de perforación con doble gradiente.

La bomba de disco, como fue diseñada originalmente, tiene una serie de platos paralelos, de algunas milésimas de pulgada de distancia. Al girar, la fricción del fluido entre los platos origina el bombeo. La proximidad cercana de los platos limita la acción de bombeo para fluidos de baja viscosidad. En la década de los años 70's y los 80's, se encontró que el concepto de fricción seguía siendo efectivo cuando los platos se encontraban por arriba de 20 [pg] de distancia. La bomba de disco, también configurada, es más eficiente que una bomba centrífuga, especialmente con fluidos de alta viscosidad.

El trabajo adicional desarrollo una bomba de disco de alta carga que maneja fluidos con entrada de sólidos y gas. Esta bomba de con gran capacidad de carga, modificada adicionalmente, es la base del sistema de bombeo submarino AGR. Este sistema bombea el lodo y los recortes así como lodo con gas. Además, puede sostener una columna de fluido a una altura ajustada. El sistema de bombeo submarino AGR se pone en funcionamiento con un motor de frecuencia variable para dar el torque a la velocidad necesaria.

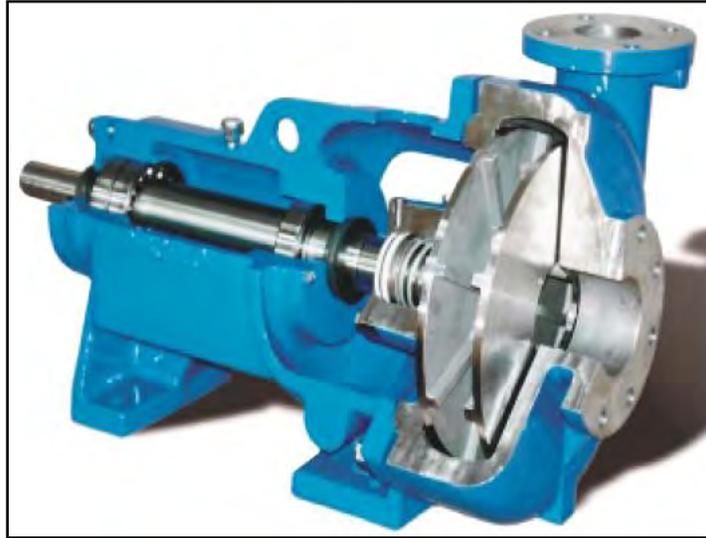


Figura 4.20 Bomba de Disco de Fricción (DiscFlo)

Conclusiones

- La Perforación con Manejo de Presión es una de las tecnologías emergentes que han resultado en una implementación exitosa debido a que permiten abatir el Tiempo No Productivo encontrado durante la perforación convencional, mediante la mitigación de los riesgos de perforación encontrados normalmente.
- La MPD con sus respectivas variaciones está diseñada para controlar de manera precisa los perfiles de presión anular en el pozo. Un principio básico de la MPD es no permitir los influjos provenientes de la formación, pero manteniéndose siempre dentro de los límites operativos impuestos por la ventana operacional.
- La MPD mejora la rentabilidad económica de los proyectos de explotación petrolera debido a que disminuye el Tiempo No Productivo y a que permite acceder a zonas con recursos hidrocarburos a las que antes era complejo o prácticamente imposible acceder.
- El equipo utilizado para las operaciones de MPD guarda cierta similitud al utilizado históricamente para la Perforación Bajo Balance. Sin embargo, algunas variaciones de la MPD, como la Perforación con Doble Gradiente, requiere de equipo más especializado y de operación más compleja.
- La perforación con presión de fondo constante, que comprende a los sistemas DAPC y MFC, mantiene la presión constante en un punto del fondo del pozo cuando se detiene la circulación de las bombas de lodo mediante la aplicación de una contrapresión superficial en el espacio anular, evitando los picos que se generan entre el encendido y apagado de las bombas cuando se hace una conexión.
- El Sistema de Circulación Continua mantiene la circulación en el interior del pozo cuando se hace una conexión de tubería de perforación. Al igual que los métodos de CBHP con contrapresión superficial, tiene el objetivo de evitar la secuencia esfuerzo-relajamiento a la que están sujetas las paredes del pozo cuando se detienen las bombas de lodo.
- La Perforación con Capa de Lodo, en sus variaciones de FMCD y PMCD, utiliza un fluido viscoso para rellenar el espacio anular, el cual tiene la función de estar balanceado con la presión de formación y permitir que el fluido de perforación de sacrificio inyectado por la sarta se pierda totalmente en una zona de alta conductividad. Este método es adecuado cuando se tienen zonas de alta permeabilidad y conductividad, como pueden ser fracturas, vugulos o cavernas que acepten todo el fluido de sacrificio y los recortes.

- La Perforación con Doble Gradiente es un método enfocado a perforación costa afuera y en plataformas que utilicen un riser de perforación. Tiene el objetivo de generar un doble gradiente en el espacio anular del pozo, ya sea mediante el uso de dos fluidos o por la instalación de una bomba submarina que levanta el fluido de perforación y lo ajusta para que genere una presión hidrostática semejante a la de una columna de agua. Es adecuado cuando el gradiente de un solo fluido de perforación excede la presión de fractura de la formación en alguna zona del pozo.
- El método HSE utiliza equipo especial para que el pozo sea perforado como un sistema cerrado, cumpliendo con las regulaciones de Seguridad, Salud y Medio Ambiente impuestas por compañías y gobiernos. Utiliza el equipo común del método MFC o del DAPC.
- La selección de un método de MPD depende, sobre todas las cosas, de que el pozo sea adecuado para la aplicación de la MPD. Para hacerlo, se deben llevar a cabo un proceso de selección que es relativamente sencillo. Sin embargo, pese a ser un estudio de poca complejidad, el éxito depende totalmente de la calidad de los datos del pozo y de correlación con los que se cuente.
- La industria ha desarrollado herramientas, como software de selección especializado, para ayudar a verificar que los métodos de MPD son adecuados para perforar un pozo, tanto en el aspecto técnico como en el económico.
- Actualmente, las compañías de servicios tienen una amplia variedad de herramientas y servicios de Perforación con Manejo de Perforación para solventar las necesidades de la perforación actual.

Recomendaciones

- Debe realizarse más investigación respecto al impacto de la MPD en la mitigación de los eventos no deseados (como brotes o pegaduras diferenciales). Esto se logrará únicamente con la implementación de la MPD a corto plazo.
- Para asegurar la factibilidad de la aplicación de un método de MPD en un pozo adecuado, debe realizarse un estudio económico. Es recomendable utilizar pozos de correlación para conocer el nivel de incidencia de los eventos no deseados y conocer que parte del Tiempo No Productivo total es debido a dichos eventos.
- Debe comprenderse que la MPD no es un concepto totalmente nuevo, sino que toma elementos anteriores y los mejora de manera significativa. Por lo tanto, el camino hacia su implementación puede ser más sencillo de lo que aparenta.

Anexo 1 - Hidráulica para MPD

Hidráulica

Para el estudio de hidráulica para MPD, es común considerar al pozo como un tubo en U, tal y como se presenta en la Figura A-1.

Independientemente del método de MPD utilizado, las siguientes ecuaciones representan las ecuaciones de hidráulica generales para un pozo típico:

$$BHP_A[P_A] = BHP_B[P_B]$$

P_A y P_B son las presiones de fondo del pozo a profundidad específica en la sarta y en la sección del espacio anular respectivamente. De la Figura de A-1 podemos determinar que:

$$P_A = P_{s1} + P_{H1} + P_{H2} - \Delta P_{Loss}$$

$$\Delta P_{Loss} = \Delta P_{Loss1} + \Delta P_{Loss2} + \Delta P_{Motor} + \Delta P_{Bit} + \Delta P_{Sup}$$

ΔP_{Sup} es la caída de presión en las instalaciones superficiales estándar. La correlación para la caída de presión en el equipo superficial es la siguiente:

$$\Delta P_{Sup} = C * q^x * PV^y$$

donde PV es la viscosidad plástica del fluido de perforación, C es una constante que está en función de la configuración del equipo superficial, $\Delta P_{Loss1,2}$ representa la suma de la caída de presión por fricción en el interior de los componentes de la sarta de perforación y ΔP_{Motor} representa la caída de presión en el motor de fondo si es que es utilizado. El término ΔP_{Bit} es la caída de presión a través de las toberas de la barrena, y está dado como:

$$\Delta P_{Bit} = \frac{\rho * q^2}{12032 * C_d * [TFA]^2}$$

ρ = Densidad del fluido de perforación, [lb/gal]

q = Gasto de la bomba, [gal/min]

C_d = Coeficiente de descarga de las toberas de la barrena

TFA = Área de flujo total de las toberas de la barrena, [pg²]

P_H = Presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación

TVD = Profundidad vertical real de una columna de fluido específica, [pies]

$$P_B = P_{s2} + P_{H3} + P_{H4} + P_{H5} + \Delta P_{LossAnnulus}$$

$$\Delta P_{LossAnnulus} = \Delta P_{Loss3} + \Delta P_{Loss4} + \Delta P_{Loss5}$$

ΔP_{Loss} depende del régimen de flujo, las velocidad de rotación de la sarta [rpm], la excentricidad de la sarta en el agujero, y la reología. La reología a su vez depende de las condiciones de fondo del pozo de la presión y de la temperatura.

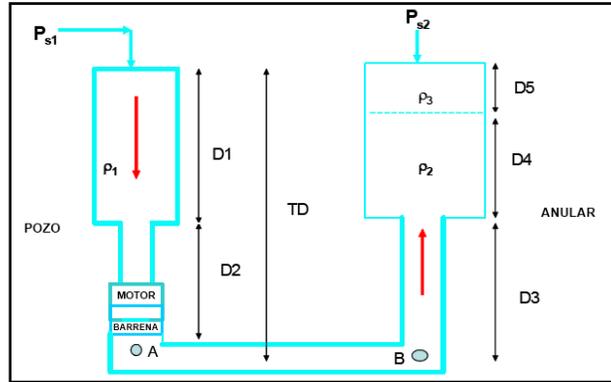


Figura A-1 Analogía del perfil del pozo como un tubo en U.

$$P_A = P_B = \text{Presión de Circulación en el Fondo del Pozo} = BHP_{Dynamic}$$

$$ECD = \frac{BHP_{Dynamic}}{0.052 * TVD}$$

ΔP_{Loss} representa las pérdidas por fricción ya sea en el espacio anular de la tubería de revestimiento como se ilustra en la Figura A-1. Estas pérdidas son afectadas por la excentricidad de la sarta en el agujero, la reología del fluido a condiciones de la presión y temperatura que predominen y a las RPM de la sarta.

Efecto de la Presión y la Temperatura del Pozo

Los efectos de la presión y la temperatura del pozo en el análisis de hidráulica son compensados en términos del efecto de la reología del fluido de perforación. Así, a la presión y la temperatura predominantes en el pozo, el esfuerzo de corte del fluido medido a condiciones de presión y temperatura estándar se corrige de la siguiente manera:

$$\tau@P,T = CF * \tau_s$$

en donde:

τ = Esfuerzo cortante del fluido a una presión y temperatura definidas.

τ_s = Esfuerzo cortante del fluido a condiciones estándar (temperatura 60 [°F] y presión 15 [lb/pg²]).

CF = Factor de corrección, el cual está en función de la presión y la temperatura.

Efecto de la Excentricidad de la Sarta

Para predecir adecuadamente el perfil de presión en el pozo, es esencial predecir la excentricidad predominante en la sarta de perforación. La excentricidad de la sarta se analiza con base en la carga en la sarta, la trayectoria del pozo y los regímenes de presión correspondientes. Modelos y procedimientos apropiados para establecer los perfiles de excentricidad correspondientes a través de toda la longitud medida de la trayectoria del pozo ya han sido desarrollados.

El análisis del efecto de la excentricidad se lleva a cabo empleando la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{Eccent} = R * \Delta P_{Conc}$$

en donde R = Relación de los gradientes de presión. Esta R representa al factor de corrección de la excentricidad y depende de la reología del fluido y del régimen de flujo, ΔP_{Cons} = Perfil de presión para el caso de tubería concéntrica. Y ΔP_{Eccent} = Perfil de presión para el caso de tubería excéntrica.

En el caso de flujo laminar de un fluido *pseudoplástico* (No Newtoniano), R se puede calcular de la siguiente manera:

$$R_{Lam} = 1 - 0.072 * \frac{e_{avg}}{n} * \left[\frac{d_1}{d_2} \right]^{0.8454} - 1.5 * e_{avg}^2 \sqrt{n} \left[\frac{d_1}{d_2} \right]^{0.1852} + 0.96 * e_{avg}^3 * \sqrt{n} * \left[\frac{d_1}{d_2} \right]^{0.2527}$$

en donde e_{avg} es la excentricidad promedio de la sarta de perforación y n es el índice de comportamiento de flujo.

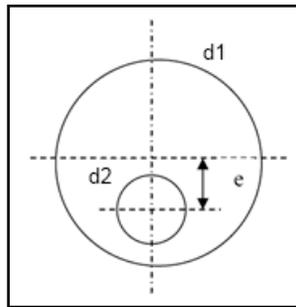


Figura A-2 Efecto de la excentricidad

Reología

Introducción

La reología es el estudio de la deformación y el flujo de los materiales. Las características del flujo de los fluidos dependen altamente de la reología. La mayoría de los fluidos de perforación

son dispersiones o emulsiones con una reología compleja. La reología se ocupa principalmente del estudio de la relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

Realizar ciertas mediciones en un líquido conduce a la descripción del comportamiento de flujo del fluido bajo una variedad de temperaturas, presiones, y velocidades de corte. La evaluación de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación es considerada un factor clave para hacer frente a los retos asociados con el transporte de recortes, la erosión, el tratamiento de fluidos, y el cálculo de la hidráulica.

Esfuerzo de Corte y Velocidad de Corte

En un fluido que fluye, una fuerza existente en el líquido que se opone al flujo se conoce como el esfuerzo de corte. El esfuerzo de corte puede también definirse como una fuerza por unidad de área entre dos capas de fluidos deslizándose una con respecto a la otra. El corte es más probable que se produzca entre dos capas de fluido que entre la capa externa del fluido y la pared de la tubería. Esto es lo que provoca que el fluido en contacto con el muro de la tubería no fluya. Por consiguiente, la fuerza por unidad de área que se requiere para sostener un gasto constante de movimiento de fluido, es decir el esfuerzo de corte, se define como:

$$\tau = \frac{F}{A}$$

en donde:

τ = Esfuerzo de corte.

F = Fuerza.

A = Área en contacto con el fluido que está sujeto a la fuerza.

Cuando una capa de fluido pasa sobre una capa adyacente, el ritmo de cambio de la velocidad se denomina *velocidad de corte*. La velocidad de corte, que es el gradiente de velocidad medido a lo largo de longitud de un canal de flujo de un fluido, se expresa como:

$$\gamma = \frac{V_A - V_B}{h}$$

en donde:

τ = Velocidad de corte.

V_A = Velocidad en la capa A.

V_B = Velocidad en la capa B.

h = Distancia entre las capas A y B.

La pérdida de presión en un sistema de circulación, la presión de bombeo, y el gasto de circulación del sistema pueden ser vinculados, respectivamente, al esfuerzo de corte y la velocidad de corte. La velocidad de corte de un flujo fluyendo está asociado con la velocidad promedio del

fluido en el canal de flujo y la dimensión de paso (contacto con el diámetro). Por lo tanto, un fluido fluyendo en espacios con geometría pequeña, tales como en el interior de la tubería, tiene una velocidad de corte más alta que en un fluido fluyendo en espacios con geometría más grande, tales como en el espacio anular o en el riser. En general, para un fluido la relación entre la velocidad y el esfuerzo de corte determina como es el comportamiento del fluido.

Modelo Newtoniano

Cuando la viscosidad de un fluido a temperatura y presión constante no depende de la velocidad de corte, el fluido se clasifica como fluido Newtoniano. En otras palabras, la grafica de esfuerzo de corte con respecto a la velocidad de corte de un fluido Newtoniano (Figura A-3) tiene el comportamiento de una línea recta que atraviesa por el origen de los ejes coordenados. La pendiente de esta línea recta es llamada *la viscosidad Newtoniana del fluido*. La correlación que describe el comportamiento de un fluido Newtoniano se puede expresar como:

$$\tau = \mu * \gamma$$

El comportamiento Newtoniano de los fluidos puede ser clasificado como el comportamiento de flujo de fluidos más simple de estudiar y predecir. Muchos de los fluidos de perforación, como pueden ser los base agua, aceite o sintéticos tienen un comportamiento Newtoniano.

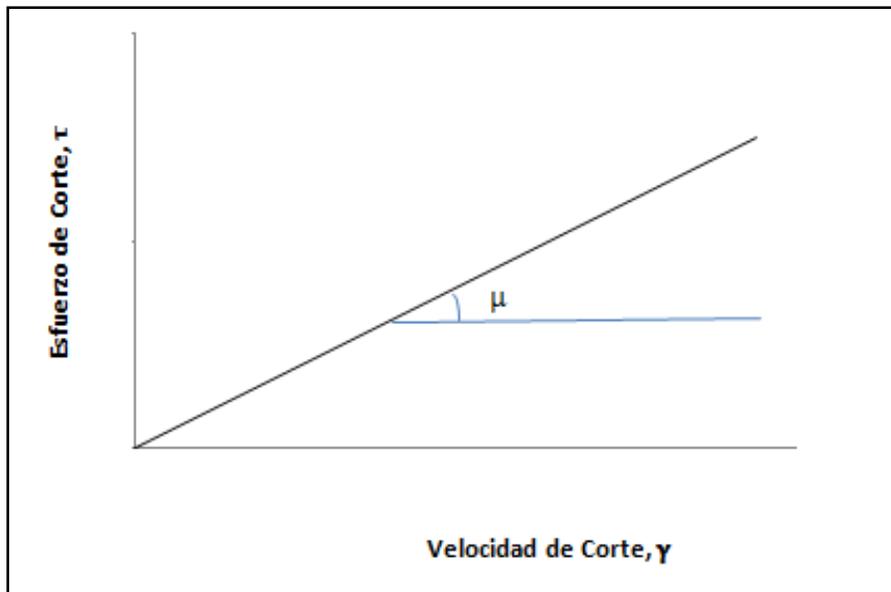


Figura A-3 Gráfica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte de un fluido Newtoniano.

Modelo No Newtoniano

Al contrario de los fluidos Newtonianos, en los fluidos No Newtonianos no existe la proporcionalidad directa entre la velocidad y el esfuerzo de corte. La viscosidad de tales fluidos depende de la velocidad de corte. A diferentes velocidades de corte existen diferentes relaciones entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte, por lo que la viscosidad no es un valor constante. Esto significa que un fluido No Newtoniano no tiene una viscosidad constante que describa el comportamiento del fluido a diferentes velocidades de corte (Figura A-4).

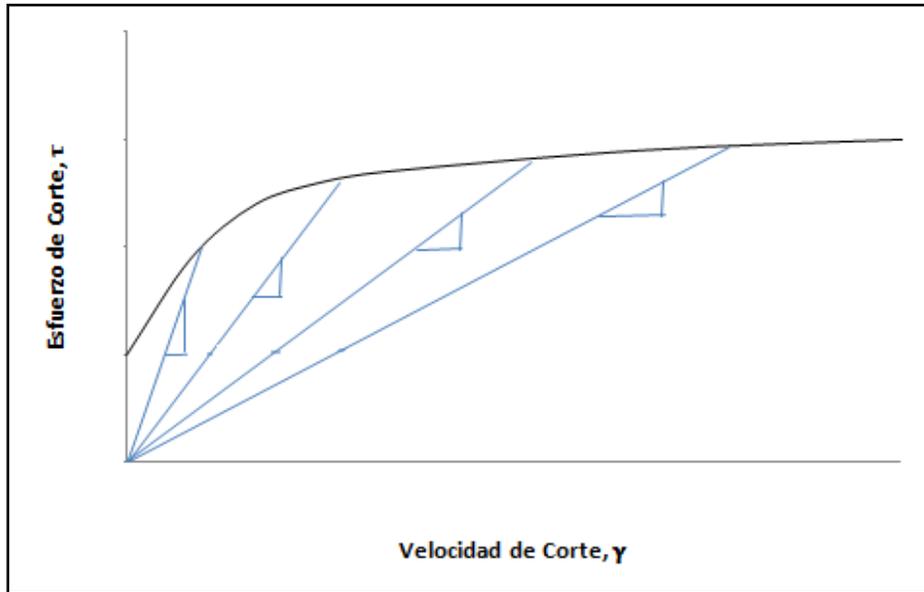


Figura A-4 Gráfica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte de un fluido no-Newtoniano.

Muchos fluidos son muy complejos de caracterizar mediante un solo valor de su viscosidad. Por lo tanto, para describir la viscosidad de un fluido No Newtoniano a una velocidad de corte en particular, se deben definir la *viscosidad aparente* y la *viscosidad efectiva*. La viscosidad aparente es la mitad del valor de la lectura de 600 [rpm] del viscosímetro rotacional. La viscosidad efectiva se define como la relación del esfuerzo de corte entre la velocidad de corte de un fluido a una velocidad de corte en particular.

Cuando la viscosidad disminuye con el incremento de la velocidad de corte, el comportamiento del fluido se clasifica como *fluido pseudoplástico*. La mayoría de los fluidos No Newtonianos presentan tal comportamiento. Sin embargo, en algunos casos, la viscosidad efectiva se incrementa con la velocidad de corte. Tal comportamiento de este tipo de fluidos se clasifica como *fluidos dilatantes*.

Hasta ahora, se supone que a una velocidad de corte dada, siempre y cuando la velocidad de corte se mantenga constante, el esfuerzo de corte correspondiente permanecerá constante. Sin embargo, en muchos casos el esfuerzo de corte, y por lo tanto la viscosidad, se incrementa o

disminuye con respecto al tiempo. Si la viscosidad de un fluido No Newtoniano se incrementa con respecto al tiempo después de que la velocidad de corte se incrementa a un nuevo valor constante, el fluido es conocido como *tixotrópico*. El tipo de fluidos opuestos son llamados *antitixotrópicos* o *fluidos reopéticos*.

Modelo Plástico de Bingham

El modelo plástico de Bingham es conocido por ser el primero utilizado para describir las características de flujo de los fluidos de perforación. El modelo plástico de Bingham supone que existe una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte (Figura A-5). Este modelo describe el comportamiento de un fluido en el cual no existe flujo hasta que el esfuerzo de corte aplicado exceda un cierto valor mínimo. El esfuerzo cortante requerido para iniciar el flujo es llamado el *punto de cedencia*. Cuando se alcanza el punto de cedencia, los cambios en el esfuerzo de corte son proporcionales a los cambios en la velocidad de corte. La constante de proporcionalidad en la cual el fluido muestra una viscosidad constante con un incremento en la velocidad de corte es llamada *viscosidad plástica*. El modelo plástico de Bingham se puede expresar como:

$$\tau = \mu_p \gamma + \tau_y$$

en donde:

μ_p = Viscosidad plástica.

τ_0 = Punto de cedencia.

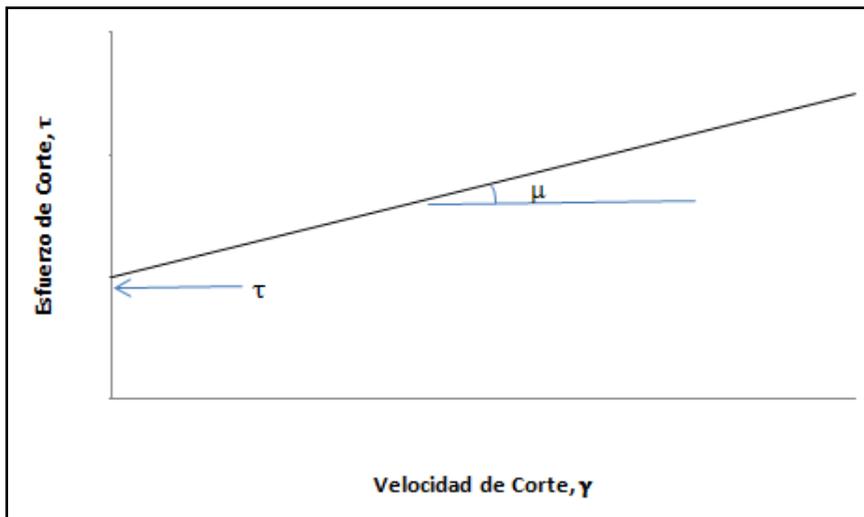


Figura A-5 Gráfica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte de un fluido plástico de Bingham.

La viscosidad plástica y el punto de cedencia se pueden leer de las gráficas asociadas o calculadas por correlaciones. Para viscosímetros comunes, como el viscosímetro Fann, se utiliza la siguiente correlación:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300}$$

$$\tau_0 = \theta_{300} - \mu_p$$

donde:

θ_{600} = Lectura del viscosímetro a 600 [rpm].

θ_{300} = Lectura del viscosímetro a 300 [rpm].

Hay que notar que el comportamiento de los fluidos de perforación a velocidades de corte muy bajas no puede ser calculado adecuadamente con este modelo. Por lo tanto, los cálculos de pérdida de presión no son adecuados cuando se utiliza el modelo plástico de Bingham. Sin embargo, este modelo es muy útil para el tratamiento y el seguimiento, ya que este separa el efecto en los sólidos, la viscosidad plástica, la contaminación electroquímica, y el punto de cedencia.

Modelo de Ley de Potencias

Al igual que el modelo plástico de Bingham, el modelo de Ley de Potencias es un modelo para la caracterización de fluidos. El modelo de Ley de Potencias intenta hacer frente a las fallas del modelo plástico de Bingham a bajas velocidades de corte. El modelo de Ley de Potencias supone que existe una relación no lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte. Matemáticamente, el modelo de ley de potencias describe el comportamiento del fluido en el cual el esfuerzo de corte se incrementa como una función de la velocidad de corte elevada a una potencia de un valor constante (Figura A-6). El modelo de la ley de potencias se define entonces como:

$$\tau = K * \gamma^n$$

en donde:

K = Índice de consistencia, [lb/s²/100 pie²].

n = Índice de comportamiento de flujo.

Los parámetros de la ley de potencias se pueden estimar como:

$$K = \frac{5.11\theta_{300}}{511^n}$$

o también por medio de la siguiente ecuación:

$$K = \frac{511\theta_{600}}{1022^n}$$

$$n = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

El *índice de consistencia* se define como la viscosidad a una velocidad de corte de [1/seg] y está también relacionado con la viscosidad a velocidades de corte bajas. El incrementar el índice de consistencia podría mejorar el potencial de limpieza de los fluidos del pozo.

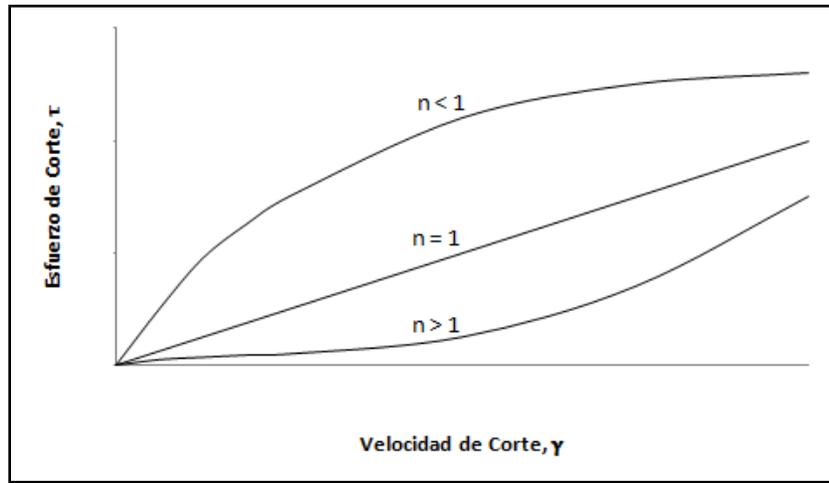


Figura A-6 Gráfica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte para el modelo de ley de potencias.

El índice de comportamiento de flujo caracteriza el grado en que un fluido con comportamiento No Newtoniano con respecto a un rango de velocidad de corte. Dependiendo de la desviación del índice de comportamiento de flujo de la unidad, pueden existir tres tipos de comportamiento de fluidos, los cuales son:

$n < 1$: Fluidos pseudoplásticos No Newtonianos.

$n = 1$: Fluidos Newtonianos.

$n > 1$: Fluidos dilatantes No Newtonianos.

Tomando el logaritmo de ambos lados de la ecuación de la Ley de Potencias básica se obtiene:

$$\log(\tau) = \log(K) + n \log(\dot{\gamma})$$

Con base en la ecuación anterior, la gráfica logarítmica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte (Figura A-7) forma una línea recta en la cual la pendiente de esta represente al

índice de comportamiento de flujo y el índice de consistencia es la intercepción. Hay que notar que, para los fluidos de la Ley de Potencias similares a los fluidos no Newtonianos, la gráfica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte pasa a través del origen.

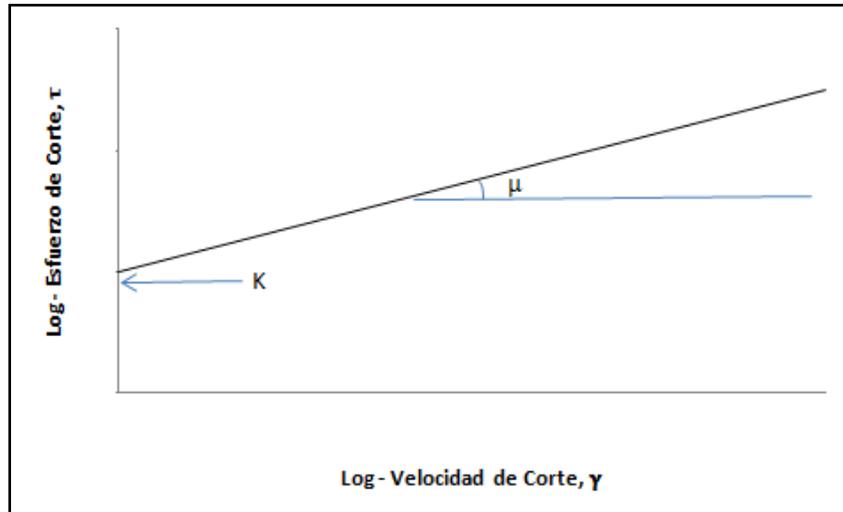


Figura A-7 Gráfica logarítmica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte de un fluido con la Ley de Potencias.

Aunque el modelo de la Ley de Potencias es más adecuado en condiciones de velocidades de corte bajas, aun no es confiable a velocidades de corte altas.

Modelo API (Practica Recomendada 13D, 2003)

Desde 1995, el American Petroleum Institute (API) ha recomendado utilizar un modelo de Ley de Potencias Modificado. El API recomendó un modelo en el año 2003, en el cual las lecturas de la velocidad de corte del viscosímetro están asociadas con los valores reales de la velocidad de corte dentro de la tubería de perforación y dentro del espacio anular. Por ejemplo, dentro de la tubería, en donde se espera tener velocidades de corte altas, las lecturas a 300 y 600 [rpm] se utilizan para correlacionar K y n como se muestra:

$$K_{tub} = \frac{511\theta_{600}}{1022^{n_{tub}}}$$

$$n_{tub} = 3.32 \log \left(\frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \right)$$

Y para el espacio anular, en donde se espera tener velocidades de corte bajas:

$$K_{anular} = \frac{5.11\theta_{100}}{170.2^{n_{anular}}}$$

$$n_{anular} = 0.657 \log \left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3} \right)$$

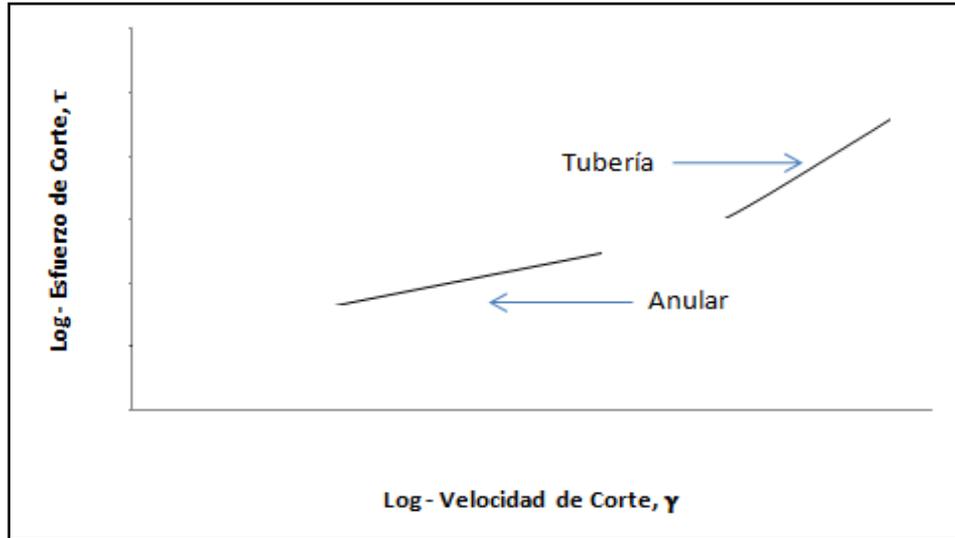


Figura A-8 Gráfica logarítmica del esfuerzo de corte contra la velocidad de corte de un fluido con la Ley de Potencias Doble.

Como se muestra en la figura A-8, con base en el modelo de Ley de Potencias Doble, los valores de la velocidad de corte más bajos en el espacio anular están distintivamente separados de los valores con mayor esfuerzo de corte en la tubería. Es de notar que en este modelo el punto de cedencia, el cual es un aspecto crítico en la remoción de recortes, la suspensión de estos, y en algunas otras cuestiones de la perforación, no es tomado en cuenta.

Modelo de Herschel – Bulkley

La última versión de la norma API 13D recomienda el modelo Herschel – Bulkley. A diferencia del modelo plástico de Bingham y del modelo de Ley de Potencias, el cual emplea dos parámetros, el modelo de Herschel –Bulkley utiliza tres parámetros para caracterizar el comportamiento del flujo. En comparación con la Ley de Potencias o el modelo plástico de Bingham, cuando se dispone de datos experimentales el modelo Herschel – Bulkley es un modelo adecuado y más deseable. Matemáticamente, el modelo puede expresarse como:

$$\tau = \tau_0 + K * \gamma^n$$

En donde para $\tau > \tau_0$ el material fluye como un fluido de comportamiento de Ley de Potencias, y para $\tau < \tau_0$ el material permanece rígido.

Los parámetros de Herschel – Bulkley se determinan por medio del análisis estadístico y el ajuste de curvas. Sin embargo, los parámetros pueden ser estimados utilizando datos medidos. La estimación del esfuerzo de cedencia del fluido, comúnmente conocido como punto de cedencia con velocidad de corte baja es:

$$\tau_0 = 2\theta_{300} - \theta_{600}$$

El índice de flujo del fluido se estima con:

$$n = 3.32 \log_{10} \left(\frac{\theta_{600} - \tau_0}{\theta_{300} - \tau_0} \right)$$

Y el índice de consistencia del fluido se calcula con:

$$k = \frac{\theta_{300} - \tau_0}{511^n}$$

Este es un breve resumen del estudio de la reología. Adicionalmente están disponibles diferentes ecuaciones y enfoques intentando caracterizar el comportamiento del fluido bajo diferentes condiciones. La norma API 13D proporciona recomendaciones prácticas para caracterizar los fluidos de perforación y proporcionar los lineamientos para calcular la caída de presión. Bern *et al* (2006) revisó la práctica recomendada 13D del API y propone algunas modificaciones. Varias otras referencias se enlistan para proporcionar más información de la reología del fluido. La mayoría de las caracterizaciones son válidas para la perforación convencional. Se requiere de modelos y caracterización más grandes para entender el comportamiento del fluido para operaciones de perforación especiales haciendo frente a las condiciones de pozos que se encuentran a alta presión y alta temperatura o en condiciones de baja temperatura.

Anexo 2 - Mecánica de Rocas

Mecánica de Rocas

Estrés y Tensión (Deformación Elástica y No Elástica)

El retorno de fluido perdido en la formación, el baloneo del pozo, y las pruebas de leak-off están en función de la elasticidad y la deformación de la roca. El fluido que regresa de la formación después de haberse considerado como pérdida –evento normalmente llamado baloneo del pozo- es una de las causas principales del Tiempo No Productivo durante las operaciones de perforación, especialmente en los ambientes marinos, por lo que es importante entender algunos de los fundamentos acerca de este problema.

Cuando se remueve la carga aplicada a la roca y esta regresa a su estado físico original sin que haya sufrido daño permanente, se considera que la roca tiene un comportamiento elástico. El comportamiento se puede definir con base en una caracterización lineal de la curva de la carga en la relación carga-desplazamiento. Las propiedades elásticas de la roca se clasifican en estáticas y dinámicas. Los parámetros elásticos dinámicos se determinan a partir de la medición de la velocidad de onda en la roca. En una roca elástica ideal, los parámetros estáticos y dinámicos son iguales.

Para la condición estática, la pendiente entre la intensidad de carga y la tensión normal se define como el módulo elástico, también llamado como módulo de Young. El módulo de Young relaciona la tensión axial con la deformación axial para materiales isotrópicos y elásticos lineales, cuando están sometidos a la acción de esfuerzos de tracción o de compresión. El módulo de Young estático es proporcional a la rigidez de la roca; y cuanto más alto es el módulo de Young, más difícil es lograr la deformación de la roca bajo una carga uniaxial. La expresión para el módulo de Young está dada por:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} = 2G(1 + \nu)$$

en donde:

E = Módulo de Young estático.

σ = Presión ejercida sobre el área de sección transversal del objeto.

ε = Tensión

ν = Relación de Poisson.

G = Módulo de corte.

Los experimentos han demostrado que, para un material isotrópico, el cambio en la longitud por unidad de longitud de los elementos lineales en la dirección perpendicular o transversal es una fracción ajustada de la deformación normal en la dirección de carga. Por lo tanto, para un material dado, la proporción de la deformación transversal a longitudinal de la relación de Poisson es constante. La relación de Poisson es una constante elástica que es una medida de la compresibilidad de un material al esfuerzo aplicado a este. En las mediciones estáticas, la relación de Poisson relaciona la tensión normal al esfuerzo que se aplica y la tensión paralela a dicho esfuerzo como:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_{tr}}{\varepsilon_a}$$

donde:

ε_{tr} = Tensión transversal.

ε_a = Tensión axial.

ν = Relación de Poisson.

Generalmente, el valor de la relación de Poisson se encuentra entre 0 y 0.5. Otros dos módulos que se utilizan son el modulo de corte, G, y el modulo de compresibilidad, K. El modulo de corte surge a partir de la elasticidad lineal y no es fácil de medir. Por lo tanto, el modulo de corte se calcula generalmente a partir del modulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν). El modulo de compresibilidad es la relación de la presión hidrostática con la tensión volumétrica que se produce. El valor de K está relacionado con el modulo de Young y la relación de Poisson por medio de la ecuación:

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)}$$

El modulo de compresibilidad puede ser calculado en el laboratorio por medio de la medición del cambio en el volumen durante la compresión hidrostática. El reciproco de K se conoce como la *compresibilidad*. La compresibilidad de la roca es un factor importante para cálculos de elasticidad en espacios porosos.

Utilizando las propiedades dinámicas de la roca, medidas por medio de técnicas de registros, algunas constantes de la mecánica de rocas se pueden determinar. Utilizando las velocidades de onda de compresión y de onda a través de la roca. La relación de Poisson se puede determinar a partir de:

$$\nu = \frac{(V_c^2 - 2V_s^2)}{2(V_c^2 - V_s^2)}$$

en donde:

V_c = Velocidad de onda por compresión.

V_s = Velocidad de onda de corte.

Utilizando datos de registros de densidad, se modulo de Young se obtiene con:

$$E = \rho v^2 \left[\frac{(3V_c^2 - 4V_s^2)}{(V_c^2 - V_s^2)} \right]$$

Además, el modulo de corte y el modulo de compresibilidad se puede calcular con:

$$G = \rho V_s^2$$

$$K = \rho \left[V_c^2 - \frac{4V_s^2}{3} \right]$$

Esfuerzo Horizontal y Vertical de la Roca

Generalmente, en un modelo de fracturamiento de la roca simple se supone que el material está confinado en un estado elástico lineal con respecto a la sobre carga vertical (Figura A-9) En los materiales isotrópicos, la magnitud de la tensión axial y la tensión transversal son iguales. Por lo tanto, la tensión horizontal se puede utilizar para generalizar la tensión axial y la tensión transversal con la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_H = \varepsilon_a = \varepsilon_{tr}$$

en donde:

ε_H = Tensión horizontal.

ε_a = Tensión axial.

ε_{tr} = Tensión transversal.

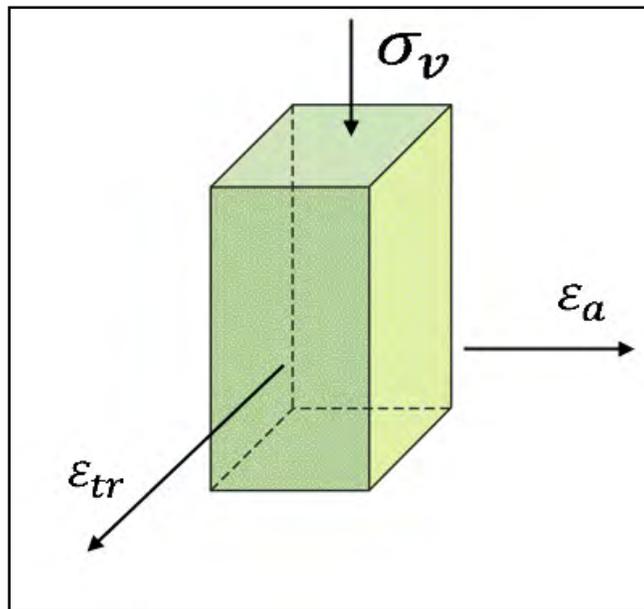


Figura A-9 Tensión reactiva transversal para un material elástico confinado.

Considerando esto, para un material confinado lineal elástico e isotrópico, la tensión horizontal está en función de la relación de Poisson y el esfuerzo vertical, la relación entre el esfuerzo de sobrecarga y el esfuerzo horizontal se puede expresar adicionalmente como:

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (\sigma_{ob} - P_p) + P_p$$

donde:

σ_H = Esfuerzo horizontal.

ν = Relación de Poisson.

P_p = Presión de poro.

σ_{ob} = Esfuerzo de sobrecarga.

La ecuación anterior muestra que, cuando la relación de Poisson es igual o menor que 0.5, el esfuerzo horizontal es siempre menor o igual al esfuerzo de sobrecarga. Esto es lo que se considera que sea la base de la predicción del plano de fractura teórico y su naturaleza perpendicular a la tensión principal mínima.

Bibliografía

[1] Kenneth P. Malloy, C. Rick Stone, George H. Medley, Jr., Don Hannegan, Oliver Coker, Don Reitsma, Helio Santos, Joseph Kinder, Johan Eck-Olsen, John McCaskill, James May, Kenneth Smith y Paul Sonneman: “Managed-Pressure Drilling: What It Is and What It Is Not”, artículo IADC/SPE 122281, febrero de 2009.

[2] Jaime Villatorio, Said Boutalbi, Kevin Schmigel, Hani Qutob, Martijn van Galen y Sunil Lakshminarayanan: “Controlled Pressure Drilling (CPD) Candidate Screening Methodology”, artículo SPE 120035, marzo de 2009.

[3] Don M. Hannegan, P. E.: “Managed Pressure Drilling in Marine Environments – Case Studies”, artículo SPE/IADC 92600, febrero de 2005.

[4] Hannegan, D., y Fisher, K.: “Managed Pressure Drilling in Marine Environments”, artículo IPTC 10173, noviembre de 2005.

[5] John Kozicz: “Managed-Pressure Drilling – Recent Experience, Potential Efficiency Gains, and Future Opportunities”, artículo IADC/SPE 103753, noviembre de 2006.

[6] Doug Finley, Joe Ansah, Isabel Gil, Randy Lovorn y Sara Shayegi: “Comparisons of Reservoir Knowledge, Drilling Benefits, and Economics Advantages for Underbalanced and Managed-Pressure Drilling”, artículo IADC/SPE 108350, marzo de 2007.

[7] Kent Ostroot, Sara Shayegi, Derrick Lewis y Randy Lovorn: “Comparison and Advantages of Underbalanced and Managed Pressure Drilling Techniques: When Should Each Be Applied?”, artículo OTC 18561, mayo de 2007.

[8] D, Hannegan: “Case Studies – Offshore Managed Pressure Drilling”, artículo SPE 101855, septiembre de 2006.

[9] Børre Fossil y Sigbjørn Sangesland: “Managed Pressure Drilling for Subsea Applications; Well Control Challenges in Deep Waters”, artículo SPE/IADC 91633, octubre de 2004.

[10] Charles R. “Rick” Stone y Shifeng Tian: “Sometimes Neglected Hydraulic Parameters of Underbalanced and Managed Pressure Drilling”, artículo SPE/IADC 114667, enero de 2008.

[11] J.K. Foster y A. Steiner: “The Use and an Unweighted Fluid System for Drilling ROP Improvement”, artículo IADC/SPE 108343, marzo de 2007

[12] Rehm, Bill; Schubert, Jerome; Haghshenas, Arash; Paknejad, Amir Saman y Hughes, Jim: “Managed Pressure Drilling”, Gulf Publishing Company, 2008.

[13] IADC: “UBO & MPD Glossary”, www.iadc.com

[14] Mari Oma Engevik: “Risk Assessment of Underbalanced and Managed Pressure Drilling Operations”, tesis de Maestría, NTNU, mayo de 2007.

[15] J. Hernandez, SPE; PHD C. Perez Tellez, SPE, PEMEX; C. Lupo, SPE, D. Scarcelli, SPE, N. Salinas, SPE, H. Bedino, SPE, F. Gallo, SPE, Schlumberger; O. SehSah, SPE, At Balance: “Successful Application of Automated Choke MPD System to Prevent Salt Water Kicks While Drilling in a High-Pressure Tertiary Salt Diapir With OBM in Southern Mexico”, artículo IADC/SPE 122211, febrero 2009.

[16] E.J. van Riet, Shell International E&P Research; D. Reitsma, Shell International E&P Research; B. Vandecraen, IPCOS: “Development and Testing of a Fully Automated System to Accurately Control Downhole Pressure During Drilling Operations”, artículo SPE/IADC 85310, octubre 2003.

[17] Mark J. Chustz, Shell; James May, Smith Services; Don Reitsma, Paul Fredericks, At Balance Americas; Scott Dickinson, Larry D. Smith, Signa Engineering: “MPD with DAPC system proves successful on Auger TLP redevelopment program in GOM”, artículo revista Drilling Contractor, julio/agosto 2007.

[18] Don Reitsma, Paul Fredericks, At Balance; Roger Suter, M-I SWACO: “Modified automated pressure-control technology offers smaller footprint for land MPD operations”, artículo revista Drilling Contractor, noviembre/diciembre 2007.

[19] Paul D. Fredericks, At Balance; E. J. van Riet, Shell International E&P Research: “Maintain constant BHP while drilling”, artículo revista E&P, octubre 2006.

[20] Paul D. Fredericks y Don Reitsma, At Balance Americas: “MPD utomation addresses drilling challenges in conventional, unconventional resources”, artículo revista Drilling Contractor, noviembre/diciembre 2006.

[21] P. Vieira, M. Arnone, B. Russel, I. Cook, K. Moyse, F. Torres, y Hani Qutob, Weatherford International, y Chen Yuesheng y Chen Qing, Sino Saudi Gas: “Constant Bottomhole Pressure: Managed-Pressure Drilling Technique Applied in an Exploratory Well in Saudi Arabia”, artículo SPE/IADC 113679, enero de 2008.

[22] V. Roes, Shell; D. Reitsma, At Balance; L. Smith, Signa Engineering; J. McCaskill, Powerchokes; y F. Hefren, Minerals Management Service: “First Deepwater Application of Dynamic Annular Pressure Control Succeeds”, artículo IADC/SPE 98077, febrero 2006.

[23] D. Reitsma, Balance Americas LLC, Shell Intl. E&P B.V.: “Development and Application of Combining a Real-Time Hydraulics Model and Automated Choke To Maintain a Relatively Constant Bottomhole Pressure While Drilling”, artículo IPTC 10708, noviembre de 2005.

[24] A. Calderoni, SPE; A. Chiura, SPE; P. Valente, SPE, Eni-E&P Div.; F. Soliman, SPE; E. Squintani, Petrobel; R.E. Vogel, SPE, Natl. Oilwell Varco; J.W. Jenner, SPE: “Balanced-

Pressure Drilling With Continuous Circulation Using Jointed Drillpipe”, artículo revista JPT, abril de 2007.

[25] Olve Sunde Rasmussen y Sigbjørn Sangesland, Norwegian University of Science and Technology (NTNU): “Evaluation of MPD methods for compensation of surge and swab pressures in floating drilling operations”, artículo IADC/SPE 108346, marzo de 2007.

[26] Rod Vogel, National Oilwell Varco: “Continuous Circulation System debuts with commercial successes offshore Egypt, Norway”, artículo revista Drilling Contractor, noviembre/diciembre de 2006.

[27] Rod Vogel y Jim Brugman, National Oilwell Varco, Houston: “Continuous circulation system adds efficiency in drilling difficult/HPHT wells”, artículo revista World Oil, marzo de 2007.

[28] Kent Ostroot, Sara Shayegi, Derrick Lewis, Randy Lovorn, SPE, Halliburton Energy Services, Inc.: “Comparison of Under-balanced and Managed-Pressure Drilling Techniques”, artículo AADE-07-NTCE-39, abril de 2007.

[30] Paul Fredericks e Ian Johnston, At Balance; Hapiztuddin Mangor, Talisman Malaysia: “Managed Pressure Drilling Enables Operator to Reduce Mud Weight Below Pore Pressure And Improve Hydraulics And Hole Cleaning In Far East Depleted Offshore Field”, artículo AADE-08-DF-HO-26, abril de 2008.

[31] Paul Fredericks, Ossama Sehsah P. Eng. (At Balance); Fernando Gallo, Corrado Lupo (Schlumberger IPM): “Practical Aspects and Value of Automated MPD in HPHT Wells”, artículo AADE 2009NTCE-04-04, 2009.

[32] Paul Fredericks, At Balance: “Practical Performance Measures for Automated MPD”, artículo AADE 2009NTCE-10-02, 2009.

[33] Philip Vogelsberg, Shell Exploration and Production Company: “Liner Drilling with Managed Pressure Reduces Trouble in Depleted Sand Environment”, artículo AADE 2009NTCE-10-03, 2009.

[34] John W. Colbert, SPE; George Medley, SPE, Signa Engineering Corp., Houston, Texas: “Light Annular MudCap Drilling – A Well Control Technique for Naturally Fractured Formations”, artículo SPE 77352, octubre 2002.

[35] R. Urselmann, SPE, Shell Venezuela S.A., J. Cummins, Signa Engineering Corp, R. N. Worrall, SPE, Shell Venezuela S.A., G House, IADC, Noble Drilling de Venezuela S.A.: “Pressured Mud Cap Drilling: Efficient Drilling of High-Pressure Fractured Reservoirs”, artículo SPE/IADC 52828, marzo de 1999.

[36] C.R. Stone y George Medley, Signa Engineering Corp.: “The benefits of light annular mudcap drilling in naturally fractured formations”, artículo revista Offshore, julio de 2004.

[37] George Medley, SPE, Signa Engineering Corp. y C. “Rick” Stone, SPE, Signa Engineering Corp.: “MudCap Drilling When? Techniques for Determining When to Switch From Conventional to Underbalanced Drilling”, artículo SPE/IADC 91566, octubre de 2004.

[38] David Sembiring, Lunar Dirgantara, Binh Nguyen, J.R. Watkins (BP West Java Ltd): “An Application of Mud Cap Drilling Approach in Bima Field – Offshore Java Sea”, estudio de caso, octubre 2003.

[39] Kenneth Malloy, PE, Stress Engineering Services; Mohr Engineering Division: “Comparative risk using MPD techniques”, artículo revista Drilling Contractor, marzo/abril de 2006.

[40] Ken Muir, Weatherford: “MPD techniques address problems in drilling Southeast Asia’s fractured carbonate structures”, artículo revista Drilling Contractor, noviembre/diciembre 2006.

[41] Ken Muir, VP, Engineering, Keep Drilling Pte. Ltd.: “Managed Pressure Drilling (MPD) Systems & Applications”, presentación industrial.

[42] George H. Medley y Patrick B. B. Reynolds, Signa Engineering Corp., Houston: “Distinct variations of managed pressure drilling exhibit application potential”, artículo revista World Oil, marzo 2006.

[43] Børre Fossli, SPE, Ocean Riser System AS, y Sigbjørn Sangesland, SPE, Norwegian U. of Science and Technology: “Controlled Mud-Cap Drilling for Subsea Applications: Well-Control Challenges in Deep Waters”, artículo SPE 91633, octubre de 2006.

[44] Steve Nas, SPE, Weatherford Solutions Sdn Bhd, y Julmar Shaun Toralde, SPE, y Chad Wuest, SPE, Weatherford Indonesia: “Offshore Managed Pressure Drilling Experiences in Asia Pacific”, artículo SPE/IADC 119875, marzo de 2009.

[45] Jonggeun Choe, SPE, Seoul Natl. U.: “Analysis of Riserless Drilling and Well-Control Hydraulics”, artículo SPE 55056, noviembre de 1997.

[46] P.R. Hariharan, SPE; Robert A. Judge, SPE, Subsea MudLift Drilling Company, LLC.: “The Economic Analysis of a Two-Rig Approach to Drill in Deepwater Gulf of Mexico Using Dual Gradient Pumping Technology”, artículo SPE 84272, octubre 2003.

[47] John Kennedy: “First dual gradient drilling system set for field test”, artículo revista Drilling Contractor, mayo/juno de 2001.

[48] AGR Group: “AGR Drilling Services”, Folleto de Servicios.

[49] John Dale, Regional Manager Asia, Ability Group AS: “RMR™ Riserless Mud Recovery System”, presentación industrial.

[50] Roger Stave, Technology Development Manager, AGR Subsea AS: “RMR™ Riserless Mud Recovery System, a dual gradient system”, presentación industrial.

[51] R. Stave, AGR Subsea AS; R. Farestveit, Hydro Oil & Energy ASA; S. Høyland, Statoil ASA; P.O. Rochmann, Hydro Oil & Energy; and N.L. Rolland, AGR Subsea AS: “Demonstration and Qualification of a Riserless Dual Gradient System”, artículo OTC 17665, mayo de 2005.

[52] Greg Myers: “Ultra-Deepwater Riserless Mud Circulation with Dual Gradient Drilling”, artículo revista Scientific Drilling, Julio de 2008.

[53] K.L. Smith, A.D. Gault, D.E. Witt, F.P. Botros, Conoco; C. Peterman, M. Tangedahl, Hydril; C.E. Weddle, Cherokee Engineering; H.C. Juvkam-Wold, J.J. Schubert, Texas A&M University: “SubSea MudLift Drilling JIP: Achieving dual-gradient technology”, artículo revista Deepwater Technology, agosto de 1999.

[54] John Kozicz: “Transocean’s Deepwater Frontier, First floater to use concentric riser and MPD”, artículo revista Offshore, 2008.

[55] Oyvind Breyholtz y Gerhard Nygaard, International Research Institute of Stavanger, y Michael Nikolaou, University of Houston: “Advanced Automatic Control for Dual-Gradient Drilling”, artículo SPE 124631, octubre 2009.

[56] J.J. Schubert, SPE, y H.C. Juvkam-Wold, SPE, Texas A&M U., y J. Choe, SPE, Seoul Natl. U.: “Dual-Gradient Drilling as Compared to Conventional Riser Drilling”, artículo SPE 99029, abril de 2006.

[57] J.P. Schumacher, SPE, Texaco, Inc.; J. D. Dowell, SPE, Texaco, Inc.; L. R. Ribbeck, SPE, Texaco Inc.; and J. C. Eggemeyer, SPE, Conoco Inc.: “Subsea Mudlift Drilling: Planning and Preparation for the First Subsea Field Test of a Full-Scale Dual Gradient Drilling System at Green Canyon 136, Gulf of Mexico”, artículo SPE 71358, octubre de 2001.

[58] Jonggeun Choe, SPE; Hans C. Juvkam-Wold, SPE, Texas A&M University: “Well Control Aspects of Riserless Drilling”, artículo SPE 49058, septiembre de 1998.

[59] Jonggeun Choe, SPE, Seoul National University, Jerome J. Schubert, SPE, Texas A&M University, y Hans C. Juvkam-Wold, SPE, Texas A&M University.: “Analyses and Procedures for Kick Detection in Subsea Mudlift Drilling”, artículo IADC/SPE 87114, marzo de 2004.

[60] AGR Subsea AS, AGR Drilling: Estudios de caso 1, 2, 3, 4 y 5, folletos industriales, 2008.

[61] AGR Subsea AS, AGR Drilling: “RMR™ – moves into deepwater with our JIP partners”, folleto industrial, 2008.

[62] AGR Subsea AS, AGR Field Operations, Field Services, folleto industrial, 2008.

[63] John Redden: “Dual-gradient drilling promises to change the face of deepwater”, artículo revista Offshore, volumen 70.

[64] Dave Smith, AGR Subsea; Warren Winters, BP America, Brian Tarr and Robert Ziegler, Shell; Iskandar Riza and Malik Faisal, PETRONAS: “New deepwater riserless mud recovery system opens door to deepwater dual-gradient drilling”, artículo revista Drilling Contractor, mayo/junio de 2010.

[65] Mike Regan y Louis Slaughter, Stewart & Stevenson: “First dual-gradient-ready drilling riser is introduced”, artículo revista Drilling Contractor, mayo/junio de 2001.

[66] Neil Forrest / Deep Vision LLC., Tom Bailey / Weatherford, Don Hannegan / Weatherford: “Subsea Equipment for Deep Water Drilling Using Dual Gradient Mud System”, artículo SPE/IADC 67707, marzo de 2001.

[67] Dana Witt, Conoco: “Rig Integration of a Dual gradient drilling system”, artículo revista Drilling Contractor, mayo/junio de 2002.

[68] GE Oil & Gas, Drilling & Production: “Hydrill Pressure Control Subsea Pump – Proven deepwater pumping technology for solids-laden fluid”, folleto industrial, 2010.

[69] Helio Santos y Erdem Catak, Impacto Solutions Group; Joe Kinder, Secure Drilling; Paul Sonnemann, Chevron ETC: “Kick Detection and Control in Oil-Based Mud: Real-Test Results Using Microflux Control Equipment”, artículo SPE/IADC 105454, febrero de 2007.

[70] Helio Santos y Paul Reid, Impact Solutions Group; John McCaskill, Expro; Joe Kinder, Secure Drilling; John Kozicz, Transocean: “Deepwater Drilling Made More Efficient and Cost-Effective Using the Microflux Control Method and an Ultralow Invasion Fluid to Open the Mud-Weight Window”, artículo SPE 111634/OTC 17818, enero de 2007.

[71] Ken Smith, ConocoPhillips: “MPD helps to Make Problems Disappear”, artículo revista Drilling Contractor, septiembre/octubre 2006.

[72] Helio Santos y Erdem Catak, Impact Solutions Group; Joe Kinder, Secure Drilling; Emmanuel Franco y Antonio Lage, Petrobras; Paul Sonnemann, Chevron ETC: “First Field Applications of Microflux Control Show Very Positive Surprise”, artículo IADC/SPE 108333, marzo de 2007.

[73] Helio Santos, SPE, Christian Leuchtenberg y Sara Shayegi, SPE, Impact Engineering Solutions: “Micro-Flux Control: The Next Generation in Drilling Process”, artículo SPE 81183, abril 2003.

[74] H. Santos y P. Reid, Impact Solutions Group; J. Jones, Drilling Systems; J. McCaskill, Power Chokes: “Developing the Micro-Flux Control Method-Part 1: System Development, Field Test Preparation, and Results”, artículo SPE/IADC 97025, septiembre de 2005

[75] Paul Spriggs y Philip J. Frink, Blade Energy: “MPD Planning: How Much is Enough?”, artículo SPE/IADC 113682, enero de 2008.

[76] Shifeng Tian, SPE; George Medley, SPE; C. Rick Stone, SPE, Signa Engineering: “Parametric Analysis of MPD Hydraulics”, artículo SPE/IADC 108354, marzo de 2007.

[77] Don M. Hannegan, P.E: “Managed Pressure Drilling”, artículo SPE-112803, Distinguished Lecturer Series, 2007.

[78] George Medley, SPE; Denis Moore, SPE; Sagar Nauduri, SPE, Sign Engineering: “Simplifying MPD: Lesson Learned”, artículo SPE/IADC 113689, enero de 2008.

[79] Tim Tønessen, Halliburton: “Underbalanced and Managed Pressure Drilling”, presentación SPE 14012009, 2009.

[80] Sagar Nauduri, SPE; George Medley, SPE, Signa Engineering; Jermoe Schubert, SPE, TAMU: “MPD Candidate Identification: To MPD or Not To MPD”, artículo SPE/IADC 130330, febrero de 2010.

[81] R.K. Banskal, SPE, D. Brunnert, SPE; R. Todd, SPE, Weatherford: P.A. Benr, SPE, BP Exploration; R.V. Baker, SPE; C. Richard, BP America: “Demonstrating Managed Pressure Drilling With the ECD Reduction Tool”, artículo SPE/IADC 105599, febrero de 2007.

[82] Don Hannegan, Weatherford: “Offshore Drilling Hazard Mitigation: Controlled Pressure Drilling Redefines What is Drillable”, artículo revista Drilling Contractor, enero/febrero de 2009.

[83] Expro Group: Chokes Products and Services, catálogos industriales de estranguladores de poder tipo SCF y SCT, 2010, www.exprogroup.com.

[84] M-I Swaco: Super Choke Product Bulletins, catálogos industriales de estranguladores Super 10K y Super Auto 10 K, 2004, www.miswaco.com.

[85] Weatherford: “Presión con Manejo de Presión”, “Dispositivos de Control Rotativo”, “Perforación con Doble Gradiente”, “Perforación con Presión del Fondo Constante”, “Operaciones con PMCD”, Válvula DDV, Sure Selector, catálogos y folletos industriales, www.weatherford.com.

[86] Strata Energy Services: Strata Cathalog, Rotating Flow Diverters, catálogo industrial, www.strataenergy.net.

[87] Smith International: Rotating Control Devices Hold 1500 & Hold 2500, catálogos industriales, 2008. www.smith.com.

[88] Emerson Micromotion: Corilois Flowmeter, catálogo industrial.

[89] Pemex Exploración y Producción: “Estandrización de Conexiones Superficiales de Control, Manual de Referencia”, manual, 2003.

[90] Discflo: “State-of-the-art Disc Technology For Long Lasting, Low Maintenance Pumps”, catálogo y especificaciones técnicas para bombas de discos de fricción, www.discflo.com.

[91] M.V. Oyeneyin, V.C Kelessidis, G. Bandelis y P. Dalamaritis: “Developing a Managed Pressure Drilling Strategy for Casing Drilling Operations”, artículo Advanced Materials Research, www.scientific.net, febrero de 2009.

[92] Karen Bybee: “Using MPD to Drill Wells with Narrow Operating Windows: Pressure and Temperature Effects”, artículo revista JPT, febrero de 2010.

[93] Instituto Americano del Petróleo: “Manual de Fluidos de Perforación, Procedimientos Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación”, 2001.

