



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPOS
MADUROS UTILIZANDO LODO BAJO BALANCE PARA
DETERMINAR COSTOS”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES

BAQUERIZO MATÍAS GABRIELA MERCEDES

QUIJIJE MACÍAS DANIEL EDUARDO

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPOS
MADUROS UTILIZANDO LODO BAJO BALANCE PARA
DETERMINAR COSTOS”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES

BAQUERIZO MATÍAS GABRIELA MERCEDES

QUIJIJE MACÍAS DANIEL EDUARDO

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2015

DECLARACIÓN

Baquerizo Matías Gabriela Mercedes, con C.I. # 092646392-8 y Quijije Macías Daniel Eduardo, con C.I. # 092736244-2, bajo juramento declaramos que el contenido del trabajo investigativo: ***Estudio de la Perforación de Pozos en Campos Maduros Utilizando Lodo Bajo Balance para Determinar Costos***, aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación personal; que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el desarrollo general.

Por medio de la presente declaración, tenemos a bien ceder los derechos de autoría y patrimonio intelectual a la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Baquerizo Matías Gabriela Mercedes
C.I. 092646392-8

Quijije Macías Daniel Eduardo
C.I. 092736244-2

CERTIFICACIÓN

En mi calidad de Tutor de la Tesis de Grado **“ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPOS MADUROS UTILIZANDO LODO BAJO BALANCE PARA DETERMINAR COSTOS”**, realizada por los Sres. BAQUERIZO MATÍAS GABRIELA MERCEDES Y QUIJIJE MACIAS DANIEL EDUARDO, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Pongo en conocimiento que he revisado la Tesis de Grado y que se han realizado las correcciones pertinentes, por lo tanto sugiero se dé trámite favorable para que los mencionados estudiantes realicen su defensa y sustentación de la indicada Tesis.

Ing. Carlos Malavé Carrera

CERTIFICACIÓN DEL GRAMATÓLOGO

Después de revisar el contenido del trabajo de los señores BAQUERIZO MATÍAS GABRIELA MERCEDES y QUIJIJE MACÍAS DANIEL EDUARDO, cuyo tema es “ESTUDIO DE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN CAMPOS MADUROS UTILIZANDO LODO BAJO BALANCE PARA DETERMINAR COSTOS”, quienes constan como Egresados de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Escuela de Ingeniería en Petróleo, previo a la obtención del título de Ingenieros en Petróleo.

CERTIFICO que este trabajo no presenta ningún error gramatical, por lo tanto puede ser expuesto ante el Tribunal respectivo.

La Libertad, febrero del 2015.

Dora Rodríguez De la Cruz
LICENCIADA EN
CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN

DEDICATORIA

A Dios, que gracias a su misericordia, bondad y amor me ayudó a seguir esforzándome para culminar una de las etapas de mi vida.

A mi Abuelo, Ramón Castro Matías Matías, que con su amor y cariño me enseñó a darle a la vida un mejor diseño, me inculcó la disciplina, la honestidad y la sinceridad que se convirtieron en base fundamental para la culminación de esta tesis. Aunque ya no estés presente esto lo hice por ti, nos veremos en el cielo Padre.

A mis padres, Sara Matías Chaguay y Tomás Baquerizo Carvajal, por su comprensión, amor y fortalezas para culminar esta etapa de la vida.

A mis familiares y amistades que siempre me han acompañado en las fuertes batallas y en las victorias.

Gabriela M. Baquerizo Matías

DEDICATORIA

Nunca es demasiado el agradecimiento a quienes no te abandonaron en tus peores momentos, es por eso que dedico este trabajo de tesis a quienes tienen un gran significado para mí:

A Dios padre todo poderoso, por derramar sus bendiciones y brindarme día a día la fortaleza para seguir adelante y acompañarme en los buenos y malos momentos de mi vida.

A mis queridos padres, que son mis pilares fundamentales, quienes siempre estuvieron allí apoyándome, de una u otra manera, y gracias al esfuerzo y respaldo de ellos pude culminar mi etapa universitaria y el desarrollo de este trabajo.

A los miembros de mi familia, amigos y compañeros que también me brindaron su ayuda incondicional.

Daniel Eduardo Quijije Macías

AGRADECIMIENTO

Expresamos nuestros agradecimientos:

A Dios, por darnos las fuerzas y la valentía a no temer, ni desmayar para seguir el transcurso de este arduo camino.

A nuestros padres, y demás familiares, por su apoyo moral e incondicional de impulsarnos a lograr nuestros objetivos y culminar una de las etapas de nuestras vidas.

Al ingeniero Carlos Malavé Carrera, por sus orientaciones y experiencias, y su respaldo permanente hasta la finalización de este trabajo.

A nuestra Alma Máter, a las autoridades, y a cada uno de los ingenieros de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo por los valiosos conocimientos impartidos.

Finalmente: A todos aquellos que nos han acompañado en esta etapa de la vida.

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Alamír Álvarez Loor, MSc.
DECANO DE FACULTAD DE
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Carlos Portilla Lazo
DIRECTOR DE LA ESCUELA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

Ing. Carlos Malavé Carrera
PROFESOR-TUTOR

Ing. Tarquino López Cadena
PROFESOR DE ÁREA

Ab. José Espinoza Ayala
SECRETARIO GENERAL

RESUMEN

Los campos maduros son aquéllos que llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%, éstos aportan un 70% de la producción mundial. Con las circunstancias actuales, del alto precio y una demanda creciente, se hace más factible, económicamente, invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil.

El esfuerzo por encontrar nuevos campos productivos de hidrocarburos es, muchas veces, mayor que el de aumentar la recuperación en campos en explotación. Los volúmenes de reservas que pueden ser extraídos de campos en avanzado estado de explotación exceden, en un gran número de casos, las posibilidades de reservas en campos por descubrir.

La perforación bajo balance ha recibido mayor atención en los últimos años. La razón puede ser que muchos campos de petróleo han comenzado a mostrar signos de envejecimiento. Eso significa que la producción es baja, y la presión del yacimiento es más reducida. La perforación bajo balance es una técnica adecuada para hacer frente a estos retos. Los principales beneficios, como por ejemplo daños en depósitos reducidos, y la capacidad para perforar a través de ventanas estrechas de presión, ayudan a prolongar la vida de los campos maduros y, lo más importante, la reducción de costos de operación.

PORTADA	
PORTADILLA	
DECLARACIÓN	III
CERTIFICACIÓN	IV
CERTIFICACIÓN DEL GRAMATÓLOGO	V
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTO	VIII
TRIBUNAL DE GRADO	IX
RESUMEN	X
ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDO	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
SIMBOLOGÍA	XVIII

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO I

1 Introducción a la Perforación Bajo Balance.....	21
1.1 Historia de la perforación bajo balance.....	23
1.1.1 Definición.....	25
1.1.2 Características de una perforación bajo balance.....	25
1.2 Razones para considerar la perforación bajo balance.....	29
1.2.1 Minimizar los problemas de perforación.....	29
1.2.2 Ventana estrecha de presión.....	29
1.2.2.1 Adherencia diferencial.....	30
1.2.2.2 Aumento de la frecuencia de la penetración.....	31
1.2.2.3 Pérdida minimizada de circulación	32
1.2.3 Maximizar la recuperación de hidrocarburos.....	34
1.2.4 Caracterizar / evaluar el reservorio.....	35
1.3 Limitaciones de perforación bajo balance.....	36
1.3.1 Factores que afectan negativamente a la UBD.....	36
1.3.2 Problemas de estabilidad de pozos.....	37

1.3.3 Los problemas de seguridad debido a los depósitos de alta presión.....	38
1.3.4 El uso de MWD.....	38
1.3.5 No mantener un bajo balance continuo en el pozo.....	39
1.3.6 Reservorio inadecuado.....	40

CAPÍTULO II

2 Proceso Para Seleccionar un Candidato UBD.....	41
2.1 Pasos de un proceso típico de evaluación UBD.....	41
2.2 Los datos de reservas a fin de determinar la efectividad de la UBD.....	42
2.2.1 Propiedades del yacimiento.....	43
2.2.1.1 El conocimiento de la presión actual.....	43
2.2.1.2 Las variaciones de presión dentro de una zona común en el reservorio.....	44
2.2.1.3 La presencia de múltiples zonas de diferente presión.....	45
2.2.1.4 La ubicación de los contactos aceite, agua y gas.....	45
2.2.1.5 La presencia y localizaciones de fallas selladas y no selladas...	45
2.2.2 Propiedades de las rocas.....	46
2.2.3 Las propiedades del fluido.....	56
2.2.4 Los problemas de compatibilidad del fluido (entre fluidos in situ y fluido base de perforación).....	59
2.2.5 Problemas de compatibilidad de los fluidos de la roca (entre la matriz in situ y fluidos de perforación).....	63
2.2.6 La selección de fluido de base.....	65
2.2.7 La elección de la densidad de agentes reductores.....	68
2.3 Proyección para la selección del proceso UBD.....	71
2.3.1 Aplicaciones principales en reservorios para la perforación bajo balance.....	72
2.3.2 Formaciones que exhiben sensibilidad extrema de fluido de roca.....	74
2.3.3 Formaciones que exhiben sensibilidad significativa de fluido-fluido.....	74
2.3.4 Formaciones que exhiben aceite o agua subirreducible de saturaciones.....	75
2.3.5 Formaciones de calidad altamente variable.....	76
2.3.6 Formaciones que presentan bajo ROP.....	76

CAPÍTULO III

3 Descripción General de una Configuración Normal del Equipo UBD;

Modelo de Circulación.....	77
3.1 Presión de fondo (BHP requisitos).....	77
3.2 Sistemas de fluidos de perforación.....	78
3.2.1 Sistema de perforación con fluidos gaseosos (aire / gas).....	81
3.2.2 Sistema de niebla.....	83
3.2.3 Sistema de espuma.....	84
3.2.4 Sistema gasificado.....	87
3.3 Métodos de inyección.....	89
3.3.1 Inyección en la tubería de perforación.....	89
3.3.2 La inyección de gas a través de una tubería concéntrica.....	91
3.3.3 Inyección de gas a través de tubería parásito.....	93
3.4 Factores a considerar en un diseño de sistema de circulación UBD.....	95
3.5 Presión de fondo (BHP).....	95
3.6 Presión de fondo anular vs. tasa de inyección de gas.....	98
3.7 BHP estabilidad.....	99
3.8 Influjo del reservorio en la perforación bajo balance.....	101
3.8.1 Factores que influyen influjo de reservorio.....	101
3.8.2 El rendimiento de influjo del reservorio.....	101

CAPÍTULO IV

4. Equipos de Fondo de Pozo Para las Operaciones UBD.....	103
4.1 Presión mientras perforación (PWD) Sensores.....	103
4.2 Medición convencional durante la perforación, herramientas en UBD.....	104
4.3 Mediciones eléctricas durante la perforación (EMWD).....	105
4.4 Válvulas de retención.....	105
4.5 Válvulas de implementación.....	106
4.6 Equipos de superficie para las operaciones UBD.....	109
4.6.1 Sistemas de perforación.....	110
4.6.2 Equipos de generación de gas.....	112
4.6.3 Equipos de control de pozos.....	116
4.6.4 Equipos de separación en operaciones UBD.....	129
4.7 Métodos de terminación de pozos perforados bajo balance.....	135

CAPÍTULO V

5. Estudio Económico del Proyecto.....	142
5.1 Costos.....	142
5.2 Costos estimados para la perforación bajo balance.....	144
5.3 Casos de estudio.....	147

CAPITULO VI

Conclusiones.....	158
Recomendaciones.....	160
Glosario.....	162
Anexo.....	171
Bibliografía.....	188

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Las presiones en la perforación convencional.....	26
Figura 1.2 Presiones en la perforación bajo balance.....	27
Figura 1.3 Sistemas de circulación abierta vs. cerrada.....	28
Figura 1.4 Ventana operacional hipotética que muestra los gradientes de poro y fractura.....	30
Figura 1.5 Adherencia diferencial.....	31
Figura 1.6 Alta frecuencia de penetración en UBD.....	32
Figura 1.7 Condiciones de circulación en operaciones de perforación sobre y bajo balance.....	33
Figura 1.8 Secciones de pérdidas de circulación.....	34
Figura 1.9 Envío de señal EMT.....	39
Figura 2.1 Definición de la estabilidad mecánica de la formación en términos de densidad equivalente.....	44
Figura 2.2 Representación esquemática de la pérdida de líquidos y sólidos en operaciones bajo Balance – sobre Balance.....	49
Figura 2.3 Ilustración de imbibición espontánea durante la perforación bajo balance.....	54
Figura 2.4 Curvas de permeabilidad relativa típicas para petróleo y agua en una roca mojada por agua y en otra mojada por petróleo.....	55
Figura 2.5 Envoltente flash isoterma típico, gases, combustibles utilizado en evaluaciones de perforación Bajo Balance.....	62

Figura 2.6 Invasión Inducida por la gravedad de la operación de perforación bajo balance.....	74
Figura 3.1 Condición de presión bajo balance e hidrostática de fondo..	78
Figura 3.2 Rango de la densidad del fluido UBD.....	78
Figura 3.3 Sistema de perforación con fluidos gaseosos.....	82
Figura 3.4 Sistema de perforación con niebla.....	84
Figura 3.5 Sistema de perforación con espuma.....	87
Figura 3.6 Sistema de perforación con líquido gasificado.....	88
Figura 3.7 Inyección en la tubería de perforación.....	90
Figura 3.8 La inyección de gas a través de una tubería concéntrica.....	92
Figura 3.9 Inyección de gas a través de tubería parasito.....	94
Figura 3.10 Tasa de inyección de gas vs. BHP.....	98
Figura 4.1 Viaje ensamble de fondo (BHA) ubicado sobre el sistema DDV.....	108
Figura 4.2 Esquema de un arreglo típico de equipo superficial para la perforación bajo balance.....	110
Figura 4.3 Sistema de generación de nitrógeno.....	114
Figura 4.4 Sistema de generación de nitrógeno en alta mar.....	115
Figura 4.5 Generador de nitrógeno y compresores en tierra.....	116
Figura 4.6 Típico BOP stack-up.....	117
Figura 4.7 Diagrama de tubería flexible.....	119
Figura 4.8 Ensamblaje típico con tubería flexible.....	120
Figura 4.9 Sistema snubbing.....	121
Figura 4.10 Máquina snubbing para meter /extraer tubería al pozo....	122
Figura 4.11 Configuración del dispositivo de control rotatorio instalado en la parte superior del arreglo de BOP.....	124
Figura 4.12 Cabezales de control rotativo modelos Williams.....	127
Figura 4.13 BOP de rotación (RBOP).....	128
Figura 4.14 Weatherford proporciona tres sistemas RCD activos.....	129
Figura 4.15 Varias estrategias para el control de sólidos y la separación del fluido.....	130
Figura 4.16 Separador horizontal.....	132

Figura 4.17	Separador vertical.....	133
Figura 4.18	El procedimiento para la corrida de un revestimiento ranurada y la finalización en un pozo perforado bajo balance.....	139
Figura 4.19	El procedimiento para la corrida de un revestimiento ranurada y la finalización en un pozo perforado bajo balance (continuación).....	139
Figura 4.20	El procedimiento para la ejecución de un revestimiento ranurada y la finalización en un pozo perforado bajo balance (continuación).....	140
Figura 4.21	El procedimiento para la ejecución de un revestimiento ranurada y la finalización en un pozo perforado bajo balance (continuación).....	140
Figura 5.22	Diagrama del perfil del pozo: área del campo de petróleo.....	148
Figura 5.23	Área de operación con las diferentes presiones.....	149
Figura 5.24	Comparación entre la ROP en los casos de perforación sobre y bajo balance.....	151

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Principales ventajas y desventajas de la tecnología de perforación bajo balance (UBD).....	40
Tabla 3.1 Pesos equivalentes de los diferentes fluidos utilizados para la perforación bajo balance.....	81
Tabla 3.2 Parámetros para el uso de la espuma de perforación.....	86
Tabla 4.1 Criterios para determinar si la tubería flexible o tubería articulada es el medio óptimo para la perforación bajo balance.....	111
Tabla 4.2 Tabla comparativa de cabezas o preventores rotatorios.....	125
Tabla 4.3 Clasificación de los separadores por su presión de operación.....	131
Tabla 5.1 Costo de diseño de equipo de perforación bajo balance.....	146
Tabla 5.2 Comparación de la ROP en casos sobre y bajo balance.....	150
Tabla 5.3 Ahorro total en día de los costos de los equipos de perforación convencional versus la UBD.....	151
Tabla 5.4 Formación B análisis promedio de resultados.....	155
Tabla 5.5 Resultados promedio en los casos de bajo balance y convencionales.....	156
Tabla 5.6 Resultados promedio en los casos de bajo balance y convencionales.....	157

ANEXO

Anexo I Resumen de 20 casos de pozos de otros campos de todo el mundo.....	171
Anexo II Aplicación a campos petroleros de la costa y oriente Ecuatoriano.....	182

SIMBOLOGÍA

API	Instituto americano de petróleo
ASTM	Sociedad americana para prueba de materiales
BHA	Equipamiento de fondo del pozo
BHCP	presión de circulación en el fondo del pozo
BHP	Presión de fondo del pozo
BOP	Preventor de reventones
Ce	Costos operativos fijos del equipo de perforación (U\$\$/hora)
Ct	Costo del trépano (U\$\$)
CO₂	Dióxido de carbono
CVD	Agotamiento de volumen constante (Constant Volumen Depletion)
D	Profundidad perforada con el trépano (metros)
ECD	Densidad de circulación equivalente
ECP	Empacaduras externas
EMT	Telemetría electromagnética
EMWD	Mediciones eléctricas durante la perforación
ESD	Válvulas de cierre de emergencia
EUR	Reservas finales estimadas (Estimated Untimated Reserves)
ft	Pies
°F	Grados fahrenheit
gal	Galones
GLR	Relación gas líquido
GOR	Relación gas petróleo
gpm	Galones por minuto
h	Horas
H₂S	Ácido sulfhídrico
in	Pulgadas
KCl	Cloruro de potasio
Km	Kilómetros

Kpa	Kilo pascals
Kr	Permeabilidad relativa
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
Krw	Permeabilidad relativa del agua
m	metros
MD	Profundidad medida
md	Milidarcys
MWD	(Measurement While Drilling) Herramienta de medición durante la perforación
min	Minutos
mm	Milímetros
MMscf	Millones de pies cúbicos estándar
Mpa	Megapascals
N₂	Dinitrógeno
NO₂	Óxido de Nitrógeno
LCM	Material para pérdida de circulación
LTI	Incidente con pérdida de tiempo
OD	Diámetro exterior
P	Presión (psi)
Ph	Presión hidrostática
PIWD	Índice de productividad durante de la perforación
Py	Presión del yacimiento
ppg	Libras por galón
Pr	Presión del reservorio
Psi	Libra por pulgada cuadrada
PSA	Adsorción por oscilación de presión
PWD	Presión durante la perforación
QHSE	Sistema de control de gestión integral
RBOP	BOP de Rotación
Rw	Resistividad del agua
RCD	Dispositivo de control rotatorio

ROP	Tasa de penetración del trépano
Rpm	Revoluciones por minuto
Scf	Pies cúbicos estándar
Scft	Pies cúbicos estándar por tonelada
Sgi	Saturación inicial de gas
Soi	Saturación inicial de petróleo
Stb	Barriles a condiciones estándar
Sw	Saturación de Agua
Swi	Saturación inicial de Agua
T	Temperatura máxima de circulación
TD	Profundidad Total
TF	Tubería Flexible
TIR	Tasa interna de Retorno
tr	Tiempo total de rotación (horas)
tn	Tiempo total de no rotación (horas)
tv	Tiempo de viaje o round trip (horas)
TNP	Tiempo no Productivo
TVD	Profundidad vertical verdadera
UBD	Perforación Bajo Balance
UBO	Operaciones Bajo Balance
VAN	Valor actual neto
WOB	Peso sobre la barrena

CAPÍTULO I

1. Introducción a la Perforación Bajo Balance

La perforación bajo balance (UBD) es un método alternativo de perforación, donde la presión del pozo se mantiene inferior a la presión de formación durante la perforación. La principal ventaja de la perforación bajo balance es reducir el daño en la formación del reservorio. Este daño es causado por un número de factores que incluyen la invasión de sólidos, captura de fase, hinchazón de arcilla, y la emulsificación. Como resultado, un proyecto de perforación bajo balance, aplicado correctamente, puede proporcionar un mayor valor actual neto y aumentar el monto de las reservas económicamente recuperables.

El uso de fluidos de perforación de peso ligero, gas y/o nitrógeno, para mantener la presión de circulación del fondo del pozo por debajo de la presión de formación, permite fluir a los hidrocarburos durante la perforación. Los equipos de perforación bajo balance están diseñados para administrar la producción de gas desde el reservorio y guiar el exceso a través de equipos de control de presión en la superficie, favoreciendo el flujo de hidrocarburos a la superficie, en un entorno controlado y seguro.

La perforación bajo balance, cuando es aplicada correctamente, puede reducir significativamente el daño del reservorio asociado con la invasión de los sólidos en la formación. Desde los yacimientos maduros que suelen tener presiones más bajas, esto se convierte en una técnica aún más favorable para el uso de la aplicación de la tecnología UBD. Esta baja presión hace que el reservorio sea más susceptible a los daños empleando tecnologías de perforación y terminación sobre balance, debido a la invasión de líquidos y sólidos. La invasión de fluidos puede causar daño a la permeabilidad e inhibir la recuperación de hidrocarburos.

Además de campos maduros hay una ventaja para la aplicación de perforación bajo balance en el desarrollo temprano de un campo. Durante las operaciones con este método, la producción desde el yacimiento se puede controlar en tiempo real para identificar con precisión los mecanismos de entrada e intervalos de interés. Con esta información, el reservorio puede ser caracterizado durante la perforación, lo que permite una mejor colocación de la trayectoria del pozo.

Mientras que la principal ventaja de perforación con este sistema es la reducción de daños al reservorio, también hay beneficios adicionales para la operación de perforación; estos incluyen: el aumento de la tasa de penetración, la reducción de la pérdida de circulación y pega diferencial, y en última instancia reducir el tiempo no productivo (TNP). La pega diferencial es probablemente el mayor problema de perforación, en todo el mundo, debido al tiempo y la inversión que se necesita para corregir el problema. La naturaleza de los fluidos de perforación bajo balance no creará una costra de lodo en el pozo, por lo tanto reduce en gran medida la posibilidad de atascamiento diferencial.

Una de las fases más importantes de la operación de perforación bajo balance es la fase de planificación. El yacimiento candidato debe ser evaluado por su idoneidad antes de emprender un proyecto de esta naturaleza. También es imprescindible, para garantizar las medidas de ingeniería, adecuados operativos, que se toman en la fase de planificación, para asegurar que se seleccionen las técnicas y equipos apropiados para mantener un estado bajo balance continuo y garantizar que las operaciones se realicen en un ambiente controlado y seguro.

La perforación bajo balance no solo reduce el riesgo de daños a la formación, también permite superar los problemas de perforación y proporcionar el beneficio único de caracterización inmediata del reservorio. Gracias a la tecnología de perforación bajo balance permite mejorar la recuperación final localizando los "yacimientos" en campos maduros, y la realización de pruebas de pozos durante la perforación.

1.1 Historia de la perforación bajo balance

Un número de pozos, explotados inicialmente en el siglo XVIII, fueron perforados bajo balance. Estos pozos fueron operados con la presión de la columna de fluido en el espacio anular en comparación con la formación adyacente, pero estos pozos se derrumbaron cuando atravesaron zonas permeables, al ser un flujo incontrolado, esto dio lugar a las pérdidas de reservas. La primera operación bajo balance más temprana se remonta a mediados del siglo XVIII. La patente se emitió para el uso de aire comprimido para limpiar los recortes desde el fondo del pozo. Los avances en las operaciones bajo balance (UBO) continuaron en la exploración de hidrocarburos durante mediados del siglo XX.

Luego, después del uso de niebla y fluidos multifásicos para controlar incendios de fondo de pozo, en las operaciones de fluidos de aire / gas, comenzaron a proporcionar una mayor tolerancia a los flujos de agua. Se desarrollaron algoritmos y ecuaciones para predecir la cantidad de gas requerido para la limpieza de los pozos y la presión de fondo de pozo resultante, a partir de mezclas de líquido y gas circulante. Se lograron avances en la comprensión y modelización de sistemas de aire y de fluidos multifásico. Esta mejora de la tecnología continuó hasta principios del siglo XIX, con la primera aplicación de fluidos multifásicos ocurridos en la década de 1930.

Los fluidos multifásicos, aire y gases naturales mezclados con agua o aceite, llegaron a ser utilizados en las operaciones de pozos de petróleo en la década de 1930. El sistema de fluido de niebla en las operaciones bajo balance se introdujo por primera vez a finales de esta década. La perforación bajo balance (UBD) con aire puro o gas natural también aumentó en este momento. Los sistemas cerrados iniciaron su uso para capturar los fluidos producidos y mejorar la seguridad. El sistema de fluido de espuma entró en la operación bajo balance en la década de 1960,

debido a sus características de una mejor capacidad de limpieza del pozo, en comparación con los sistemas de aire y multifásicos.

La tecnología UBD se utilizó en aplicaciones limitadas antes de 1970. Estas limitaciones se debieron a problemas ambientales, sobre todo en sistemas de fluido de gas, donde grandes cantidades de emanaciones fueron liberadas a la atmósfera. En los sistemas de espuma de una sola circulación, los residuos generados fueron una seria preocupación. La mayoría de los pozos perforados bajo balance antes de 1985 fueron aplicaciones de baja presión. El objetivo principal de muchas de estas aplicaciones era aumentar la tasa de penetración (ROP) en las zonas no productivas.

Las nuevas tecnologías, desarrolladas a finales de 1980 y a través de la década de los 90, han producido un resurgimiento de la UBO, con mejoras en las capacidades de modelado de múltiples fases y el desarrollo de una mayor presión de cabezales de control giratorios. Los cabezales giratorios están disponibles desde hace décadas en la industria de la operación de perforación, pero la innovación desde 1987 ha traído consigo el desarrollo de dispositivos de control, capaces de soportar hasta 3.000 psi durante la perforación. Por lo tanto esta presión nominal, del dispositivo de control rotativo (RCD), ha ampliado en gran medida la aplicabilidad de las operaciones de bajo balance.

Las UBO han demostrado ser una tecnología efectiva para minimizar los daños durante las operaciones en pozos horizontales. La tecnología se está intentando aplicar en toda América del Sur, Oriente Medio y el sudeste asiático. Varios proyectos de la UBO también se han completado en África, Australia y Europa. Las operaciones bajo balance se introdujeron en las plataformas marinas, por la Shell, a finales de 1990.

1.1.1 Definición

La perforación bajo balance, en su definición más simple, se refiere a una condición en la que la presión ejercida para hacer circular el fluido de perforación en el espacio anular entre la sarta de perforación y la formación es menor que el de la presión de poro en la formación adyacente a la boca del pozo. Esto resulta en una situación de desequilibrio de presión donde el flujo de aceite, agua, o gas (que puede estar contenida dentro del espacio poroso) se induce en el pozo y vuelve a la superficie junto con el fluido de perforación circulante.

Esta condición de bajo balance se puede lograr mediante el uso de gas como fluido de perforación, la utilización de un fluido más ligero, o una combinación de ambos líquido/gas, en una forma de espuma o niebla, reduciendo así la densidad de todo el sistema de circulación.

Como consecuencia, los fluidos de formación fluyen libremente en el pozo cuando una formación permeable es penetrada durante la perforación bajo balance.

Esto requiere el desarrollo de equipos de control de superficie para manejar el flujo durante la perforación. A través de esta evolución, nació la era moderna de perforación bajo balance.

1.1.2 Características de una perforación bajo balance

La presión efectiva de fondo del pozo del fluido de perforación circulante es igual a la presión hidrostática de la columna de fluido, además de las presiones de fricción asociados, más cualquier presión aplicada en la superficie.

OBD: $P_{reservorio} < P_{fondodelpozo}$

UBD: $P_{reservorio} > P_{fondodelpozo}$

$$P_f = P_h + P_{fr} + P_e$$

P_f = Presión de fondo del pozo.

P_{fr} = Presión de fricción.

P_h = Presión hidrostática.

P_e = Presión de estrangulación

Convencionalmente se perforan pozos sobre balance. En estos pozos, una columna de fluido de una cierta densidad en el agujero proporciona el primer mecanismo de control del pozo. La presión en la parte inferior del pozo siempre será diseñada para ser mayor que la presión en la formación (Fig. 1.1). En condiciones de perforación bajo balance de pozos, un fluido más ligero sustituye a la columna de fluido, y la presión en la parte inferior del pozo está diseñado intencionadamente para ser menor que la presión en la formación (Fig. 1.2).

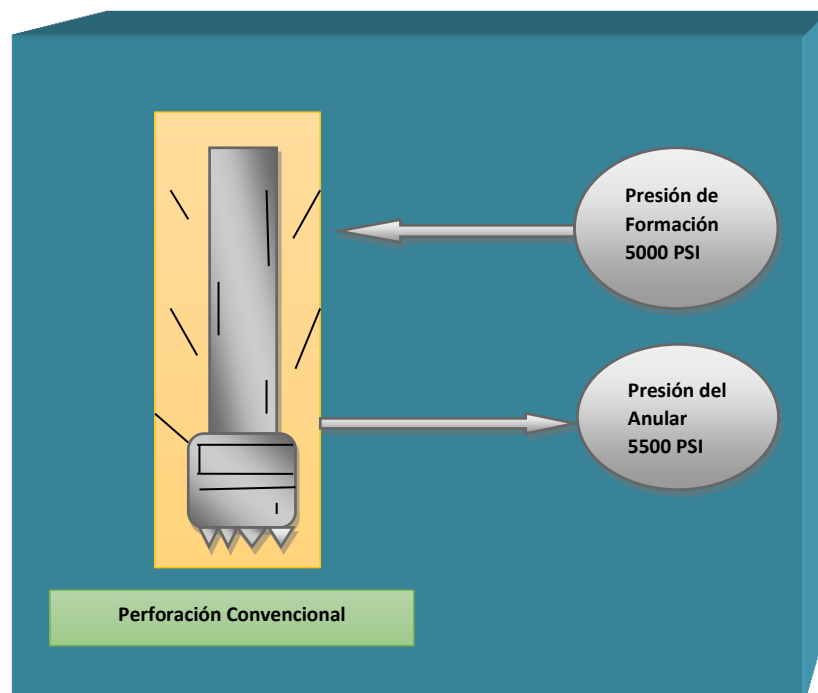


Figura. 1.1-Las presiones en la perforación convencional.
Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

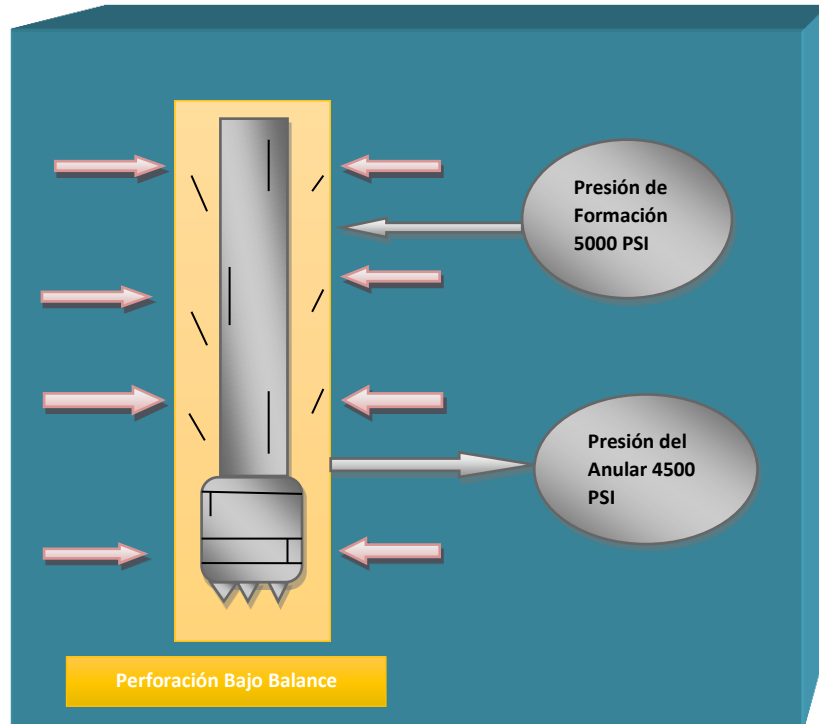


Figura. 1.2.- Las presiones en la perforación bajo balance.
Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Debido a que el fluido ya no actúa como el principal mecanismo de control de pozo, el primer control en UBD surge de tres mecanismos diferentes:

- **La presión hidrostática** (pasiva) de los líquidos en el pozo debido a la densidad del fluido usado (lodo) y la contribución de la densidad de cualquier ripio de perforación;
- **La Presión de fricción** (dinámico) de movimiento de fluido debido a la fricción del fluido circulante utilizado; y,
- **La presión del estrangulador** (activo), que surge debido a la tubería que está siendo estrangulada en la superficie, resultando en una presión positiva en la superficie.

El flujo, desde cualquier zona porosa y permeable, es probable que resulte al perforar bajo balance. Este flujo de fluidos de la formación debe ser controlada, y los líquidos de hidrocarburos debe manejarse con seguridad en la superficie.

La cabeza hidrostática inferior evita la acumulación de la costra de lodo en la formación, así como la invasión de lodo y sólidos de perforación en la formación. Esto ayuda a mejorar la productividad del pozo y reducir problemas relacionados en la perforación.

La perforación bajo balance (UBD) produce una afluencia de fluidos de la formación que deben ser manejados para evitar problemas de control de pozos. Esta es una de las principales diferencias con la de perforación convencional, donde la regulación de la presión es el principio fundamental de control de pozos, mientras que en UBD, el control de flujo es el principio fundamental de control de pozos. En UBD, los fluidos del pozo se devuelven a un sistema cerrado en la superficie para controlar el pozo. Con el flujo del pozo, el preventor de reventones (BOP) del sistema se mantiene cerrado durante la perforación, mientras que, en las operaciones sobre balance convencionales, los fluidos de perforación se devuelven a un sistema abierto con los BOP abiertos a la atmósfera (Fig. 1.3). El control del pozo secundario todavía es proporcionado por los BOP, como es el caso de operaciones de perforación convencionales.

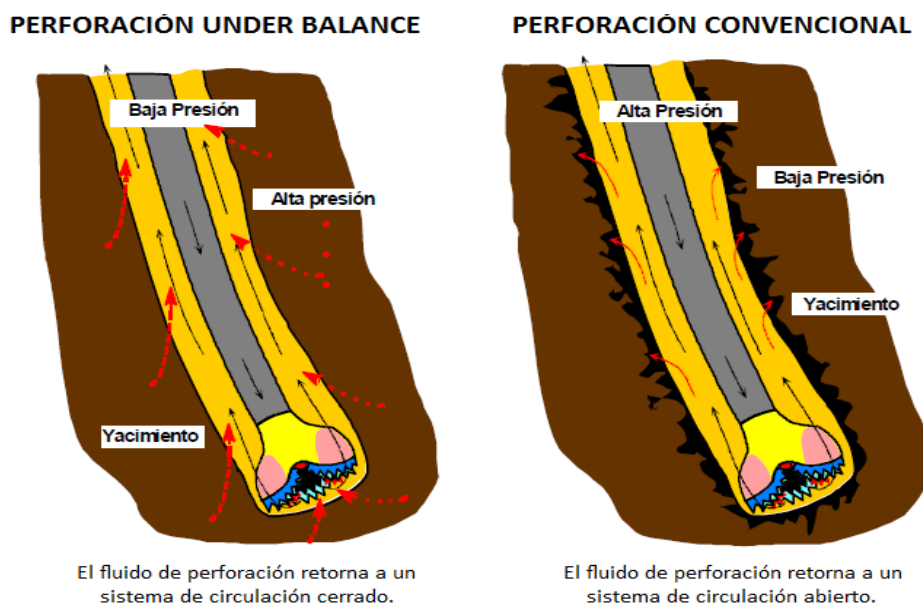


Figura. 1.3.- Sistemas de circulación abierta vs cerrada.

Fuente: Carlos Augusto Afanador, Pinzón Luis Eduardo Delgado González; *Viabilidad Técnica Y Económica de La Perforación Underbalanced Aplicada al Campo Escuela Colorado, (Bucaramanga 2008)*

1.2 Razones para considerar la perforación bajo balance

Las razones de la UBD se pueden desglosar en dos categorías principales:

- Reducir al mínimo los problemas de perforación relacionados con la presión.
- Maximización de la recuperación de hidrocarburos.

1.2.1 Minimizar los problemas de perforación

En perforación bajo balance (UBD) de yacimientos, se hace hincapié en la protección de la formación, sobre todo en yacimientos agotados de baja presión. Hacer fluir el yacimiento mientras está siendo perforado evita la creación de una costra de lodo en el pozo y su impacto negativo en la productividad, así como la recuperación del reservorio. La baja presión en el pozo también aumenta ROP, prolonga la vida de la broca, y evita la pérdida de fluido en la formación, por lo que una pega diferencial es poco probable. Estos beneficios permiten una mayor recuperación de la producción y aumenta la viabilidad económica del reservorio, lo que resulta en ganancias más rápidas para los pozos.

1.2.2 Ventana estrecha de presión

En algunas formaciones la diferencia entre la presión de poro y la presión de fractura es muy pequeña. Esta puede ser natural o puede ser causada, por ejemplo, por la inyección del fluido. Tenemos lo que llamamos una ventana estrecha de perforación como se ilustra en la parte inferior de la (Figura 1.4). En tales situaciones de perforación sobre balance convencional puede ser muy difícil de realizar. Las pequeñas variaciones en la presión de fondo (BHP) pueden causar ya sea la fracturación de la formación y pérdidas de lodo, con posibilidad de

problemas de control de pozos, o se tiene un retroceso debido a la muy baja presión. Si perforar bajo balance puede evitar estos problemas, no existirán pérdidas de lodo siempre que se tenga una BHP inferior al límite de presión de fractura, puesto que se tiene el equipo adecuado para manejar la afluencia continua desde el reservorio.

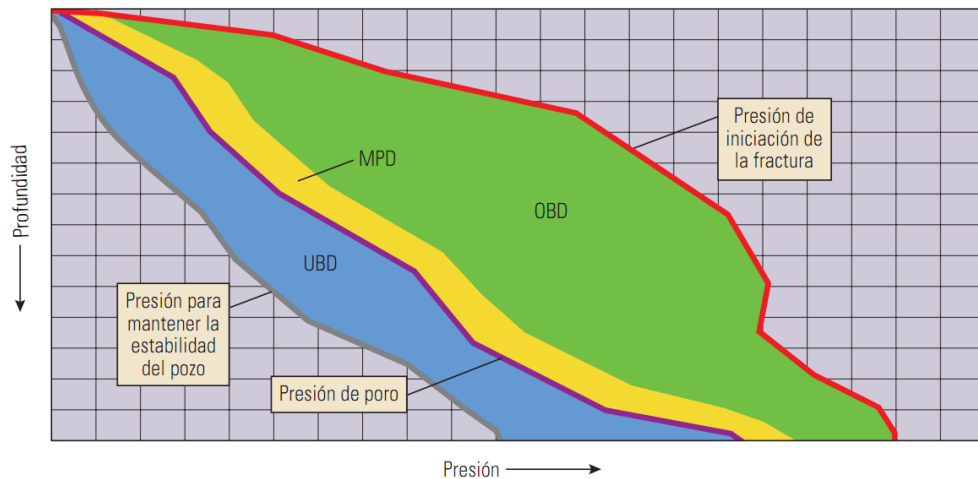


Figura 1.4.- Ventana Operacional hipotética que muestra los gradientes de poro y fractura.

Fuente: *El Manejo de la presión durante la perforación, (Schlumberger, Primavera del 2011)*

1.2.2.1 Adherencia diferencial

La costra de lodo se forma en el pozo, como fugas de filtrado de lodo de perforación en la formación. Este es un fenómeno típico de operación para la perforación sobre balance.

El filtrado es un líquido transparente o de color, con muy poco contenido de sólidos. Cuando el filtrado líquido sale del lodo de perforación, los sólidos de arcilla y de barita, en el lodo que se queda atrás en el pozo, forman una torta relativamente impermeable, llamado costra de lodo. Las costras de lodo se acumulan continuamente y entonces es erosionada por la rotación o deslizamiento de la tubería de perforación y el flujo de lodo de perforación.

La pega diferencial se produce cuando el vástago del taladro viene a descansar contra la costra de lodo en un agujero sobre balance. La baja presión en el lado del pozo tira, mientras la alta presión en el lado del pozo empuja la tubería al lado del agujero. En la UBO, no se acumula costra de lodo porque el flujo es desde una zona permeable para el pozo, y no desde el pozo hacia la formación. En la perforación horizontal, la tubería de perforación se apoya en el fondo del agujero durante una gran cantidad de operación, porque gran parte de la operación horizontal del pozo está generalmente en un reservorio permeable, algunos pozos horizontales utilizan técnicas UBO para evitar pegas diferenciales.

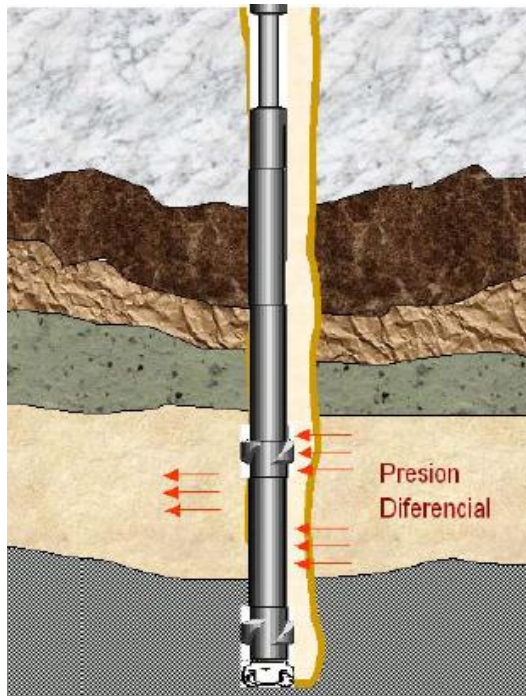


Figura 1.5.- Adherencia diferencial

Fuente: *Sistemas y Servicios de pruebas bajo balance, Weatherford 2005.*

1.2.2.2 Aumento de la frecuencia de penetración

Se obtendrá una mayor tasa de penetración (ROP) con UBD. La presión en la formación y el flujo procedente de ello, facilitará perforar los cortes "suelos" para que la perforación vaya más rápido. Puesto que a menudo se perfora con lodo libre de sólidos se obtendrá un desgaste reducido en la broca. En algunas formaciones de roca dura se puede obtener un ROP

significativamente mayor con UBD, esto reduce el tiempo en la perforación y por consiguiente el costo total del pozo.

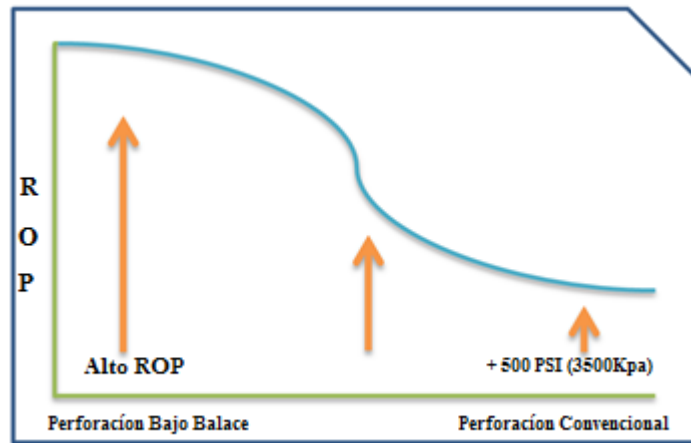


Figura 1.6.- Alta frecuencia de penetración en UBD
Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

1.2.2.3 Pérdida minimizada de circulación

La pérdida de la circulación se define como la pérdida de lodo en cantidad a la formación durante cualquier operación de campo de petróleo. Esta pérdida se produce cuando la presión hidrostática del fluido de perforación supera el gradiente de fractura de la formación. Las aberturas en la formación son aproximadamente tres veces más grandes en comparación a las partículas de mayor volumen del fluido utilizado para las operaciones. Debido a la naturaleza de los fluidos convencionales, la pérdida de circulación es un riesgo constante. Mientras se mantiene un estado de bajo balance, no hay pérdida en circulación. Sin embargo, puede ocurrir en casos especiales, tales como: los flujos de agua, o debido a la mala limpieza del pozo de la formación.

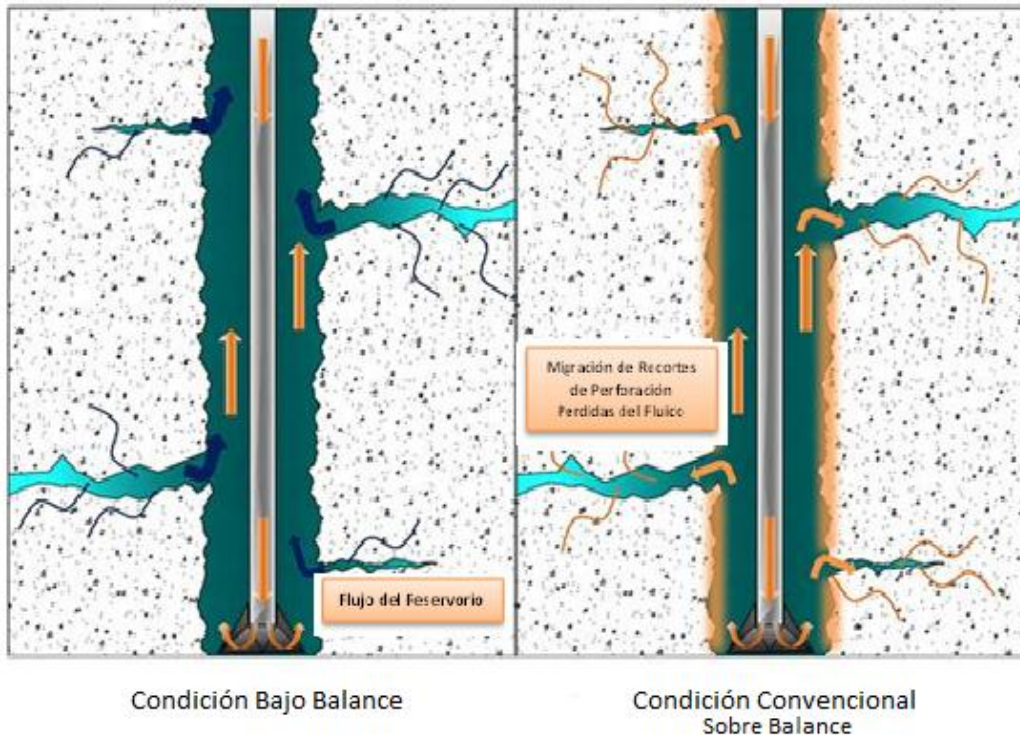


Figura 1.7.- Condiciones de Circulación en operaciones de Perforación Sobre y Bajo Balance.

Fuente: Reform Energy Services 2012.

En la perforación de pozos, las pérdidas de circulación es uno de los problemas más comunes, y pueden ser inducidas básicamente de las siguientes maneras:

- Por invasión natural o pérdida del fluido de perforación hacia las formaciones no consolidadas, fracturadas o con cavernas.
- Otra de las formas de pérdidas de circulación es debido a un fracturamiento hidráulico producido por presiones inducidas, al exceder la densidad requerida.

Las pérdidas de circulación se pueden presentar en las siguientes secciones:

- A. Arenas no consolidadas y Grava de alta permeabilidad;
- B. Zonas cavernosas o fisuradas en carbonatos (caliza o dolomita);

- C. Fracturas naturales, fallas y zonas de transición en Carbonatos o Lutitas duras; y,
- D. Fracturas inducidas por el exceso de presión.



Figura 1.8.- Secciones de Pérdidas de Circulación

Fuente: Caracterización Reológica y Tixotrópica de un Fluido Espumado usado para la perforación de YNF y/o Depresionados, Por: Méndez Torres, Paredes Velasco & Morales (Ciudad Universitaria, México D.F. Septiembre, 2012)

1.2.3 Maximizar la recuperación de hidrocarburos

Cuando se perfora convencionalmente, con una presión sobre balance en el pozo, lo que se conseguirá es una invasión del sistema de lodo en la formación que se está perforando. La cantidad dependerá de qué tan bien esté diseñado el sistema de lodo. Este lodo dentro de la formación, también llamada filtrado de lodo, puede reducir: la permeabilidad absoluta del reservorio, la permeabilidad relativa de hidrocarburos o cambiar la viscosidad de fluidos de la formación. Puesto que se mantiene la presión

en el pozo bajo la presión de poro cuando se perfora bajo balance no hay pérdidas de lodo a la formación.

Tampoco hay formación de una costra de lodo durante UBD. Esto conduce a una más rápida producción del reservorio y, en muchos casos, también un factor de recuperación superior, debido a que no se tiene ningún daño a la formación no se tendrá que pagar por costosos programas de estimulación, como, por ejemplo, tratamiento con ácido, antes de iniciar la producción. La perforación bajo balance permite, perforar más pozos en campos maduros. Esto ayuda a recuperar las reservas que no se habrían podido con la perforación convencional.

1.2.4 Caracterizar / evaluar el reservorio

Otra ventaja importante de la operación UBD es que permite la evaluación y caracterización continua de yacimientos. Aunque las características de producción, tales como: tipos de fluidos, caudales y presiones, pueden ser identificadas, también pueden estimarse parámetros tales como presiones estáticas durante la perforación bajo balance. Además, las fracturas de formación y la presión de flujo resultante pueden ser identificadas durante la UBO. Estas condiciones de bajo balance permiten que los fluidos de formación fluyan dentro del pozo, bajo una diferencia de presión negativa, y, por lo tanto, permiten detectar zonas que no se hubieran descubierto por un estado de sobre balance.

Un marcado aumento en la tasa de flujo del pozo detecta la presencia de una formación. Cuando se utilizan fluidos convencionales, hay varios factores que deben tenerse en cuenta para garantizar que la información geológica del subsuelo pueden ser evaluadas adecuadamente, tales como: salinidad del lodo, la profundidad de invasión del filtrado, la presión inducida por fracturas causadas por el fluido y el fluido tipo-base del sistema.

Los detritos de la roca, durante la operación de perforación o espécimen geológico, son sometidos a agitación mecánica de fluidos durante su recorrido por el pozo. Esta acción, junto con los efectos químicos de los fluidos de perforación resulta en el deterioro de la muestra, debido a que las condiciones de sobre balance impiden el influjo de la formación, una posible zona de consideración podría ser pasado por alto. Durante la perforación bajo balance, todas las características del fluido de perforación anteriores desaparecen.

1.3 Limitaciones de perforación bajo balance

Hay limitaciones, así como ventajas, para la perforación bajo balance (UBD). Antes de embarcarse en un programa de UBD, las limitaciones del proceso deben ser revisados.

1.3.1 Factores que afectan negativamente a la perforación bajo balance

Existen limitaciones técnicas, así como las limitaciones económicas y de seguridad en el proceso de UBD. Las siguientes son las condiciones que pueden afectar negativamente a cualquier operación de bajo balance:

- Resistencia de la formación insuficiente para soportar la tensión mecánica sin colapso;
- Imbibiciones espontáneos debido a la incompatibilidad entre el fluido base utilizada en UBD y el fluido de roca o reservorio. El uso de un fluido no humectante puede prevenir o reducir esta situación;
- Los pozos de alta presión, altamente permeables, actualmente representan un límite técnico debido a problemas de control y de seguridad;
- Condiciones de bajo balance no continuas;
- La formación excesiva de agua;

- Las zonas productoras cercanas al comienzo de la trayectoria del pozo afectarán negativamente a las condiciones de bajo balance a lo largo de la perforación;
- Los pozos que requieren fluido hidrostático o presión, para matar el pozo durante ciertas operaciones de perforación o de terminación;
- Condiciones de diámetro reducido o de perforación, que resultan en un pequeño anillo, crean altas contrapresiones debido a fuerzas de fricción; y,
- Los pozos que contienen objetivos con variaciones de presión significativa a lo largo de la litología.

1.3.2 Problemas de estabilidad de pozos

Uno de los problemas más comunes en la UBD es la estabilidad, debido a la baja presión en el pozo. Si hay una ventana estrecha entre la presión de poro y la presión de colapso, y se está tratando de perforar bajo balance, se puede llegar fácilmente por debajo de la frontera de colapso y su agujero se derrumbará. Esto puede ser un problema sobre todo si se está perforando en un reservorio agotado y se tiene que tener una muy baja presión en el pozo, para mantenerse en bajo balance.

Problemas de inestabilidad de la perforación también pueden ser causados por: las fluctuaciones en la presión de fondo, el influjo de gas desde la formación, movimiento de la tubería de perforación, conexiones y alta velocidad anular del fluido circulante. Las altas velocidades anulares pueden causar el derrumbe de la pared del pozo.

La manera de mitigar los problemas de la perforación es, en caso de zonas de lutitas que es probable que cause problemas, tratando de mantener la presión de fondo lo más estable posible. Hay disponibles modelos de predicción para el análisis de problemas de estabilidad y estos deben ser utilizados en la planificación del pozo.

1.3.3 Los problemas de seguridad debidos a los reservorios de alta presión

Al perforar bajo balance no se está tratando de ocultar la presión de poro en la formación por la creación de un sobre balance en el pozo, en lugar de eso se está dejando que los fluidos del pozo vayan a la superficie. El problema de seguridad, entonces cambia de un problema de presión a un problema de flujo.

En yacimientos con una presión y permeabilidad muy alta puede haber problemas de seguridad debido a la gran afluencia de fluidos de la formación. Se debe tener el equipo en la superficie que sea capaz de manejar la cantidad esperada de fluido. El problema de seguridad ocurre si se golpea a zonas de alta presión o zonas de alta permeabilidad que no esperaba. Luego va haber problemas con el manejo de fluidos en la superficie, si no se cuenta con el equipo adecuado.

1.3.4 El uso de la herramienta de medición durante la perforación (MWD)

En UBD a menudo se debe utilizar gas o lodo gasificado como su fluido de perforación. La MWD convencional depende de un fluido no compresible como un transmisor de señal, y no puede funcionar correctamente en un fluido compresible como el gas. La solución para el problema MWD es el desarrollo de la EMT (Telemetría Electromagnética) herramientas que transmiten directamente la información del fondo del pozo a la superficie durante la perforación, incluso en un modo de bajo balance.

Las limitaciones de profundidad y temperatura y algunas restricciones de formación sobre estas herramientas todavía restringen su aplicabilidad en los pozos más profundos, pero se aspira que, como la tecnología sigue avanzando en esta área, los pozos más profundos se perforarán con esta

tecnología. Un mayor uso de la tecnología de perforación con tubería flexible para la UBO, que utiliza un cable metálico interno con fines de medición también pueden reducir los problemas asociados con las operaciones MWD durante la UBO.

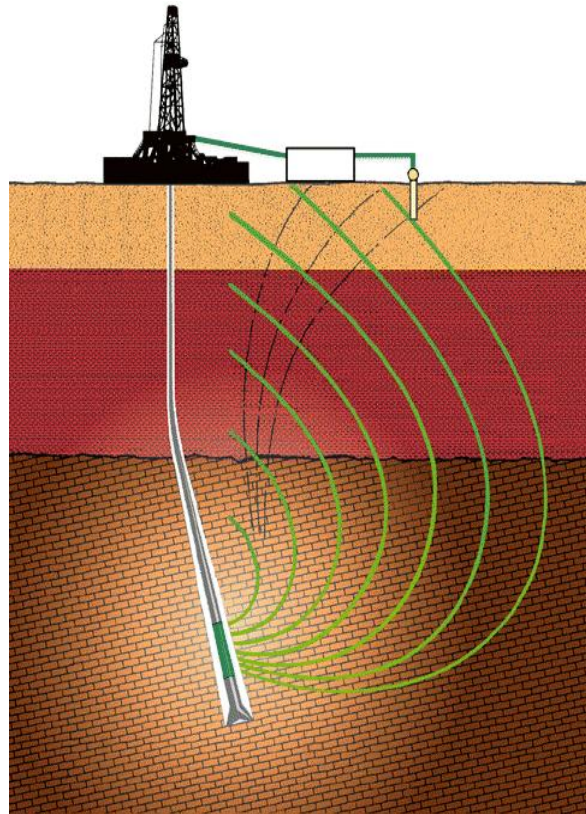


Figura 1.9.- Envío de señal EMT.

Fuente: *Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford, enero del 2006.*

1.3.5 No mantener un bajo balance continuo en el pozo

Si no se es capaz de mantener un bajo balance continuo en el pozo, puede conducir a daños severos a la formación debido a la invasión de fluido de perforación, puesto que no se tiene una costra de lodo cuando se perfora bajo balance lo más probable es que el daño de formación será peor que el daño causado por una operación de perforación sobre balance normal. La razón para que no se mantenga un continuo bajo balance puede darse cuando se realizan conexiones, viajes de la broca o zonas de agotamiento detectadas.

1.3.6 Reservorio inadecuado

El reservorio puede no ser adecuado para UBD. Un yacimiento de gran permeabilidad, altamente poroso puede proporcionar demasiada afluencia en baja caída de presión. Es importante que los beneficios percibidos de UBD se tengan en cuenta en la planificación de las operaciones.

En la tabla 1.1 Se muestra las principales ventajas y desventajas de la tecnología de perforación bajo balance (UBD).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se evitan los siguientes problemas relacionados con el fluido de perforación: <ul style="list-style-type: none"> ■ Migración de arcillas y finos originada por pérdidas severas de fluido. ■ Invasión de sólidos del lodo hacia la formación. ■ Pérdidas severas de fluido de perforación en formaciones altamente permeables. ■ Bloqueos por agua o hidrocarburos y reducción de las permeabilidades relativas ■ Reacciones adversas entre el filtrado y la formación. ■ Reacciones adversas entre el filtrado y los fluidos de la formación. ✓ Incremento del ritmo de penetración. ✓ La UBD indica en tiempo real las zonas productoras de hidrocarburos. ✓ Es posible tener mediciones en tiempo real a través del uso de herramientas de Telemetría Electromagnética (EMT). ✓ Capacidad de pruebas de flujo o de pozo mientras se perfora. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mayor costo en las operaciones. ✓ Requiere aumentar las medidas de seguridad. ✓ Poca estabilidad del agujero. ✓ Mayor daño que la perforación convencional al no mantener de manera continua el estado de presión bajo balance. ✓ Imbibición contra corriente por efectos de presión capilar. ✓ Se requiere terminar el pozo en las mismas condiciones de perforación. ✓ Daño causado por acristalamiento y trituración de los recortes. ✓ Invasión de los poros inducida por gravedad en macro poros. ✓ Dificultad de ejecución en zonas de muy alta permeabilidad.

Tabla 1.1: principales ventajas y desventajas de la perforación bajo balance.

Fuente: Desarrollo de un Simulador Numérico para la Perforación Bajo Balance. (Ciudad Universitaria. México, 2011.)

CAPÍTULO II

2. Proceso para seleccionar un candidato UBD

La selección de un reservorio adecuado es esencial para la perforación bajo balance vertical u horizontal. Un enfoque del sistema, se describe a continuación, se utiliza para determinar si existe suficiente información disponible para iniciar el trabajo de diseño de un proceso de perforación bajo balance viable.

Una vez que esta información ha sido recopilada y revisada, se considera que una operación de perforación bajo balance es el método más favorable para recuperar más hidrocarburos de una manera económica y técnicamente exitosa, es el momento de movilizar al equipo a diseñar y ejecutar la operación UBD.

2.1 Pasos de un proceso típico de evaluación UBD

1.-La recopilación y revisión a fondo de la información para asegurar que toda la información necesaria ha sido obtenida de datos disponibles de fuentes existentes o directamente adquiridos según sea necesario.

2.-Los datos preliminares preseleccionados por perforación, ingeniería de yacimientos, geología, y expertos en UBD, utilizados para determinar si el pozo cumple con los criterios básicos para la aplicación de este método.

3.-La revisión detallada de la información recogida por un equipo multifuncional, formado por: ingenieros de perforación; ingenieros de yacimientos; geólogos; geofísicos; petrofísicos; ingenieros de producción; expertos UBD (interno o consultores); el laboratorio y el personal de análisis (si se requiere); reguladores y experto en seguridad; y, representantes de las empresas de perforación de lodo y de servicios, que estarán involucrados en la ejecución de la operación para comenzar

la planificación inicial para perforar el pozo. Esto implicará el debate a fondo y la interacción entre las partes que participan como miembros del equipo multifuncional.

4.-La asimilación y revisión de los mejores servicios y técnicas posibles para perforar y completar el reservorio de una manera correcta de bajo balance.

5.-La selección del personal y de los equipos para ejecutar la operación UBD.

6.-Reunión detallada de la operación

7.-La adquisición de equipos, transporte, instalación y pruebas.

8.-El comienzo de la operación de UBD con capacidad para la adquisición de la cantidad máxima de datos útiles.

9.-La revisión continua de los datos en tiempo real obtenidos durante el proceso de UBD y ajustes realizados, sobre la base de los datos para asegurar que el pozo se perfora correctamente, incluyendo contingencias para eventos inesperados de acuerdo al diseño.

10.-La finalización del pozo de una manera de bajo balance.

11.-La revisión de la finalización completa de la operación UBD por el equipo multi-funcional.

12.-La producción de la UBD perforado y completado.

2.2 Los datos de reservas a fin de determinar la efectividad de la UBD

El análisis hasta ahora se ha centrado en los aspectos mecánicos en la ejecución de una operación UBD. Se discutirán varios parámetros del yacimiento que deben ser investigados para comprobar la viabilidad de una operación UBD en una situación de un yacimiento determinado. Una

lista de los parámetros que deben obtenerse antes de diseñar cualquier operación UBD se presenta a continuación:

2.2.1 Propiedades del yacimiento

- Presión actual.
- Las variaciones de presión dentro de una zona común en el reservorio.
- Presencia de producción de múltiples zonas y presiones en cada zona.
- Ubicación de los contactos de petróleo, agua y gas.
- Presencia y localización de fallas de sellado y no/sellado.

2.2.1.1 El conocimiento de la presión actual

Esta es una pieza esencial en la información para la viabilidad de cualquier operación de perforación bajo balance. Las numerosas operaciones UBD no han tenido éxito debido al hecho de que la presión en la zona objetiva fue menor de lo esperado. En muchas formaciones de baja permeabilidad no se pueden producir la medición de significativos retornos de exceso de líquido, incluso en la presencia de una condición bajo balance. Por el contrario, en zonas macroporosas, significativas pérdidas de líquido pueden ocurrir mediante drenaje por gravedad, incluso en una condición de bajo balance continuo.

En campos maduros, un conocimiento de la presión también es importante, ya que nos permitirá determinar el tipo de sistema con la densidad necesaria que genere una presión efectiva para una condición bajo balance. También podemos comparar las posibles diferencias entre los efectos de una operación UBD y una operación sobre balance convencional, que puede operar a una presión efectiva extremadamente alta y por lo tanto pueden causar un significativo daño a la formación.

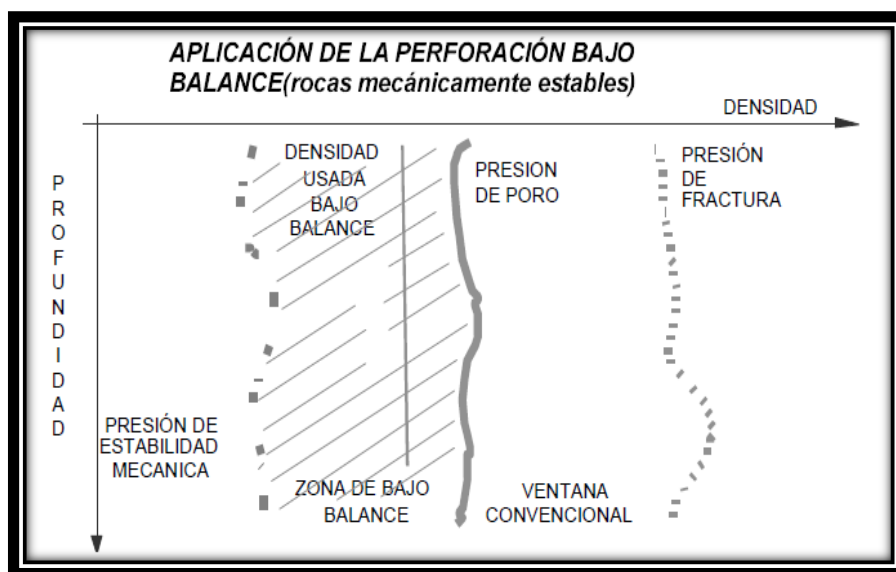


Figura 2.1.- Definición de la Estabilidad Mecánica de la Formación en términos de Densidad Equivalente.

Fuente: *Aplicativo Didactico Para el Manejo de Técnicas Especiales de Perforación; Corporacion Internacional del Petroelo LTDA. (Villavicencio del 2012).*

Como se ilustra en la figura, UBD se aplica para la perforación de formaciones mecánicamente estable incluso en el momento que se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca.

2.2.1.2 Las variaciones de presión dentro de una zona común en el reservorio

La interpretación adecuada de la posible variación de la presión en la zona, objetivo de un proyecto UBD horizontal, es vital. Si existen localizadas zonas de agotamiento o de presurización, debido a la heterogeneidad del yacimiento, tasas de inyección o las operaciones de producción, pueden resultar en fracturamiento del pozo, siendo perforado en condiciones de sobre balance y negativo flujo cruzado entre zonas de diferentes presiones. La operación UBD por necesidad, se ha diseñado para dar cabida a la zona de presión mínima que se prevé (si las máximas

tasas de producción de todas las zonas penetradas son las que se esperaban).

2.2.1.3 La presencia de múltiples zonas de diferente presión

La gran preocupación está en los pozos verticales a condiciones de UBD, donde varias zonas productoras agotadas son destinadas a la penetración por un solo pozo. El mismo razonamiento se aplica aquí, en cuanto a la sección anterior, con respecto a que el pozo debe ser diseñado con la zona de presión más baja como el factor de control. Los equipos superficiales de control, supervisión y flujo, deberán ser modificados, en consecuencia para el manejo del exceso de tasas de flujo que pueden estar asociadas con el funcionamiento en tal situación y flujo cruzado entre zonas puede ser motivo de preocupación.

2.2.1.4 La ubicación de los contactos aceite, agua y gas

Esta información es necesaria para la colocación correcta de la trayectoria del pozo y también para asegurar que no ocurran posibles problemas con la producción prematura o la conificación de agua o gas. El gradiente de caída de presión y permeabilidad vertical de la formación, además de la presencia de fracturas verticales o alta permeabilidad vertical, a través de los sistemas interconectados de porosidad vugular, también será un factor de control en esta área.

2.2.1.5 La presencia y localización de fallas selladas y no selladas

La determinación de la presencia de fallas es importante, tanto en la exploración como en la producción de un yacimiento de hidrocarburos, sobre todo si un significativo impacto o inmersión en el margen de la falla es evidente, esto es esencial para la viabilidad de cualquier aplicación de

pozo horizontal en condiciones de sobre o bajo balance. Además de los problemas mecánicos que pueden ser encontrados al penetrar en la zona con presencia de falla, como la pérdida de la zona productiva debido al impacto o los efectos de inmersión en el margen de la falla y la posibilidad de un cambio muy grande en la presión (hacia arriba o hacia abajo) en un margen de una falla sellada, puede ocurrir. La litología podría desplazarse de forma leve o total a lo largo de las fallas, en tanto que la porosidad y permeabilidad podrían variar, las fallas pueden perjudicar el régimen de flujo de fluidos, al actuar como canales preferenciales para la evacuación, si están abiertas o como obstrucciones si están selladas.

2.2.2 Propiedades de las rocas

- Localización y clasificación de unidades de flujo en diferentes litologías.
- Permeabilidad vertical y horizontal.
- La porosidad.
- El tamaño de poro y distribución de garganta de poro de los principales tipos de rocas.
- Presencia de características macroscópicas de permeabilidad (fracturas, cavidades, y otros.).
- La continuidad de los estratos del yacimiento y las características de permeabilidad macroscópicas.
- Composición de la matriz (granos, arcillas, y otros.).
- Resistencia geomecánica y propiedades de la formación objetiva.
- Características de saturación inicial de la zona de destino (S_{wi} , S_{gi} , S_{oi}).
- Características de la presión capilar.
- Características de mojabilidad.
- Características de permeabilidad relativa (agua, petróleo y gas).
- Potencial de acristalamiento.

Localización y clasificación de las unidades de flujo en diferentes litologías

En la zona objetivo, si más de una litología dominante está presente debe ser clasificada, y la serie de propiedades para determinados tipos de roca. La ubicación específica de cada una de estas unidades de flujo necesita ser diseñado con tanta precisión como sea posible, a partir de datos sísmicos y del pozo (registros, núcleos, recortes, datos de producción, y otros) puede ser que para un reservorio, dado que ciertas litologías son mejores candidatos para UBD que otros, y esto puede influir en la decisión en cuanto a la trayectoria del pozo.

La clasificación del tipo de roca o litología no es de preocupación con pequeñas variaciones en la estructura, la permeabilidad, porosidad, distribución del tamaño de poro, etc., pero si con grandes cambios característicos en la roca, que podrían afectar significativamente las propiedades de flujo del medio poroso. Estos incluyen grandes cambios en los parámetros mencionados anteriormente, y otros tales como: mojabilidad, la permeabilidad relativa, presión capilar, así como distintas diferencias en la mineralogía y saturaciones, o composiciones de fluido in situ.

La determinación de la permeabilidad y porosidad

La evaluación precisa de la permeabilidad y la porosidad in situ es esencial, no sólo para la clasificación del tipo de roca, sino para diseñar los cálculos para el cómputo del gradiente, de caída de presión y diseño de los equipos de procesamiento y de control superficial, para la operación UBD. La permeabilidad vertical debe ser evaluada cuidadosamente si está presente en la capa inferior agua o gas libre, ya que esto proporciona la información necesaria para el cálculo de las tasas de caída de presión crítica, que pueden causar conificación prematura de fluidos.

Los datos de porosidad pueden obtenerse a partir del análisis de núcleos y conjuntos de registros calibrados de pozos. Los datos de permeabilidad se conseguirían por la condición del reservorio de los datos corregidos del análisis de núcleo (es decir, las mediciones de núcleo en estado restaurado o conservado a condiciones de reservorio lleno, que generalmente refleja con precisión la permeabilidad de la matriz).

Esta información, en general, debe ir acompañado de pruebas de pozos disponibles y los datos transitorios de presión para obtener un seguro reflejo del promedio de la permeabilidad in situ, como en muchos campos la presencia de características macroscópicas de permeabilidad (es decir, fracturas, porosidad vugular), que no están representados adecuadamente en pequeñas muestras de núcleo, puede aumentar en general la permeabilidad in situ por encima de lo que, generalmente, se indica por pequeños análisis de núcleos.

La presencia de zonas de alta permeabilidad intercrystalina (mayor que 1.000 md.) pueden presentar posibles pérdidas de circulación, adherencia diferencial y grave daño a la formación por invasión, haciendo de estas zonas buenos candidatos para UBD.

El tamaño de poro y distribución de garganta de poro de los principales tipos de rocas

Esto es, habitualmente, un factor clave para determinar si una operación de perforación de bajo balance se justifica económicamente en comparación con una operación de sobre balance convencional, en particular en un yacimiento normalmente presionado.

El volumen de poro y distribución del tamaño de la garganta de poro se pueden determinar de diferentes maneras. Las pruebas de presión capilar por el método de inyección del mercurio, pruebas de análisis de imágenes digitales petrográficas y la medición directa computarizada de la sección delgada o análisis de retrodispersión (SEM) son las técnicas

más comunes utilizadas. Estas mediciones se llevan a cabo, preferiblemente, sobre todo en muestras de núcleos del reservorio, pero también se lo pueden hacer en seleccionados cortes de perforación, después de un examen de los cortes por un petrólogo experimentado.

Los yacimientos, que muestran geometrías de la garganta de poro bimodal o no muy uniformes, son candidatos difíciles cuando se enfrentan con el diseño de un sistema de sobre balance que forma una fina costra de lodo, estable de baja permeabilidad que pueden ser posteriormente eliminadas. Los yacimientos que presentan sistemas de poros de este tipo o garganta de poro de diámetro extremadamente grandes (superiores a 50 micras) o arranques iniciales que puede presentar grandes pérdidas de fluidos, pueden ser posibles candidatos UBD.

La condición de bajo balance se debe mantener de forma continua, sin embargo, significativos daños pueden ocurrir en comparación a una situación de sobre balance convencional debido a que el fluido es de baja viscosidad, alto contenido de sólidos y la falta de una costra de lodo como protección presentes durante la operación UBD, esto ocurriría en caso de que la condición bajo balance se vea comprometida. Esquemáticamente se ilustra en la Figura 2.2.



Figura 2.2.- Representación Esquemática de la Pérdida de Líquidos y Sólidos en operaciones Bajo Balance – Sobre Balance.
Fuente: Bennion D.B., 2002

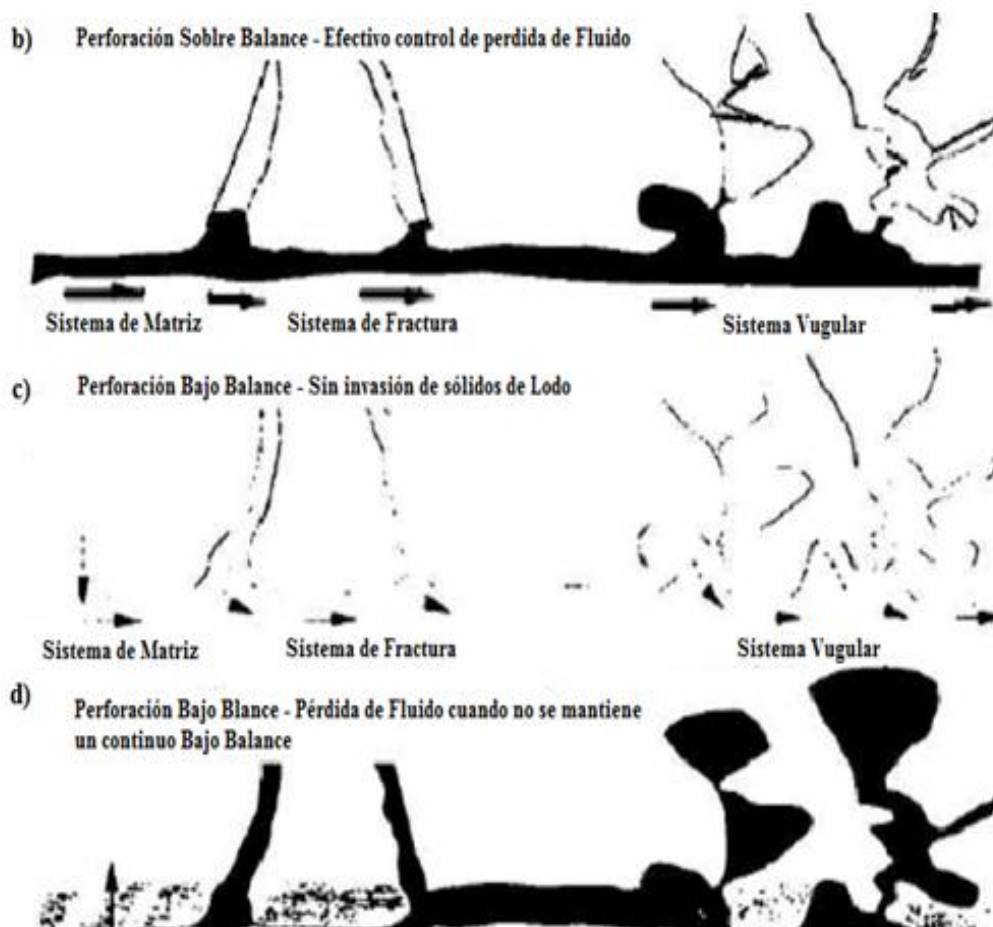


Figura 2.2.- Representación Esquemática de la Pérdida de Líquidos y Sólidos en operaciones Bajo Balance – Sobre Balance.
Fuente: Bennion D.B., 2002

La presencia de micro o macro fracturas y porosidad vugular

La presencia de características de alta permeabilidad en una formación, fracturas de origen natural o extensos sistemas interconectados de porosidad vugular, representan un reto importante para las operaciones de perforación sobre balance con respecto a la rápida y significativa invasión de fluidos a la formación, con una continua variación de la permeabilidad. A menudo es muy difícil evaluar la distribución del tamaño de las fracturas in situ (aunque las herramientas de registro de microrresistividad pueden proporcionar algunas indicaciones) y muchos reservorios pueden presentar una amplia gama de las aperturas de las

posibles fracturas, haciendo de que el diseño de un sistema a condiciones de sobre balance sea eficaz en una situación tan difícil.

Los operadores necesitan caracterizar los sistemas de fracturas naturales para identificar las mejores oportunidades para el posicionamiento de los pozos y la planeación de trayectorias de pozos horizontales. Estos tipos de reservorios también pueden ser considerados como posibles candidatos principales para operaciones UBD.

Composición de la matriz

Muchas formaciones clásticas y algunas carbonatadas contienen fluidos con materiales reactivos que pueden provocar importantes reducciones de permeabilidad cerca del pozo, cuando son contactados por fluidos de base agua utilizados en perforación, terminación y reparación de pozos. Entre estos materiales están las arcillas intumescentes, como la esmectita; o partículas defloculante, como la caolinita. Otros materiales reactivos al agua dulce como la halita, anhidrita o partículas móviles, que pueden ser alteradas por operaciones excesivamente sobre balance (o en el escenario inverso excesivamente bajo balance), también pueden estar presentes.

Una serie de pruebas petrográficas rutinarias (sección delgada, SEM y DRX) en la zona productora de interés puede cuantificar el tipo, la ubicación y concentración de arcillas potencialmente reactivas. Pruebas de laboratorio más detalladas y pruebas de núcleo también pueden llevarse a cabo para representar en operaciones de sobre o bajo balance los efectos potencialmente perjudiciales sobre estos materiales con el fin de optimizar el proceso.

Las características de saturación inicial de la zona de destino (Swi, Sgi, Soi).

Las saturaciones iniciales no sólo son importantes desde el punto de vista de la evaluación de reservas, sino también durante la perforación bajo balance desde el punto de vista de la imbibición en contracorriente, que puede favorecer u obstruir el movimiento del fluido, afectando el barrido areal.

En algunas formaciones de gas de baja permeabilidad exhiben saturaciones subirreducible de aceite y agua, y daño potencial debido a la imbibición de filtrados de lodo base agua (en formaciones húmedas de agua que presentan saturaciones de agua subirreducible) y filtrados de lodo base aceite (en formaciones húmedas de petróleo presentan saturaciones de petróleo subirreducible, comúnmente en condensados de gas rico o yacimientos de gas, donde la migración de este vapor ha desplazado una saturación de hidrocarburo líquido anterior del reservorio).

Los datos de saturación inicial, junto con la mojabilidad de la formación, la permeabilidad relativa y la característica presión capilar, controlarán la magnitud y gravedad de los problemas que pueden estar asociados con efectos de retención de fluidos base agua o hidrocarburos, temporal o permanente, que pueden ocurrir debido a la imbibición, en contracorriente o desplazamiento directo del fluido en la matriz del reservorio, que rodea el reservorio durante periódicos pulsos de presión sobre balance.

Los registros convencionales basados en las determinaciones de saturaciones iniciales pueden ser poco fiables, particularmente en las formaciones secas, como este tipo de rocas no producen agua libre y por lo tanto es prácticamente imposible una evaluación precisa de R_w , el lodo de lavado, la presencia de sulfuro de hierro y otros factores que

también pueden influir en la precisión de las determinaciones de saturación de agua de los registros obtenidos.

Las evaluaciones más precisas de las saturaciones iniciales de fluidos se pueden obtener mediante el uso de programas especializados de extracción de núcleos que utilizan fluidos base aceite o radiactivos, fluidos base agua o trazados programas de extracción de núcleos, todo acoplado a la nueva tecnología de extracción de muestras. Las mediciones normales de presión capilar proporcionan buenas evaluaciones de la saturación irreducible que existe en el reservorio, pero no proporcionan necesariamente una buena evaluación de la verdadera saturación de agua inicial que existe en el sistema.

Características de la presión capilar

Las pruebas de presión capilar deben llevarse a cabo para determinar el gradiente de ascenso capilar presente en el reservorio, estas mediciones se usan para conocer la distribución de saturación de agua en el yacimiento, o sea, la verdadera saturación de agua irreducible que existe en el sistema. El uso principal de estos datos es la de correlacionar estas saturaciones con permeabilidad o porosidad y altura por encima del contacto agua-petróleo. La información es subsecuentemente utilizada para calcular los hidrocarburos en el sitio. Las pruebas se realizan normalmente con placa porosa o centrifuga para las mediciones en el laboratorio.

Existe el potencial para la imbibición espontánea y daños durante la perforación bajo balance si la saturación inicial del agua o el aceite medido son significativamente menor que el valor irreducible real. Este fenómeno se ilustra esquemáticamente en la (Fig. 2.3).

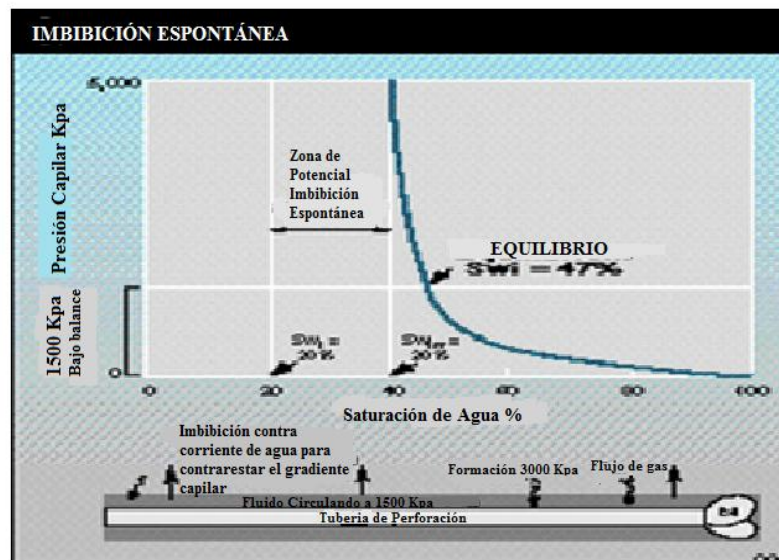


Figura 2.3.- Ilustración de Imbibición Espontánea durante la perforación Bajo Balance.

Fuente: Hycal Energy Research Laboratories Ltd. (01/01/1996).

Características de mojabilidad

La mojabilidad controlará la propensión de la imbibición capilar, además de influir fuertemente en las características de permeabilidad relativa de agua-aceite de los medios porosos. La prueba de mojabilidad normalmente se lleva a cabo en estado restaurado o conservado de material del núcleo utilizando el ángulo de contacto, métodos de determinación de Amott o USBM, el último de los cuales tiende a proporcionar la mejor y más completa indicación de mojabilidad de la formación. Un conocimiento adecuado de la capacidad de mojabilidad permite contrarrestar los efectos de la imbibición capilar. Los medios porosos mojados por agua, por ejemplo, no se embeben de manera espontánea una fase no humectante (aceite) pero de rápida imbibición de filtrado base agua, incluso en contra de un gradiente de presión bajo balance dominante podría ocurrir. Por lo tanto, un fluido de perforación bajo balance basado en hidrocarburo natural sería una elección en esta situación para combatir los efectos de imbibición.

Características de permeabilidad relativa

Si ocurre la imbibición y retención de fluidos, o si la condición de bajo balance se ve comprometida y se produce una cantidad significativa de invasión del filtrado de lodo, la importancia y la magnitud de la reducción de permeabilidad resultante serán controladas directamente por las características de permeabilidad relativa de los medios porosos que se consideren. Esto se ilustra gráficamente en la figura 2.4. La determinación precisa de las características de permeabilidad relativa, en particular en el rango de baja saturación subirreducible de líquido, se requiere con el fin de cuantificar la gravedad de este problema y determinar si es de importancia en el proceso de diseño.

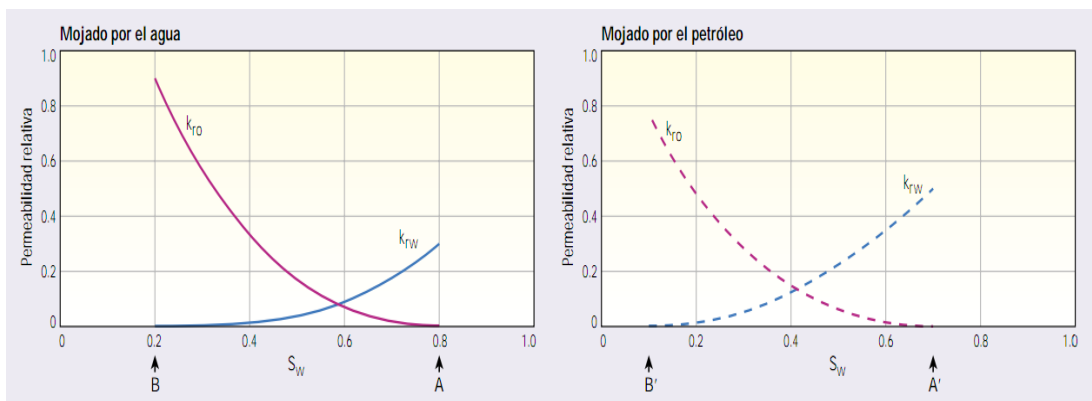


Figura 2.4.- Curvas de permeabilidad relativa típicas para petróleo y agua en una roca mojada por agua y en otra mojada por petróleo. Los puntos A y A' representan la situación típica de una medición de caída de presión del periodo de flujo con un probador de formación operado a cable en lodo base agua. Los puntos B y B' representan la situación típica de análisis de presión transitoria en un yacimiento de petróleo.

Fuente: Caracterización de la Permeabilidad (Schlumberger, Invierno del 2001/2002).

El potencial de acristalamiento

El acristalamiento es un fenómeno de daño cerca del pozo, que pueden ser generados por calor significativo y pobre transporte de recortes, puede estar asociado con la perforación bajo balance con un sistema de gas puro. La escasa capacidad de transferencia de calor del gas puede dar lugar a temperaturas muy altas de roca/broca durante la perforación.

La combinación de la cabeza hidrostática, aguas congénitas y cortes finos, y trabajo por tuberías de perforación mal centralizados, se pueden combinar para formar un cristal extremadamente fino, pero de muy baja permeabilidad alrededor del pozo, que puede reducir la productividad en un pozo abierto o en estado de finalización (de los que todas las terminaciones son de bajo balance). El uso de una pequeña cantidad de líquido lubricante (por ejemplo la perforación con niebla) proporciona lubricidad y la transferencia de calor que parece reducir la gravedad de acristalamiento.

El acristalamiento generalmente es menos problemático en formaciones de alta permeabilidad o formaciones heterogéneas, ya que el cristal tiende a obstruir más fácilmente pequeñas características de poros. Este fenómeno puede ser agravado por las tuberías de perforación mal centralizado, collares, etc.

2.2.3 Las propiedades del fluido (en los fluidos del yacimiento in situ)

- Composición (petróleo, gas, y agua).
- Contenidos de Asfáltenos y parafinas (aceites).
- Niebla y punto de fluidez (aceites).
- Punto de anilina (aceites).
- La viscosidad y la densidad en condiciones de fondo y de superficie.
- Presión del punto de burbuja y propiedades PVT (aceites).
- Presión del punto de rocío y propiedades CVD (gases ricos).

La Composición de fluido (petróleo, agua y gas)

Un análisis detallado se debe obtener de la composición de los fluidos del yacimiento antes de una operación de perforación bajo balance, porque, contrariamente a operaciones de perforación convencional, los fluidos

emergerán a la superficie solo con la circulación del fluido de perforación con un gas no condensable. Esto es de particular importancia, si los gases ácidos están presentes en la formación (ya sea como una saturación de gas libre o como solución de gas disuelto en el aceite crudo producido) desde el punto de vista del potencial de corrosión y la toxicidad (H₂S).

Los contenidos de asfáltenos y parafina

Los ensayos ASTM deben llevarse a cabo para cuantificar el contenido de asfáltenos y parafina del aceite crudo producido de la formación. Las pruebas de compatibilidad más detalladas se llevarán a cabo para el procedimiento de selección, y determinar si se desestabilizaron los asfáltenos (precipitado) por la reducción de la temperatura o la presión. o por el contacto de filtrados basados en hidrocarburos incompatibles, aire a presión, aire con reducido contenido de oxígeno o gas natural (que puede ser utilizado como medio de inyección para generar la condición de bajo balance).

Punto de turbidez y Punto de fluidez

Estas mediciones deben realizarse en el crudo producido, para asegurar que las parafinas cristalinas de la solución no se precipiten a la temperatura prevista en el sistema de circulación de fluidos de perforación que circulan, incluyendo todas las partes de los equipos de control y de separación en la superficie. La deposición de cera (parafinas) puede conducir al taponamiento, originando problemas de control y de control de sólidos con la operación de perforación.

Punto de anilina

En la mayoría de las operaciones de perforación de bajo balance, si el

crudo tiene un punto de anilina inaceptable puede afectar a la operación de los motores de fondo de pozo, bombas de superficie y los equipos de transferencia.

La viscosidad y la densidad en condiciones de fondo y de superficie

La viscosidad y la densidad de los fluidos producidos, así como el fluido base de perforación propuesto, son necesarias para los cálculos de flujo y cálculo de cargas hidrostáticas y dinámicas. Para los cálculos de presión de fondo de pozo la correlación, generalmente, se puede utilizar para sistemas base agua, pero debido a los efectos significativos de solubilidad de gas en los fluidos a base de hidrocarburos, las mediciones detalladas PVT se recomienda normalmente.

Las presiones del Punto de burbuja y Punto de rocío

La presión exacta del punto de burbuja (para sistemas de aceite negro) y la presión del punto de rocío (para ricos condensados de gas) deben determinarse antes de una operación UBD. La operación a presión de fondo de pozo es inferior a la presión de funcionamiento, este valor resultará en el arrastre de una saturación de gas libre retenido o una saturación de líquido retenido en la región adyacente al pozo que reducirá la permeabilidad del petróleo o gas. Esto puede no ser una preocupación significativa.

Para obtener económicas tasas de producción, inmediatamente después de la perforación, se requieren disposiciones de esta magnitud en cualquier caso. Sin embargo, si la caída de presión puede ser minimizada durante las operaciones de producción, de forma tal que las presiones de fondo de pozo se mantienen por encima del punto de burbuja / rocío, resultará en un aumento de la productividad del pozo y posibles mayores reservas recuperables.

2.2.4 Los problemas de compatibilidad del fluido (entre fluidos in situ y fluido base de perforación)

- Potencial emulsión.
- Potencial de hidratos.
- Potencial escala.
- Potencial de precipitación de la formación o precipitación de asfáltenos.
- Características de arrastre y separación de gas.
- Potencial de explosión.
- Potencial de corrosión.
- Degradación del fluido base resultante de la dilución producida por los fluidos de la formación.

Potencial emulsión

En muchas operaciones de perforación bajo balance, una mezcla compleja de petróleo, agua y gas están siendo producidos de forma turbulenta. Esto puede conducir a la formación de emulsiones estables que pueden presentar una alta viscosidad y resultar en el bombeo del pozo si la presión disminuye durante la producción, problemas de separación de gas y de control de sólidos. El petróleo, crudo de formación, agua de formación y los fluidos de perforación a base de aceite o agua, todos deben ser cuidadosamente evaluados para su posible emulsión antes de cualquier operación UBD. En muchos casos, el uso adecuado de un paquete de surfactantes abordará el problema de emulsificación para un sistema de reservorio dado.

Potencial Hidratos

Si el gas natural sirve como un medio de inyección, o si ocurren altas tasas de producción de gas de la formación, existe la posibilidad de

formación de hidratos y la unión del gas que entra en contacto con los fluidos de perforación base agua o agua de formación producida. Este potencial debe ser evaluado, es posible que supresores de hidrato o aumento de las temperaturas circulantes sean necesarios para inhibir la formación de hidratos.

Escala de Formación

El agua producida de formación o combinaciones de filtrado de lodo base agua y agua producida, puede tener tendencias de escala. En algunos de los casos, para mantener la productividad de los pozos se puede utilizar el método de inhibición química, como medio para prevenir la formación de escala. Cualquiera de las pruebas de laboratorio o paquetes de software geoquímicas pueden ser utilizados para este tipo de evaluación.

El potencial de precipitación de la formación o precipitación de asfáltenos

Los fluidos de perforación base aceite pueden reaccionar de manera adversa con los crudos de formación producidos, como resultado de asfaltado. El gas natural que circula a altas presiones de pozos puede tener un efecto similar en los crudos producidos. Por el contrario, los fluidos base agua de sales inorgánicas, entran en contacto con aguas producidas de formación, son incompatibles durante un proceso UBD.

Ambos problemas, usualmente, son investigados por una serie de pruebas de compatibilidad estándar antes de ejecutar la operación UBD. La formación de estos precipitados puede resultar en un exceso de carga de sólidos en el fluido de perforación, en problemas de transporte de sólidos con el consiguiente posible taponamiento del sistema de circulación.

Características de arrastre y separación de gas

La mayoría de las operaciones UBD se basan en la segregación por gravedad en el equipo de control de sólidos de la superficie, para eliminar la mayoría de los sólidos. El gas que no se condensa con eficacia debe separarse del líquido en el separador, para que se produzca la separación efectiva de los sólidos. La mayoría de los fluidos utilizados en operaciones UBD se mantienen, deliberadamente, en una baja viscosidad para este propósito.

La formación de emulsiones o la presencia de crudos de alta viscosidad o agentes surfactantes pueden inhibir este proceso y reducir la eficacia del equipo de separación de sólidos y del equipo de circulación de la superficie. Todos los líquidos que se espera producir deben ser evaluados para asegurar que la viscosidad es suficientemente baja para que el tiempo de permanencia en el equipo de control de superficie sea el necesario para asegurar que se produzca la separación de gas y segregación de sólidos.

Potencial de explosión

El uso de aire o reducido contenido de oxígeno son como un medio para generar la condición de: bajo balance reduce costos de la operación, pero añade el riesgo de incendios y explosiones de fondo de pozo y de superficie con una posible mezcla de gases/combustible, que están siendo devuelto a la superficie por la tubería anular y que están presentes en el equipo de separación en la superficie. La figura 2.5 proporciona una muestra de una alta temperatura de inflamación, pruebas de este tipo comúnmente conducida pueden garantizar el seguro funcionamiento de una operación UBD con aire o gas, que contiene más del 5% de oxígeno.

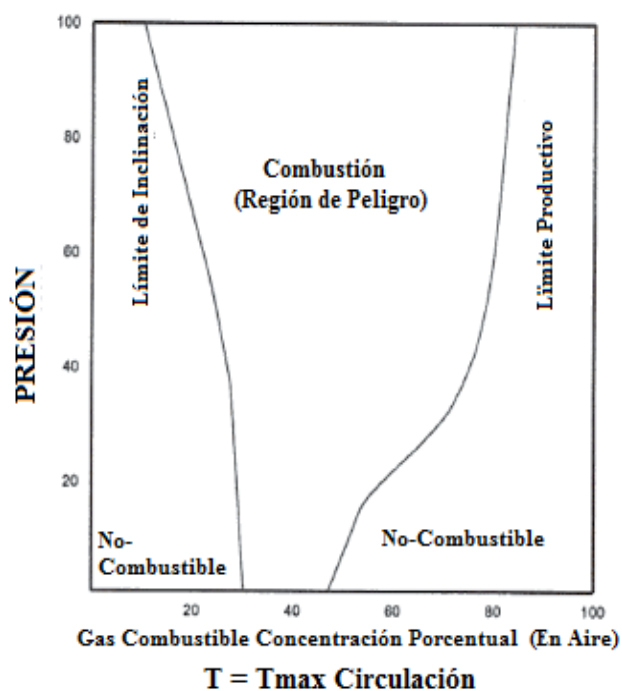


Figura 2.5.- Envoltente Flash Isotermo Típico, Gases Combustibles utilizado en evaluaciones de Perforación Bajo Balance.
Fuente: Bennion D.B., 2002.

Potencial de corrosión

La cantidad de salmueras producidas y fluidos de perforación base agua contienen disueltos iones solubles que pueden ser corrosivos. Este problema es compuesto, en gran medida, por los gases cuando son de naturaleza ácida (CO_2 o H_2S producidos de la formación o de CO_2 y NO_2 si el gas de combustión se utiliza como un medio de inyección o salmueras que contienen altas concentraciones de hierro), o por cualquier rastro de oxígeno presente en la corriente de gas inyectado.

Los problemas de corrosión se reducen mediante el uso de nitrógeno puro o gas natural, como el gas no condensable inyectado y fluidos a base de hidrocarburos, son los utilizados como medios de perforación (en ausencia de cualquier agua producida), se reduce este riesgo.

Efectos de dilución

Los fluidos de perforación base aceite o agua, utilizados en las operaciones UBD pueden verse afectadas por la dilución, por efecto de los fluidos producidos de la formación. En general, el problema es más significativo con fluidos base aceite. Actualmente se trata de reducir la producción de agua en la mayoría de las nuevas aplicaciones de perforación mediante la colocación del pozo en los estratos de petróleo o gas altamente saturados. Cuando se produce el crudo del yacimiento, una mezcla miscible con el fluido de perforación a base de hidrocarburo se diluye en el sistema de circulación.

2.2.5 Problemas de compatibilidad de los fluidos de la roca (entre la matriz in situ y fluidos de perforación)

- Posibles reacciones adversas con arcillas reactivas.
- Reacción con lutitas hidratables (superpuestas o intercaladas).
- Disolución de formación.
- Posible contracorriente de imbibición.
- Reactividad y posibles transportes con cortes.

La dispersión de cortes de perforación

Es importante la estabilización de los recortes de perforación y sólidos en aglomerados esféricos, causados por la emulsificación del agua estabilizada. La unión de estos puede ocurrir al usar el sistema a base de aceite puro mal diseñado en las operaciones UBD. El agua congénita procedente de la formación atrae a los cortes que forman un aglomerado estable, esta acción puede resultar en problemas de atascamiento de la tubería y mala la limpieza del pozo. El uso de tensioactivos adecuados en el hidrocarburo líquido en general, puede eliminar o minimizar el impacto

de este fenómeno mediante la dispersión de los cortes para que puedan ser fácilmente expulsados del sistema de circulación.

Posibles reacciones adversas con arcillas reactivas

Los trabajos acerca de la estabilidad de la arcillas enfatizan el uso de fluidos inhibidos para perforar las lutitas problemáticas. La idea es preservar la lutita, en su estado original, para prevenir su desintegración y derrumbe dentro del agujero. Las arcillas contienen una gran cantidad de cargas eléctricas en su superficie que le permiten hidratarse fácilmente, lo cual a su vez incrementa notablemente su volumen.

A fin de estabilizar las lutitas, estas deben ser atacadas en tres formas:

1. Inhibición química con una sal;
2. Cubrir las lutitas con polímeros para hacer más lenta o prevenir la dispersión;
3. Mecánicamente, sellando las fracturas capilares con materiales tales como la Gilsonita.

La reacción con lutitas hidratables (superpuestas o intercaladas)

Las lutitas están presentes en más del 75 % de las formaciones perforadas y causan el 90 % de los problemas de inestabilidad. En muchos casos, el fenómeno aumenta por el contacto con fluidos a base de agua, y en estas situaciones, se debe considerar, posiblemente, el uso de un fluido a base de inhibidor para la operación UBD.

Posible imbibición contracorriente

En los casos donde se sabe que la imbibición en contracorriente puede ser un problema potencialmente significativo, el fluido base utilizado para la operación de perforación bajo balance, en general, no debe ser el fluido

humectante de la formación (fluido de perforación base agua en un reservorio de gas de baja permeabilidad que se sabe presentan efectos de retención de la fase base agua y una saturación inicial de agua subirreducible). Las posibles alternativas serían evitar el uso de un sistema de fluido base convencional (perforación con gas puro), o posiblemente, considerar el uso de un fluido de perforación a base de hidrocarburo no humectante, tal como el diésel o reformado, que no presentan una natural imbibición capilar espontánea en la matriz.

2.2.6 La selección de fluido de base

- Agua producida.
- Agua dulce.
- Salmuera inhibido.
- Salmuera inhibido con control de sólidos.
- Crudo producido.
- Crudos refinados.
- Espumas.

Agua Producida

El agua producida es una opción común para las operaciones UBD, debido a su fácil disponibilidad con la matriz de formación y el agua in situ, de bajo costo e insensibilidad a dilución con agua de producción adicional de idéntica composición de la formación. El agua de producción es altamente salina y requerirá más gas para aligerar la columna de fluido debido a una mayor posibilidad de corrosión por una mayor concentración de iones solubles en solución.

Agua Dulce

La baja densidad hidrostática, el costo y compatibilidad química con

cualquier salmuera in situ, son las ventajas del agua dulce como una fuente base para una operación UBD. Las desventajas incluyen un mayor riesgo de daños por el contacto con las arcillas reactivas, si las condiciones de bajo balance se ven comprometida o si se produce imbibición espontánea de líquidos.

Inhibición de salmuera

Corresponde a familias de salmueras químicamente inhibidas para disminuir el impacto en la sensibilidad a la formación, si se produce alguna invasión del fluido base. Una solución de 3% KCl sería un ejemplo común de un fluido base inhibidor. La prueba de compatibilidad para asegurar que el fluido base inhibido es compatible con la formación, así como los fluidos que se pueden producir de ella durante la operación de bajo balance, debe llevarse a cabo antes de aplicar el proceso de UBD.

Crudo Producido

El crudo producido tiene muchas de las ventajas del agua producida, con respecto a los problemas de disponibilidad, costo y compatibilidad. En algunos yacimientos normalmente presionados, una condición de bajo balance se puede generar al perforar con crudo producido sin tener que recurrir a la inyección de gas simultánea, debido a la menor densidad del fluido. Obviamente, esto reduciría significativamente el costo de la operación y simplifica los problemas operacionales asociados con el mantenimiento de una condición de bajo balance continua.

En muchos casos, crudo producido es uno de los fluidos de elección como fluido base para una operación de UBD. Las desventajas que presenta son: alto punto de inflamación, que pueden hacer los fluidos peligrosos desde el punto de vista de seguridad; pobres propiedades reológicas y transporte de cortes; punto de anilina, inconvenientes que provocan la erosión de los cauchos y los sellos de la bomba, y alta

solubilidad de gases (particularmente gases ácidos), con consecuencias de una desconexión y problemas de seguridad.

Las distintas viscosidades de petróleos solubles (poliestirenos, siliconas, etc.) se han utilizado para mejorar la reología, pero las pruebas en algunos de estos sistemas han indicado que la adsorción puede causar un daño significativo si la condición de bajo balance se ve comprometida. El control de sólidos y la separación de gas de la fase de hidrocarburos han demostrado ser un problema en algunos casos con estos tipos de fluidos. También se debe tener cuidado al utilizar crudo producido para evitar el contacto de éste con el oxígeno durante la operación de perforación. La oxidación puede resultar en desasfaltado del aceite, espesamiento, aumento en la viscosidad y problemas con el control de sólidos y acondicionamiento del lodo.

Crudos refinados

Estos fluidos generalmente tienen puntos de inflamación más favorables y tienen una mayor consideración en comparación a los fluidos de perforación, desde una perspectiva de seguridad. Varios problemas similares a los descritos anteriormente para petróleo crudo producido con respecto a la reología, control de sólidos y la separación de gas así como el aumento de la viscosidad de estos fluidos también son aplicados. Otros problemas que presenta son la compatibilidad de estos hidrocarburos externos con el crudo producido, con respecto a la precipitación de sólidos, la emulsificación con agua producida y la dilución del sistema base de crudo producido, afectando rápidamente sus propiedades y punto de inflamación.

Espumas

La espuma es un fluido de dos fases, una de burbujas de gas suspendidas en una fase líquida. La espuma se usa en general porque no

se altera por los influjos de fluido de la formación y porque tiene unas excelentes características para levantar los cortes y limpieza del pozo. La calidad de la espuma es un término que describe la proporción de gas respecto al fluido. Por ejemplo, una calidad de espuma de 0.80 contiene 80 % de gas. La espuma tiene una viscosidad inherente natural y propiedades de control de pérdida de fluido que pueden inhibir la pérdida de líquidos si la condición de bajo balance se ve comprometida, resultando en una condición de bajo balance más continua, debido a la retención de fluido y separación de gas, si la inyección de gas es terminada periódicamente para las conexiones, etc.

Los inconvenientes del uso de espuma es su mayor costo, otro es que el control de sólidos es muy difícil, ya que las espumas tienden a permanecer muy estable. El equipo normal de control de sólidos no se puede utilizar a menos que se inyectan antiespumantes en la corriente de fluido para volver a degradar la espuma de manera que el gas y los sólidos pueden separarse. Esto requiere el uso del paso directo del sistema de espuma (que puede resultar en un gran volumen de espuma estable en la superficie), o inyección continua de cantidades cada vez mayores del agente tensioactivo, con el fin de restablecer la espuma antes de la re-inyección, ambos pueden ser prohibitivamente caros y perjudicial para el medio ambiente.

2.2.7 La elección de la densidad de agentes reductores

- Nitrógeno.
- Gas natural.
- Aire con reducido contenido de oxígeno.
- Aire.
- Gas de combustión.
- Sólidos en suspensión de baja densidad (esferoides de vidrio).
- Líquidos de baja densidad.

Nitrógeno

El nitrógeno es el agente más común utilizado para aligerar la columna de fluido en circulación y reducir el peso del lodo. Aunque más caro que otros gases, es fácilmente disponible y seguro al ser transportable a bajas presiones en una forma licuada o puede ser generado in situ por unidades de deslizamiento montado PSA (adsorción por oscilación de presión). El nitrógeno no es inflamable, tampoco corrosivo, tiene muy baja solubilidad en agua e hidrocarburos y es compatible con prácticamente con todo fluido utilizado en cualquier operación de perforación y no tienden a formar complejos de hidratos. Sigue siendo el líquido de elección para la mayoría de las operaciones UBD.

Gas Natural

El gas natural, fácilmente disponible, es una alternativa viable al nitrógeno y puede ser significativamente menos costoso. No es tóxico (si es endulzado por proceso) ni corrosivo (si es edulcorado). Tiene una mayor solubilidad en hidrocarburos que el nitrógeno, que puede dar lugar a la posibilidad de mayores problemas de separación que han sido menores. Los hidratos también se pueden formar, como el gas natural se satura con vapor de agua cuando un fluido a base de este líquido está siendo utilizado o el agua está siendo producida a partir de la formación.

Aire puro

Como un medio para reducir los costos asociados con el proceso de UBD algunas operaciones han intentado utilizar aire como medio gaseoso. Estas operaciones han estado plagadas de grandes problemas de corrosión y oxidación, así como de casos documentados de explosiones e incendios de fondo de pozos. No se recomienda la perforación bajo balance con aire a menos que se haga un estudio económico significativo

para la corrosión y pruebas del punto de inflamación del combustible antes del proyecto, para asegurar que las condiciones de funcionamiento en el fondo del pozo y de la superficie están fuera de un posible problema de explosión.

Aire con reducido contenido de oxígeno

Las operaciones han tratado de reducir los costos de UBD tratando de obtener las ventajas del nitrógeno mediante la eliminación de una parte del oxígeno del aire inyectado. Esto se consigue comúnmente por ósmosis a base del uso de unidades de membrana de fibra. La eficiencia de estas unidades depende de altas tasas de flujo de gas requerido, pero en general el gas efluente todavía contiene de 2 - 10% de oxígeno en la mayoría de los casos.

Gases de combustión

Otra fuente potencialmente atractiva es la corriente de gas residual, del diésel o de propano, despedido de los motores de los equipos de perforación. El equipo del proceso está disponible para eliminar las cenizas volantes de estos sistemas, aumentar el pH para reducir la corrosión del compresor, e inyectar el gas resultante en el pozo para generar la condición de bajo balance. Con el diésel despedido de los motores, en el proceso de combustión, es relativamente ineficiente y el gas de combustión contiene 10 -15% de oxígeno, además de corrosivos como el CO₂ y NO₂, que puede reaccionar de manera adversa con los crudos producidos de acelerar el proceso de corrosión. La inclusión de los dispositivos de postcombustión puede mejorar el proceso. El procesamiento de este gas es más viable en cuanto a reducir los problemas de la combustión y el potencial de corrosión, las pruebas de campo se han llevado a cabo recientemente en el uso de esta tecnología.

Sólidos baja Densidad

Un número de enfoques novedosos se han sugerido recientemente para lograr sistemas a base de agua de baja densidad sin la inclusión de gas. Uno de ellos consiste en esferas de vidrio huecas. Estas "burbujas" de cristal microscópico son arrastradas en el sistema de fluido turbulento circulante. Su bajo peso específico reduce la densidad del lodo y las densidades de laboratorio entre los rangos de 500 - 600 kg /m³, lo que sería aceptable para generar condiciones de bajo balance en muchas situaciones.

La investigación continua en esta área puede proporcionar una nueva alternativa de menor costo a la tecnología actual UBD, en el próximo y corto período de tiempo. La degradación de los esferoides, ciclos de presión, la durabilidad y las tendencias de erosión de los que contienen alto contenido de sólidos del sistema son posibles problemas asociados con el uso de este tipo de tecnología.

2.3 Proyección para la selección del proceso UBD

Las operaciones UBD son un proceso complejo, muchos factores deben ser considerados por el equipo integrado para determinar si un yacimiento en particular es el principal candidato para una operación de perforación bajo balance. La siguiente sección presenta ejemplos de algunos tipos de yacimientos comunes que son y no son, generalmente, adecuados para su consideración como posibles candidatos UBD.

Buenos candidatos para la Perforación Bajo Balance

- Los yacimientos que por lo general presentan importantes daños a la formación durante la perforación o las operaciones de

terminación con pozos que presentan factores de daño de 5 o más alto.

- Las formaciones que exhiben tendencias de atascamiento diferencial.
- Las formaciones con zonas que presentan graves pérdidas o invasión de fluido en operaciones de perforación o de terminación.
- Los pozos con fracturas macroscópicas.
- Los pozos con grandes formaciones heterogéneas, o altamente laminadas caracterizadas por diferentes permeabilidades, porosidades y gargantas de poro.
- Los yacimientos que presentan altas producciones con bajas a medias permeabilidades.
- Las formaciones con sensibilidad a los fluidos de inyección por la interacción roca-fluido.
- Las formaciones que presentan baja ROP con perforación sobre balance.

Malos candidatos para la Perforación Bajo Balance

- Los pozos perforados en zonas de muy alta ROP (es decir $ROP \geq 1.000$ pies / día)
- Pozos que presentan muy altas permeabilidades.
- En formaciones poco consolidadas.
- Los yacimientos que tienen muy baja estabilidad del pozo.
- Los pozos que contienen múltiples zonas con diferentes regímenes de presión.
- Los yacimientos con lutitas o arcillas intercaladas.

2.3.1 Aplicaciones principales en reservorios con la perforación bajo balance

Los reservorios con significativa pérdida de circulación o posible invasión

de fluido (fracturas, cavidades, máxima permeabilidad intercrystalina, formaciones consolidadas / no consolidadas y zonas de agotamiento de extrema presión)

Esto incluiría zonas de máxima permeabilidad intercrystalina (mayor 1000 mD), grandes fracturas abiertas macroscópicas, carbonatos heterogéneos con gran porosidad vugular interconectado y alta permeabilidad, las zonas de agotamiento de presión extrema (que resulta en presiones extremas de sobre balance de 7 MPa o superior. Estos reservorios son candidatos principales para las aplicaciones de perforación bajo balance debido a la dificultad, particularmente en situaciones como carbonatos fracturados y heterogéneos, en el diseño del sistema de fluido sobre balance que generará costras de lodos uniformes y estables. Esto evitará la invasión de la región cercana al pozo y posibles daños producto a la invasión de sólidos y filtrado de lodo, siendo fácilmente extraíble para permitir el flujo sin restricciones de la formación. Cuando la costra de lodo se dan en situaciones como esta, que a menudo tienden a resultar en problemas como la adherencia diferencial que puede conducir a problemas costosos y a veces terminales asociados con tubería atascada.

Algunas pérdidas de fluido pueden ocurrir cuando la perforación de pozos horizontales en los sistemas que exhiben características de alta permeabilidad macroscópicas debido al drenaje inducido por gravedad, un fenómeno ilustrado en la figura 2.6.

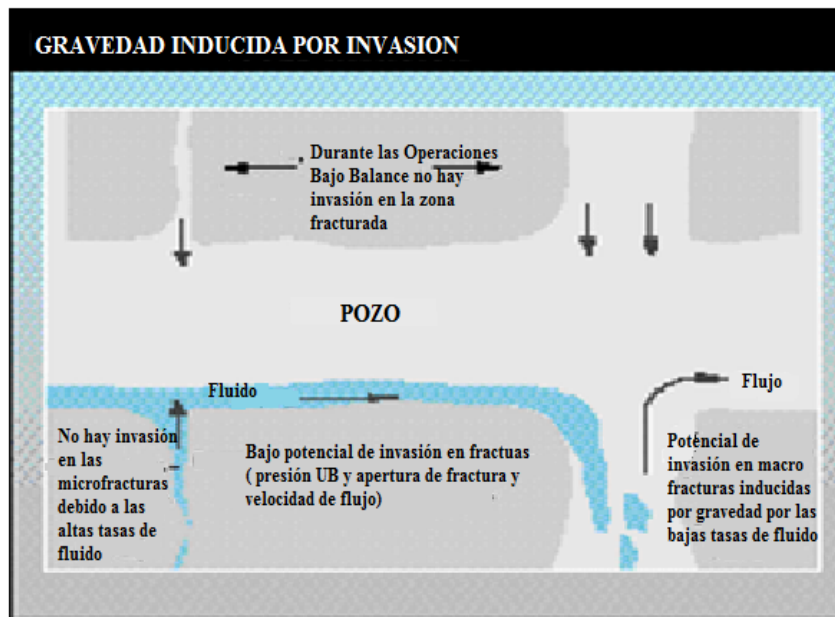


Figura 2.6.- Invasión Inducida Por La Gravedad De La Operación De Perforación Bajo Balance.

Fuente: Hycal Energy Research Laboratories Ltd. (01/01/1996).

2.3.2 Formaciones que exhiben sensibilidad extrema de fluido de roca

Un daño considerable a la formación puede ser causado por la reacción adversa de los filtrados a base de agua incompatible con arcillas in situ u otros materiales reactivos. Muchas formaciones contienen arcillas hidratables tales como esmectita, arcillas reactivas o capas mixtas. Estas arcillas se expanden en contacto con los sistemas a base de agua no inhibido y pueden afectar significativamente la productividad y, en algunos casos, consolidación cerca del pozo.

2.3.3 Formaciones que exhiben sensibilidad significativa de fluido-fluido

La invasión de fluidos de perforación incompatibles al filtrarse en la formación puede resultar en una posible incompatibilidad entre estos fluidos invasores, con el aceite y salmuera de la formación in situ. Las

reacciones podrían darse en formación de aceite muy viscoso, en emulsiones de agua que pueden quedar retenidos en la región cercana al pozo causando reducciones en la permeabilidad, desasfaltado del crudo en el reservorio in situ causado por el contacto con fluidos incompatibles invasores a base de hidrocarburos o la formación de escala y precipitaciones causadas por reacción con filtrados a base de agua y salmueras de formación in situ.

Pruebas geoquímicas apropiadas y pruebas de compatibilidad en general, pueden eliminar este problema para la mayoría de las operaciones sobre balance convencionales. Por el contrario, en algunas situaciones donde la posibilidad de daño es extrema, UBD puede contemplarse como un mecanismo para evitar en primer lugar la introducción del material potencialmente reactivo en la formación.

2.3.4 Formaciones que exhiben saturaciones subirreducibles de aceite o agua

La permanente retención de agua o de hidrocarburos en la región cercana al pozo puede dar lugar a reducciones significativas en la productividad de la formación debido a los efectos adversos de permeabilidad relativa. En la perforación bajo balance, si se utiliza el fluido base equivocada, puede agravar este problema debido a los efectos de imbibición contracorriente espontáneos, pero si se diseñan adecuadamente, la tecnología UBD puede ser un medio eficaz de mitigar los posibles problemas con la retención de líquidos y los efectos adversos de retención. El uso de un fluido no humectante como el fluido base para una operación de UBD generalmente es para anular, la posible imbibición espontánea y reducir el potencial para la fase de captura, siempre y cuando se mantenga una condición de bajo balance continua.

2.3.5 Formaciones de calidad muy variable

Las formaciones altamente laminadas, arenisca más masivas o formaciones de carbonato que presentan una amplia variación en la permeabilidad y la porosidad del yacimiento (es decir, una gran variación en la distribución del tamaño de la garganta de poro) representan grandes desafíos con respecto al diseño de los sistemas de fluidos sobre balance que efectivamente protegerán una amplia gama de características de los poros que existen en estas situaciones. En general, los sistemas están diseñados sobre balance en estos escenarios para intentar proteger las partes de mejor calidad de la matriz, ya que esto se espera que sea la zona desde la que se produce la mayoría de las producciones.

2.3.6 Formaciones que presentan bajo ROP

Las motivaciones precedentes para UBD se centran principalmente sobre daños a la formación, ejecución de la perforación y preocupaciones de producción. Para algunas formaciones de roca dura significativamente mayores ROP se pueden obtener con UBD. Esto puede reducir significativamente los tiempos y costos asociados a la perforación. En un número limitado de casos, la principal motivación para la UBD en algunas operaciones ha sido con el propósito de ROP, en lugar de algunos de los factores mencionados anteriormente.

CAPÍTULO III

3. Descripción General de Una Configuración Normal del Equipo UBD; Modelo de Circulación.

3.1. Presión de fondo (BHP requisitos)

La presión de fondo del pozo (BHP) tiene que ser controlada en la perforación bajo balance. Para ello, una planificación adecuada debe ser ejecutada. Normalmente esto se hace mediante la definición de un área de operación para la BHP. Cuando se hace esto hay varios aspectos que deben ser tomados en consideración. El más importante es, la presión hidrostática que se necesita para obtener el pozo en suficiente bajo balance. Pero también cosas como la limpieza del pozo, la estabilidad del pozo, la tasa de inyección de gas y varios otros necesitan ser examinados. Cuando se comienza a planear la zona de operación de BHP, lo primero que se debe tener en cuenta es la presión necesaria para que sea lo suficientemente de bajo balance. La presión diferencial entre el pozo y la formación debe ser lo suficientemente alta como para contrarrestar la fuerza de la presión capilar que está intentado causar la imbibición de los fluidos del pozo en la formación. Sin embargo, el diferencial no puede ser tan bajo tanto que la presión del pozo se ponga por debajo de la presión de colapso de la formación, o de que el equipo separador en la superficie no sea capaz de manejar la afluencia de fluidos de la formación.

Cuando se haya determinado un BHP adecuado se debe decidir cómo se va a lograr esta presión en el pozo. Para esto se puede manejar con sólo un líquido ligero como fluido de perforación, o hacer lo necesario para mezclar gas y líquido para obtener una presión lo suficientemente baja. Hay también algunas otras combinaciones que son normales en la perforación bajo balance. Por debajo de las combinaciones utilizadas

normalmente en la perforación bajo balance, se mencionan en el sistema de fluido de una operación UBD.

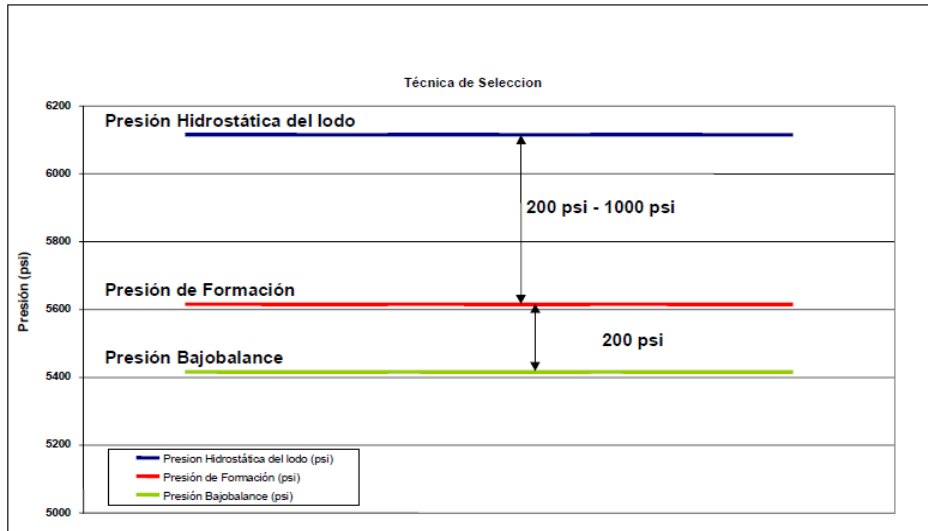


Figura 3.1.- Condición De Presión Underbalanced E Hidrostática De Fondo.
Fuente: Carlos Augusto Afanador, Pinzón Luis Eduardo Delgado González;
Viabilidad Técnica Y Económica De La Perforación Underbalance Aplicada Al Campo Escuela Colorado, (Bucaramanga 2008).

3.2. Sistema de fluido de perforación bajo balance

La correcta selección del sistema de fluido utilizado en UBD es la clave para una viable operación UBD . La selección del fluido inicial para las operaciones UBD se clasifica en cinco tipos de fluidos basados principalmente en la densidad de circulación equivalente:

- Gas
- Niebla
- Espuma
- Líquido gasificado
- Líquido

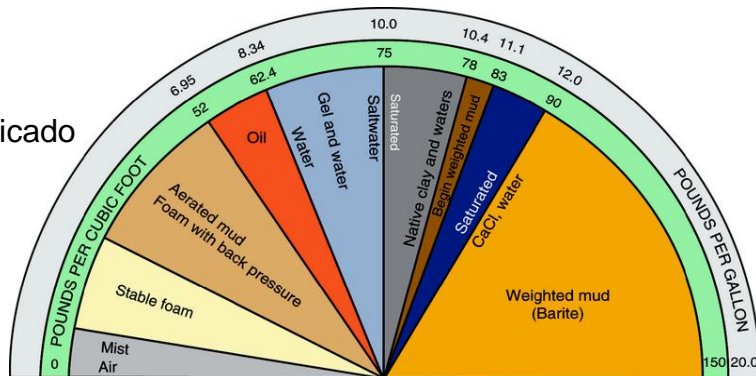


Figura 3.2.- Rango de la densidad del fluido UBD.
Fuente: Principios de Perforación Bajo Balance y su Aplicación en Campos Geotérmicos, Weatherford 2005.

La selección del fluido final para operaciones UBD puede ser muy compleja. Las cuestiones claves deben ser considerados antes de finalizar un diseño de fluido, tales como:

- Las características del yacimiento.
- Características geofísicas.
- Características de los fluidos del pozo.
- Geometría del pozo.
- Compatibilidad.
- Limpieza del pozo.
- Estabilidad de la temperatura.
- Corrosión.
- Transmisión de datos.
- La separación y manejo de fluidos en la superficie.
- Litología de la formación.
- Salud y seguridad.
- Impacto ambiental.
- Disponibilidad de la fuente de fluido.
- El permanecer por debajo de la presión del yacimiento en todo momento, es el objetivo principal para la perforación bajo balance.

Todos estos parámetros deben ser tomados en cuenta antes de hacer la selección del fluido final.

El fluido base de perforación para las operaciones de perforación bajo balance tiene tres funciones específicas, al igual que en la perforación sobre balance.

- La limpieza del pozo, transporte de sólidos, líquidos y gases.
- La lubricación de la sarta de perforación y la broca
- El enfriamiento de la broca.

El objetivo es seleccionar el fluido de perforación óptimo para las operaciones de perforación bajo balance que cumpla con los objetivos de salud, seguridad y los requisitos ambientales, así como los requisitos técnicos necesarios.

Uno de los aspectos más importantes del fluido base es la densidad que se requiere para lograr una condición de bajo balance en el pozo durante la circulación del mismo. En la perforación sobre balance, se selecciona el peso de fluido de modo que proporciona una presión hidrostática mínima de unos 200 psi por encima de la presión del yacimiento.

En la perforación bajo balance, un fluido necesita ser seleccionado para que proporcione una adecuada presión hidrostática, por debajo de la presión del yacimiento. Este valor de densidad nos sirve como punto de partida para la selección de un sistema de fluido. Este valor es probable que pueda ser mejorado, en función de las pérdidas de presión del sistema de la circulación y la entrada de flujo que se espera del yacimiento, con una caída de presión dada.

Para calcular la densidad necesaria del fluido inicial, simplemente se realiza la conversión de la presión del yacimiento y la caída de presión en una densidad del fluido equivalente. Los gradientes de fluido se calculan basándose en la siguiente fórmula:

$$\text{Gradiente de fluido} = \frac{Pr - Ps - \text{Caída de presión}}{0.052 \times TVD \text{ (ft)}}$$

Dónde:

Pr = Presión del reservorio

Ps = Presión de superficie

TVD = Profundidad del reservorio (ft)

- La presión de superficie se asume que es de aproximadamente de 150 psi.

- Y la caída de presión se asume que es 250 psi.

Nota: Estas cifras pueden variar significativamente para diferentes yacimientos y deben estar determinados durante la evaluación y revisión del reservorio. Una vez que se calcula un peso equivalente de lodo, es relativamente simple obtener la primera indicación del sistema de fluido que puede ser utilizado para la perforación de bajo balance.

Dónde:

Peso equivalente del fluido (ppg)	Sistema de fluidos
0 a 2 ppg	Nitrógeno o Gas
2 a 4 ppg	Sistema de espuma estable
4 a 7 ppg	Fluidos Gasificados o Sistemas Espuma
7 a 8.5 ppg	Crudo producido o Diésel
8.5 a 10 ppg	Sistemas de fluido base Agua
10 a 12 ppg	Sistemas de Salmuera
12 ppg o superior	No recomendado para UBD

Tabla 3.1: pesos equivalentes de los diferentes fluidos utilizados para la perforación bajo balance.

Fuente: *Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006)*

3.2.1. Sistema de perforación con fluidos gaseosos (aire / gas)

Los fluidos gaseosos son, básicamente, los sistemas de gas. En las operaciones iniciales UBD, el aire es utilizado para la perforación. Hoy en día, la perforación con aire o gas, se siguen aplicando en superficies de roca dura, y en la perforación de pozos de agua. No se recomienda el uso de aire en formaciones con hidrocarburos, ya que la combinación de oxígeno y el gas natural pueden causar una mezcla explosiva. Ha habido un número de casos reportados en la que los incendios han destruido sartas de perforación de fondo de pozo, con las posibles consecuencias de la quema de la plataforma si la mezcla llega a la superficie.

Frecuentemente se usa nitrógeno, si los yacimientos de hidrocarburos se perforan con un gas. Para ubicaciones remotas o costa afuera, un sistema

de generación de nitrógeno se puede utilizar para reducir la logística. Otra opción podría ser el uso de gas natural, que si está disponible, en ocasiones ha demostrado ser una buena alternativa en las operaciones de perforación. Si un reservorio de gas está siendo perforado bajo balance, un pozo productor o el oleoducto de exportación puede producir suficiente gas a la presión adecuada para perforar.

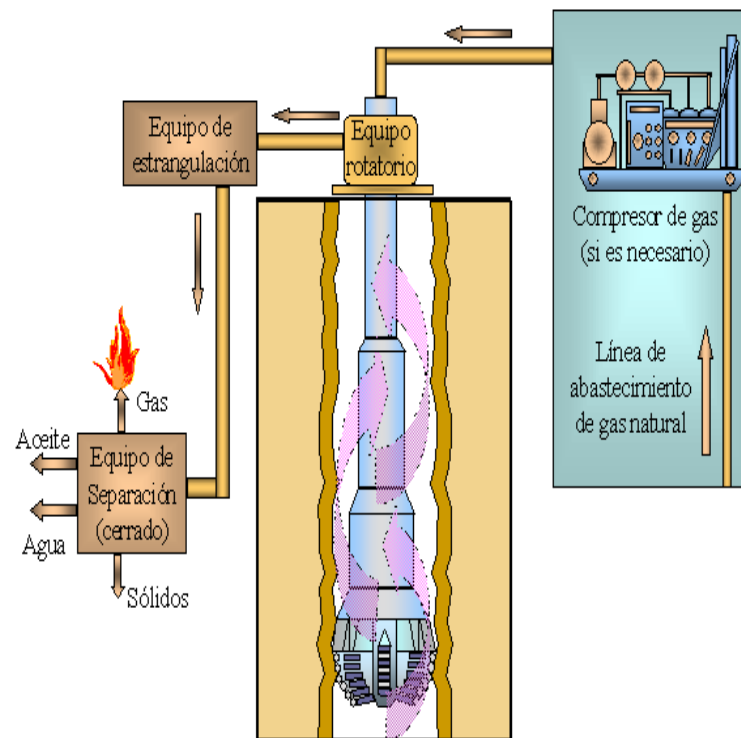


Figura 3.3.- Sistema de perforación con Fluidos Gaseosos.

Fuente: Evaluación de las Oportunidades de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado (Omar Leonardo Sepúlveda Anaya, Bucaramanga 2010).

La perforación con gas tiene ventajas y desventajas.

Ventajas

- Las rápidas tasas de penetración.
- Mayor duración de la broca.
- Mayor alcance de la broca.
- El buen trabajo de cementación.
- Mejor producción.

- La afluencia mínima de agua necesaria.

Desventajas

- Posibilidad de descontrol del pozo.
- Posibilidad de la formación de anillos de lodo.
- Se basa en la velocidad anular para quitar los cortes de perforación del pozo.

3.2.2. Sistema de perforación con Niebla

Las operaciones del sistema de fluido niebla se refieren a aquellas operaciones en las que el fluido de perforación es una combinación de gas con una pequeña proporción de agua. Para un sistema de niebla, el gas es el fluido continuo con burbujas de líquido dispersado en el gas. Las nieblas se forman si la fracción de volumen de líquido es menor que 2,5% de agua a la presión y la temperatura actual. El promedio de las densidades equivalentes a los pesos de lodo de niebla varían de 0,1 a 0,3 ppg, dependiendo del volumen de gas, surfactantes y volúmenes de líquido.

En general, esta técnica debe ser utilizada en zonas donde existe un poco de agua de formación, lo que impide el uso de la perforación con gas. La perforación con niebla es similar a la perforación con gas, pero con la adición de líquido, y tiene las siguientes características:

- Se basa en la velocidad anular para quitar cortes del pozo.
- Se reduce la formación de anillos de lodo.
- Se requieren altos volúmenes (30 a 40% más de la perforación con gas).
- Sus presiones son generalmente más altas que las perforaciones con gas.
- La relación gas - líquido incorrecta conduce a descontrol del pozo con aumento de la presión de operación.

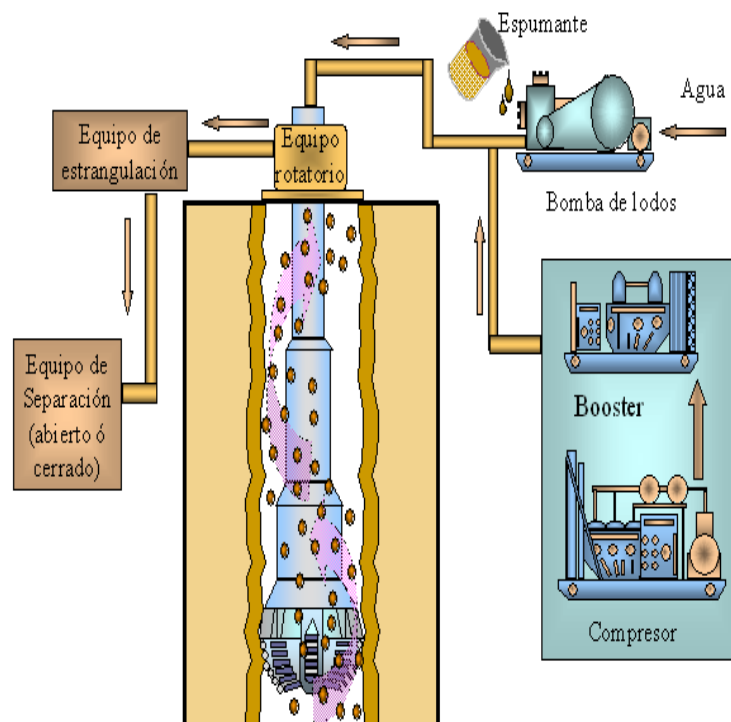


Figura 3.4.- Sistema de perforación con Niebla.

Fuente: Evaluación de las oportunidades de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado (Omar Leonardo Sepúlveda Anaya, Bucaramanga 2010).

3.2.3. Sistema de Espuma

La perforación con espuma estable tiene cierto atractivo, ya que la espuma posee algunas cualidades y propiedades en relación a las muy bajas densidades hidrostáticas, que pueden ser generadas con sistemas de espuma. La espuma tiene buena reología y excelentes propiedades de transporte de cortes. La espuma estable tiene cierta viscosidad natural inherente, así como las propiedades de control de pérdida de fluido, por lo que es un medio de perforación muy viable.

En la perforación con espuma, los volúmenes de líquido y gas inyectado en el pozo se controlan cuidadosamente. Esto asegura que se forme espuma cuando el líquido entra en la corriente de gas en la superficie. El fluido de perforación permanece en un estado de espuma a lo largo de su trayectoria de circulación por la sarta de perforación, hasta el espacio

anular, y hacia fuera del pozo. La naturaleza más estable de la espuma, también resulta en una condición de presión de fondo de pozo mucho más continua, debido a la lenta separación del fluido y gas cuando se detiene la inyección.

La adición de tensioactivo a un fluido y mezclado al sistema de fluido con un gas genera espuma estable. La espuma estable utilizada para la perforación tiene una textura similar a la espuma de afeitarse. Esto es particularmente un buen fluido de perforación, con una alta capacidad de carga y una baja densidad. Uno de los problemas encontrados con los sistemas de espuma convencionales es que la espuma permanece estable, incluso cuando se vuelve a la superficie, y esto puede causar problemas en los equipos de perforación si la espuma no puede descomponerse lo suficientemente rápido. En anteriores sistemas de espuma, la cantidad de antiespumante tuvo que ser probado cuidadosamente, de modo que la espuma se descompone antes que cualquier fluido entre en los separadores.

En los sistemas de perforación de circulación cerrada, la espuma estable puede causar problemas particulares con arrastre. Los sistemas de este tipo de espuma recientemente desarrollados son más fáciles de romper, y el líquido también se puede reformar de manera que se requiere menos agente espumante, y un sistema de circulación cerrado se pueden utilizar. Estos sistemas, en general, se basan ya sea en un método químico de romper y hacer la espuma, o el uso de un aumento y disminución del pH para hacer y romper la espuma.

La calidad de la espuma en la superficie utilizada para la perforación es normalmente entre 80 y 95%. Esto significa que de la espuma total, el 80 a 95% del volumen es de gas, siendo el resto líquido. En el fondo del pozo, debido al aumento de la presión hidrostática de la columna en el anular, esta relación cambia ya que el volumen de gas se reduce. Un promedio aceptable de la calidad de la espuma en el fondo del pozo es

de 50 a 60%. La densidad de la espuma varía entre 0,3-7 ppg dependiendo de la calidad de la espuma.

Parámetros para el uso de la Espuma de Perforación	
Volumen de inyección de líquido	16 a 80 ppg
Volumen de inyección de jabón	0,3 a 1,0% en peso 0,05 a 0,5 ppg
Volumen de inyección de gas	300 – 1000 scft/min

Tabla 3.2: Parámetros para el uso de la Espuma de Perforación.
Fuente: *Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Características de la perforación de espuma

- El exceso de líquido en el sistema reduce la influencia del agua de formación.
- Tiene una gran capacidad de carga.
- Hay reducción de las tasas de bombeo, debido a la mejora del transporte de cortes.
- Con espuma estable se reduce tendencias de descontrol del pozo.
- La espuma estable puede soportar paros limitados de circulación sin afectar a la eliminación de cortes o la densidad de circulación equivalente (ECD) en un grado significativo.
- Se ha mejorado el control de la superficie y el fondo del pozo en un entorno más estable.
- La ruptura de la espuma en la superficie debe ser abordado en la etapa de diseño.
- Se requiere un mayor equipo de superficie.

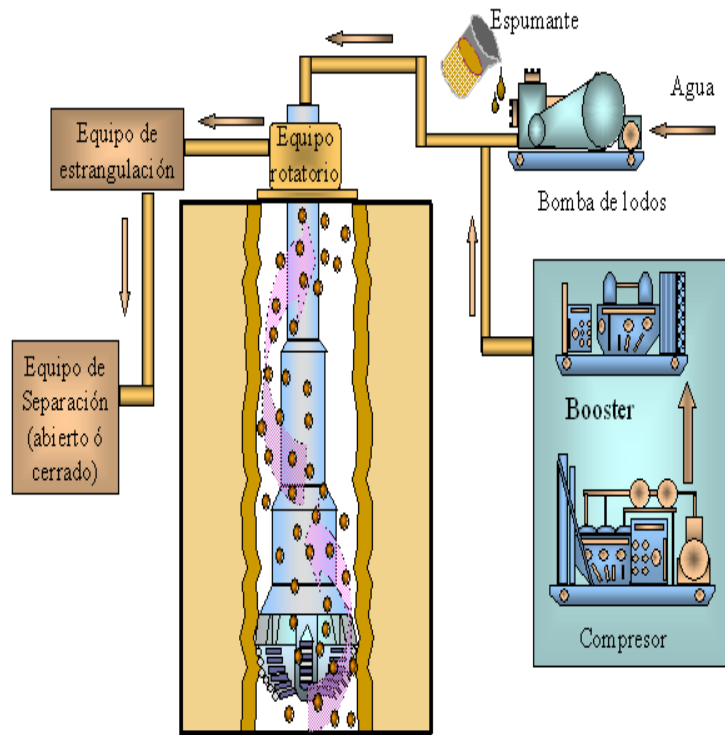


Figura 3.5.- Sistema de Perforación con Espuma.

Fuente: Evaluación de las Oportunidades de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado (Omar Leonardo Sepúlveda Anaya, Bucaramanga 2010).

3.2.4. Sistema de perforación con líquido Gasificado

En un sistema de líquido gasificado, el gas se inyecta en el líquido para reducir la densidad. Hay una serie de métodos que se pueden utilizar para gasificar un sistema líquido. El uso de gas y líquido como un sistema de circulación en un pozo complica considerablemente el programa de la hidráulica. Los volúmenes de gas y líquido se deben calcular con cuidado para asegurarse de que se utiliza un sistema de circulación estable. Si se usa demasiado gas, se producirá descontrol del pozo. Si no se usa suficiente gas, se superará la presión de fondo requerida, y el pozo se hará sobre balance.

Los líquidos gasificados están diseñados para limpiar el pozo y mantener la BHP por debajo de la presión de poro y por encima de la presión de estabilidad del pozo. La limpieza del pozo, el mantenimiento de presión, así como el mantenimiento de todo el sistema de fluido, juntos son

requisitos obligatorios para una viable operación bajo balance. Las viscosidades, fuerza de gel, tasas de flujo y otras fuerzas actúan en el espacio anular para mantener la estabilidad de fluido con líquidos gasificados

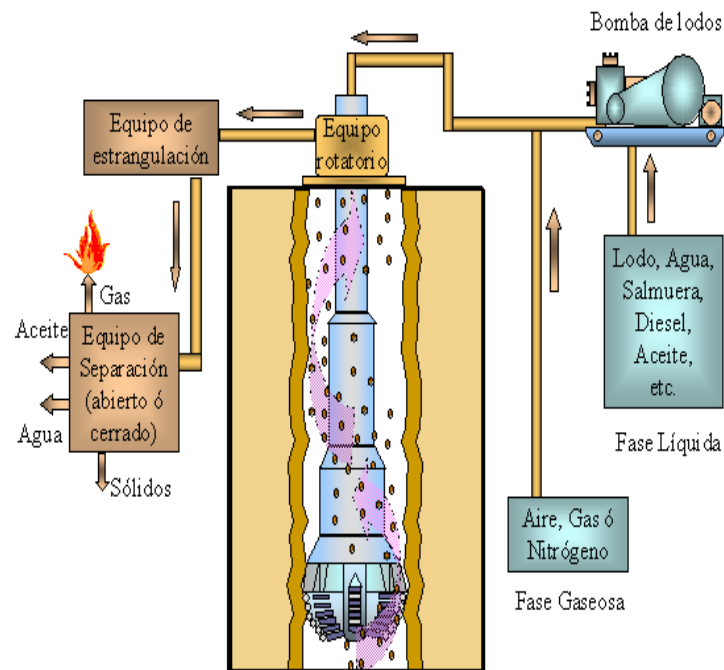


Figura 3.6.- Sistema de perforación con Líquido Gasificado.

Fuente: Evaluación de las Oportunidades de Perforación Underbalanced En El Campo Colorado (Omar Leonardo Sepúlveda Anaya, Bucaramanga 2010).

Características de los sistemas de líquido gasificado

- El exceso de líquido en el sistema casi elimina la influencia del fluido de formación a menos que se produzcan incompatibilidades.
- Las propiedades de los fluidos pueden ser fácilmente identificados antes de comenzar la operación.
- Generalmente, se requiere menos gas.
- Los problemas de control de gas y líquido se deben manejar correctamente.
- Se requiere un mayor equipo de superficie para limpiar y almacenar el fluido base.
- Las tasas de flujo especialmente en la superficie son más bajas, reduciendo el desgaste y la erosión tanto del fondo de pozo y del equipo de superficie.

3.3. Métodos de inyección

Si se ha llegado a la conclusión de que es necesario agregar gas al fluido de perforación para lograr la presión de fondo deseada, hay tres mecanismos para elegir, los cuales son:

1. La inyección de gas a través de la tubería de perforación. El gas y el líquido se mezclan en la parte superior de la tubería y luego son bombeados hacia abajo.
2. La inyección de gas a través de una tubería parásito. El gas se inyecta a través de una tubería que es paralela a la boca del pozo, y en el espacio anular a través de la pared de la tubería de revestimiento (casing).
3. La inyección de gas a través de una tubería concéntrica. Esta tubería está colocada dentro de una tubería de producción, el gas es inyectado en el espacio anular entre las dos tuberías.

3.3.1. Inyección en la tubería de perforación

La principal ventaja de este método de inyección es que es capaz de lograr presiones de fondo de pozos muy bajas. La razón es que, en comparación con los otros métodos de inyección, tiene gas durante todo el camino a través de la columna de líquido, y no sólo en la parte superior, ya que con el gas en el anular se obtiene un flujo turbulento hasta el final, y por lo tanto una mejor limpieza del pozo. Se requiere un caudal de gas inferior, en comparación con una tubería parásito o concéntrica, para conseguir una presión de fondo de pozo dada, ya que el gas se inyecta en el espacio anular, en la parte inferior del pozo. También hay algunas desventajas con este método, la principal es que desde la inyección de gas que se dejó durante las conexiones es difícil mantener las condiciones de bajo balance en el pozo en todo momento. También la presión necesita ser purgada en las conexiones y viajes ya que el gas queda atrapado bajo presión entre las estructuras de la tubería. Esto toma

más tiempo en comparación con la de normales disparos / conexiones. Puesto que se tiene un fluido compresible en la tubería de perforación es difícil el uso de MWD convencional.

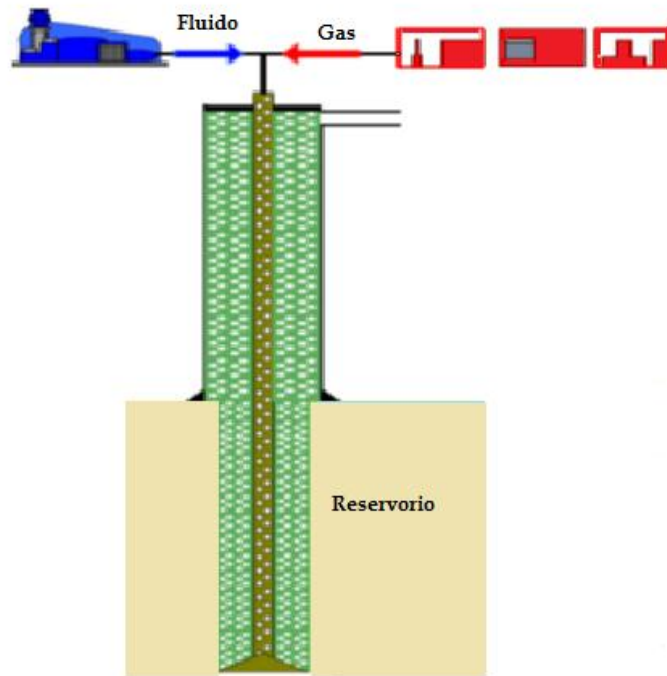


Figura 3.7.- Inyección en la tubería de perforación.

Fuente: *Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Ventajas

La principal ventaja de la inyección en la sarta de perforación es que no se requiere equipo especial de fondo de pozo. Se requiere el uso de válvulas de retención fiables para evitar el flujo hasta la tubería de perforación. Los tipos de gases utilizados, cuando se perfora con sistemas de inyección de tubería de perforación, son por lo general, más bajos que con la inyección de gas en el anular con una tubería concéntrica. Presiones de fondo de pozo relativamente bajas (BHPs) se puede lograr utilizando este sistema.

Desventajas

- Las desventajas de este sistema incluyen la necesidad de detener el bombeo y la liberación de cualquier presión que

permanece atrapada en la sarta de perforación cada vez que se realiza una conexión. Esto puede resultar en un aumento de la BHP. Puede ser difícil obtener un sistema estable, y evitar los picos de presión en el reservorio, cuando se utiliza la inyección en la columna de perforación.

- El uso de tipo de impulso de medición durante la perforación (MWD) herramientas sólo es posible con líquidos gasificados con hasta un 20% de gas por volumen. Si se utilizan volúmenes de gas más altas, el sistema de impulsos desplegado en los sistemas de transmisión de MWD ya no funcionará. Herramientas especiales de MWD, tales como herramientas electromagnéticas, pueden ser utilizadas si se requieren altas tasas de inyección de gas.

3.3.2. La inyección de gas a través de una tubería concéntrica

El principal beneficio de este método es el mismo que el de la tubería parásita, manteniendo la presión de fondo estable durante las conexiones y viajes. Los viajes y conexiones se pueden realizar de forma convencional ya que sólo tienen lodo líquido en la sarta de perforación. El tiempo para liberar la presión se reduce entonces considerablemente en comparación con el método de inyección de tubería de perforación. También se puede utilizar las herramientas MWD convencionales, ya que sólo el líquido se bombea a la sarta de perforación.

También hay algunas desventajas que pueden ser importantes si no se tratan adecuadamente. El sistema de circulación puede ser bastante inestable si no se asegura de que está en un régimen de flujo en los que no se producirá un descontrol del pozo. El factor más importante es la relación de gas-líquido (GLR), es decir, el volumen entre el gas y el líquido inyectado. Si es demasiado baja el descontrol del pozo es muy probable que sea el resultado. Otras desventajas de este método es que

se puede requerir modificaciones en el cabezal del pozo y cambios en el programa de la tubería de revestimiento. También se pueden obtener problemas para mantener las condiciones de bajo balance en la broca cuando el agujero se hace más largo y se consigue más lejos el punto de inyección fijado.

Cuando se está eligiendo el método de inyección se debe mirar los pro y los contra de cada método y cómo es la configuración del pozo.

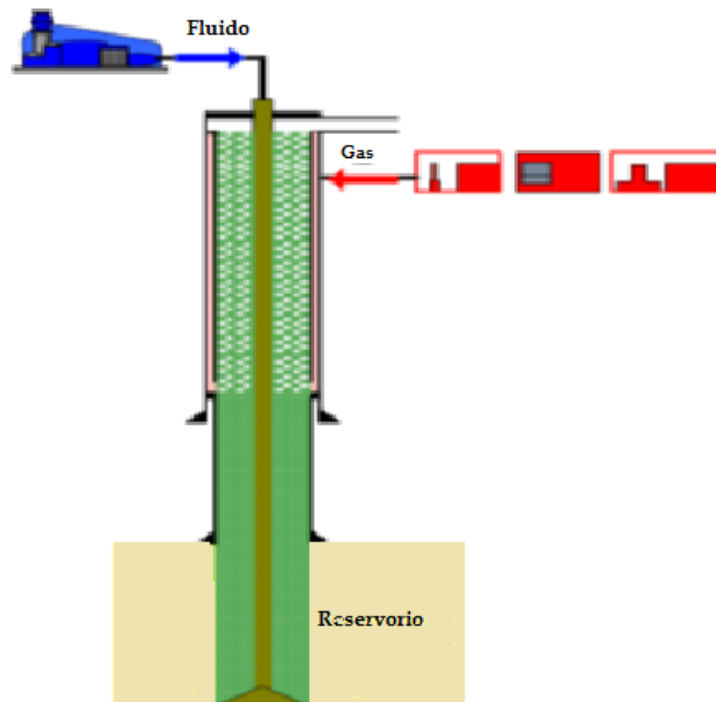


Figura 3.8.- La inyección de gas a través de una tubería concéntrica.
Fuente: Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).

Ventajas

Debido a que el gas se inyecta a través del anular, sólo un fluido de una sola fase se bombea a la columna de perforación. La ventaja es que las herramientas MWD convencionales operan en un entorno adecuado, lo que puede reducir el costo operativo de un proyecto.

Complicaciones

Los inconvenientes de este sistema son: que un esquema adecuado de tuberías para la completación del pozo debe estar disponible; y, que el punto de inyección debe ser lo suficientemente baja para obtener las condiciones de bajo balance requeridas. También puede haber algunas modificaciones necesarias para el cabezal del pozo para la instalación de las tuberías y el sistema de inyección de gas.

3.3.3. Inyección de gas a través de tubería parasito

Es una tubería tubular permanente o temporal conectado a una de las sartas de revestimiento cerca de la parte inferior (pero por encima del collar del flotador) en el pozo. Una tubería parásito permitirá la introducción de gas en el espacio anular. El gas se inyecta en la tubería de perforación en la superficie y entra en el sistema de fluido a una profundidad de 2500ft-3000ft.

Con una tubería parásita se pueda mantener la inyección de gas continua durante las conexiones y disparo. También deja que el pozo fluya mientras se realiza conexiones. Esta combinación hace que el pozo se mantenga bajo balance todo el tiempo cuando se hace una conexión. Dado que sólo líquido incompresible se bombea a la sarta de perforación, una herramienta MWD convencional puede ser utilizada. También la presión de inyección de gas requerida es menor en comparación con el método de inyección de tubería de perforación. Las desventajas de este método están ligadas a las modificaciones prácticas que necesitan hacerse. El sistema no puede ser utilizado en un pozo con problemas de control, así que si se está perforando un pozo de re-entrada (sidetrack) este método se descarta. Se tendrá que modificar el cabezal del pozo para mantener la tubería en el pozo, y el punto de inyección puede ser un punto débil en la tubería de revestimiento, lo que reduciría la integridad del pozo.

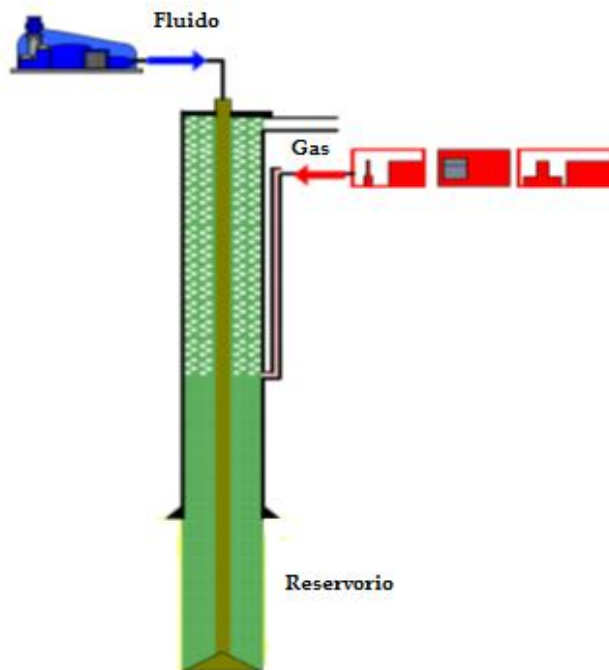


Figura 3.9.- Inyección de gas a través de tubería parásita.
Fuente: *Introducción a la perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Complicaciones

La instalación de una sarta de revestimiento de producción, y el funcionamiento de las tuberías parásitas hacen de esta una operación complicada. Modificaciones en la boca del pozo pueden ser obligadas a proporcionar conexiones superficiales a las tuberías de parásitos.

Restricciones operacionales

Este sistema está normalmente restringido a los pozos verticales para evitar el daño a las tuberías parásitas. Los principios de funcionamiento y las ventajas de este sistema son idénticos al sistema de inyección de gas concéntrico.

Alternativas

Si el gas natural se usa para aligerar el fluido de perforación, inyección anular es el método adecuado. No se recomienda el uso de gas natural a

través de la sarta de perforación, ya que el gas se libera en el área de perforación durante las conexiones.

3.4. Factores a considerar en un diseño de sistema de circulación UBD

En el diseño de un sistema de circulación de UBD, la presión de fondo de pozo se debe mantener por debajo de la presión del reservorio. El sistema de separación de la superficie debe tener capacidad suficiente para manejar los caudales y presiones previstas durante la perforación.

El sistema de separación de la superficie debe ser capaz de manejar los aumentos de productividad repentinos, del pozo de fracturas o zonas inclinadas, y conservar la capacidad de "ahogar" la producción en el pozo, si la salida es más de lo que puede ser manejado con seguridad por el equipo de separación de la superficie. El sistema de separación, también, debe ser capaz de trabajar dentro de los parámetros de diseño del pozo. El diseño de un sistema de circulación UBD debe considerar ciertos factores:

- Presión de fondo (BHP).
- El rendimiento y control del influjo en el reservorio.
- El transporte de los cortes de perforación y limpieza del pozo.
- El rendimiento del motor en el entorno de flujo multifásico.
- Capacidades y limitaciones del equipo de superficie.
- Consideraciones de medio ambiente.
- La estabilidad del pozo.

3.5. Presión de fondo del pozo (BHP)

La BHP debe ser menor que la presión estática del yacimiento bajo condiciones estáticas y dinámicas, para permitir flujo de entrada de fluido

del reservorio en el pozo. Esta diferencia crea la fuerza motriz que impulsa la productividad del pozo.

El rendimiento y control del influjo en el reservorio

La productividad del reservorio durante la perforación bajo balance es una función

de la BHP y varias características del yacimiento como:

- Permeabilidad.
- Porosidad.
- Altura del reservorio expuesto al pozo.
- Radio de Drenaje.
- Presión de conducción.

La presión de fondo (BHP) es la más importante en el control de influjo del yacimiento, porque la mayoría de los parámetros son relativamente fijos por la geología, por lo tanto, la BHP debe ser controlada por cualquier fluido de perforación hidrostática o por el estrangulador para controlar el rendimiento del influjo del reservorio.

El transporte de los cortes de perforación y limpieza del pozo

Los cortes generados mientras se perfora bajo balance deben ser retirados de la boca del pozo por la acción hidráulica del fluido de perforación. Para que la limpieza del pozo sea llevada a cabo, la tasa del fluido anular tiene que ser por lo menos el doble de la tasa de asentamiento de los cortes de perforación.

El rendimiento del motor en el entorno de flujo multifásico

Durante la perforación con fluidos multifásico, es importante que el rendimiento del motor no se vea comprometida por el sistema

hidráulico. El caudal equivalente, a través del motor, debe ser suficiente para proporcionar el rendimiento requerido y estar dentro del rango de funcionamiento del motor.

Capacidades y limitaciones del equipo de superficie

La productividad del reservorio durante la perforación se ve limitada por la capacidad de las instalaciones de separación de la superficie. Sistemas de seguridad UBD están diseñados para que el sistema de superficie se desconecte automáticamente si la tasa del pozo excede su capacidad. La capacidad de los equipos de superficie siempre debe estar diseñada para manejar la producción máxima esperada del pozo, ya sea en estado estacionario o instantáneo.

Consideraciones ambientales

Debido a la legislación gubernamental o políticas de los operadores, las operaciones UBD tendrán que llevarse a cabo con cero emisiones al medio ambiente, es decir, sin la quema de gas. Cuando este es el caso, el sistema de separación de la superficie tiene que ser diseñado para la contención total de los cortes producidos y los fluidos del yacimiento, petróleo, gas y agua. De lo contrario, deberá ser considerado la reinyección de gas. La reinyección de gas requiere una planta de recompresión de gas de manera que él pueda ser re-inyectado a la presión adecuada.

La estabilidad del pozo

La caída de presión en el pozo aumenta las tensiones en los alrededores de la formación. Si las tensiones exceden la resistencia de la formación, puede producirse la fractura del pozo. Es, por lo tanto, importante que un

estudio a fondo de la estabilidad del pozo se lleve a cabo para evaluar la viabilidad de un reservorio como un candidato para UBD.

3.6. Presión de fondo anular vs tasa de inyección de gas

La BHP también puede ser controlada cambiando la velocidad de inyección de gas. Si se inyecta menos gas, es decir, la disminución de la relación gas-líquido (GLR), la densidad del fluido de perforación se incrementará. Esto conduciría de nuevo a una mayor presión hidrostática del fluido, y por tanto una mayor BHP. Si aumenta la GLR inyectando más gas la BHP se reducirá, pero esto se aplica sólo hasta una cierta tasa de inyección.

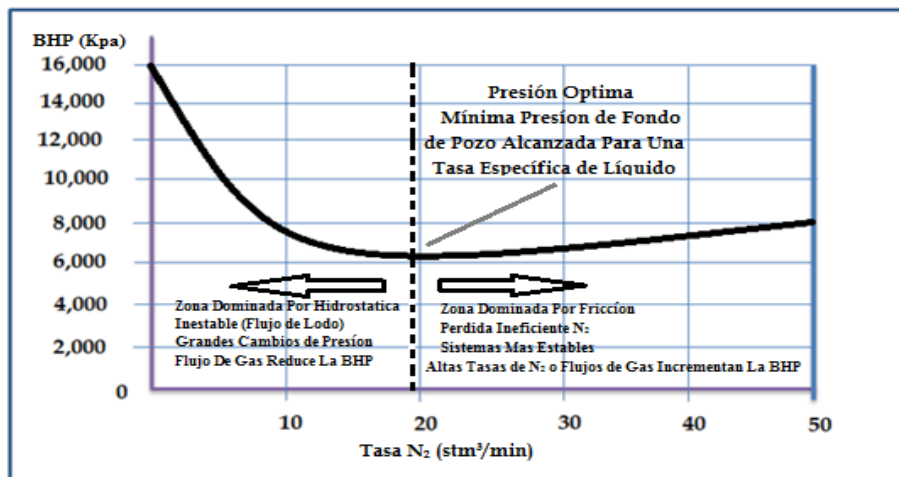


Figura 3.10.- Tasa de Inyección de Gas Vs BHP.
Fuente: Saponja 1998.

La figura 3.10 muestra un gráfico de la tasa de inyección de gas en contra de la presión de fondo, de una cierta tasa de líquido. Del esquema podemos ver que en las tasas de inyección menores la BHP se reduce significativamente cuando la tasa de inyección de gas se incrementa un poco. Este tramo del área se llama la zona dominada por gravedad e implica que la BHP está dominada por el gradiente de presión hidrostática. La presión de fricción no está influyendo en la BHP significativamente a estas tasas de inyección de gas. Cuando la velocidad

de inyección llega a un cierto punto de la curva empieza a aplanarse y se alcanzan las BHP más bajas posible con el tipo de líquido actual. Si la tasa de inyección de gas se aumenta más allá de este punto la fricción anular aumentará y equilibra la caída de la presión hidrostática. Con más aumento de la tasa de inyección de la BHP comenzará a aumentar, pero los cambios no son rápidos como en la zona dominada por la gravedad. Esto nos muestra que es importante saber si se está en el área dominada por gravedad o fricción cuando se realiza la operación UBD. Si desea reducir la BHP aumentando la tasa de inyección de gas y el sistema de fluido está situado en la zona dominada por fricción, puede de hecho aumentar la BHP.

Para ser situado en la zona dominada por fricción de la curva puede ayudar en el control de la BHP si se encuentra una afluencia significativa de gas de formación. Cuando se está en el área dominada por fricción un aumento de la concentración de gas no afectará mucho a la BHP. El efecto de la afluencia es que al aumentar la BHP se evitará una mayor afluencia de gas. Esto conduce a una más estable y controlada BHP.

En resumen se puede decir que la BHP puede ajustarse cambiando la tasa de inyección de gas, pero la tasa de cambio depende de si se está en el área dominada por gravedad o la fricción de la inyección de gas frente a la curva de BHP.

3.7. BHP estabilizadas

Para diseñar un sistema de circulación que proporcione BHPs estables, el sistema debe evitar picos de presión, así como problemas de control del pozo. El área operativa permite al ingeniero de perforación determinar, especialmente si para una tasa de inyección de gas, si el flujo está dominado por la pérdida de presión hidrostática o por fricción.

Cualquier punto sobre la curva de rendimiento con una pendiente negativa está dominado por las pérdidas de presión hidrostática. Estos

puntos son inherentemente inestables, muestran grandes cambios de presión con pequeños cambios en la tasa de flujo de gas, y muestran el aumento de BHP con la disminución del caudal de gas. Si se está operando en la pendiente dominada por presión hidrostática significa que problemas de control se encontró durante la perforación.

Los puntos de la curva de rendimiento con una pendiente positiva están dominados por la pérdida de presión por fricción. Estos puntos son inherentemente estable y exhiben aumentos en la BHP con el aumento de caudal de gas.

Es importante señalar que "dominada por la pérdida de presión por fricción" no implica necesariamente que la pérdida de presión de fricción es mayor que la pérdida de presión hidrostática. En lugar de ello, esto significa que la reducción en la presión hidrostática asociada con un aumento en la tasa de inyección de gas es menor que el aumento de la presión por fricción debido a la mayor tasa de flujo de gas.

La tasa de inyección de líquido también se puede utilizar para manipular la BHP. El principio para el cambio de la BHP con la tasa de líquido es el mismo que para las tasas de inyección de gas, es decir el cambio en la densidad. Si se aumenta la tasa de inyección se aumentará la densidad del fluido de perforación, y así aumentará la presión hidrostática en el pozo.

Un aumento de la tasa también hará que la presión de fricción sea más alta. Si se disminuye la tasa la presión hidrostática y de fricción van a bajar. A menudo se incrementa la tasa de líquido si la presión en la cabeza del pozo o de la tasa de flujo desde el pozo está aumentando debido a una afluencia mayor de lo esperada de la formación. Esto se hace para "ahogar" de nuevo la afluencia y estabilizar la BHP. No se puede variar la tasa de líquido ilimitada, factores como la limpieza del pozo y enfriamiento y lubricación de la broca también debe ser tomado en consideración.

3.8. Influjo del reservorio en la perforación bajo balance

En la perforación bajo balance (UBD) , tan pronto como la broca penetra en el reservorio, los fluidos del yacimiento empiezan a fluir en el pozo. En esta etapa, el régimen de flujo multifásico estabilizado en el pozo antes de la entrada de fluido al reservorio debe ser ajustado para tener en cuenta el flujo de entrada sin alterar el sistema de circulación o en movimiento fuera de la ventana operacional de UBD ya establecida.

3.8.1. Factores que influyen en el influjo del reservorio

La tasa de flujo de fluido del yacimiento depende, en parte, de las pruebas de presión y las propiedades de las rocas de los reservorios (la diferencia de presión entre la presión de fondo circulante (BHP) y la presión del yacimiento). Hay un número de modelos que se puede utilizar para estimar el flujo de entrada de fluido del reservorio sobre la base de los parámetros de la roca y fluido. Sin embargo, las propiedades de las rocas del yacimiento son fijas, y la única variable es la prueba de presión para el control de entrada de fluido del yacimiento.

3.8.2. El rendimiento de influjo del reservorio

El rendimiento del influjo de un pozo representa la capacidad del reservorio para producir fluidos bajo una condición dada de pruebas de presión. El rendimiento del influjo del fluido del yacimiento es el parámetro más importante en la UBD, funcional y económico, debido a su impacto en la producción del pozo y de seguridad en el área operativa.

El único propósito de la perforación de cualquier pozo de bajo balance es el siguiente:

- Crear condiciones que inducen el flujo de fluido del yacimiento en el pozo durante la perforación
- Minimizar daños del reservorio

- Optimizar la producción de fluido del yacimiento del pozo

Por lo tanto, la relación entre la BHP y el flujo de entrada del reservorio es uno de los parámetros más importantes en el diseño y la gestión en UBD. Es importante que la BHP y la tasa de influjo del reservorio sean administrados y mantenidos dentro del área operativa definida. Cuando la presión de la superficie, la tasa de producción, o BHP no pueden ser mantenidas dentro de niveles seguros o de bajo balance, las operaciones de perforación deben cesar inmediatamente.

CAPÍTULO IV

4. Equipos de fondo de pozo para las operaciones UBD

El éxito de la perforación bajo balance (UBD) requiere de un equipo de fondo de pozo, para proporcionar información en tiempo real a la superficie para controlar las condiciones durante las operaciones de perforación.

4.1 Presión durante la perforación (PWD) Sensores

La presión durante la perforación (PWD), estos sensores miden las presiones del anular y la sarta de perforación en todo el collar, y han demostrado ser de gran valor en todas las operaciones UBD, cuando han sido incluidos en la sarta de perforación y en operación sin tiempo de inactividad.

Los sensores PWD disminuyen los riesgos potenciales con respecto a tiempos improductivos debido a la presencia de fracturas o colapsos inesperados, también ayuda a prevenir las pérdidas de circulación y flujos, o descontroles, los cuales conllevan a atrasos costosos en la perforación. Sin embargo, un buen número de estos sensores han demostrado ser una debilidad, debido a los problemas de vibración y las rápidas tasas de perforación encontradas con UBD. La adición de un medidor de fondo de pozo o un sensor en el lado de la inyección y en la sarta de perforación tiene algunos de los siguientes beneficios:

- Operación UBD mejorada.
- Ayuda a optimizar el proceso de perforación.
- Aumenta el conocimiento del operador con respecto al reservorio.
- Las medidas, en tiempo real de presión del pozo y del anular, ayudan a evaluar las presiones óptimas requeridas en fracturas pequeñas y en las ventanas de los poros de presión.

- La determinación en tiempo real de la densidad de circulación equivalente (ECD) de limpieza del pozo, altos y bajas de presiones para la estabilidad del pozo, y la pérdida de presión del BHA.
- Ofrece una oportuna lectura del anular, pozo y diferencial de presión, facilita la detección temprana de afluencia de líquidos y la pérdida de circulación.

4.2 Medición durante la perforación convencional (MWD) herramientas en UBD

La técnica más común, para la transmisión de la medición durante la perforación (MWD), utiliza datos del fluido de perforación que es bombeado hacia abajo, a través de la sarta de perforación, como un medio de transmisión para las ondas acústicas. La telemetría de pulsos de lodo transmite datos a la superficie mediante la modificación del flujo de lodo en la tubería de perforación, de tal manera que hay cambios en la presión del fluido en la superficie. Esto implica la operación secuencial de un mecanismo de fondo de pozo para variar o modular selectivamente la presión dinámica del flujo en la sarta de perforación, y enviar los datos en tiempo real recogidos por los sensores de fondo de pozo. Esta variación en la presión dinámica se detecta en la superficie, donde se desmodula de vuelta a las mediciones reales y los parámetros de los sensores de fondo de pozo.

La intensidad de la señal en la superficie depende de muchos factores, incluyendo:

- Las propiedades del lodo.
- La disposición de la sarta de perforación.
- Caudal.
- La intensidad de la señal generada en la herramienta.
- La frecuencia de telemetría.

La experiencia, hasta la actualidad, indica que este mejorado sistema de telemetría de pulsos de lodo se aplica mejor a escenarios con un máximo porcentaje de gas del 20% (en volumen en el tubo vertical), y esta relación se puede extender un poco dependiendo de un número de factores, incluyendo:

- Buena profundidad.
- Perfil
- La sarta de perforación / de fondo de pozo (BHA).
- Las tasas de flujo.

Otras reducciones, en la presión del pozo, son posibles con aplicaciones de gas lift en la que N_2 se inyecta en el espacio anular. Una desventaja importante del pulso de lodo es que no va a funcionar si se necesita espuma de alta calidad. Para este tipo de fluidos, se debe utilizar un método electromagnético.

Si se utiliza la inyección de gas en el anular, tenemos un fluido monofásico por la sarta de perforación y sistemas MWD convencionales pueden utilizarse. Si se considera la inyección de gas en la sarta de perforación, la opción de usar las herramientas MWD electromagnético debe ser considerada.

4.3 Mediciones eléctricas durante la perforación (EMWD)

La telemetría electromagnética transmite los datos a la superficie mediante pulsos de ondas de baja frecuencia, a través de la tierra. El uso de la aplicación de medidas PWD ha sido principalmente para la perforación y el rendimiento del lodo, detección de patada, y el monitoreo de la densidad de circulación equivalente (ECD).

4.4 Válvulas de retención

Las válvulas de retención son necesarias para UBD para evitar la

afluencia de fluidos del yacimiento dentro de la sarta de perforación, ya sea cuando se realicen viajes o conexiones de tubería. Se debe reconocer que hay una presión por debajo de las válvulas de retención. Las posiciones de la válvula de flotador en la sarta de perforación dependen de las herramientas en el ensamble de fondo de pozo (BHA) y la filosofía de funcionamiento se basa en la gestión de la seguridad de la operación.

El número de válvulas de flotador en el BHA y la sarta de perforación es también una cuestión de política de la empresa de acuerdo con los riesgos percibidos y la gestión de los mismos. En caso de que la válvula (s) de flotador de perforación fracase, se debe detener la circulación del fluido de perforación en el pozo, y realizar el viaje de la tubería para reemplazar o reparar las válvulas de flotador.

Es aconsejable instalar una válvula de flotador en la parte superior de la sarta de perforación, conocida como la válvula de flotador de la tubería, ya que ayuda a la eficiencia operativa al reducir el tiempo que toma para liberar la presión antes de realizar las conexiones, mientras que también actúa como una barrera adicional en el caso de un fallo de las válvulas de flotador en el BHA. Esta válvula superior es una válvula de flotador alámbrica que se puede recuperar, ya que se requiere el acceso a través de la tubería. En general, una válvula de flotador de control de nivel de cámara doble está instalada justo encima de la BHA, y una válvula de flotador de cámara doble adicional está instalada por encima de la broca de manera que exista un mejor funcionamiento de operación. Hay dos tipos de flotadores para la sarta de perforación que se utilizan comúnmente, son: los flotadores de aleta y de émbolo.

4.5 Válvulas de implementación

La válvula de despliegue de bajo balance ha sido diseñada para eliminar la necesidad de operaciones de snubbing (extracción o corrida de tubería) o la necesidad de matar el pozo, permitiendo así la instalación

segura de la sarta de perforación y los ensambles de terminación durante las operaciones UBD. En este proceso el pozo se deja fluir, el resultado es una presión de flujo o de cierre en el espacio anular en la superficie. Con significativas presiones, durante los viajes de la sarta de perforación, es necesario utilizar una unidad de snubbing o matar el pozo.

La válvula de despliegue se ejecuta como una parte integral del programa de la tubería de revestimiento, que permite el paso completo de la broca cuando está en posición abierta. Cuando se hace necesario el viaje de la sarta de perforación, la tubería realiza el viaje hasta que la broca está por encima de la válvula, en cuyo momento se cierra la válvula de despliegue, y el anular por encima de la válvula de purgado.

En este momento, la sarta de perforación puede ser retirada fuera del pozo sin el uso de una unidad de snubbing a velocidades de viajes convencionales, reduciendo los requisitos de tiempo del equipo, proporcionando una mejor seguridad del personal. La sarta de perforación puede ser desplazada de nuevo en el pozo hasta que la broca está justo por encima de la válvula de despliegue. Después de que se termine esto, la válvula de despliegue se puede abrir, y posteriormente, pueden retomarse las operaciones de perforación.

La válvula de despliegue, se puede ejecutar ya sea con la tubería de revestimiento utilizando un empacador externo en la tubería de revestimiento para el aislamiento, o con un colgador de liner. Una vez instalada, la válvula se controla mediante la presión aplicada al anular, creada entre la tubería de revestimiento intermedia y la superficie. Cuando se utiliza una unidad de snubbing, el operador no sólo debe tener en cuenta el costo real del servicio de la unidad de snubbing, si no también debe incluir los equipos de fondo y de superficie junto con el aumento de los tiempos de viajes para determinar los costos diarios generales de perforación.



Figura 4.1.- Cuando se debe realizar un viaje, el ensamble de fondo (BHA) se ubica sobre el sistema DDV, el cual se cierra posteriormente desde la unidad de control en superficie. Se libera la presión sobre el sistema DDV y se monitorea el pozo para confirmar que haya aislamiento. Se retira el BHA sin presión en la superficie y a velocidades convencionales.

Fuente: Weatherford 2012

Entre las ventajas y beneficios que se tiene al utilizar la válvula de despliegue en la perforación bajo balance, tenemos:

- Posibilita que los operadores realicen la instalación del BHA y tubulares arriba de la herramienta y aislar el pozo por debajo de ese punto.
- Facilita a que los operadores puedan correr sartas de perforación e instalar ensambles de terminación de modo seguro durante operaciones bajo balance o cerca del balance sin provocar daños a la formación.
- Realiza su funcionamiento mediante una línea de control doble encapsulada en el espacio anular. Esta línea permite cerrar la válvula y luego abrirla cuando se establece la igualdad de presiones desde arriba. De esta manera, la indicación positiva de la posición de la válvula se encuentra disponible en todo momento.
- En la parte de arriba de la válvula de despliegue cerrada, la tubería puede realizar viajes dentro y fuera del pozo a velocidades de viaje normales sin que se den inicios a efectos de suaveo o

surgencia, lo que minimiza los costos de tiempo del equipo de perforación y mejora la seguridad operativa y del personal.

- Se puede correr tubulares y BHA de diversos diámetros externos en condiciones de presión cero de una forma segura. Luego, la válvula puede abrirse y pueden realizarse viajes (stripping) hasta el fondo del pozo con el uso de equipos convencionales, como por ejemplo un dispositivo de control rotatorio (RCD) y/o armaduras de control (BOP) que sellen los diámetros externos de tubería regulares.
- Gracias al uso de la válvula de despliegue, se elimina la necesidad de efectuar operaciones de snubbing junto con las cuestiones de seguridad inherentes.
- Reduce los costos del lodo de perforación y disminuye considerablemente los costos totales del pozo.
- La válvula de despliegue no ocupa espacio físico en el piso del equipo de perforación.

4.6 Equipos de superficie para las operaciones UBD

La selección de los equipos de superficie es el paso final en el diseño de una operación de perforación bajo balance (UBD). En estas actividades se requiere la implementación de equipos adicionales para abordar las necesidades de operación superficial para el manejo de la presión y volúmenes de gas y líquido, de las tasas de inyección, durante la perforación, así como lo que se consiga del pozo durante la producción como resultado de la condición bajo balance que se quiere obtener.

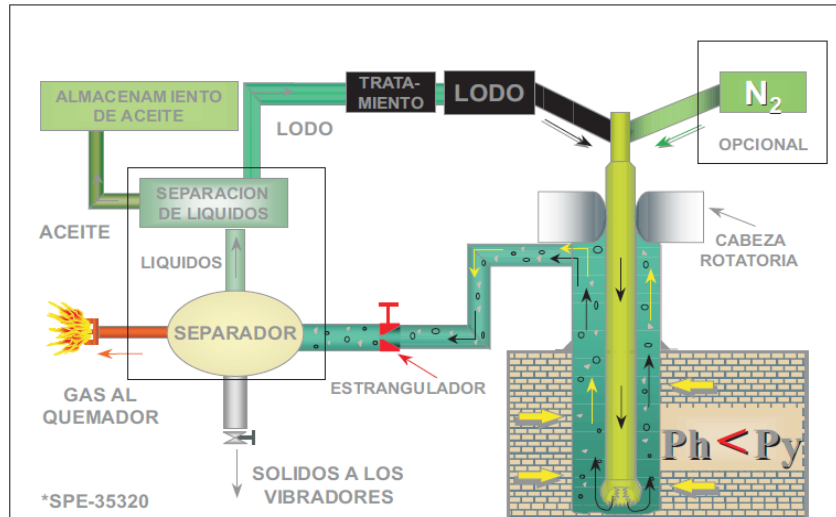


Figura 4.2.- Esquema de un arreglo típico de Equipo Superficial para la Perforación Bajo Balance.

Fuente: Aplicativo Didactico Para el Manejo de Técnicas Especiales de Perforación; Corporacion Internacional del Petroelo LTDA. (Villavicencio del 2012).

El equipo de superficie para UBD se puede dividir en cuatro categorías:

- Sistema de perforación.
- Equipo de generación de gas.
- Los equipos de control de pozo.
- Equipos de separación de la superficie.

4.6.1 Sistemas de Perforación

El diseño de la sarta de perforación tiene la misma finalidad que el diseño de una tubería de revestimiento o de producción. El objetivo del diseño de la sarta de perforación es proporcionar un conjunto que llevarán a cabo de manera satisfactoria las condiciones de perforación previstas. Una sarta de perforación debe estar diseñada para cumplir las siguientes funciones:

- Transmitir y soportar cargas axiales.
- Transmitir y soportar cargas de torsión.
- Transmitir potencia hidráulica.
- Proporcionar una barrera de control de pozo (UBD).

El tamaño del agujero y la penetración en el reservorio, así como la trayectoria direccional del pozo, determina si la tubería flexible o tubería articulada es el medio óptimo como sarta de perforación en las operaciones UBD (Tabla 4.1).

Tubería Flexible (Coiled Tubing)	Tubería Articulada (Jointed Pipe)
No se realizan conexiones durante la perforación	Las conexiones requieren suspender la inyección de gas causando picos de presión
Una mayor contención de la presión	La presión del dispositivo de rotación limita a 5000 psi de presión estática.
Línea de cable rígido hace de los sistemas MWD más simple en fluidos gasificados	Los sistemas MWD son poco fiables en sistemas gasificados
No requiere de un sistema Snubbing	La utilización de presión requiere de una unidad snubbing
Tamaño máximo del agujero de 6"	No hay límite en el tamaño del agujero
Una limpieza del agujero más crítica	La limpieza del pozo puede ser asistido por rotación
El potencial para colapso de tuberías en pozos de alta presión.	Conexiones de sarta de perforación especiales requeridas para campos de gas.
Se pueden realizar trabajos a través de la tubería de perforación	El trabajo a través de la tubería de producción requiere de herramientas especiales en la mesa en el caso de taladros convencionales.
Se requiere de BOP más pequeño	El BOP requiere de un sistema desviador rotativo.
Costos más bajos	Costos de equipos más altos.
Limitada maniobrabilidad en el caso de arrastre o pega de tubería	Capacidad para perforar largas secciones horizontales.

Tabla 4.1: Criterios para determinar si la Tubería Flexible o Tubería Articulada es el Medio Óptimo para la Perforación Bajo Balance.
Fuente: *Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Si el tamaño del agujero requerido es mayor que $6 \frac{1}{8}$ de pulgada, debe ser utilizada una tubería articulada. Para tamaños del agujero de $6 \frac{1}{8}$ pulgadas o más pequeño, tubería flexible puede ser considerada. El tamaño de la tubería flexible utilizado actualmente para las operaciones de perforación es entre 2 y $2 \frac{7}{8}$ pulgadas de diámetro exterior (OD). Esto se debe a muchos factores, tales como:

- La tasa de flujo a través de la tubería.
- La caída de presión a través de la tubería.
- Peso sobre la barrena (WOB).
- Perfil del pozo.
- Peso máximo a levantar.
- Los equipos de fondo de pozo y de superficie.
- El peso de la propia tubería flexible.

En ocasiones, la tubería flexible ideal para una operación puede ser excluida debido a factores tales como las limitaciones con respecto al transporte o que la vida útil de la tubería puede que no sea económicamente factible. En general, este tipo de tubería tiene varias ventajas y desventajas en comparación con los sistemas de tuberías articuladas. Para sistemas de tuberías articuladas, propiedades de la sarta de perforación y técnicas para movilizar las tuberías bajo presión, deben ser considerados. Si el tamaño y la trayectoria del pozo permiten que, tubería flexible sea el sistema más simple para perforar bajo balance. Pero esta ventaja técnica también tiene que ser considerada en contra de la economía que presenta una plataforma de perforación y un sistema de tubería flexible instalado solo para perforar bajo balance.

4.6.2 Equipos de generación de gas

Gas natural

Si se usa gas natural para UBD, se puede requerir un compresor de gas natural. Este tendría que ser revisado una vez que se conoce la fuente del

gas. La mayoría de las plataformas de producción tienen una fuente de gas de alta presión, y, en esta situación, un regulador de flujo y el regulador de presión son necesarios para controlar la cantidad de gas inyectado durante el proceso de perforación.

Generación de Nitrógeno Criogénico

El nitrógeno es el gas más común, que se utiliza actualmente para aligerar la columna de fluido en operaciones de perforación bajo balance. Es un gas incoloro, inodoro e insípido, tiene muy baja solubilidad en agua e hidrocarburos, y es compatible con prácticamente cualquier fluido utilizado en operaciones de perforación; no tiende a formar complejos de hidratos o emulsiones.

El nitrógeno utilizado en las operaciones de pozo es entregado normalmente al equipo de perforación en forma líquida, conocido como nitrógeno criogénico. Es producido por la extracción de aire a través de la destilación fraccionada. En este proceso el aire es licuado y el líquido es separado a continuación, tomando en consideración los siguientes factores.

El aire líquido hierve a -317°F

El nitrógeno líquido hierve a -320°F

El oxígeno líquido hierve a -297°F .

El oxígeno comienza a evaporarse dejando un líquido rico en nitrógeno. Mediante la repetición de los procesos de ebullición y condensación se puede obtener un nitrógeno líquido de alta pureza hasta del 99,98% .

El uso de camiones cisterna de nitrógeno podría considerarse en localizaciones en tierra firme, donde un camión grande se podría utilizar para su abastecimiento. El nitrógeno criogénico transportado en tanques de 2000 gal., proporciona nitrógeno de alta calidad y utiliza equipos que, generalmente, son menos costosos. El nitrógeno líquido se hace pasar a

través del convertidor de nitrógeno, en el que el fluido es bombeado bajo presión antes de ser convertido a gas. El gas se inyecta entonces en la tubería.

Para las operaciones superiores a 48 horas, el requisito de nitrógeno líquido podría ser bastante grande, y esto puede dar lugar a dificultades logísticas. Para casos de transporte del tanque en grandes operaciones de perforación, dependiente de nitrógeno, el uso de generadores de nitrógeno se recomienda a menudo, especialmente en alta mar.

Generación de nitrógeno

Un generador de nitrógeno no es más que un sistema de filtración que filtra el nitrógeno de la atmósfera. Un generador de nitrógeno utiliza pequeñas membranas para filtrar el aire. El aire enriquecido en oxígeno se ventila a la atmósfera, y el nitrógeno es llevado a la presión de inyección requerida. La figura 4.3 muestra un sistema de generación de nitrógeno.

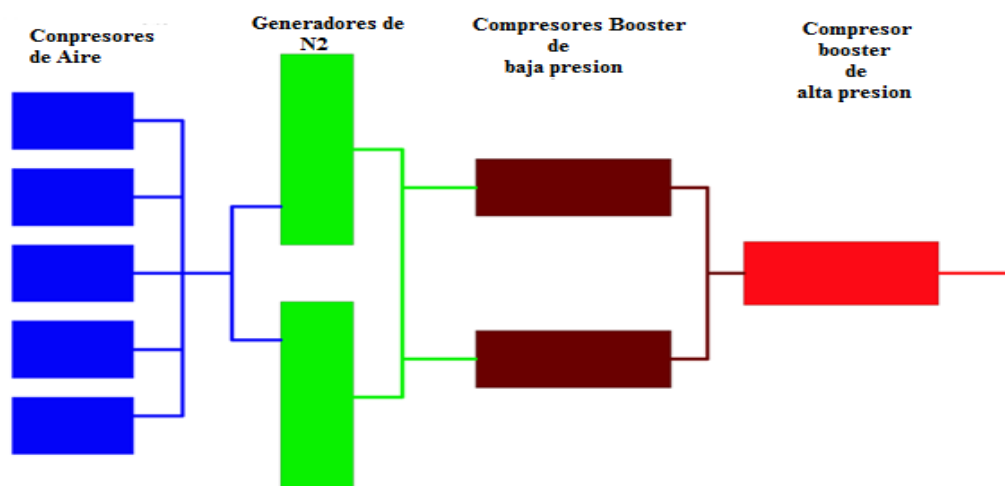


Figura 4.3.- Sistema de generación de nitrógeno.

Fuente: *Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Un generador de nitrógeno tiene un 50% de eficiencia. En términos reales, si se requiere $1500 \text{ ft}^2 / \text{min}$ de nitrógeno, entonces $3000 \text{ ft}^2 / \text{min}$

de aire necesita ser bombeado en el generador. Un sistema de nitrógeno completo para $1500 \text{ ft}^2 / \text{min}$ comprendería de tres o cuatro compresores grandes de aire, un generador de nitrógeno, y un compresor de refuerzo. Este equipo ocupará un espacio significativo de la cubierta en una plataforma en alta mar. La figura 4.4 muestra el equipo de generación de nitrógeno.



Figura 4.4.- Sistema de generación de nitrógeno en alta mar.
Fuente: *Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Otro problema asociado con la generación de nitrógeno es la pureza del propio nitrógeno, que varía dependiendo de la cantidad necesaria de este elemento. En 95% de pureza (en moles), 5% de oxígeno es suministrado. Aunque esto no es suficiente oxígeno para llegar a niveles explosivos, es suficiente para causar problemas de corrosión. La corrosión se agrava cuando los sistemas de salmuera de sal se utilizan a temperaturas elevadas (Fig. 4.5).



Figura 4.5.- Generador de nitrógeno y compresores en tierra.
Fuente: *Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

4.6.3 Equipos de control de pozos

El preventor de reventones convencional (BOP)

El preventor de reventones convencional (BOP) es utilizado para que la perforación no se vea comprometida durante las operaciones UBD. El grupo BOP convencional no se utiliza para las operaciones de rutina en la perforación bajo balance, tampoco para controlar el pozo, excepto en el caso de una emergencia. Esto asegura de que el BOP siga siendo el sistema de control de pozo secundario. (fig. 4.6).

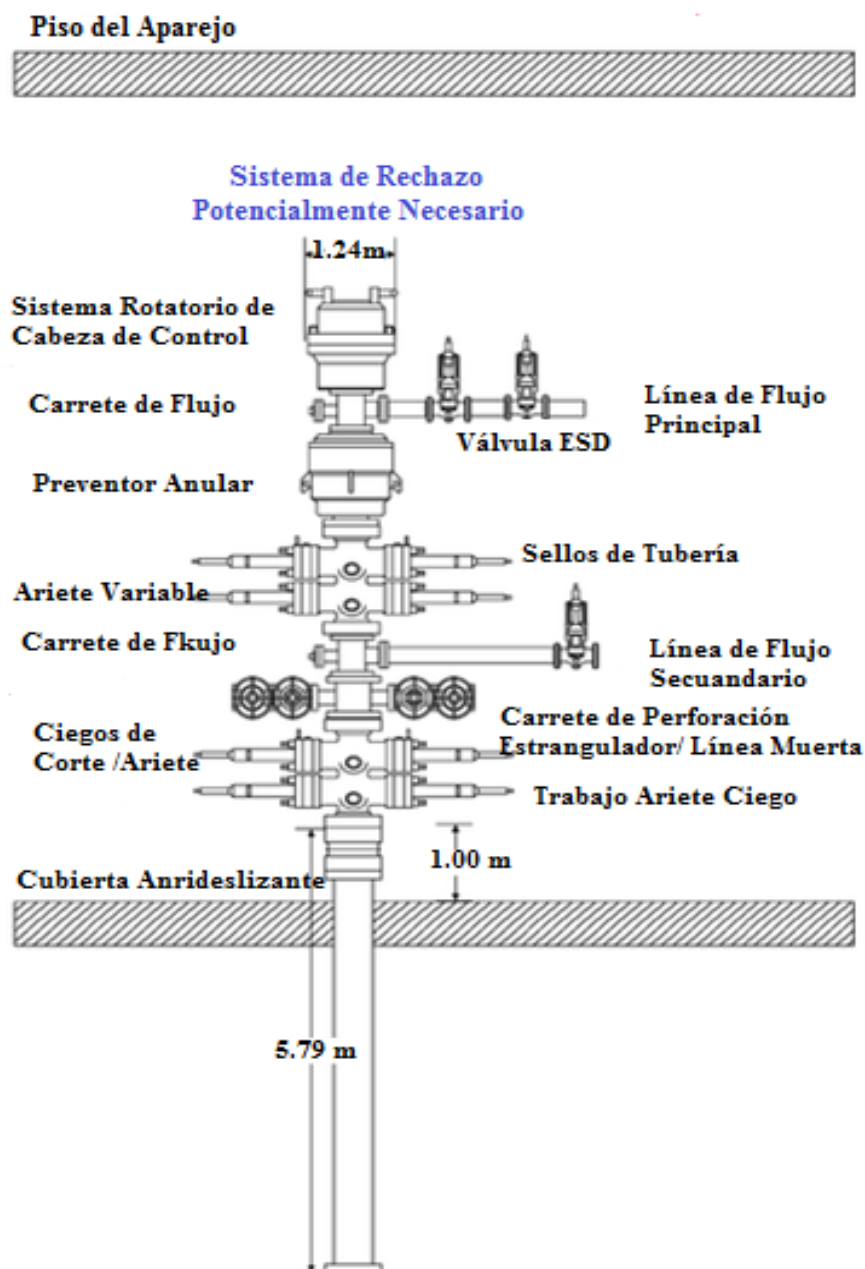


Figura 4.6. - Típico BOP stack-up.
Fuente: Leading Edge Advantage International Ltd 2002.

Un sistema de control de la cabeza rotatoria y línea de flujo principal con cierre de emergencia, mediante el uso de las válvulas (ESD) que se instalan en la parte superior del BOP convencional, la válvula (ESD) bridada al carrete de desviación no debe ser utilizada en la línea de flujo primaria si la presión de matado de pozo supera la presión de trabajo de la cabeza rotativa. Si es necesario, un solo ariete ciego, operado por una unidad especial koomey (conocido como mecanismo del acumulador,

estas se usan para almacenar presión hidráulica para cerrar/abrir todas las válvulas preventoras), se instala bajo el BOP para que el conjunto de fondo de perforación (BHA), sea corrido bajo presión en el pozo.

Sistemas de tubería flexible

El uso del sistema de tubería flexible, en la perforación bajo balance hace que el pozo sea perforado de una forma rápida, segura y de bajo costo, esta técnica de perforación no necesita de conexiones por ser continua, a comparación de las tuberías de revestimientos, el uso de tubería flexible maneja menor volumen de fluidos y acero. El sistema de tubería flexible en UBD, evita pegaduras diferenciales de la tubería por la razón de que con este sistema se mantiene una circulación continua durante la perforación, lo que resultara en beneficios económicos de operación.

Existe una variedad de aplicaciones que se pueden realizar con el sistema de tubería flexible en la perforación bajo balance, entre la que están:

- Limpiezas
- Inducciones
- Estimulaciones
- Cementaciones
- Pescas
- Completaciones
- Perforación

Los equipos del sistema de tubería flexible pueden intervenir en la perforación, completación y mantenimientos de pozos. La fácil instalación de sus equipos, el bajo costo y seguridad han dado como resultado ahorros significativos a la industria petrolera. Los componentes del equipo de un sistema de tubería flexible son:

- Unidad de bombeo.
- Unidad de potencia.

- Carrete y tubería flexible.
- Cabina de control.
- Cabeza inyectora.
- Conjunto de preventores.
- Grúa y subestructura.

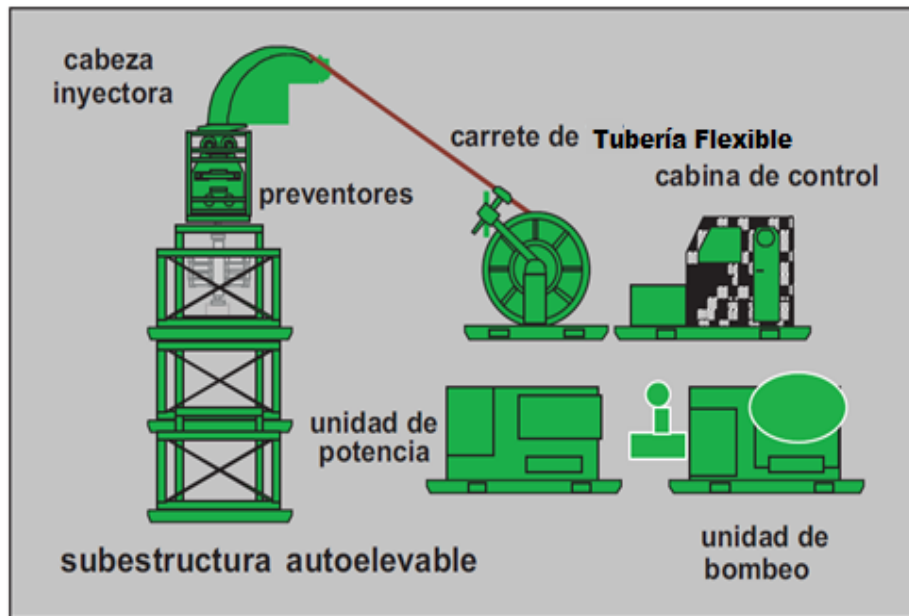


Figura 4.7.- Diagrama de Tubería Flexible.

Fuente: *Aplicativo Didactico Para el Manejo de Técnicas Especiales de Perforación; Corporacion Internacional del Petroelo LTDA. (Villavicencio del 2012).*

El control del pozo es mucho más sencillo cuando se perfora con sistemas de tubería flexible. Un lubricador de etapa puede ser utilizado para instalar los principales componentes del BHA, o, si una válvula de seguridad de fondo de pozo se puede utilizar, entonces no se requiere de un lubricador en superficie. El cabezal inyector puede ser colocado directamente en la parte superior del sistema de cabeza de pozo (Fig. 4.8).

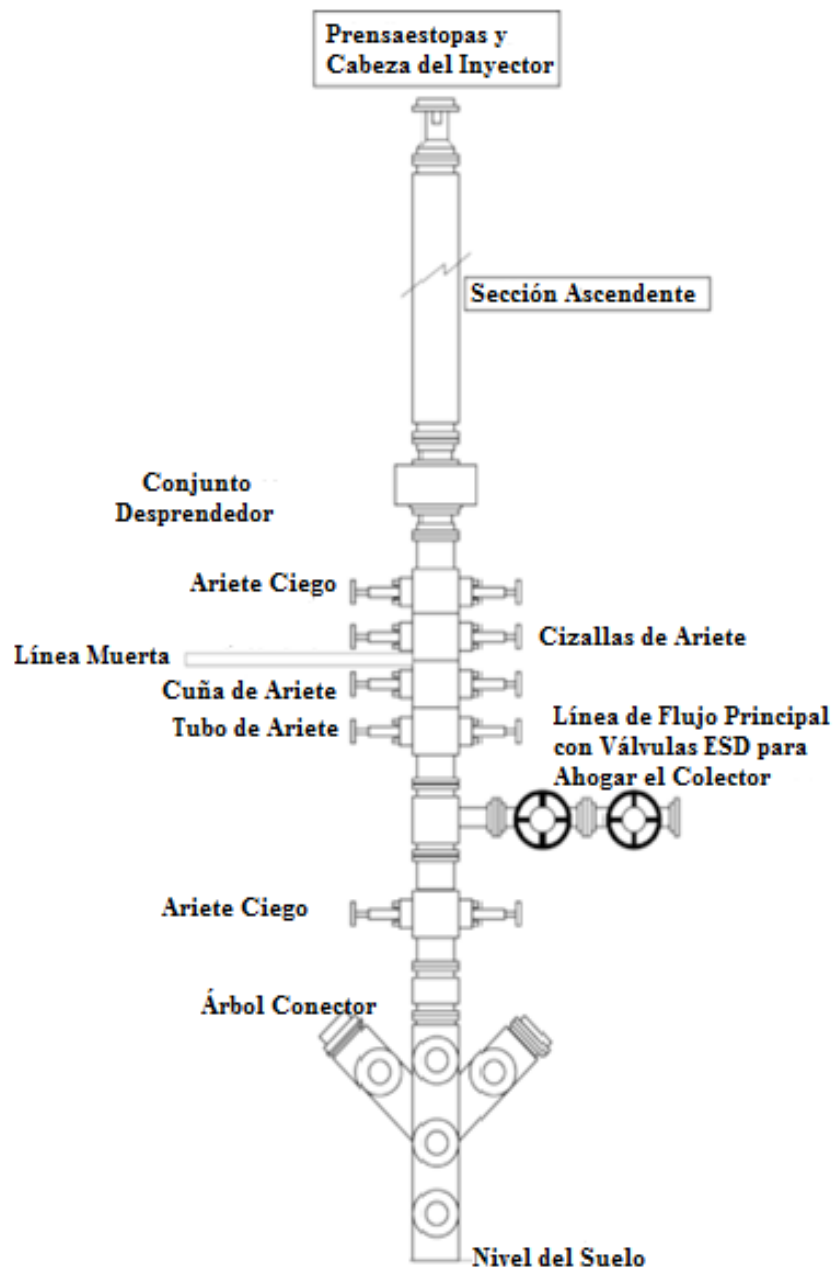


Figura 4.8.- Ensamblaje típico con tubería flexible.
Fuente: *Leading Edge Advantage International Ltd 2002.*

Los sistemas de tubería flexible pueden ser movilizadas dentro y fuera del pozo mucho más rápido, y el armado de los equipos de superficie son mucho más simples. Sin embargo, una de las consideraciones relativas a los sistemas de tubería flexible es la fuerza de corte de los arietes. Se requiere la verificación para comprobar que los arietes de corte cortarán la tubería y cualquier sistema de cable de acero o línea de control dentro de

la tubería. Para una operación independiente en un pozo completado, se muestra un ejemplo de un BOP stack up.

Sistemas snubbing

Si la corrida de la sarta de perforación se la va a realizar en condiciones bajo balance, un sistema snubbing se debe instalar en la parte superior del sistema de cabeza rotativa de control, el sistema snubbing es un mecanismo hidráulico o mecánico que es utilizado para generar y transmitir las fuerzas tensiales, compresivas y torsionales para la extracción o corrida de tuberías (Fig. 4.9).

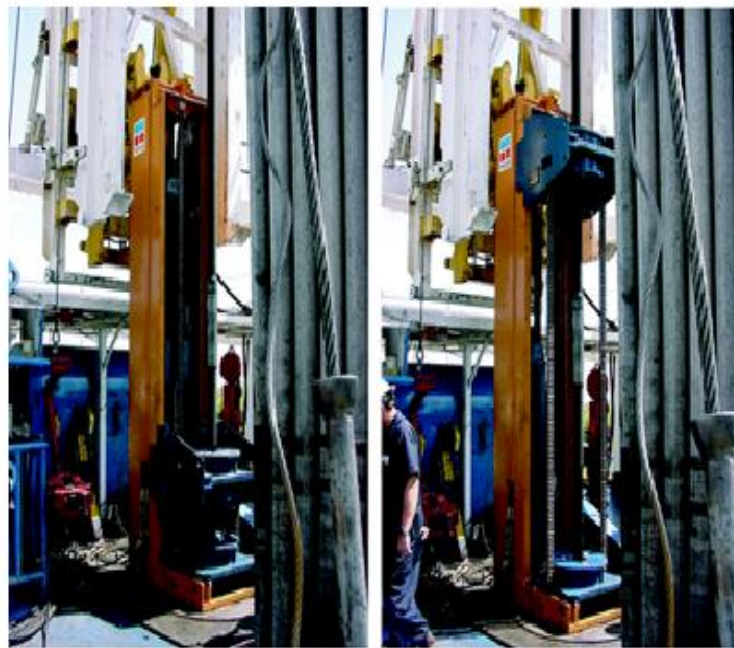


Figura 4.9.- Sistema Snubbing.

Fuente: Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).

Los sistemas actuales utilizados en alta mar son llamados sistemas de empuje retención asistentes de taladro. Un conector con un recorrido de 10 pies se utiliza para empujar la tubería en el pozo o para movilizar la tubería fuera del pozo. Una vez que el peso de la tubería corrida dentro

del pozo supera la fuerza hacia arriba ejercida por pozo, el sistema snubbing se cambia al modo de espera, y la tubería se ha movilizado en el agujero utilizando el malacate. La capacidad de instalar un sistema snubbing por debajo de la mesa del taladro permitirá que la mesa sea usada de la misma manera que en operaciones de perforación convencional. El sistema snubbing es una unidad denominada equipo de ayuda para la perforación. Esta unidad necesita el malacate de perforación para extraer y correr la tubería dentro del pozo. Está diseñado para tratar sólo con situaciones de tubería liviana. El sistema snubbing en una plataforma en tierra, donde no hay espacio debajo del piso de perforación para instalar una unidad de snubbing, debe llevarse a cabo en el piso de perforación. Para facilitar el sistema snubbing, las llamadas unidades de empuje / tracción están instalados en el piso de perforación (Fig. 4.10).



Posición Hacia Abajo

Posición Hacia Arriba

Figura 4.10.- Máquina snubbing para meter /extraer tubería al pozo.
Fuente: *Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Las unidades snubbing son implementadas en la perforación a condiciones bajo balance cuando:

- Se quiere mantener una condición bajo balance continua en pozos perforados con UBD.
- Si la baja presión en el fondo del pozo requiere el uso de fluidos espumas, aire o nitrógeno para la perforación del pozo.
- Si existen formaciones que muestran sensibilidad a los fluidos de perforación convencionales.
- Si se tratan de formaciones que están propensas a problemas de pérdida de circulación.
- Si el tamaño de las locaciones es muy pequeñas como para dar cabida a un equipo estándar.

El sistema snubbing puede ser utilizado para perforaciones convencionales, en perforaciones horizontales, side tracks, y perforaciones a condiciones bajo balance, utilizando procedimientos similares a los realizados por los equipos convencionales, con la ventaja de la habilidad adicional que tiene para operar con presión en la cabeza del pozo.

El dispositivo de control rotativo (RCD)

Cuando el pozo es perforado a condiciones de bajo balance, incluyendo la parte superior del pozo (cabeza de pozo), se somete a presión de forma continua. Por lo tanto se necesita un dispositivo de cierre que se puede inyectar a través de la tubería de perforación, y que puede girar durante la perforación. El dispositivo de control rotativo (RCD) resuelve este problema. Se coloca en la parte superior del pozo y se hace cargo de la tarea del lodo como barrera primaria en la perforación bajo balance.

El RCD es, básicamente, el mismo que el BOP anular, un elemento de caucho que se cierra alrededor de la tubería de perforación, excepto que el elemento está instalado en cojinetes que permiten la rotación relativa a

la carcasa RCD durante la perforación. El principio del uso del sistema del dispositivo de control rotativo es proporcionar un sellado anular eficaz alrededor de la tubería de perforación durante la perforación y las operaciones de movilización de las tuberías. El sello anular debe ser eficaz para una amplia gama de presiones, y para una variedad de tamaños de equipos y procedimientos operacionales. Actualmente hay dos tipos de dispositivos de control rotativo, el activo y el pasivo.

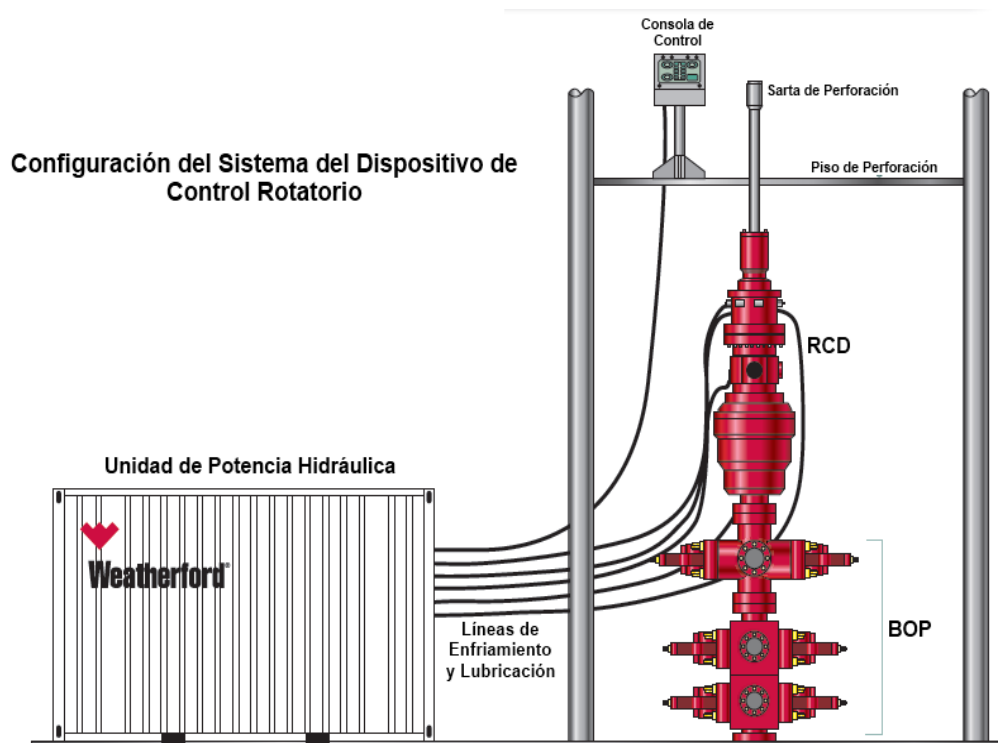


Figura 4.11.- Configuración del Dispositivo de Control Rotatorio instalado en la parte superior del arreglo de BOP.

Fuente: Weatherford Int. Ltd, Enero del 2006.

Tipos de dispositivos de control rotativo

Se tiene dos tipos de RCD. El primero de ellos es un sello pasivo donde la presión del pozo activa el elemento de goma para el sellado. Esto también se llama un cabezal de control giratorio. El otro es a menudo llamado un BOP rotativo y es un sello activo donde el elemento de goma es activado por presión hidráulica. Hay grandes fuerzas de fricción entre las tuberías y los elementos de goma. Esto lleva a grandes cargas axiales

en el RCD, tanto hacia arriba y hacia abajo, en el que el RCD debe estar diseñado para manejar en tal situación. La fricción también puede ser suficiente para hacer girar el RCD, sino una fuerza extra al sistema del equipo giratorio se debe aplicar.

Todos los sistemas BOP de superficie tienen limitaciones con respecto a la cantidad de presión que se necesita para sellar, y, en la degradación del equipo de sellado del flujo y la composición de los diferentes fluidos del yacimiento y gases a través del tiempo, independientemente del tipo de sistema de control de BOP de superficie elegido.

Marca	Tipo	Modelo	Presión de Trabajo (psi)		RPM	Rango de presión	Numero elementos
			Estática (psi)	Rot/viajando (psi)			
Williams	Cabeza	7100	5000	2500	100	Alta	Doble
Williams	Cabeza	7000	3000	1500	100	Media	Doble
Williams	Cabeza	8000	1000	500	100	Baja	Sencillo
techcorp-Alpine	Cabeza	3000-tm	3000	2000	200	Media	Doble
Grant	Cabeza	RDH 2500	3000	2500	150	Alta	Doble
Rbop	Preventor	RBOP 1500	2000	1500/1000	100	Media	Sencillo
Shaffer	Preventor	PCWD	5000	2000/3000	200/100	Alta	Sencillo

Tabla 4.2: Tabla comparativa de cabezas o preventores rotatorios.

Fuente: *Aplicativo Didactico Para el Manejo de Técnicas Especiales de Perforación; Corporación Internacional del Petróleo LTDA. (Villavicencio del 2012).*

Cabezales de control rotativo (sistemas pasivos)

Los cabezales de control rotativo son sistemas de sellados pasivos, este dispositivo realiza la función de crear un sello anular entre la tubería de

perforación y el anular a condiciones de presión, donde la acumulación de la presión del espacio anular sobre el elemento sellante ejerce una presión de sello directa entre el área de la tubería de perforación y el elemento sellante de goma. Los cabezales de control giratorios han dado un excelente servicio durante más de 30 años, especialmente en la industria de perforación de aire y de aire-espuma.

El cabezal de control giratorio está desempeñando un papel cada vez más importante en UBD, a condición de que sus limitaciones inherentes de presión no se están ampliando. El cabezal de control rotativo convencional, original, se desarrolló en la década de 1960. Este es un modelo de baja presión y se ha utilizado en miles de pozos perforados bajo balance y sobre balance. Está diseñado para funcionar a 500 psi de rotación y 1000 psi de presión estática, es capaz de girar hasta 200 rpm. Actualmente se utiliza en muchas operaciones de bajo balance, los actuales cabezales de control de rotación se clasifican a una presión estática de 5000 psi y una presión de rotación de 3000 psi con 100 rpm.

Estos dispositivos son conocidos también como cabezas rotatorias o BOPs rotatorios, cumplen con las siguientes funciones y características:

- Se encuentran ensamblados sobre el BOP estándar y actúa como un diversificador de flujo rotatorio.
- Esto permite movimientos de rotación y verticales a la tubería de perforación al mismo tiempo que los sellos de caucho se cierran alrededor y rota con la tubería o Kelly.
- Por lo tanto, se logra contener el flujo del lodo y dirigirlo hacia otro lugar a través de los ensambles del tazón y cojinete.
- Con este equipo se pueden controlar las presiones anulares hasta 3,500 psi.
- Las aplicaciones incluyen casos de perforación bajo balance y hasta facilitan la perforación en zonas de alta presiones mientras fluye el pozo.

Los sistemas de control rotativo modelo Williams sirven para una amplia gama de presiones a condiciones de superficie y fondo de pozo, y las condiciones de perforación. Todos los modelos Williams propiedad de Weatherford son sistemas pasivos.

Dónde:

1. Es la presión de trabajo y
2. Es la presión estática



Figura 4.12.- Cabezales de control rotativo modelos Williams (sistemas pasivos).

Fuente: Propiedad de Weatherford, (Enero del 2006).

BOP de Rotación (sistemas activos)

Uno de los primeros sistemas desviadores giratorios fue un sistema activo también conocido como el RBOP. Este primer sistema fue desarrollado para tener dos sellos con control de la presión activa sobre los sellos que dependían directamente de la presión del pozo. A medida que el sello principal empezaba a desgastarse, el segundo sello de seguridad proporcionaría el mecanismo de sellado hasta que podría ser sustituido el sello principal.

El preventor de reventones rotativo (RBOP) es probablemente la pieza más importante del equipo de elección en operaciones UBD, su mayor impacto es su capacidad para perforar bajo balance con tubería articulada en una variedad de diferentes yacimientos y pozos. El sistema de control de cabezal rotativo debe estar dimensionado y seleccionado sobre la base de las presiones de superficie previstas. Un pozo con una presión de reservorio de 1,000 psi no necesita de un sistema de control de la cabeza giratoria de 5.000 psi. Una serie de compañías ofrecen sistemas de control y de rotación de la cabeza para UBD (Fig. 4.13).

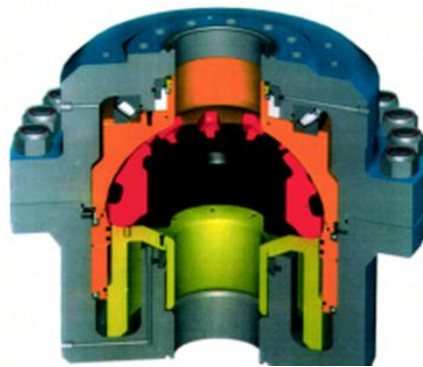


Figura 4.13.- BOP de rotación (RBOP).

Fuente: Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).

Los siguientes elementos son importantes al seleccionar un sistema desviador de rotación:

- Criterios de diseño; tasas de flujos esperados, presiones y temperaturas de funcionamiento.

- Normas y especificaciones de diseño, mecánica y de materiales.
- Tamaño del orificio.
- Mecanismo de sellado activo o pasivo
- Programas de prueba incluyendo la movilización de la sarta de perforación a través de los BOP cuando el pozo está cerrado bajo presión y pruebas de fluido (gas o líquido).
- Certificación.
- Experiencia.

Existen RBOP para una amplia gama de presiones, donde:

1. Es la presión de movilización de la sarta de perforación bajo presión
2. Es la presión de rotación
3. Es la presión estática

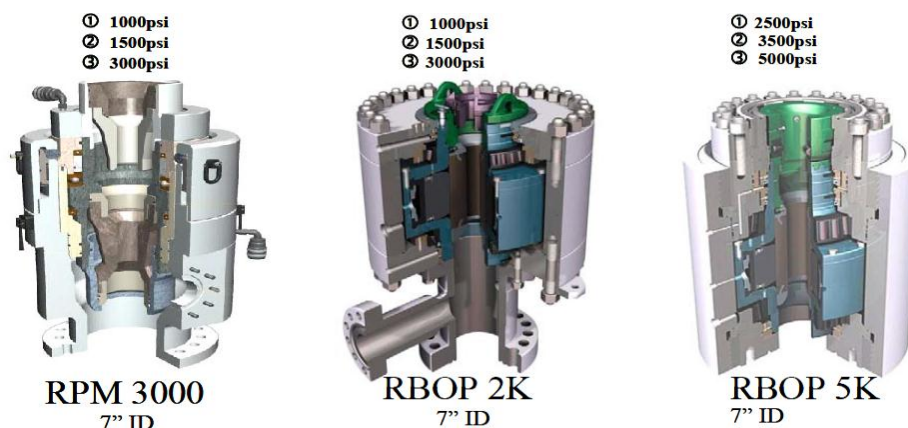


Figura 4.14.- Weatherford proporciona tres sistemas RCD activos.
Fuente: Weatherford, (Enero del 2006).

4.6.4 Equipos de separación en operaciones UBD

En todas las operaciones a condiciones bajo balance, el sistema de separación que se va a utilizar tiene que adaptarse a los fluidos del yacimiento esperados. Un separador para un campo de gas seco es significativamente diferente de un separador requerido para un campo de petróleo pesado. El sistema de separación debe estar diseñado para manejar la afluencia de fluidos y gases esperada, y debe ser capaz de

separar el fluido de perforación desde el flujo de retorno del pozo de modo que pueda ser bombeado en el pozo una vez más.

El sistema de separación de la superficie en UBD puede ser comparado con una planta de proceso, y hay muchas similitudes con la industria de procesos. Los flujos de fluido de perforación bajo balance, a menudo se describen como flujo de cuatro fases, porque el flujo de retorno se compone de aceite, agua, gas, y los sólidos.

El reto de los equipos de separación para UBD es separar de manera efectiva y eficientemente las diversas fases de la corriente de fluido de retorno en flujos individuales, mientras que, al mismo tiempo, devolver un fluido limpio de nuevo al proceso de perforación. Varios enfoques en la tecnología de separación han surgido recientemente (Fig. 4.15). El enfoque elegido depende en gran medida de los fluidos del yacimiento esperados. Normalmente se toma el primer enfoque, pero si se espera que la erosión sea un problema, los sólidos se pueden quitar primero.

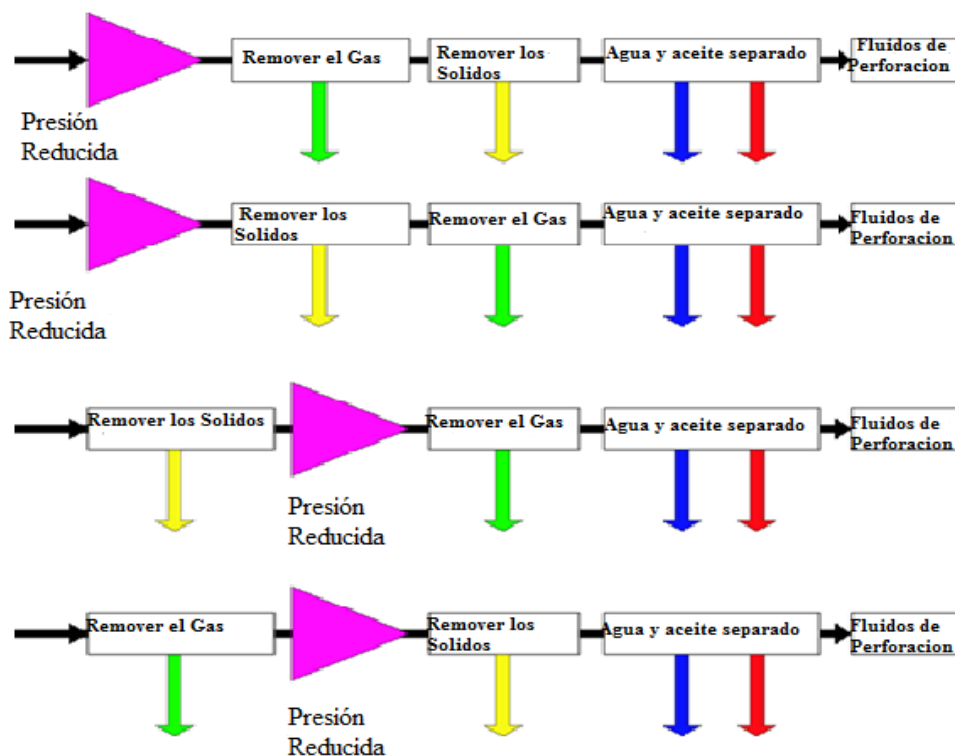


Figura 4.15.- Varias estrategias para el control de sólidos y la separación del fluido.

Fuente: Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).

Se requiere un diseño cuidadoso del sistema de separación de la superficie una vez que se conozcan los fluidos del yacimiento. El gas seco es mucho más simple para separar de un reservorio de crudo pesado o gas condensado. Sin embargo, el sistema de separación debe ser adaptado a condiciones de reservorio y de superficie. En muchas situaciones, el separador es el primer equipo de proceso que recibe el flujo de retorno de un pozo.

Los separadores pueden ser clasificados, como se muestra en la Tabla 4.3 La separación de líquidos y gases se consigue apoyándose en las diferencias de densidad entre líquidos, gases y sólidos. La tasa a la que los gases y sólidos se separan de un líquido es una función de la temperatura y la presión.

Clasificación	Presión de Operación
Los de baja Presión	de 10 a 20 psi, hasta 180 a 225 psi
Los de media Presión	230-250 psi, hasta 600 a 700 psi
Los de alta Presión	750 a 5000 psi

Tabla 4.3: Clasificación de los Separadores por su presión de operación

Fuente: *Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Los separadores horizontales y verticales pueden ser utilizados en operaciones UBD. Los separadores verticales son más eficaces cuando los retornos de flujo son predominantemente líquidos, mientras que los separadores horizontales tienen una mayor y más eficiente capacidad en tratamiento de gases.

Separadores horizontales

En los separadores horizontales, los retornos del pozo entran y son frenados por los deflectores de reducción de velocidad. (Figs. 4.16 y 4.17).

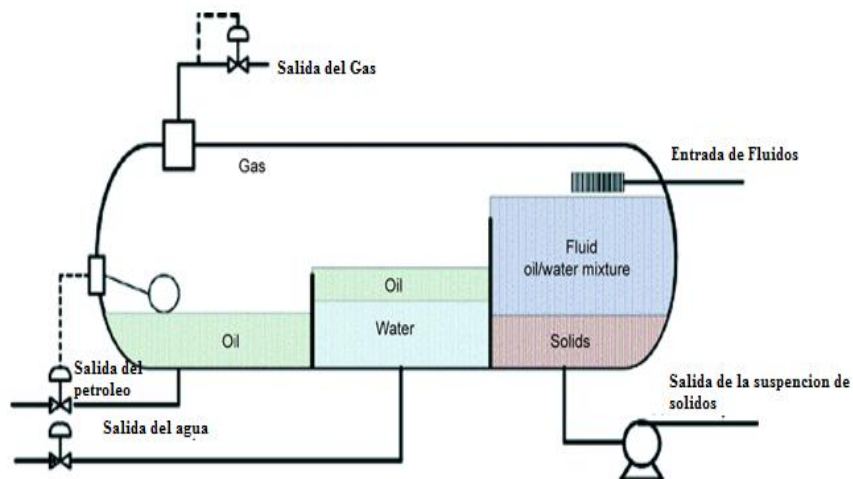


Figura 4.16.- Separador Horizontal.

Fuente: *Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Los sólidos predominantemente se asientan en el primer compartimento desde donde pueden ser retirados por una bomba de transferencia de sólidos. El líquido pasa a través de la placa de separación hacia el segundo compartimento, donde ocurre más separación de sólidos y líquidos, que comienzan a separarse a razón de su diferencia de densidad y tiempo de residencia. El líquido es desplazado al tercer compartimento donde se completa la separación. Los componentes de agua y de hidrocarburos líquidos se descargan desde los diferentes niveles del tercer compartimento.

El separador debe estar equipado con válvulas de alivio de presión y una válvula de cierre de emergencia, provocada por un alto o bajo nivel de líquido y una alta o baja presión. Debe estar equipado con visores para indicar los niveles de líquidos y observar el nivel de sólidos.

Separadores verticales

En un separador vertical los sólidos predominantemente se asientan en la parte inferior del recipiente, desde donde pueden ser quitados. El resto de los líquidos y gases se separan por sus diferencias de densidad con el gas en la parte superior, el aceite en el medio y el agua más abajo en la

parte superior de los sólidos. El componente de agua y de hidrocarburos líquidos se descarga de diferentes niveles del separador.

La ventaja de separadores verticales es que ocupan poco espacio y su mejor capacidad es el manejo de gas.

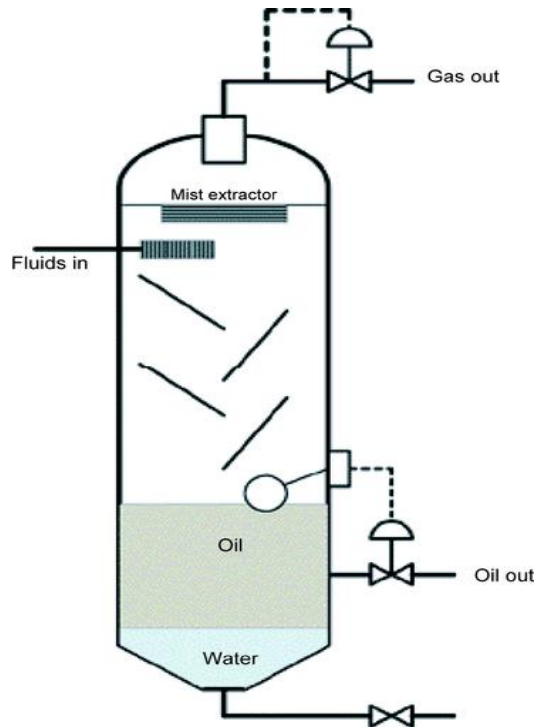


Figura 4.17.- Separador Vertical.

Fuente: *Introducción a la Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).*

Un separador debe tener las siguientes capacidades:

El de retirar la mayor parte de los líquidos de los gases.

Retirar la mayor parte de los sólidos del líquido.

Separar el aceite del agua.

Tener la capacidad suficiente para manejar los aumentos repentinos de fluido de líquido de un pozo.

Tener la longitud suficiente, o la altura, para permitir que las gotas pequeñas se asienten por gravedad.

Reducir la turbulencia en el cuerpo principal del separador de tal manera que un asentamiento adecuado pueda llevarse a cabo.

Un extractor de neblina para capturar pequeñas gotas arrastradas, o los que son demasiado pequeños para decantar por gravedad.

Una contrapresión adecuada y controles de nivel de líquido.

La eficiencia de un separador, para eliminar el gas del aceite, depende de las características físicas y químicas del crudo, la presión y temperatura de operación del separador, tasa de rendimiento, el tamaño y la configuración del separador. La tasa de rendimiento y la profundidad del líquido en un separador determinan la "residencia" o "asentamiento" del tiempo de la fase líquida.

La adquisición de datos

La adquisición de datos utilizados en el sistema de separación debe proporcionar la máxima cantidad de información sobre el reservorio, que se puede obtener durante la perforación. Se debe permitir un cierto grado de las pruebas de pozos durante la perforación. Además, el valor de adquisición de datos de seguridad no debe ser pasado por alto, porque el control del pozo se relaciona directamente con las presiones y caudales observados en la superficie.

El monitoreo de la erosión

El monitoreo de la erosión y la predicción de la erosión en las tuberías es esencial para la seguridad de las operaciones. El uso de la tecnología de ensayos no destructivos se ha encontrado como alternativa para realizar el monitoreo de la erosión. Un sistema automatizado utilizando sondas de erosión está siendo implementado, y esto permite una predicción precisa de las tasas de erosión en las tuberías de superficie.

4.7 Métodos de completación de pozos perforados bajo balance (UBD)

La perforación bajo balance (UBD) puede crear desafíos especiales para las completaciones del pozo.

Los daños causados por las condiciones sobre balance durante terminaciones

La mayoría de los pozos perforados bajo balance no pueden completarse a condiciones bajo balance, los pozos fueron llevados a una condición de sobre balance con el fluido utilizado para matar el pozo; es decir, bombeando lodo más pesado desde la parte superior, a través de la conexión de la línea de matar en la base del conjunto BOP, para restablecer las condiciones sobre balance antes de ejecutar el revestimiento o terminación. Dependiendo del tipo de fluido de terminación, algunos daños a la formación podrían ocurrir. El daño no es tan grave para la salmuera de terminación como con lodo de perforación porque no hay cortes y finos de perforación en la salmuera. Sin embargo, reducción en la productividad de un 20 a 50% se ha encontrado en los pozos perforados bajo balance que fueron matados para la instalación de la terminación.

Métodos de completación de pozos perforados bajo balance (UBD)

Si el objetivo de la perforación bajo balance es la mejora del reservorio, es importante que el reservorio no este expuesto a una presión sobre balance con un no fluido del reservorio. Si el pozo se ha perforado bajo balance para que los problemas de perforación y la mejora de la productividad no se vea afectada, el pozo puede ser matado, y un enfoque de la terminación convencional se puede tomar.

Un número de métodos de terminación están disponibles para pozos perforados bajo balance:

- Liner sólido
- Liner ranurado
- Sandscreens
- Completaciones Hueco Abierto o Descalzas

Todas estas opciones se pueden implementar en los pozos UBD. El uso de revestimientos cementados en un pozo perforado bajo balance no se recomienda en caso de que las ganancias en la productividad del reservorio se van a estabilizar.

El proceso de instalación

Independientemente del tipo de revestimiento en ejecución, el proceso de instalación para la completación y terminación de pozo es exactamente el mismo. Se asume que un tipo de empacador en la completación está instalado, ya que este es un elemento esencial para que una completación funcione de forma segura. El empacador de producción y el tubo de cola (esta puede proporcionar un medio para los tapones y otros dispositivos de control de flujo temporarios, mejorar las características hidráulicas de fondo de pozo, y proveer un punto de suspensión para los medidores de fondo de pozo y el equipo de monitoreo) son normalmente ejecutados y configurados en la tubería de perforación, con un dispositivo de aislamiento instalado en el tubo de cola. Si el pozo se mantiene en una condición de bajo balance, la presión del pozo normalmente requerirá el empacador de producción y del tubo de cola que son desplazados en el pozo contra la presión del pozo. No se recomienda el uso del equipo de ajuste de presión que funciona en pozos perforados bajo balance. Para esto las empacaduras recuperables de asentamiento mecánico de producción deben ser utilizadas.

La instalación de un revestimiento sólido

El uso de tubería sólida para el revestimiento no se diferencia de snubbing en la tubería de perforación o tubería de producción, este revestimiento se corre para cubrir zonas problemáticas y está sujeto a la zapata del revestimiento anterior. La zapata de revestimiento debe disponer de válvulas de retención para prevenir el flujo por el interior de la tubería. El revestimiento se corre normalmente con un empacador de producción, esto provee protección a la tubería de revestimiento al momento de ser desplazada al pozo y permite el uso de herramientas de control de flujo para controlar la producción. Una vez en el fondo, el colgador de liner y el empacador son configurados y el reservorio es ahora sellado. Si se requiere el aislamiento por zonas, las empacaduras externas ECPs (External Casing Packer) deben ejecutarse a intervalos predeterminados, las ECPs cumplirán la función de aislantes de zonas no productoras o zonas que producen muy poco. Una vez que el revestimiento está establecido, la tubería debe ser perforada para obtener flujo. Esto se puede lograr utilizando los procedimientos normales, pero se debe recordar que cualquier fluido utilizado debe mantener el estado de bajo balance.

La instalación de un liner ranurado o un sandscreen

Este tipo de revestimiento, con liner ranurado, es utilizado principalmente para el control de la producción de arena, esto depende directamente de la consolidación de este material, el liner ranurado actúa como un filtro de superficie entre la formación y el pozo. La principal desventaja de la corrida de un revestimiento ranurado o sandscreen, en un pozo perforado bajo balance, es que el aislamiento no es posible a través de la sección ranurada del revestimiento o filtro con los preventores de reventones (BOP). El uso de ranuras pre empacadas que pueden estar expuestas a daños físicos una vez que el revestimiento se instala en el

fondo del pozo no se considera seguro para las operaciones costa afuera, esto se debe a que la integridad de la presión de cada ranura tendría que ser probado antes de la corrida de cada junta, y esto no es factible.

El uso de tubería hermética especial (una sección corta de tubería lisa utilizada para separar o ensamblar los componentes especiales de un arreglo de terminación de pozos) en sandscreen añade más complicaciones a los procedimientos de instalación. La corrida de una tubería ranurada o filtro en un pozo vivo no se puede hacer de forma segura, ya que, incluso si están conectadas todas las ranuras del revestimiento, el potencial de una fuga es muy grande. La única manera de instalar un revestimiento ranurado en un pozo vivo es mediante el uso de un lubricador a lo largo del pozo y aislando el reservorio de fondo de pozo.

Hay métodos mecánicos de aislamiento de fondo de pozo que están disponibles, si es necesario ejecutar un revestimiento ranurado. El sistema de tapón puente, en revestimiento de operaciones bajo balance, es uno de los sistemas actualmente en el mercado. Este sistema permite un tapón recuperable que se encuentra en la última tubería de revestimiento. Este tapón de aislamiento se libera por una herramienta de recuperación que se adjunta a la parte inferior de la tubería ranurada. Esta herramienta de recuperación desasienta el tapón de aislamiento y luego atrapa el dispositivo de aislamiento o empacador. La acción de atrapar de la herramienta de recuperación garantiza que el tapón y la herramienta de recuperación permanezcan rígidos, y se puede correr a la profundidad total (TD) sin colgar en el agujero abierto. Tanto el empacador y la herramienta de recuperación están diseñados específicamente para ser liberados por el revestimiento. El procedimiento para la corrida de un revestimiento ranurada y la finalización en un pozo perforado bajo balance se describe en los siguientes diagramas (Fig. 4.18, 4.19, 4.20 y 4.21).

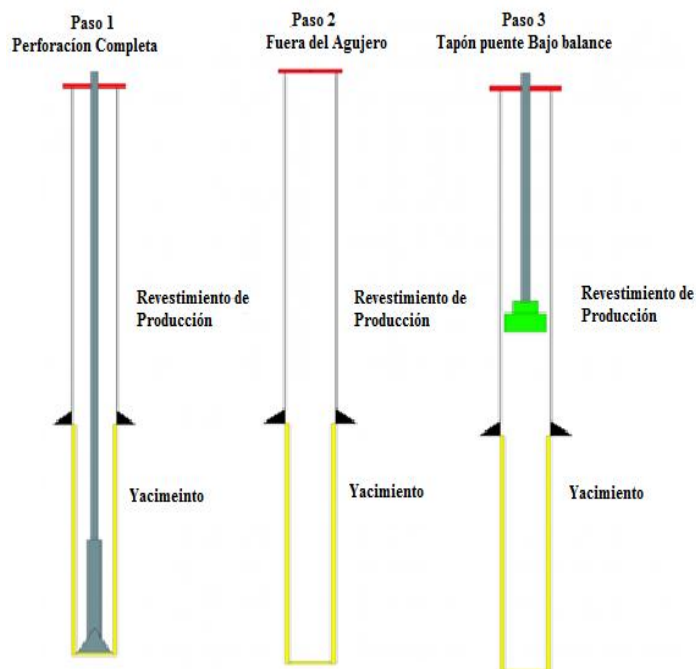


Figura 4.18.-El procedimiento para la corrida de un revestimiento ranurado y la finalización en un pozo perforado bajo balance.
Fuente: Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006)

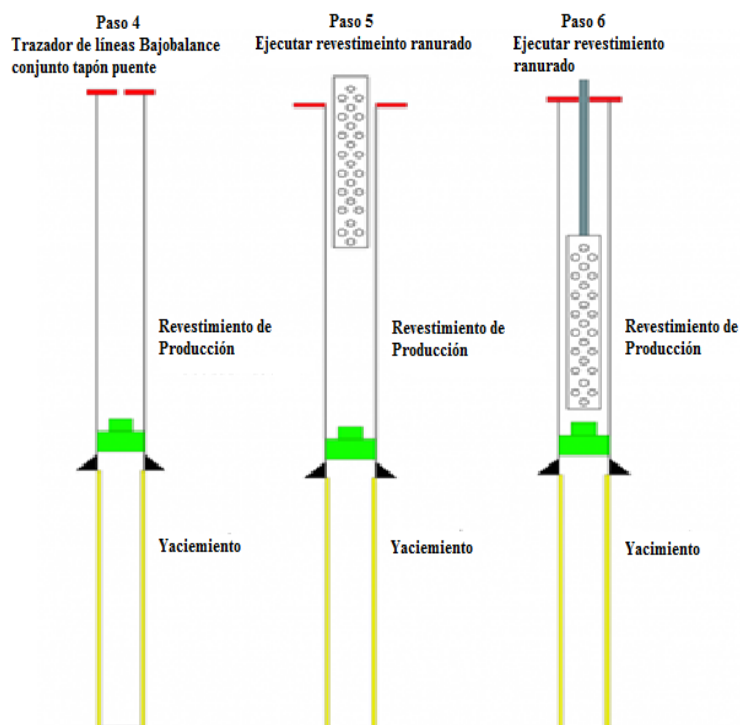


Figura. 4.19.-El procedimiento para la corrida de un revestimiento ranurada y la finalización en un pozo perforado bajo balance. (Continuación)
Fuente: Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006)

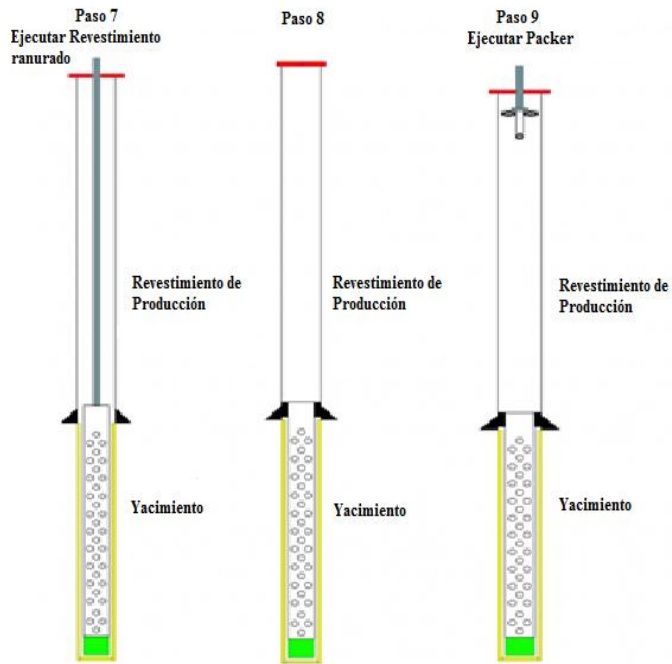
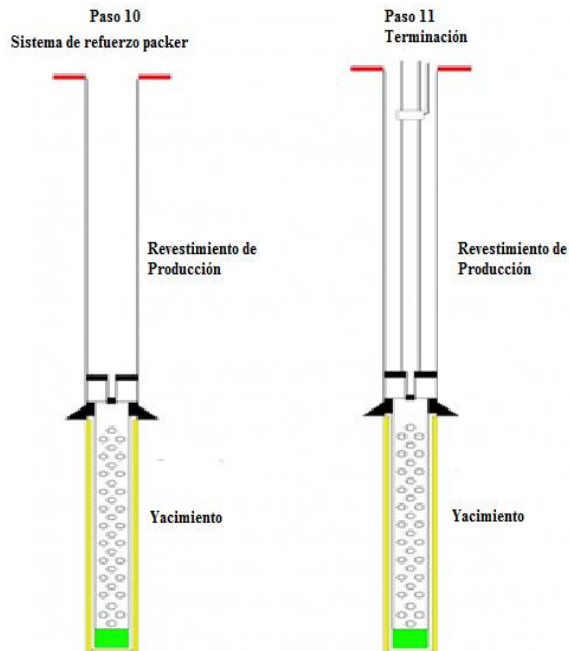


Figura. 4.20.-El procedimiento para la ejecución de un revestimiento ranurada y la finalización en un bajo balance pozo perforado. (Continuación)

Fuente: Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).



La figura. 4.21.-El procedimiento para la ejecución de un revestimiento ranurada y la finalización en un bajo balance pozo perforado. (Continuación)

Fuente: Introducción A La Perforación Bajo Balance, Weatherford (Enero Del 2006).

El funcionamiento de la terminación

El principal problema con el funcionamiento de la terminación de un pozo vivo es la instalación de la línea de control de la válvula de seguridad de fondo. Una vez que la línea está conectada, los BOPs ya no sellan alrededor de la tubería. El método más simple es aislar el reservorio antes de ejecutar la completación.

En el caso de la terminación, el empacador de producción con un tapón, instalada en el tubo de cola, es desplazado en el pozo vivo y el empacador de producción se encuentra en la sarta de perforación. El conjunto del empacador es lubricado en el pozo mediante la utilización del sistema snubbing de control de pozos.

Una vez que el empacador de producción se establece, la tubería de perforación se puede usar para bombear fluido de terminación para proporcionar una barrera adicional, que puede ser monitorizado si es necesario. La terminación es ahora dirigida convencionalmente.

El dispositivo de aislamiento en el tubo de cola se recupera durante la puesta en marcha en el pozo. Antes de retirar el dispositivo, el fluido debe ser desplazado fuera de la tubería de terminación. Esto se puede lograr con tubería flexible o con una camisa de deslizamiento, este dispositivo es utilizado en la terminación de pozos para proporcionar un trayecto de flujo entre el conducto de producción y el espacio anular. Una vez que la completación se ha instalado, el pozo está listo para la producción. No se requiere limpieza o estimulación en el caso de pozos perforados bajo balance.

CAPÍTULO V

5. Estudio económico del Proyecto

El costo de perforación es considerado uno de los principales componentes del costo de operación en la industria petrolera. La mejora de la tasa de penetración de la operación de perforación y reducir los problemas de perforación, como la adherencia diferencial de la tubería y pérdida de circulación, durante mucho tiempo han sido considerados una forma efectiva de disminuir los costos de perforación.

Ha habido muchos casos en que la perforación bajo balance ha sido un éxito espectacular en la prestación de valor añadido a los operadores que utilizan la tecnología. Estos ejemplos han sido altamente publicitados y han dado lugar, en cierto grado, a un rápido aumento de la popularidad de la tecnología. Por desgracia, también ha habido muchos casos en que los resultados de las operaciones de perforación bajo balance han tenido menos éxito, esto no es debido a una deficiencia en la tecnología básica de la perforación bajo balance, sino más bien se relaciona con la ejecución defectuosa o aplicación inadecuada de la tecnología UBD.

En este trabajo se analizarán varios casos de la perforación bajo balance que han sido publicitados, con la finalidad de conocer los diferentes beneficios que se han obtenido con el uso de la tecnología UBD, respecto al incremento de producción y la reducción de costo de operación.

5.1 Costos

Cuando se han llevado a cabo diferentes estudios económicos y se muestran los resultados, es importante la utilización de las definiciones existentes en términos de costos:

Costos Fijos

Los costos fijos son los que no resultan afectados por cambios en los

niveles de actividad en un intervalo factible de operaciones, en cuanto a la capacidad total o a la capacidad disponible. Por lo tanto los costos están sujetos a cambios, pero los costos fijos tienden a permanecer estables en un rango específico de condiciones de operación. Cuando ocurren cambios en la utilización de los recursos, o cuando entran en juego la expansión o la paralización de la planta, los costos fijos se afectarán.

Costos Variables

Los costos variables son aquellos que varían en proporción a la actividad de una empresa y se encuentran asociados con una operación cuyo total cambia, referentemente, con la cantidad de producción u otras medidas del nivel de actividad.

Costo Incremental o Ingreso Incremental

El costo incremental o ingreso incremental, es el costo que se agrega, y resulta del aumento de la producción de un sistema en una o más unidades. El costo incremental con frecuencia se relaciona con decisiones “se hace / no se hace” que implica un cambio mínimo en la producción o nivel de actividad.

Utilidad

Es la ganancia monetaria que se logra de una inversión en un determinado tiempo, siendo muy importante en el momento de considerar el desempeño de un proyecto dado. Dentro del análisis económico la utilidad se ve reflejada al finalizar el tiempo de recuperar la inversión.

Inversiones

La inversión nos permite mantener y aumentar la producción de Bienes de Consumo, por lo cual es necesario restablecer el stock de capital que se gasta en el proceso de producción, además de incrementar el mismo.

En la gran industria del petróleo se utiliza el término inversión de producción, ésta se realiza para mantener o incrementar la producción de petróleo.

Tiempo de recuperación de la inversión

Es el tiempo que requiere para recuperar el capital invertido al inicio de un proyecto. Se puede determinar como el tiempo de recuperación de la inversión que toma a la operación generar el suficiente flujo de efectivo para compensar o cubrir la inversión realizada por el empresario. El tiempo de recuperación de la inversión también es conocido con el nombre de periodo de recuperación.

El tiempo de restablecimiento es el que se necesita para restablecer el capital que se invirtió al inicio del proyecto.

5.2 Costos estimados para la perforación bajo balance UBD

Generalmente los costos asociados a la perforación obedecen a tres parámetros muy importantes:

- Costos diarios del equipo de perforación.
- Costos diarios de otros elementos, tales como combustibles, los revestimientos o tuberías.
- Tiempo empleado en la perforación del pozo.

En la perforación de pozos petroleros los costos son expresados, en ocasiones, en términos de unidad monetaria por día o unidad monetaria por metro o pie; lo habitual es que las compañías perforadoras operen en base a costos diarios.

Por medio de la siguiente ecuación se puede obtener el costo unitario de perforación C_p en U\$S por metro:

$$C_p = \frac{C_t + C_e (t_r + t_n + t_v)}{D}$$

Dónde:

C_e : Costos operativos fijos del equipo de perforación (U\$\$/hora)

C_t : Costo del trépano (U\$\$)

t_r : Tiempo total de rotación (horas)

t_n : Tiempo total de no rotación (horas)

t_v : Tiempo de viaje o round trip (horas)

D : Profundidad perforada con el trépano (metros)

Gastos de alquiler de Equipos. El costo del alquiler del equipo de perforación bajo balance con mano de obra, está alrededor de 31.000 USD diario. El costo del alquiler del equipo por pie perforado está dado por la expresión:

$$C_e = \frac{\text{Costos diarios del equipo}}{\text{Rata de penetración}}$$

$$C_e = \frac{USD}{ft}$$

Costos de la Broca. El valor promedio de la broca PDC con 3 jet de 12(in), es de 5800 USD por broca. El costo del alquiler por equipo por pie perforado está dado por la expresión:

$$CB = \frac{\text{Valor de la broca}}{\text{Pie perforado/Broca}}$$

$$CB = \frac{USD}{ft}$$

Los costos estimados con el uso de la aplicación de la tecnología de la perforación bajo balance, se enumeran en la **tabla 5.1**

COSTO DE DISEÑO DE EQUIPO DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE				
EQUIPO	Unidad	Costo unidad (US\$)	Valor/día (US\$)	Valor Total (US\$)
Cabezal de pozo	2	5600	11200	44800
Válvulas HCR - 5000 psi	2	400	800	3200
Supervisor General	1	1350	1350	5400
Supervisor Compresión- Separación	2	1000	2000	8000
Operadores Generales	4	800	3200	12800
Operador RCD	1	1600	1600	6400
Rubber	4	2000	2000	8000
Bowl Gasket	1	100	100	400
Coffee Pot	1	100	100	400
Ring Gasket	1	200	200	800
Ring Rag	1	150	150	600
Diesel utilizado (Galones)	5357	3,135	4200	16800
Choke Manifold	1	1500	1500	6000
Separador ANSI ISO 3 fases	1	1000	1000	4000
Cabina oficina	1	150	150	600
Compresores Aire	2	1150	2300	9200
NPU	1	4000	4000	16000
Booster	2	1500	3000	12000
Tubería 2" 15.02 Para inyección	1	250	250	1000
Mix Pomp	1	1200	1200	4800
Taladro (alquiler/día)	1	25000	25000	300000
Tank ACPM 5000 Gal	2	100	200	800
TOTAL(US\$)				
462000				

Tabla 5.1: Costo de diseño de equipo de Perforación Bajo Balance
Fuente: Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Bajo balance Aplicada al Campo Escuela Colorado (Bucaramanga, 2008).

5.3 Casos Estudiados

En esta sección, se analizarán cuatro casos de estudio, en donde fue utilizada la aplicación de la perforación bajo balance en campos maduros, con el objetivo de reducir los problemas asociados con la perforación y a su vez los costos de operación.

Caso 1:

Este caso de estudio se dio en el campo de petróleo "UBD-1", donde fueron evidentes los ahorros de costos de perforación, con la aplicación de la perforación bajo balance.

El yacimiento, objetivo de este pozo, fue la formación "A"; la formación era fracturada carbonatada. El mecanismo de accionamiento del reservorio era capa de gas. Las cadenas de lutitas no se esperaban en esta formación. La presión y temperatura esperada del yacimiento fue de 2.622 psi y 141 ° F, respectivamente. El fluido del yacimiento era petróleo con una gravedad API de 25 °, GOR 564 SCF / STB, y la concentración de H₂S de 240 ppm. La permeabilidad del yacimiento era 0,1-1000 md con una porosidad de 9%. El pozo fue perforado desde 9-5 / 8 in profundidad de la zapata a una profundidad total de 2.938 m. MD (2.567 m. TVD), Fig. 5.22.

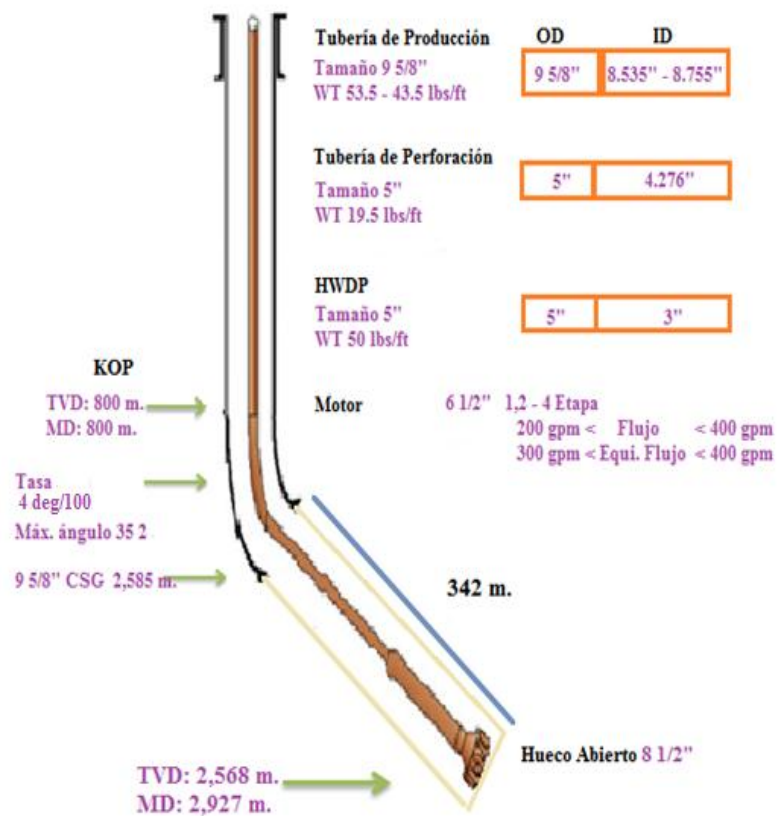


Figura 5.22.- Diagrama del perfil del pozo.
 Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Los objetivos principales de este proyecto de perforación bajo balance fueron: minimizar el daño de formación inducida por la perforación; eliminar las pérdidas de fluidos de perforación; y, mejorar el rendimiento de perforación. La selección del fluido de perforación fue una de las decisiones más importantes en la planificación de un pozo de bajo balance. El nitrógeno fue seleccionado como el gas de inyección debido a su carácter inerte, la disponibilidad económica y la idoneidad para este proyecto específico de perforación bajo balance.

El comportamiento de flujo multifásico en el pozo, durante la perforación bajo balance, fue muy complejo. La respuesta de las condiciones de fondo de pozo a los cambios en diversos parámetros de flujo debe caracterizarse antes del comienzo de las operaciones de perforación bajo balance, con el fin de maximizar las posibilidades de éxito.

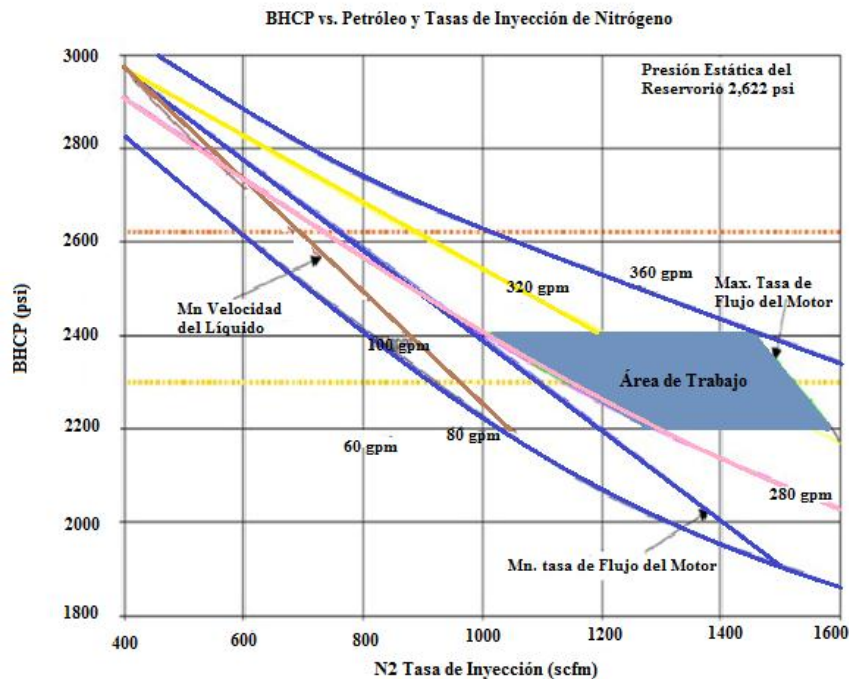


Figura 5.23.- Área de operación con las diferentes presiones de fondo de pozo

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

La Figura 5.23, contiene una gráfica de las presiones de fondo de pozo de circulación inducidos por una variedad de las tasas de nitrógeno y las tasas de inyección de petróleo crudo nativo de este campo. La parte sombreada de color azul se conoce como la envolvente de operación. También se representa en la envolvente de operación, las diversas limitaciones que deben cumplirse durante las operaciones de perforación bajo balance. La gama de caudales que satisfacen todas las restricciones, define la región de funcionamiento aceptable. Una reducción mínima de 200 psi en la broca fue requerida para garantizar las condiciones de bajo balance adecuado en el pozo.

La perforación bajo balance UBD en este pozo experimentó algunos problemas logísticos y de puesta en marcha asociados con una curva de aprendizaje, siendo esta la primera operación de este tipo en este caso de estudio. A pesar de los problemas encontrados en este pozo, el siguiente comportamiento se había logrado: perforando a 308 m., de profundidad

total pozo abierto, no se encontraba ninguna pérdida de circulación durante la perforación, la tecnología UBD fue implementado con éxito.

El análisis de datos

El siguiente análisis se lleva a cabo sobre la base de algunos pozos perforados bajo balance en este campo de estudio. Como se ha mencionado, una de las principales ventajas de la técnica de perforación bajo balance es aumentar la tasa de penetración en comparación con las técnicas de perforación sobre balance.

La tabla 5.2 muestra los datos grabados que fueron recogidos de casos de perforación bajo balance de éxito en los que se utilizó el lodo aireado como fluido base para perforar secciones de yacimiento de arenisca.

Yacimiento de arenisca		
Número de Pozos	ROP Sobre balance (ft / h)	ROP Bajo balance (ft / h)
1	10.4	19.5
2	10.4	17.6
3	19.3	22.5
4	19.5	22.3
5	13.5	45
6	17	26.6

***Tabla 5.2: Comparación de la ROP en casos sobre y bajo balance.
Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.***

La tabla muestra que hay un aumento en ROP en todos los casos que fueron perforados mediante técnicas de bajo balance, la tendencia normal incluye que el aumento de la ROP es el resultado de una disminución en la presión hidrostática del fluido de perforación en comparación con la

presión de la formación perforado por UBD, como se muestra en la figura 5.24.

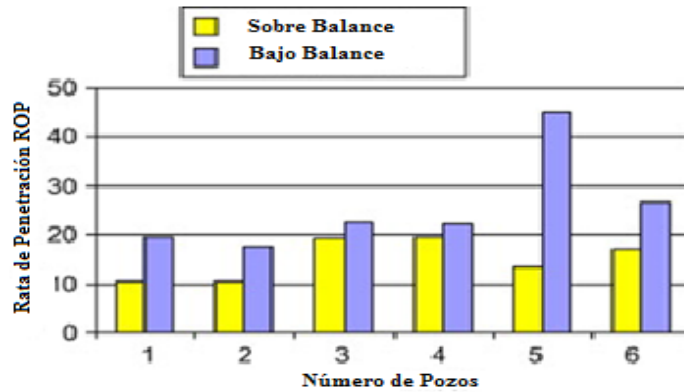


Figura 5.24.- Comparación entre la ROP en los casos de perforación sobre y bajo balance.

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

En este campo de estudio, el aumento de la ROP con la perforación bajo balance dio satisfactorios resultados, ya que con un mayor ROP los pozos fueron perforados en menor tiempo, reduciendo así los costos de perforación por día.

La tabla 5.3 destaca el ahorro total por día de los costos de los equipos de perforación convencional versus la perforación de pozos de bajo balance en este campo de estudio. Es evidente que se obtuvieron grandes ahorros en el costo de perforación.

Pozos	Verdadero Costo		Costo Limpio		D (ft)
	Días	K \$	Días	K \$	
Agujero de 8 1/2" - Convencional					
1	27	1171	27	1171	10657
2	25.7	1146.3	24.4	1114	9839
3	30.4	2125.3	21.6	1771.9	11611
4	19.3	1360.1	17.6	1230.8	6560
5	31.9	2215.7	16.7	1629.3	11654

6	23.3	1058.5	22.4	1035	8175
7	31.4	1385.1	23	1005.6	10682
8	21.6	1241.5	17.8	989.9	7042
9	20.7	899.1	17.2	667.4	6643
10	34.1	1551.6	30.3	1300.1	12157
Promedio	26.5	1415.4	21.8	1191.5	9502
<i>Agujero de 8 1/2" - Bajo Balance</i>					
1	20.5	1652	14.8	1395.6	5736
2	19	1458	13.7	1243.5	4024
3	21.2	1998.6	16.5	1541.5	6903
4	17.8	1193.6	15.7	728	3894
5	12.9	597	12.2	553.9	2992
Promedio	18.3	1379.8	14.6	1092.5	4709.8

Tabla 5.3: Ahorro total por día de los costos de los equipos de perforación convencional versus la perforación de pozos de bajo balance.
Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

El ahorro de los costos oscilaron entre \$ 90.000 y \$ 110.000 para la sección de pozo de 8-1 / 2 pulg. Un total de, aproximadamente, \$ 1,400000 se ha economizado (perforación solamente) y alrededor de \$ 1,000000 (general), para los cinco pozos perforados con la tecnología de perforación bajo balance.

Metodología – Casos 2, 3 y 4

La determinación de los resultados económicos globales de ambas técnicas convencionales y de bajo balance requiere una producción prevista para extrapolar los datos de producción.

Todos los análisis se basaron solo en los datos de producción porque las presiones fluyentes no estaban disponibles. Por lo tanto, el análisis de curvas de declinación Arps 'fue elegido como el método de pronóstico.

El análisis de las curvas de declinación Arps 'sólo es válida durante los límites dominado por las condiciones de flujo, por lo que se requiere una prueba para determinar si esto es cierto para todos los pozos analizados. Las curvas de tipo Fetkovich proporcionan la funcionalidad del diagnóstico para confirmar los límites dominados por condiciones de flujo, lo que confirma que el análisis de las curvas Arps 'es válido.

Por lo tanto, se utilizaron las curvas de tipo Fetkovich para confirmar que todos los pozos examinados en este análisis fueron de límites dominados por las condiciones de flujo. A continuación, el pronóstico se ha generado utilizando métodos Arps'.

Después se generaron los pronósticos de producción, se realizaron análisis de flujo de caja descontado para generar indicadores económicos de la comparación de técnicas convencionales y de bajo balance, como el valor actual neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Para simplificar, todas las comparaciones se basan en los flujos de efectivo antes de impuestos y regalías.

Caso 2:

Los siguientes casos de estudios presentan los resultados de las campañas en las que los pozos horizontales bajo balance superaron la compensación de los productores convencionales.

La formación "B", en el campo de "UBD 2". La formación carbonatada "B" en la zona inferior a una profundidad de 2450 m., era el objetivo principal en este caso de estudio. Las principales propiedades del yacimiento son los siguientes:

- Profundidad de 2450 m.

- La permeabilidad de 0,1 a 5,0 mD
- Porosidad 6 a 12%
- Saturación de agua inicial 11 a 30%
- Espesor Neto 8,7-32,8 m.
- Presión inicial 12,3-21,6 MPa

Este campo comenzó a producir en 1967, con una serie de compañías petroleras involucradas en su desarrollo temprano. La explotación inicial del campo implicaba la perforación vertical de pozos sobre balance y la posterior fracturación hidráulica de la formación "B", para optimizar la producción. A principios de 1990, los operadores comenzaron a aplicar una combinación de actividad sísmica tridimensional, complementada por la perforación horizontal sobre balance para maximizar la producción de "B".

Sin embargo, una compañía petrolera encontró que "las aplicaciones de pozos horizontales sobre balance indicaron eventuales mejoras sobre pozos verticales" y que "los intentos posteriores de estimulación de pozos horizontales han demostrado ser ineficaces".

Por lo tanto, la compañía petrolera, mediante estudios realizados, llegó a la conclusión que la aplicación de la tecnología de perforación bajo balance UBD podría ser una mejor opción para este reservorio. Esta compañía perforó su primer pozo, a condiciones bajo balance en este reservorio, en el año de 1996, y pronto fue seguido por otros operadores de la zona.

Los pozos horizontales a condiciones bajo balance aumentaron la producción inicial en un promedio del 24% y se prevé recuperar, aproximadamente, 32% más de hidrocarburos en un período de 10 años.

Los análisis económicos se realizaron en las previsiones de producción. La tabla 5.4 muestra los resultados promedio en los casos de bajo balance y convencionales.

Tabla 5.4 Formación "B" Análisis promedio de Resultados		
	Convencional	Bajo balance
Costo del pozo	\$ 2.500.000	\$ 2.5 millones
EUR (10 ⁶ m ³)	176,2	226,7
VAN	\$ 1.2870982	18.033.106 dólares
TIR	127%	206%
Período de pago	16,1 meses	9,4 meses

Tabla 5.4: Formación "B" Análisis promedio de Resultados.
Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Aunque los costos de los pozos fueron similares entre los pozos horizontales estimulados y los pozos horizontales bajo balance, estos últimos predicen recuperar aproximadamente 29% más de hidrocarburo por pozo y tener una mejora del 40% en el VAN. En los pozos de bajo balance también se aspire mejorar la TIR en un 62% y reducir el plazo de pago en un 42%.

Caso 3:

La formación "C" en las llanuras de campo "UBD 3". La formación "C" en este campo es una arenisca del Cretácico inferior. La formación "C" fue perforada verticalmente y fracturada hidráulicamente. En 1999 y 2000, un operador independiente de petróleo y gas, llevó a cabo un programa de cinco pozos a condiciones bajo balance UBD en este campo en un área de 5 x 16 km. Las principales propiedades del yacimiento en general son los siguientes:

- Profundidad 1,280 m

- Permeabilidad 0,1 a 1,2 mD
- Porosidad 12 a 27%
- Saturación de agua inicial 32-64%
- Espesor neto 1,7 a 23,5 m
- Presión inicial 5.4 a 8.7 MPa

Los pozos horizontales bajo balance aumentaron la producción inicial en un promedio de 118%, y se proyectan para recuperar aproximadamente un 43% más de hidrocarburos en un período de 10 años.

Los análisis económicos se realizaron sobre los pronósticos de producción. La Tabla 5.5 presenta los resultados promedio en los casos de bajo balance y convencionales.

Tabla 5.5 Formación "C" Análisis promedio de Resultados		
	Convencional	Bajo balance
Costo del pozo	\$755,000	\$950,000
EUR (10 ⁶ m ³)	22.5	25.0
VAN	\$1,862,763	\$2,821,906
TIR	117%	250%
Período de pago	11,7 meses	9,25 meses

Tabla 5.5: Resultados promedio en los casos de bajo balance y convencionales.

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Los pozos bajo balance se predicen para mejorar la recuperación por pozo en un 11%. Aunque los pozos de bajo balance aumentaron el costo promedio por pozo en un 26%, el VAN y TIR se incrementaron en un 52% y 113%, respectivamente, y el período de pago se redujo en un 21%.

Caso 4:

La formación "D" en el campo "UBD 4", esta formación es uno de los

primeros carboníferos, de piedra caliza limpia.

El desarrollo típico de la formación “D” era a través de pozos perforados verticalmente, que fueron estimuladas por la acidificación, fracturamiento hidráulico o ácido. Un programa de siete pozos horizontales bajo balance se llevó a cabo en 1997. Las principales propiedades del yacimiento en general son las siguientes:

- Profundidad 1,740 m
- Permeabilidad 0,25-5 mD
- Porosidad 4,5 a 11%
- Saturación de agua inicial de 20 a 30%
- Espesor neto 1.7 a 10.3m
- Presión inicial 3 a 12 MPa

Los pozos horizontales bajo balance aumentaron la producción inicial en un promedio de 238%, y se proyectan para recuperar aproximadamente un 138% más de hidrocarburo, en un período de 10 años.

Los análisis económicos se realizaron en las previsiones de producción. La Tabla 5.6 presenta los resultados promedio en los casos de bajo balance y convencionales.

Tabla 5.6 La Formación “D” Análisis promedio de Resultados		
	Convencional	Bajo balance
Costo del pozo	\$ 950,000	\$ 1,500,000
EUR (10 ⁶ m ³)	43,5	112,9
VAN	\$ 3,769,884	\$ 10.056.993
TIR	121%	313%
Período de pago	13,9 meses	9,6 meses

Tabla5.6: Resultados promedio en los casos de bajo balance y convencionales.

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

CAPÍTULO VI

Conclusiones

La tecnología de perforación bajo balance, planificada y aplicada correctamente puede resolver los problemas de daño de la formación, la pérdida de circulación y aumentar las tasas de penetración. La capacidad para investigar y caracterizar el reservorio durante la perforación, es otro beneficio importante de la perforación bajo balance. Con base en el análisis de los casos reales estudiados durante la investigación, las siguientes conclusiones se podrían citar:

- La técnica de perforación bajo balance, es una técnica muy útil, especialmente cuando es aplicada en la sección del reservorio, se evita el daño de formación, aumenta la ROP, aumenta la productividad del yacimiento y reduce el costo del pozo.
- La selección de candidatos es el primer paso en el diseño de una operación de perforación bajo balance exitosa. Aunque UBD tiene muchas ventajas, no es una solución para todos los campos o los problemas de perforación. La mala selección y planificación se traducirían en una mala aplicación de la tecnología, y posiblemente el fracaso económico.
- La selección adecuada del pozo candidato es de suma importancia cuando se considera la aplicación de UBD para el desarrollo del campo. UBD no es aplicable a todos los reservorios. Las técnicas convencionales (sobre balance) pueden superar a UBD en algunos yacimientos, esto se debe a que la selección de candidato no era apropiado para la perforación bajo balance o que las técnicas operativas empleadas resultarán en daños a la formación, perjudicando así la viabilidad económica de la técnica UBD.

- Si un determinado reservorio ha sido seleccionado como candidato adecuado para UBD horizontal, las técnicas apropiadas deben ser utilizadas durante las operaciones de perforación y terminación para lograr el objetivo de reducir los problemas encontrados en perforación y costos de perforación.

- La perforación de pozos horizontales bajo balance es una tecnología probada, que puede producir significativamente mayor valor económico que las operaciones de perforación convencionales en escenarios de desarrollo de yacimientos maduros seleccionados.

- Mediante el estudio realizado en este proyecto de investigación, podemos concluir que la tecnología de perforación bajo balance podría ser una alternativa para el aumento de la producción de los pozos petroleros en la Península de Santa Elena “Campo Ancón”; ya que este es un campo maduro con bajas presiones donde estas características hacen favorable la aplicación de esta técnica con respecto a las ventajas que esta ofrece.

Recomendaciones

- La perforación bajo balance, para los candidatos seleccionados, cuando la posibilidad de daño a la formación es significativa en la perforación convencional.
- El uso de la tecnología de perforación bajo balance en campos maduros. El tiempo no productivo es un factor muy importante, en cuanto a la economía de cualquier operación de yacimientos de petróleo. La formación donde se presentan problemas de pérdida de circulación y la posibilidad de pega de tubería, los aumentos del TNP. A veces, los problemas son de gran medida que pueden resultar en significativos costos de operación. Se recomienda la perforación bajo balance para este tipo de campos problemáticos por la consideración económica.
- La perforación en una zona de alta presión inesperada puede causar problemas con respecto a la capacidad de los equipos de superficie y el riesgo de arruinar los beneficios obtenidos con la perforación bajo balance en una parte de baja presión del pozo. Para estar preparado para una situación como esta, en el peor de los casos, deben ser simulados en la fase de planificación y la selección de equipos adecuados, para que tenga un margen de seguridad si se perfora una zona de alta presión inesperada.
- El sistema de fluido recomendado es un fluido de muy baja densidad para lograr el máximo bajo balance, dentro de los criterios de estabilidad pozo.
- En el “campo Ancón” se recomienda un estudio económico viable en la tecnología bajo balance, en cuanto a los costos estimados en la perforación, ya que esta presenta una mayor inversión en relación a la perforación convencional con la finalidad de generar

una buena rentabilidad, determinando los beneficios de perforar nuevos pozos en el campo antes mencionado.

Glosario

Anillos de lodo

La formación cuando es contactada con agua o por aceite, con los cortes de perforación se puede crear un “lodo”, el cual por una mala limpieza del pozo, se asientan contra un lado del pozo. Así tiende a crear anillos de lodo que se van agrandando y restringen la circulación de aire, aumentando la presión con el riesgo de incendio dentro del pozo y pega de tubería. Los anillos de lodo pueden eliminarse agregando detergentes al fluido de perforación.

Campos maduros

Los campos maduros son zonas petroleras que han sido explotadas por más de 30 años. Durante ese tiempo, los reservorios han disminuido energía y eso reduce la extracción de petróleo. Para sostener o aumentar la producción se deben aplicar diversas tecnologías.

Caolinita

Un tipo de mineral de arcilla del grupo del caolín, que se forma a través de la meteorización del feldespato y de los minerales del grupo de las micas. A diferencia de ciertos minerales de arcilla, como la montmorillonita, la caolinita no tiende a contraerse o a dilatarse con los cambios producidos en el contenido de agua.

Conificación de agua

Se presenta cuando se produce un cambio en los perfiles de los contactos agua/petróleo o gas/agua como resultado de las caídas de presión durante la producción. La conificación se da en los pozos verticales o

ligeramente desviados y puede ser afectada por las características de los fluidos implicados y la vinculación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical.

Conificación de gas

La conificación se presenta cuando se produce un cambio en el perfil de los contactos gas/petróleo como resultado de las caídas de presión durante la producción. Se da en los pozos verticales o ligeramente desviados y puede ser afectada por las características de los fluidos implicados y la vinculación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical.

Curvas de Declinación Arps

El estudio de declinación de las curvas Arps provee una variedad de resultado incluyendo las relaciones de tasas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica que son usadas actualmente para el análisis empírico de curvas de declinación debido a la simplicidad y consistencia de su aproximación empírica, las relaciones de Arps son tomadas como punto de referencia en la industria para el análisis e interpretación de los datos de producción.

Curvas Tipo Fetkovich

Estas curvas permiten estimar la tasa y tipo de declinación, además de las propiedades del yacimiento mismo a partir de la información de la producción.

Fetkovich desarrollo monogramas que permiten correlacionar la tasa de producción (expresada como flujo adimensional) versus tiempo (también adimensional) para diferentes sistemas de flujos y presiones, para

yacimientos de petróleo con empuje por gas en solución y para yacimientos de gas.

Daño de Formación

El daño es el resultado de una reducción en la permeabilidad y el impedimento al flujo de fluidos adyacentes al pozo en el interior de la formación.

Defloculante

Un diluyente utilizado para reducir la viscosidad o evitar la floculación, incorrectamente llamado "dispersante". La mayoría de los defloculantes son polímeros aniónicos de bajo peso molecular que neutralizan las cargas positivas en los bordes de las arcillas. Algunos ejemplos incluyen los polifosfatos, los lignosulfonatos, el quebracho y diversos polímeros sintéticos solubles en agua.

Detritos

Cualquier elemento presente en el pozo cuya presencia en él no corresponde. El término se reserva generalmente para trozos pequeños de acero, tales como herramientas manuales, piezas pequeñas, boquillas de barrenas, piezas de barrenas u otras herramientas de fondo de pozo, y restos de las operaciones de fresado.

Emulsión

La emulsión es una dispersión de un líquido inmiscible en otro por medio del uso de una sustancia química que disminuye la tensión interfacial entre los dos líquidos para conseguir estabilidad.

Esmectita

Un grupo de minerales de arcilla que incluye a la montmorillonita. Este tipo de mineral tiende a dilatarse si se expone al agua. La bentonita incluye los minerales del grupo de las esmectitas.

Falla

Se denomina falla a una detención o superficie laminar real en una roca débil a lo largo de la cual hay un desplazamiento evidente. Esto depende del curso relativo que toma el desplazamiento entre las rocas, o bloques de fallas, a ambos lados de la falla, su movimiento se especifica como directo (o normal), inverso o de desplazamiento de rumbo.

Flujo cruzado

Es el flujo de fluidos del reservorio entre una zona y otra. El flujo cruzado puede dar lugar cuando un episodio de pérdida de circulación es seguido por un episodio de control de pozo. El fluido del reservorio de mayor presión fluye hacia fuera de la formación, se traslada a lo largo del pozo hasta una formación de presión más baja, y luego penetra en esa formación de presión más baja.

Gilsonita

Un nombre genérico utilizado ampliamente para una resina carbonosa negra y lustrosa clasificada como una asfaltita. Su nombre correcto es uintaíta y se encuentra en Utah, EUA. Una característica importante de la gilsonita es la temperatura de su punto de ablandamiento. En los lodos a base de aceite se utiliza como agente para controlar la pérdida de fluido. Por ser un hidrocarburo es naturalmente mojada por el petróleo. En los lodos a base de agua se utiliza como aditivo para estabilización de lutitas

y es difícil de evaluar a menos que se ensaye en su punto de ablandamiento o en un punto superior. Como hidrocarburo, el polvo debe ser acoplado a agua utilizando un glicol o un mojado de agua similar.

Imbibición

El proceso de absorción de una fase mojante en una roca porosa se llama imbibición. Esta es importante en un reservorio que produce por mecanismos de empuje de agua porque puede beneficiar u obstaculizar el movimiento del agua, perjudicando el barrido areal.

Intumescentes

Cuando hablamos de intumescencia nos referimos cuando los suelos arcillosos absorben agua, en consecuencia a esto tendremos un aumento de volumen: esto sería el fenómeno contrario a la contracción.

LCM

Material sólido introducido de manera intencional en un sistema de lodo para reducir y finalmente impedir el flujo del fluido de perforación dentro de una formación débil, fracturada o vacuolar. En general, este material es de naturaleza fibrosa o en forma de placa, ya que los proveedores intentan diseñar lechadas que obturen y sellen las zonas de pérdida. Además, los materiales populares para pérdida de circulación son productos de desecho de bajo costo de las industrias de elaboración de alimentos y fabricación química. Ejemplos de materiales para pérdida de circulación son el celofán, las cáscaras de nuez, el carbonato de calcio, las fibras vegetales, las cáscaras de semillas de algodón, el caucho molido y los materiales poliméricos.

Lodo inhibidor

Un lodo que tiene la finalidad de lentificar o detener la hidratación, hinchamiento y desintegración de las lutitas. Algunos tipos de lodo han sido clasificados como "lodos inhibitorios".

Ósmosis

Se denomina ósmosis a un fenómeno físico vinculado con el movimiento de un solvente a través de una membrana semipermeable.

Perforación Bajo Balance

La Perforación bajo Balance consiste en una técnica utilizada para la perforación del pozo manteniendo la presión hidrostática del lodo de perforación por debajo de la presión del reservorio.

Perforación Sobre Balance

La Perforación sobre Balance consiste en perforar el pozo manteniendo la presión hidrostática del fluido de perforación por encima de la presión del reservorio.

Potencial de hidrogeno PH

El potencial hidrogeno pH es una medición de la acidez o alcalinidad de una disolución. El pH muestra la concentración de iones hidronio $[H_3O]^+$ presentes en definidas disoluciones.

Porosidad Vugular

Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la solución o fractura (artificial o

natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita). La porosidad secundaria es el resultado de un proceso geológico que tomó lugar después de la depositación de los sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa de la forma de las partículas sedimentarias originales.

Prueba de compatibilidad de fluidos

Es la prueba o serie de pruebas que se realizan para comprobar que no se formen reacciones no deseadas con un fluido específico. El proceso de prueba puede incorporar comprobaciones de compatibilidad con otros fluidos de tratamiento, fluidos del pozo, fluidos del yacimiento y la formación. En casos extremos, la mezcla de fluidos aparentemente benignos puede crear reacciones significativas que pueden dañar la permeabilidad del reservorio de forma continua.

Presión de colapso

Es la presión en donde una tubería, o recipiente, se alteraría de manera grave como resultado de la presión diferencial que interviene desde fuera hacia dentro del recipiente o tubería.

Presión de poro

Es la presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar.

Presión hidrostática

La presión hidrostática es la fuerza por unidad de área creada por una columna de fluido. En las unidades de campos petroleros de EUA, esta

fuerza se calcula empleando la ecuación: $P = MW * Profundidad * 0,052$, donde MW es la densidad del fluido de perforación en libras por galón; Profundidad es la profundidad vertical verdadera o la "altura", en pies; y, 0,052 es un factor de conversión de unidades elegido de modo que P se expresa en unidades de libras por pulgadas cuadradas (psi).

Prueba CVD (Constant Volumen Depletion)

Básicamente se trata de un conjunto de expansiones y desplazamientos manteniendo la presión constante de la mezcla de forma que el volumen de gas y el del líquido en la celda sea constante al terminar cada desplazamiento. Al gas que es removido isobáricamente se le determina el volumen y la composición en un laboratorio, además para cada presión se calcula el volumen de líquido depositado en el fondo de la celda, el factor de compresibilidad del gas retirado y el de la mezcla bifásica que va quedando.

Reología

La reología es el conocimiento y el análisis de la deformación y el flujo de la materia. La expresión también se emplea para señalar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los lodos. La reología es una propiedad de suma importancia en los lodos de perforación, los fluidos de perforación de yacimiento, los fluidos de reacondicionamiento y terminación, los cementos y los fluidos y píldoras especializados.

Salmuera

Es agua que contiene sales en solución, tales como sodio, calcio o bromuros. La salmuera se crea frecuentemente junto con el petróleo in situ. La desintegración de la salmuera del campo de petróleo se consigue,

en general, por medio de la inyección subterránea en formaciones saturadas de agua salina o por evaporación en piletas superficiales.

Sidetrack (perforar un pozo de re-entrada)

El sidetrack consiste en perforar un pozo secundario lejos del pozo original. Una operación de desviación de la trayectoria de un pozo puede ser ejecutada de modo intencional o puede ocurrir accidentalmente.

Surfactantes

Se denomina surfactantes a una sustancia química que se adsorbe, preferencialmente, en una interfaz, reduciendo la tensión superficial o interfacial entre los fluidos, o entre un fluido y un sólido. Esta palabra engloba una cantidad de materiales que actúan como emulsionantes, dispersantes, mojantes del petróleo, mojantes del agua, espumantes y antiespumantes.

Anexo I

En esta sección es un resumen de los 20 casos de otros campos en todo el mundo se dan con una breve discusión acerca de sus objetivos, problemas y resultado.

El siguiente análisis se lleva a cabo sobre la base de algunos pozos perforados reales bajo balance en todo el mundo. Como se ha mencionado antes, la principal ventaja de las técnicas de perforación bajo balance es aumentar la tasa de penetración en comparación con las técnicas de perforación sobre balance.

Tabla 6.1: Resumen de los 20 casos de otros campos en todo el mundo.

Información	Objetivo (s)	Resultados
Área de SE (US) - Caso 1		
Ubicación	Área SE de (EE.UU.)	Mejorar la tasa de producción mediante la eliminación de daños a la formación.
Formación	Carbonatos de las formaciones Smackover y Norphlet	La tasa de producción aumentó de 6 MMpcd a 24 MMpcd.
Profundidad	18.300 ft TVD	Reducir / eliminar las pérdidas de líquido para acelerar así la limpieza del pozo.
Presión de poro	2700 psi	Entorno operativo hostil (H ₂ S y 350 ° F BHT) perforado de forma segura utilizando técnicas de UBS (no hay Incidencias QHSE).
Tipo de pozo	Nuevo perforado verticalmente	
Tamaño del agujero	6-1 / 2 in	

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Caso 2 - Zona Panhandle de Texas			
Ubicación	Panhandle de Texas	Retirar incrustaciones de sulfato de bario del revestimiento /de perforación para restaurar la producción.	El aumento de las tasas de producción de Gas de 800 mil pies cúbicos a más de 5.000 Mpcd.
Formación	Formación Hunton compuesta de caliza		
Profundidad	± 22.000 ft TVD	Evitar pérdidas de líquido a la formación.	Corrosión tubular minimizada en presencia de CO ₂ y H ₂ S.
Presión de poro	1100 psi, + 380 °F		
Tipo de pozo	Verticales para operaciones de limpieza	Llevar los recortes metálicos de nuevo a la superficie.	
Tamaño del agujero	3-1 / 16 in.		
Caso 3 - Zona Panhandle de Texas			
Ubicación	Panhandle de Texas	Perforación con niebla a 400 pulgada. Nuevo agujero para eliminar el daño de Formación.	Intervalo objetivo perforado con éxito en menos días de lo previsto.
Formación	Formación Hunton compuesta de caliza		
Profundidad	19.322 ft TVD / 19.700 ft MD	Reducir al mínimo la corrosión mediante la aplicación efectiva del programa de corrosión.	El proyecto costo 1.000.000 de dólares menos de lo presupuestado.
Presión de poro	800-1000 psi		Las tasas de producción de gas sustancialmente más alto que los pozos perforados previamente en el mismo campo.
Tipo de pozo	De re-entrada Horizontal	Captura de datos en tiempo real del flujo y de la presión en la superficie.	
Tamaño del agujero	4-3 / 4 in.		

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Caso 4 – Zona de West Texas (Condado de Pecos)			
Ubicación	West Texas (Condado de Pecos)	Sidetrack y perforación de la sección lateral de un yacimiento de gas severamente agotado.	Manteniendo un entorno de bajo balance a una profundidad de 550 psi del yacimiento utilizando técnicas UBS.
Formación	La formación Ellenburger		
Profundidad	13.100 ft a 14.100 ft TVD	Minimizar las pérdidas de fluidos y atascamiento diferencial.	Se encontró sin pérdidas de circulación o atascamiento de la tubería, utilizando sistemas de niebla y de nitrógeno.
Presión de poro	550 psi		
Tipo de pozo	De re-entrada Horizontal	Las tasas de penetración aumentaron sobre los métodos convencionales.	
Tamaño del agujero	6-1 / 4 in. y 4-1 / 2 in.		
Caso 5 – Zona NE (U.S.)			
Ubicación	NE (U.S.)	Aumentar la ROP en relación con las técnicas convencionales.	Desviación vertical controlada.
Formación	Roca dura (agujero de superficie)		
Profundidad	3900 in.	Reducir la presencia de equipos de superficie para reducir el tamaño de la ubicación en un medio ambiente de un área sensible.	Perforación de martillo aumento las tasas de penetración de 10 ft / h a más de 50 ft / h en un agujero de 28-1 / 2 pulgada. Hasta alcanzar un ROP de 75 ft / h en un intervalo de 24 in.
Tipo de pozo	Nueva perforación vertical, Almacenamiento de gas		
Tamaño del agujero	28-1 / 2 in. y 24 in.	Reducir la desviación vertical.	

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijje Daniel.

Caso 6 – Zona Permian Basin, Texas			
Ubicación	Permian Basin, Texas	Mantener una condición de bajo balance en un yacimiento de arenisca empobrecido durante la perforación lateral a una profundidad de 1.000 ft.	No hay pérdidas de fluido registrados durante la operación de perforación bajo balance horizontal.
Formación	Campo Keystone (Holt)		
Profundidad	5.634 ft TVD	Reducir / eliminar el daño de formación, debido a la pérdida de fluidos.	Dio como resultado un aumento del 66% en la tasa de penetración en comparación con el anterior pozo perforado convencionalmente.
Tipo de pozo	De re-entrada Horizontal		
Tamaño del agujero	6-1 / 8 in.		
Caso 7 – Zona Lea County, Nuevo México			
Ubicación	Lea County, Nuevo México	Minimizar el daño de la formación debido a las pérdidas de fluidos.	Las pérdidas de fluido reducido en un 50% en comparación con los pozos perforados convencionalmente.
Formación	Campo Greyburg compuestos de arenisca		
Profundidad	4.100 ft TVD	Mantener las condiciones bajo balance en yacimiento de arenisca empobrecido con una presión de poro de 200 psi.	Dio como resultado un incremento de hasta 97% en la tasa de penetración, con el tiempo promedio por pozo reducido en un 22%.
Tipo de pozo	Múltiple nuevas perforaciones verticales y de re-entrada		
Tamaño del agujero	4-3 / 4 in profundizaciones de reentrada; 7-7 / 8 in. Nuevas perforaciones		

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Caso 8- Zona de Java, Indonesia			
Ubicación	Java, Indonesia	Perforar a 500 m laterales en un revestimiento de 7 in. Manteniendo las condiciones de bajo balance utilizando agua nitrificada.	Disminución significativa en el daño de formación, debido al mantenimiento de la BHCP inferior a la presión de poro en la sección lateral.
Formación	Formación Jatibarang (volcánica)		
Profundidad	2287 m MD	Minimizar el daño de la formación debido a la pérdida de fluidos y la invasión de sólidos.	
Tipo de pozo	Horizontal (Nueva perforación)		Sección lateral terminado en 175 m de desplazamiento debido a las limitaciones de las instalaciones de producción del cliente para manejar la producción durante la perforación
Tamaño del agujero	6 in.		
Caso 9 - Campo Gargzdai, área Lituania			
Ubicación	Campo Gargzdai, Lituania	Aumentar la productividad del yacimiento al minimizar el daño de formación	El IP estimado en 3.250 barriles al día. La Producción estable Después de 3 meses Superó 2.700 barriles al día.
Formación	Arenisca Cámbrico + limolita		
Profundidad	1976 m TVD, 2426 m MD	Completación del pozo mientras fluye.	Para eliminar la necesidad de unidad snibbing durante la terminación, la presión del yacimiento se mantuvo en balance con 134 bbl. de fluido de formación. El pozo comenzó a fluir después de correr 21 juntas de tuberías de 2.875 in. Terminada la corrida de la tubería con el pozo fluyendo.
Tipo de pozo	Nuevo perforado de manera Horizontal		
Tamaño del agujero	6 in.		

Fuente: *Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. Journal of King Saud University – Engineering Sciences (2011).*

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijje Daniel.

Caso 10 - Central Alberta, Zona Canadá			
Ubicación	Central de Alberta, Canadá	Perforar bajo balance la sección lateral en un reservorio de gas severamente reducida.	Tasas de gas hasta 22 MMpcd producciones durante la perforación.
Formación	Elkton		
Profundidad	9700 ft. MD (8.400 ft. TVD)	Aumentar la productividad del pozo comparando con los métodos convencionales.	Fluido de perforación diesel nitrificado era muy compatible con la formación.
Tipo de pozo	Horizontal, con Tubería Flexible		Aumentos de producción más importantes pozos verticales y horizontales perforados sobre balance.
Tamaño del agujero	4-3 / 4 in.	Minimizar las pérdidas de líquidos y atascamiento diferencial.	
Caso 11 - zona de Indonesia			
Ubicación	Indonesia	Perforación bajo balance de la sección lateral de un yacimiento de aceite presionado.	Tasas de petróleo de hasta 400 barriles al día de producción durante la perforación.
Formación	Bata superiores		
Profundidad	6249 ft MD	Minimizar las pérdidas de líquidos y atascamiento diferencial.	Importantes aumentos de producción (± 10 veces) más compensación pozos verticales y horizontales perforados sobre balance.
Presión de poro	<650 psi	Evaluación de formaciones y la identificación de fracturas en tiempo real.	
Tipo de pozo	Direccional	Aumento de la productividad del pozo en comparación con los métodos convencionales	Fluido como diesel-niebla nitrificada eran muy compatibles con la formación.
Tamaño del agujero	6 in.		

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijje Daniel.

Caso 12 - zona OME			
Ubicación	OME	Reducir al mínimo la pérdida de líquidos y TNP durante la perforación.	La producción total de 12.757 barriles de petróleo durante la perforación.
Formación	Asmari		
Profundidad	2241 m MD (2.212 m TVD)	Eliminar el uso de aditivos de fluidos de perforación.	Sin aditivos o se añaden LCM al fluido de perforación (formación de aceite) durante la perforación.
Presión de Poros	2240 psi		
Tipo de pozo	Desviado	Minimizar el daño a la formación.	Se ahorraron aproximadamente 10 días de tiempo de perforación.
Tamaño del agujero	8-1 / 2 in		
Caso 13 - zona de Libia			
Ubicación	Libia	Para eliminar / minimizar la posible pérdida de circulación.	Primera vez que de manera lateral se ha perforado bajo balance en libia.
Formación	Beda C, Facha C	Para acceder al reservorio requerido.	Los pozos perforados con cero LTI.
Profundidad	7000-8900 ft	Para eliminar cualquier deterioro de la formación del yacimiento por cualquier fluido no nativo o material.	Con éxito perforado los Pozos hasta la profundidad final (TD).
Presión de poros	1050-3000 psi		
Tipo de pozo	Pozos de petróleo.	Para aumentar el IP en comparación con otros pozos perforados convencionalmente.	Los resultados positivos ayudaron en la promoción de la tecnología UBD en Libia.
Tamaño del agujero	6 in.		
Nº de Pozos	2	Para evaluar y caracterizar la producción del yacimiento y para aumentar la ROP.	

Fuente: *Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. Journal of King Saud University – Engineering Sciences (2011).*

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Caso 14 - zona del Oriente Medio			
Ubicación	Oriente Medio	Aumentar la tasa de producción mediante la reducción de daño de formación.	Primera campaña UBD que consta de 3 pozos que fueron completados con éxito en febrero de 2003.
Formación	Tebas, Risha y Dubeidib		
Profundidad	3300 m TVD	Para aumentar la ROP en relación con la perforación convencional.	El aumento de las tasas de producción y reducidos daños a la formación.
		Captura de flujo de la superficie y datos de presión en tiempo real.	Excelente seguridad y rendimiento operativo llevaron al operador a planificar una segunda campaña UBD.
Tipo de pozo	Desviado		Todos los pozos entregados de manera segura con cero LTI.
Tamaño del agujero	5-7 / 8 in.		La ROP alcanzó un máximo de 9 m/h, en comparación con un promedio de 2 m/h para la perforación convencional.
Nº de Pozos	6		
Caso 15 - campo petrolero de Hassi Massoud - Área de Argelia			
Ubicación	Campo petrolero de Hassi Massoud - Argelia	Para aumentar la producción de petróleo, reduciendo al mínimo el daño de la formación.	Hasta la fecha 18 pozos de han sido perforados utilizando la técnica UBD.
Formación	Pre Cámbrico / Cretácico		
Profundidad	Hasta 4581 m MD	Aumentar las ROP en comparación con la perforación sobre balance convencional.	Aumentó significativo de la ROP en comparación con los pozos convencionales.
Tipo de pozo	Desviado		Con Éxito: difundir la tecnología UBD en la región norte de África.
Tamaño del agujero	6 in.	Eliminar TNP asociado con problemas de perforación convencionales.	Se observaron tasas de producción alentadores durante la perforación y la realización de pruebas de flujo de producción. Más de 27,5 m ³ /h ha sido observado hasta el momento durante la perforación del pozo MDZ 550.

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Caso 16 - Marino - Área de Qatar			
Ubicación	Marino - Qatar	Para crear moderadas condiciones de bajo balance necesarias para lograr los retornos de fluidos a la superficie, durante la perforación del agujero de 24 in a través de zonas de pérdidas masivas.	Una tasa de inyección de aire de 750 a 850 scf/m a través de la tubería parásito creado a un nivel apropiado de condiciones UB para eliminar las pérdidas en la formación UER y otras zonas.
Formación	UER, Simsima, Fiqa, Halul, Laffan		
Profundidad	1000-3000 ft	Para lograr condiciones UBD mediante la utilización de la inyección de aire a través de la tubería parásita en los 30 in. En el tubo conductor fijado a 500 pies.	Hasta la fecha 9 pozos de han sido perforados utilizando la técnica de perforación de aire.
Presión de Poro	600-1200 psi		
Tipo de pozo	Pozos Gas		El bajo grado de las condiciones bajo balance logro evitar enormes flujos de aguas ácidas procedentes de las zonas de flujo y limitados problemas de inestabilidad del agujero.
Tamaño del agujero	24 in.		
Nº de Pozos	9		
Caso 17 - Campo Ghawar - Área de Arabia Saudita			
Ubicación	Campo Ghawar - Arabia Saudita	Para eliminar los daños causados por la formación de la perdida de fluido de perforación convencional para a la formación y por lo tanto evitar el atascamiento diferencial de la tubería.	El aumento de las tasas de inyectividad por más de 2 a 3 veces.
Formación	Árabe D		
Profundidad	11,400-11,850 ft (MD)		Hasta la fecha, 4 los pozos de inyección de agua se han perforado bajo balance.
Presión de poro	3520-3735 psi		
Tipo de pozo	Horizontal	Maximizar la inyectividad de agua.	
Tamaño del agujero	6-1 / 8 in.	Para aumentar la tasa de penetración "en el fondo del pozo".	Todos los pozos fueron entregados de forma segura sin LTI.
Nº de Pozos	3	Para aumentar la vida de la broca.	

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijje Daniel.

Caso 18 - Mayor Omán área - Nordeste Siria			
Ubicación	Área alcalde Uña de Omán - Nordeste Siria	Reducir el tiempo perforación no productivo (TNP) por el agotamiento de la zona de gas shiranish durante la perforación.	13 pozos de han sido perforados utilizando la técnica de UBD.
Formación	Shiranish / Mulusa		
Tipo de pozo	Vertical y desviado	Eliminar una sarta de revestimiento intermedio del programa de perforación.	El tiempo promedio del equipo de perforación es de 45 días, se ha reducido a un promedio de 21 días.
Tamaño del agujero	6 in. y 8,5 in.		
		Desarrollar tecnología UBD, prácticas y procedimientos para la futura actividad siria.	Sarta de revestimiento intermedio ha sido eliminada
			Se experimentaron mejoras ROP y un excelente rendimiento en las brocas.
			Todos los pozos fueron entregados de manera segura con cero LTI.
Caso 19 - Nordeste Columbia Británica, Zona Canadá			
Ubicación	Noreste de la Columbia Británica, Canadá	Aumentar la productividad del pozo.	PIWD tan alto como 4 MMscf / d/ 1000 psi
Formación	Jean Marie	Gestión de técnicas de presión de fondo.	
Profundidad	2047 m MD	Minimizar las pérdidas de fluidos y atascamiento diferencial.	Tasa de gas hasta 1,5 MMscfd.
Presión de Poro	4560 kPa	Monitorear el yacimiento a través del PIWD.	
Tipo de pozo	Horizontal	Evaluación durante la perforación.	
Tamaño del agujero	156 mm		

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijje Daniel.

Caso 20 - Área de Lituania			
Ubicación	Lituania	Aumentar la productividad del yacimiento al minimizar el daño de formación.	IP estimado en 3.250 barriles al día. Una producción estable después de 3 meses superó 2.700 barriles al día.
Formación	Arenisca		
Profundidad	6.480 ft TVD ; 7960 ft. MD	Completar el pozo mientras fluye.	Para eliminar la necesidad de unidad snubbing durante la completación, la presión del yacimiento se mantuvo en balance con 134 bbl de fluido de formación. El pozo comenzó a fluir después de correr 21 juntas de tubería de 2.875 in.; terminado la corrida de la tubería con el pozo fluyendo.
Tipo de pozo	Nuevo pozo de relleno perforado de manera horizontal.		
Tamaño del agujero	6 in.		
Nº de Pozos	3		

Fuente: Potential implementation of underbalanced drilling technique in Egyptian oil fields. *Journal of King Saud University – Engineering Sciences* (2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel.

Anexo II

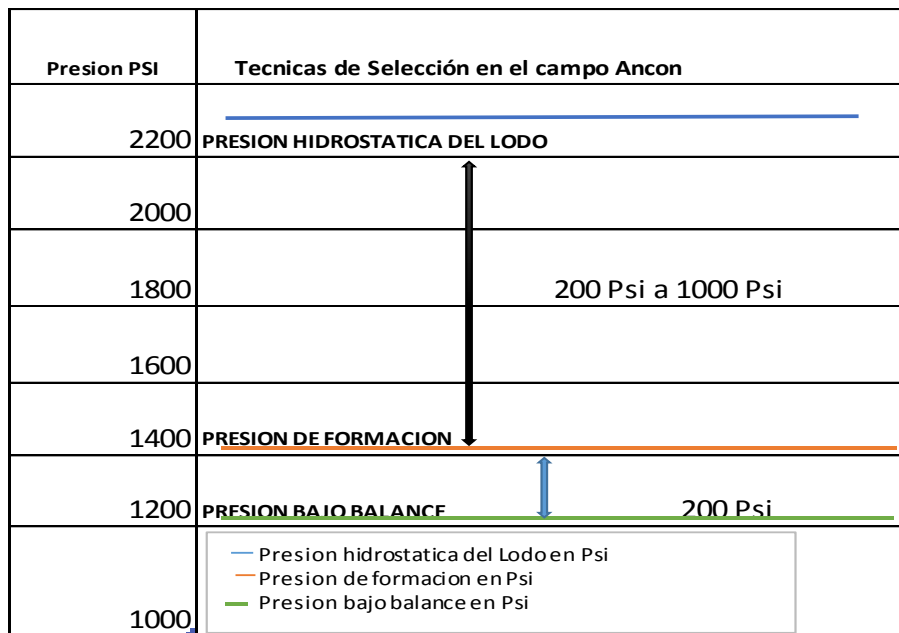
Condición De Presión Bajo Balance E Hidrostática De Fondo. Introducción

En la perforación sobre balance se selecciona un peso de lodo que proporcione una presión hidrostática de 200 a 1000 psi por encima de la presión del yacimiento. En la perforación bajo balance seleccionamos un fluido que proporciona una presión hidrostática de alrededor de 100-200 psi por debajo de la presión inicial del yacimiento. Esto proporciona un punto de partida para la selección de un sistema de fluido (figura 3.1)

Formación Atlanta en el campo Ancón

La formación Atlanta en el campo Ancón se encuentra a una profundidad de 1000 pies @ 4500 pies con una profundidad promedio de 3500 pies.

La presión de formación es de 1400 @ 1850 Psi dependiendo de la zona del campo y la posición estructural de los reservorios, datos consignados por la AEO (Anglo Ecuadorians Oilfields)



Fuente: Análisis Comparativo De Las Pruebas De Presión Entre Pozos De Petróleo Del Oriente Ecuatoriano Y Pozos De Gas Del Campo Amistad. (Cristhian García Sisalina, Héctor Enrique Bravo Cevallos Guayaquil – Ecuador 2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel

Para determinar las densidades del fluido utilizado para las condiciones sobre y bajo balance utilizaremos la siguiente ecuación:

$$\varrho = \frac{P}{0.052 * D}$$

Dónde:

ϱ = La densidad del fluido en libras por galón (Lpg)

P = La presión de formación en (psi)

D = Profundidad vertical del pozo en (ft)

Para determinar la densidad del fluido utilizado en la formación Atlanta del campo Ancón a condiciones de sobre y bajo balance, tomamos los rangos de presión de cada una de estas condiciones:

Para un sobre balance en este campo tenemos los siguientes parámetros:

P: 1600 psi presión por encima de la presión de formación

D: 3500 ft profundidad promedio de la formación

ϱ : ?

$$\varrho = \frac{1600}{0.052 * 3500}$$

$\varrho = 8.79$ Lpg Para un estado sobre balance

Para un bajo balance en este campo tenemos los siguientes parámetros:

P: 1200 psi presión por debajo de la presión de formación

D: 3500 ft profundidad promedio de la formación

ϱ : ?

$$\varrho = \frac{1200}{0.052 * 3500}$$

$\varrho = 6.59$ Lpg Para un estado bajo balance

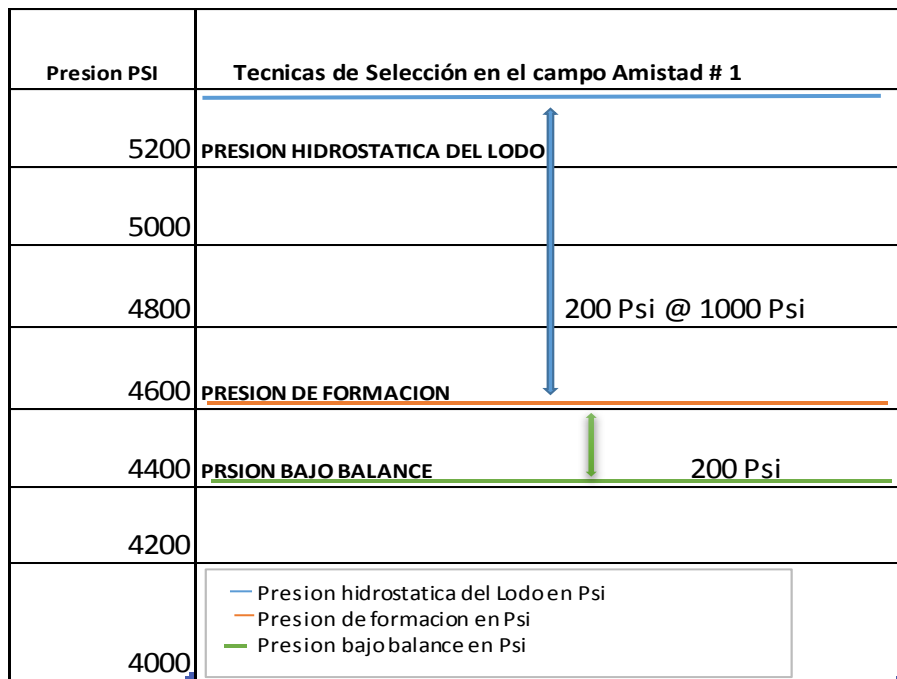
Nota: Podemos determinar por medio de la **tabla 3.1** que el fluido utilizado para generar las condiciones bajo balance en este campo, serían los *Fluidos Gasificados o Sistemas Espuma*.

Campo Amistad

Características	Amistad # 1	Amistad # 2	Amistad # 3
Tope de la arena	9350 ft.	8170 ft.	9430 ft.
Base de la arena	10314 ft.	8615 ft.	10226 ft.
Presión del reservorio	4614 ft.	4852 ft.	5681 ft.

Tabla: Análisis Comparativo De Las Pruebas De Presión Entre Pozos De Petróleo Del Oriente Ecuatoriano Y Pozos De Gas Del Campo Amistad. (Cristhian García Sisalina, Héctor Enrique Bravo Cevallos Guayaquil – Ecuador 2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel



Fuente: Análisis Comparativo De Las Pruebas De Presión Entre Pozos De Petróleo Del Oriente Ecuatoriano Y Pozos De Gas Del Campo Amistad. (Cristhian García Sisalina, Héctor Enrique Bravo Cevallos Guayaquil – Ecuador 2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel

Para determinar la densidad del fluido utilizado para el pozo Amistad # 1 a condiciones de sobre y bajo balance, tomamos los rangos de presión de cada una de estas condiciones:

Para un sobre balance en este campo tenemos los siguientes parámetros:

P: 4800 psi presión por encima de la presión de formación

D: 9800 ft profundidad de la formación

∂ : ?

$$\partial = \frac{4800}{0.052 * 9800}$$

$\partial = 9.42$ Lpg Para un estado sobre balance

Para un bajo balance en este campo tenemos los siguientes parámetros:

P: 4400 psi presión por debajo de la presión de formación

D: 9800 ft profundidad promedio de la formación

∂ : ?

$$\partial = \frac{4400}{0.052 * 9800}$$

$\partial = 8.63$ Lpg Para un estado bajo balance

Nota: Podemos determinar por medio de la **tabla 3.1** que el fluido utilizado para generar las condiciones bajo balance en este campo, serían los *Sistemas de Fluidos base Agua*.

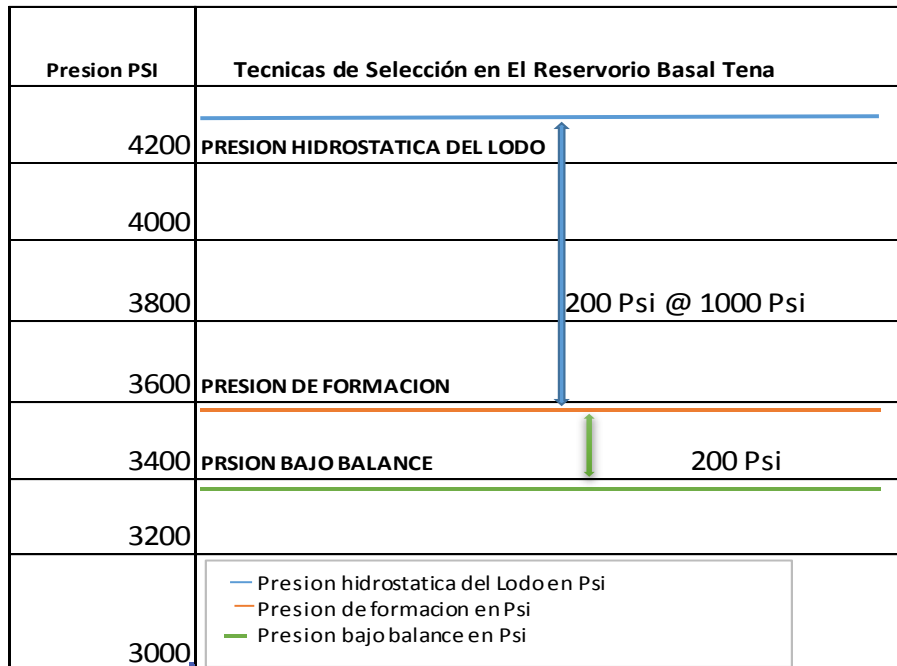
Características de los Yacimientos del Campo Napo II en el **Oriente Ecuatoriano**

Presiones de los yacimientos

RESERVORIO	Presión Inicial (PSI)	Profundidad (ft)
NAPO U	4054	8765
NAPO T	4116	8530
HOLLIN SUPERIOR	4450	8975
BASAL TENA	3587	7800

Tabla: Análisis Comparativo De Las Pruebas De Presión Entre Pozos De Petróleo Del Oriente Ecuatoriano Y Pozos De Gas Del Campo Amistad. (Cristhian García Sisalina, Héctor Enrique Bravo Cevallos. Guayaquil – Ecuador 2011)

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel



Fuente: Análisis Comparativo De Las Pruebas De Presión Entre Pozos De Petróleo Del Oriente Ecuatoriano Y Pozos De Gas Del Campo Amistad. (Cristhian García Sisalina, Héctor Enrique Bravo Cevallos Guayaquil – Ecuador 2011).

Elaborado por: Baquerizo Gabriela y Quijije Daniel

Para determinar la densidad del fluido utilizado para el reservorio Basal Tena a condiciones de sobre y bajo balance, tomamos los rangos de presión de cada una de estas condiciones:

Para un sobre balance en este campo tenemos los siguientes parámetros:

P: 3787 psi presión por encima de la presión de formación

D: 7800 ft profundidad de la formación

ρ : ?

$$\rho = \frac{3787}{0.052 * 7800}$$

$$\rho = 9.33 \text{ Lpg} \quad \text{Para un estado sobre balance}$$

Para un bajo balance en este campo tenemos los siguientes parámetros:

P: 3387 psi presión por debajo de la presión de formación

D: 7800 ft profundidad promedio de la formación

ρ : ?

$$\rho = \frac{3387}{0.052 * 7800}$$

$\partial = 8.35 \text{ Lpg}$ Para un estado bajo balance

Nota: Podemos determinar por medio de la **tabla 3.1** que el fluido utilizado para generar las condiciones bajo balance en este campo, serían *Crudo producido o Diésel*.

Bibliografía

1. **AFANADOR C., PINZÓN L., DELGADO L.** Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Underbalance Aplicada al Campo Escuela Colorado. Tesis de grado publicada Universidad industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Fisicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Bucaramanga, 2008.
2. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).
3. **AYAN, C., Hafez HAFEZ, H., Sharon HURST, Fikri Kuchuk, Aubrey Callaghan, John Peffer, Julian Pop, Murat Zeybek.** Caracterización de la Permeabilidad. Schlumberger, 2001/2002.
4. **BENTSEN, NW, Veny, JN 1976.** Preformed Rendimiento espuma estable en perforación y evaluación de pozos de gas poco profundos en Alberta. SPE 5712-PA, Conferencia del Daño de Formación celebrado en Houston, de octubre de 1976.
5. **BRESKE, SJ:** " Perforación bajo balance", PetroSkills de 2010.
6. **CHAPMAN.** Petroleum Engineering Ltd, Crude Oil Historia, Constante, Corriente y Futuros Precios Abril 1, 2009.
7. Dave **ELLIOTT, Julio MONTILVO, Paul FRANCIS, Don Reitsma, Jaye Shelton, Vincent Roes.** El Manejo De La Presión Durante La P (Bruno Monroy Gómez, 2010) perforación. Traducción del artículo publicado en Oilfield Review Schlumberger, primavera Del 2011.
8. Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos División Sur: "Procedimientos de Perforación bajo balance", Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos División Sur, 1998.
9. **GONZÁLEZ** Espinosa, Juan. Daño a la Formación en Pozos Petroleros. Tesis publicada Universidad Nacional Autónoma de México Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria. México, 2014.
10. **KELESSIDIS, VC, MAGLIONE, R., TSAMANTAKI, C., ASPIRTAKIS, Y.:** "determinación óptima de los parámetros reológicos de fluidos de perforación Herschel-Bulkley y el impacto

en la caída de presión, velocidad y perfiles de las tasas de penetración durante la perforación", Diario de la Ciencia del Petróleo e Ingeniería, Volumen 53, Junio 2006, pp 203-224.

11. **MÉNDEZ, C., PAREDES, V., SERAPIO J.** Caracterización Reológica y Tixotrópica de un Fluido Espumado usado para la Perforación de YNF y/o Deperesionados. Tesis de grado publicada Ciudad Universitaria, México D.F. Septiembre, 2012.
12. **MELÉNDEZ R,** Humberto. Proyectos de Inversión (Maestría en Administración de Empresas). USTA 2003.
13. **MONROY, B., BAUTISTA, J.** Métodos de Perforación con Manejo de Presión en el Espacio Anular (MPD). Tesis publicada Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria. México, 2010.
14. **MOORE, DD, BENCHEIKH, A., CHOPTY, JR,** 2004. Perforación Bajo balance en Hassi Messaud. SPE / IADC 91519, Octubre, 2004.
15. Leading Edge Advantage, Old Stoneywood Church, Bankhead Road, Bucksburn, Aberdeen, AB21 9HQ. Introduction to Underbalanced Drilling. Leading Edge Advantage International Ltd 2002.
16. **LÓPEZ López, Efrén.** Desarrollo de un Simulador Numérico para la Perforación Bajo Balance. Tesis publicada Universidad Nacional Autónoma De México Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria. México, 2011.
17. **POVEDA, P.,** (Petroamazonas EP), **IZURIETA, A.,** (Petroamazonas EP), **LOZADA, J.,** (Halliburton). Combinación de Sobre Balance y Bajo Balance Dinámicos a través de cañoneo convencional en un pozo de la cuenca Oriente de Ecuador. (Simposio Latinoamericano de Perforating - Slap 2013 Mayo 28-30, 2013.
18. **RIOS, Juan y MANDUJUANO,** Santiago. Desarrollo de la perforación bajo balance en México. 2006.

19. **SEPÚLVEDA** Anaya, Omar. Evaluación de las Oportunidades de Perforación Underbalanced en el Campo Colorado. Tesis de grado publicada Universidad industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Fisicoquímica, Escuela de ingeniería de petróleos, Bucaramanga.
20. Técnicas especiales de perforación. Manual de perforación PEMEX.
21. **VEGA** Guarín, Carlos. Perforación Bajo Balance. Corporación Internacional del Petróleo Ltda, Escuela de Perforación, Técnico en Perforación y Completación De Pozos, Villavicencio 2010.
22. Weatherford: "Manual de Introducción a la Perforación Bajo Balance", publicado por Weatherford, San Antonio, Texas, 1999.
23. Weatherford Company, Secuencia Operativa en UBD (HOJA DE RUTA). Weatherford Controlado Perforación presión y Testing Services. 2006.
24. Perfoblogger lunes, 5 de septiembre de 2011. Perforación bajo balance. [Versión electrónica]
<http://achijj.blogspot.com/2011/09/perforacion-en-bajo-balance.html>
25. **PERFORM™** Technical Reference Manual. IHS Inc. 2006.
<http://www.ihs.com/energy/psq>.