

36

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA

“CONSIDERACIONES TÉCNICO ECONÓMICAS PARA LA APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

MARCELA TORRES GRACIA

DIRECTOR: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

295157



Cd. Universitaria, México, D.F.
Junio del 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-706

SRITA. MARCELA TORRES GRACIA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Joaquín Mendiola Sánchez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**CONSIDERACIONES TECNICO ECONOMICAS PARA LA APLICACION DE LAS
TECNICAS DE PERFORACION BAJO BALANCE**

- I INTRODUCCION**
- II GENERALIDADES Y DEFINICIONES BASICAS**
- III FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA DE LAS DIFERENTES
TECNICAS DE PERFORACION BAJO BALANCE**
- IV CONSIDERACIONES ESPECIALES DE DISEÑO PARA LAS
OPERACIONES BAJO BALANCE**
- V EJEMPLOS Y APLICACIONES**
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS**

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 8 de junio de 2001

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

P

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

**"CONSIDERACIONES TÉCNICO ECONÓMICAS PARA LA APLICACIÓN DE LAS
TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE"**

PRESENTADA POR:

TORRES GRACIA MARCELA

9104970-2

DIRIGIDA POR:

M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

JURADO PARA EXÁMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

Daniel Garcia Gavito

VOCAL: M.I. JOAQUÍN MENDIOLA SÁNCHEZ

Joaquín Mendiola Sánchez

SECRETARIO: ING. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

José Martínez Pérez

1ER. SPTE.: ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA

Salvador Macías Herrera

2DO. SPTE.: ING. OSWALDO HERNÁNDEZ MENA

Oswaldo Hernández Mena

En primer lugar agradezco a dios por darme la vida.

A mis padres.

A mi papi por su ejemplo, su fuerza y su constancia.

A mi mami por cuidarme, ayudarme y aguantarme.

Y a los dos por su interminable confianza, apoyo incondicional, por sus ganas de vivir y por ser felices, ya que con eso han hecho de mi una persona feliz, de bien y provecho

A mi hermano.

Por la motivación, el cariño, el apoyo y las peleas.

A mi abuelita y tíos.

Agradezco de forma especial al Ing. Juan Eliseo Alvarez Ortiz, por su gran apoyo, confianza y por su calidad de ser humano.

RESUMEN

Dentro de este trabajo se describen algunos factores técnicos y económicos que se deben tomar en cuenta para el diseño, planeación o selección del equipo. Se listan varias de las características de diseño con las que debe cumplir el equipo y las herramientas adicionales, para el manejo del flujo, tanto de los fluidos de control de la perforación como para los fluidos producidos.

Se mencionan algunos factores que permiten llevar a cabo la selección adecuada del sistema del fluido de perforación, esencial para obtener un rendimiento adecuado a las condiciones y características de las formaciones objetivo. Se enuncian algunas de las ventajas y desventajas que tiene cada tipo de fluido de perforación, empleado en esta tecnología, con el fin de obtener mayores beneficios en comparación con la perforación convencional. Además se señalan los ambientes en los cuales la P.B.B. puede aplicarse, así como sus limitaciones.

Este trabajo resalta la importancia de la determinación de las ventajas técnicas (disminución al daño en la formación, incremento en la velocidad de penetración y/o el aumento de la productividad del pozo) y económicas (reducción de costos intangibles y tangibles de las operaciones involucradas en la perforación), que brinda la P.B.B. sobre los métodos convencionales, con el fin de determinar si se justifica el proyecto.

Primero, se describen a manera de introducción, las generalidades y conceptos básicos involucrados en la P.B.B. Se define ampliamente el concepto de P.B.B., además de las técnicas que pueden llevarse a cabo bajo dichas condiciones, así como el equipo complementario auxiliar empleado en las operaciones de bajo balance. En el tercer capítulo se realiza una breve descripción de la viabilidad y de las ventajas técnicas y económicas, que brindan las diversas técnicas de P.B.B., en cada una de las posibles situaciones y características específicas del yacimiento o pozo en particular. Tomando en cuenta estas bases, se puede determinar un programa exitoso para perforar bajo balance.

En el cuarto capítulo se plantean algunas de las consideraciones especiales de diseño del equipo, que deben tomarse en cuenta para realizar las operaciones en condiciones de bajo balance. Dentro del quinto capítulo se incluyen algunos ejemplos de la aplicación de la técnica, se ejemplifican algunos de los cálculos planteados para el análisis económico y de diseño, así como también se muestran algunos ejemplos reales de la asimilación de la P.B.B. en México. Por último se plantean algunas conclusiones y recomendaciones.

ÍNDICE

Capítulo	Página
ÍNDICE	i
LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.	v
I. INTRODUCCIÓN	1
II. GENERALIDADES Y DEFINICIONES BÁSICAS	3
II.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE BALANCE	3
II.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA APLICAR LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	6
II.2.1 POZOS CANDIDATOS.	7
II.2.2 POZOS NO CANDIDATOS.	8
II.3 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	9
II.3.1 EQUIPO CONVENCIONAL.	10
II.3.2 EQUIPO DE TUBERÍA FLEXIBLE.	21
II.3.2.1 Selección del equipo.	21
II.3.3 EQUIPO "SNUBBING".	24
II.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LA TÉCNICA BAJO BALANCE.	27
II.4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	27
II.4.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN GASEOSO.	28
II.4.2.1 Aire Seco	29
II.4.2.2 Nitrógeno	30
II.4.2.3 Gas Natural	31
II.4.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN DE DOS FASES GAS-LÍQUIDO	32
II.4.3.1 Niebla	33
II.4.3.2 Espuma	35
II.4.3.3 Líquidos Gasificados	36
II.4.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN LÍQUIDO.	36
II.4.5 SELECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO.	37
II.5 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	37

II.6 VENTAJAS, DESVENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	40
II.6.1 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	40
II.6.2 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE	44
II.6.3 LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	46
III. FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	49
III.1 APLICACIONES POTENCIALES.	49
III.2 SELECCIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DEL POZO CANDIDATO.	50
III.2.1 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LA FORMACIÓN.	52
III.3 FACTIBILIDAD TÉCNICA.	55
III.3.1 LÍMITES DE PRESIÓN EN EL POZO.	57
III.3.2 GASTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y PRESIONES SUPERFICIALES.	59
III.3.3 DAÑO A LA FORMACIÓN.	60
III.3.4 CONTRAPRESIÓN.	60
III.4 IMPLICACIONES DE LA SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN.	61
III.4.1 PRODUCCIÓN DE AGUA.	62
III.4.2 ZONAS PERMEABLES MÚLTIPLES .	63
III.4.3 GAS AMARGO.	64
III.4.4 INCOMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON LOS DE LA FORMACIÓN.	65
III.4.5 GEOMETRÍA DEL AGUJERO.	66
III.4.6 FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS.	67
III.4.7 LOGÍSTICA.	68
III.5 ANÁLISIS ECONÓMICO.	68
III.5.1 FACTORES QUE AFECTAN LA ECONOMÍA DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.	69
III.5.2 BASES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.	75
III.5.3 EVALUACIÓN DE LOS COSTOS DE PERFORACIÓN.	75

III.6 CLASIFICACIÓN PARA LOS POZOS PERFORADOS BAJO BALANCE.	79
IV. CONSIDERACIONES ESPECIALES DE DISEÑO PARA LAS OPERACIONES BAJO BALANCE.	83
IV.1 DISEÑO DEL CABEZAL DEL POZO.	83
IV.1.1 CABEZA ROTATORIA	85
IV.1.1.1 Consideraciones específicas	85
IV.2 PERFORACIÓN CON ALTA PRESIÓN.	88
IV.2.1 PERFORACIÓN CON UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE.	88
IV.2.2 PERFORACIÓN DE FORMACIONES CON ALTA PRESIÓN CON UNIDAD "SNUBBING" (CON ALTA PRESIÓN).	93
IV.2.3 SISTEMA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE DE PRESIÓN CONTROLADA	94
IV.3 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN.	100
IV.4 SELECCIÓN DE LA BARRENA.	104
IV.4.1 PROGRAMA DE SELECCIÓN DE LA BARRENA.	105
IV.4.1.1 Selección de la barrena para perforar con gas seco, niebla y espuma.	109
IV.4.1.2 Selección de la barrena para perforar con líquidos gasificados.	110
IV.5 DISEÑO DEL PROGRAMA DE LA TERMINACIÓN.	112
IV.6 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.	115
IV.7 CEMENTACIÓN.	117
IV.7.1 PROPIEDADES DEL CEMENTO ESPUMOSO.	118
IV.7.2 ADITIVOS DE PARTÍCULAS PARA SISTEMAS CON MUY BAJA DENSIDAD.	119
IV.7.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL CEMENTO ESPUMOSO.	119
IV.7.4 DISEÑO BÁSICO DE UNA CEMENTACIÓN BAJO BALANCE.	123
V. EJEMPLOS Y APLICACIONES.	127

V.1 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA APROPIADA.	127
V.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.	132
V.3 CLASIFICACIÓN PARA LOS POZOS PERFORADOS BAJO BALANCE.	134
V.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO.	138
V.5 FACTIBILIDAD TÉCNICA, CASO REAL EN MÉXICO.	142
V.6 ESTADÍSTICAS NACIONALES.	151
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	154
NOMENCLATURA.	156
REFERENCIAS.	158

LISTA DE FIGURAS

	Página	
Figura 2.1	Perforación en condiciones de sobre balance.	4
Figura 2.2	Perforación en condiciones de bajo balance.	6
Figura 2.3	Arreglo típico superficial en una operación perforación bajo balance.	10
Figura 2.4	Esquema del equipo superficial típico requerido para la perforación bajo balance	11
Figura 2.5	Componentes de una cabeza rotatoria de baja presión..	12
Figura 2.6	Ejemplo de una cabeza rotatoria Williams modelo 7100.	12
Figura 2.7	Sección transversal de la cabeza rotatoria.	13
Figura 2.8	Pérdida de presión por el desgaste de los sellos de goma de la cabeza rotatoria.	13
Figura 2.9	Conjunto de preventores típico para la P.B.B.	13
Figura 2.10	Preventor Rotatorio (RBOP).	14
Figura 2.11	Elementos sellantes del RBOP.	14
Figura 2.12	Separador horizontal de cuatro fases, típico para la P.B.B.	17
Figura 2.13	Múltiple de estrangulación y colector o trampa de muestras para P.B.B.	18
Figura 2.14	Sistema de estrangulación superficial para la unidad "snubbing".	26
Figura 2.15	Representación gráfica de las fases que presentan los fluidos de perforación.	28
Figura 2.16	Sistema de perforación simplificado utilizando fluido gaseoso.	29
Figura 2.17	Principales elementos de un sistema de perforación con fluido de perforación de dos fases gas-líquido.	34
Figura 2.18	Generación de la condición bajo balance a través de una tubería concéntrica.	39
Figura 2.19	Generación de la condición bajo balance a través de una tubería parásita.	40
Figura 3.1	Efecto del lodo y gas en el tiempo de perforación.	72
Figura 3.2	Efectos del agua y aire en el tiempo de perforación.	72

Figura 3.3	Diagrama de bloques que resume la evaluación técnica y económica para seleccionar la técnica de P.B.B. más conveniente.	81
Figura 4.1	Ejemplos de cabezas y preventores rotatorios de diversos fabricantes.	86
Figura 4.2	Esquema de un preventor rotatorio.	86
Figura 4.3	Conjunto de preventores de la unidad de T.F. empleado en la P.B.B.	89
Figura 4.4	Arreglo de la unidad snubbing.	94
Figura 4.5	Unidad "snubbing" y arreglo de preventores.	94
Figura 4.6	Nuevo preventor rotatorio de 5 000 lb/pg ² .	95
Figura 4.7	Sistema avanzado de separación superficial, con un tercer tanque opcional para el almacenamiento de líquido.	96
Figura 4.8	Diagrama de bloques para el diseño de cabezal en operaciones bajo balance.	99
Figura 4.9	Válvula charnela (izquierda) y válvula de embolo pistón o de dardo (derecha).	102
Figura 4.10	Aparejos de fondo típicos para las operaciones de perforación con aire.	104
Figura 4.11	Diagrama de bloques que resume el diseño de la sarta de perforación, incluyendo el programa de selección de barrena.	110
Figura 4.12	Valores de pérdidas de fluido, para varias calidades de cemento espumado.	122
Figura 4.13	Valores de pérdidas de fluido para cemento espumado con una calidad del 37% , variando la cantidad de aditivo.	123
Figura 4.14	Diagrama de bloques que resume el programa de diseño de la terminación, tomando en cuenta el diseño de cemento espumoso utilizado en condiciones bajo balance.	125
Figura 5.1	Regímenes de estabilidad para el pozo descrito en el Ejemplo 1.	128
Figura 5.2	Regímenes de estabilidad para el pozo descrito en el Ejemplo 2.	129

Figura 5.3	Regímenes de estabilidad para los pozos descritos del Ejemplo 3 al 5.	131
Figura 5.4	Variación del IP, gasto de producción y WIQI con inducción del daño en la perforación.	133
Figura 5.5	Proyección a siete años.	138
Figura 5.6	Curva de aprendizaje para la aplicación de la P.B.B. en los pozos Rancho Nuevo, para la distribución acumulada de tiempos de perforación.	146
Figura 5.7	Curva de aprendizaje para tiempos de la perforación.	146
Figura 5.8	Curva de aprendizaje para tiempos de viajes y conexiones.	146
Figura 5.9	Curva de aprendizaje para tiempos de circulación.	146
Figura 5.10	Curva de aprendizaje para tiempos de acondicionamiento de fluido.	146
Figura 5.11	Curva de aprendizaje para tiempos de toma de registros.	147
Figura 5.12	Curva de aprendizaje para tiempos de cementaciones y corridas de T.R.'s.	147
Figura 5.13	Curva de aprendizaje para tiempos de esperas.	147
Figura 5.14	Curva de aprendizaje para tiempos de repasar agujero.	147
Figura 5.15	Curva de aprendizaje para tiempos de reparaciones.	147
Figura 5.16	Curva de aprendizaje para tiempos de otras operaciones.	147
Figura 5.17	Curva de aprendizaje para la aplicación de la P.B.B en los pozos del área Altamira, para la distribución acumulada de tiempos de perforación.	150
Figura 5.18	Curva de aprendizaje para tiempos de la perforación.	150
Figura 5.19	Curva de aprendizaje para tiempos de viajes y conexiones.	150
Figura 5.20	Curva de aprendizaje para tiempos de circulación.	150
Figura 5.21	Curva de aprendizaje para tiempos de toma de registros.	150
Figura 5.22	Curva de aprendizaje para tiempos de esperas.	151
Figura 5.23	Curva de aprendizaje para tiempos de repasar agujero.	151
Figura 5.24	Curva de aprendizaje para tiempos de otras operaciones.	151

LISTA DE TABLAS

Página

Tabla 2.1	Clasificación de fluidos de perforación para las operaciones de perforación bajo balance de acuerdo a las fases que presentan.	27
Tabla 2.2	Fluidos de perforación aligerados para las operaciones de P.B.B. con su densidad correspondiente.	32
Tabla 3.1	Aplicaciones de la P.B.B. y técnicas recomendables.	56
Tabla 3.2	Ventajas y desventajas para varios sistemas de fluidos.	74
Tabla 3.3	Clasificación para pozos perforados bajo balance del comité de la IADC-UBO	80
Tabla 4.1	Resumen de algunas de las aplicaciones típicas de la perforación con T.F.	90
Tabla 4.2	Ejemplo de esfuerzos compresivos y permeabilidades para varios cementos espumados.	122
Tabla 5.1	Variación de IP y WIPI con respecto al daño.	132
Tabla 5.2	Caso 1 (Caso base).	135
Tabla 5.3	Caso 2.	136
Tabla 5.4	Caso 3.	137
Tabla 5.5	Resumen de todos los casos.	138
Tabla 5.6	Distribución de tiempos de operación, para los pozos perforados bajo balance en el campo Rancho Nuevo.	145
Tabla 5.7	Valores característicos de las curvas de aprendizaje para pozos perforados bajo balance en el campo Rancho Nuevo.	145
Tabla 5.8	Distribución de tiempos de operación, para los pozos perforados bajo balance en el área de Altamira.	149
Tabla 5.9	Valores característicos de las curvas de aprendizaje para pozos perforados bajo balance en el área de Altamira.	149

INTRODUCCIÓN

Probablemente el desarrollo más importante dentro del área de la tecnología de perforación dentro de los últimos diez años, es la Perforación Bajo Balance (P.B.B.). El mercado está creciendo debido a que la tecnología y los procesos utilizados son relativamente nuevos, esto ha sido posible gracias al equipo nuevo a los avances realizados en los equipos rotatorios de control de presión, en el diseño de los fluidos de perforación, modelado de las condiciones de fondo, adquisición de datos y la reducción en el tamaño y peso de las unidades superficiales de separación y/o compresión. Sin embargo debido a la tecnología compleja y a los materiales sofisticados requeridos para llevar a acabo la P.B.B., es esencial la integración del equipo, los procesos y la ingeniería. Realizando un buen diseño de perforación bajo balance, se pueden perforar un gran número de pozos productivos minimizando el tiempo y los problemas de seguridad a lo largo de toda la operación.

La perforación P.B.B. consiste en perforar con una presión hidrostática del fluido de perforación, menor que la presión de formación, logrando utilizar fluidos de baja densidad tales como: aire, gas, niebla, espuma y líquidos gasificados. Lo anterior, ha causado un gran impacto debido a las ventajas presentadas en comparación con la perforación convencional, tales como: incremento en el ritmo de penetración, minimiza las pérdidas de circulación y pegaduras por presión diferencial, reduce el daño a la formación, reduce la necesidad de estimulaciones, mejora la evaluación de la formación y permite la producción temprana de hidrocarburos.

Ciertos problemas comúnmente encontrados en las operaciones de perforación sobre balance, han conducido en los últimos años al desarrollo y al empleo de la tecnología bajo balance. Existen muchas razones prácticas y económicas para perforar bajo balance, en principio es un medio muy efectivo para eliminar la pérdida de circulación y la pegadura de la tubería por presión diferencial. Además protege a la formación del daño incrementando la velocidad de penetración, prolongando la vida de la barrena y en ocasiones elimina el empleo del costoso trabajo de simulación de la formación.

A partir de 1990 gracias a las innovaciones en esta tecnología, se han resuelto otros problemas tales como el daño a la formación, la inestabilidad cuando se perfora con niebla, corrosión de la tubería de perforación y fuego en el fondo del pozo.

Algunas aplicaciones típicas de la P.B.B. incluyen yacimientos con problemas de pérdida de circulación, yacimientos sensibles a los fluidos de perforación convencionales, zonas depresionadas, formaciones con baja permeabilidad, rocas duras y abrasivas, así como yacimientos geotérmicos.

La factibilidad de que se perfora un pozo en condiciones de bajo balance, depende de un análisis técnico-económico. Por lo general, los pozos candidatos para perforar en condiciones de bajo balance, serán aquellos situados en campos que se encuentren en desarrollo y donde se tenga una adecuada cantidad de pozos de correlación o en campos depresionados que sean económicamente rentables para su explotación.

El presente trabajo tiene como objetivo principal, brindar una guía para poder determinar cual es la técnica de P.B.B. más apropiada para la situación en particular que se presente, con el fin de llevar a cabo las modificaciones y consideraciones especiales de diseño en el equipo y los programas de operación, necesarios en las operaciones que se realizan en condiciones de bajo balance. Todo esto dentro de un marco que permita realizar las operaciones de una forma segura, eficiente y económica.

CAPITULO II

GENERALIDADES Y DEFINICIONES BÁSICAS

Este capítulo tiene la finalidad de mostrar los conceptos básicos relacionados con la perforación bajo balance. Se mencionan algunas de las técnicas y el equipo utilizado para realizar dicha operación. También se habla acerca de algunas de aquellas situaciones que se consideran ventajas, desventajas y restricciones para el desarrollo de la misma.

II.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE BALANCE

La mayoría de los pozos de aceite y gas natural son perforados usando las técnicas de la perforación rotatoria, en la cual se utiliza una barrena que tiene la función de triturar la roca. Al mismo tiempo que la barrena avanza se bombea un fluido de perforación hasta el fondo del pozo el cual se circula hasta la superficie dentro del espacio anular, espacio ubicado entre la pared del pozo, la sarta de perforación y/o la T.R. A medida que el fluido circula suspende y remueve los recortes de la roca de formación, arrastrándolos y sacándolos hasta la superficie.

En las operaciones de perforación convencional, el fluido de perforación cumple con varias funciones, dentro de las cuales destacan las siguientes: estabilizar el agujero, enfriar la barrena y la más importante, que es la de controlar las presiones ejercidas por los fluidos de la formación. Por lo tanto, durante la perforación de pozos existe una diferencia de presión que se ejerce entre los fluidos de perforación (presión hidrostática) y aquellos fluidos contenidos en la formación (presión de formación). La diferencia de presión que existe entre la presión de los fluidos de perforación y la presión de los fluidos en la formación es conocida como presión diferencial, la cual puede ser positiva (condición sobre balance), igual a cero (condición en balance), o negativa (condición bajo balance). De acuerdo a esta diferencia de presión, se pueden clasificar las operaciones de perforación.

a) Condiciones de sobre balance.

La composición y las propiedades del fluido de perforación por lo general se determinan a manera de asegurar que la presión del fluido en el pozo exceda ligeramente la presión del fluido del poro de la formación que esta siendo penetrada, a todas las profundidades en donde la formación se encuentra expuesta.

En esta situación de sobre balance el fluido de perforación previene el flujo de los fluidos de la formación hacia al pozo mientras se lleva a cabo la perforación. En esta condición la densidad del fluido de perforación debe ser la necesaria para controlar la presión del yacimiento. Durante esta condición, el ritmo de penetración disminuye, se originan pérdidas de fluido y se generan pegaduras por presión diferencial.

Los yacimientos sufren taponamientos y daño generado por la migración de finos y filtrado del fluido de perforación. Esto altera la permeabilidad natural del yacimiento, debido al bloqueo de los sólidos, la formación de emulsiones y/o por el cambio en la mojabilidad de la matriz rocosa. Estas condiciones no son recomendables en pozos exploratorios, ya que no se cuenta con suficiente información litológica y de los perfiles de presión del subsuelo o en yacimientos que presentan presiones anormalmente altas, en donde existen situaciones altamente riesgosas para la seguridad del personal y equipo.

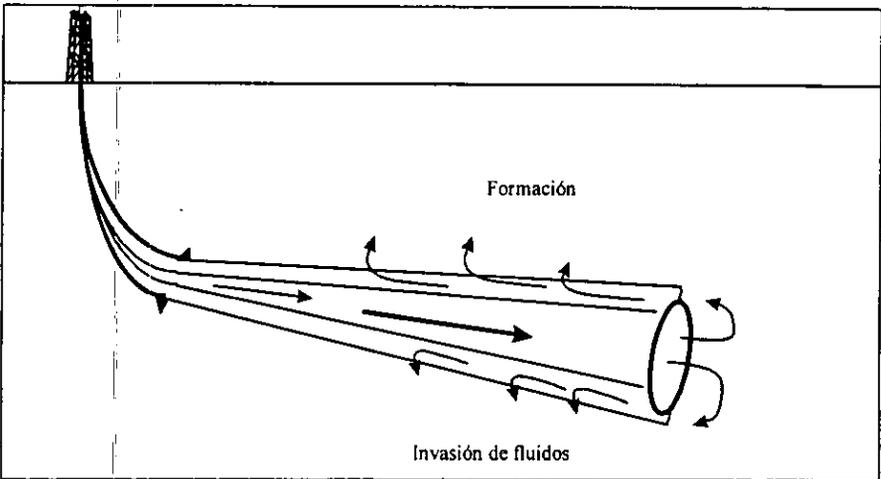


Figura 2.1 Perforación en Condiciones de Sobre Balance

b) Condiciones de balance.

Cuando el fluido de perforación se encuentra controlando los fluidos de la formación y resulta que la presión aplicada a través del fluido de perforación y de la formación son iguales, se dice entonces que se han alcanzado las condiciones de balance. Estas condiciones son las más difíciles de obtener, ya que en la mayoría de las ocasiones es muy difícil determinar la presión actual del yacimiento y/o las variaciones de presión dentro de zonas de producción múltiples.

En esta situación, no existe flujo neto de fluidos dentro o fuera del agujero.

c) Condiciones de bajo balance.

Para la condición de bajo balance, la presión del fluido de perforación dentro del agujero se mantiene intencionalmente por debajo de la presión de poro de la formación, en la sección abierta del pozo. Es decir, las condiciones bajo balance se presentan cuando la presión de circulación efectiva del sistema de fluidos en el fondo del pozo, es menor que la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación. Por definición la perforación bajo balance es:

“Toda aquella operación de perforación en la que se presenta la afluencia de fluidos de la formación hacia el pozo, mientras se circula y se mantiene controlada la presión en superficie”.¹

La definición oficial para la perforación bajo balance de acuerdo con el Consejo Canadiense de Conservación de Fuentes de Energía (Canadian Energy Resources Conservation Board), es la siguiente:

“Cuando la altura de la columna hidrostática del fluido de perforación es intencionalmente diseñada para ser menor, que la presión de la formación que esta siendo perforada, la operación será considerada una **Perforación Bajo Balance**. La altura de la columna hidrostática del fluido de perforación puede ser menor que la presión de la formación de forma natural o puede ser inducida. El estado inducido, puede ser creado mediante la adición de gas natural, nitrógeno o aire a la fase líquida del fluido de perforación. Ya sea de forma natural o inducida, esto da origen a la entrada de fluidos de la formación al pozo los cuales deben ser circulados desde el interior del mismo y controlados en la superficie.”²

La perforación bajo balance (P.B.B.) es completamente diferente a la perforación convencional (perforación sobre balance), ya que el peso de los fluidos de perforación, es intencionalmente reducido para disminuir la presión en el fondo del pozo. Esto genera que los fluidos del yacimiento fluyan al pozo y generen presiones anulares hasta la superficie. La P.B.B. crea estas situaciones debido a su diseño; ya que controla las presiones y fluidos en la superficie.

La P.B.B. ha sido identificada como una tecnología con la cual se mejora el flujo de hidrocarburos del pozo, evitando o minimizando el daño a las formaciones productoras causadas por la perforación convencional o de sobre balance, esta técnica permite probar el pozo durante la fase de la perforación, *es decir se perfora y se produce.*

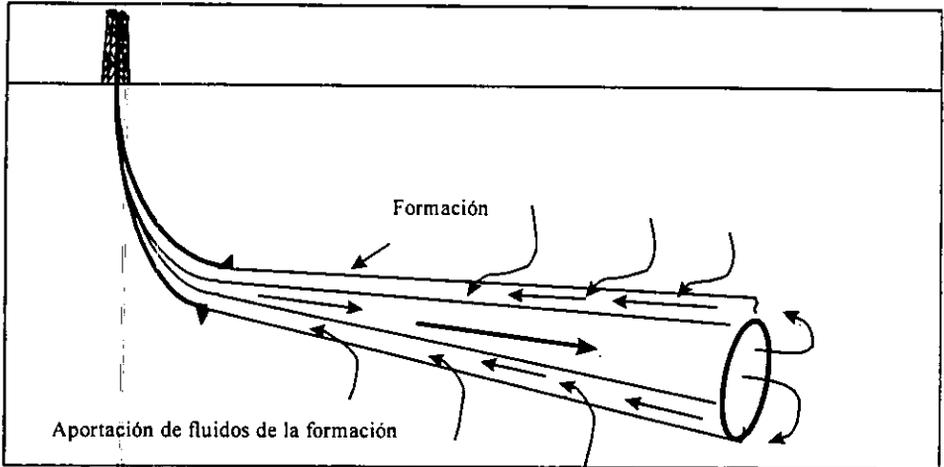


Figura 2.2 Perforación en Condiciones de Bajo Balance

II.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA APLICAR LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La razón principal para realizar la P.B.B. es incrementar la viabilidad económica del proyecto. Esta mejora puede provenir de una amplia variedad de factores que reducen el costo de la perforación del pozo o incrementan su productividad una vez perforado.

No cualquier pozo puede ser un candidato para la perforación bajo balance. En algunos casos, pueden existir distintas desventajas en tratar de llevar a cabo una operación bajo balance cuando esta se compara con una perforación convencional. Sin embargo, se debe analizar con mucho detalle cada candidato potencial para poder validar un proyecto de perforación bajo balance. Las causas que determinan a un buen candidato son las ventajas mecánicas, las características del yacimiento o los factores relacionados con la seguridad del pozo. Un candidato que ha sido mal seleccionado puede acarrear costos mayores de perforación que los planeados y dar lugar a un comportamiento pobre del yacimiento además de originar un gran riesgo para el control del pozo.

Se debe tomar en cuenta, que los pozos perforados bajo balance para reducir el daño a la formación deben ser planeados durante la etapa de terminación del mismo, con el fin de mantener el esquema de bajo balance dentro de la fase de producción del pozo.

II.2.1 POZOS CANDIDATOS

En cualquier proyecto de perforación bajo balance, las ganancias esperadas, el incremento de los gastos de producción, la disminución del tiempos de operación y problemas en la perforación deben compensar los incrementos costos de la perforación.

Existen dos criterios principales para decidir cuando emplear la tecnología de la P.B.B. en una situación determinada. Estos criterios son: (1) Determinar si la P.B.B. ofrece ventajas técnicas o económicas sobre los métodos de perforación tradicionales, (2) Determinar si existe un incremento esperado en el valor que justifique cualquier riesgo asociado.

a) Yacimientos Naturalmente Fracturados

El daño ocasionado a los yacimientos naturalmente fracturados originado por el lodo de perforación de las operaciones convencionales (sobre balance) pueden ocasionar la reducción de los gastos de producción. Los sistemas fracturados pueden ser taponados con los sólidos de perforación o con los materiales densificantes en una situación sobre balance. La P.B.B. elimina el problema del taponamiento y la pérdida de circulación asociada. La perforación bajo balance, ofrece la posibilidad de poder perforar este tipo de formaciones, debido a que la presión equivalente de circulación que se alcanza es mucho menor que el gradiente de presión de la formación.

b) Formaciones con Baja Presión

Una de las aplicaciones para las operaciones bajo balance es perforar a través de formaciones con baja presión. Las formaciones que tienen una presión anormalmente baja presentan problemas de pérdidas de circulación y los problemas asociados con pegaduras de tubería por presión diferencial. La situación llega a volverse aún más problemática cuando se está perforando a través de una zona depresionada y se transforma en una zona de alta presión. En este caso, el único medio práctico para perforar el pozo es usando la técnica bajo balance.

c) Pozos horizontales.

Muchos de los candidatos para perforar bajo balance han sido en carbonatos fracturados horizontales. Múltiples fracturas pueden ser interceptadas a través de la perforación horizontal, y junto con las técnicas de P.B.B. se puede mantener al mínimo el daño a la formación. La invasión de fluidos en yacimientos de arcillas sensibles puede ser perjudicial debido a los largos periodos de tiempo que el yacimiento se encuentra expuesto a los fluidos de perforación durante la fase de la perforación horizontal. En este caso la P.B.B. puede eliminar la invasión de fluidos.

d) Pozos almacén de gas y/o aceite

Este tipo de pozos trabajan con altos gastos de entrada y salida para ser efectivos. La P.B.B. puede ayudar a minimizar el daño a la formación.

e) Trabajos de limpieza, reacondicionamiento o rehabilitación del pozo

A medida que la presión de un yacimiento decrece, se realizan los trabajos de reacondicionamiento, rehabilitación o limpieza del pozo con el fin de incrementar el potencial del yacimiento, dichos trabajos originan daño potencial debido a los fluidos de limpieza utilizados. Regularmente la recuperación del fluido se realiza lentamente originando un daño al yacimiento y la posible pérdida de la reserva. Usando las técnicas de la P.B.B. para las operaciones de reacondicionamiento, rehabilitación o limpieza del pozo se puede recuperar el fluido de una forma más rápida y prevenir la pérdida potencial de la reserva.

II.2.2 POZOS NO CANDIDATOS

a) Formaciones con alta presión y alta permeabilidad.

Aunque los yacimientos con alta permeabilidad son candidatos deseados, cuando se presenta al mismo tiempo alta presión, dan origen a varios factores negativos. La combinación de la alta presión y permeabilidad puede dar como resultado la máxima producción esperada, la cual puede sobrepasar la capacidad máxima que el equipo superficial es capaz de manejar.

Esta situación da lugar a la necesidad de un específico y riguroso control del pozo, así como la generación de un alto riesgo en la seguridad del mismo.

b) Inestabilidad del agujero.

Candidatos que presentan arcillas de fácil hinchamiento o formaciones no consolidadas son desechados. Este tipo de yacimientos no pueden ser candidatos para operaciones de P.B.B. debido al alto potencial de pérdida de fluidos.

c) Formaciones vugulares o macrofracturadas .

En formaciones con macroporosidad, se puede presentar la invasión de fluidos y sólidos en la parte más baja de un pozo horizontal. En este caso, al presentarse presiones bajas durante las operaciones bajo balance en conjunto con características de grandes porosidades, se pueden originar daños irreparables.

d) Pozos someros.

En pozos someros no se recomienda la perforación bajo balance, debido a que no ofrece optimizar la velocidad de perforación o minimizar el daño a la formación. Por consecuencia no hay ninguna ventaja en los costos de la operación bajo balance.

II.3 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Probablemente la clave para distinguir entre la operaciones de P.B.B. y las de perforación convencional, es el equipo superficial adicional requerido para las operaciones bajo balance. La complejidad del equipo superficial se ve directamente influenciada por la elección del fluido de perforación, así como de la naturaleza y cantidad de los fluidos producidos mientras se esta perforando.

La P.B.B. presenta algunas diferencias con respecto a la perforación convencional, ya que se requieren equipos con características especiales, debido principalmente a la presencia de flujo durante la perforación. La P.B.B. se puede realizarse con los siguientes equipos:

- (1) Equipo Convencional
- (2) Equipo de tubería flexible
- (3) Equipo "snubbing".

El problema básico en la P.B.B. es el equipo y depósitos requeridos para las operaciones. Por tal motivo, se requiere de una buena planeación para obtener la mejor disposición del equipo y personal en la localización. Los depósitos para el aceite producido requieren de un mayor espacio y una adecuada planeación para la ruta de camiones o líneas de tubería temporales para descargar los tanques. Los sistemas de separación, especialmente sistemas cerrados que trabajan en presencia de H_2S , están integrados al espacio de los tanques por medio del sistema circulatorio del fluido de perforación. Los sistemas cerrados y abiertos necesitan un espacio alrededor, para que el área de producción de gas sea ventilada.³

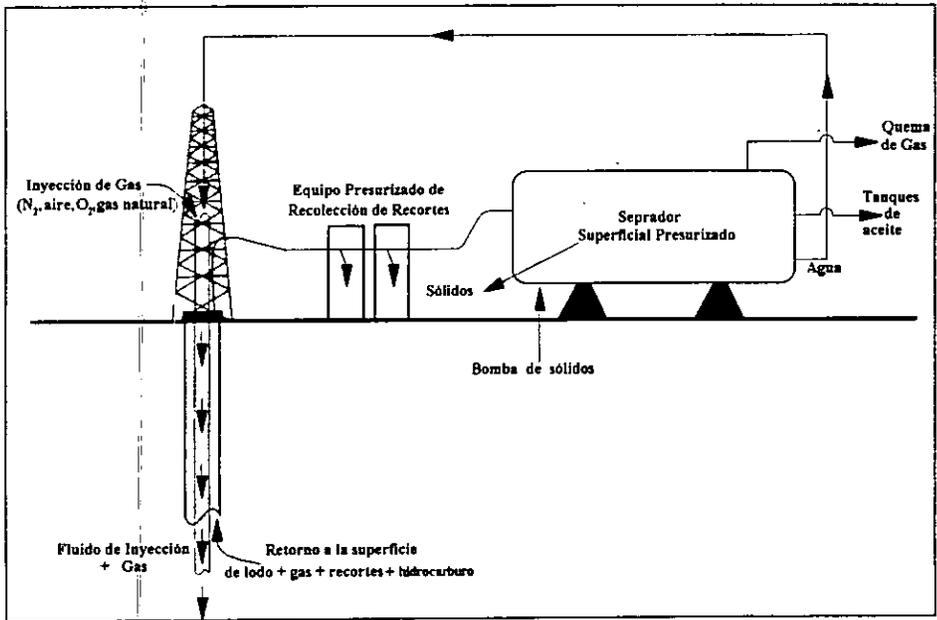


Figura 2.3 Arreglo típico superficial en una operación perforación bajo balance³

II.3.1 EQUIPO CONVENCIONAL

El equipo empleado para efectuar las operaciones de perforación convencional (sobre balance), puede emplearse para efectuar la perforación bajo balance, siempre y cuando, se tomen las consideraciones necesarias para brindar seguridad al personal y al pozo. El equipo superficial debe ser diseñado con una capacidad suficientes para manejar la presión y gastos que se presentan durante el trabajo y deberá estar bien distribuido. La operación del equipo superficial es la diferencia entre un trabajo exitoso y una falla catastrófica.

Cuando existe producción de gas y/o aceite al mismo tiempo que se perfora se requiere de la integración segura y eficiente de los sistemas de perforación y producción. Al perforar con un equipo convencional utilizando la técnica bajo balance, existe la necesidad de instalar una cabeza rotatoria en la parte superior del conjunto de preventores convencional acoplado con un múltiple de estrangulación de alta presión que cuenta con una válvula de control hidráulica (HCR). Además se tiene un equipo superficial de separación de fluidos de perforación, recortes, aceite y gas provenientes de la formación. Los recortes son separados de la corriente de fluidos remanente, y los fluidos de perforación son separados de cualquier hidrocarburo.

Estos fluidos de perforación son regresados a las presas, mientras que todo el aceite o condensado producidos es enviado a una batería de producción. La figura 2.4 muestra un esquema del equipo de perforación convencional ajustado para operaciones bajo balance.

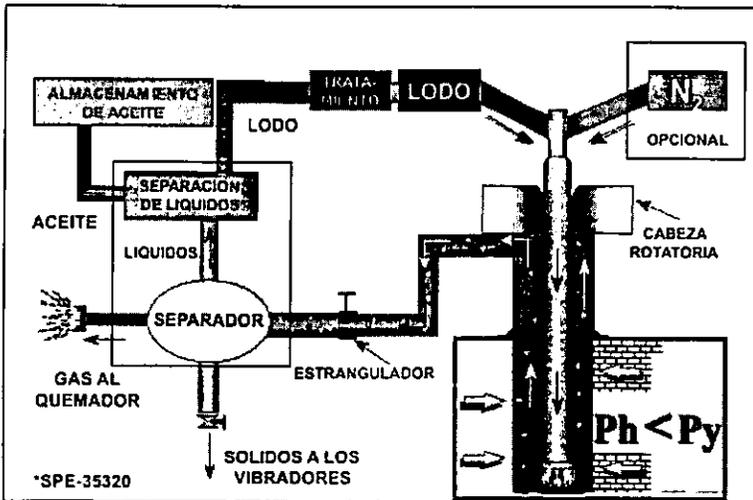


Figura 2.4 Esquema del equipo superficial típico requerido para la perforación bajo balance ⁴

1. La cabeza rotatoria.

La cabeza rotatoria desvía los fluidos de retorno bajo presión (por lo que también es conocida como desviador de flujo), a través del sistema superficial, mientras la perforación continua. La cabeza de control rotatoria genera una presión baja con la cual desvía los fluidos de retorno y ha sido ampliamente aceptada en las operaciones de perforación con aire, niebla y espuma. También puede ser usada con seguridad cuando se perforan zonas de presiones bajas, formaciones parcialmente agotadas, o con relaciones gas-aceite (RGA) muy bajas.

Se deben tomar varias precauciones al usar la cabeza rotatoria durante la perforación, debido a que el gas puede emigrar fuera del anular, ocasionando un aumento en la presión superficial esperada. El esquema de una cabeza rotatoria típica y sus componentes se muestra en la figura 2.5. Cuando se realiza la perforación utilizando aire, a la cabeza rotatoria se le denomina "cabeza de aire". Las cabezas rotatorias son usadas para controlar la presión del anular, desviar el aire y el gas hacia las líneas de quema. En la figura 2.7 se tiene una sección transversal de la cabeza rotatoria donde se muestra como los sellos de goma desvían el flujo hacia la línea de quema.

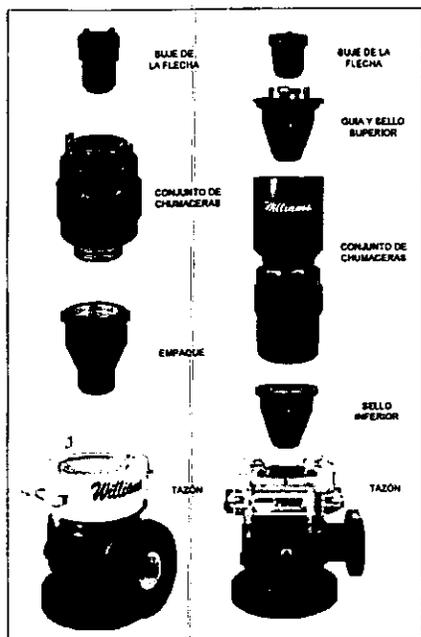


Figura 2.5 Componentes de una cabeza rotatoria de baja presión ⁵

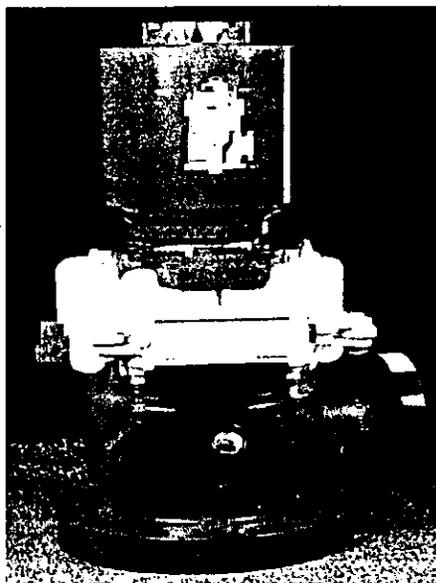


Figura 2.6 Ejemplo de una cabeza rotatoria Williams modelo 7100

La cabeza rotatoria de control, utiliza un par de sellos de goma o elementos sellantes rotatorios, diseñados para crear un sello entre el diámetro interior de los elementos sellantes y la parte exterior de la tubería. Estos sellos están diseñados para operar adecuadamente bajo las condiciones de presión de diseño hasta que se desgastan por el uso, lo que da lugar a una falta de presión como se muestra en la figura 2.8.

En la P.B.B. con aire la cabeza rotatoria solo es un desviador y no se debe considerar como un reemplazo del conjunto de preventores.

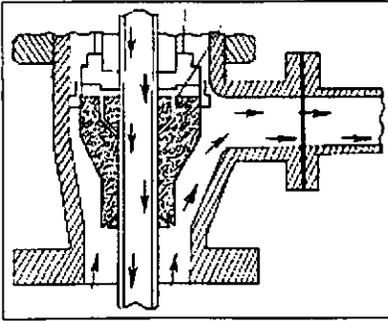


Figura 2.7 Sección transversal de la cabeza rotatoria ⁶

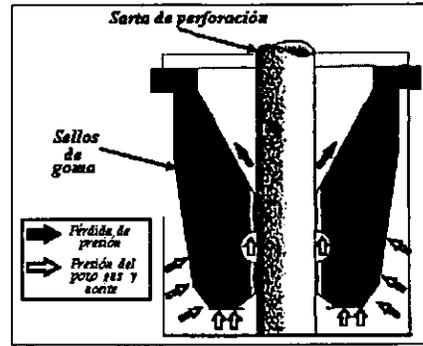
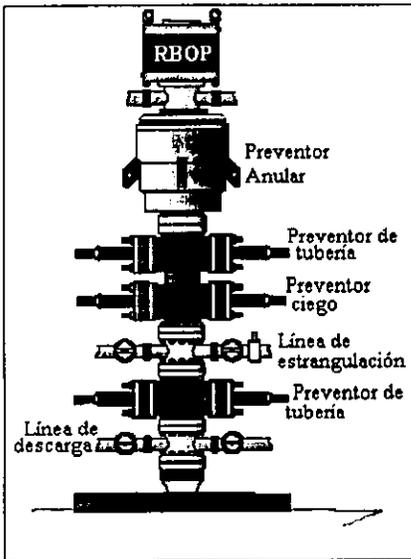


Figura 2.8 Pérdida de presión por el desgaste de los sellos de goma de la cabeza rotatoria ⁶

El diseño del sello no permite el monitoreo del desgaste, ni la predicción de la vida útil de las gomas de los sellos. Debido a estos problemas, el Instituto Americano del Petróleo (API) no reconoce a la cabeza rotatoria como un preventor.

2. Conjunto de preventores y preventor rotatorio (RBOP).



Un conjunto de preventores típico para condiciones bajo balance consiste de una cabeza rotatoria o un preventor rotatorio (RBOP), instalado en la parte superior de conjunto de preventores convencional. Está constituido por dos líneas de descarga, preventor ciego, preventor de tubería, preventor anular y un RBOP en la configuración estándar, como se muestra en la figura 2.9.

Todos los componentes del conjunto de preventores deben ser probados con la presión de trabajo antes de realizar cualquier operación.

Figura 2.9 Conjunto de preventores típico para la P.B.B. ⁶

La seguridad de la cuadrilla y del equipo de perforación dependen del aislamiento y control de la presión de la formación que el RBOP puede brindar durante las operaciones de perforación y extracción de la tubería.

El rango de presión de trabajo del conjunto de preventores debe ser seleccionado considerando la peor situación que se pueda presentar, o la mayor presión de superficie esperada, con el fin de brindar el mayor grado de seguridad en las operaciones. El RBOP (figura 2.10) es utilizado para aplicaciones de operaciones de trabajo a mayor presión y cuando se necesita un sistema desviador con mayor capacidad, además resuelve las limitaciones que presentan las operaciones en zonas de baja presión, por medio del incremento de la presión durante la perforación.

El RBOP utilizan un elemento sellante (figura 2.11) que actúa hidráulicamente, está soportado por unos cojinetes y aislado por sellos mecánicos dentro de una carcasa, que tiene una brida para poderlo montar encima de los preventores y otra brida para la descarga de los fluidos de retorno. Se utiliza aceite hidráulico para accionar el elemento de empacamiento, el cual sella la tubería de perforación o la flecha. La presión del aceite puede variar automáticamente conforme varía la presión en el pozo. Algunos preventores pueden mantener una presión hidráulica de cierre entre 200 y 300 lb/pg² por encima de la presión del pozo, en donde el elemento de empacamiento crea un sello entre éste y la flecha. El preventor rotatorio combinado con el conjunto de preventores convencional y dos preventores anulares, es la manera más segura para el control del pozo.

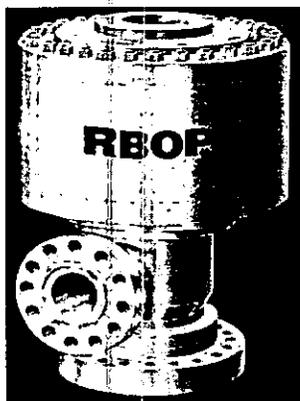


Figura 2.10 Preventor Rotatorio (RBOP)

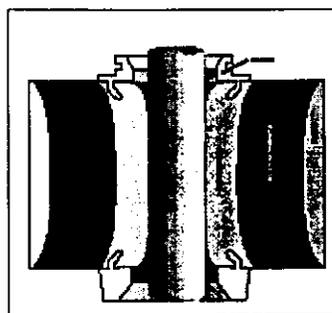


Figura 2.11 Elementos sellantes del RBOP⁶

Existen conexiones del RBOP al arreglo de preventores de 3, 4 ó 6 pulgadas. Una de las mejores aplicaciones para el RBOP es la perforación en formaciones vugulares o altamente fracturadas y en zonas de alta presión. En estas áreas, la pérdida potencial del fluido y la entrada de hidrocarburos, puede ocasionar un incremento en la presión anular. La presión de trabajo que maneja el RBOP, proporciona un margen de seguridad adicional que brinda la cabeza rotatoria.

3. Separador lodo/gas.

Los requerimientos para un separador lodo/gas varían enormemente con las condiciones del pozo. Este tipo de separador lodo/gas (vertical), es de gran tamaño y con soporte de altura ajustable para remover el gas en el separador.

Este sistema abierto (o vasija a presión atmosférica), debe ser mínimo de 6 pies de diámetro por 12 pies de altura, con líneas de quema de gas lo suficientemente grande (entre 6 y 12 pg). Además debe de contar con líneas adecuadas de bombeo de líquido para poder manejar las velocidades de flujo instantáneas. El arreglo hacia la línea de quema, con su adaptador variable de altura para diferentes gastos o condiciones de localización, debe ser equipado con un sistema automático de ignición. En áreas con mucha producción de gas, es común ver alturas de flama de 50 a 100 pies, coincidiendo con presiones anulares de 1000 lb/pg² o mayores. La determinación del nivel de operación del fluido dentro del recipiente y los diámetros de las líneas de gas y fluido, pueden ser calculadas a partir de los gastos instantáneos.

Los criterios utilizados en los sistemas de producción convencional no son recomendados para el diseño del equipo de producción superficial en la perforación bajo balance, debido a que se tiene flujo tipo bache en el pozo, causado por la irregularidad relativa de expansión vertical del gas en el sistema de líquidos. Se debe seleccionar la máxima velocidad de flujo de gas, para que el gasto determinado sea usado en el cálculo del tamaño apropiado de la línea de quema. Esto con la finalidad de optimizar el nivel del líquido en el separador vertical. La caída de presión corriente abajo de la línea de quema, debe ser menor que la presión hidrostática del líquido en el tubo en "U", localizado entre el separador y el tanque de quema de gas, para prevenir que el gas entre al tanque espumante.

4. Separación y almacenamiento agua/aceite.

La separación agua/aceite sin la presencia de H₂S es normalmente realizada con un sistema limpiador de espuma abierto, regresando el agua a las presas. Cuando se presenten flujos altos el flujo se circula a través de un separador de tres fases y de un sistema limpiador de espuma, para limpiar el agua antes de que sea regresada a las presas. El aceite recolectado es directamente transferido a cualquier sistema de producción existente o bombeado a algún tanque de almacenamiento para posteriormente ser transportado a las instalaciones de recolección, almacenamiento o transporte (baterías).

5. Separador.

La mayoría de los separadores utilizados en operaciones de perforación bajo balance, han sido modificaciones de los separadores de producción. La función de este elemento, es la de separar las cuatro fases de los fluidos de retorno, agua o fluidos acuosos de perforación, gases (tanto de producción como de inyección), aceite de la formación y sólidos. Normalmente los separadores empleados en la perforación bajo balance se operan en rangos de 20 a 50 lb/pg², pero se pueden utilizar a presiones máximas de 200 a 500 lb/pg².

Los fluidos producidos durante la perforación bajo balance se presentan en un régimen de flujo tipo bache, es decir, volúmenes intermitentes de líquido con altos gastos de flujo instantáneo, los cuales pueden sobrepasar completamente las relaciones de líquido que puede manejar el separador, llegando a inundar un separador convencional. Algunos separadores especiales para este tipo de operaciones, tienen una entrada en forma de espiral, con el propósito de desviar el flujo, y así comenzar a liberar el gas. Utilizando una vasija de alta presión se puede reducir la tendencia al flujo tipo bache, sin embargo, se puede reducir la eficiencia en la remoción del gas en el líquido. La vasija del separador, es capaz de descargar rápidamente grandes volúmenes de líquido, provenientes de grandes baches. La vasija a presión necesita ser ajustada en forma precisa y se activa mecánicamente a la salida de la descarga. La vasija tiene que ser lo bastante grande para permitir un tiempo de retención adecuado para la separación de los sólidos.

Algunos de los separadores utilizados en las operaciones de perforación bajo balance, son de tal tamaño, que puedan contener dentro del separador todos los recortes generados en la perforación, para descargarlos hasta que la profundidad total (para el intervalo en cuestión) sea alcanzada.

Los separadores verticales son más efectivos cuando los fluidos de retorno son predominantemente líquidos, mientras que los separadores horizontales pueden ser capaces de manejar grandes volúmenes de gas eficientemente. Es posible operar separadores verticales en paralelo, con el objetivo de tener una buena eficiencia de operación. En los separadores horizontales, los fluidos entran y son detenidos por un reductor-desviador de velocidad. Los sólidos se asientan principalmente en el primer compartimiento, donde son removidos por la bomba. Los líquidos pasan sobre una placa, dentro del segundo compartimiento, en donde se separan los sólidos y donde los líquidos comienzan a separarse.

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

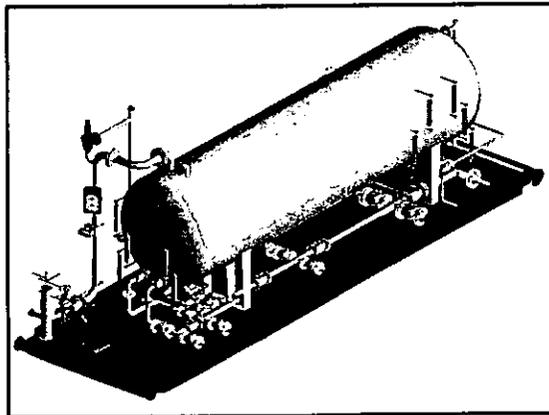
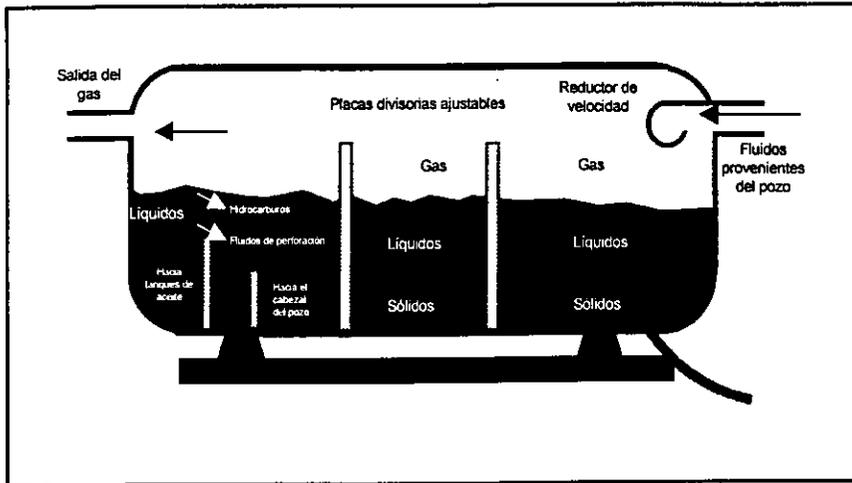


Figura 2.12 Separador horizontal de cuatro fases, típico para la P.B.B. ⁷

6. Desgasificador.

El exceso de gas que se encuentra entre el separador y el tanque de succión abierto es potencialmente peligroso, particularmente si se tiene alguna posibilidad de producción de H_2S . El gas presente durante la re-inyección de líquido puede causar un decremento anticipado de la presión de fondo y como consecuencia un aumento en la producción, afectando la seguridad del personal y equipo e interfiriendo en la eficiencia de las bombas de lodo. Todo el gas debe ser eliminado para cualquier líquido que sea reinyectado dentro del pozo.

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

7. Múltiple de estrangulación

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

El múltiple debe estar diseñado de tal forma que el flujo pueda ser desviado a través de cualquiera de sus estranguladores (hidráulico o manual). Se requieren válvulas a la entrada y a la salida de cada estrangulador, para que este pueda ser aislado y reparado en caso de ser necesario. Los componentes del múltiple, deben de colocarse de tal forma que todas sus partes sean accesibles para su mantenimiento y servicio.

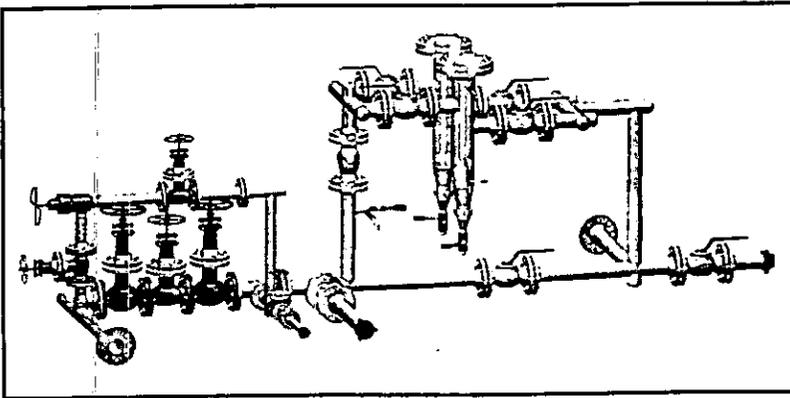


Figura 2.13 Múltiple de estrangulación y colector o trampa de muestras para P.B.B.⁷

8. Línea de estrangulación.

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

9. Línea de matar.

La línea de matar, permiten el bombeo dentro del pozo durante las operaciones para el control del mismo y además, se utilizan para probar el conjunto de preventores. La conexión de la línea de matar, debe localizarse de tal manera que se pueda bombear el fluido por debajo del juego de arietes de tubería. Las líneas de matar deben diseñarse a una presión nominal por lo menos igual a la del conjunto de preventores. Dentro de la línea de matar se debe instalar una válvula de retención, cerca de los preventores, para poder aislar la presión dentro del pozo, además de una válvula manual que sirva como respaldo.

Con las válvulas apropiadas, los fluidos de retorno (aceite, gas , fluidos de perforación y recortes) pueden ser enviados de una forma segura al múltiple de estrangulación. Se deben probar bajo presión, junto con los demás componentes del conjunto de preventores y no se debe usarse para el llenado del pozo (al sacar tubería durante los viajes), sino que se debe mantener como reserva en caso de emergencias. También se deben inspeccionar por si existen desgastes por abrasión cada vez que haya sido usada durante las operaciones para el control del pozo.

10. Línea de retorno.

La línea de retorno por lo general se localiza en la salida del RBOP o de la cabeza rotatoria. Si se está utilizando un preventor anular doble, se localizará en el carrete desviador, inmediatamente debajo del anular superior. El diámetro de la línea deberá ser el necesario para mantener una caída de presión dentro de la línea en un nivel aceptable de seguridad, al momento que se presente el máximo gasto de flujo de fluidos inyectados o producidos. Por lo general se recomienda una línea de retorno de 6 pg de diámetro.

Las líneas de retorno que se encuentran entre el conjunto de preventores y el separador, se pueden erosionar porque están expuestas a los fluidos de retorno que van acompañados de una cierta cantidad de sólidos. Por esta razón todas las conexiones tipo "T" y los codos, deberán estar reforzados con el fin de minimizar esta erosión. Esto llega a ser particularmente importante cuando se perforan arenas consolidadas.

11. Colector o trampa de muestras.

Normalmente los recortes se recolectan en el interior del separador, pero cuando las muestras deben ser tomadas para algún tipo de estudio geológico se debe adaptar un colector en la línea de flujo, localizada entre el separador y el conjunto de preventores.

Usualmente se usan dos vasijas colectoras de muestras, una recoge las muestras mientras que la otra está siendo vaciada. Las vasijas colectoras se deben colocar corriente abajo (a la salida) del múltiple de estrangulación, o de forma alternativa se puede integrar al múltiple.

12. Filtros de recortes.

Es posible usar un separador de tres fases, cuando se perforan agujeros de diámetro pequeño y se generan volúmenes limitados de recortes.

Este puede ser el caso de una perforación con tubería flexible. Se debe instalar una trampa de arena o filtro de recorte corriente arriba (a la entrada) del separador. Con esto se reduce la erosión de la línea que se encuentra entre la trampa de arena y el separador, así como de la región de entrada del mismo separador.

13. Calentador.

Algunas mezclas de hidrocarburos de pesos moleculares bajos y agua pueden hidratarse a bajas temperaturas, esto puede interferir en flujo dentro del separador o con la operación de separación. Normalmente, el fluido de retorno del pozo no es lo suficientemente caliente para prevenir la hidratación.

Si existe una fracción de volumen de gas muy grande en el flujo y se estrangula, la disminución de la temperatura corriente abajo (a la salida) del estrangulador puede provocar la formación del hidrante. En este caso el flujo debe ser llevado a un calentador, corriente arriba (a la salida) del múltiple de estrangulación. Los fluidos de retorno también deben ser conducidos a través de un calentador, cuando existen volúmenes considerables de aceite pesado (con viscosidades que a bajas temperaturas interfieren en la separación del gas).

14. Presa de quema.

La presa de quema debe ser lo suficientemente grande para poder manejar la cantidad de gas esperada (ya sea producida o inyectada). La altura y localización de la presa estarán determinadas por la regulación local para la quema de gas que el gobierno permita en la zona. El equipo de la presa deberá estar equipado con un sistema inyector y un piloto de flama, para asegurar la combustión de cualquier descarga de gases inflamables. Para permitir que la presión del separador se mantenga cuando la producción de gas es baja, se debe instalar una válvula reguladora de contrapresión en la línea de quema.

15. Tanques de producción.

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

16. Tanque de agua.

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

17. Tanques de sólidos.

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

II.3.2 EQUIPO DE TUBERÍA FLEXIBLE

La P.B.B. utilizando la unidad de tubería flexible es la alternativa más viable. Esta tecnología permite el uso de tubería de perforación más larga. La tubería flexible (T.F.) puede ser usada como una unidad independiente del equipo de perforación bajo balance, o se puede integrar al mástil convencional. Se adapta muy bien cuando se perforan formaciones con altas presiones. La ausencia de juntas o conectores de herramientas permite mantener la condición bajo balance de forma continua durante la perforación y las operaciones de disparo. La falta de rotación genera recortes más largos los cuales son más fáciles de examinar, además facilita el uso de línea de acero para la herramienta MWD. La tecnología de T.F. es muy costosa, particularmente cuando se utiliza la herramienta de lectura MWD, pero los costos resultan ser equivalentes o menores que la operaciones de perforación con mástil convencional, realizadas en el mismo pozo y bajo las mismas condiciones. Los costos del uso de una unidad de T.F., generalmente se justifican basados en situaciones tales como reducción del espacio, altura, seguridad y medio ambiente.

II.3.2.1 Selección del equipo

- *Unidad de tubería flexible.* Las principal consideración que se debe tomar en cuenta al seleccionar una unidad de T.F. es el tamaño de la tubería.

Una vez que se ha seleccionado el tamaño de la tubería y se conoce la profundidad objetivo, se determina la capacidad de empuje de la cabeza inyectora.

• *Equipo auxiliar de perforación.* Dentro del equipo especial necesario para anexar a una unidad de T.F. se encuentran:

- * Piso de trabajo con capacidad de soportar los componentes del ensamble de fondo
- * Llaves de potencia para realizar los aprietes del ensamble de fondo.
- * Un sistema auxiliar para apoyar en las operaciones de maniobras para meter y sacar la tubería.

La mayoría de las unidades de T.F. existentes en el mercado no contienen ninguno de estos equipos auxiliares.

• *Equipo de bombeo.* En la mayoría de los proyectos de re-entradas en diámetro reducido la unidad de bombeo de la unidad de tubería flexible es suficiente. En general la unidad de T.F. no contiene dentro de su equipo un equipo de bombeo muy grande y en caso de ser necesario se deben de especificar sus características con base en los requerimientos del programa de perforación del pozo.

• *Sistema de retorno.* La unidad de T.F. se adapta fácilmente aun sistema de retorno de fluidos cerrado. Cualquier sistema que se escoja, ocasionará un costo adicional que será justificado con las ganancias del proyecto.

La operación de P.B.B. con T.F. se logra con la ayuda de motores de fondo, los cuales frecuentemente van acompañados de una herramienta MWD, herramientas direccionales y equipo de orientación ajustable cuando es necesario. La ausencia de rotación y de conexiones permite el bombeo continuo, lo que hace posible mantener más fácilmente la condición de bajo balance. El piso de trabajo de la unidad de T.F. es diseñado de manera que pueda elevarse y descender, esto permite que el nivel del piso se ajuste para brindar un mejor soporte a la cabeza inyectora cuando esta se conecta a la cabeza del pozo.

A) Limitaciones.

Las principales limitaciones a las que se enfrenta la T.F. al realizar las operaciones de perforación son los siguientes:

- **Profundidad:** La principal limitación en pozos con re-entradas es la profundidad, que se relaciona directamente con el esfuerzo al que se ve sometido la tubería y la capacidad de empuje. En los pozos nuevos la profundidad se relaciona con el tamaño del agujero. La unidad de T.F. es incapaz de perforar un pozo nuevo a una profundidad de 10 000 pies, aun en pozos de diámetro reducido, los requerimientos de gasto de flujo en la superficie pueden exceder la capacidad de la unidad de T.F.
- **Gasto de circulación:** El tamaño de tubería flexible más comúnmente usado en la T.F. es el de 3½ pg. Los gastos de trabajo son de 3 a 4 BPM, los cuales son apropiados para motores de 4 ¼ de pg o mayores. El tamaño común disponible de T.F. es de 4 ½ pg de diámetro exterior, el cual permite una circulación de gasto igual a la usada en un equipo convencional. Sin embargo, esta tubería es difícil de manejar debido al peso y tamaño del carrete, además de tener un coeficiente de fatiga mucho menor que el de T.F. de menor diámetro.
- **Disponibilidad del equipo y personal:** Actualmente la disponibilidad de unidades de T.F. puede ser un problema, pero el principal problema es la disponibilidad de encontrar al personal que opere la unidad de T.F. y además tenga experiencia en perforación de pozos con dicha técnica. Con el uso creciente de la unidad de T.F. en operaciones de perforación, todas las cuadrillas de personal experimentado se encuentran ocupadas. El nivel de experiencia de la cuadrilla en operaciones de perforación, es crítico para la seguridad y eficiencia de las operaciones realizadas.
- **Costos de operación:** Los costos de operación son mucho mayores que si se efectúa la perforación con un mástil estándar y con lodos convencionales. Sin embargo, la numerosas ventajas que puede brindar la P.B.B. combinada con la T.F. pueden crear situaciones económicas muy atractivas en un pozo con alto riesgo, como puede ser el grado del daño a la formación generado al perforar con equipo estándar y métodos sobre balance. En general, al usar una unidad de T.F. el costo diario de la operación se incrementa, pero algunos de estos costos pueden ser recobrados mediante operaciones rápidas, además de las consideraciones del aumento de la seguridad del personal y del equipo, la disminución del daño ambiental y a limitantes de colocación u movimiento de equipo, que hacen deseable a una unidad de T.F.

B) Ventajas

La P.B.B. con T.F. brinda algunos beneficios sustanciales dentro de los cuales se encuentran los siguientes:

- Una P.B.B. mucho más segura, debido a que es un sistema de control cerrado.
- Perforación más rápida en formaciones suaves.

- Gracias a la ausencia de conexiones el desgaste es mínimo y se mejora la calidad de los registros tomados.
- La movilización, transporte e instalación del equipo es más rápida.
- Reducción del impacto ambiental, es decir, menos ruido, derrames y la reducción del espacio ocupado por el equipo.
- Facilidad para el empleo de línea de acero para la adquisición de datos en tiempo real.

C) Desventajas

- El factor de fatiga de la tubería disminuye con el aumento del tamaño de la misma.
- Por la ausencia de rotación de la tubería, no se pueden emplear herramienta de pesca comunes.
- La capacidad de la cabeza inyectora para meter la tubería es limitada.
- La renta del equipo por días es muy costosa.

D) Candidatos

Existen muchos casos en los cuales la perforación con T.F. puede llegar a brindar beneficios potenciales o solucionar problemas específicos.

- En trabajos de re-entradas, profundización o desviación de pozos.
- Pozos nuevos someros de diámetro reducido.
- Cuando el espacio es la mayor limitación, por ejemplo en plataformas.
- En pozos exploratorios. Debe hacerse notar que el final del agujero será pequeño.
- Cuando se tenga como factor de control al problema ambiental o de seguridad.
- Cuando el daño a la formación es inminente con cualquier operación sobre balance.
- Operaciones en lugares remotos o muy costosas.

II.3.3 EQUIPO "SNUBBING"

La perforación con "snubbing" o de alta presión, es aquella operación que se realiza con el uso de una unidad "snubbing" como sistema de control de presión. La unidad "snubbing", está mucho mejor equipada para poder trabajar con la tubería a contra flujo bajo presión y permite que las operaciones de perforación se realicen con presiones superficiales mucho más grandes que con un equipo de perforación convencional. Los gastos adicionales ocasionados por el uso de este equipo, se ven justificados si se están perforando zonas en donde se esperan formaciones con alta presión y pérdidas de circulación incontrolables.

Regularmente las consideraciones de seguridad del personal son las razones justificables para la utilización de la unidad "snubbing". Finalmente si se espera perforar una zona de gas, existe una motivación adicional. La unidad "snubbing" cuenta con un conjunto de preventores que permite meter y extraer del agujero la sarta de perforación a presiones mucho mayores (por encima de las 10 000 lb/pg²) de las que pueden manejar la cabeza rotatoria o el RBOP. La unidad "snubbing" puede ser usada para la P.B.B., a presiones que no pueden ser manejadas con el equipo convencional.

Esta unidad tiene un mejor control de la presión que el equipo convencional. Esta situación puede tener un enorme efecto en la seguridad del personal y del equipo, así como en el comportamiento del pozo. El uso de la unidad "snubbing" permite realizar la toma de decisiones basándose en lo que puede ser mejor para el pozo, y no en los límites de la capacidad del equipo superficial para manejar presiones adicionales. Mediante el incremento de la capacidad de manejo de la presión en un rango de 3 a 6 veces más segura, llega la oportunidad de concentrarse únicamente en mantener la condición bajo balance y seguir operando el pozo por debajo de cualquier restricción de presión. Además la producción del pozo justificará los costos adicionales.

El equipo superficial utilizado por la unidad "snubbing" se muestra en la figura 2.14, consta de cuatro estranguladores. Dos de ellos manejan el flujo anular cuando el fluido es principalmente gas, esto minimiza los problemas de corrosión, causados por las presiones altas y la velocidad de la corriente de gas va cargada con sólidos de la perforación. Los otros dos estranguladores son utilizados para procesar el flujo de retorno cuando se presentan líquido predominante en la corriente. El operador de este múltiple de estrangulación debe estar atento a la flama para evitar la quema de líquidos, y para cambiar los estranguladores de gas por los de líquido y viceversa.

A) Ventajas

El uso de la unidad "snubbing" para la P.B.B. presenta las siguientes ventajas:

- Mejora la seguridad de las instalaciones y el equipo.
- Reduce las circunstancias que pueden generar daño a la formación.
- Permite que la tubería viaje dentro y fuera del pozo bajo condiciones de mayor presión.
- Permite correr la T.R. bajo balance.

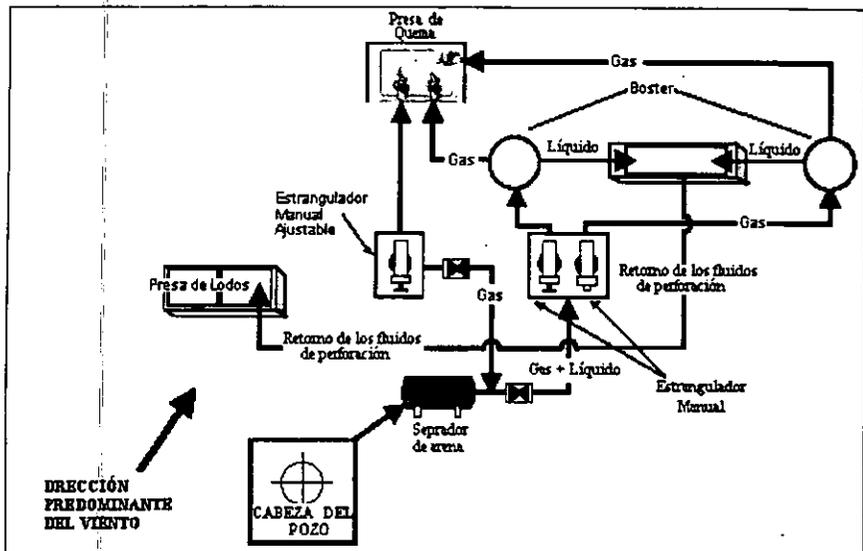


Figura 2.14 Sistema de estrangulación superficial para la unidad "snubbing" ⁶

B) Desventajas

- La unidad "snubbing" resulta ser más cara por día y más lenta.
- El tamaño de la tubería de perforación disponible se puede ver limitada dependiendo de las características del pozo que esta siendo perforado.
- Presenta riesgo para el personal por la altura a la que se realiza la operación.
- La instalación del equipo es muy tardada.

C) Candidatos

Las situaciones en las cuales se recomienda perforar con el uso de la unidad "snubbing" son las siguientes:

- Presiones anulares muy altas.
- Fracturas verticales.
- Pérdida severa de circulación.
- Presiones excesivamente altas en operaciones en la extracción de la tubería.
- Fluidos de perforación muy caros.
- Limitaciones de los equipos superficiales.
- Consideraciones de seguridad del equipo y del personal.

II.4 FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN LA TÉCNICA BAJO BALANCE

En la perforación bajo balance, la etapa de selección del fluido de perforación constituye una de las partes más importantes dentro del proceso de diseño. Esto es debido a que el fluido permitirá resolver problemas durante la perforación del pozo, tales como: pérdidas de circulación, pegaduras de tubería por presión diferencial, daño a la formación, presión diferencial positiva o una combinación de los problemas anteriores.

La función principal del fluido de perforación en la perforación bajo balance, es transportar los recortes de la formación del interior del pozo a la superficie.⁸

II.4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se pueden establecer diversas clasificaciones de los fluidos empleados en la perforación bajo balance, cada una de estas clasificaciones contempla algunas de sus características físicas. Sin embargo para el caso de la P.B.B. podemos clasificarlos en forma general de acuerdo al estado físico que presentan los fluidos, tal como se muestra a continuación:

FASES QUE PRESENTAN LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN		
GAS	DOS FASES GAS - LÍQUIDO	LÍQUIDO
Aire	Nieblas	Agua
Gas natural	Espumas estables	Salmueras
Nitrógeno	Espumas rígidas	Lodos salados
Otros	Líquidos gasificados	Lodos bentoníticos
		Lodos emulsionados

Tabla 2.1 Clasificación de fluidos de perforación para las operaciones de perforación bajo balance de acuerdo a las fases que presentan

Cada uno de los fluidos presentados anteriormente también se puede clasificar en función de su peso específico.

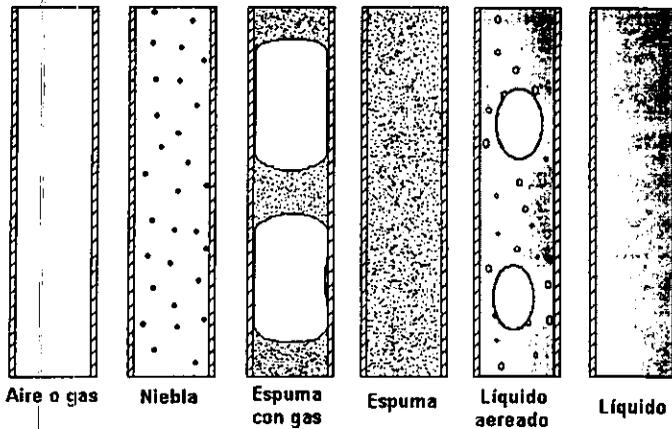


Figura 2.15 Representación gráfica de las fases que presentan los fluidos de perforación ⁵

II.4.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN GASEOSO

Probablemente la técnica de P.B.B. más simple y antigua es usar *aire seco* como fluido de perforación. El compresor bombea el aire desde la unión giratoria (o swivel) ubicado en la parte superior de la sarta de perforación, hasta la parte baja de la sarta, pasando por la barrena y regresando por el espacio anular hasta la superficie. La figura 2.16 muestra un esquema simplificado de un sistema de perforación con fluido de perforación gaseoso.

Es posible usar un gas inerte en lugar de aire como fluido circulante, el *nitrógeno* es regularmente una buena elección, debido a que cualquier otra clase de gas inerte es más costosa. El nitrógeno puede ser transportado como líquido a partir de cualquier planta criogénica. En este caso, los calentadores son usados para elevar la temperatura del nitrógeno antes de ser comprimido y bombeado al interior del pozo. También es posible generar el nitrógeno, usando los filtros tipo membrana que remueven el oxígeno del flujo de aire entregado por los compresores, antes de que este sea bombeado dentro del pozo.

Otra opción sería usar *gas natural* como fluido de perforación. Esta opción puede ser menos costosa que el uso del nitrógeno cuando se perfora en un campo productor de gas o un campo cercano a un ducto de gas natural. La presión de la tubería debe ser la suficiente para llegar al punto de entrega y no utilizar un compresor. Se requiere con frecuencia un reforzador de presión (booster) a lo largo de la línea siguiendo las normas y lineamientos establecidos por el API y por el NFPA (National Fire Protection Agency).

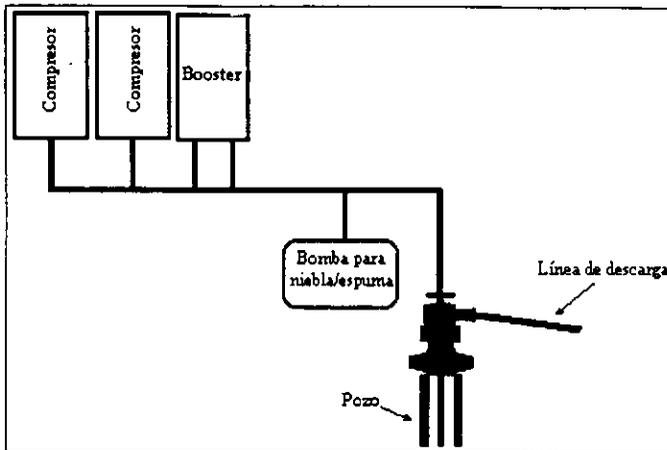


Figura 2.16 Sistema de perforación simplificado utilizando fluido gaseoso ⁶

Independientemente del gas que se esté utilizando, el compresor deberá cumplir con las características de gasto y presión de entrega suficientes, para ser capaz de transportar los recortes y los fluidos de entrada al pozo hacia la superficie. La presión de circulación y el transporte de los recortes no son independientes uno del otro, sí el peso de los recortes que están siendo transportados se incrementa como consecuencia la presión del pozo también se incrementa. A medida que la velocidad de penetración (velocidad de generación de los recortes) se incrementa, también se incrementa la presión del pozo. Si el gasto del flujo de circulación es muy bajo, los recortes se acumulan en el interior del pozo y por consecuencia, la presión del pozo se incrementa.

II.4.2.1 Aire Seco

Prácticamente sería imposible para la barrena profundizar dentro del agujero, si los recortes generados no fueran removidos del pozo. En la perforación con aire, la función principal de la circulación del aire es sacar los recortes desde la parte inferior del pozo hacia la superficie. La clave en cualquier trabajo de perforación con aire, es determinar el gasto requerido para la adecuada limpieza del agujero. El flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre opuesta a la fuerza de gravedad sobre cada recorte, si la fuerza de arrastre es mayor que la fuerza de gravedad el recorte es levantado dentro del agujero. Es claro que la fuerza de arrastre se incrementa a medida que el gasto del flujo de aire se incrementa y a su vez, la velocidad con la cual los recortes son levantados será mayor. Es claro que la velocidad del aire necesaria para levantar los recortes incrementará a medida que aumente el tamaño de los mismos.

La fuerza de arrastre ejercida sobre los recortes incrementa con el incremento de la presión del aire, y disminuye con la disminución de la velocidad del aire. A medida que el la profundidad del agujero es mayor, se necesita un gasto de flujo de aire mayor, (expresado en pies cúbicos estándar por minuto) para levantar los recortes generados. La densidad del aire también se ve influenciada por la temperatura y a su vez la temperatura cambia cuando el aire fluye dentro del pozo.

Estrictamente se debe considerar la existencia de una fuerza de flotación ejercida sobre los recortes, ocasionada por el volumen de aire desplazado. Esta fuerza se verá influenciada por el gasto de aire, ya que el gasto influye directamente en la presión del aire mejorando su densidad. Sin embargo, esta fuerza de flotación ejercida sobre los recortes es pequeña dentro del aire, aún cuando la presión del aire es alta, ya que la densidad del aire permanece mucho menor que la densidad de los recortes. Cuando se presentan altos gastos de flujo de aire, los recortes se mueven a una velocidad más o menos similar a la del aire, lo que origina un transporte de recortes eficiente.

II.4.2.2 Nitrógeno

La mayor ventaja que tiene el nitrógeno sobre el aire, es que las mezclas de nitrógeno con los gases hidrocarburos no son inflamables, esto minimiza la posibilidad de explosiones o fuego en el fondo. Por esta razón, dentro de las operaciones de perforación direccional el nitrógeno puede ser usado como fluido de perforación, o como un componente del mismo. El gas circulando, no necesariamente tiene que ser nitrógeno puro para prevenir el fuego, algunas mezclas de aire con nitrógeno y gas hidrocarburo no originan combustión, debido a que mantienen la concentración de oxígeno por debajo del nivel crítico. La utilización de aire como fluido de perforación acarreará los recortes y los fluidos de entrada de la formación, en la misma forma que el aire lo hace. Se observa entonces, que la densidad del fluido es la propiedad con mayor impacto para el transporte de recortes. Debido a que la densidad del nitrógeno es ligeramente menor (alrededor del 3%) que la densidad del aire a temperatura y presión estándar, el transporte de los recortes es tan efectivo como cuando se trata de aire, utilizando los mismos gastos de inyección en la superficie.

Cuando se usa aire o nitrógeno, la selección del gasto de inyección se determina con base en la eficiencia de transporte de los recortes, el incremento del ritmo de penetración y el incremento de los costos del equipo necesario para manejar el nitrógeno (renta de compresores, cargos de combustible, etc.).

El costo, resultado del incremento del gasto de inyección del nitrógeno es mucho mayor que para el aire, por lo tanto, el gasto de inyección óptimo para la perforación con nitrógeno, será aquel que se mantenga por debajo de un gasto normal para perforación con aire en las mismas condiciones.

II.4.2.3 Gas Natural

Del mismo modo que el nitrógeno, el gas natural puede ser usado (en lugar de aire) como fluido de perforación bajo balance. El uso de gas natural, previene a la formación de mezclas de gas inflamables en el fondo del pozo, cuando se están atravesando zonas productoras de hidrocarburos. A diferencia del nitrógeno, el gas natural siempre formará mezclas inflamables cuando se libera a la atmósfera. Este peligro inminente de explosiones o fuego superficial, requiere de pequeños cambios en los procedimientos de operación utilizados en la perforación con aire.

La densidad del gas natural es por lo general, diferente a la densidad del aire, por lo que es conveniente representar a la densidad del aire con su gravedad específica (la razón que existe entre el peso de una unidad de volumen de gas a condiciones estándar entre el peso del mismo volumen de aire). Los gases hidrocarburos tiene una gravedad específica que aumenta con el incremento de su peso molecular, por ejemplo, el metano tiene una gravedad específica de 0.55, el etano de 1.05 y el propano de 1.55 a condiciones estándar de presión y temperatura. La gravedad del gas natural (la densidad del gas dividida entre la densidad del aire, ambas a condiciones estándar de presión y temperatura) depende de su composición, pero por lo general se encuentra dentro del rango de 0.6 a 0.7. Por lo tanto, la densidad del gas natural que circula dentro del pozo difiere enormemente de la del aire inyectado al mismo gasto volumétrico, influenciando directamente en la eficiencia de transporte de recortes.

Por esto el gasto de inyección requerido para un transporte de recortes eficiente, es mayor para el gas natural que para el aire. El gas natural se caracteriza por presentar el fenómeno conocido como "súper compresibilidad", esto significa que el gas natural se comprime más rápido a ciertas presiones que un gas ideal. Además, el gas natural es más caro de comprimir que el aire. El incremento de los costos de aumentar el gasto de inyección resulta mayor cuando se perfora con gas natural que cuando se perfora con aire. El gasto de inyección óptimo tendrá que ser un valor cercano al gasto de inyección mínimo recomendado para el caso de perforación con aire.

II.4.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN DE DOS FASES GAS-LÍQUIDO

Las mezclas de las fases líquida y gaseosa es un medio para alcanzar la densidad del fluido de perforación deseada, a partir de puro gas o puro líquido. Estas mezclas de gas y líquido son regularmente llamadas "Fluidos de Perforación Aligerados". Este tipo de fluidos pueden ser clasificados de acuerdo con su estructura y los volúmenes relativos de las fases gaseosa y líquida como nieblas, espumas y líquidos aereados o gasificados. Dicha estructura depende en forma crítica de las condiciones de presión y temperatura prevalecientes al momento de realizar las operaciones de perforación.

DESCRIPCIÓN	DENSIDAD (lb/gal)
Gas	0.01 - 0.1
Niebla	0.1 - 0.3
Espuma	0.3 - 3.54 3.5 - 6.95 con contrapresión
Líquido Gasificado	4.0 - 6.95
Líquido	6.95 - 19.0

Tabla 2.2 Fluidos de perforación aligerados para las operaciones de P.B.B. con su densidad correspondiente.²

Si la fracción de volumen de líquido no viscoso es menor al 2.5 por ciento, el líquido se encontrará suspendido en forma de pequeñas gotas de agua dentro de la fase continua gas. La perforación realizada con este tipo de fluidos es denominada "*Perforación con niebla*". Para bombear gastos bajos de líquido de inyección se utiliza una bomba triplex. El líquido inyectado es usualmente agua, combinada con un surfactante y un inhibidor de corrosión.

Algunas veces se agregan polímeros o sales con el fin de inhibir la acción de la interacción del agua y las sales sensibles. Debido a que el líquido está presente en forma de gotas, éste tiene un impacto directo en la reología del gas que está circulando, como consecuencia se afecta la presión del pozo. La perforación con *niebla* casi siempre se usa después de que se perforó con aire y se encontró una entrada de agua a alta presión. El aire normal es usado en la perforación con niebla, la única razón es su bajo costo.

Sí la fase líquida es inflamable (aceite o diesel), es preferible el uso de nitrógeno por cuestiones de seguridad. El uso de aire como fluido aligerante puede crear condiciones ideales para la corrosión de la tubería de perforación y de cualquier T.R. expuesta.

Sí el volumen relativo del líquido es más alto que el contenido de gas, resulta una *espuma estable*. Una espuma estable es usualmente generada, cuando líquidos similares a los usados en la perforación con niebla son inyectados dentro del flujo de gas, con fracciones de volúmenes de líquido dentro de los rangos de 2.5 a 25 por ciento. El líquido forma una estructura celular continua, envolviendo la fase gaseosa. El gas y el líquido se mueven juntos con la misma velocidad nominal. La calidad de la espuma está determinada por la fracción del volumen del gas presente, usualmente expresada como porcentaje en las condiciones de presión y temperatura prevalecientes. Por ejemplo, una espuma de 90% de calidad está formada por 90% gas y 10% líquido, por unidad de volumen.

Las espumas tienen una viscosidad alta, lo que les permite una capacidad de transporte de recortes altamente eficiente. La reología de la espuma es principalmente controlada por la fracción de volumen del líquido, en las condiciones de presión prevalecientes. La viscosidad de la espuma generalmente cae dentro de los rangos de 115 cp para una fracción de volumen de líquido de 2.5 por ciento, y de 35 cp para una fracción de volumen de líquido de 25 por ciento. En algunos casos, se agregan sustancias que aumenten la viscosidad del líquido inyectado. Este tipo de fluidos son llamados "*Espumas Rígidas*". Debido a que los gases son mucho más compresible que los líquidos, la fracción de volumen del líquido en un fluido de perforación aligerado varía a medida que el fluido se circula en el pozo. Conforme se incrementa la presión, también aumenta la fracción de volumen del líquido y la densidad del fluido de perforación aligerado.

II.4.3.1 Niebla

Es una práctica normal cambiar el aire seco por niebla, si al estar perforando se presenta una entrada de agua moderada. Para hacer esto, se inyecta una pequeña cantidad de agua con un agente espumante dentro del compresor antes de que el aire entre a la tubería de perforación. Este líquido junto con el agua aportada por la formación se dispersan dentro de una niebla de gotas independientes de líquido, las cuales se mueven a una velocidad aproximadamente similar a la del gas. La niebla es uno de los tantos fluidos de perforación, que es una mezcla de las dos fases gas y líquido. Otros fluidos que contienen a las fases gas y líquido son las espumas y los lodos aerados (o gasificados).

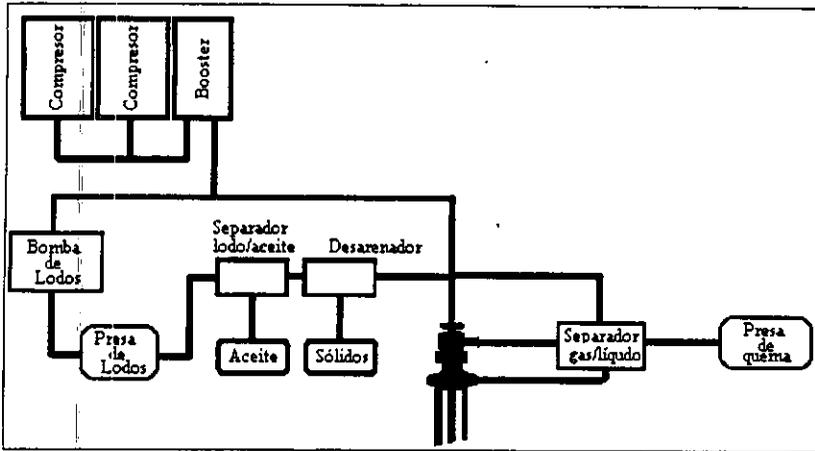


Figura 2.17 Principales elementos de un sistema de perforación con fluido de perforación de dos fases gas-líquido ⁶

Estas mezclas de gas y líquido son regularmente llamadas "fluidos de perforación aligerados". Dentro de la niebla las gotas no se encuentran conectadas entre sí, por lo que el líquido es la fase discontinua. En una espuma el líquido como fase continua, forma una película que atrapa al gas fase discontinua. Finalmente, en los lodos gasificados el gas existe en forma de pequeñas burbujas independientes. La niebla es formada con una fracción de volumen de líquido que es aproximadamente menor al 2%, a las condiciones de presión y temperatura prevaletientes. En la perforación con niebla, los volúmenes de gas y líquido garantizan que el fluido de perforación resultante es una niebla, si fluye fácilmente debajo de la tubería de perforación.

Si existe una entrada de agua considerable, la fracción de volumen de líquido puede aumentar lo que daría origen a una espuma. A medida que el fluido de perforación fluye hacia arriba dentro del anular, la presión disminuye y cualquier espuma se puede o no convertir en una niebla, antes de regresar a la superficie. Se considera entonces una perforación con niebla cuando el fluido de perforación se presenta como niebla cuando menos en alguna parte de su recorrido.

En la mayoría de los casos, las gotas de líquido dispersas dentro de la niebla se mueven a una velocidad similar a la del gas, esto significa que su velocidad de resbalamiento es cero. Además, las gotas no alteran de ninguna forma las propiedades del gas en el cual van dispersas. Consecuentemente, la niebla de perforación no tiene más eficiente de transporte de recortes que el aire, teóricamente se necesitan velocidades anulares mayores en la perforación con niebla.

II.4.3.2 Espuma

La espuma puede ser utilizada como fluido de circulación durante la perforación, la terminación y para algunas operaciones de producción. La espuma consiste en una fase continua líquida, que forma una estructura celular que rodea y envuelve al gas. Las espumas tienen viscosidades extremadamente altas, en algunos casos, su viscosidad es mayor que aquellas del líquido y del gas que contienen. Al mismo tiempo su densidad es usualmente menor que la mitad de la densidad del agua. Con esta combinación de alta viscosidad y baja densidad, la espuma como fluido de perforación puede brindar un sin fin de beneficios en las operaciones de perforación:

- Su alta viscosidad permite un transporte de recortes eficiente, a velocidades anulares mucho menores que las requeridas para el aire o la niebla. Los gastos de inyección de gas suelen ser mucho más bajos que aquellos usados con gas seco o niebla.
- La baja densidad de la espuma permite establecer las condiciones de bajo balance en casi cualquier circunstancia. La velocidad de penetración con espuma es generalmente más alto que la alcanzada con fluido de perforación convencional.
- La alta presión anular puede reducir potencialmente la inestabilidad mecánica del pozo experimentada cuando se perfora con gas o niebla.

a) Espuma estable

Una espuma consiste en agregar burbujas de gas en una fase líquida continua. Al agregar algún surfactante o agente espumante a la fase líquida, este estabiliza la película que forman las burbujas y permite que la estructura de la espuma se mantenga. Una espuma de calidad, es aquella que tiene la apariencia de crema de rasurar. Con esta consistencia es posible que la espuma transporte los recortes a velocidades anulares muy bajas. La entrada de gas incrementa la calidad de la espuma, pero si la entrada se incrementa posiblemente la espuma se convierta en niebla y pierda su viscosidad.

Por el contrario, la entrada de líquido reduce la calidad de la espuma y puede originar la pérdida de viscosidad y el incremento de la densidad de la espuma.

b) Espuma rígida

La fase líquida en una espuma estable contiene surfactantes, algunas veces sales e inhibidores de corrosión y ninguno de estos elementos tiene un impacto significativo en la viscosidad del líquido. Es posible hacer lo que se conoce convencionalmente como espuma rígida, mediante el uso de agua intencionalmente viscosificada.

Esta espuma resulta ser más viscosa y estable que la producida solo con surfactantes. Se considera una espuma estable aquella con una fase líquida intencionalmente viscosificada. El incremento de la viscosidad de la fase líquida, en la espuma rígida brinda una estructura más estable, probablemente por la disminución de la segregación gravitacional y la ruptura de las paredes celulares. Esto permite que se forme una espuma de mayor calidad (una fracción de volumen líquido menor) que no hubiera sido posible lograr sin el uso del viscosificante. Debido a la viscosidad efectiva de la espuma rígida, es posible usar velocidades anulares menores que las usadas en con espuma estable, al mismo tiempo la limpieza del agujero es altamente eficiente.

II.4.3.3 Líquidos Gasificados

Las espumas no son los únicos fluidos aligerados en los cuales la fase continua es el líquido. La densidad de un fluido se verá reducida si se mezcla gas dentro de él, cualquiera que se la estructura de la mezcla resultante. Los líquidos gasificados son usados algunas veces como fluidos de perforación en operaciones bajo balance. Estos fluidos generalmente no contienen surfactantes y por lo regular tienen una fracción de volumen de líquido alta en las condiciones del fondo del agujero. Este tipo de fluido crea un régimen de flujo tipo burbuja.

Originalmente los lodos aereados constituían en su mayoría los líquidos aereados. Su principal aplicación era evitar la pérdida de circulación, y recientemente han llegado a ser los fluidos predominantes en la perforación bajo balance. La base líquida es generalmente agua o aceite, gasificada con nitrógeno y con menor frecuencia se pueden gasificar con gas natural.

II.4.4 FLUIDO DE PERFORACIÓN LÍQUIDO

La presión de los fluidos contenidos en los poros de la formación siempre excede la presión hidrostática ejercida por el agua o salmuera confinada en la misma profundidad. Cuando se presenta este ambiente, es posible perforar bajo balance usando un líquido como fluido de perforación. Es muy común que al estar realizando operaciones de perforación convencional sobre balance se llega a alcanzar una condición bajo balance (no intencionalmente) si se penetra una región de mayor presión que la presión de poro anteriormente especificada.

En algunas circunstancias es posible alcanzar las condiciones de bajo balance aún cuando el fluido de perforación tiene una densidad que ejerce una presión mayor al gradiente de presión de poro. Los fluidos de entrada reducen la densidad del fluido de perforación hasta que se vuelve a recuperar la circulación y fluye hacia la superficie una mezcla de fluidos de perforación y de la formación.

II.4.5 SELECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO

La selección del fluido de perforación es la parte más importante al realizar el diseño de la P.B.B. Por tal motivo es muy importante establecer un proceso de selección que ayude a la determinación del fluido de perforación adecuado para las operaciones bajo balance. Algunos de los principales criterios a considerar son los siguientes:

- ◆ Tipo de fluidos del yacimiento
- ◆ Compatibilidad fisicoquímica con el yacimiento
- ◆ Condiciones de presión y esfuerzos del yacimiento
- ◆ Permeabilidad
- ◆ Distribución del tamaño del grano
- ◆ Tamaño del poro de la formación
- ◆ Mineralogía
- ◆ Agua congénita
- ◆ Composición y propiedades del aceite y el gas
- ◆ Análisis de corrosión
- ◆ Análisis de explosividad
- ◆ Experiencia con el fluido seleccionado
- ◆ Personal disponible para la ingeniería de fluidos
- ◆ Reglamentaciones y limitaciones en la descarga de fluidos y recortes
- ◆ Disponibilidad del material utilizado para la preparación del fluido.

II.5 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Existen disponibles una gran variedad de técnicas para alcanzar intencionalmente la condición de bajo balance. La mayoría de ellas involucra la circulación de un fluido de perforación con una densidad que brinde un gradiente de presión hidrostática dentro del pozo que sea menor que el gradiente de presión del poro. Dicho fluido de perforación puede ser de una sola fase gas o líquido, o una mezcla de dos fases líquido-gas.

Un fluido de perforación convencional puede originar condiciones de bajo balance en formaciones normales o sobre-presionadas, si la presión de circulación es menor que la presión del poro. Usar un fluido de perforación con una densidad menor al gradiente de presión de la formación no garantiza que se originen las condiciones de bajo balance. La P.B.B. contempla la utilización de fluidos ligeros para permitir que las formaciones con suficiente presión y permeabilidad aporten fluidos de la formación hacia el pozo (disminución de la presión de fondo). La entrada de fluidos de formación se debe realizar en forma controlada, manteniendo con esto una producción de hidrocarburos o bien para resolver un problema de perforación, sin producir una situación que lleve a la pérdida total del pozo. La entrada de fluidos implica una disminución de la presión hidrostática del fluido de perforación, por tal motivo se deben establecer las formas de generar la condición bajo balance.

Existen tres formas de generar las condiciones bajo balance, las cuales dependerán de las presiones de formación a considerar. La condición bajo balance se genera de la siguiente forma:

a) Generación de la condición bajo balance con fluidos de baja densidad.

El empleo de fluidos ligeros (agua, salmuera, fluidos base aceite) permite que se generen condiciones bajo balance en situaciones donde el gradiente de presión de formación es normal.

b) Generación de la condición de bajo balance en forma natural.

Esta condición se presenta fundamentalmente en formaciones con alta presión a una profundidad determinada. Aunque las formaciones con alta permeabilidad y alta presión presentan las mejores condiciones para la P.B.B. desde la perspectiva del daño a la formación, las dificultades en el control del pozo y la seguridad pueden aumentar el riesgo de la perforación.

c) Generación de la condición bajo balance en forma artificial.

La generación de la condición bajo balance en forma artificial, se refiere al empleo de gas para aligerar la columna hidrostática en el fondo del pozo. Este proceso, presenta una similitud con el proceso de bombeo neumático, en el cual el gas inyectado al pozo origina un aligeramiento de la columna de aceite, permitiendo con esto que la presión natural del pozo lleve los hidrocarburos hasta la superficie. Con la condición bajo balance se pretende alcanzar la disminución de la presión hidrostática del fluido de perforación, a través de la inyección de un gas que utiliza generalmente tres sistemas.

➤ **Tubería concéntrica con inyección de gas por el espacio anular.**

Este método consiste en introducir una tubería concéntrica; entre la última T.R. cementada y la tubería de perforación que tenga el diámetro suficiente para permitir la rotación de la tubería en caso necesario, aunque la mayoría de las aplicaciones se realizan tanto en pozos direccionales, como horizontales en el que se perfora con un motor de fondo, lo que minimiza los problemas de desprendimiento de la tubería concéntrica. El fluido se inyecta por el espacio anular de la última T.R. cementada. Tiene el mismo propósito que la tubería parásita. Una variante de esta técnica, es la inyección de gas por el espacio anular a través de una terminación, en este caso la tubería concéntrica se encuentra ranurada y con un empacador arriba de la zapata de la última T.R. cementada, esta técnica se muestra en la figura 2.18.

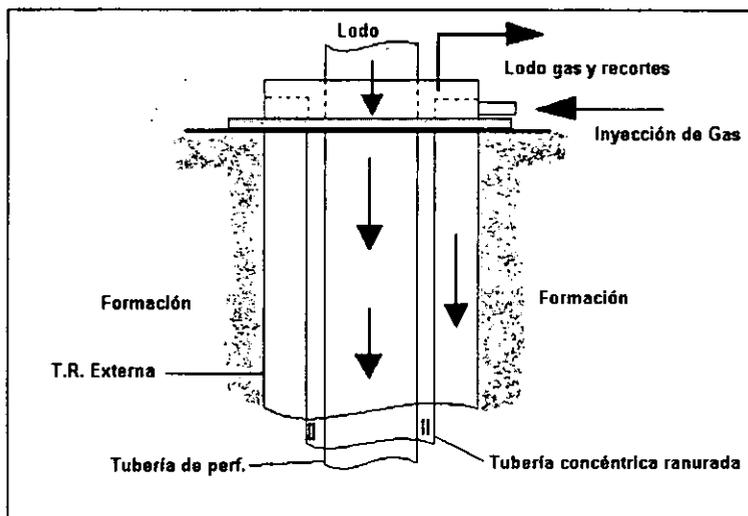


Figura 2.18 Generación de la condición bajo balance a través de una tubería concéntrica ⁵

➤ **Tubería parásita con inyección de gas por el espacio anular.**

En esta técnica se suministra gas desde la superficie hasta un punto de inyección en el fondo del pozo. Generalmente se utiliza una sarta de tubería flexible, colocada en el exterior de la tubería de revestimiento. Esto permite inyectar gas en el espacio anular, para lograr que se mezcle con el fluido de perforación, reduciendo la columna hidrostática hasta mantener la condición bajo balance sin interrupción, esta técnica se muestra en la figura 2.19.

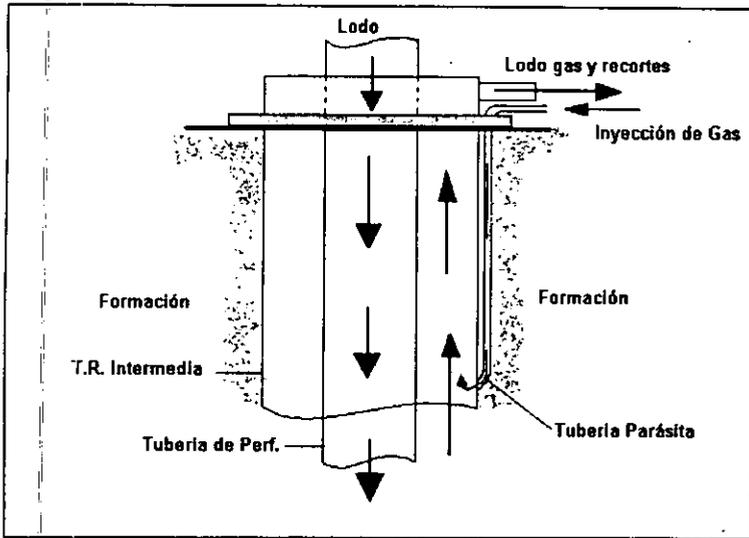


Figura 2.19 Generación de la condición bajo balance a través de una tubería parásita ⁵

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

Este método es el más utilizado y consiste en la inyección de gas por el tubo vertical a una presión y gasto determinados de tal manera que nos permita obtener la condición bajo balance. Con esta técnica se consume menos gas, sin embargo, la inyección se ve interrumpida al realizar conexiones de tuberías lo que pone en riesgo la condición bajo balance.

II.6 VENTAJAS, DESVENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

II.6.1 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La P.B.B. ofrece un gran número de beneficios potenciales para el desarrollo del campo, la seguridad, manejo y control del pozo. Puede mejorar las ganancias financieras mediante una gran variedad de diferentes factores que reducen el costo de la perforación de un pozo o incrementan su productividad una vez perforado.

🔗 Incrementa la velocidad de penetración

En algunas ocasiones la P.B.B. es solo justificada por los ahorros resultantes del incremento de la velocidad de penetración y la reducción de los costos asociados a las operaciones de perforación.

Debido a que el ritmo de penetración es controlado por varios parámetros, es difícil cuantificar con detalle el incremento del mismo. Sin embargo, se han identificado casos, en donde la velocidad de penetración al estar perforando bajo balance han llegado a ser hasta diez veces más grandes que los ritmos de penetración alcanzados con todo en las situaciones de balance o sobre balance, al atravesar formaciones similares.

• **Incrementa la vida útil de la barrena**

La P.B.B. es llevada a cabo mediante el uso de fluidos de perforación más ligeros que los convencionales. Estos fluidos por diseño tienen la capacidad de acarrear menos sólidos o materiales más pesados. Esta situación tiene dos efectos positivos, el primero es que la naturaleza abrasiva del fluido se ve reducida y el segundo es que el confinamiento impuesto por la roca disminuye debido a la condición de bajo balance, de esta forma se reduce el trabajo requerido para perforar cualquier volumen de roca. Estos dos factores pueden incrementar ampliamente la vida útil de la barrena.

Un beneficio secundario del incremento de la vida útil de la barrena es la reducción el tiempo de viaje y como consecuencia la reducción en los costos de perforación.

• **Minimiza los problemas relacionados con el agujero**

- **Pérdidas de circulación total o parcial.** Las pérdidas de circulación ocurren cuando los fluidos de perforación entran a la formación. Esto es posible porque el fluido de perforación se pierde al fluir dentro de zonas muy permeables. Las pérdidas de circulación ocurren frecuentemente dentro de las fracturas naturales que intersectan el pozo o dentro de las fracturas inducidas por el exceso de presión del fluido de perforación. Las pérdidas de circulación puede ser muy costosas durante la perforación convencional.
- **Pegaduras por presión diferencial.** En un pozo perforado convencionalmente, se forma un enjarre en la paredes del pozo debido al depósito de sólidos cuando fluyen los fluidos dentro de la zona permeable. Si la sarta de perforación se incrusta en el enjarre, la presión diferencial, entre los fluidos del pozo y los fluidos de la formación, puede actuar a lo largo de la sarta requiriendo una fuerza axial mayor a la capacidad de tensión para mover la sarta.
- **Arcillas sensibles.** Ciertos procesos de P.B.B. representan ciertas ventajas, cuando se realizan en arcillas sensibles o altamente hidratables. Sin embargo, la P.B.B. de formaciones no consolidadas puede crear un problema de inestabilidad en el agujero.

♣ **Reducción de tiempo y costos de instalación del equipo**

Varios factores contribuyen a la reducción del tiempo y costos de instalación del equipo, asociados al éxito de una operación de perforación bajo balance. La selección de un buen candidato en conjunto con una planeación y ejecución efectiva del programa, dará como resultado incremento en la vida útil de la barrena, una reducción en el costo del fluido de perforación y una disminución en los problemas de perforación. Los ahorros se ven reflejados directamente en la viabilidad económica del proyecto.

♣ **Minimiza el daño a la formación**

En algunos casos, la perforación sobre balance ocasiona daño a la formación mediante diversos factores. Las técnicas de P.B.B. minimizan o eliminan dichos factores, dando como resultado una reducción en el daño a la formación. La reducción o eliminación de un daño positivo en el proceso de perforación puede eliminar la necesidad de la estimulación del yacimiento durante la fase de terminación. El daño a la formación no ocurre únicamente en la etapa de perforación de pozo, está también presente durante la terminación del pozo. Un proyecto de P.B.B. debe ser diseñado de tal forma que se mantenga dicha condición tanto en la etapa de perforación como en la de producción.

♣ **Se obtiene producción mientras se perfora**

Cuando se perfora un pozo usando la técnica bajo balance, la producción comienza cuando la zona productora es perforada. Un diseño apropiado de las instalaciones superficiales permitirán almacenar y separar los fluidos provenientes del yacimiento, al mismo tiempo que se vende la producción mientras se continua perforando.

De esta forma, la producción de hidrocarburos líquidos durante las operaciones de perforación, permite obtener ganancias antes de terminar el pozo y empezar a producir formalmente. Esto permite amortizar en parte, los costos de las operaciones de perforación bajo balance.

♣ **Evaluación continua de la formación**

La P.B.B. permite la evaluación continua de las zonas potencialmente productivas mientras se está perforando. En algunas ocasiones, los métodos de perforación sobre balance ocultan los yacimientos, los cuales después se encontraron que tenían cantidades comerciables de hidrocarburos. Cuando se perfora sobre balance, las muestras corren el riesgo de ser lavadas y se pueden eliminar los residuos de gas/aceite contenidos en ellas.

Dentro de la P.B.B. las muestras son transportadas con menos daño o menos contaminadas, de lo normalmente causado por los fluidos usados en la perforación sobre balance.

↳ **Reduce la necesidad de estimular los pozos**

En operaciones de perforación convencional, los pozos son estimulados para ofrecer un incremento en su productividad. En las estimulaciones, pueden incluirse acidificaciones o tratamientos con surfactantes para remover el daño a la formación; pueden también sufrir intervenciones de fracturamientos hidráulicos para garantizar una adecuada producción en yacimientos de baja permeabilidad o evitar el daño en formaciones de alta permeabilidad. El reducir el daño a la formación implica bajos costos por estimulación.

↳ **Mejora la evaluación de la formación.** Ya que se pueden realizar registros geofísicos, pruebas del flujo y tipo de fluidos del yacimiento antes de terminar la perforación del pozo. Muchos operadores aprovechan las ventajas del flujo continuo del pozo para realizar pruebas de producción mientras se perfora. Estas pruebas ayudan a evaluar la capacidad productiva y algunas propiedades de la formación en condiciones estáticas. Además se obtienen información más confiable y fidedigna, debido a que la contaminación en general es menor.

↳ **Incrementa la producción**

La P.B.B. reduce el daño a la formación lo que da como resultado el aumento en los gastos de producción. Este resultado tiene un efecto positivo en las ganancias así como también prolonga la vida y la reserva recuperada del yacimiento. Grandes producciones tempranas significan que la inversión se recupera más rápido.

↳ **Impacto ambiental**

Al realizar el diseño de la P.B.B. se necesitan considerar los aspectos ambientales y de limpieza. La utilización de aire, niebla o espuma reduce los requerimientos de líquido por lo tanto se reducen los requerimientos de limpieza. Además las sustancias químicas usadas en la generación de las espumas no son dañinos ni contaminantes. Por otro lado, los fluidos de la formación producidos durante la P.B.B. pueden causar contaminación adicional, además de los hidrocarburos y la salmuera producidos, se debe tener capacidad para manejar H_2S y otros gases peligrosos. Además se trata de un sistema de control cerrado, con un mayor control sobre los fluidos.

☛ **Incrementa la seguridad de la operación**

Las pérdidas de fluido no controladas dentro de un sistema de fracturas dentro de zonas de baja presión pueden dar como resultado una rápida evacuación rápida. Este fenómeno puede ocasionar brotes en el pozo y dar origen a una situación incontrolable en la forma de un reventón.

II.6.2 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

No cualquier prospecto es un candidato para llevar a cabo operaciones de bajo balance. Existe una serie de factores los cuales pueden llegar a ser una ventaja o desventaja dependiendo de las características, aspectos y condiciones presentes en cada proyecto. A continuación se presentan algunas desventajas de la perforación bajo balance, sobre todo si es mal diseñada y/o ejecutada:

☛ **Incrementa los costos del equipo de perforación**

Aunque se incrementan las velocidades de penetración al estar perforando bajo balance, se requiere equipo especial que no se encuentra normalmente dentro de un proyecto de perforación convencional. Este equipo puede incluir una combinación de preventores rotatorios, equipo de control superficial, compresores, equipo para el manejo de nitrógeno, equipo de separación y herramientas de fondo que son específicas para aplicar la tecnología bajo balance.

☛ **Estabilidad del agujero**

Algunas veces mientras se perfora un pozo se encuentran formaciones deleznable o arenas no consolidadas y se requiere de una presión hidrostática para crear un soporte en estas secciones. La P.B.B. puede ser perjudicial en estos casos al realizar los trabajos de terminación del pozo, ocasionando una inestabilidad del agujero. El resultado puede ser un derrumbe, colapso o la pérdida misma del agujero.

☛ **Problemas en la perforación direccional**

Las dificultades con el equipo de perforación direccional han causado que algunas operaciones de P.B.B. sean abandonadas antes de comenzar los trabajos direccionales. Es por ello que se requiere de una continua medición, particularmente en el caso de pozos horizontales. La herramienta de medición convencional mientras se perfora (MWD) no puede operar con fluidos compresibles, que son frecuentemente utilizados en la perforación bajo balance.

🔍 **Mantener continuamente la condición de bajo balance**

El no mantener una condición continua de bajo balance puede ocasionar pulsos de presión en condiciones de sobre balance, lo que genera daño a la formación. Existen varias razones por las cuales la operación de bajo balance puede ser perdida durante las operaciones, algunas de estas pueden ser:

- * Viajes
- * Conexión de tubería
- * Efectos de represionamiento
- * Poco conocimiento de la presión del yacimiento

🔍 **Daño potencial a la formación**

Debido a que en la P.B.B. no existe un enjarre, la formación se encuentra expuesta y por lo consiguiente se puede presentar una invasión o filtrado a la formación. Cuando esto ocurre, el daño a la formación puede ser más severo que cuando se perfora en condiciones de sobre balance. Este daño puede ser resultado de la falta de estudio de la presión de fondo, permeabilidad y los parámetros asociados al yacimiento de la zona objetivo.

🔍 **Absorción espontánea**

Debido a la adversa relación entre capilaridad y presión, es posible que la formación absorba los fluidos base agua en el área cercana al agujero, donde se puede originar una reducción en la permeabilidad.

🔍 **Zonas extremadamente permeables**

Aunque los sistemas con alta permeabilidad o fracturados son un buen candidato para perforar bajo balance, este puede representar una desventaja debido al problema de manejar grandes volúmenes de gas o fluidos del yacimiento en la superficie.

🔍 **Seguridad y control de los pozos**

Se tienen limitaciones en cuanto a la capacidad de los equipos de control, por lo que es necesario evaluar el equipo disponible para las condiciones que presenta el yacimiento. Es importante tomar en cuenta que se debe contar con personal lo suficientemente capacitado para realizar las operaciones de bajo balance y sobre todo, si se tienen manifestaciones de H_2S . Es recomendable no perforar pozos con H_2S , si no se tiene personal experimentado.

🔦 Fuego en el fondo

El fuego en el pozo puede ser menos problemático que los períodos cortos de explosión en el fondo. Estos no son frecuentes pero sus consecuencias son espectaculares, las barrenas y lastrabarreras pueden derretirse o incendiarse. Para que el fuego ocurra, la composición de hidrocarburos en el fondo del pozo y la mezcla de aire deben estar en un rango inflamable. Además, conforme aumenta la profundidad se incrementa la temperatura dentro del agujero. Entonces el problema de combustión en el fondo, se puede minimizar o eliminar si se usa un fluido de circulación no inflamable. Además no es práctico para cambiar el aire por un gas no inflamable, tal como el nitrógeno, durante la perforación de un pozo.

En este caso, cambiar el aire por niebla puede ayudar a reducir la probabilidad de utilizar un espumante. Debido a que la estructura de la espuma se hace con aire aislado, el aire separado por burbujas, no facilita la combustión. Esta es una de las razones por las que el aire en la espuma es mucho más usado para extinguir el fuego de hidrocarburos; usando esto en el fluido de perforación se puede proporcionar al pozo un punto medio para evitar el fuego de fondo.

🔦 Producciones excesivas de hidrocarburos

En lo concerniente al control del pozo no es una limitante en la perforación bajo balance. Los altos gastos de producción de hidrocarburos y la alta presión son deseables, desde el punto de vista de grandes beneficios del pozo. Esto puede, de cualquier modo, prevenir o al menos complicar algunas operaciones de perforación bajo balance. El equipo superficial debe manejar con seguridad el máximo gasto de producción. Este debe ser capaz de contener la máxima presión superficial esperada, la cual puede ser considerable. Si se encuentran gastos excesivos de producción, una alternativa es controlar el pozo y cambiar a perforación sobre balance.

🔦 Problemas de corrosión

El uso de aire como medio de perforación, aunque factiblemente económico puede ser altamente inflamable en ciertas concentraciones además de causar problemas de corrosión.

II.6.3 LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Junto con sus beneficios la P.B.B. tiene limitaciones económicas y técnicas.

Las dos razones principales para interrumpir una P.B.B. son la inestabilidad del pozo y la entrada de agua. Otros factores técnicos que restringen las operaciones bajo balance son los fuegos en el fondo, dificultades con la operaciones de perforación y producciones excesiva de hidrocarburos. Se ha observado que la P.B.B. no es recomendable, si se presentan las siguientes condiciones:

1. En formaciones débiles que puedan colapsarse.

Algunas formaciones débiles pueden derrumbarse, a menos que sean soportadas por una columna de lodo pesado (condiciones sobre balance).

2. Formaciones fracturadas que presenten buzamiento.

Las formaciones inclinadas fracturadas se derrumban a menos que estén soportadas por la columna de lodo.

3. Capas gruesas de carbón.

Los estratos carbonífero son muy inestables y se derrumban fuera del ángulo crítico de reposo. Dejar escombros en el pozo y el incremento de la presión de surgencia, son resultados de perforar estas secciones con técnicas de bajo balance.

4. En lutitas arcillosas (recientes) geopresionadas.

Las lutitas no son sensibles a la presión, por lo que permanece únicamente contra la presión reducida del pozo por un periodo de tiempo muy corto y después empieza a derrumbarse en el agujero, para el caso de una pequeña cantidad de agua en la niebla como fluido de perforación agravará el problema.

Sin embargo, si se efectúa la perforación en forma rápida al atravesar lutitas adheribles o muy viejas geopresionadas la operación puede ser posible.

5. Secciones gruesas de lutitas.

Las secciones gruesas de lutitas tienen una reacción muy desfavorable al presentarse las condiciones de bajo balance, debido a que tienen algunos elementos de laminación, represionados naturalmente o con sensibilidad al agua.

6. Secciones gruesas de sal.

Por lo general la sal fluye al punto de menor presión, cuando se presentan condiciones de bajo balance este punto es el pozo. En algunos casos al perforarse con aire estas secciones no presentan problemas.

Ahora bien, si es el caso que se presentan estratos delgados y duros, la perforación es posible siempre y cuando se realice en forma rápida.

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

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

CAPITULO III

FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS DIFERENTES TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

En el siguiente capítulo se resumen algunas de las consideraciones para:

- Determinar si la técnica de perforación bajo balance es técnicamente aplicable.
- Evaluar la estabilidad del agujero, debido a que es un factor de control para la selección de una técnica de perforación con respecto a las presiones en el agujero.
- Seleccionar el mejor método de perforación bajo balance, y
- Estimar los costos para seleccionar el procedimiento más económicamente efectivo.

III.1 APLICACIONES POTENCIALES

La P.B.B. es técnicamente aplicable en la mayoría de las circunstancias, además existen muchos casos en los cuales, también es el procedimiento más factible económicamente hablando. No forzosamente se tiene que utilizar la misma técnica perforación en todo el programa de un pozo, algunas ocasiones es más económico comenzar a perforar con las técnicas convencionales y después cambiar a P.B.B. para atravesar las zonas productoras. Por el contrario, algunas veces se puede perforar la sección superior del agujero con técnica bajo balance y después perforar con todo una zona altamente productiva o sobre-presionada. En general se presenta mucha incertidumbre al realizar las evaluaciones técnicas y económicas en el desarrollo de cualquier programa de perforación, y la P.B.B. no difiere en mucho con la perforación convencional en estos aspectos.

La clave de una explotación exitosa recae en la aplicación de una técnica apropiada para las condiciones presentes y la P.B.B. es un buen ejemplo de esto.

El valor de los gastos diarios para la P.B.B., es posible que sea mayor que los generados con métodos de perforación convencional, debido al uso de equipo adicional de control y producción superficial. Sin embargo, en muchos casos el costo total de la perforación se justifica con las altas ganancias obtenidas. Por lo general, los programas de P.B.B. requieren de más ingeniería y planeación para garantizar su seguridad y eficiencia.

III.2 SELECCIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DEL POZO CANDIDATO

Es necesario evaluar técnica y económicamente las metodologías bajo balance al realizar cualquier proyecto de perforación. Además de la reducción del daño a la formación, el incremento en la producción, la reducción de la pérdida de circulación y la buena evaluación de la formación, existen varios problemas de la perforación, que por sí solos pueden definir la metodología de perforación bajo balance que se debe adoptar. Pero es muy importante que cada situación sea evaluada de forma individual. Algunas de las situaciones en donde la perforación bajo balance ofrece un gran número de ventajas, son las siguientes:

- ✓ *Cualquier formación sujeta a daño.* Particularmente en yacimientos naturalmente fracturados, perforados en forma direccional, horizontales o ramificados. El daño del lodo en las fracturas productivas, es devastador cuando se utilizan métodos convencionales de perforación. Del mismo modo ciertas arenas productoras y carbonatos, son seriamente dañadas por la perforación convencional.
- ✓ *Yacimientos muy profundos encontrados debajo de zonas agotadas o depresionadas.* En estas zonas se pueden generar varios problemas como, la pérdida de circulación y la pegadura de la tubería por presión diferencia, al utilizar los métodos convencionales de perforación.
- ✓ *Pozos almacén de gas.* Estos pozos manejan altos gastos de producción durante los periodos de demanda más altos. Minimizar el daño a la formación es esencial para garantizar la entrega adecuada de la demanda de producción.
- ✓ *Pozos productores de agua.* Principalmente cuando el fracturamiento hidráulico no es una opción ambientalmente aceptable, pues depende del alto potencial de inyección asociado a la reducción del daño por perforación.
- ✓ *Cuando es necesario mejorar la evaluación de la formación atravesada.* Reconocer las zonas productivas al mismo tiempo que se perfora, reduce los costos enormemente.

Estas son solo algunas de las situaciones generales en las cuales la P.B.B. puede ofrecer ventajas significativas. Existen sin embargo, algunas situaciones en donde las oportunidades son limitadas.

En cada caso, deben existir factores que compensen la inversión, tales como altas velocidades de penetración y la reducción de la pérdida de circulación. En ciertas zonas se tiene que realizar una evaluación más cuidadosa, con el fin de determinar si la P.B.B. es un método recomendable o no.

Yacimientos con baja permeabilidad. Estos yacimientos por lo general requieren de fracturamiento hidráulico.

Formaciones con una permeabilidad exageradamente alta. Estas formaciones producen volúmenes significativos de fluidos de la formación que pueden exceder la capacidad del equipo superficial de control. Este problema se puede solucionar pero no es económico. En esta situación se requieren fluidos claros no-invasores o fluidos claros con sólidos solubles en ácido.

Formaciones macrofracturadas o vugulares. Estas formaciones son susceptibles a la invasión por segregación gravitacional de las fracturas o los vugulos, o se producen volúmenes que no puede manejar el equipo superficial. Estas dificultades pueden resolverse usando fluidos limpios con desviadores solubles (por ejemplo, carbonato de calcio, sal, etc.). De hecho, existen casos en los que la P.B.B. es el único método apropiado.

Formaciones con presiones extremadamente altas. Estas formaciones requieren fluidos costosos, cabezales y equipo superficial extra para garantizar la seguridad de la operación. Aún en la perforación con lodo, el equipo superficial (preventores, equipo del cabezal, T.R.) se debe diseñar para soportar la máxima presión de superficie esperada, esta presión de diseño es la misma para operaciones convencionales y de bajo balance. Dependiendo de la profundidad que se pretenda alcanzar, las formaciones sobre-presionadas se pueden perforar con aire, niebla o espuma. A medida que la producción se conduce a la superficie sin estrangulador, es recomendable el uso de una cabeza rotatoria. El problema con las formaciones sobre-presionadas se incrementa con los altos gastos de producción, debido a que es más difícil (pero no imposible) controlar pozo con alta presión, fluyendo altos gastos de producción.

Aún los pozos con presión normal que manejan altos gastos, son muy difíciles de controlar. En cualquiera de estas situaciones se puede llevar a cabo una perforación y terminación exitosa y segura, si se cuenta con el diseño apropiado.

Algunas de las situaciones en las que la P.B.B. no es apropiada son las siguientes:

- × *Formaciones altamente deleznable.* Estas formaciones requieren de presiones elevadas dentro del agujero para mantener la estabilidad del mismo.
- × *Formaciones con hidratación de arcillas, reducción (o cierre) significativo en el tamaño del agujero o inestabilidad del mismo.* La hidratación y la inestabilidad son problemas muy serios que también se presentan en la perforación con lodo, y difícilmente se pueden minimizar con la P.B.B.

La clave del éxito para cada proyecto de P.B.B. es la evaluación cuidadosa de cada prospecto, así como de la comparación del costo de la perforación y la terminación. En cada caso el pozo deberá ofrecer el retorno de la inversión, incluyendo la consideración apropiada de la seguridad y el cuidado al ambiente. La economía es la medida final del éxito. Los datos de perforación y producción de otros pozos del mismo campo, ya sea en forma individual o en conjunto facilitan la identificación de las aplicaciones potenciales para la P.B.B. En algunos casos se utiliza la P.B.B., para mejorar la perforación a través de uno o más intervalos en un agujero, en zonas productivas. También se puede utilizar exclusivamente para la reducir el daño en la formación.

III.2.1 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LA FORMACIÓN

La velocidad de penetración y la edad de la formación por sí solos no brindan un diagnóstico para determinar en que ambiente es apropiado utilizar aire, niebla o espuma de perforación. Por tal motivo, se utilizan algunas guías generales para la identificación apropiada de la formación, y poder determinar la técnica de perforación más apropiada.

- La formación que se va a perforar debe ser lo suficientemente dura (o al menos no deleznable), para permitir que el agujero permanezca estable con presiones muy bajas asociadas a estas técnicas.
- Las lutitas sensibles al agua no son estables si se perforan con gas seco, niebla o espuma. La deshidratación y la desecación asociada (se sale toda el agua del grano y se quiebra) se puede presentar cuando se utiliza el gas seco. Por el contrario, se puede presentar hidratación de las arcillas cuando se utilizan nieblas base agua.

- Los registros sínicos proporcionan indicativos cualitativos de la integridad y la dureza de la formación. Los tiempos sínicos de viaje (el recíproco de las velocidades) están relacionadas con la densidad de la formación y con el módulo elástico dinámico (caracteriza la habilidad de deformación de la formación). Sin embargo, constantes elásticas altas se encuentran comúnmente relacionadas con fuerzas compresivas altas. Debido a los múltiples factores que tienen influencia sobre la P.B.B. y la respuesta del registro sínico, es imposible determinar un valor universal para los tiempos de viaje sínicos. Como regla general, si la onda compresiva de viaje se mantiene más o menos constante y menor a los $70 \mu\text{s}/\text{pie}$, a través de formaciones que no son naturalmente fracturadas o sensibles al agua, la P.B.B. con gas seco, niebla o espuma son opciones viables.

a) Pérdida de circulación.

Se sugiere el uso de procedimientos de P.B.B. cuando se presentan problemas de pérdida de circulación mayores. Si el intervalo perforado se encuentra bajo-presionado, es necesario utilizar un fluido de perforación aligerado, con el fin de minimizar o evitar la pérdida significativa de fluido. Muchas zonas que presentan pérdida de circulación pueden también ser zonas altamente productoras de agua, en este caso se recomienda la utilización de espuma estable de perforación, en lugar de gases secos y niebla.

b) Pegadura de la tubería por presión diferencial.

Problemas relacionados con las pegaduras diferenciales en pozos previamente perforados, son una indicación para la aplicación de la P.B.B.

c) Zonas agotadas.

Cualquier pozo que penetre un yacimiento o una formación agotada, es un candidato potencial para la aplicación de la P.B.B. La P.B.B. generalmente reduce la ocurrencia de pegaduras diferenciales y disminuye el daño a la formación en estos ambientes, aunque el incremento fraccional que se presenta en el ritmo de penetración, no es una justificación para la aplicación de la P.B.B. Si los gradientes de presión de la formación son muy bajos, es necesario utilizar espuma como fluido de perforación, en otras circunstancias se prefiere un líquido gasificado.

d) Daño a la permeabilidad.

La P.B.B. ofrece ventajas sustanciales en formaciones que son altamente susceptibles al daño y en aquellas que no pueden ser estimuladas con fracturamiento hidráulico.

Esto se observa más claramente en pozos horizontales, los cuales son más propensos a la aplicación de la P.B.B. que los verticales. Los pozos en formaciones naturalmente fracturadas o agotadas, representan candidatos primarios para aplicar la técnica de P.B.B., debido a que son altamente susceptibles al daño por perforación, y que regularmente son perforados horizontalmente para intersectar las fracturas. Sin embargo, también se pueden perforar con técnicas bajo balance aquellos yacimientos que se encuentran normalmente presionados o sobre-presionado, usando fluidos de perforación aligerados (para minimizar el daño).

Cuando es posible alcanzar la condición bajo balance con fluidos de perforación líquidos, pero el costo adicional por el aligeramiento del fluido es sólo justificado cuando se perforan largos intervalos de roca muy dura, en donde los ritmos de penetración que serían bajos al perforar convencionalmente. De igual forma, el costo adicional por el uso de un equipo "snubbing" solo se justifica si la presión en superficie es tan alta que no permite la aplicación de ninguna otra técnica de P.B.B.

e) Programas para perforación múltiple.

No es necesario perforar todo un pozo con técnicas bajo balance. Es posible perforar bajo balance un pozo en uno o más intervalos (con los costos y beneficios asociados) y las zonas restantes (o las otras) perforarlas convencionalmente (debido a que perforar bajo balance estas zonas no es económico o técnicamente impráctico). Existen muchos casos de yacimientos agotados o dañados ubicados debajo de formaciones débiles, sensibles al agua o no consolidadas, en donde la zona superior se perfora de forma convencional y se perfora después bajo balance para alcanzar la zona productora.

f) Gas seco y niebla de perforación.

Los diferentes ambientes en donde estas dos técnicas se pueden emplear, varía por una mínima entrada de líquido para determinar que la perforación se cambie de gas seco a niebla. Bajo la mayoría de las circunstancias, es deseable y recomendable, disponer del equipo adicional requerido para la perforación con espuma en la localización del pozo, cuando se efectúa cualquier perforación con gas seco. Aún antes de que la perforación comience, se debe considerar cuidadosamente la decisión de utilizar niebla o gas seco.

g) Perforación con espuma.

La espuma de perforación ofrece una limpieza de agujero más eficiente que el gas seco y la niebla de perforación.

Se debe considerar a la espuma como fluido de perforación cuando exista una entrada excesiva de agua o si se anticipa una muy alta producción de agua. Para profundidades significativas, por ejemplo 10 000 pies o cuando se perforan agujeros de diámetros muy grandes, se requieren cantidades excesivamente altas de inyección de gas para una limpieza efectiva del agujero, si se está utilizando gas seco o niebla de perforación, por lo que bajo estas circunstancias se debe utilizar espuma. Las espumas estables han probado ser particularmente exitosas en perforaciones en regiones polares y son una técnica de perforación candidata cuando es necesario atravesar zonas congeladas. Cuando la limpieza del agujero es la demanda principal o cuando el abasto de agua está severamente restringido, se selecciona la espuma rígida. Esta situación siempre se presenta en agujeros de grandes diámetros. Como sucede con otros fluidos de perforación aligerados, la inestabilidad del agujero puede representar un problema cuando se perfora con espuma a través de formaciones débiles. Si al estar perforando convencionalmente, la velocidad de penetración se encuentra en un rango aceptable, se recomienda gasificar el lodo en lugar de usar espuma.

III.3 FACTIBILIDAD TÉCNICA

Un factor predominante de control para la evaluación de la viabilidad técnica de un pozo candidato para perforar con técnicas bajo balance, es el rango de presiones de fondo estimadas, de acuerdo a cada zona que se va a perforar. Por definición, la presión de poro (o de la formación) es EL LÍMITE SUPERIOR de las condiciones bajo balance es, y EL LÍMITE INFERIOR generalmente se regula de acuerdo a la presión más baja, la cual asegura la estabilidad del agujero y/o la presión a la cual los fluidos producidos pueden ser manejados en la superficie de una forma segura y económica. Frecuentemente, la determinación del rango de presiones esperadas define implícitamente en la selección de la técnica particular para perforar bajo balance (ver tabla 3.1). De lo anterior se concluye que, *el primer paso para evaluar la selección de la técnica de perforación bajo balance, es determinar el rango de presiones esperadas*. Después de que se ha delineado el rango de presiones, se determinan que métodos son los más funcionales dentro de los márgenes de presiones esperadas, considerando otras especificaciones del agujero y de los fluidos, tales como:

- Determinar si las lutitas son deleznable y si los fluidos de perforación acuosos son apropiados.
- Considerar la opción de atravesar zonas productoras de agua.

RAZÓN PARA PERFORAR BAJO BALANCE	TÉCNICA BAJO BALANCE RECOMENDADA
Velocidad de penetración baja, atravesando formaciones de roca dura.	(1) <i>Aire seco</i> . (2) <i>Niebla</i> , si existe una ligera entrada de agua. (3) <i>Espuma</i> , si existe una entrada de agua considerable, si la pared del pozo está propensa a erosión o si existe un agujero de diámetro muy grande. (4) <i>Nitrógeno o gas natural</i> , si el pozo está produciendo gas húmedo y si tiene un ángulo muy pronunciado o es horizontal.
Pérdida de circulación.	(1) <i>Lodo aerado</i> , si el ritmo de penetración es muy alto (roca alta o moderadamente dura) o si se existen lutitas sensibles al agua. (2) <i>Espuma</i> , es posible si la inestabilidad del agujero no es un problema latente.
Pegadura de la tubería por presión diferencial.	(1) <i>Lodos nitrificados</i> , si es posible que exista producción de gas, especialmente si se está usando un sistema superficial de circulación cerrado. (2) <i>Lodo aerado</i> , si no es probable la producción de gas y se está utilizando un sistema superficial de circulación abierto. (3) <i>Espuma</i> , es posible si la presión de poro es muy baja y la formación es muy dura.
Daño a la formación en yacimientos ligera o medianamente depresionados.	(1) <i>Salmuera nitrificada o con crudo</i> : <ul style="list-style-type: none"> • <i>Inyección por la sarta de perforación</i>, si la presión del poro es muy baja; • <i>Inyección por tubería parásita</i>, si la presión de poro es suficientemente alta para esta técnica y si el agujero desviado/horizontal necesita un MWD convencional o un motor de fondo. • <i>Inyección por una T.R. temporal</i>, si la presión de poro es intermedia y los gastos de gas necesarios son muy altos. • <i>Inyección por sarta o por una T.R. temporal</i>, si la presión de poro es muy baja y/o se requieren gastos de gas muy altos con un sistema superficial cerrado. (2) <i>Espuma</i> , si la presión de poro es muy baja y se puede utilizar un sistema superficial abierto.
Daño a la formación en yacimientos de presión normal.	<i>Perforación con flujo</i> . (Utilizar un sistema superficial cerrado si es posible que exista gas amargo)
Pérdida de circulación y daño a la formación en yacimientos de presión normal o fracturados.	<i>Perforación con flujo</i> . (Utilizar un sistema atmosférico si no es posible la presencia de gas amargo)
Daño a la formación en yacimientos sobre presionados.	<i>Perforación con equipo "snubbing"</i> . (Utilizar un sistema superficial cerrado si es posible que exista gas amargo)

Tabla 3.1 Aplicaciones de la P.B.B. y técnicas recomendables.

- Definir si se van a encontrar múltiples zonas permeables, con presiones de formación dramáticamente diferentes.
- Determinar si el daño químico a la formación ocasionado por las interacciones fluido/fluido o fluido/formación es un problema potencial, sin importar que presión del agujero se esté utilizando.
- Existencia de producción potencial de gas amargo.
- Definir las características de la geometría del pozo (diámetro, profundidad, trayectoria, etc.) que determinan un programa específico de P.B.B.
- Definir la viabilidad local de equipo y consumibles (incluyendo los líquidos y gases para los fluidos de perforación).

III.3.1 LÍMITES DE PRESIÓN EN EL POZO

1. Presión de poro

La presión de poro dentro de la formación que va a ser abierta al agujero es el LÍMITE SUPERIOR dentro del rango de presiones el cual determinará las condiciones bajo balance. La técnica de perforación seleccionada debe dar como resultado una presión menor a la presión de poro en todas las zonas de agujero descubierto. Esta restricción se puede pasar por alto, únicamente cuando se asegure que todas y cada una de las zonas de agujero abierto van a mantener las condiciones bajo balance. En la práctica, la presión del agujero a cualquier profundidad varía durante la perforación, especialmente cuando se suspende la perforación para realizar conexiones o llevar a cabo algún viaje de la sarta de perforación.

Si no existe entrada de fluido de la formación, las presiones del agujero disminuirán cuando se detenga la perforación si se está utilizando gas seco, niebla, espuma o líquido como fluido de perforación. Por lo tanto, si se establece que las condiciones bajo balance pueden mantenerse durante la circulación, probablemente dichas condiciones se mantendrán al detener la circulación, a menos que se tenga una entrada muy grande de fluidos. Las presiones del pozo varían enormemente cuando se usan líquidos gasificados, de hecho, pueden aumentar o disminuir drásticamente dependiendo de los procedimientos de conexión y viaje que se estén utilizando, así como del margen que exista entre la presión de formación y la presión de los fluidos inyectados. Como regla general, la presión del pozo tiende a incrementarse durante una conexión, cuando se está perforando con un líquido gasificado e inyección de gas por la sarta de perforación.

Para todas las técnicas de perforación, la presión de poro es un elemento de control, y es inevitable que exista alguna incertidumbre en las estimaciones de ésta, aunque en algunos casos esto no representa ningún problema. En otras situaciones, la presión del poro se debe suponer a partir de otros pozos y con base en la información de los registros. En estos casos la presión que se encuentra puede ser muy diferente de los valores estimados. Una práctica común es usar un estimado del límite mínimo razonable de la presión de poro, para comparar técnicas de perforación (por estabilidad y presión de poro).

Los pozos serán erróneamente perforados sobre balance si la presión de poro es menor a la esperada. La capacidad del equipo superficial y las especificaciones de perforación se basan en un límite máximo estimado de la presión de poro.

2. Estabilidad del agujero

Así como la presión de poro, es un límite superior que determina las condiciones bajo balance, se debe establecer un LÍMITE INFERIOR, basado en la presión mínima requerida para mantener la estabilidad del agujero. Es necesario realizar una serie de simulaciones con software especializado del fluido seleccionado, así como pruebas de laboratorio para determinar la compatibilidad del fluido de perforación con el de la formación. Para la perforación bajo balance es muy importante tener en cuenta la siguientes situaciones:

- ◆ Cuando existe un componente acuoso en el fluido de perforación, las formaciones mojables pueden absorber el agua de la región cercana al pozo, debido a las relaciones de presión capilar presentes cuando se perfora bajo balance.
- ◆ En las operaciones de P.B.B. se presentan diferentes problemas de daño en varios escenarios del yacimiento como los efectos de imbibición que pueden causar el entrapamiento de la fase líquida. El daño a la formación no es el único riesgo, la inestabilidad puede ser a lo largo un problema más serio.
- ◆ Los efectos de desecación cuando se atraviesa una formación con circulación de gas seco, no se encuentran bien definidos en la literatura. Si se reduce el contenido del agua, se incrementa los esfuerzos, pero si se llega a un cierto nivel de desecación se puede presentar una deshidratación y descomposición térmica, ocasionando derrumbes.
- ◆ Cuando se perfora bajo balance, invariablemente existe menor estabilidad de las paredes del agujero.

Cuando se perfora en condiciones bajo o sobre balance sin una barrera efectiva en las paredes del pozo, la presión del lodo puede penetrar progresivamente dentro de la formación. Debido a la baja permeabilidad de las lutitas, la presión de penetración del lodo puede ocasionar un incremento en la presión de poro cerca de las paredes del pozo. El incremento en la presión del poro reduce la efectividad del soporte del lodo lo cual conlleva a una condición menos estable dentro del agujero. Esto depende del filtrado del lodo, de las propiedades de los fluidos de la formación, así como de la mineralogía del material rocoso de la formación.

III.3.2 GASTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y PRESIONES SUPERFICIALES

En algunas circunstancias, el gasto máximo de producción de hidrocarburos que se puede manejar de forma segura en la superficie, impone un límite inferior de presión de fondo que puede ser tolerado.

Para la producción de gas, la presión del sistema superficial está controlada por la pérdida de presión por fricción a la salida del quemador. Si el sistema superficial incorpora un separador atmosférico gas/lodo, la contrapresión no debe exceder el límite impuesto por la altura del líquido. De otro modo, el gas se libera dentro de los tanques de recolección, dando lugar a una situación de alto riesgo. Con un sistema superficial de control cerrado, la contrapresión no debe exceder el límite de presión del separador multifásico.

El gasto total del líquido de retorno, es la suma del gasto del líquido de retorno (fluido de perforación) y el gasto del líquido producido. Para ambos sistemas superficiales el abierto y el cerrado, un gasto excesivo de líquido de retorno provoca la separación ineficiente, arrastrando gas dentro de los tanques de recolección o líquido hacia el quemador. Como regla general, el equipo superficial debe ser diseñado para manejar casi cualquier gasto.

Si el sistema es capaz de manejar la producción bajo condiciones de gasto con flujo abierto, el gasto de producción o las presiones superficiales no establecerán ningún límite en la presión del agujero tolerable mientras se esta perforando. En la práctica, la disponibilidad del equipo es un factor importante, además es económicamente inaceptable la construcción de un sistema superficial de gran tamaño.

III.3.3 DAÑO A LA FORMACIÓN

Otro límite para la presión tolerable lo determina el daño a la formación causado por la movilización de los finos dentro de la zona productora. La determinación de este límite es muy compleja (y regularmente muy inexacta) debido que intervienen la mineralogía de la roca del yacimiento, petrología, permeabilidad, los esfuerzos y la reología de los fluidos de la formación, así como las presiones prevalecientes. Probablemente, los experimentos de laboratorio con núcleos, simulando diferentes condiciones de fondo, sean el único medio práctico para estimar que presión es tolerable antes de que ocurra un daño irreparable.

III.3.4 CONTRAPRESIÓN

Si el gasto de retorno combinado, del flujo absolutamente abierto de la producción y de los líquidos de perforación inyectados no pueden manejarse con el equipo superficial disponible, es posible regular o restringir la producción utilizando un estrangulador, colocándolo antes de que el flujo entre al sistema de separación. Esto genera una contrapresión que incrementa la presión de fondo, reduciendo el gasto de afluencia. La contrapresión permitida limita los niveles de presión de trabajo del equipo superficial a la salida (corriente abajo) del estrangulador, el cabezal y la T.R. superficial. La presión de trabajo mínima es casi invariable y depende del sistema desviador que se este utilizando (por ejemplo la cabeza rotatoria o el preventor rotatorio). Los preventores rotatorios fueron desarrollados específicamente para incrementar la posibilidad del uso de una presión superficial, capaz de controlar la afluencia en el fondo del agujero en el momento de la perforación.

Cuando se emplean fluidos de perforación compresibles, generalmente es más económico incrementar la densidad del fluido de perforación, que estrangular el pozo. Cuando se perfora con gas o niebla y se aplica una contrapresión, se incrementa la presión de inyección del gas y el gasto de inyección requerido para una limpieza efectiva del agujero. Estos efectos incrementan el costo del suministro del gas y los compresores de gas. Es posible incrementar la presión del agujero al disminuir la presión de inyección de gas cuando se utilizan líquidos de perforación gasificados. Manipular la contrapresión en superficie no es necesario en esta situación.

Cuando se perfora con espuma, es necesario aplicar una contrapresión para mantener la calidad de la espuma dentro de límites aceptables a través del agujero.

El mayor beneficio de estrangular un pozo se presenta cuando se manejan lodos convencionales de perforación, para incrementar la presión del agujero, con el fin de controlar el gasto de producción durante las últimas etapas del perforación en un intervalo horizontal. Esto permite continuar la operación utilizando fluidos de perforación simples (como agua), sin incurrir en el incremento de los costos por el uso de fluidos densificados. Una vez que se alcanza la presión superficial máxima tolerable, solo es posible reducir el gasto, incrementando la presión de fondo mediante la densificación del fluido de perforación.

III.4 IMPLICACIONES DE LA SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN

Los requerimientos de presión son diferentes para las diferentes profundidades del pozo, esto es:

- ✦ Los gradientes de presión de poro aumenta conforme aumenta la profundidad.
- ✦ Los esfuerzos de la formación varían con la variación de la profundidad.
- ✦ La tensión de la zona varía con respecto a la profundidad.
- ✦ La presión tolerable, particularmente desde el punto de vista de estabilidad, es afectada por la inclinación y la orientación de la desviación, en pozos de alcance extendido y horizontales.

Debido a estos factores, no es posible representar la presión del agujero requerida para prevenir la inestabilidad mediante un simple gradiente de presión. Una estimación cuidadosa de la inestabilidad del agujero para diferentes técnicas de P.B.B., involucra la comparación entre las presiones de circulación predecida y la calculada, así como la presión limitante del agujero para las diferentes profundidades a través del intervalo (o intervalos) en cuestión.

Los gastos dependen de la longitud del agujero y de la presión bajo balance. La presión bajo balance proporciona la máxima presión tolerable, la cual puede ser mínima a la profundidad total del yacimiento. En pozos verticales, la presión bajo balance aumenta con el incremento de la profundidad. Este no es el caso para los pozos horizontales, debido a que en estos pozos, las pérdidas de presión por fricción en el anular aumentan con la profundidad medida, mientras que la presión hidrostática depende de la profundidad vertical verdadera. Además, la presión de circulación dentro del agujero es mayor en la barrena que en el punto donde comienza la desviación de la sección horizontal.

Una vez que se han determinado las presiones límite, correspondientes a la inestabilidad del agujero y al gasto excesivo, el primer paso para la evaluación de las diferentes técnicas de perforación es determinar la densidad equivalente de circulación, aplicando las diferentes combinaciones de fluidos y técnicas para generar las condición de bajo balance. Si el rango de presiones para una técnica en particular no brinda una presión de fondo entre la presión de poro (la mayor de la inestabilidad del pozo) y la presión de los límites de producción excesiva, dicha técnica no brindará seguridad a las operaciones de perforación y generará la necesidad de estrangular el pozo.

III.4.1 PRODUCCIÓN DE AGUA

La entrada de agua de la formación hacia el pozo tiene gran influencia sobre la selección de la técnica de perforación adecuada. La producción de pequeños volúmenes de agua dificulta la perforación con gas seco como fluido de perforación. A medida que se colectan los recortes, se forma un anillo de lodo en la parte superior del ensamble de fondo debido a la acumulación de recortes impregnados con agua y a la reducción de la velocidad anular. Una práctica muy común, es realizar el cambio a niebla o espuma de perforación, si se presenta entrada de agua. Cuando el pozo indica posibilidades de entrada de agua, no se debe perforar abajo de la zona productora de agua utilizando gas seco como fluido de perforación.

Cuando se emplea niebla como fluido de perforación, se requieren altos gastos de inyección de aire para poder sacar el agua del agujero. El gasto de aire debe ser lo suficientemente alto para evitar que el flujo fluya en forma de baches, debido a que el flujo tipo bache ocasiona daño al agujero y al equipo superficial. Los altos gastosa de inyección de aire, en combinación con el peso de agua en el espacio anular incrementan la presión en la tubería vertical.

En caso de encontrarse una gran entrada de agua, se deben emplear boosters para aumentar la presión de entrega del gas así como compresores de mayor capacidad. Si se está utilizando nitrógeno o gas natural como la fase continua, el costo del suministro aumenta considerablemente. La niebla de perforación tiene muy poca capacidad de sacar grandes cantidades de agua de un pozo, además en algunos casos el costo adicional del incremento correspondiente al gasto de inyección de gas así como la presión de inyección requerida, hacen que la operación sea impráctica.

Cuando esto ocurre es recomendable utilizar la espuma de perforación, aunque no existe un valor de entrada de agua determinado el cual indique cuando es preferible utilizar la espuma o la niebla. El momento apropiado para el cambio de fluidos de perforación depende de la disponibilidad de aire extra cuando se perfora con niebla, o del costo del suministro de gas cuando se perfora con otros gases. Debido a que otros gases como el nitrógeno o el gas natural son mucho más costosos que el aire comprimido, la niebla creada con estos gases es menos económica que la niebla base aire. El tamaño del agujero también influye sobre el gasto de inyección y las presiones requeridas.

El incremento de la sección transversal del área del agujero, reduce las velocidades anulares y la eficiencia de limpieza del agujero, aunque los agujeros de diámetro grande producen mayores cantidades de agua antes que la presión de inyección del gas llegue a ser excesivamente alta. Cuando se anticipan grandes entradas de agua, la perforación con gas seco o niebla no es la técnica adecuada, aún cuando la estabilidad del agujero y los gastos de producción indiquen que estos fluidos de perforación son adecuados.

En muchas localidades el alto costo de los depósitos (tanques) de agua de residuo restringen el uso de la niebla de perforación. En este caso la espuma puede o no, ser una alternativa, debido a que la presión dentro del agujero tiende a ser más alta cuando se utiliza espuma en lugar de niebla o gas seco, aunque el gasto de entrada de agua tiende a ser menor. Cuando se presentan altos gastos de producción de agua, existen otras alternativas para la P.B.B. en lugar de utilizar niebla o espuma, como son los líquidos aereados y/o los líquidos de baja densidad.

III.4.2 ZONAS PERMEABLES MÚLTIPLES

Cuando más de una zona permeable concurren en el agujero se complica la selección del sistema de fluido. Si todas las zonas van a ser perforadas bajo balance, la presión de circulación debe satisfacer los requerimientos de presión del agujero para todas y cada una de las zonas permeables de manera simultánea. El mayor problema que se presenta al perforar bajo balance de varias zonas permeables, es el peligro latente de un brote en el fondo. En un brote subterráneo, los fluidos de la formación fluyen sin control a través de una capa permeable a otra, en lugar de ascender a la superficie y salir del pozo. Si la presión del agujero es menor que la presión de poro en todas las zonas permeables, los fluidos de la formación fluyen de las zonas abiertas hacia el interior del agujero, sin presentarse flujo a través de las diferentes zonas permeables.

Probablemente, el impacto es más serio cuando se perforan formaciones productoras de gas. En caso de que el manejo del fluido sea un problema se pueden considerar varias opciones alternas, entre las que se incluyen las siguientes:

- ◆ Usar una técnica de perforación diferente que permita que todas las zonas permeables permanezcan bajo balance.
- ◆ Controlar el pozo antes de suspender la circulación (esto puede contrarrestar el propósito de la P.B.B. de reducir el daño a la formación)
- ◆ Cambiar el diseño de la T.R., con la finalidad de cementar y terminar la formación superior (o formaciones superiores) antes de penetrar la zona inferior (o zonas inferiores).

En la mayoría de los casos, es posible controlar el pozo con lodo, sin generar pérdida de circulación o fractura de la formación, independientemente si se está perforando en condiciones sobre o bajo balance. Sin embargo, esto no es posible cuando la presión del fluido de la formación en una zona permeable es mayor que la presión a la cual se pierde la circulación dentro de otra zona o a la cual alguna porción de la formación se puede fracturar.

III.4.3 GAS AMARGO

La posible producción de hidrógeno sulfurado (H_2S) o sulfhídrico, siempre debe ser considerada al seleccionar cualquier técnica de perforación. No existe ninguna posibilidad de liberar el sulfhídrico a la atmósfera cuando se está perforando o terminando un pozo, debido a que además de ser extremadamente tóxico, el sulfhídrico es combustible y muy corrosivo. Cualquier cantidad que se produzca durante la perforación, debe ser descargada hacia un quemador adecuado para dicho gas. Este tipo de gas se puede manejar de una forma segura si el sistema de perforación es manejado con aire seco o niebla y si todo el gas que sale del pozo se quema. El sulfhídrico se puede mezclar con cualquier fase líquida del fluido de perforación y en la superficie debe ser separado de los fluidos producidos y de retorno. Si se va a perforar bajo balance una formación con producción de sulfhídrico, no se deben usar los separadores lodo/gas convencionales ni los tanques normales de líquido.

El proceso de separación se debe completar dentro de un separador cerrado y adecuado, desviando todo el gas separado hacia el quemador, de otro modo el sulfhídrico puede permanecer en la atmósfera. El gas amargo también puede llegar a entrar en un fluido de perforación espumoso. La separación total de una espuma en sus fases gas y líquido puede tomar un tiempo considerable (en algunos casos horas) si no se toman las medidas necesarias para descomponer apropiadamente la espuma. A menos que se garantice una descomposición efectiva de la espuma, estas no se pueden usar en sistemas cerrados y como resultado no se utilizan espumas de perforación cuando se encuentran formaciones con gas amargo.

III.4.4 INCOMPATIBILIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON LOS DE LA FORMACIÓN

Durante algunas operaciones de perforación con fluidos gasificados, es difícil evitar la creación temporal de las condiciones sobre balance, particularmente cuando se están realizando conexiones y viajes. También es posible que se presenten condiciones temporales de sobre balance cuando se perforan con fluidos de baja densidad y si en un pozo de gas se permite la migración del mismo hacia el pozo. Esto representa un problema, debido a que no se toman las precauciones necesarias para mantener las propiedades de los fluidos de perforación bajo balance.

Generalmente cuando se perfora en condiciones de bajo balance no se genera enjarre en las paredes del agujero, de hecho la entrada de cualquier fluido dentro de un pozo que se encuentra bajo balance tiende a remover cualquier sólido (por ejemplo los recortes de la formación) que permanecen de operaciones previas, realizadas en condiciones de sobre balance. Consecuentemente, el flujo de fluidos de perforación dentro de la formación no se restringe cuando están presentes las condiciones sobre balance. También se puede presentar la imbibición de la fase líquida del fluido de perforación dentro de la formación, si se encuentra un yacimiento mojable por agua y abajo de su saturación irreductible de agua o un yacimiento mojable por aceite por debajo de su saturación irreductible de aceite.

Es poco probable que se generen condiciones de sobre balance en un pozo que se perfora con espuma. Un sensor de imbibición puede detectar la fase acuosa que se puede formar a partir de un fluido de perforación cuando la espuma entra a la formación, aunque no se haya reportado pérdida de agua.

La evaluación de la compatibilidad del fluido de perforación, no será necesaria si se usa un gas seco como fluido de perforación, solamente cuando se presente la degradación químico-mecánica del fluido durante la perforación bajo balance.

III.4.5 GEOMETRÍA DEL AGUJERO

La geometría del agujero influye en la selección de un fluido de perforación de varias formas:

- ❖ La densidad de los fluidos de perforación compresibles aumenta conforme aumenta la profundidad. En otras palabras, un fluido que brinda condiciones de bajo balance a una profundidad determinada, no es capaz de brindar las mismas condiciones a profundidades mayores, cuando el gradiente de presión del poro es el mismo.
- ❖ La inyección de gas por el espacio anular, solo reduce la densidad del fluido en la parte superior de la columna del punto de inyección. Cuando se está realizando la inyección de gas por el anular, no es posible desarrollar una densidad menor a la del fondo de la sección vertical, desde el punto de inyección que esta justo arriba de la zapata de la última tubería de revestimiento. Se realiza la inyección de gas por la tubería de perforación, cuando se perforan grandes longitudes de sección vertical empleando fluidos de perforación gasificados.
- ❖ Debido al incremento de la densidad con el aumento de la profundidad, es difícil mantener una calidad aceptable de la espuma desde el fondo del pozo hasta la superficie, al realizar perforaciones profundas. Se requiere entonces, de un estrangulador para mantener la calidad de la espuma dentro de un rango que brinde una limpieza adecuada al agujero. Esto incrementa los requerimientos de gas y puede hacer que la perforación con espuma a grandes profundidades no sea viable económicamente. Sin embargo, la espuma se ha utilizado satisfactoriamente para perforar pozos de 15 000 pies (Dupont, 1984) y la limitación es más económica que técnica.
- ❖ Una consideración mayor, es el efecto del incremento del diámetro del agujero sobre la eficiencia de la limpieza del mismo. El gasto de fluido de perforación necesario para alcanzar una cierta velocidad anular, incrementa en proporción al área del anular. Una limpieza efectiva en un agujero de diámetro de 17 ½" requiere de gastos de circulación que se aproximen a más de 4 veces los requeridos en un agujero de 8 ½".

Este efecto geométrico restringe el uso de aquellos fluidos de perforación que dependen de altas velocidades anulares para una limpieza efectiva del agujero. Esto significa que a medida que el diámetro del agujero aumenta se vuelven más atractivos los fluidos de perforación altamente viscosos. Para perforar agujeros con diámetros de 17½" y mayores, es preferible utilizar espuma, especialmente las "rígidas" y los lodos gasificados.

❖ Cuando se perforan agujeros de diámetros grandes, la capacidad del equipo desviador de permitir pasar barrenas de grandes diámetros, limita la selección de una técnica de perforación a aquella que no requiera ninguna contrapresión.

❖ Cuando se perfora con aire seco se puede efectuar la circulación inversa (es decir por el espacio anular) para obtener una buena limpieza en agujeros de diámetro grande, sin utilizar gastos excesivos de inyección de gas. Además puede ser una opción para perforar agujeros de diámetro grandes con presiones de fondo muy bajas.

Existen varias limitaciones técnicas con el equipo de perforación direccional apropiado para la P.B.B. En particular, el sistema MWD con pulsos telemétricos de lodo, no puede operar con fluido de perforación compresible dentro de la sarta de perforación. Los líquidos o los líquidos gasificados con inyección por el anular, son los únicos fluidos de P.B.B. que pueden usarse con el sistema MWD que funciona con pulsos de lodo.

III.4.6 FORMACIONES NATURALMENTE FRACTURADAS

La espuma estable (aunque es aún mejor la espuma rígida) puede utilizarse con velocidades anulares muy bajas en comparación con otros fluidos de P.B.B. Además de llevar a cabo una limpieza eficiente, reduce la erosión del agujero que es considerado uno de los beneficios de la espuma de perforación. En formaciones naturalmente fracturadas, los fluidos de perforación con altos valores de viscosidad y circulando a velocidades anulares muy bajas representan un beneficio para el control de la ampliación del agujero.

Por esta razón la espuma rígida es un candidato potencial para la P.B.B. a través de formaciones naturalmente fracturadas, los altos valores de viscosidad y la alta capacidad de arrastre de recortes de la espuma rígida, facilitan el transporte de los fragmentos de roca naturalmente fracturada que se pudieron haber astillados durante las operaciones de perforación.

III.4.7 LOGÍSTICA

Los problemas de logística asociados a ciertas localidades influyen sobre la selección del sistema de fluidos de perforación. Por ejemplo, en algunas localidades desérticas el abasto o suministro de agua puede estar limitado y/o ser muy costoso, por lo que en estos ambientes es preferible una técnica de perforación que minimice los requerimientos de agua. La espuma rígida puede ser una opción más económica que su contraparte estable, debido a que utiliza gastos de inyección de líquido mucho menores. También son apropiadas aquellas técnicas de perforación en donde se pueda llevar a cabo una recirculación del agua para su re-utilización.

La disponibilidad y el acceso de los diferentes tipos de gases, es un factor de decisión importante en la selección de la fase gaseosa de los fluidos de perforación compresibles así como la disponibilidad del equipo en el lugar. Por lo general, la disposición o existencia de nitrógeno criogénico, es poco económico en localidades remotas. El gas natural puede ser un componente atractivo, cuando se perforan pozos en campos productores de gas, particularmente si las instalaciones de almacenamiento y procesamiento del gas son capaces de recobrar y reciclar una parte del gas utilizado para su re-utilización.

Se debe considerar cuidadosamente el tipo específico de localización en la cual se van a llevar a cabo las operaciones. Por ejemplo, las operaciones costa afuera generalmente emplean menos equipo superficial suplementario que las realizadas en tierra. El equipo que se utiliza para la P.B.B. en tierra no es adecuado para las operaciones en mar. El nuevo equipo de P.B.B. se está diseñando con el fin de que su despliegue sea más aprovechable en operaciones marinas. Los altos costos de las operaciones de perforación en campos marinos nuevos, así como el costo de las instalaciones de producción, solo se justifican si estos campos son altamente productivos. Además este tipo de campos, no son candidatos para ser perforados bajo balance con gas seco o niebla. Sin embargo, en campos costa afuera maduros en donde el costo de la infraestructura de la plataforma y los sistemas de tubería que se encuentran en el lugar ya ha sido cubierto, y la producción ha declinado son futuros candidatos potenciales para aplicar técnicas de P.B.B.

III.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

El uso de la tecnología de perforación bajo balance tiene que ser evaluada dependiendo de su aplicación.

Aunque el costo del pozo se incrementa por la perforación bajo balance, en muchos casos, el evitar el daño a la formación puede incrementar la producción lo suficiente, para que el valor presente neto del pozo se incremente a pesar de los altos costos operacionales. Por otro lado, si la zona productora no permite la perforación convencional induciendo daño, la perforación bajo balance puede reducir el costo del pozo. Existe una gran incertidumbre al predecir los factores que influyen en los costos. Para evaluar la sensibilidad del beneficio, se debe determinar el incremento en el ritmo de penetración o productividad si se utiliza una u otra técnica de perforación bajo balance.

También, es muy importante definir si la operación bajo balance es benéfica económicamente, en comparación con la perforación convencional, y decidir en que casos esto es factible. Las variaciones en los costos y productividad son inevitables, aun cuando se hayan perforado pozos anteriores con técnicas y procedimientos similares. El análisis estadístico puede ayudar para comparar los costos de ejecución de pozos perforados con diferentes técnicas. Si los incrementos en los costos de ejecución no son grandes, entonces puede ser necesario perforar más pozos para obtener alguna conclusión con respecto a sus ventajas.

III.5.1 FACTORES QUE AFECTAN LA ECONOMÍA DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Como se ha visto, la perforación bajo balance puede ser justificada con base en la disminución de costos de perforación, el incremento en los ritmos de penetración y la reducción de costos de terminación, además del aumento en la productividad. Sin embargo, cada caso necesita ser evaluado en forma individual para determinar si la perforación bajo balance es técnica y económicamente factible. Entre los factores que controlan la economía de las diferentes técnicas de P.B.B. se encuentran los siguientes:

- a) *Velocidad de penetración*
- b) *Selección de la barrena*
- c) *Peso sobre barrena y velocidad de rotación*
- d) *Peso del lodo*
- e) *Terminaciones y estimulaciones*
- f) *Evaluación de la formación*
- g) *Ahorros ambientales*
- h) *Tipo de fluido*

a) **Velocidad de penetración.** Las variables que afectan la velocidad de penetración incluyen la selección de la barrena, peso sobre la barrena, velocidad de rotación, así como la limpieza del fondo del pozo y las propiedades del lodo.

b) **Selección de la barrena.** La principal influencia en la selección de la barrena es sobre la velocidad de penetración. Con barrenas PDC, esta velocidad solo llega a ser significativa cuando el tipo de fluido y la roca atravesada originan problemas de limpieza con la barrena o cuando los cortadores se desgastan. Se ha demostrado que al variar el arreglo de las toberas, en las barrenas tricónicas, se puede o no influenciar la velocidad de penetración, esto depende de la eficiencia en la limpieza del fondo del agujero.

El usar aire en lugar de lodo convencional permite perforar un mayor número de pies y disminuye el número de viajes en el pozo. Se puede aplicar la perforación con aire o gas en formaciones de gran resistencia y muy baja permeabilidad, de tal manera que las paredes del pozo no se colapsan y el pozo no fluye. La velocidad de perforación con aire es generalmente dos veces mayor que con agua y cuatro veces más rápida que con lodo. La desventaja económica es que son necesarios varios compresores para proveer la presión y gasto de aire necesario. Además, si se mezclan pequeñas cantidades de hidrocarburos de la formación con el aire comprimido, puede causar una combustión espontánea en el fondo del pozo. Más aún, si se produce agua de formación será requerida la perforación con niebla. Los ritmos de perforación con espuma son generalmente menores que con aire pero mayores que con agua o lodo. Dependiendo de la capacidad de producción de agua de las formaciones, puede ser más económico emplear un fluido de perforación tipo niebla que la espuma.

Durante la perforación con aire las barrenas con insertos de carburo de tungsteno, ofrecen una mejoría en la estructura de corte. Estas barrenas han mejorado la velocidad de penetración y la vida de la barrena, además de reducir los costos por pie.

c) **Peso sobre barrena y velocidad de rotación.** En algunas formaciones, el incremento en el peso sobre barrena y la velocidad de rotación incrementa el ritmo de perforación. Esta relación dependerá del tipo de barrena y la formación perforada. En general, la longitud que una barrena puede perforar tiende a disminuir con el incremento en la velocidad de rotación. Además del desgaste, la velocidad de rotación debe ser la apropiada para permitir la limpieza adecuada del agujero.

Para una adecuada limpieza, es necesaria una velocidad en el fondo suficiente para el arrastre de los recortes y/o se requiere una viscosidad determinada, además se necesita optimizar el tipo de barrena.

d) *Peso del lodo.* Además de la reducción del daño a la formación, la reducción del peso del lodo es la ventaja más importante de los sistemas de perforación bajo balance. El incremento del peso del lodo disminuye los ritmos de perforación, aunque pueden existir excepciones como en el caso de las lutitas, en donde, el incremento del peso del lodo, no ocasiona cambios significativos en la velocidad de penetración, estos se muestra en las figuras 3.1 y 3.2. La reducción de costos, al minimizar las pérdidas de circulación, es una consideración muy importante en la evaluación de un programa de perforación bajo balance.

e) *Terminaciones y estimulaciones.* La perforación bajo balance ofrece ventajas técnicas y económicas al reducir el daño a la formación, los problemas del agujero, los costos por estimulación o de programas de limpieza en formaciones fracturadas de permeabilidad media a alta. Si la perforación bajo balance es utilizada para evitar el daño a la formación, el programa total de la perforación y la terminación debe ser diseñado de tal forma que el pozo nunca se "mate", antes de ponerse a producir. Aplicar la P.B.B. para disminuir el daño en formaciones que necesitan ser fracturadas hidráulicamente, puede ser innecesario y una mala decisión económica.

f) *Evaluación de la formación.* La evaluación de las formaciones en tiempo real (al mismo tiempo que se perfora), ofrece enormes ventajas al realizar un diseño interactivo del pozo. También es posible realizar el muestreo de núcleos en condiciones bajo balance, además brinda una enorme posibilidad de extraer el núcleo en condiciones más cercanas a las originales (por lo menos sin alterar la saturación). La recuperación de núcleos de formaciones frágiles con alta relación gas-aceite en condiciones bajo balance, es riesgosa, debido a que afecta la integridad del núcleo. La recuperación de núcleos, la toma de registros y la pruebas del pozo, pueden ser más problemáticas en condiciones de bajo balance, aunque generalmente son posibles.

g) *Ahorros ambientales.* La construcción de presas y costos de recuperación puede ser una parte significativa en el presupuesto de la perforación, debido a las regulaciones gubernamentales que cada vez son más estrictas.

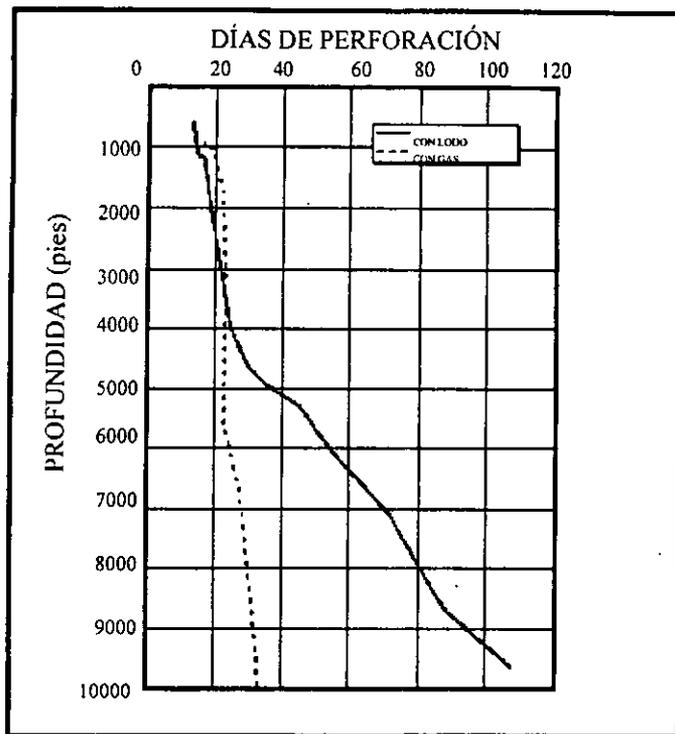


Figura 3.1 Efecto del lodo y gas en el tiempo de perforación. ¹⁰

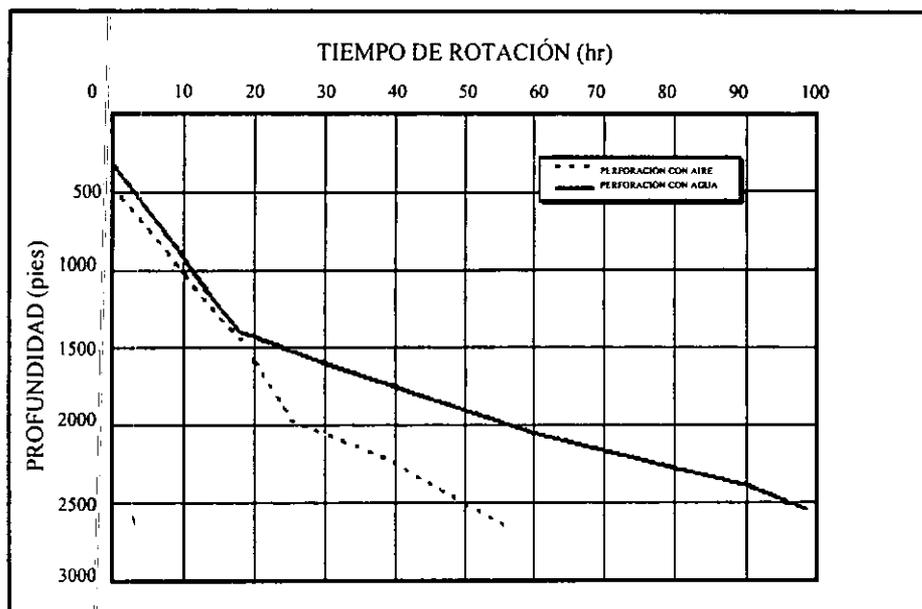


Figura 3.2 Efectos del agua y aire en el tiempo de perforación. ¹⁰

Es posible realizar operaciones de perforación sin una presa de desecho, siempre y cuando se esté utilizando un sistema superficial cerrado (en ambas condiciones sobre y bajo balance). En evaluaciones de costo-beneficio, la estimación debe incluir costos por equipo auxiliar, renta de equipo de floculación (para reacondicionamiento, si es necesario) y químicos. Se deben incluir los costos de operación y trabajo del equipo adicional, como son las centrifugas, bombas, tanques especiales y separadores mecánicos. Las estimaciones también deben incluir los gastos por mano de obra, equipo y químicos (polímeros, ácidos y bases).

Además, el sistema cerrado seleccionado deberá tener la capacidad adecuada para mantener el máximo ritmo de penetración esperado. En caso contrario, disminuirá la velocidad de penetración o se tendrá que cavar una presa de emergencia. Al reciclar el agua se reducen los costos de transporte y se puede eliminar la necesidad de una presa de agua potable. Otra consideración que se debe tomar en cuenta son los depósitos de agua de desecho.

La entrada de agua no es un problema de perforación es más bien un problema de depósito. La presa de reserva almacena una cantidad limitada de agua, cuando está llega a su límite la perforación con aire se vuelve discontinua y el agua debe ser desviada a un depósito adecuado, lo que puede ser muy costoso. En este caso, el operado puede determinar que cantidad de agua debe ser transportada o desviada cada día y si el costo por pie es menor que al emplear lodo, entonces es económicamente aceptable.

h) Tipo de fluido. Uno de los factores de control esenciales, es el sistema de fluido específico que se ha seleccionado para llevar a cabo la P.B.B. Cada tipo de fluido tiene sus ventajas técnicas y económicas así como sus limitantes. Lo anterior se ilustra en la tabla 3.2.

SISTEMA DE FLUIDO	VENTAJAS	PROBLEMAS Y/O COSTOS POTENCIALES
AIRE	Altos ritmos de penetración y reducción del tiempo de operación.	Posibles problemas si se encuentra afluencia de agua.
	Incrementa la vida útil de las barrenas.	Erosión del agujero, en formaciones poco consolidadas.
	Bajos o nulos requerimientos de agua.	Posibilidad de incendios si se presentan con hidrocarburos.
	No se requiere remoción de lodo.	Renta de equipo complementario.
	Minimiza el costo de perforación.	No es posible emplear esta técnica en presencia de sulfhídrico (H ₂ S).
GAS NITRÓGENO	Altos ritmos de penetración y reducción en el tiempo de equipo.	Problemas si se encuentra afluencia de agua. Costos de gas y/o renta.
	Incrementa la vida útil de las barrenas.	Erosión del agujero, en formaciones poco consolidadas.
	Bajos o nulos requerimientos de agua.	Altos costos de gas.
	No se requiere remoción de lodo.	Seguridad del equipo de perforación.
	Minimiza el costo de perforación.	Renta de equipo adicional. Si se espera H ₂ S considerar un sistema cerrado.
NIEBLA	Altos ritmos de penetración y reducción en el tiempo de uso de equipo.	Problemas si la afluencia de agua es considerable. Costo de gas si no se usa aire.
	Incrementa la vida útil de las barrenas.	Erosión del agujero, en formaciones poco consolidadas.
	Bajos requerimientos de agua.	Puede presentar problemas con lutitas hidrófilas.
	No se requiere remoción de lodo.	Renta de equipo complementario.
	Puede manejar moderados flujos de agua.	No es conveniente aire-niebla si se presenta H ₂ S.
	Bajos costos por aditivos.	Renta de equipo.
ESPUMA ESTABLE	Altos ritmos de penetración y reducción en el tiempo de equipo.	Costos considerables de la espuma.
	Incrementa la vida útil de las barrenas.	Se requiere de mediciones cuidadosas.
	Bajos requerimientos de agua.	Equipo de medición especializado
	Alta capacidad de acarreo de sólidos.	Utiliza antiespumante.
	Buena capacidad de limpieza del agujero.	Costos de gas si no se usa aire.
	Permite una adecuada configuración de la pared del pozo.	Costos considerables por químicos.
	Pueden manejarse grandes flujos de agua.	Disposición de agua.
ESPUMA RÍGIDA	Altos ritmos de penetración y reducción del tiempo de equipo.	Costos considerables del lodo y químicos.
	Incrementa la vida útil de las barrenas.	Posible degradación del fluido si se encuentra aceite, agua salada o cloruro de calcio.
	Alta capacidad de acarreo de sólidos.	Utiliza antiespumante.
	Buena capacidad de limpieza del agujero.	
FLUIDOS GASIFICADOS	Alta presión de fondo.	Se requiere de altos gastos de gas. Reducción de presión lenta si se usa una sarta parásita.
	Mejora la perforación bajo balance en comparación con gas o niebla.	Problemas con las herramientas si se usa inyección por la sarta.
	Reduce el deterioro de la sarta de perforación.	Se requiere de equipo superficial adicional.
	Reduce el potencial de incendios en agujeros verticales con fluidos líquidos.	Si se usa aire genera corrosión potencial y se requiere el uso de inhibidores.

Tabla 3.2. Ventajas y desventajas para varios sistemas de fluidos. 11,12,13,14

III.5.2 BASES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Las bases para el análisis económico son también específicas para los operadores en forma individual. Algunos ejemplos generales de estas bases se muestran enseguida:

1. Considerando la tecnología disponible, seleccionar y evaluar los sistemas de perforación potenciales.
2. Cuando sea posible, contar con historiales de pozos previos, además de registros, núcleos, pruebas de formación, etc. Los pozos que necesitan ser perforados en condiciones de bajo balance, deben comprobar una confianza razonable de que el nivel de mejoramiento puede ser alcanzado.
3. Tabular los costos tangibles e intangibles para cada sistema.
4. Efectuar evaluaciones básicas de costo/pie de perforación. Una forma conveniente de hacer esto, es emplear la fórmula de Moore:

$$C_T = \frac{B + C_r(t + T)}{F} \quad (1)$$

en donde:

C_T =Costo total por pie

B =Costo de la barrena

C_r =Costo de equipo por hora

t =Tiempo de rotación

T =Tiempo de viaje redondo

F =Pies por barrena

III.5.3 EVALUACIÓN DE LOS COSTOS DE PERFORACIÓN

En cualquier operación de perforación, los costos de desarrollo incluyen, los costos de perforación (longitud en pies y días de trabajo), los costos no tangibles (localización y caminos, tomas de núcleos y registros, pruebas de formación, combustible, agua, fluidos de perforación, cementación de T.R.'s, transporte, disparos, estimulaciones, barrenas, renta del equipo, etc.) y los costos tangibles (T.R.'s superficiales y de producción, T.P., árbol de válvulas y conexiones superficiales, equipo complementario, etc.). La perforación bajo balance puede afectar todas estas áreas.

i. Aceleración de la producción. La perforación es una parte integral de los procesos de desarrollo de campos y exploración. Adicionalmente a los costos de desarrollo, es necesario evaluar el potencial para incrementar o acelerar la producción. Un criterio para el éxito puede ser definido, como un indicador en la calidad de flujo del pozo o como un factor de mejoramiento en la producción, PIF (Production Improvement Factor). Los costos netos de los pozos se puede determinar en función del PIF y de la evaluación del valor presente neto (VPN), además se pueden determinar las ventajas y desventajas de la producción durante la perforación (o producción temprana) sobre el VPN, con la siguiente fórmula:

$$VPN = \frac{1}{(1 + DR)^t} = (1 + DR)^{-t} \quad (2)$$

donde:

VPN = Valor presente neto

DR = Tasa de descuento en porcentaje

t = Tiempo de descuento en años

ii. Producción mejorada / reservas. Además de la producción acelerada, la producción a cualquier tiempo se puede mejorar reduciendo el daño. Para lograr esto, se requiere pronósticos simples de producción. El incremento absoluto y relativo en la producción debe ser calculado o al menos estimado.

Para la estimación, el índice de productividad (IP) para un pozo vertical es:

$$IP = \frac{0.00708kh}{\mu B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right)} \quad (3)$$

El índice de productividad para un pozo horizontal es:

$$IP = \frac{0.00708kL}{\mu B_o \left[\frac{L}{h} \ln \left(\frac{1 + 1 - \left(\frac{L}{2r_e} \right)^2}{\frac{L}{2r_e}} \right) + \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) + s \right]} \quad (4)$$

en donde:

- k = Permeabilidad del yacimiento (md)
- h = Espesor del yacimiento (pie)
- μ = Viscosidad del aceite (cp)
- B_o = Factor de volumen de aceite
- r_e = Radio del yacimiento (pies)
- r_w = Radio del pozo (pies)
- L = Longitud de la sección horizontal del yacimiento (pies)
- s = Daño (adimensional)

Para un pozo vertical, si se considera radial el régimen de flujo en el yacimiento, previo a las condiciones de estado pseudo-estacionario:

Aceite:

$$q = \frac{kh(\bar{p}_i - p_{wf})}{162.6 B_o \mu} \cdot \left[\log \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right]^{-1} \quad (5)$$

Gas:

$$q = \frac{kh(\bar{p}_i^2 - p_{wf}^2)}{1637 \mu ZT} \cdot \left[\log \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right]^{-1} \quad (6)$$

en donde:

- q = Gasto (BPD, MSCF/D)
- \bar{p}_i = Presión promedio del yacimiento (lb/pg²)
- p_{wf} = Presión de fondo fluyendo (lb/pg²)
- Z = Factor de desviación de los gases reales
- T = Temperatura (°R)
- t = Tiempo (hr)
- c_t = Compresibilidad total (lb/pg²)⁻¹

En estado pseudo-estacionario, para un flujo radial en un pozo vertical:

Aceite:

$$q = \frac{0.00708 kh (p_i - p_{wf})}{\mu B_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + s \right)} \quad (7)$$

Gas:

$$q = \frac{kh (\bar{p}_i^2 - p_{wf}^2)}{1424 \mu ZT \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 \right]} \quad (8)$$

El indicador de calidad de flujo del pozo (WIQI) es la relación del IP de un pozo con daño y el de un pozo sin daño. El análisis transitorio de presión PTA (Pressure Transition Analisis) es empleado para determinar el daño. Esto puede ser difícil y costoso. Algunos análisis simples, pueden mostrar cualitativamente como la relación de producción se incrementa si la perforación bajo balance reduce el daño. Algunos muestran que se requieren menor número de pozos y que es posible incrementar el aceite o gas a producir. También se puede reducir la presión de abandono, si se reduce el daño perforando bajo balance. Esto se debe a que la pérdida de presión, se presenta con el daño.

La siguiente estimación considera la caída de presión adicional debida al daño en un pozo de aceite, para un flujo radial en estado estacionario:

$$\Delta P_s = \frac{141.2QB_o\mu s}{kh} \quad (9)$$

en donde:

- ΔP_s =Caída de presión debida al daño (lb/pg²)
- Q =Gasto (BPD)
- B_o =Factor de volumen del aceite
- μ =Viscosidad (cp)
- k =Permeabilidad (md)
- h =Espesor (pies)
- s =Factor de daño (adimensional)

Este efecto puede ser significativo y no debe ser ignorado en la evaluación económica.

III. 6 CLASIFICACIÓN PARA LOS POZOS PERFORADOS BAJO BALANCE

Antecedentes.

El comité de la IADC de operaciones bajo balance (IADC-UBO) se formó en 1998, su misión es promover la seguridad y la ejecución eficiente de las operaciones bajo balance en todo el mundo. Se han probado varios procesos para el incremento de la velocidad de penetración (ROP) en operaciones bajo balance en el campo, resultando un incremento considerable en los gastos de producción mediante la reducción o eliminación del daño en diversas secciones del yacimiento. Por lo anterior, han aumentado las operaciones bajo balance, creando la necesidad de clasificar los pozos. Dentro del comité de IADC-UBO, se organizaron varios grupos con el fin de establecer las bases para la clasificación de las operaciones de P.B.B. El grupo de estándares y nomenclatura fue uno de los primeros grupos formados en 1998, el primer objetivo del grupo era desarrollar un método de clasificación de pozos bajo balance, que brindará una guía para los ingenieros de perforación, para los administradores y para las autoridades reguladoras. La IADC-UBO (international association of drilling contractors - underbalanced operations) propuso una nueva clasificación para los pozos perforados bajo balance, el desarrollo de este sistema de clasificación, también ofrece las bases para establecer una base de datos de referencia de pozos perforados con técnicas bajo balance.

Sistema de clasificación de la IADC-UBO.

El grupo propuso un sistema de clasificación que incluye claves para las áreas de riesgo y la factibilidad de la aplicación de la tecnología. Para ayudar a la categorización de pozos perforados con técnicas de P.B.B., un elemento secundario indica cuando el pozo fue perforado realmente bajo balance o solo con "un nivel de presión bajo" usando tecnología bajo balance. La primera parte del sistema identifica el pozo o la sección del pozo, basado en la proyección del riesgo asociado con el agujero. Estos niveles de riesgo, del 0 al 5, se mencionan a continuación:

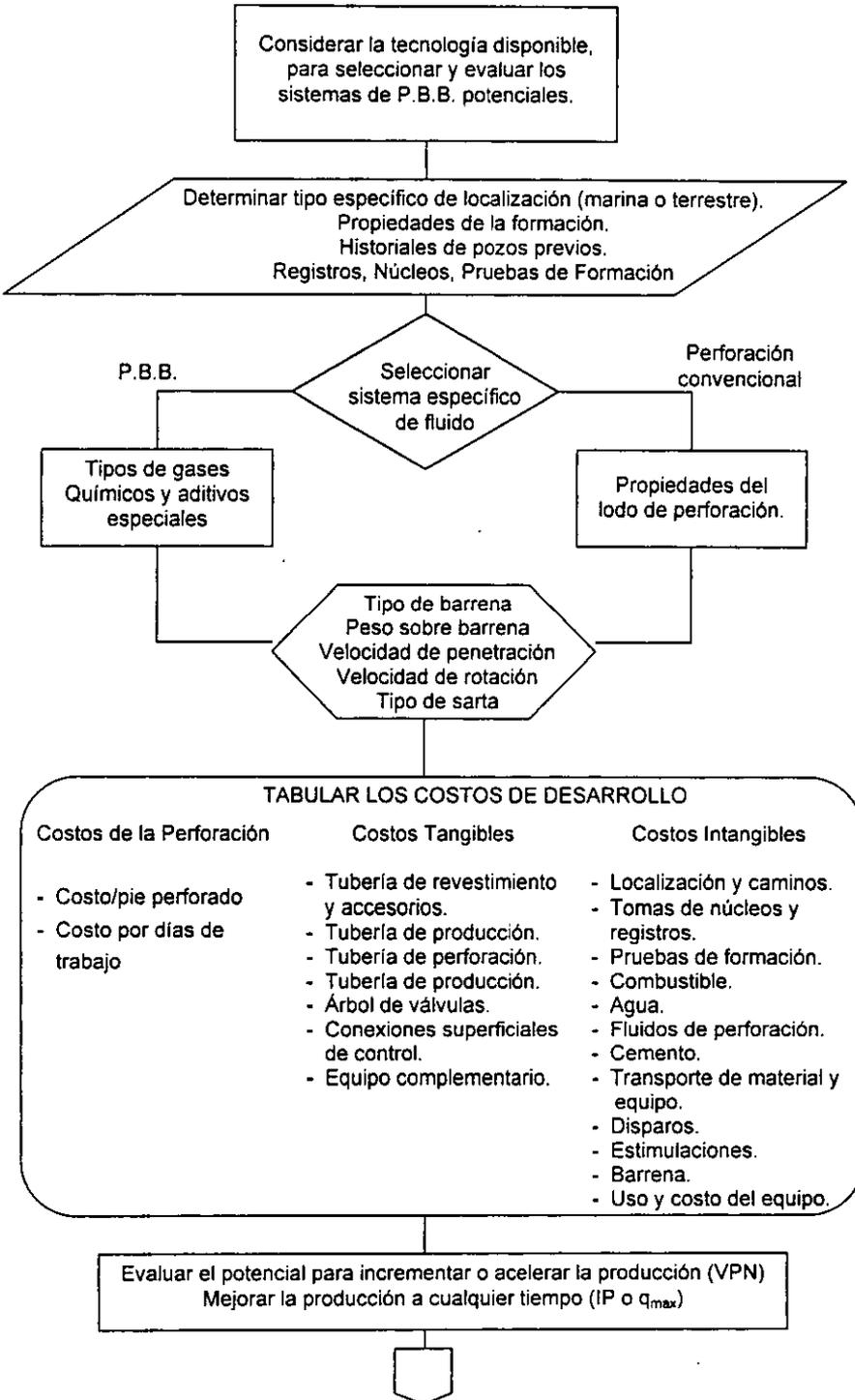
- **Nivel 0** – Solo se lleva a cabo una operación de agradamiento de agujero, ninguna zona contiene hidrocarburos.
- **Nivel 1** – El pozo no es capaz de fluir naturalmente hacia la superficie. El pozo es "estable", y tiene un bajo nivel de riesgo desde el punto de vista de control del pozo.
- **Nivel 2** – El pozo es capaz de fluir naturalmente hacia la superficie, pero los métodos convencionales de control no son suficientes, y existen soluciones limitadas en caso de presentarse una falla catastrófica en el equipo.

- **Nivel 3** – Pozos geotérmicos y sin producción de hidrocarburos. Las presiones máximas de cierre son menores a los valores de presión de operación de los equipos de P.B.B. Fallas catastróficas en el equipo tiene consecuencias serias inmediatas.
- **Nivel 4** – Pozos productores de hidrocarburos. Las presiones máximas de cierre son menores a los valores de presión de operación de los equipos de P.B.B. Fallas catastróficas en el equipo tiene consecuencias serias inmediatas.
- **Nivel 5** – La presión de superficie máxima esperada, excede los valores de presión de operación de los equipos de P.B.B., pero son menores a los valores del conjunto de preventores. Fallas catastróficas en el equipo tiene consecuencias serias inmediatas.

El sistema combina las categorías de riesgo en el manejo del pozo descritos anteriormente (niveles 0 al 5) con “sub-clasificaciones”, para indicar si el pozo se perforó bajo balance o solo con “un nivel de presión bajo” usando tecnología bajo balance. Para brindar un método completo de clasificación, el tipo de tecnología empleado para una o más secciones del pozo (o pozos múltiples en proyectos particulares), un tercer componente del sistema de clasificación es la técnica de P.B.B.

NIVEL DE CLASIFICACIÓN	0		1		2		3		4		5	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
A = nivel de presión bajo, o B = P.B.B.												
Gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Niebla	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Espuma	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Líquido gasificado	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Fluido de perforación líquido	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Tabla 3.3 Clasificación para pozos perforados bajo balance del comité de la IADC-UBO¹⁵



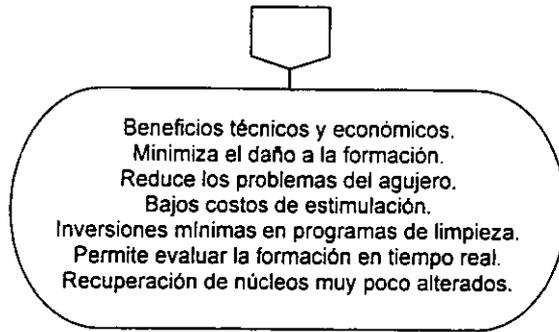


Figura 3.3 Diagrama de bloques que resume la evaluación técnica y económica para seleccionar la técnica de P.B.B. más conveniente.

CAPITULO IV

CONSIDERACIONES ESPECIALES DE DISEÑO PARA LAS OPERACIONES BAJO BALANCE

En el siguiente capítulo se describen brevemente algunas de las consideraciones especiales de diseño para algunos de los componentes y las operaciones que se realizan en condiciones de bajo balance.

IV.1 DISEÑO DEL CABEZAL DEL POZO

Los cabezales utilizados en operaciones bajo balance varían de los utilizados en condiciones de sobre balance, de un equipo muy simple para el manejo de presiones muy bajas comparado con un sistema sumamente costoso diseñado para realizar operaciones con altos valores de presión. Para operaciones de perforación con presiones de poro extremadamente bajas, un simple preventor anular será suficiente para contener las presiones del pozo, sin embargo, se deben tomar las precauciones necesarias para no exceder la presión de diseño de dicho equipo. Entre los componentes mínimos de un sistema de P.B.B. se encuentran una cabeza rotatoria montada encima de dos preventores, uno ciego y el otro de tubería los cuales se operan manualmente. Para condiciones de operación con presiones ligeramente altas, un sistema que trabajará adecuadamente estará constituido por, una cabeza rotatoria, los dos preventores más un anular. Todos los sistemas básicos para al P.B.B. emplean una cabeza rotatoria con una capacidad de presión máxima de trabajo de 400 lb/pg^2 (en algunas ocasiones 500 lb/pg^2). En un principio cuando se perforaba con aire, se usaba este tipo de equipo, con una sola presa superficial y una línea de retorno dirigida hacia esta presa. La niebla y la espuma de perforación sobrepasan los límites de profundidad, manteniendo la presión superficial baja en este sistema.

Una sola cabeza rotatoria es suficiente en casi todas las operaciones de perforación con aire y niebla, en donde la presión del yacimiento esta bien caracterizada. La cabeza rotatoria es utilizada como un desviador y no se utiliza para mantener la contrapresión, por lo tanto no existe una contrapresión límite. De hecho esta contrapresión es despreciable para perforación con aire y niebla. Por otro lado, es muy poco probable que el gasto a través de la línea de quema genere una presión que exceda los límites de la cabeza rotatoria.

El gasto tendrá que ser mayor a $100 \text{ MMpies}^3 @ \text{ c.s./ día}$ para generar una caída de presión de 200 lb/pg^2 en una línea de 8 pulgadas de diámetro. Cuando se cuenta con datos confiables de presión, es posible perforar pozos profundos con una cabeza rotatoria, específicamente cuando la zona objetivo contiene aceite. Las aplicaciones de la cabeza rotatoria se deben ajustar a sus límites de presión de trabajo, antes de recurrir a un equipo más costoso como los preventores rotatorios (RBOP). El flujo de retorno se desvía a través del juego de estranguladores y del equipo superficial de separación, para separar el gas, el aceite, los fluidos de perforación y los recortes. Se puede llevar a cabo la quema del gas hidrocarburo y del sulfhídrico de forma segura, empleando un quemador automático. Pozos de profundidad moderada, han sido perforados de esta forma, utilizando agua potable como fluido de perforación y empleando salmuera más pesada con 10 partes por galón de NaCl (cloruro de sodio) para reducir la presión en la superficie durante los viajes.

Para perforar pozos más profundos, muchos operadores han agregado dos preventores de tubería hidráulicos, para contar con conjunto de preventores de tubería con preventores ciegos. Encima de estos preventores se coloca el preventor anular, con la cabeza rotatoria en la parte superior completando el equipo para presión media. El conjunto adicional de dos preventores de tubería, brinda un mayor nivel de seguridad para la operación, al mismo tiempo que permite introducir la tubería contra presión o extraerla del pozo. En caso de encontrarse altas presiones de poro, se puede remplazar el agua por salmuera de cloruro de sodio, para generar menores presiones superficiales de operación para mantener la presión dentro del rango tolerado por la cabeza rotatoria.

Otras de las consideraciones para el equipo del cabezal de operaciones bajo balance, se relacionan con la perforación de pozos profundos o de yacimientos de gas. Ambas situaciones pueden generar presiones superficiales que exceden los límites de las presiones de trabajo de la cabeza rotatoria. Para estos casos, el RBOP con una capacidad de presión máxima de trabajo de 1500 lb/pg^2 (actualmente algunos equipos funcionan con 2500 lb/pg^2 de presión operacional / rotación y 5000 lb/pg^2 de presión estática), ofrece una mayor capacidad de profundidad y ventajas de seguridad, en comparación con la cabeza rotatoria. Si se van a atravesar zonas con alto contenido de sulfhídrico o formaciones con altos valores de presión de poro, el diseño del equipo de la cabeza del pozo, se puede realizar, con base en los utilizados en las operaciones con tubería flexible o con unidad "snubbing".

IV.1.1 CABEZA ROTATORIA

En las operaciones de perforación con aire y gas, la cabeza rotatoria también es llamada "cabeza de aire". La cabeza rotatoria se utiliza para obturar el anular, desviando a la línea de quema el flujo de gas o aire. Las cabezas rotatorias modernas cuentan con soportes herméticos. La vida de los elementos sellantes aumenta con la lubricación apropiada y con el mínimo paso de herramientas y tubería a través de ellos. La tubería de perforación puede pasar a través del estopero cada vez que sea necesario, pero éste no dura mucho y tiene que ser remplazado constantemente. El estopero de la cabeza rotatoria se puede cambiar sin tener que sacarlo del pozo. En las operaciones de perforación con aire, la cabeza rotatoria es únicamente un desviador y no puede reemplazar el conjunto de preventores apropiado para la operación. Las presiones en el elemento sellante se deben mantener al mínimo. Las cabezas rotatorias de baja presión están diseñadas para manejar muy pocos cientos de libras por pulgada cuadrada.

IV.1.1.1 Consideraciones específicas

Perforación con gas seco.

Un niple campana convencional no tiene capacidad para desviar el flujo de gas de retorno a las presas correspondientes. Para lograr esto, se requiere de un equipo desviador adicional colocado en la parte superior del conjunto de preventores. Aunque es posible utilizar varios tipos de equipo como desviador, actualmente se utiliza la cabeza rotatoria (Figura 4.1) y el preventor rotatorio (RBOP) (Figura 4.2). Ambos equipos usan elementos elastoméricos para crear un sello alrededor de la flecha, y dirigir el flujo de retorno a través de la salida lateral de una de las salidas laterales y dentro de la línea de quema. La principal diferencia entre estos dos tipos de desviadores, es que el elemento sellante en la cabeza rotatoria actúa con la presión del aire (neumático), mientras que el elemento sellante del RBOP opera hidráulicamente.

Si no se alinea el eje del desviador directamente con el centro de la mesa rotatoria o si no se lubrica adecuadamente el elemento sellante, puede sufrir un desgaste excesivo. Cuando se perfora con aire seco, al extraer la tubería se debe pasar a través del estopero de la cabeza rotatoria y no a través del preventor primario. El sistema desviador no sustituye al conjunto convencional de preventores, y como mínimo debe de contar con un preventor de tubería y un ciego, de esta forma se puede cerrar el pozo con la sarta fuera o dentro de él.

Para pozos de gas, los preventores (ciego y de tubería) deben tener la capacidad de soportar las presiones máximas de los fluidos de la formación. El flujo de retorno de aire, es dirigido del desviador a la presa de quema a través de la línea de quema.

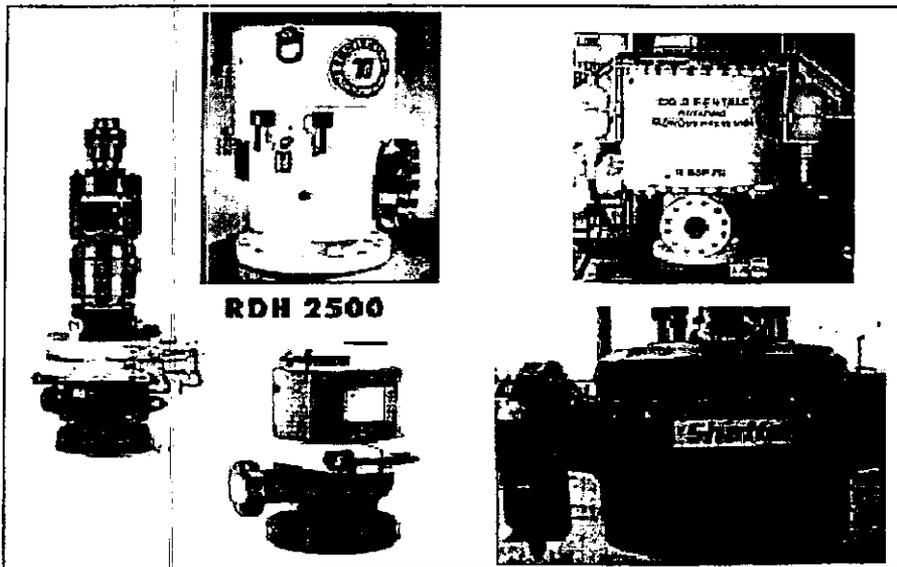


Figura 4.1 Ejemplos de cabezas y preventores rotatorios de diversos fabricantes.⁴

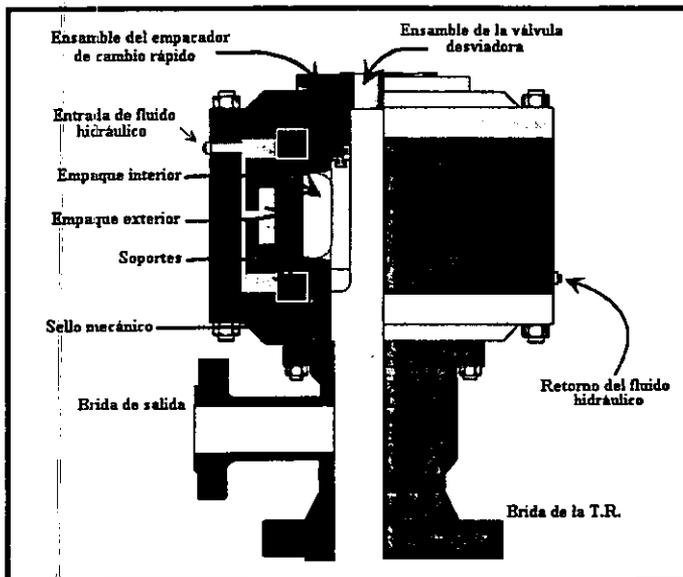


Figura 4.2 Esquema de un preventor rotatorio.¹⁶

Perforación con nitrógeno.

Los requerimientos son los mismos que se emplean en la perforación con gas seco.

Perforación con gas natural.

Además del equipo superficial adicional (incluyendo el instrumento de monitores de gas), el equipo requerido es muy similar al utilizado en la perforación con aire. En ciertas situaciones (por ejemplo pozos con baja permeabilidad que necesitan fracturamiento hidráulico), puede utilizarse una cabeza rotatoria convencional para desviar el gas dentro de la línea de quema¹⁷. Particularmente, si se esperan altas presiones de una formación productora de gas o altos valores de producción de gas, se debe considerar cuidadosamente la capacidad adicional del RBOP.

Perforación con niebla.

Los requerimientos son los mismos que se emplean en la perforación con gas seco.

Perforación con espuma.

Si el programa de circulación genera la necesidad de crear una contrapresión en el espacio anular, se debe considerar esta presión adicional al determinar la presión de trabajo de la cabeza rotatoria y del RBOP. La sección de la línea de quema que se encuentra entre el estrangulador y la cabeza rotatoria, debe estar diseñado dentro de un rango de presión suficiente, para tolerar la máxima contrapresión impuesta. En condiciones muy frías, el flujo de retorno e la espuma se puede congelar y taponar la línea de quema. En estas situaciones se recomienda instalar una línea adicional de descarga de espuma¹⁸, junto a la línea de quema y a la línea de descarga principal, todas dirigidas hacia la presa de quema. Cabe mencionar, que esta línea adicional no es necesaria en operaciones bajo condiciones normales.

Perforación con líquidos gasificados.

En los Estados Unidos, la mayoría de las aplicaciones de la perforación con líquidos gasificados (cuando se esperan presiones superficiales muy bajas), han utilizado agua o lodos aereados para superar el problema de la pérdida de circulación, al perforar intervalos situados encima de yacimientos conocidos. Bajo estas situaciones, se emplea una cabeza rotatoria colocada en la parte superior del conjunto de preventores, para crear un sello alrededor de la sarta de perforación y desviar el fluido dentro de la línea de flujo. Con los líquidos nitrificados, es preferible utilizar un preventor rotatorio, en lugar de la cabeza rotatoria de baja presión.

Si se cuenta con un "TOP DRIVE", es posible utilizar dos preventores anulares para crear un sello de alta presión alrededor de la sarta. Es más recomendable un RBOP, debido a que ofrece un mejor control de la presión y opone menos fricción al paso de la tubería (o herramientas en caso de ser empleadas)¹⁹. Es recomendable instalar un preventor ciego en la parte inferior del conjunto de preventores, para maximizar la distancia existente entre el ciego y el RBOP, con el fin de permitir el paso bajo presión, de los componentes del aparejo de fondo.

Un segundo grupo de dos preventores de tubería, colocado debajo de los preventores ciegos, brinda mayor seguridad a la operación, y solamente se utilizan para cerrar el pozo en el caso que los elementos superiores del conjunto no funcionen adecuadamente.²⁰ Cuando se diseñan el antepozo, el cabezal y el conjunto de preventores, se debe tener muy en cuenta el espacio que se encuentra debajo del piso de perforación, debido a que el conjunto de preventores para la P.B.B. tiende a ser más alto que los utilizados en operaciones convencionales.

Perforación con unidad "snubbing" y tubería flexible.

Tanto la unidad "snubbing" como la tubería flexible (T.F.), cuentan con conjuntos de preventores que permite que la sarta de perforación (T.F. en el último caso) salga o entre al agujero, a presiones mayores de las que pueden ser toleradas por la cabeza rotatoria o el RBOP (regularmente arriba de 10 000 lb/pg²). Ambas unidades, también permiten que la sarta de perforación entre al agujero bajo presión, aún cuando el peso de la sarta no es suficiente para vencer la presión que tiende a empujarla hacia fuera del pozo. Se pueden emplear las unidades "snubbing" y de T.F. para perforar bajo balance, bajo presiones que no se pueden manejar con equipos superficiales convencionales.

IV.2 PERFORACIÓN CON ALTA PRESIÓN

Existen varias técnicas de perforación bajo balance con alta presión, entre las que se encuentran la perforación con tubería flexible y la perforación con unidad "snubbing".

IV.2.1 PERFORACIÓN CON UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE

Con la tendencia de perforar ambientes altamente presionados, se está realizando más y más trabajo con tubería flexible (T.F.). Las recientes mejoras de fabricación de la T.F. y las nuevas tecnologías de la perforación con T.F. facilita la perforación en este tipo de zonas.

La perforación con T.F. brinda más seguridad a la operación, principalmente por la eliminación de conexiones. La T.F. brinda un medio más seguro y con menos cantidad de equipo, para llevar a cabo la perforación bajo balance, en pozos horizontales, ramificados y pozos profundos. Regularmente, las unidades de T.F. se emplean en intervenciones en pozos "vivos". Los equipos de T.F. aíslan el agujero de la atmósfera durante el trabajo completo del pozo y evita controlar el pozo antes de un viaje. Sin embargo, la T.F. se encuentra limitada por los altos costos en comparación con la instalación del equipo convencional. A pesar del incremento del empleo de la T.F., la mayoría de las operaciones de la perforación bajo balance se llevan a cabo con tubería unida. Dentro de estas perforaciones también se encuentran los horizontales laterales y curvos.

Sin excepción, el rango de presión del equipo de control superficial, debe incrementarse hasta alcanzar un nivel de seguridad óptimo. La presión máxima de trabajo de un preventor estándar, debe estar sobrada con el fin de soportar la posible presión superficial máxima. El preventor rotatorio (RBOP) debe reemplazar la cabeza rotatoria para alcanzar un nivel de seguridad óptimo. Todos los otros equipos superficiales, deben ser revisados constantemente para asegurar la seguridad operacional máxima. En muchas perforaciones de alta presión las aplicaciones de la tubería unida empleando fluidos de perforación claros, pueden generar presiones superficiales que puede exceder el límite máximo de presión de trabajo del RBOP.

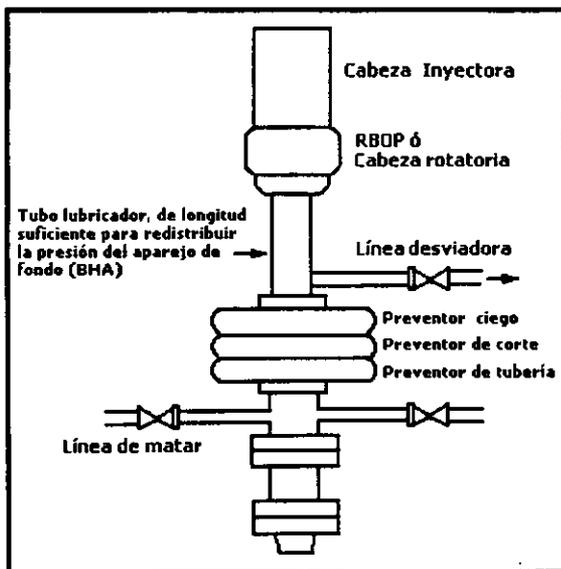


Figura 4.3 Conjunto de preventores de la unidad de T.F. empleado en la P.B.B.

La reducción de la densidad de los fluidos, provocada por la entrada de hidrocarburos y gas, generará presiones superficiales muy altas, y se deben tomar las precauciones necesarias para asegurar que esta presión permanezca por debajo de la máxima presión de trabajo del RBOP. Como se mencionó anteriormente la T.F. es ideal para realizar operaciones en condiciones de pozo "vivo". Su diseño particular, utiliza un carrete de tubería continua, eliminando la necesidad de realizar conexiones, requeridas en las operaciones con tubería unida. La T.F. cuenta con diámetro exterior uniforme, lo que elimina la unión de tubería y tubos con paredes de mayor espesor en los extremos. Algunas de las aplicaciones típicas de la perforación con T.F. se muestran en la tabla 4.1.

	VERTICAL	DESVIADO
Perforación de re-entradas	Pozos profundos o existentes	Pozos Ramificados
Perforación de pozos nuevos	Pozos exploratorios	Pozos de inyección
	Observación y delineación de pozos	Observación ambiental
	Pozos de diámetro reducido de producción / inyección	

Tabla 4.1 Resumen de algunas de las aplicaciones típicas de la perforación con T.F. ²¹

La perforación vertical profunda empleando un aparejo pendular para mantener la rectitud del agujero, es probablemente la operación más común de la T.F. Se emplea un aparejo de fondo de gran longitud para brindar un peso sobre barrena sin provocar pandeo en la T.F., además el punto neutral siempre se encuentra dentro del aparejo de fondo por lo que la T.F. siempre se encuentra bajo tensión. Debido a que las operaciones de perforación con T.F. se llevan a cabo con el movimiento de herramientas de fondo con un motor de fondo, en lugar de la rotación de la sarta de perforación, se emplean un rectificador de tubería de caucho (stripper) para contener las presiones anulares superficiales. Normalmente, el conjunto de preventores de una unidad de T.F. contiene cuatro preventores con un preventor de tubería, un ciego, uno de corte y uno de cuñas. Arriba de los preventores se coloca un tubo vertical, el cual debe tener la longitud suficiente para lubricar las herramientas al salir o entrar del pozo. En la parte superior del tubo vertical se coloca un empaque hidráulico para facilitar el sello anular cuando se desliza tubería dentro o fuera del pozo. Cuando se realizan operaciones en pozos someros de gas, todos los preventores pueden ser remplazados por un preventor anular. Insertar la T.F. contra presión dentro del pozo, con una fuerza hidráulica se logra empleando una cabeza inyectora, que es una parte integral de la unidad de T.F. su función es inyectar dentro o remover fuera del pozo la T.F. en operaciones bajo condiciones de pozo "vivo".

La perforación con T.F. tiene grandes ventajas sobre las técnicas convencionales de perforación rotatoria. Primero, es posible emplear una estructura de perforación más pequeña y más fácil de transportar. Segundo, se ahorra mucho tiempo de viaje debido a que no es necesario realizar conexiones. Tercero, la T.F. ofrece una ventaja de seguridad considerable al realizar operaciones de perforación bajo balance. Otro beneficio, es la adición de una unión sustituta de circulación que permite que el fluido de perforación circule fuera del pozo una vez terminada la terminación del pozo. El pozo puede ser probado de inmediato y la tubería puede ser extraída bajo presiones de 5000 lb/pg² o mayores. La tecnología del diseño y la fabricación de la T.F. continua avanzando, del mismo modo, se han mejorado en años recientes las herramientas de diámetro reducido que se pueden correr dentro del agujero con la T.F., debido al incremento de la demanda y el empleo de estas operaciones. Con esto se ha mejorado la experiencia y entrenamiento de campo para los operadores de la T.F. Las alianzas más fuertes de aceros, combinadas con las sofisticadas y rigurosas medidas de calidad, brindan una mayor seguridad a los productos de la T.F. Las pruebas de campo y el modelado numérico, también han contribuido para la determinación del límite de fatiga para cada una de las sartas de T.F. que actualmente se encuentran en uso.

A. Consideraciones de diseño para perforación con T.F.

El protocolo de diseño para la perforación con T.F.²² debe contener los siguientes consideraciones:

- ✍ Seleccionar el tamaño de la T.F., el tamaño del agujero, el fluido de perforación y el aparejo de fondo.
 - ✍ Calcular el peso y el tamaño del carrete de T.F. Se debe de tomar en cuenta la facilidad de transporte y que sea apropiado o se ajuste a la localización.
 - ✍ Calcular las fuerzas y tensiones de la tubería, para asegurarse de que nunca exceda del 80% de la fuerza de cedencia y que se brinde el mínimo peso sobre barrena a la profundidad total. Se debe incluir la fricción asociada con el doblamiento (o flexión) del aparejo de fondo alrededor de cualquier curva.
- ⇒ **En pozos verticales:** Si se supone un espesor constante de la pared conforme aumenta la profundidad, la profundidad máxima de la T.F. dentro del fluido de perforación, sin exceder el 80% de la fuerza de cedencia del material, esta determinada por:

$$D_{\max} = \frac{\sigma_y}{4.245 - 0.06493 W_{df}} \quad (1)$$

en donde:

D_{\max} = profundidad máxima (pies)

W_{df} = peso del fluido de perforación (lb/gal)

σ_y = presión de cedencia (lb/pg²)

Las sartas telescopiadas, puede emplearse para profundidades mayores.

- ⇒ **En pozos desviados:** Se debe emplear un modelo de fuerzas de la tubería, debido a la posible presencia del cierre helicoidal del agujero. La fuerza que debe aplicarse sobre la T.F. para empujar el aparejo de fondo alrededor de la curva y dentro de la sección desviada, debe estar limitada por la fuerza máxima que puede aplicarse a la T.F. en la sección vertical.
- ◆ Se debe asegurar que la cabeza inyectora pueda otorgar el jalón / empuje necesarios.
 - ◆ Calcular la caída de presión del fluido de perforación dentro de la T.F., aparejo de fondo y espacio anular, con la capacidad del motor al 100% y determinar la presión absoluta de la T.F. durante la perforación. No se deben exceder los límites de presión.
 - ◆ Estimar los límites de torsión. El torque del motor de fondo no debe ser mayor al máximo torque de trabajo de la T.F. Cuando la T.F. se extrae el torque es casi cero, pero durante la perforación el torque puede alcanzar su valor de operación máximo. El ciclo de torsión provoca la flexión de los componentes y reduce la vida útil de los mismos. En general, el torque no es una limitación considerable, a menos que se perfora un agujero de gran diámetro con T.F. de diámetro pequeño. Esto es más relevante en perforaciones someras y de agujeros verticales.
 - ◆ Calcular la fatiga empleando los parámetros anteriores. Grandes diámetros y aplicaciones continuas de la presión de perforación puede incrementar el gasto por fatiga.
 - ◆ Estimar cualquier límite hidráulico (suponer que la perforación se realiza con el 80% del gasto máximo del motor). Considerar la limpieza del agujero en las secciones verticales, inclinadas y horizontales.
 - ◆ Asegurarse de que los métodos para el control direccional son aplicables al caso considerado. Si la tubería es muy flexible, pequeños cambios en el peso sobre la barrena y el torque pueden cambiar el ángulo de la cara de la herramienta. Durante la perforación con T.F., se utiliza una herramienta de orientación para realizar los

cambios de ángulo, esta herramienta puede ser controlada desde la superficie por medio de la presión, el peso o la línea de acero y puede provocar que la perforación proceda en una dirección diferente.

- ◆ El análisis del aparejo de fondo es el mismo que se realiza para la perforación convencional, debido a que la T.F. no se puede rotar para perforar hacia delante en forma recta, además la tendencia natural de la formación es en contra del aparejo de fondo. En este caso la herramienta de orientación se debe a poner a trabajar periódicamente para prevenir un cambio de rumbo no deseado.

IV.2.2 PERFORACIÓN DE FORMACIONES CON ALTA PRESIÓN CON UNIDAD “SNUBBING” (CON ALTA PRESIÓN)

Las unidades “snubbing” convencionales, permite entrar en un pozo bajo presión. En la perforación bajo balance, la unidad “snubbing” habilita la perforación de un pozo en forma segura, permitiendo la remoción y la inserción del equipo de fondo (incluyendo tubería y herramientas) bajo condiciones de pozo “vivo”. El equipo de perforación auxiliar hidráulico contra presión (Hydraulic Rig Assit –HRA-), está diseñado para ser portátil, de fácil instalación y remoción. Está constituido por un grupo de preventores hidráulicos, conectados directamente en la parte superior del conjunto de preventores del equipo de perforación o del RBOP. Un par de cilindros hidráulicos proveen la fuerza para el movimiento de la tubería. A pesar de los altos costos diarios que genera la renta de la unidad “snubbing”, existe varias de ventajas en su empleo, incluyendo las siguientes:

- El control de la presión se realiza con los preventores de la unidad “snubbing”, con su preventor anular como sistema primario y con los preventores restantes el sistema secundario. La unidad “snubbing” también cuenta con su propio sistema acumulador, el conjunto de preventores del equipo de perforación y el sistema acumulador, brindan a este sistema la capacidad para introducir o sacar la tubería y las herramientas bajo presión.
- La cuadrilla o personal requerido para la unidad “snubbing” está altamente entrenado y cuenta con mucha experiencia en trabajos con alta presión en la superficie, el personal está más acostumbrado a controlar y prevenir estas presiones.
- Cuando se presentan condiciones de “tubería ligera”, la unidad “snubbing” brinda el control necesario para introducir o sacar la tubería y las herramientas bajo presión.

La unidad "snubbing" ofrece versatilidad y seguridad, a pesar de los altos costos, es una solución potencial para operaciones de perforación bajo balance. Para superar estos gastos, es posible minimizar el tiempo de estos servicios en la localización. La unidad "snubbing" brinda el método más positivo para el control del movimiento de la tubería y de las altas presiones, a través de los cilindros hidráulicos se realiza, deslizamiento de tubería y preventores.

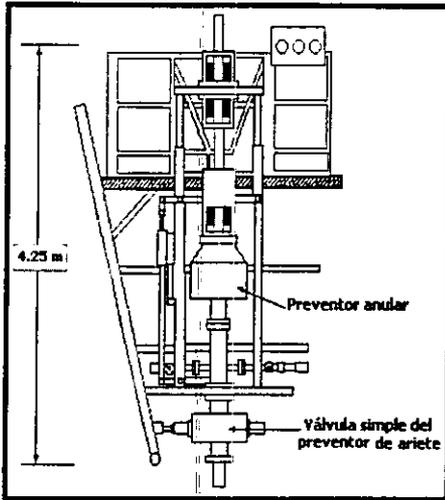


Figura 4.4 Arreglo de la unidad "snubbing"²³

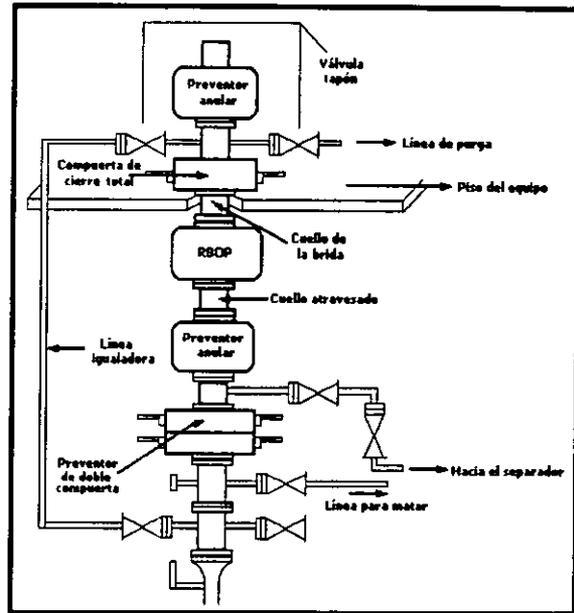


Figura 4.5 Unidad "snubbing" y arreglo de preventores²³

IV.2.3 SISTEMA DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE DE PRESIÓN CONTROLADA

Tradicionalmente, las técnicas de P.B.B. han sido limitadas a yacimientos de baja presión, agotados y marginales, o a aquellos yacimientos en donde se han experimentado problemas de perforación (pérdida de circulación o pegadura de la tubería por presión diferencial). Sin embargo, el incremento de la productividad ocasionada por el uso de las técnicas de P.B.B., han obligado a los operadores a desarrollar yacimientos vírgenes o altamente presionados. Para satisfacer estas necesidades, se han llevado a cabo extensos programas de pruebas para desarrollar tecnologías de separación superficial y control de presión en la cabeza del pozo, para valores de presión de 5000 lb/pg² o mayores.

Con este incremento en los límites de operación del equipo, es posible perforar pozos de mayor profundidad, brindando mayor producción y reduciendo el número de futuras re-entradas. El nuevo sistema de P.B.B. de presión controlada está compuesto por un nuevo preventor rotatorio de 5000 lb/pg² y un sistema de alta presión de separación y manejo gas/líquido/sólido.

A) Aspectos de diseño del RBOP 5K.

Recientemente se ha introducido al mercado un preventor rotatorio (RBOP) con capacidad de 5000 lb/pg², el cual pronto será capaz de trabajar de forma óptima de operaciones en tierra y costa afuera. El desarrollo del RBOP 5K (mostrado en la figura 4.3) ha acelerado el empleo de la P.B.B. en yacimientos altamente presionados. El preventor tiene un dispositivo de sello activo que es manejado hidráulicamente y monitoreado con un microprocesador de control. Está diseñado de acuerdo a los estándares aceptados por la industria (Especificaciones API Spec 16A para preventores anulares) y con base en los códigos ASME para los equipos de presión. Los polímeros utilizados son compatibles con el material del elemento sellante, reduciendo el arrastre de las juntas de las herramientas y por lo tanto extendiendo la vida útil del elemento. El diseño es altamente resistente al desgaste en los empacadores y puede seguir sellando aún cuando el empacador está totalmente consumido. El RBOP está diseñado para colocarse encima del preventor anular o arriba del conjunto de preventores del equipo snubbing. Es controlado por una unidad hidráulica independiente, la cual monitorea la presión del pozo en la parte inferior de los sellos empacadores del nuevo RBOP. El sistema se controla desde un panel de control remoto, normalmente montado en la cabina del perforador, asegurando una buena comunicación en todo momento.

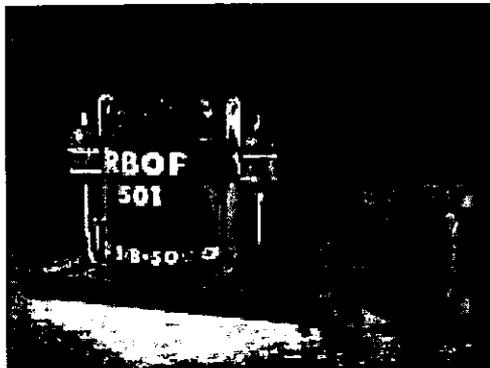


Figura 4.6 Nuevo preventor rotatorio de 5 000 lb/pg² 24

B) Tecnología avanzada de separación de cuatro-fases.

Para hacer posible el desarrollo de capos de gas altamente presionados empleando las técnicas de P.B.B., se ha introducido recientemente al mercado un nuevo sistema de separación superficial a alta presión de cuatro fases. Este sistema ha sido probado en más de 3000 pozos perforados bajo balance en tierra. El sistema está diseñado principalmente para aplicaciones costa afuera, pero se están incorporando algunos detalles al diseño con el fin de que sea incorporado en un futuro en unidades terrestres. El sistema está diseñado para manejar presiones mayores y volúmenes más grandes de producción, ya sean gas o líquido, y se puede configurar para re-inyectar el gas producido sin la necesidad de emplear equipo adicional.

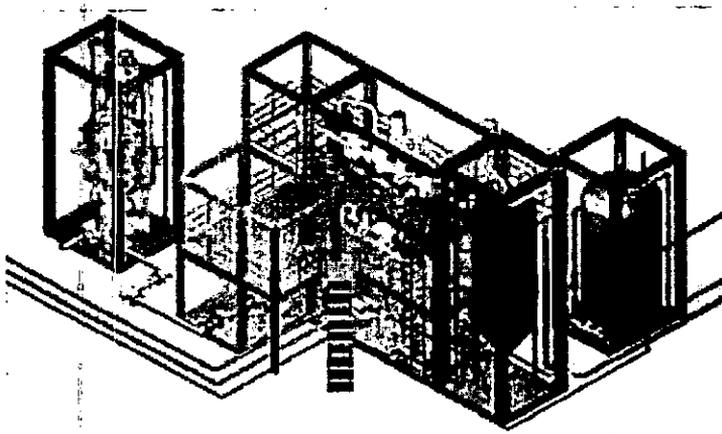


Figura 4.7 Sistema avanzado de separación superficial, con un tercer tanque opcional para el almacenamiento de líquido ²⁴

La mayoría de las operaciones de P.B.B. producen grandes volúmenes de gas y recortes en la superficie, generando una combinación abrasiva y destructiva para los elementos del equipo superficial de control. Los componentes están diseñados específicamente para ser durables, para reducir periodos de mantenimiento y tiempos de no producción del equipo. El diseño del sistema también permite que el paquete sea empleado en operaciones de perforación, limpieza y pruebas de producción en el pozo. Recientemente el sistema completó su primer pozo costa afuera.

C) Manejo del gas con alta presión.

El sistema ha sido diseñado para estabilizar el gas del fluido de retorno bajo presiones mayores a las 5000 lb/pg².

El sistema de estabilización de gas, permite separar la corriente de gas, con lo que se minimiza el flujo de gas hacia el paquete principal de separación. La remoción de este gas disminuye considerablemente la erosión en los estranguladores de alta presión y en la tubería. Además del tradicional quemador de gas de retorno, el sistema de alta presión también permite que el gas sea conducido a las instalaciones de producción con la más mínima y en ocasiones nula compresión. Regularmente el sistema emplea dos unidades estabilizadoras de gas conectadas de forma paralela. Cada una de estas unidades es capaz de manejar 15 000 BPD de líquido y 75 MM pies³ estándar de gas. La eficiencia operacional típica de la unidad de estabilización de gas en ambas fases es del rango de 95%.

D) Manejo de sólidos y líquidos.

Una vez que el gas es estabilizado en una primera etapa, empleando el sistema de manejo de gas a alta presión, el gas, líquido y sólidos remanentes son transferidos a las instalaciones de separación a baja presión para una separación final. Los líquidos son separados a baja presión utilizando un separador vertical especialmente diseñado para este efecto. Tiene la capacidad de manejar 30 000 BPD, y la forma del separador es ideal para la transferencia de los recortes. Una bomba ciclón especialmente adaptada al separador, se utiliza para bombear los sólidos fuera del fondo del separador, el sistema de bombeo es capaz de manejar mezclas de sólidos con una concentración por masa mayor al 64%. El sistema es un transportador hidráulico sin partes movibles, consiste de una sección de alimentación concéntrica que tiene un tubo central de descarga, en donde el fluido en movimiento (como puede ser el fluido de perforación) es empleado para desplazar el material sólido, además el sistema no cuenta con partes mecánicas movibles, por lo que es muy poco probable que llegue a bloquearse, aún en periodos de detener y comenzar actividades.

E) Sistema de control avanzado.

El sistema está totalmente automatizado, lo cual reduce el número de personal requerido para esta operación. Hace que el sistema sea más fácil de monitorear y seguro de operar, también permite que la mayoría de los componentes del sistema sean compactos, reduciendo así el tamaño total.

F) Sistemas de seguridad.

El sistema de seguridad de separación superficial, está diseñado para detectar y responder a cualquier condición de operación anormal de la P.B.B., esencialmente para

proteger al personal, al ambiente y a las instalaciones. El sistema de separación superficial de P.B.B. está diseñado para brindar tres etapas de protección, como se muestra a continuación:

Primera etapa --- Sistema de datos y monitoreo mecánico: Instrumentación, alarmas audibles y visuales.

Segunda etapa --- Sistema de cierre de emergencia: El cierre de emergencia se puede presentar en dos formas, local o total. El cierre local, automáticamente para y aísla un solo proceso interno, con una secuencia lógica y segura. Todos los cierres locales están asociados con el separador vertical primario. Un cierre de emergencia total, se activará automáticamente durante una interrupción o durante una condición de seguridad crítica. También es posible activar manualmente el cierre total. En tal evento, todas las fuentes de entrada al sistema de P.B.B. serán aisladas.

Tercera etapa --- Elementos auxiliares de seguridad para la presión: El equipo está diseñado para desahogar el sistema en caso de que se excedan las condiciones máximas de trabajo.

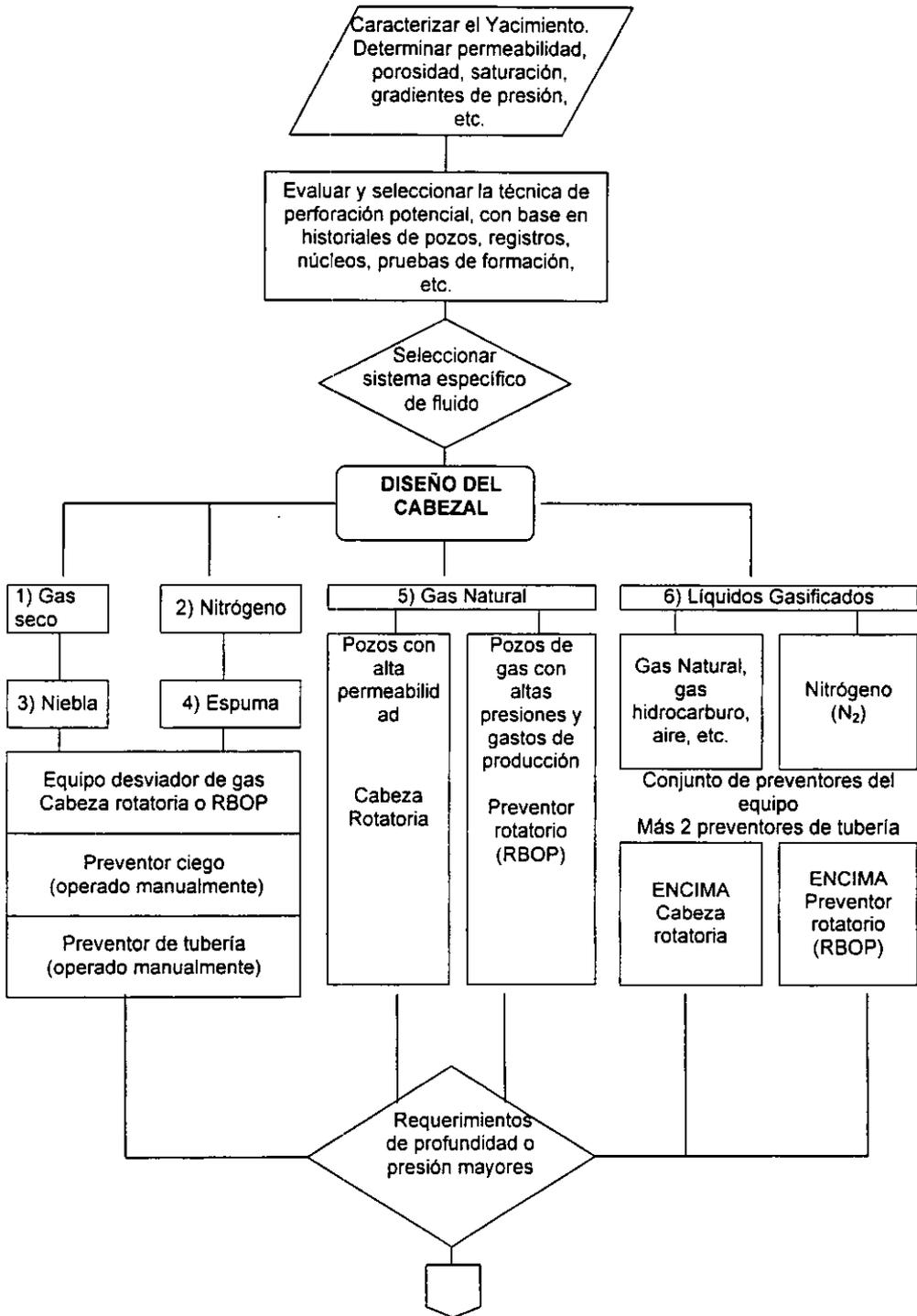
G) Medio ambiente.

La tecnología de separación y manejo descrita anteriormente esta diseñada bajo estrictos criterios de diseño en seguridad y salud, y bajo regulaciones ambientales. El sistema está diseñado para ser ecológico y es totalmente cerrado, reduciendo en algunas ocasiones el requerimiento de quemar gas. Esto obviamente es una ventaja para el ambiente, pero también tiene un gran beneficio económico, debido a que el gas es enviado directamente a las instalaciones de producción o es re-inyectado.

H) Transporte e instalación.

El tamaño del sistema permite el uso de pequeños espacios (en comparación a los convencionales) y el tipo de transporte no es una restricción.

Algunos de los módulos son fijos y otros libres lo que permite colocar el equipo en un número diferente de configuraciones, lo que permite que sea flexible y ajustable a la mayoría de las localizaciones.



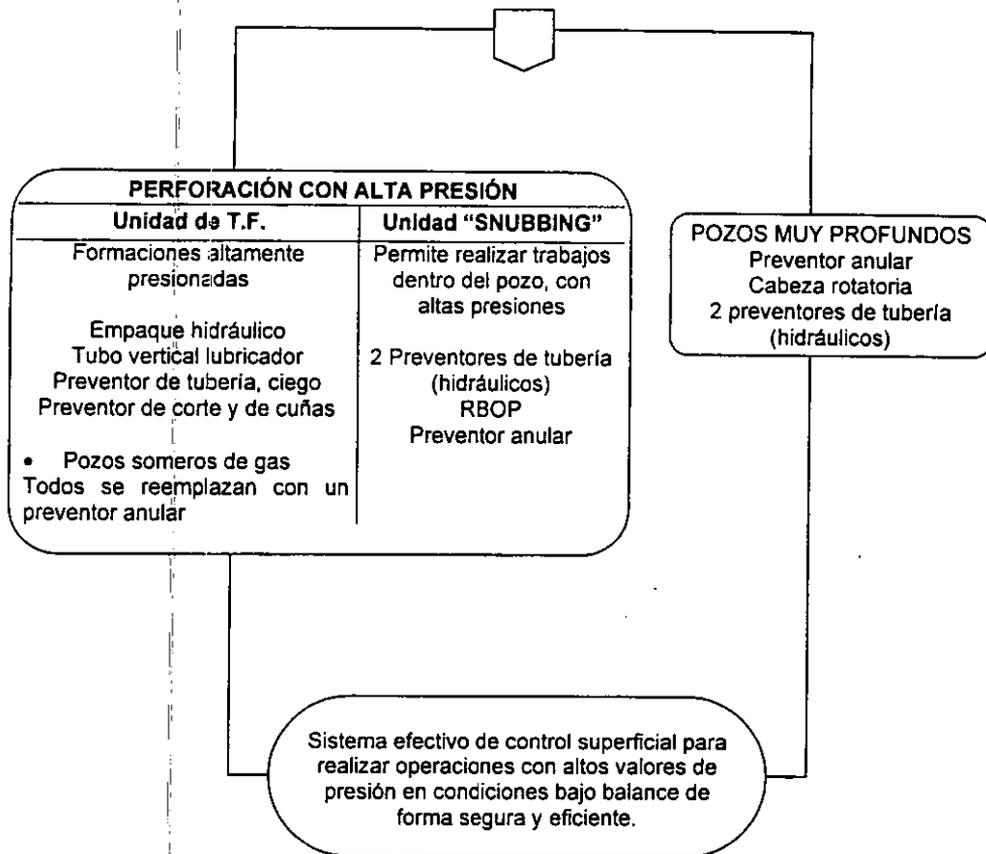


Figura 4.8 Diagrama de bloques para el diseño de cabezal en operaciones bajo balance

IV.3 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El diseño de una sarta de perforación para un pozo perforado con aire, es muy semejante a aquella diseñada para la perforación con lodo. La sarta de perforación consiste principalmente de tubería de perforación y lastrarbarrenas o "collars" de perforación. También se pueden utilizar los estabilizadores, escareadores, percusores de perforación y los amortiguadores, con excepción de algunas ligeras diferencias, entre las que se encuentra la válvula flotante y las herramientas de fondo.

Válvula Flotante.

El uso de una válvula flotante es la principal diferencia entre la sarta de perforación para aire y la de lodo.

No es común que se coloque una válvula flotante en la sarta de perforación cuando se perfora con lodo convencional, la válvula flotante es un requerimiento cuando se perfora con aire. En un agujero con aire, nunca se debe correr la sarta de perforación sin una válvula flotante cerca de la barrena. El aire que se encuentra dentro del anular contiene recortes, lo que lo hace más denso que el aire que se encuentra dentro de la sarta de perforación. Si los recortes entran a la sarta, se acumulan en la parte superior de la barrena y obturan la sarta. Al colocar una válvula flotante arriba de la barrena, se elimina la posibilidad del taponamiento de la sarta por los recortes, mientras se purga la presión fuera de la sarta. Aunque el mejor lugar para colocar la válvula flotante es inmediatamente arriba de la barrena, algunas ocasiones tiene que colocarse inmediatamente arriba de una herramienta de fondo (como pueden ser un motor, martillo o estabilizador). La seguridad es otra razón de la existencia de la válvula flotante, debido a que previene la formación del gas al filtrarse por la sarta.

Cuando se realiza una conexión o un viaje, el gas sigue fluyendo de la formación al interior del pozo. Aunque la mayor parte del gas fluye hacia arriba por el anular y fuera de la línea de quema, alguna cantidad puede fluir a la superficie a través de la sarta de perforación. Pero si existe una válvula flotante, el gas no puede fluir a través de la sarta de perforación y todo el gas se descargará a la línea de quema. Como se muestra en la figura 4.9, se utilizan dos tipos comunes de válvula flotante. *La válvula de charnela*, cuenta con una charnela con un muelle (resorte interior), que se abre cuando se le aplica presión. Cuando el flujo se detiene, el resorte cierra la charnela. Cualquier presión debajo del charnela, la empuja contra el fondo manteniéndola cerrada. *La válvula de embolo pistón* (o de dardo) trabaja en una forma similar, la charnela es reemplazada por un pistón y cuando se aplica presión de aire encima del pistón la válvula se abre. Cuando el flujo se detiene y la presión diferencial dentro del pistón llega a cero, el resorte mueve el pistón hacia arriba y evita el flujo. Cualquier presión diferencial debajo del pistón, ayuda a mantener cerrada la válvula. Cualquiera de las dos válvulas trabajan correctamente cuando se encuentran arriba de la barrena.

Además de la válvula flotante arriba de la barrena, algunas veces se instalan válvulas flotantes en la sarta. Cuando se instala una válvula flotante en la sarta, ésta recibe el nombre de *sarta flotadora*. Las sarta flotadoras se corren para reducir el tiempo de purga de la sarta antes de realizar cualquier conexión. A medida que la sarta de perforación se hace más larga aumenta su capacidad, y toma más tiempo purgar la tubería durante una conexión, especialmente cuando la presión de la tubería aumenta.

Las sartas flotadoras pueden dificultar las operaciones de línea de acero, por ejemplo las mediciones de inclinación.

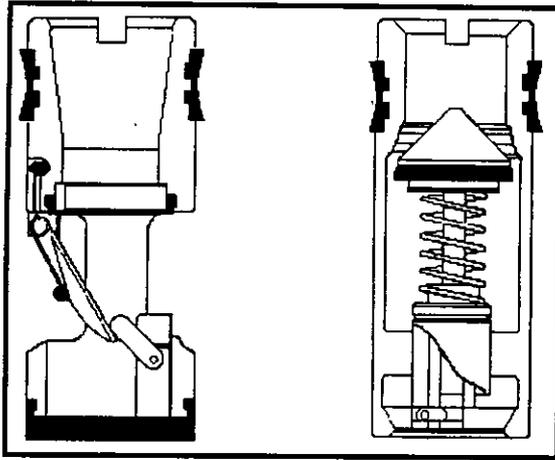


Figura 4.9 Válvula charnela (izquierda) y válvula de embolo pistón o de dardo (derecha) ⁶

La sarta flotadora puede ocasionar que la herramienta de medición se atore dentro del agujero, además la herramienta de medición es lo suficientemente pesada para abrir la válvula de charnela y pasar a través de ella. Cuando se introduce la herramienta de medición al pozo, la sarta flotadora permanece parcialmente abierta por la línea de acero, pero no está lo suficientemente abierta para permitir el paso de la herramienta. La herramienta de medición puede contactar la charnela y empujarla, lo que ocasiona que se cierre y se quede atrapada la herramienta. Para prevenir los problemas relacionados con la medición, la sarta flotadora se extrae del agujero y se introduce la sarta de perforación antes de la medición. Después de que la medición ha sido realizada, se reinstala la sarta flotadora en la sarta de perforación más cercana a la superficie, y se continúa perforando hasta la siguiente medición. Cada vez que el pozo requiere de medición, la sarta flotadora es extraída fuera del agujero.

Herramientas de fondo.

Las herramientas de fondo, tales como los percusores y amortiguadores, también pueden ser utilizados en los pozos perforados con aire, aunque es mejor emplear percusores mecánicos en lugar de los hidráulicos. Si la sarta de perforación de atora y no es posible circular el pozo, los percusores se pueden sobrecalentar ocasionando que fallen más rápidamente. A diferencia de los fluidos de perforación, el aire no desvía el calor lejos de los percusores.

Un calentamiento excesivo del fluido hidráulico puede ocasionar daños severos en los sellos. Esto no afecta a los percusores mecánicos cuando se encuentran en agujeros perforados con aire. Los percusores hidráulicos se pueden emplear en agujeros perforados con aire, pero no funcionarán muy bien durante periodos largos de tiempo. La figura 4.10, muestra algunos aparejos de fondo típicos para las operaciones de perforación con aire. Los aparejos mostrados pueden parecer diferentes a los típicos empleados en operaciones de perforación con lodo, esto es porque los aparejos que aparecen en la figura 4.10 se utilizan para el control de la desviación. Esto se debe a que las operaciones con aire, regularmente se asocian con problemas de desviación. Rocas extremadamente duras, en donde la perforación con aire es particularmente aplicable, son caracterizadas por problemas de desviación, cuando se encuentra un estrato inclinado (buzante). Los ensambles mostrados están diseñados específicamente para limitar los problemas de pata de perro y de inclinación. La perforación con aire, también se lleva a cabo en áreas donde la desviación no es un problema y se emplean aparejos de fondo lisos (sin estabilizadores ni escareadores) para perforar estas zonas, del mismo modo que son utilizados en pozos perforados con lodo.

El aparejo de la figura 4.10a, emplea un lastrabarrena cuadrado para brindar rigidez al ensamble, este lastrabarrena es por lo general un estabilizador de 30 pies. Un lastrabarrena de perforación cuadrado tiene una rigidez relativa mucho mayor que uno redondo, además reduce la severidad de la pata de perro. El diámetro exterior de este lastrabarrena a lo largo de la diagonal, es ligeramente menor que el diámetro del agujero, sin embargo los bordes hacen contacto con la pared del agujero y se pueden desgastar. Cuando el lastrabarrena de perforación se desgasta, se tienen que reconstruir con el mismo diámetro calibrado. Esto es más caro que reconstruir un estabilizador y se tiene que considerar cuidadosamente en la economía, para determinar si se va a emplear o no un lastrabarrena de perforación cuadrado. Los lastrabarrenas no son muy comúnmente empleados en la perforación con aire pero, se emplean más en la perforación con aire que en la perforación con lodo convencional.

El segundo ensamble mostrado en la figura 4.10b, emplea escareadores y estabilizadores para brindar rigidez al aparejo de fondo. En perforaciones con aire, regularmente se usan los escareadores en lugar de los estabilizadores. En formaciones muy duras se puede presentar problemas de nivelación, los escareadores son utilizados para mantener el nivel del agujero. Por lo general, la dureza de las formaciones penetradas es suficiente para utilizar aparejos de fondo solo con escareadores (esto es sin estabilizadores).

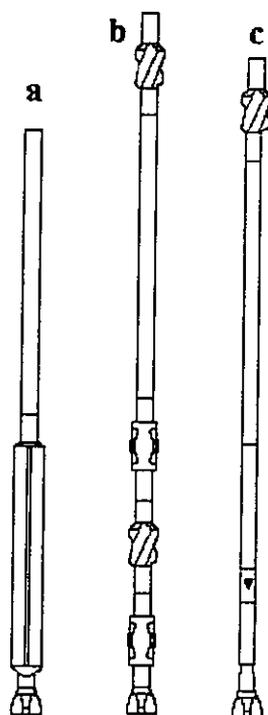


Figura 4.10. Aparejos de fondo típicos para las operaciones de perforación con aire.²⁵

La tercera configuración en la figura 4.10c, es un ensamble de péndulo. El aparejo está compuesto por una barrena, un amortiguador, una conexión flotadora, un lastrabarrena de perforación corto, uno regular, estabilizador y lastrabarrenas de perforación adicionales. Este ensamble no es rígido y no minimiza la severidad de la pata de perro. El amortiguador y el lastrabarrena corto, pueden sustituirse con un lastrabarrena de perforación regular, y el estabilizador se puede cambiar por un escareador, sin alterar la efectividad del ensamble. La mejor posición para la conexión flotadora es debajo del amortiguador, en lugar de encima de él.

IV.4 SELECCIÓN DE LA BARRENA

Los principios básicos de la selección de la barrena para la P.B.B., son esencialmente los mismos que deben seguirse para operaciones de perforación convencional sobre balance. Existen algunas diferencias detalladas, relacionadas con los fluidos de perforación empleados y como afectan estos al proceso de perforación.

IV.4.1 PROGRAMA DE SELECCIÓN DE LA BARRENA

Los pasos para desarrollar un programa de barrena económicamente efectivo, son los siguientes:

- i. Adquisición de datos de otros pozos.
- ii. Describir el pozo que va a ser perforado.
- iii. Revisar los reportes de las barrenas corridas en otros pozos.
- iv. Identificar las barrenas candidatas.
- v. Desarrollar un programa de barrena candidato.
- vi. Confirmar que las barrenas seleccionadas son compatibles con el aparejo de fondo propuesto.
- vii. Llevar a cabo una evaluación económica, para identificar el programa de barrena más apropiado.

El resultado final de este proceso de selección, debe ser una programa de barrena constituido por la secuencia de barrenas que permitan perforar el pozo completamente y con el menor costo posible.

- i. Adquisición de datos de pozos perforados anteriormente.

Es muy importante reunir la información de varios pozos, idealmente del mismo campo y perforados a través de las mismas formaciones. Se debe adquirir la mayor cantidad de información referente a la perforación de otros pozos, cuando sea posible, reportes de barrenas, registros, reportes diarios de la perforación, así como listas de lodos y datos de las perforaciones direccionales.

- ii. Desarrollar una descripción del pozo planeado.

Se puede caracterizar la geometría del pozo (tamaño del agujero y trayectoria), empleando toda la información disponible y la experiencia, para estimar valores de la dureza y abrasividad de la roca de la formación, para todas las profundidades. El tiempo de viaje del registro sínico es una indicación cualitativa de la dureza de la formación, tiempos cortos corresponden a rocas con altos esfuerzos compresivos. Existen varias correlaciones, que relacionan los esfuerzos compresivos con los tiempos de viaje sínicos y la litología de la formación^{26,27}. La abrasividad es más difícil de cuantificar, debido a que no es una propiedad intrínseca de la roca. Es posible realizar una estimación cualitativa del potencial que tiene la roca de desgastar la barrena por efectos de la abrasión.

En términos generales, la abrasividad de la roca está relacionada con la dureza de sus componentes minerales, su fuerza compresiva volumétrica, así como el tamaño, distribución y forma del grano. El cuarzo es el material más abrasivo y comúnmente se encuentra en rocas sedimentarias. Se debe poner especial atención en aquellas formaciones que tengan un impacto especial sobre el comportamiento de la barrena, por ejemplo, un conglomerado con grandes cantidades de nódulos de pedernal, no puede perforarse con barrenas PDC. Para organizar el proceso de selección de la barrena, es recomendable dividir el pozo en varias zonas distintas, y cada zona corresponderá a cualquier cambio significativo en las propiedades de la formación o en las condiciones de la perforación. Por ejemplo, una formación nueva regularmente significa una zona nueva con cambio en el tamaño el agujero o con cambio en el aparejo de fondo planeado.

iii. Revisar reportes de barrenas.

Con base en los reportes de barrenas utilizadas en otros pozos perforados anteriormente, se puede determinar que barrenas se han utilizado para perforar cada formación, que probablemente va a ser atravesada por el pozo planeado. Es muy importante, identificar cuales barrenas ofrecen el mejor o el peor comportamiento, en términos de velocidad de penetración y longitud perforada. Es muy importante considerar las circunstancias específicas al momento de evaluar cada una de las barrenas, como pueden ser, el estado de la barrena al final de la perforación, el grado de desgaste y como afectó este a la velocidad de penetración. Al observar el comportamiento de la barrena, es posible inferir la aparente dureza y abrasividad de la formación penetrada. Bajas velocidades de penetración generalmente corresponden a rocas duras. En la mayoría de los casos las rocas abrasivas ocasionan que la barrena perfora longitudes cortas, terminando con un desgaste severo en las estructuras de corte y descalibradas.

iv. Identificar las barrenas candidatas.

El siguiente paso dentro del proceso de selección de la barrena, es identificar el tipo de barrena apropiado para cada zona que va a ser perforada. Inicialmente se deben considerar tanto las barrenas tricónicas como las de dientes fresados.

Barrenas tricónicas. Las características clave que deben considerarse en el diseño de las barrenas tricónicas, son la estructura de corte, los tipos de sello, tipos de soporte o apoyo y la protección de calibración. La estructura de corte, involucra el material, cantidad, forma y longitud de los dientes y conos.

Los dientes de una barrena de conos deben ser de acero (dientes fabricados junto con la barrena), o de carburo de tungsteno que es un metal más duro (dientes insertados a la barrena). La estructura de corte debe ser apropiada para la dureza y abrasividad precedidas de la formación. La selección del sello y del soporte está influenciada por los parámetros operacionales y por la duración de la corrida de la barrena requerida. El grado de protección de calibración debe ajustarse principalmente a la abrasividad de la formación y a la naturaleza del fluido de perforación.

Barrenas de dientes fresados. Las características de diseño que deben considerarse para las barrenas de dientes fresados, incluyen la estructura de corte, el material del cuerpo y del perfil, calibre y características de estabilización (anti-giro). Para estas barrenas, la estructura de corte se relaciona con el material del cortador (Diamantes policristalinos – PDC-, Policristalinos térmicamente estables –TSP-, infusión de diamantes o diamantes naturales), el tamaño, inclinación y cantidad. Como en las barrenas tricónicas la estructura de corte debe ser apropiada para la dureza y abrasividad de la formación. Los cortadores de las barrenas PDC, experimentan excesivo desgaste al atravesar formaciones muy duras y abrasivas, o formaciones que contienen un gran número de inclusiones duras, como el pedernal y la pirita. Las barrenas de diamantes (naturales o de infusión) son capaces de tolerar formaciones muy duras y abrasivas. El requerimiento de la protección de calibración depende de la abrasividad de la formación, además las especificaciones para llevar a cabo una perforación direccional, influyen directamente el grado de calibración de los cortadores de una barrena de dientes fresados. Al penetrar formaciones con barrenas PDC, es necesario especificar las características anti-giro para la estructura de corte (para evitar el daño por vibración).

v. Desarrollar varios programas de barrena.

En este punto de la evaluación, el objetivo es desarrollar varias alternativas de programas de barrena, constituidos por el tipo de barrena (o secuencias de tipos de barrena) que se va a correr, las profundidades inicial y final y los ritmos de penetración esperados por cada barrena. Para el último grupo de barrenas candidatas, se debe calcular la velocidad de penetración y la longitud atravesada en cada una de las diferentes zonas. Es importante determinar si la barrena puede perforar la sección entera del agujero en una sola corrida, en caso afirmativo, una barrena para formación suave que pueda perforar el intervalo sin presentar un desgaste excesivo, será la selección más efectiva. Si no, se deben evaluar diferentes tipos de barrenas para las diferentes combinaciones de las zonas adyacentes en cada intervalo del agujero.

Al considerar las barrenas candidatas, se deben tener muy en cuenta los objetivos de corrida de las barrenas. En algunos casos, deben acoplarse a las consideraciones de la perforación direccional o al programa de la T.R. No es apropiado la selección de una barrena que sea capaz de perforar efectivamente miles de pies, si se ha planeado un viaje para cambiar el aparejo de fondo inmediatamente después de los 500 pies o si el intervalo es de esta longitud.

vi. Confirmar que las barrenas es compatible con los aparejos de fondo.

Antes de tomar cualquier decisión, con cualquiera de cada uno de los programas candidatos de barrena, se debe confirmar que las barrenas sean apropiadas para los aparejos de fondo propuestos. El aparejo de fondo puede limitar el comportamiento de la barrena, debido a las restricciones de peso y estabilización del aparejo de fondo o si los motores de fondo seleccionados operan a velocidades de rotación son muy altas para las barrenas seleccionadas. Es necesario realizar varias veces el proceso de selección de la barrena, con el fin de desarrollar un programa de barrenas compatibles con todos los aspectos de las operaciones de perforación.

vii. Evaluación económica.

Para este paso dentro de la evaluación, se han identificado varias barrenas o secuencias de barrenas candidatas para cada intervalo del agujero. Ahora se tiene que emplear el ritmo de penetración estimado y la vida de la barrena para calcular el costo probable para cada corrida de barrena, esto es:

$$C_{hi} = C_r T_i + C_{bi} \quad (2)$$

en donde:

C_r = Costo por hora del equipo de operación durante la corrida de la barrena, incluyendo el valor del mástil, combustible, todos los servicios especiales y las rentas de equipo adicional.

T_i = Duración de la corrida de la barrena en horas.

C_{bi} = Costo de la barrena.

La duración de la corrida de la barrena debe incluir todos la actividades no productivas, como realizar conexiones, mediciones, circulaciones, etc. Se requieren diferentes tiempos de actividades no productivas, para cada una de las diferentes técnicas de perforación.

El costo estimado para perforar el intervalo C_i , es la suma de los costos estimados para cada corrida de barrena dentro de todo el programa.

$$C_i = \sum_i C_{h_i} \quad (3)$$

Es recomendable ordenar el programa de barrenas, de acuerdo a los costos estimados para perforar cada intervalo del agujero. Finalmente, se debe determinar la sensibilidad del costo de perforación estimado, para cada programa de barrena, con el fin de identificar los posibles errores en el programa de perforación propuesto y de problemas potenciales asociados con cada una de las barrenas candidatas.

IV.4.1.1 Selección de la barrena para perforar con gas seco, niebla y espuma

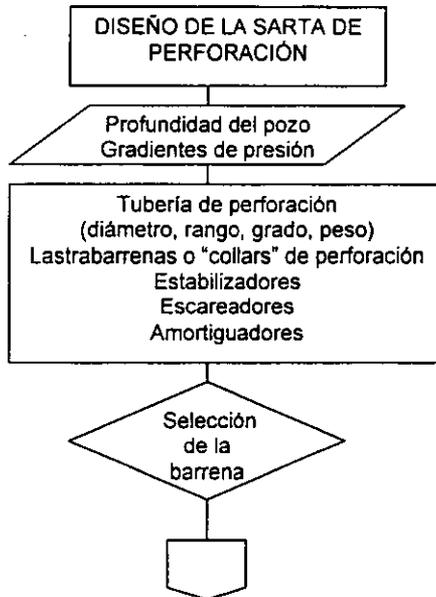
La dureza efectiva de la roca probablemente será menor que la que se presenta en operaciones de perforación sobre balance con lodo. La roca está sujeta a una tensión de confinamiento menor debido a las presiones de agujero menores, esto permite utilizar barrenas diseñadas para formaciones más suaves que las diseñadas para perforar con lodo. Debido a las bajas capacidades térmicas, que brindan un adecuado enfriamiento de los cortadores de las barrenas PDC, existe una mayor posibilidad de que los diamantes policristalinos se sobre calienten y se desgasten rápidamente. Cuando se perfora con gas seco, niebla y espuma, los ritmos de penetración son bajos por lo que existen muy pocas ventajas económicas que pueda ofrecer las barrenas PDC, aún cuando fueran capaces de operar con estos fluidos.

En algunas circunstancias, es posible usar barrenas de diamantes naturales con estos fluidos, debido a que el diamante no tiende a ser mojado por el agua. Los surfactantes del agua de inyección tienden a reducir el desgaste de los diamantes, lo que incrementa la velocidad de penetración y la vida de operación de la barrena de diamantes naturales. Los surfactantes empleados en la espuma de perforación facilita el enfriamiento de los diamantes, por lo que es más probable el éxito de las barrenas de diamantes naturales con espuma de perforación que con gas seco. Además, estas barrenas han sido utilizadas exitosamente para obtener núcleos de la formación utilizando espuma de perforación. El comportamiento de la barrena de diamantes naturales, está estrechamente relacionado con el tamaño de la misma.

Las barrenas pequeñas ofrecen longitudes aceptables cuando se perfora con gas seco, niebla o espuma (en comparación con barrenas más grandes atravesando las mismas formaciones). Con diámetros menores de barrena, la velocidad de corte es más lenta para una velocidad de rotación dada, la temperatura del diamante se reduce y se aligera enormemente el desgaste por abrasión.

IV.4.1.2 Selección de la barrena para perforar con líquidos gasificados

La selección de la barrena para perforar bajo balance con líquidos gasificados, es muy similar a la selección para perforar sobre balance. La única diferencia posible, es que la baja presión de fondo reduce la dureza efectiva de la formación, y se podrá utilizar una barrena para formación más suave, que no hubiera sido posible utilizar al perforar convencionalmente. Los líquidos gasificados tienen mejor capacidad de enfriamiento que el gas seco, la niebla y la espuma de perforación. Se pueden emplear barrenas PDC para perforar con líquidos gasificados de perforación, siempre y cuando las propiedades de la formación permitan el uso de las mismas barrenas con lodos convencionales de perforación.



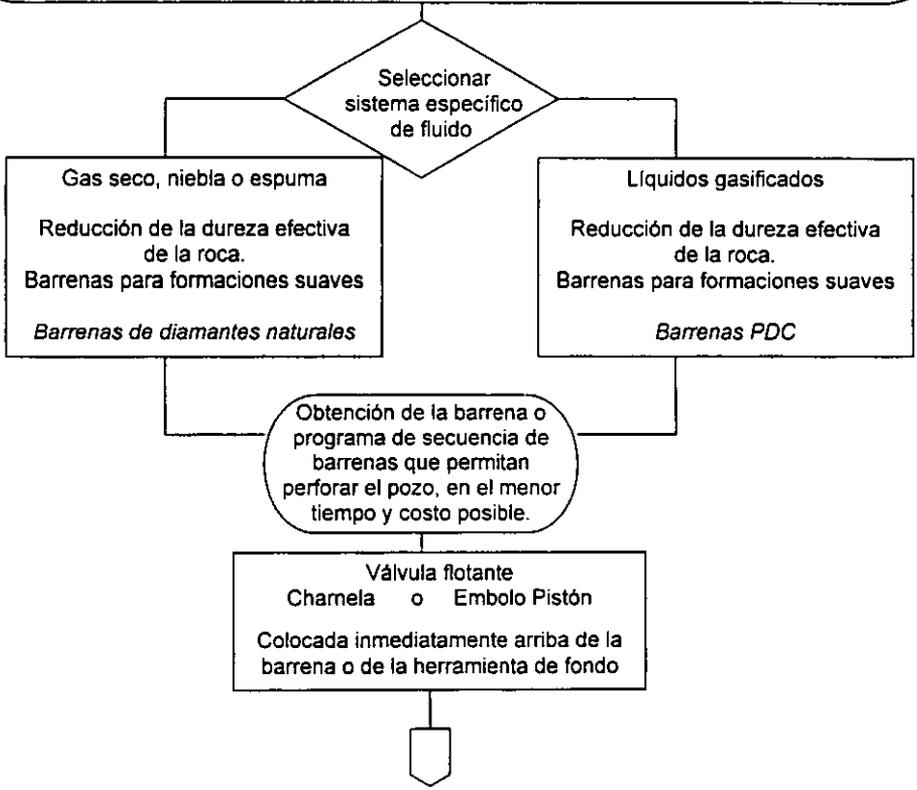
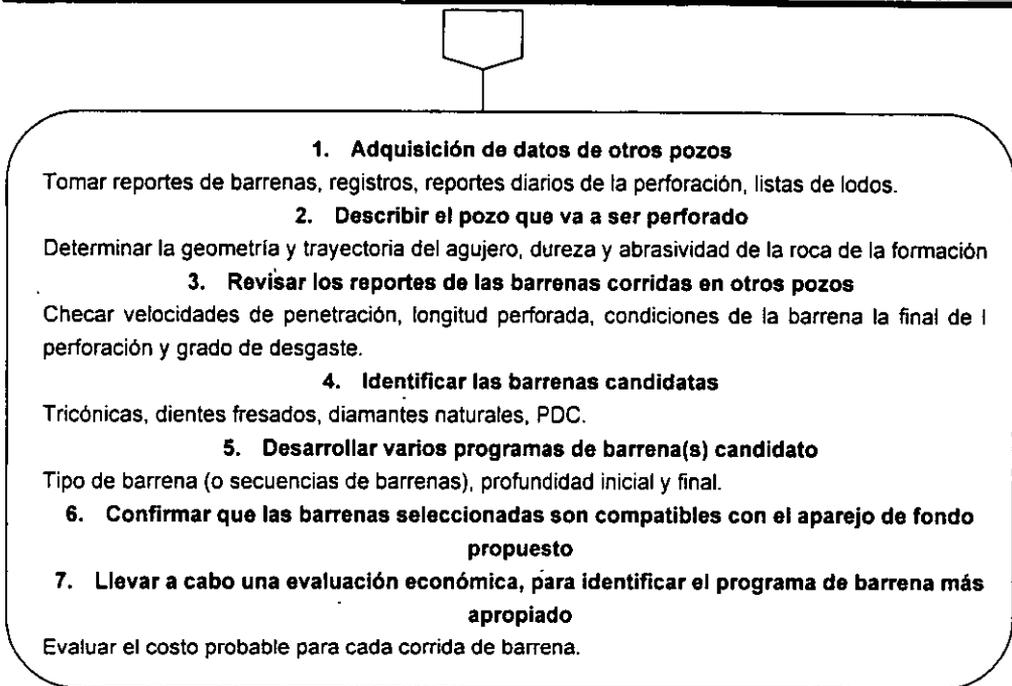




Figura 4.11 Diagrama de bloques que resume el diseño de la sarta de perforación, incluyendo el programa de selección de barrena

IV.5 DISEÑO DEL PROGRAMA DE LA TERMINACIÓN

Una de las ventajas primarias de perforar un pozo bajo balance es la eliminación o minimización del daño a la formación. En situaciones sobre balance, los fluidos de perforación y los sólidos pueden penetrar en la formación y dañar la porosidad de la matriz o de las fracturas, reduciendo la permeabilidad. Si se perfora correctamente un con condiciones de bajo balance, pero se termina empleando técnicas sobre balance, mucho, si no es que todo el beneficio de la reducción del daño, se perderá permanentemente. Aún cuando este daño relacionado con las operaciones de terminación pueda ser removido o ignorado, los gastos asociados se pueden evitar si se lleva a cabo un procedimiento apropiado de terminación bajo balance. Algunas veces este procedimiento es denominado "pozo vivo". Entre las técnicas involucradas en la terminación bajo balance, se encuentran las siguientes:

- a. Correr bajo balance la T.R. de producción, "liners", "liner" ranurados y otras herramientas.
- b. Cementación controlada de la T.R. de producción o "liners".
- c. Correr tubería de producción y aparejos de fondo de terminación.

a. Corriendo bajo balance T.R. y "liners".

Antes de que las operaciones de perforación concluyan y se extraiga el aparejo de fondo (BHA) del agujero bajo presión, se debe establecer el programa de terminación. Se debe especificar si la terminación quedará a pozo abierto (pozo franco) o si se va a cementar algún tipo de T.R. o "liner". Si la terminación no es apozo abierto, se genera la necesidad de correr la T.R. o el "liner" sin "matar" el pozo. Dentro de este escenario, normalmente se incrementa la presión superficial para abatir la presión de la formación expuesta, sin exceder su presión de poro. Esto se logra al reemplazar el fluido ligero por un fluido más pesado, antes de extraer la tubería del agujero. Para correr T.R. de producción o un "liner" de producción dentro de un pozo vivo, usualmente se emplea una zapata flotadora y un lastrabarrena de flotación. Para vencer la resistencia que opone la presión del agujero, una práctica común es bombear lodo de forma continua dentro del anular. Si es necesario, se puede remover el elemento de hule o el empaque interno de la cabeza rotatoria o el RBOP, para permitir el paso de tubería (o herramientas) de mayor diámetro a través del cabezal.

b. Cementación de la tubería bajo presión

Suponiendo que la T.R. se corrió bajo balance, se debe considerar realizar la cementación bajo las mismas condiciones. El daño a la formación provocado por el cemento y al filtrado de fluidos, puede resultar mayor o igual al ocasionado por las operaciones de perforación. Las operaciones de cementación bajo balance no guardan mucha diferencia con las operaciones de P.B.B. La carga hidrostática de la lechada se reduce cuando existe entrada de gas (por lo general nitrógeno). Originalmente, esta tecnología fue desarrollada para evitar el derrumbe de formaciones débiles. Los requerimientos para la cementación bajo balance son casi los mismos que para los tratamientos convencionales. Debe crearse un sello en el anular para prevenir el flujo, y la fuerza de la lechada debe ser suficiente para resistir la degradación del cemento bajo la acción de la tensión in-situ. Otras consideraciones comunes, son la eliminación de la permeabilidad en el microanular, los esfuerzos compresivos y el desplazamiento de los fluidos de perforación.

Regularmente, se agrega nitrógeno al cemento para reducir su densidad, lo que reduce la carga hidrostática adyacente a la zona objetivo, lo que impide el flujo (dentro de la formación) debido a sus características multifásicas. Originalmente, el cemento nitrificado se desarrolló para colocarse en intervalos con altos grados de pérdida de circulación y bajo presionados. En la actualidad, es comúnmente empleado en cementaciones bajo balance.

Los mismos extendedores utilizados en lechadas de operaciones convencionales, son apropiados para lechadas con valores de densidad de 11.5 y 12 lb/gal. Para valores menores, el agua separada de la lechada afecta sus propiedades. Últimamente se han empleado esferas huecas como extendedores de cemento, aligerando el peso de la lechada dentro de un rango de 9 a 11 lb/gal, sin que se separe agua y con costos muy razonables.

c. Correr la tubería dentro de pozos bajo balance.

Independientemente del tipo de terminación que tenga el pozo, se requiere de una tubería de producción, para proteger la T.R. de producción de las presiones excesivas y minimizar la corrosión y/o erosión. Se han desarrollado un sinnúmero de métodos para correr aparejos de terminación y tubería dentro de agujeros bajo presionados, terminados a pozo abierto o con "liners" ranurados. La terminación con "liner" no representa ningún problema, y se puede correr la tubería dentro del pozo sin emplear ningún equipo especial. Si el pozo tiene presión superficial, es preferible no "matar" el pozo, pues se puede ocasionar daño a la formación debido a los fluidos de la terminación y a los sólidos. Ya que no es posible emplear sargas flotadoras permanentes similares a los lastrabarrena de flotación, se ha desarrollado un sistema flotador "temporal". Este sistema funciona colocando una unión sustituta, con un disco de vidrio en la sarga lo que permite correr la tubería y las herramientas bajo presión dentro del pozo, sin retorno de fluidos del agujero. El vidrio y otros materiales similares, aísla de la presión a la parte interna de la tubería, mientras se corre dentro del pozo con un empacador recuperable o permanente. Una vez que se coloca el empacador y se prueba el sistema con presión, con esta presión (o se emplea una barra de lastre) se rompe el disco. En otras ocasiones, se coloca un ensamble receptor (catcher) dentro de un ancla, colocada debajo de un niple de perforación para evitar que los restos del disco caigan fuera de la tubería y dentro de la T.R. Esta es una técnica muy simple y efectiva.

Existen otros métodos para aislar la presión diferencial y poder realizar viajes dentro del pozo. Por ejemplo, es posible correr un empacador con un ensamble obturador. Una vez que se corre y se coloca el empacador, la presión encima del empacador disminuye a cero y entonces se puede correr la tubería. Después de que la tubería se coloca dentro del empacador y se prueba con presión, se utiliza una bomba de presión o una barra de lastre para "abrir" el pozo a la superficie, esto es, comunicar la formación localizada debajo del empacador con la superficie a través de la tubería de producción. Otros métodos de protección en contra de la presión superficial, mientras se corre la tubería dentro del pozo,

involucra el uso de la presión para romper el disco localizado en el interior de la sarta. Después de colocar y hacer la prueba hidrostática del empacador, la presión de ruptura del disco, se logra aumentando la presión de la tubería hasta un límite establecido. De todos estos métodos, el más comúnmente usado es el disco de vidrio por su confiabilidad y simplicidad.

IV.6 DISEÑO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El diseño de la tubería de revestimiento (T.R.) para la P.B.B. no difiere en mucho del diseño para operaciones convencionales. Por lo general, la T.R. se diseña para soportar tensión, presión interna y colapso, asignando un factor de diseño para cada una de los tres parámetros.

Por *tensión*, se calcula el peso de la sarta con base en el peso flotado de la tubería, o con base en el peso en el aire empleando la flotación como un factor adicional de diseño. En pozos perforados con aire, es muy común correr la T.R. sin llenar el pozo con fluido, en este caso, no existe flotación y el peso de la tubería se debe basar en el peso en el aire más que en el peso flotado. En la práctica, la mayoría de los cálculos se realizan con el mismo factor de diseño por tensión, tanto para aire como para cualquier otro fluido de perforación.

El cálculo de la *máxima presión interna*, se basa en la máxima presión de cierre esperada. La presión máxima para una profundidad en particular, puede ser la presión de cierre en el fondo menos el gradiente de presión del gas, o el gradiente de fractura en la zapata menos el gradiente de gas. Debido a que el diseño es el mismo para aire y lodo de perforación, se utiliza el mismo factor de diseño.

Al diseñar la T.R. para resistencia al *colapso*, es común suponer que la presión dentro de la T.R. es nula y que la presión en el espacio anular, es equivalente a la presión que ejerce la columna de lodo cuando se encuentra lleno el anular. En un agujero lleno de fluido, la presión interna de la T.R. muy rara vez es cero. Para algunos cálculos se considera la existencia de algún fluido dentro de la T.R., por lo que la presión en el interior no es cero. Por esta razón el factor de diseño por colapso al perforar con lodo de perforación es cercano a la unidad, y al contrario, la presión interna de la T.R. tendrá un valor cercano a cero cuando el pozo se perfora con aire. En la práctica, suele incrementarse el valor del factor de diseño cuando se va a perforar un agujero con aire.

Un factor de diseño común para un pozo perforado con lodo es de 1.125 y para un agujero perforado con aire es de 1.20. Se sigue una lógica similar para determinar el factor de diseño si el fluido de perforación no es aire, considerando al gas seco como la situación extrema para todos los parámetros de diseño.

Existen otras consideraciones para el diseño de la T.R. (aún cuando el diseño sea para un pozo perforado con lodo), como son, la reducción potencial del espesor de la pared de la tubería, ocasionada por la corrosión y el desgaste de la tubería.

1. Corrosión. La corrosión, rara vez es considerada al diseñar una T.R. de un pozo perforado con lodo, sin embargo se debe considerar durante la vida productiva del pozo. La corrosión no representa un factor de riesgo cuando se perfora con gas seco, si no existe presencia de agua, no puede presentarse corrosión alguna, pero puede ser un problema muy serio cuando se utiliza niebla, espuma o fluidos aerados de perforación. Representando el mayor riesgo éstos últimos.

En la mayoría de las operaciones de perforación con aire, la corrosión se controla con inhibidores. Al agregar inhibidores a la composición de la niebla de perforación, es relativamente sencillo controlar la corrosión, por lo que muy pocas veces representa un problema al perforar con niebla. Además si la niebla contiene sales para la estabilización de las lutitas, la acción de los inhibidores de corrosión se incrementa sustancialmente. Normalmente las espumas de perforación y los fluidos aerados, generan mayor corrosión, aún cuando los fluidos de perforación son tratados con inhibidores. Si se va a perforar un pozo con espuma o fluidos aerados y la zona va a estar expuesta durante un largo periodo de tiempo, es necesario diseñar la T.R. con un espesor de pared ligeramente mayor al resultado obtenido. También representa una ventaja, invertir un poco de dinero extra en el control de la corrosión.

2. Desgaste de la tubería.²⁸ El desgaste de la T.R. es ocasionado por la rotación de la sarta de perforación dentro de ella. Si las juntas de las herramientas rozan constantemente con la T.R. durante la perforación, tanto las juntas como la T.R. sufrirán desgaste. El desgaste de la T.R. se acelera cuando se perfora con aire, debido a que no existe lubricación entre la sarta de perforación y la T.R. Afortunadamente, las operaciones en la mayoría de los pozos que emplean aire como fluido de perforación, se realiza rápidamente. Al invertir menos tiempo en la perforación (lo que se traduce en menos revoluciones de la sarta de perforación), se genera menor desgaste en la T.R.

Un daño sustancial se presenta cuando existen patas de perro a lo largo de la trayectoria del agujero. Cuando la junta de una herramienta roza la T.R. en una sección casi o totalmente vertical, no se aplica suficiente fuerza para generar daño. A la fuerza con la cual una junta presiona contra la T.R., comúnmente se le llama "*Fuerza normal de la junta*". Si se encuentra una junta cerca de una sección del pozo con pata de perro y se agrega una cierta tensión, la fuerza normal de la junta aumenta enormemente. Por lo tanto, el desgaste de la T.R. se presenta en mayor grado en secciones del agujero con pata de perro y en donde la sarta de perforación está sujeta a tensión excesiva. Por esta razón el desgaste de la T.R. generalmente se presenta cerca de la superficie y no es un problema que se presente cerca del fondo del pozo. Si el tiempo de perforación por debajo de la T.R. es de unos pocos días, probablemente el desgaste no representará un problema grave y hasta puede ser ignorado, siempre y cuando no se presenten problemas de pata de perro. El desgaste de la T.R. solo representará un problema cuando el tiempo de perforación del pozo por debajo de la T.R. se prolongue durante un periodo de tiempo muy largo.

IV.7 CEMENTACIÓN

Existen varias situaciones en las cuales se puede llevar a cabo la cementación y la perforación en condiciones de bajo balance, por ejemplo, en ambientes con baja permeabilidad, en ciertas formaciones naturalmente fracturadas o cuando se necesita cementar un casquete de gas. Los procedimientos para remediar una mala cementación de la columna de cemento, ocasionada por las formaciones fracturadas o la excesiva pérdida de fluido de retorno, son altamente costosos y en algunas ocasiones son relativamente inefectivos. Se han diseñado lechadas ligeras de cemento, para vencer el gradiente de pérdida del cemento dentro de las formaciones, también por fracturamiento hidráulico en formaciones con esfuerzos muy pequeños y bajas fuerzas de tensión, o flujo dentro de formaciones naturalmente fracturadas o cavernosas. Estas lechadas complementan otras operaciones bajo balance realizadas en el pozo, reduciendo la posibilidad de fracturar formaciones débiles y el número de etapas requeridas. Se pueden emplear los extendedores normales para generar lechadas con densidades tan bajas como de 11.5 a 12 lb/gal. Para densidades menores a estas, la separación del agua es un problema significativo, a menos que se adopten metodologías alternativas, dentro de las cuales se encuentran el uso de micro esferas huecas como extendedores o, la utilización de cemento espumado con nitrógeno. Cementos extremadamente ligeros pueden emplearse para.²⁹

- ✓ **Realizar una cementación primaria en formaciones que se fracturan fácilmente.** La densidad del cemento espumado puede reducirse hasta 6 lb/gal, con el fin de minimizar o eliminar completamente, las pérdidas durante una etapa de cementación de intervalos largos. Los cementos con extendedores sólidos ligeros, se utilizan comúnmente para la cementación primaria del conductor y tuberías superficiales, en donde los derrumbes y las bajas presiones de fracturamiento son comunes.
- ✓ **Minimiza la pérdida de circulación en zonas vugulares cavernosas.** La solución del taponamiento de vúgulos grandes, no siempre puede realizarse efectivamente con sistemas convencionales. Debido a que la gravedad causa que la lechada baje repentinamente a la parte inferior de la cavidad. Las características tixotrópicas de los cementos espumosos pueden reducir esta segregación gravitacional.
- ✓ **Cementaciones forzadas en zonas agotadas.** Las cementaciones forzadas se llevan a cabo colocando cemento en una zona específica para generar un sello hidráulico, incluyendo fracturas, canales y otros huecos indeseables. La colocación exacta y el control de la deshidratación, se complica en formaciones que no toleran densidades de cemento convencionales (13 a 16 lb/gal). En este caso, son apropiados los sistemas ligeros.
- ✓ **Aislamiento zonal.** La entrada de gas durante la hidratación y colocación se puede reducir utilizando cementos espumosos.
- ✓ **Aislamiento del calor.** Como sucede con el caso de las espuma de perforación en las regiones polares, los huecos de gas de los cementos espumosos brindan excelentes características de aislamiento a altas temperaturas.

IV.7.1 PROPIEDADES DEL CEMENTO ESPUMOSO

El nitrógeno se incorpora directamente a la lechada. Algunas modificaciones al sistema de cemento base se adoptan para garantizar la distribución relativamente homogénea de la fase gaseosa dentro de la lechada. Algunos extendedores convencionales, como la perlita generará presión a medida que la presión hidrostática de la columna aumenta. Por otro lado, las concentraciones de nitrógeno se pueden aumentar para vencer las reducciones volumétricas ocasionadas por el incremento de la profundidad.

El cemento espumoso, se genera agregando gas de un compresor o nitrógeno líquido de una unidad vaporizadora, además se agregan surfactantes para estabilizar la espuma. El sistema específico de surfactantes empleado es la clave para la estabilidad del cemento, particularmente en el ambiente alcalino de la fase acuosa de la lechada. Del mismo modo como con las espumas de perforación, la reología de los cementos espumosos es muy compleja y depende del gas componente, el tamaño de la burbuja, la relación cemento agua, etc. Por lo general el bombeo de la lechada no representa ningún problema y este tipo de cementos se pueden clasificar como fluidos pseudo-plástico. Los retardadores y los aceleradores se pueden emplear como en los sistemas de lechadas convencionales, de acuerdo a las recomendaciones de las compañías de servicio y de preferencia con el apoyo de información de laboratorio.

IV.7.2 ADITIVOS DE PARTÍCULAS PARA SISTEMAS CON MUY BAJA DENSIDAD

Existen varios productos que se pueden agregar a la lechada con el fin de reducir la carga hidrostática de la columna de cemento, pueden ser partículas ligeras como por ejemplos las micro-esferas huecas³⁰. El uso de éstas como extendedores facilitan el desarrollo de densidades muy bajas (9 a 12 lb/gal) con muy poca disminución en la fuerza, permeabilidad y segregación libre de agua. Se deben tomar precauciones adicionales cuando se mezclan lechadas con densidades menores a los 9 lb/gal, además es muy importante que el agua libre se controle cuidadosamente. Las esferas huecas de vidrio, se han utilizado para aligerar fluidos de perforación, con la ventaja que el sistema es relativamente compresible.

IV.7.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL CEMENTO ESPUMOSO

1. Calidad de la espuma.

Del mismo modo que con la espuma de perforación, la calidad indica la concentración volumétrica de gas en el sistema total de cemento. En general, dependiendo de la aplicación específica, la calidad no debe exceder del 40 o 44 %. Publicaciones recientes,³¹ sugieren el uso de calidades, que dependan de la fuerza requerida y de la permeabilidad del estrato. Una buena calidad de la espuma es esencial para mantener una estructura de poro, la cual no este muy interconectada con el cemento. Esta interconectividad es ocasionada por las paredes de las burbujas del nitrógeno, después las burbujas se colapsan formando grandes bolsas de gas.

Esto da como resultado una estructura como de esponja, con una densidad no homogénea, debida al drene gravitacional de la lechada base. Una regla general para un diseño inicial, es mezclar la lechada base hasta lograr su relación gas-cemento óptima. El mismo mecanismo que produce el agua libre contribuye a la segregación en las lechadas espumosas. Los espumantes y los estabilizadores se seleccionan con base en la estabilidad, eficiencia, compatibilidad (temperaturas elevadas, presión, alto contenido alcalino de la fase acuosa), fuerza adecuada, control de la permeabilidad, los costos y la seguridad. Los surfactantes nunca se usan solos, sin algún estabilizador de la espuma con el fin de prevenir y/o inhibir el colapso de las burbujas.

2. Comportamiento PVT.

Los requerimientos de nitrógeno se ven afectados por las respuesta del sistema a las altas temperaturas y presiones, la presión después del desplazamiento y la temperatura antes de la colocación. Actualmente existen muchos simuladores del cemento en condiciones hidráulicas de agujero, para determinar los requerimientos de nitrógeno. Comúnmente, los sistemas de cemento con nitrógeno son diseñados con densidades entre 7 y 11 lb/gal. El sistema de diseño es similar al sistema convencional, tomando en cuenta la variación de la densidad, las fracturas in-situ y los gradientes de presión de la formación.

3. Sistema de cemento.

El requerimiento de nitrógeno también se ve afectado por la formulación del sistema de cemento base. La lechada básica se puede extender por sí sola, lo que reduce los requerimientos de nitrógeno (debido al mayor contenido de agua), sin embargo esto conlleva a una reducción en la fuerza y en la permeabilidad. En cementos espumosos, es muy importante contar con un registro calibrador, ya que la carga hidrostática tiene una enorme influencia sobre la densidad del sistema. Finalmente, para las capas de lodo no nitrificadas (alrededor de los 500 pies), se emplean baches espaciadores o de cemento para circular hacia la superficie.

4. Agua libre.

La presencia excesiva de agua libre es un problema extremadamente crítico en secciones desviadas y particularmente en las secciones horizontales. Esto es de particular importancia en pozos no convencionales, ya que cualquier presencia de agua libre puede migrar al anular y crear un canal, lo que puede restringir enormemente el uso de algunos sistemas espumantes o extendedores sólidos, por lo que se requiere de un enorme cuidado.³²

5. Contrapresión.

Actualmente los perfiles de la presión hidrostática y de la densidad, se pueden caracterizar durante todo el periodo de circulación, con la ayuda de los códigos computacionales de simulación moderna.³¹

6. Permeabilidad.

Como regla general la permeabilidad aumenta con la calidad, cuando las burbujas son pequeñas y la distribución es uniforme, este incremento es altamente progresivo. Si la distribución no es uniforme, la densidad permanece bastante baja y luego aumenta fuertemente. Esta transición ocurre entre los 10 y 10.85 lb/pg² del cemento clase G, y entre los 9.2 y 10 lb/pg² del cemento clase C. Por lo tanto, se puede concluir que en caso de que las burbujas no sean uniformes, puede ocurrir una precolación para valores de calidad alrededor del 35%.³¹

7. Esfuerzos compresivos.

Para densidades menores a 5 lb/gal las espumas no son sólidas, pero por encima de estas densidades, los esfuerzos y la permeabilidad dependen de la distribución del tamaño de las burbujas, del tipo de cemento, de los aditivos y de otros parámetros. La tabla 4.2 muestra algunos datos de experimentos controlados de laboratorio llevados a cabo en 1990 por Rozières y Ferrière.

8. Pérdida de fluido.

En general, el incremento del contenido de gas reduce las pérdidas de fluidos, esto se muestra en las figuras 4.12 y 4.13. La temperatura también afecta la permeabilidad del sistema, un incremento de la temperatura puede reducir la permeabilidad, debido a el crecimiento de ciertos cristales.

Cemento espumoso clase G (tiempo de cura 72 horas a 81°F)				
Densidad (gr/cm ³)	Distribución del tamaño de las burbujas anchas		Distribución del tamaño de las burbujas angostas	
	Esfuerzos Compresivos (lb/pg ²)	Permeabilidad (md)	Esfuerzos Compresivos (lb/pg ²)	Permeabilidad (md)
1.89	4915	0.025		
1.45	1960	0.039	1480	3
1.27	1450	0.160	1000	14.5
1.12	910	44	770	173
0.85	465	12022	410	676
0.61	390	5321	275	3730

Cemento espumoso clase C (tiempo de cura 72 horas a 81°F)				
Densidad (gr/cm ³)	Distribución del tamaño de las burbujas anchas		Distribución del tamaño de las burbujas angostas	
	Esfuerzos Compresivos (lb/pg ²)	Permeabilidad (md)	Esfuerzos Compresivos (lb/pg ²)	Permeabilidad (md)
1.77	3015	0.050		
1.46	2030	0.0075	1335	1.25
1.22	1365	0.017	985	5.7
1.08	1075	0.054	825	25.7
0.90	680	89	465	199
0.61	220	58890	230	6300

Tabla 4.2 Ejemplo de esfuerzos compresivos y permeabilidades para varios cementos espumados.³¹

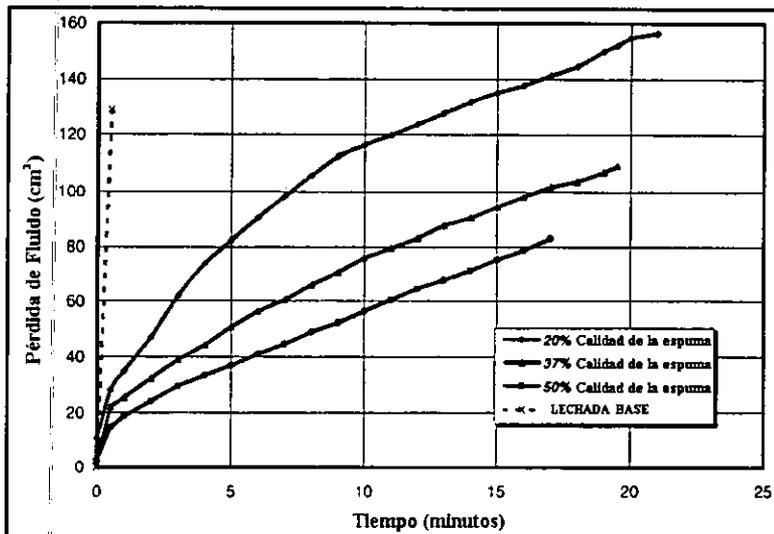


Figura 4.12 Valores de pérdidas de fluido, para varias calidades de cemento espumado.³³

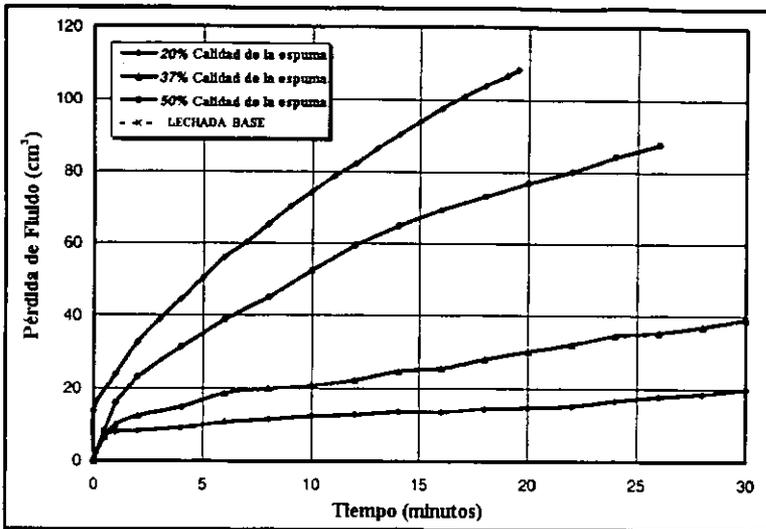


Figura 4.13 Valores de pérdidas de fluido para cemento espumado con una calidad del 37% , variando la cantidad de aditivo.³³

IV.7.4 DISEÑO BÁSICO DE UNA CEMENTACIÓN BAJO BALANCE

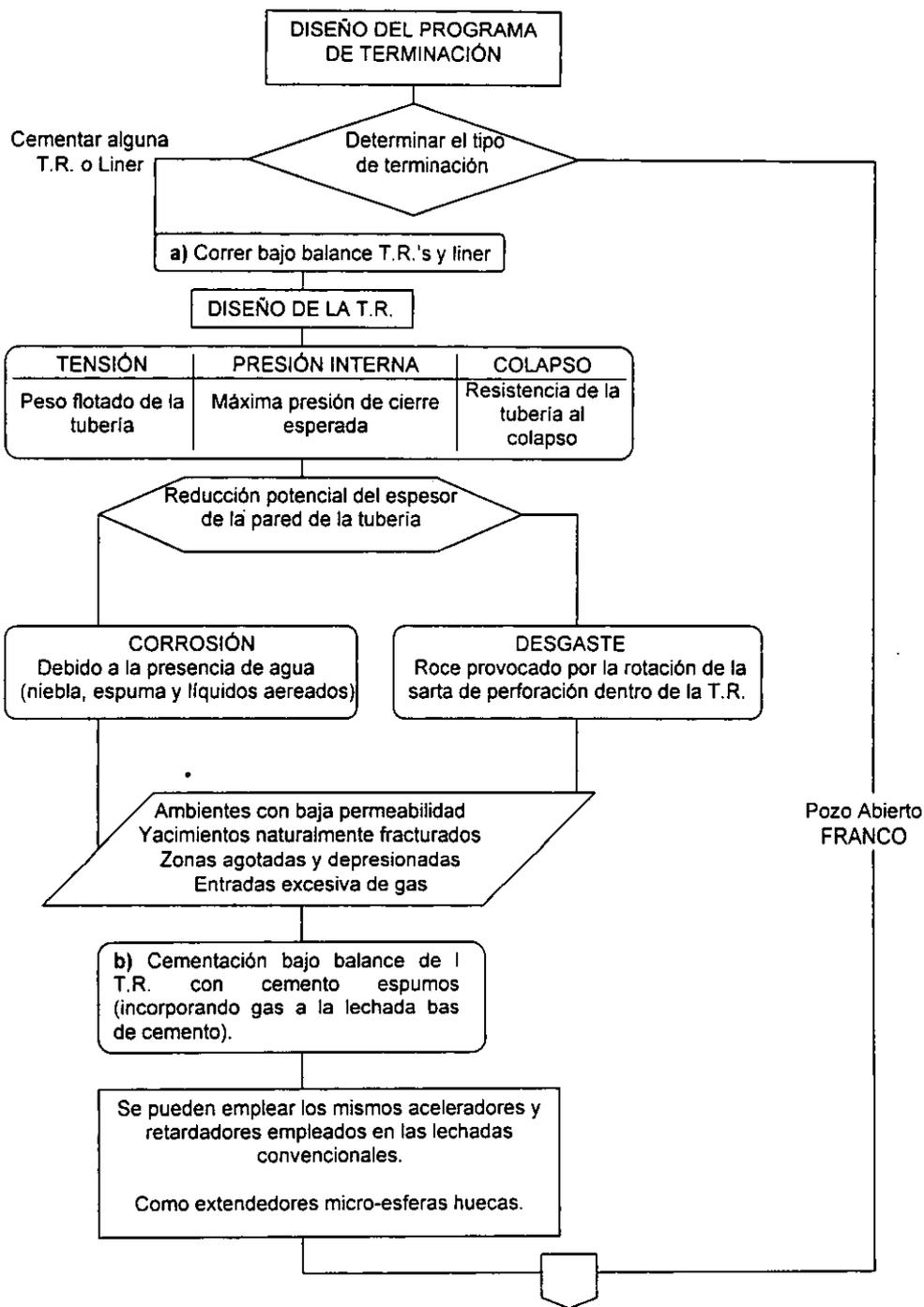
El diseño de un trabajo con cemento espumoso debe considerar los perfiles de presión y densidad, en varias etapas durante la circulación y no solo al final del trabajo. Algunos simuladores consideran para cada etapa, la profundidad media de la etapa (o la profundidad total de la etapa, en otros) y calculan la presión para esa profundidad de la etapa. El diseño del trabajo optimiza:

- ▲ El número de etapas.
- ▲ La cantidad de nitrógeno para cada etapa.
- ▲ El valor de la contrapresión (de forma crítica, debido a que la magnitud de la contrapresión afecta enormemente la cantidad de fluido base dentro del pozo).
- ▲ El número de pies de la capa de fluido y el método de colocación. La capa puede circularse por delante de la espuma, o puede bombearse cuando la espuma alcance la superficie. Aunque esta segunda opción es más difícil operacionalmente, es la más recomendada para evitar el efecto de tubo-U de la espuma detrás de la capa. De la misma forma, si la capa precede a la espuma, la presión hidrostática de la columna puede exceder la presión de fractura, cuando la capa regresa alrededor de la zapata.

Una vez que la espuma llega a la superficie y se aplica la contrapresión necesaria, se bombea el lodo (para evitar la caída libre). Cuando el lodo ha dado vuelta a la zapata, se debe mantener la contrapresión en la línea de retorno. Entonces se bombea la capa dentro de la T.R.

Las restricciones son las siguientes:

- ▼ El perfil hidrostático de la columna se debe mantener por debajo de la presión de fractura.
- ▼ En ciertos ambientes, es posible cementar completamente bajo balance si se cementa por debajo de la presión de la formación. Esto solo es posible si se garantiza que la calidad de la lechada no se verá negativamente afectada (por ejemplo, formación de bolsas de gas), y que no existe posibilidades de desarrollo de canalización o micro anulares.
- ▼ El perfil de densidad al final del trabajo, debe generar las calidades del cemento necesarias para soportar la T.R. y proveer el aislamiento o hermeticidad adecuada.
- ▼ Los procedimientos necesitan ser operacionalmente, lo más simple posibles.
- ▼ Se debe minimizar la pérdida de cemento.
- ▼ Se debe reducir la cantidad de nitrógeno utilizado.



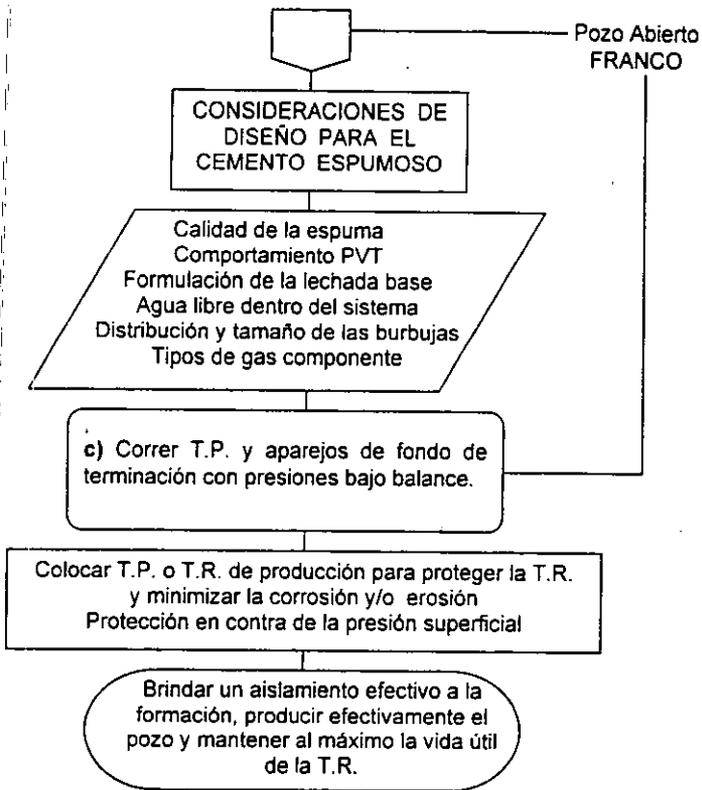


Figura 4.14 Diagrama de bloques que resume el programa de diseño de la terminación, tomando en cuenta el diseño de cemento espumoso utilizado en condiciones bajo balance

CAPITULO V

EJEMPLOS Y APLICACIONES

En el siguiente capítulo se muestran algunos ejemplos y aplicaciones para diferentes aspectos planteados en capítulos anteriores.

V.1 SELECCIÓN DE LA TÉCNICA APROPIADA

Implicaciones de la selección de la técnica de perforación bajo balance.

El método más simple de selección se ilustra en las figuras 5.1 a 5.2 y de los ejemplos 1 al 5. Estos esquemas muestran los rangos aproximados de presiones de fondo alcanzables con varias técnicas de perforación bajo balance, graficadas contra las profundidades verticales verdaderas. Las gráficas fueron realizadas para profundidades mayores a 10000 pies. No existe razón alguna por la cual la P.B.B. no pueda ser exitosa en pozos con profundidades mayores a éstas. Cabe señalar que los rangos de presiones de fondo alcanzadas son solo aproximaciones. Con fluidos aligerados y gases, las presiones del agujero para una combinación dada de gastos de inyección, no incrementa linealmente con la profundidad, incrementará más rápido que esta, debido a la compresibilidad de la fase gaseosa. El límite inferior para las presiones del agujero cuando se esta perforando con espuma seguramente, será mayor que el mostrado para profundidades de 5000 pies si el fluido permanece como espuma hasta llegar a la superficie. En la práctica, son esenciales los simuladores de las presiones de circulación para cualquier aplicación potencial de espuma como fluido de perforación a profundidades mayores a 5000 pies.

Ejemplo 1

La figura 5.1 representa un yacimiento somero, de presión normal ($0.433 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$). No se presentan problemas de inestabilidad del agujero, desde de la T.R. superficial hasta 700 pies, y a la profundidad verdadera de 4000 pies. El sistema superficial propuesto es capaz de manejar el gasto del pozo de flujo anticipado absolutamente abierto. Se espera una entrada de agua mínima. Debido a que la estabilidad del agujero no representa ningún problema, se puede emplear cualquier gas o fluido aligerado como fluido de perforación, y la selección de la técnica se basa principalmente en el análisis económico.

En la práctica, la perforación con aire es probablemente la técnica mas económica. La niebla se puede emplear para eliminar la formación del anillo de lodo si se presentan pequeñas entradas de agua. Sí la entrada de agua se vuelve excesiva, se necesitará entonces espuma estable.

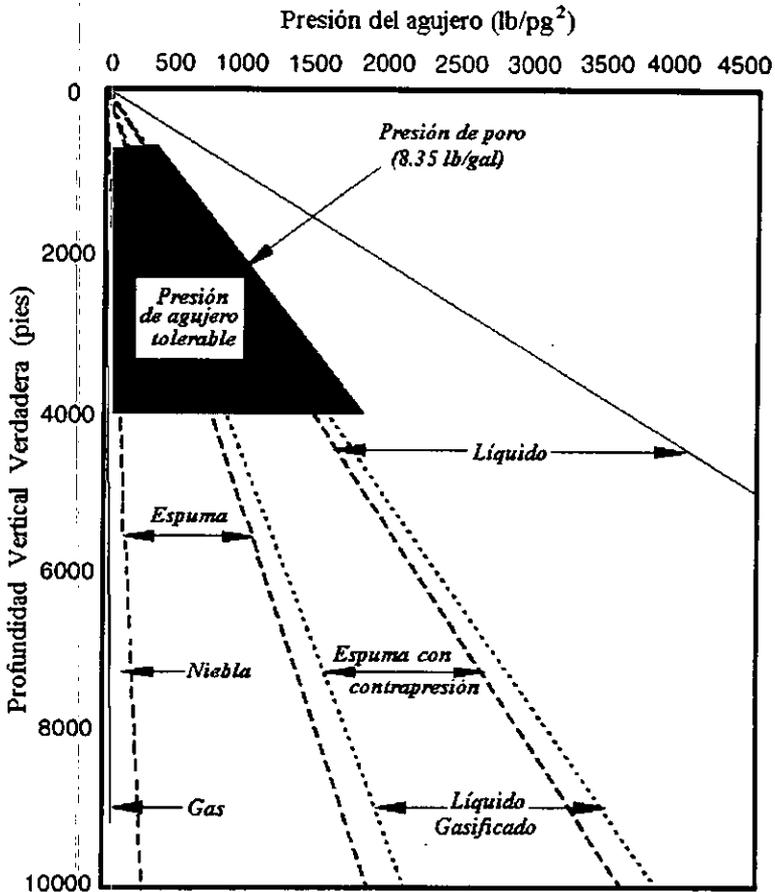


Figura 5.1 Regímenes de estabilidad para el pozo descrito en el Ejemplo 1⁶

Ejemplo 2

La gráfica 5.2 ilustra un intervalo de agujero de 2000 a 6000 pies, el cual incluye un estrato arenoso agotado de 3000 a 4000 pies. El gradiente de presión en la zona agotada es de 5 lb/gal ($\sim 0.26 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$), mientras que el gradiente de presión por encima y por debajo del estrato arenoso agotado es de 8 lb/gal ($\sim 0.416 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$).

Sí se perfora con lodo convencional de perforación se pueden generar varios problemas relacionados con la pérdida de circulación y con la pegadura de la tubería por presión diferencial a lo largo de esta formación. El intervalo en su totalidad es estable y no se anticipa inestabilidad del agujero, si la densidad se mantiene encima de las 2 lb/gal (~ 0.10 lb/pg²/pie). El estrato arenoso agotado produce gas a muy bajos gastos, y el sistema superficial puede manejar adecuadamente el flujo abierto absoluto. Este pozo puede ser perforado con espuma (rígida o estable), o con líquidos gasificados. En el último caso se requieren gastos de inyección más altos, por lo que el aire es probablemente la única opción económica para el medio gasificado.

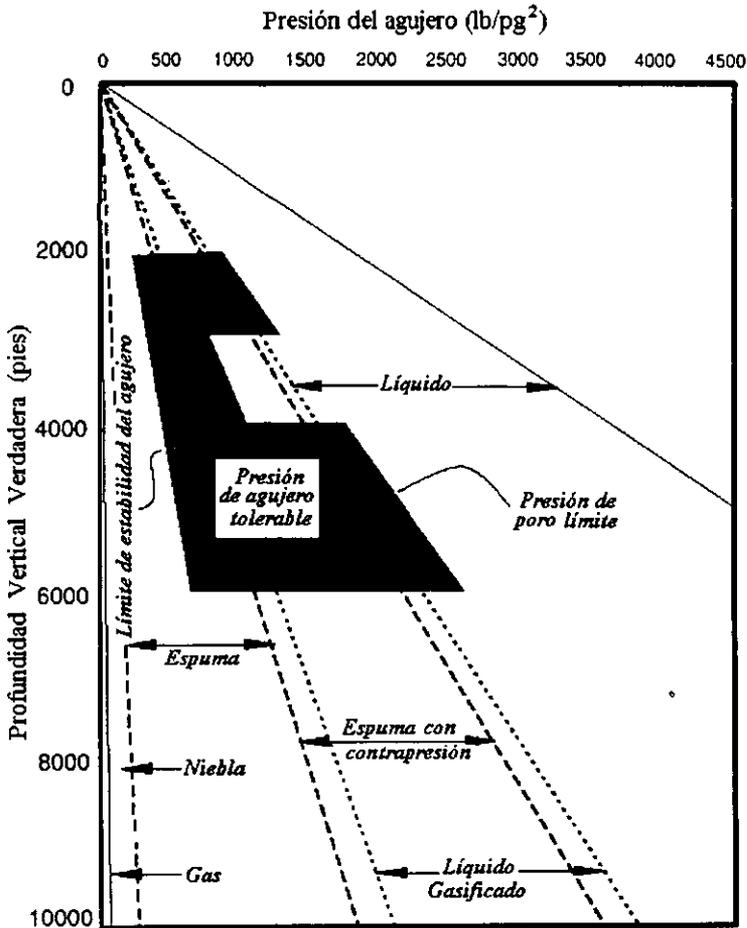


Figura 5.2 Regímenes de estabilidad para el pozo descrito en el Ejemplo 2⁶

Ejemplo 3

El siguiente ejemplo es para un intervalo que atrapa una zona de sobrecarga y al yacimiento. El gradiente de presión es de 8 lb/gal (0.416 lb/pg²/pie), esta situación se muestra en la figura 5.3. Existe una sección de lutitas (de 6000 a 8000 pies) arriba del yacimiento (8000 a 9000 pies) en la cual se estima que el gradiente de presión equivalente del agujero requerido para evitar la inestabilidad es de 7 lb/gal (0.364 lb/pg²/pie). El yacimiento por sí solo es competente, y la inestabilidad del agujero no representa un problema a menos que el gradiente de presión del agujero disminuya por debajo de los 5 lb/gal (0.260 lb/pg²/pie). A pesar de esto el yacimiento es prolífico. Al momento que se alcance la profundidad objetivo (9000 pies de profundidad vertical verdadera), se estima que la máxima presión tolerada será de 5000 lb/pg².

Suponiendo que la presión de poro para esta profundidad es de 3744 lb/pg² (esto es 0.416 lb/pg²/pie x 9000 pies) la presión de agujero mínima tolerable será de 3244 lb/pg², lo que corresponde a 6.93 lb/gal (0.360 lb/pg²/pie). Si la zona de sobrecarga no se aísla con una T.R. cuando se perfora el yacimiento, la sección completa requiere de una densidad del fluido de perforación del rango de 7 a 8 lb/gal, empleando un fluido de baja densidad como el diesel o el crudo. También se puede usar agua gasificada, pero las presiones objetivo se encuentran en el límite superior de las normalmente desarrolladas cuando se perfora con líquidos gasificados. Para los líquidos gasificados, la fracción de volumen de gas requerida para mantener un gradiente de presión del agujero por encima de los 6.93 lb/gal (0.360 lb/pg²/pie) no es muy grande.

Ejemplo 4

Suponiendo que la presión máxima tolerable del ejemplo 3 se estimó en 100 lb/pg², esto establece el límite de presión inferior a 3644 lb/pg² (7.79 lb/gal) en la profundidad vertical verdadera. Un fluido de perforación formulado con diesel o crudo brindarán presiones menores a ésta. En caso de que el flujo no se pueda inducir en esta forma, puede ser posible perforar bajo balance con un hidrocarburo ligero como fluido de perforación y estrangular el flujo, para mantener los gastos de producción por debajo de los límites de capacidad del equipo superficial. Cualquier decisión como esta para perforar, requiere de un análisis detallado de las presiones de circulación, la incorporación de los fluidos de producidos y de la capacidad del sistemas superficial, para confirmar que esta técnica puede implementarse de forma segura.

Ejemplo 5

Este ejemplo final es una modificación más al ejemplo 3, supóngase que el yacimiento se ha depresionado hasta 6.5 lb/gal (0.338 lb/pg²/pie) de gradiente equivalente. Si la presión máxima tolerable permanece en 500 lb/pg², el rango tolerable para la densidad del fluido a través del yacimiento caerá dentro del rango de 5.4 a 6.5 lb/gal. Probablemente se necesitará un fluido gasificado, aunque no brindará el soporte necesario para evitar la inestabilidad del agujero en la lutita que se encuentra arriba del yacimiento. Es necesario colocar una T.R. en la parte superior del yacimiento para poder perforar bajo balance, aunque esto seguramente tendrá un impacto negativo en la economía de la perforación.

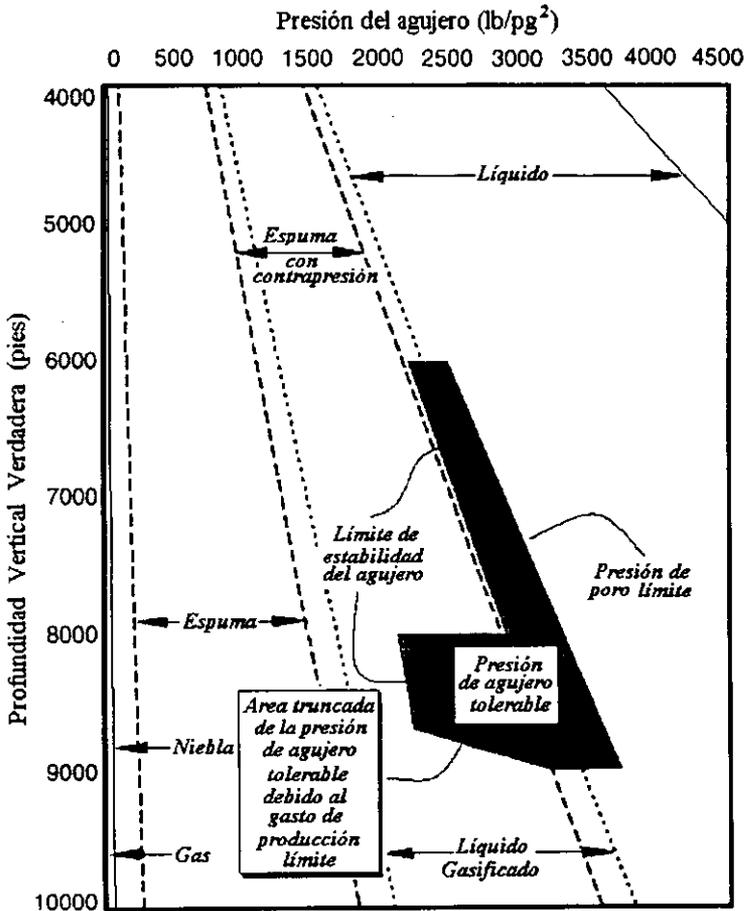


Figura 5.3 Regímenes de estabilidad para los pozos descritos del Ejemplo 3 al 5⁶

V.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Producción Mejorada

Ejemplo 6. Considerar los siguientes datos para ejemplificar la evaluación del IP (Índice de productividad):

k	50 md
h	25 pies
μ	2 cP
B_0	1bl @ c.y. /bl @ c.s.
r_e	1980 pies
r_w	0.411
s	variable
Orientación	vertical
Profundidad	10000 pies
Presión del yacimiento	4330 (lb/pg ²)
Presión de fondo	3000(lb/pg ²)

Los cálculos relevantes se muestran en la tabla 5.1 y en la figura 5.4.

Análisis simples como este, pueden mostrar cualitativamente como la relación de producción se incrementa si la perforación bajo balance reduce el daño. Este ejemplo muestra que se requerían menos pozos y que el aceite o gas producido se puede incrementar. La presión de abandono también puede ser reducida, si se reduce el daño con la perforación bajo balance, debido a que la pérdida de presión ocurre con el daño.

DAÑO	GASTO (BPD)	PI	WIFI
0	761	0.572	1
1	674	0.507	0.89
2	604	0.455	0.79
5	462	0.348	0.61
10	331	0.249	0.44
100	55	0.041	0.07

Tabla 5.1 Variación de IP y WIFI con respecto al daño ²

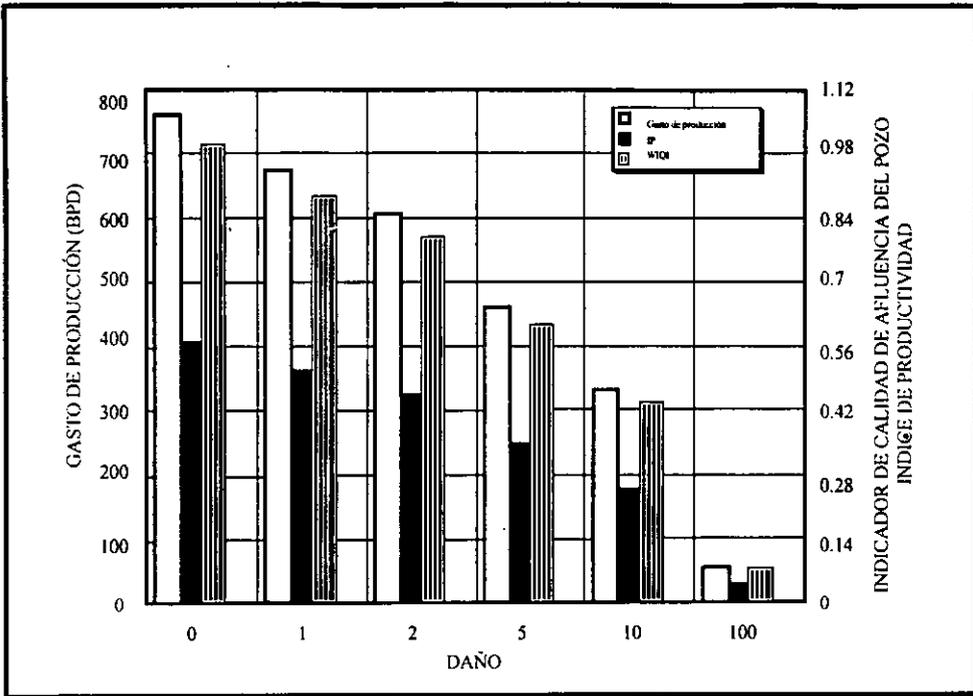


Figura 5.4 Variación del IP, gasto de producción y WIQR con inducción del daño en la perforación ²

Ejemplo 7

Este ejemplo ilustra el impacto de la perforación bajo balance en un campo hipotético con cinco pozos. El análisis es simplificado y sólo ilustrativo. Fue desarrollado para un pozo de aceite, pero se pueden realizar análisis similares para pozos de gas.

Renta de interés	R=0.375
Interés de trabajo	WI=0.500
<u>Ingreso neto (por barril)</u>	
Precio del crudo	USD\$20/bl
Ingreso del gas	USD\$0.00
<u>Total</u>	USD\$20/bl

Menos

Transportación	USD\$1/bl
Impuestos de producción	USD\$6/bl
Ingreso neto (por barril)	USD\$13.00
Gastos estimados de operación (por mes y por pozo)	USD\$5000
Numero de pozos	5

Se examinarán tres casos, en donde las únicas diferencias fueron los costos de desarrollo y la producción acelerada.

CASO 1:

Este es el caso base. Todos los pozos fueron perforados en el primer año con un sistema convencional de lodo. El operador tiene una tasa de interés de 0.375 y un interés de trabajo de 0.500. Una proyección de flujo de efectivo como se muestra en la figura 5.5 y en la tabla 5.2. El valor de tasación es igual a una fracción del valor presente del flujo neto de efectivo, antes de los impuestos federales, calculados a una tasa de recuperación con un interés del 5%.

CASO 2:

Es lo mismo que el caso uno, con la excepción de que existe una mayor producción debido a que la perforación bajo balance reduce el daño a la formación. La tabla 5.3 y la figura 5.5 muestran las proyecciones.

CASO 3:

Es el mismo que el caso 2, con la excepción de que los costos de desarrollo para los cinco pozos son USD\$150,000 menos, debido al mejoramiento de la perforación bajo balance. Los proyectos se muestran en la tabla 5.4 y la figura 5.5. El operador puede fijar los costos de perforación y estimar todos los aspectos económicos en el valor presente neto. Haciendo esto, se puede tomar una decisión final sobre el sistema de fluidos de perforación.

V.3 CLASIFICACIÓN PARA LOS POZOS PERFORADOS BAJO BALANCE

Sistema de Clasificación de la IADC-UBO.

Ejemplo 8

Se considerará una sección horizontal de un pozo que se perfora en un área geológica conocida, empleando un fluido de perforación aligerado con nitrógeno para alcanzar una condición bajo balance a través de la sección perforada del yacimiento. La máxima presión de fondo esperada es de 3 000 lb/pg², con una presión superficial de cierre de 2 500 lb/pg². Para tales características el pozo se clasificará como: **4-B-4**

Nivel de clasificación de riesgo	4
Perforado bajo balance	B
Fluido de perforación, líquido gasificado	4

ANOS			1	2	3	4	5	6	7	TOTAL	
ESTIMACION FUTURA	OPERACION	UNIDADES									
(1)	Producción bruta	-	BL	201,204	170,280	122,952	96,720	77,960	55,388	18,024	742,528
(2)	Producción neta para operación	R*(1)	BL	75,452	63,855	46,107	36,270	29,235	20,771	6,759	278,448
(3)	Ingreso bruto para operación	(2)*\$13.00	\$	980,870	830,115	599,391	471,510	380,055	270,017	87,867	3,619,824
(4)	Costos de desarrollo		\$	750,000	0	0	0	0	0	0	750,000
(5)	Número de pozo en producción	-	-	60	60	48	48	36	36	24	312
(6)	Gastos de operación	(5)*\$5000	\$	300,000	300,000	240,000	240,000	180,000	180,000	120,000	1,560,000
(7)	Gastos de capital	-	\$	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	140,000
(8)	Parte de operación y gastos de capital	WI* [(4)+(6)+(7)]	\$	535,000	160,000	130,000	130,000	100,000	100,000	70,000	1,225,000
(9)	Flujo de efectivo para operación	(3)-(8)	\$	445,870	670,115	469,391	341,510	280,055	170,017	17,867	2,394,824
(10)	Factor de variación anual 5%	+++	-	0.9740	0.9276	0.8835	0.8414	0.8013	0.7632	0.7268	0.9010
(11)	Valor presente del flujo de efectivo	(10)*(9)	\$	434,277	621,599	414,707	287,347	224,408	129,757	12,986	2,157,736

Tabla 5.2 Caso 1 (Caso base)³⁴

$$+++ \bar{D}_{CR} = \frac{(1+i)^{1-t} + (1+i)^{-t}}{12[(1+i)^{1/12} - 1]}$$

donde:

- \bar{D}_{CR} = factor de variación anual, aplicable a pagos iguales al final de cada mes durante un intervalo específico de un año entre (t - 1) y t años a partir de ahora.
- i = interés anual en fracción decimal.
- t = tiempo en años.

ANOS			1	2	3	4	5	6	7	TOTAL
ESTIMACION FUTURA	OPERACION	UNIDADES								
(1) Producción bruta	-	BL	221,324	187,308	135,247	106,392	85,756	60,927	19,826	816,781
(2) Producción neta para operación	R*(1)	BL	82,997	70,241	50,718	39,897	32,159	22,848	7,435	306,293
(3) Ingreso bruto para operación	(2)*\$13.00	\$	1,078,956	913,127	659,330	518,661	418,061	297,018	96,654	3,981,806
(4) Costos de desarrollo		\$	750,000	0	0	0	0	0	0	750,000
(5) Número de pozo en producción	-	-	60	60	48	48	36	36	24	312
(6) Gastos de operación	(5)*\$5000	\$	300,000	300,000	240,000	240,000	180,000	180,000	120,000	1,560,000
(7) Gastos de capital	-	\$	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	140,000
(8) Parte de operación y gastos de capital	WI* [(4)+(6)+(7)]	\$	535,000	160,000	130,000	130,000	100,000	100,000	70,000	1,225,000
(9) Flujo de efectivo para operación	(3)-(8)	\$	543,956	753,127	529,330	388,661	318,061	197,018	26,654	2,756,806
(10) Factor de variación anual 5%	+++	-	0.9740	0.9276	0.8835	0.8414	0.8013	0.7632	0.7268	0.9010
(11) Valor presente del flujo de efectivo	(10)*(9)	\$	529,814	698,600	467,663	327,019	254,862	150,364	19,372	2,483,883

Tabla 5.3 Caso 2³⁴

$$+++ \bar{D}_{CR} = \frac{(1+i)^{-1} + (1+i)^{-t}}{12[(1+i)^{1/12} - 1]}$$

donde:

- \bar{D}_{CR} = factor de variación anual, aplicable a pagos iguales al final de cada mes durante un intervalo específico de un año entre (t - 1) y t años a partir de ahora.
- i = interés anual en fracción decimal.
- t = tiempo en años.

ANOS			1	2	3	4	5	6	7	TOTAL
ESTIMACIÓN FUTURA	OPERACIÓN	UNIDADES								
(1) Producción bruta	-	BL	221,324	187,308	135,247	106,392	85,756	60,927	19,826	816,781
(2) Producción neta para operación	R*(1)	BL	82,997	70,241	50,718	39,897	32,159	22,848	7,435	306,293
(3) Ingreso bruto para operación	(2)*\$13.00	\$	1,078,956	913,127	659,330	518,661	418,061	297,018	96,654	3,981,806
(4) Costos de desarrollo		\$	600,000	0	0	0	0	0	0	600,000
(5) Número de pozo en producción	-	-	60	60	48	48	36	36	24	312
(6) Gastos de operación	(5)*\$5000	\$	300,000	300,000	240,000	240,000	180,000	180,000	120,000	1,560,000
(7) Gastos de capital	-	\$	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	140,000
(8) Parte de operación y gastos de capital	WI* [(4)+(6)+(7)]	\$	460,000	160,000	130,000	130,000	100,000	100,000	70,000	1,150,000
(9) Flujo de efectivo para operación	(3)-(8)	\$	618,956	753,127	529,330	388,661	318,061	197,018	26,654	2,831,806
(10) Factor de variación anual 5%	+++	-	0.9740	0.9276	0.8835	0.8414	0.8013	0.7632	0.7268	0.9010
(11) Valor presente del flujo de efectivo	(10)*(9)	\$	602,864	698,600	467,663	327,019	254,862	150,364	19,372	2,551,458

Tabla 5.4 Caso 3³⁴

$$+++ \bar{D}_{CR} = \frac{(1+i)^{1-t} + (1+i)^{-t}}{12[(1+i)^{1/12} - 1]}$$

donde:

\bar{D}_{CR} = factor de variación anual, aplicable a pagos iguales al final de cada mes durante un intervalo específico de un año entre (t-1) y t años a partir de ahora.

i = interés anual en fracción decimal.

t = tiempo en años.

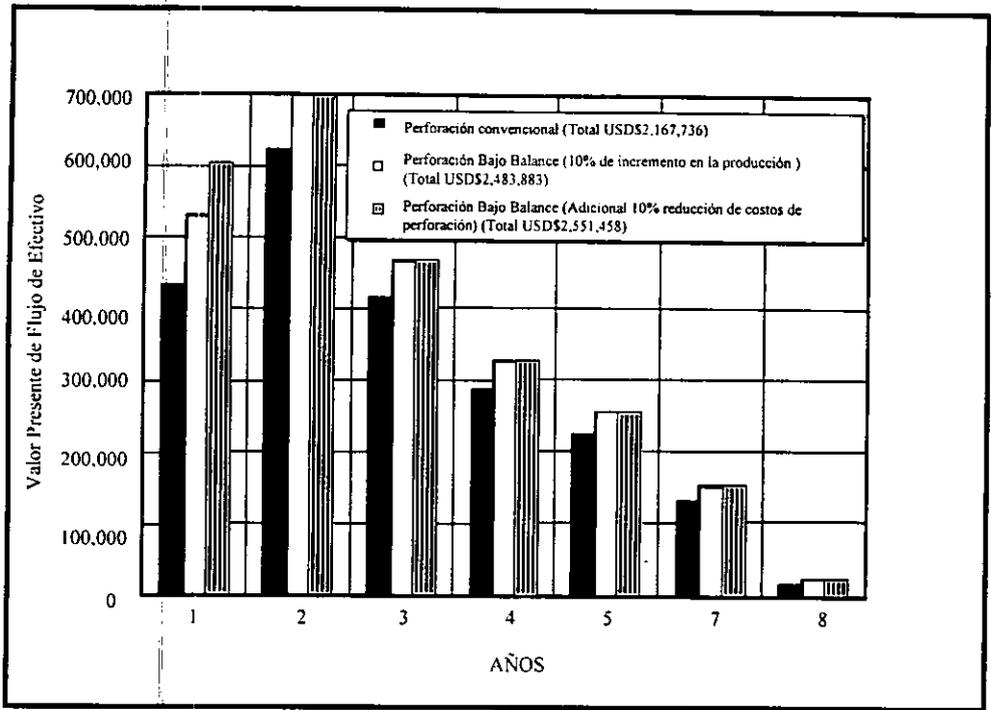


Figura 5.5 Proyección a siete años ³⁴

CASO	AÑO							TOTAL
	1	2	3	4	5	6	7	
1	434 277	621 599	414 707	287 347	224 408	129 757	12 986	2 157 736
2	529 814	698 600	467 663	327 019	254 826	150 364	19 372	2 483 883
3	602 864	698 600	467 663	327 019	254 862	150 364	19 372	2 551 458

Tabla 5.5 Resumen de todos los casos

V.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Diseño de la sarta de perforación.

Ejemplo 9

Considerar un pozo planeado en donde el peso máximo sobre una barrena de 8 ¾ de pulgada será de 50000 lb_f, el tamaño del lastra barrena de perforación será de 6 ½ pg de diámetro exterior y 2 13/16 pg de diámetro interior, el medio de perforación es aire y el exceso de lastra barrenas de perforación tendrá que ser del 10% para asegurar que la tubería de perforación permanezca bajo tensión. Determinar el número de lastra barrenas de perforación de 30 pies de longitud que van a ser requeridos.

- > El peso por pie de un lastra barrena de perforación se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$W_f = 2.67 (D_p^2 - D_i^2) \quad (1)$$

en donde:

- D_i = diámetro exterior de la tubería (pulgadas)
 D_p = diámetro interior de la tubería (pulgadas)
 W_f = peso por pie en el aire (lb/pie)

$$W_f = 2.67 [(6.5)^2 - (2.8125)^2] = 92 \text{ lb/ft}$$

- > La longitud de los lastra barrenas de perforación se pueden calcular utilizando la ecuación 2, debido a que este pozo va a ser perforado con aire, el factor de flotación es uno. Lo que no será bajo otras circunstancias.

$$L_c = \frac{W(1 + DF)}{W_f B} \quad (2)$$

en donde:

- B = factor de flotación (aire =1) adimensional
 DF = factor de diseño (decimal)
 L_c = longitud del ensamble de fondo (pies)
 W = peso de la barrena (lb)

- > Para un peso de barrena de 50 000 lb:

$$L_c = \frac{5000 \text{ lb} (1 + 0.10)}{(92 \text{ lb/pie}) (1)} = 598 \text{ pies}$$

- > El número de lastra barrenas de perforación de 30 pies de longitud será de:

$$\frac{598 \text{ pies}}{30 \text{ pies}} = 19.93 \text{ o } 20 \text{ lastra barrenas de perforación}$$

- > El peso total W_{tc} , de 20 lastra barrenas de perforación será:

$$W_{tc} = 598 \text{ pies} \times 92 \text{ lb/pie} = 55 \text{ 016 lb}$$

Para desarrollar 50 000 lb de peso de perforación, se requieren 20 lastra barrenas de perforación, el peso total de estos será de 55 016 lb aproximadamente, incluyendo el factor de diseño de 10%. La tubería de perforación normalmente se diseña con factor de diseño y resistencia al jalón. Un factor de diseño común en tensión es de 1.10 (10%), y el jalón usualmente toma valores de 50 000 o 100 000 lb_f. En pozos direccionales, es mayor debido al exceso de arrastre dentro del agujero. El ejemplo 9 muestra como se puede incorporar el jalón en los cálculos del ejemplo 8.

Ejemplo 10

Usando los datos del ejemplo 8, determinar la configuración de la sarta de perforación para una profundidad de 12 000 pies. La tubería de perforación disponible es de 5 pulgadas, 19.50 lb/pie, grado E, y 5 pulgadas, 19.50 lb/pie, grado G. La capacidad de tensión de la tubería grado E y G es 311 000 lb_f y 436 000 lb_f respectivamente. Toda la tubería de perforación es clase premium y las esfuerzos por tensión pueden encontrarse en el API RP7G, disponible por el API (American Petroleum Institute). Emplear un factor de diseño 1.10 y un jalón de 100 000 lb_f.

- > A partir del ejemplo 8, el peso del lastra barrena en la parte inferior de la tubería de grado E será de 55 000 libras. El máximo jalón del grado E, con el factor de diseño 1.10 será:

$$P_{\max} = \frac{T_{st}}{DF} \quad (3)$$

en donde:

DF = factor de diseño (decimal)

P_{max} = jalón máximo de la tubería (lb_f)

T_{st} = capacidad de tensión de la tubería (lb_f)

Para este ejemplo:

$$P_{\max} = \frac{311000 \text{ lb}}{1.10} = 283000 \text{ lb}$$

- > El peso máximo, W_{max}, del grado E que puede manejarse con 100 000 lb de jalón, es:

$$W_{\max} = 283000 - 55000 - 100000 = 128000 \text{ libras}$$

➤ La máxima longitud, L_{\max} , que puede emplearse será:

$$L_{\max} = \frac{W_{\max}}{W_f} \quad (4)$$

$$L_{\max} = \frac{128000 \text{ lb}}{19.50 \text{ lb/pie}} = 6564 \text{ pies (Grado E)}$$

➤ El jalón máximo P_{\max} , para el grado G, con el factor de diseño 1.10 será:

$$P_{\max} = \frac{436000 \text{ lb}}{1.10} = 396000 \text{ lb}$$

➤ El peso máximo W_{\max} , del grado E que puede manejarse con 100 000 lb de jalón, es:

$$W_{\max} = 396000 - 55000 - 100000 - 128000 = 113000 \text{ libras}$$

➤ La máxima longitud, L_{\max} , que puede usarse con la tubería de perforación de grado G es:

$$L_{\max} = \frac{113000 \text{ lb}}{19.50 \text{ lb/pie}} = 5795 \text{ pies (grado G)}$$

Debido a que la longitud del grado G es mayor que la necesaria para alcanzar la superficie, el grado G es aceptable. La sarta de perforación estará compuesta por los siguientes elementos:

- ◆ 598 pies de lastra barrenas de perforación (del ejemplo 8)
- ◆ 6564 pies de tubería de perforación grado E, de 5 pg y 19.5 lb/ft.
- ◆ 4838 pies de tubería de perforación grado G, de 5 pg y 19.5 lb/ft.

Para este ejemplo la fuerza máxima que se puede aplicar a la sarta de perforación en caso de que llegue a atorarse, es de 100 000 lb_f por encima del peso de la sarta, una vez que toda la tubería de grado G se encuentra dentro del agujero. el punto más débil se encontrará en la parte superior de la tubería de perforación de grado E. si la sarta de perforación se cambia al realizar la pesca, se debe calcular el nuevo jalón máximo.

V.5 FACTIBILIDAD TÉCNICA, CASO REAL EN MÉXICO.

Curvas de Aprendizaje.³⁵

La teoría de las curvas de aprendizaje fue desarrollada en 1963 por T.P. Wright y H. Asher durante la segunda guerra mundial. La aplicación del concepto de curvas de aprendizaje no es nueva, y ha tenido diversas aplicaciones en la industria química y de la construcción entre otras.

La teoría de las curvas de aprendizaje describe matemáticamente la capacidad de mejora del desempeño de las organizaciones a través del tiempo.

En la aplicación a la perforación de pozos las curvas de aprendizaje permiten mejorar el desempeño de un área, en la que se han perforado una serie de pozos en condiciones similares. La ecuación correspondiente a una curva de aprendizaje es la siguiente:

$$t = C_1 e^{C_2(1-n)} + C_3 \quad (5)$$

donde:

t = tiempo requerido para perforar el n -ésimo pozo, días.

n = número de pozos del estudio.

C_1 = diferencia entre el tiempo del primer pozo y el tiempo de perforación mínimo susceptible de lograr en el campo, días.

C_2 = velocidad de aprendizaje.

C_3 = tiempo de perforación mínimo factible de alcanzar, días.

C_1 representa el tiempo adicional requerido para perforar el pozo inicial, con respecto al último pozo.

El valor de C_2 de una curva de aprendizaje representa la efectividad y velocidad, con la que una empresa aprende a mejorar sus operaciones. Un valor alto de C_2 , significa que la empresa puede adaptarse rápidamente a los nuevos ambientes de perforación, mediante el aprendizaje de la experiencia de los primeros pozos.

El valor de C_3 de una curva de aprendizaje específica, representa lo que sería el tiempo promedio óptimo para perforar un área determinada. El valor exacto de C_3 depende de la profundidad del pozo, del programa de asentamiento de tuberías, de la geología, de si el pozo es direccional y de cómo se aplica la tecnología existente en esa área.

El procedimiento de obtención de las constantes C_1 , C_2 y C_3 es el siguiente:

C_3 es el valor de tiempo mínimo, para cada operación de entre todos los pozos (el mínimo de la tabla).

Partiendo de la curva de aprendizaje se tiene que:

$$t = C_1 e^{c_2(1-n)} + C_3$$

$$t = C_1 e^{c_2 - c_2 n} + C_3$$

Se realiza una curva de ajuste sobre cada uno de los tiempos de los conceptos, obteniendo la curva :

$$y = K_1 e^{K_2 n}$$

Igualando: $K_2 n = C_2(1-n)$

$$C_2 = \frac{K_2 n}{(1-n)}$$

Por lo tanto:

$$C_2 = K_2 \left(\frac{n}{1-n} \right) \quad (6)$$

Para el valor de C_1 , de la curva de aprendizaje se obtiene que: $t = C_1 + C_3$

De la curva de ajuste: $y = K_1$

Igualando: $K_1 = C_1 + C_3$

$$C_1 = K_1 - C_3 \quad (7)$$

Los valores de K_1 y K_2 se obtienen directamente de la curva de ajuste.

Ejemplo 11

A continuación se presentan casos reales de pozos perforados bajo balance en campos del área de Cerro Azul y Altamira, para los cuales se estimaron las curvas de aprendizaje. Estos datos y resultados se obtuvieron del proyecto "Estudio Técnico Económico de resultados de la perforación bajo balance y perforación con tubería flexible en la región norte" ³⁶ del IMP.

ÁREA DE CERRO AZUL

En el caso de los pozos de estudio del área de Cerro Azul, se tienen curvas de aprendizaje para la aplicación de la P.B.B. Los pozos considerados son Rancho Nuevo 3H, 40H, 4H, 22H, 34D Y 12R. Las curvas de aprendizaje, indican un nivel aceptable de aprendizaje de la técnica bajo balance.

En la tabla 5.6 se presenta el resumen de distribuciones de tiempo, bajo diferentes conceptos, cabe mencionar que el orden en el que aparecen los pozos, corresponden al orden de tiempo en el que fueron perforados. Los valores presentados de distribución de tiempo corresponden a los conceptos de perforación, viaje y conexión, circulación, acondicionamiento de fluido, toma de registros, cementación y corrida de tuberías de revestimiento, esperas, repasa o estabilización del agujero, reparación de equipo y otros. En este último concepto se incluyen todos aquellos tiempos no considerados anteriormente.

En la tabla 5.7 se muestran los valores característicos de la curva de aprendizaje calculados a partir de la ecuación 5. La figura 5.6 muestra la curva de aprendizaje obtenida en la aplicación de la técnica bajo balance en los pozos Rancho Nuevo, se presenta sobre las distribución acumulada de tiempos de perforación, bajo los conceptos anteriormente descritos.

En las figuras 5.7 a 5.16, se presentan las diferentes curvas de aprendizaje para los diferentes conceptos de tiempos de perforación descritos de los pozos del campo Rancho Nuevo. En las curvas de aprendizaje mostradas se observa una tendencia favorable de aprendizaje, correspondiente a la aplicación satisfactoria de la técnica bajo balance.

CONCEPTO	POZO					
	A	B	C	D	E	F
1 PERFORA	37.5	35.8	23.5	36.2	29.5	19.8
2 VIAJES Y CONEXIÓN	13.9	14.5	11.8	10.6	14.5	11.5
3 CIRCULA	4.3	2.3	1.9	2.2	2.2	2.2
4 ACONDICIONA FLUIDO	1.6	0.6	0.3	0.3	0.3	0.2
5 TOMA REGISTRO	1.1	2.7	0.9	1.3	1.0	0.9
6 CEMENTACIÓN Y CORRIDAS DE TR's	0.8	2.0	1.8	2.0	1.3	1.1
7 ESPERAS	3.7	4.3	5.5	2.0	1.3	2.8
8 REPASA / ESTABILIZA AGUJERO	0.4	1.3	0.6	1.0	0.5	2.0
9 PESCA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10 CONTROLA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11 REPARA EQUIPO	0.4	0.9	0.6	0.7	0.6	1.3
12 OTROS (CSC, MUELE, AMPLIA AGUJERO, NUECLEA)	12.4	15.7	33.0	9.3	11.3	7.0
TOTAL	76.1	80.1	79.9	65.6	62.5	48.8

Tabla 5.6 Distribución de tiempos de operación, para los pozos perforados bajo balance en el campo Rancho Nuevo

CONCEPTO	ECUACIÓN	C ₁ , días	C ₂ , adim	C ₃ , días
TODOS	$y = 93.07909 e^{-0.09038n}$	44.27	0.1084	48.80
1	$y = 41.28893 e^{-0.09548n}$	21.48	0.1145	19.80
2	$y = 14.11743 e^{-0.03014n}$	3.51	0.0361	10.60
3	$y = 3.3766 e^{-0.0954n}$	1.62	0.1144	1.75
4	$y = 1.4487 e^{-0.3565n}$	1.34	0.4278	0.10
5	$y = 1.736 e^{-0.1033n}$	0.83	0.1239	0.90
6	$y = 1.36466 e^{0.01158n}$	0.56	0.0138	0.80
7	$y = 5.34162 e^{-0.17125n}$	4.04	0.2055	1.30
8	$y = 0.46614 e^{0.16261n}$	0.06	-0.1951	0.40
9	N/D	0.00	0.0000	0.00
10	N/D	0.00	0.0000	0.00
11	$y = 0.47381 e^{0.07862n}$	0.07	-0.0943	0.40
12	$y = 21.59867 e^{-0.14606n}$	14.59	0.1752	7.00

Tabla 5.7 Valores característicos de las curvas de aprendizaje para pozos perforados bajo balance en el campo Rancho Nuevo

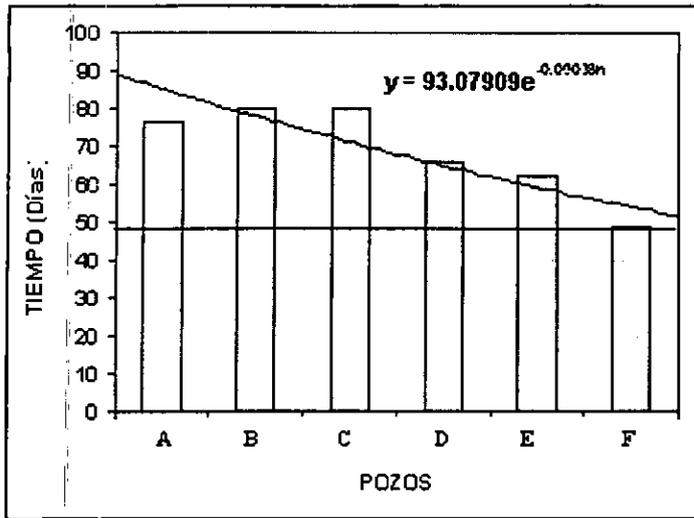


Figura 5.6 Curva de aprendizaje para la aplicación de la P.B.B. en los pozos Rancho Nuevo, para la distribución acumulada de tiempos de perforación

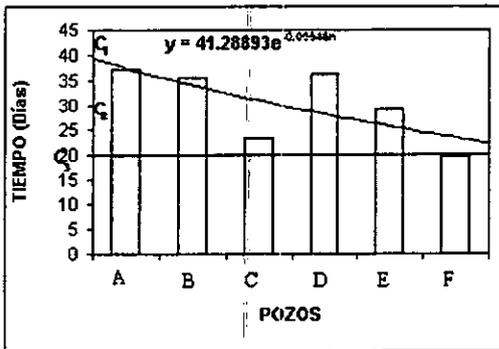


Figura 5.7 Curva de aprendizaje para tiempos de la perforación

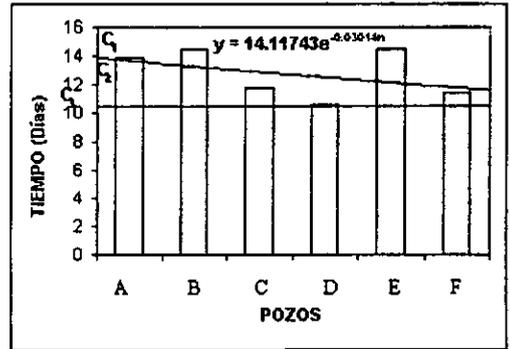


Figura 5.8 Curva de aprendizaje para tiempos de viajes y conexiones

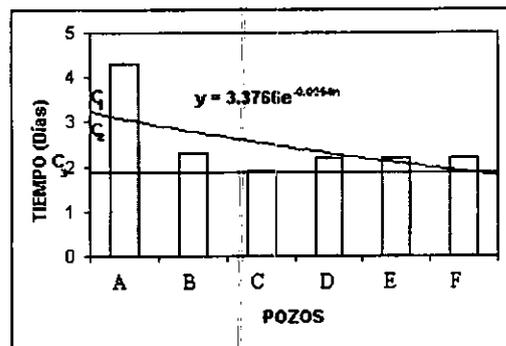


Figura 5.9 Curva de aprendizaje para tiempos de circulación

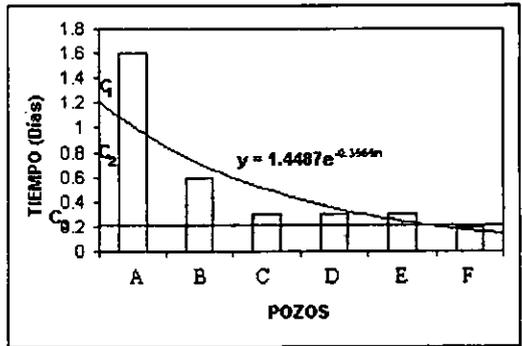


Figura 5.10 Curva de aprendizaje para tiempos de acondicionamiento de fluido

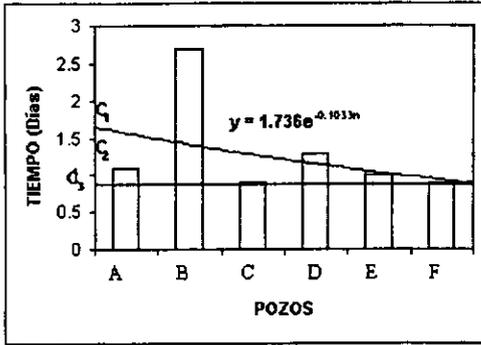


Figura 5.11 Curva de aprendizaje para tiempos de toma de registros

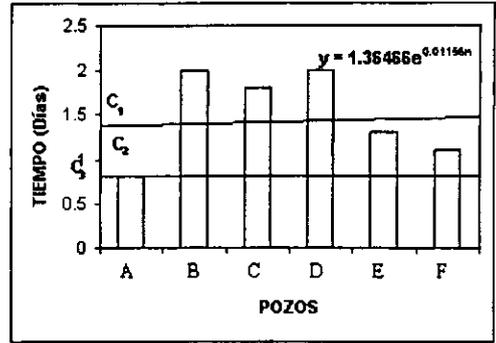


Figura 5.12 Curva de aprendizaje para tiempos de cementaciones y corridas de T.R.'s

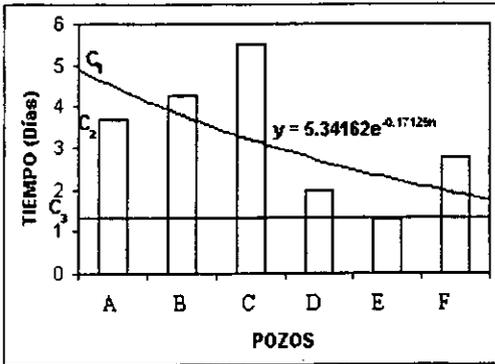


Figura 5.13 Curva de aprendizaje para tiempos de esperas

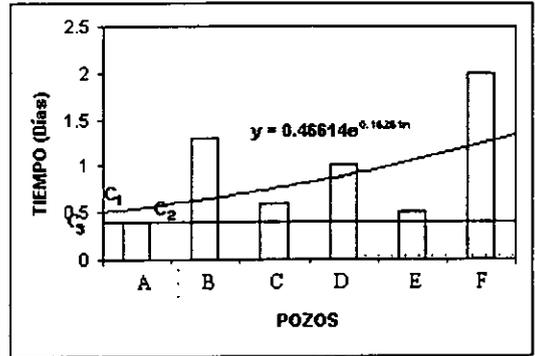


Figura 5.14 Curva de aprendizaje para tiempos de repasar agujero

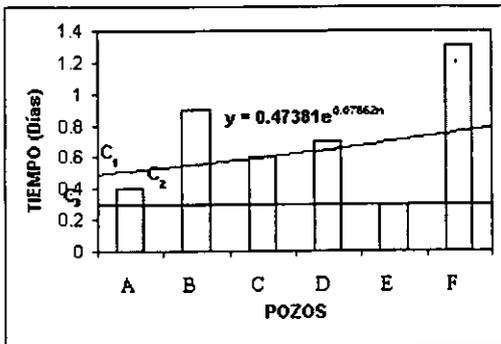


Figura 5.15 Curva de aprendizaje para tiempos de reparaciones

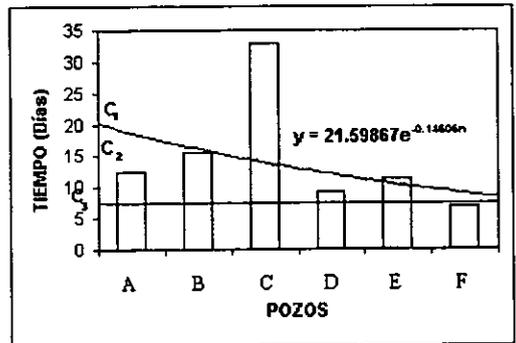


Figura 5.16 Curva de aprendizaje para tiempos de otras operaciones

Ejemplo 12**ÁREA ALTAMIRA**

En el caso de los pozos de estudio del área de Altamira, se tienen curvas de aprendizaje para la aplicación de la P.B.B. Los pozos considerados son el Enchilada 1, Lerma 1, Tazaquil 1, Sinclair 321 y 357 y Tronco 108. Las curvas de aprendizaje, indican un nivel aceptable de aprendizaje de la técnica bajo balance, sobre todo para aquellos del área Altamira (es decir, excluyendo el campo Franco Española).

En la tabla 5.8 se presenta el resumen de distribuciones de tiempo, bajo diferentes conceptos, cabe mencionar que el orden en el que aparecen los pozos, corresponden al orden de tiempo en el que fueron perforados. Los valores presentados de distribución de tiempo corresponden a los conceptos de perforación, viaje y conexión, circulación, acondicionamiento de fluido, toma de registros, cementación y corrida de tuberías de revestimiento, esperas, repasa o estabilización del agujero, reparación de equipo y otros. En este último concepto se incluyen todos aquellos tiempos no considerados anteriormente.

En la tabla 5.9 se muestran los valores característicos de la curva de aprendizaje calculados a partir de la ecuación 5. La figura 5.17 muestra la curva de aprendizaje obtenida en la aplicación de la técnica bajo balance en los pozos del área Altamira, dichas curvas, se presenta sobre las distribución acumulada de tiempos de perforación, bajo los conceptos anteriormente descritos.

En las figuras 5.18 a 5.24, se presentan las diferentes curvas de aprendizaje para los diferentes conceptos de tiempos de perforación descritos de los pozos del área de Altamira. En las curvas de aprendizaje mostradas se observa una tendencia favorable de aprendizaje, correspondiente a la aplicación satisfactoria de la técnica bajo balance.

CONCEPTO	POZO					
	A	B	C	D	E	F
1 PERFORA	24.5	17.5	39.7	1.2	10.7	2.4
2 VIAJES Y CONEXIÓN	15.4	25.2	23.3	3.8	18.6	14.1
3 CIRCULA	3.1	5.8	3.6	0.4	0.8	3.7
4 ACONDICIONA FLUIDO	0.1	1.0	0.5	0.0	0.0	3.8
5 TOMA REGISTRO	4.3	0.4	4.3	1.1	2.1	1.6
6 CEMENTACIÓN Y CORRIDAS DE TR's	0.7	0.4	1.4	0.0	0.4	0.0
7 ESPERAS	7.3	1.8	12.8	1.2	11.0	6.3
8 REPASA / ESTABILIZA AGUJERO	0.5	0.2	1.5	0.5	21.7	0.8
9 PESCA	0.6	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0
10 CONTROLA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
11 REPARA EQUIPO	0.7	0.1	1.7	0.0	1.3	0.7
12 OTROS (CSC, MUELE, AMPLIA AGUJERO, NUCLEA)	8.9	19.8	13.0	1.7	5.5	11.6
TOTAL	66.0	72.1	102.0	10.0	72.1	45.0

Tabla 5.8 Distribución de tiempos de operación, para los pozos perforados bajo balance en el área de Altamira

CONCEPTO	ECUACION	C ₁ , días	C ₂ , adim	C ₃ , días
TODOS	$y = 79.68652 e^{-0.14745n}$	69.68	0.1769	10.00
1	$y = 47.18781 e^{-0.47403n}$	45.98	0.5688	1.20
2	$y = 19.79732 e^{-0.09044n}$	15.99	0.1085	3.80
3	$y = 4.25774 e^{-0.20730n}$	3.85	0.2487	0.40
4	N/D	0.00	0.0000	0.00
5	$y = 1.98285 e^{-0.03805n}$	1.58	0.0456	0.40
6	N/D	0.00	0.0000	0.00
7	$y = 3.88966 e^{0.06647n}$	2.68	-0.0797	1.20
8	$y = 0.22601 e^{0.43748n}$	0.02	-0.5249	0.20
9	N/D	0.00	0.0000	0.00
10	N/D	0.00	0.0000	0.00
11	N/D	0.00	0.0000	0.00
12	$y = 12.50022 e^{-0.13007n}$	10.80	0.1560	1.70

Tabla 5.9 Valores característicos de las curvas de aprendizaje para pozos perforados bajo balance en el área de Altamira

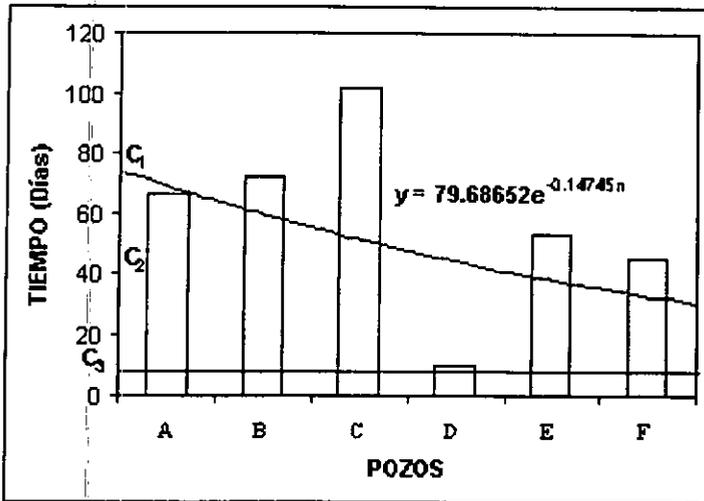


Figura 5.17 Curva de aprendizaje para la aplicación de la P.B.B. en los pozos del área Altamira, para la distribución acumulada de tiempos de perforación

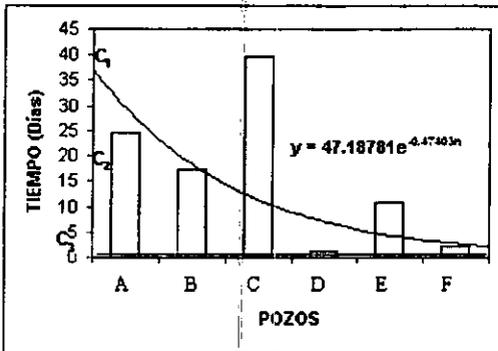


Figura 5.18 Curva de aprendizaje para tiempos de la perforación

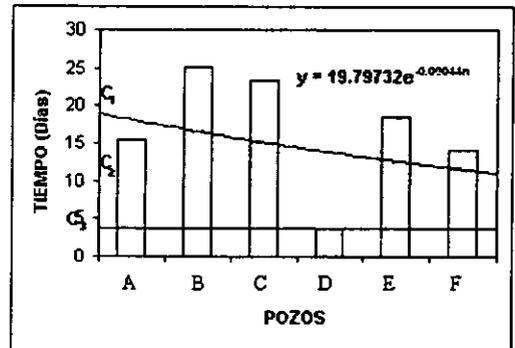


Figura 5.19 Curva de aprendizaje para tiempos de viajes y conexiones

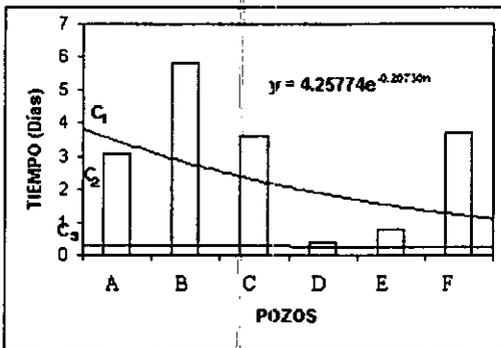


Figura 5.20 Curva de aprendizaje para tiempos de circulación

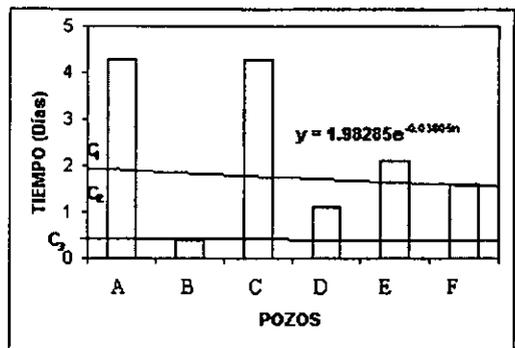


Figura 5.21 Curva de aprendizaje para tiempos de toma de registros

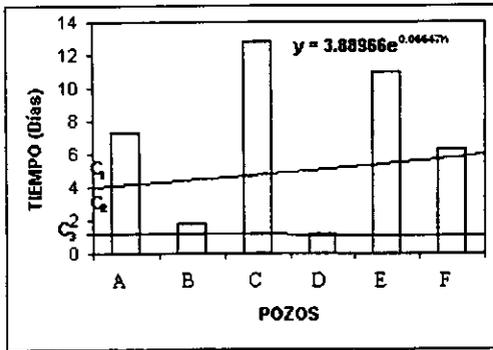


Figura 5.22 Curva de aprendizaje para tiempos de esperas

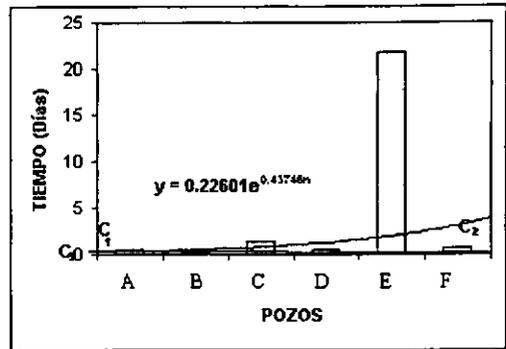


Figura 5.23 Curva de aprendizaje para tiempos de repasar agujero

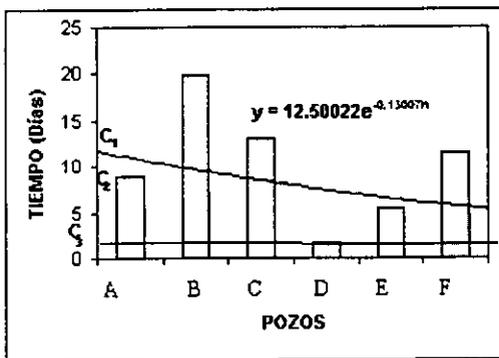


Figura 5.24 Curva de aprendizaje para tiempos de otras operaciones

V.6 ESTADÍSTICAS NACIONALES ³⁷

Perforación bajo balance

En México se han perforado 103 pozos bajo balance, lo cual ha permitido la solución de diversos problemas en las distintas regiones en las que la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos opera. De este modo, se han logrado perforar yacimientos depresionados, se han atravesado formaciones de lata inestabilidad hidrodinámica, y recientemente su empleo se enfocó a la prevención del daño a la formación, teniendo en la Región Sur resultados satisfactorios en los campos Tecominocán, Jujo, Agave, Catedral, Excuintle, Luna, Puerto Ceiba y Sen. Del mismo modo en los campos Cantarell y Santa Águeda de las regiones Marina y norte, respectivamente.

Estadísticamente la perforación bajo balance se resume de la siguiente manera, por Distrito o Región:

REGIÓN NORTE**Poza Rica**

Agua fría 867

Poza Rica 71 H

Poza Rica 72

Tajín 374

Cerro Azul

Rancho Nuevo 3 H

Rancho Nuevo 4 H

Rancho Nuevo 12 H

Rancho Nuevo 22 H

Rancho Nuevo 34 H

Rancho Nuevo 40 H

Rancho Nuevo 168 R

Altamira

Franco española 2

Franco española 5

Franco española 62

Franco española 36

Franco española 1

Lerma 101

Sinclair 312

Sinclair 321 H

Sinclair 357

Tronco 108

Veracruz

Cocuite 201

Copite 1

Novillero 1

Novillero 10

Veinte

REGIÓN SUR**Cárdenas**

Cárdenas 114-B

Cárdenas 434

Fénix 201

Jujo 9

Jujo 121

Tecominocán 121

Tecominocán 119

Tecominocán 120

Tecominocán 408

Tecominocán 422 A

Tecominocán 429

Tecominocán 447

Comalcalco

Oaxiacaque 2	Sen 45
Puerto Ceiba 105	Sen 47
Puerto Ceiba 105	Sen 63
Puerto Ceiba 105	Sen 65
Sen 6	Sen 67
Sen 31	Sen 121
Sen 37	Tecomate 1

Reforma

Agave 203	Catedral 85	Muspac 42-D
Agave 242	Catedral 87	Muspac 43
Agave 301	Catedral 103	Muspac 54
Carmito 2	Cunducán 17	Muspac 62
Catedral 3	Cunducán 25	Muspac 71
Catedral 5	Cunducán 27	Muspac 92
Catedral 15	Iride 1148	Muspac 94
Catedral 23	Iride 1164	Muspac 96
Catedral 41	Iride 1166	Río Nuevo 1051
Catedral 53	Iride 1168	Samaria 1113
Catedral 57	Muspac 2	Samaria 1185
Catedral 63	Muspac 14	Samaria 1187
Catedral 67	Muspac 14 R	Samaria 1199
Catedral 75		

Frontera

Caparroso 15	Gabanudo 1
Caparroso 15-D	Luna 1-D
Escuintle 2	Luna 12
Escuintle 13	Luna 32-D
Escuintle 22	Luna 34

Ciudad PEMEX

Fortuna Nacional 4
Fortuna Nacional 9

REGIÓN MARINA NORESTE

Cantarell 49 D
Cantarell 4 D
Cantarell 42 H

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En los últimos años la P.B.B. se ha utilizado con más frecuencia, debido a que es una técnica que permite producir al mismo tiempo que se perfora. Al realizar la P.B.B. se presenta la afluencia de fluido de la formación al pozo, por esta razón es muy importante seleccionar adecuadamente las características de diseño con las que debe cumplir el equipo y las herramientas adicionales, para llevar a cabo el manejo adecuado del flujo de los fluidos de control y de los fluidos producidos.

Las características de diseño del equipo, se ven directamente influenciadas por el tipo y la cantidad de fluidos producidos al mismo tiempo que se perfora.

Es esencial determinar las ventajas y desventajas que tiene cada tipo de fluido de perforación, empleado en esta tecnología, comparándolos con los empleados en la perforación convencional, con el fin de obtener mayores beneficios. Por tal motivo, se deben determinar los factores adecuados que permitan llevar a cabo la selección del sistema del fluido de perforación adecuado, para obtener un rendimiento óptimo a las condiciones y características presentes.

No cualquier prospecto es un candidato para llevar a cabo operaciones de bajo balance. Existe una serie de factores los cuales pueden llegar a ser una gran desventaja dependiendo de las características, aspectos y condiciones particulares de cada proyecto, en los que se incluyen, el incremento en los costos del equipo de perforación, dificultades con el equipo de perforación direccional, no poder mantener en forma continua la condición de bajo balance, en caso de que se presenten algunas limitaciones en cuanto a la capacidad de los equipos de control o producciones excesivas de hidrocarburos.

Las razones principales para realizar una P.B.B. son para mejorar la economía del proyecto, minimizar el daño a la formación y reducir el impacto ambiental.

La determinación de las ventajas técnicas (disminución al daño en la formación, incremento en la velocidad de penetración y/o el aumento de la productividad del pozo) y económicas (reducción de costos intangibles y tangibles de las operaciones involucradas en la perforación), que brinda la P.B.B. sobre los métodos convencionales, son algunos de los factores clave que determinan si se justifica el proyecto.

Existen algunos prospectos en donde la P.B.B. es técnicamente posible, pero no económicamente viable. Algunos de los factores que pueden ocasionar que un proyecto de bajo balance no sea redituable o económicamente justificable, pueden ser en formaciones con afluencias de agua a alta presión, cuando el incremento en el ritmo de penetración no reduce el costo de la perforación, en el caso de que la productividad del pozo es alta perforando de forma convencional, si el requerimiento de equipo y material no están disponibles en la localidad y el costo de su transporte y movilización excede a los beneficios de la perforación bajo balance.

Con base en los ejemplos de la aplicación de la técnica, para pozos con profundidades mayores a los 10000 pies, los resultados de la aplicación de esta técnica demuestran éxito. Aunque en la práctica, es recomendable el empleo de simuladores de las presiones de circulación para cualquier fluido empleado en la P.B.B. a profundidades mayores a los 5000 pies. De los ejemplos reales mostrados se observa que la tendencia de la asimilación de la P.B.B. en México es favorable, lo que corresponde a un aprendizaje y aplicación satisfactoria de esta técnica.

Se recomienda que al perforar pozos con alguna técnica bajo balance, se describa el uso del equipo no convencional (unidad de tubería flexible, "snubbing", etc.), para poder contar con parámetros de referencia y evaluación más claros.

El empleo de la P.B.B. es altamente recomendable en cualquier formación sujeta a daño, particularmente en yacimientos naturalmente fracturados (debido a que son altamente susceptibles al daño por perforación, ya que regularmente son perforados horizontalmente para interceptar las fracturas). Por otro lado, no se recomienda aplicar esta tecnología en yacimientos con permeabilidades muy bajas, formaciones con presiones extremadamente altas y formaciones altamente deleznable. Se sugiere el uso de procedimientos de P.B.B., cuando se presentan problemas de pérdida de circulación, con el fin de minimizar o evitar la pérdida significativa de fluido.

Se recomienda utilizar barrenas de larga duración del tipo PDC, para P.B.B., debido a que por su diseño son las más resistentes y las que ofrecen mayor efectividad.

NOMENCLATURA

SÍMBOLO

SIGNIFICADO

B	= Costo de la barrena (\$)
B_o	= Factor de volumen del aceite (bl de aceite @ c.y./ bl de aceite @ c.s)
C_{b_i}	= Costo de la barrena (\$)
C_{h_i}	= Costo probable para cada corrida de barrena (\$)
C_i	= Costo estimado para perforar el intervalo (\$)
C_r	= Costo de equipo por hora (\$)
C_{r_i}	= Costo por hora del equipo de operación durante la corrida de la barrena, incluyendo el valor del mástil, combustible, todos los servicios especiales y las rentas de equipo adicional. (\$)
C_T	= Costo total por pie (\$)
c_t	= Compresibilidad total (lb/pg ²) ⁻¹
C_1	= diferencia entre el tiempo del primer pozo y el tiempo de perforación mínimo susceptible de lograr en el campo. (días)
C_2	= velocidad de aprendizaje. (adimensional)
C_3	= tiempo de perforación mínimo factible de alcanzar. (días)
DR	= Tasa de descuento en porcentaje (%)
D_{max}	= Profundidad máxima (pies)
h	= Espesor del yacimiento (pie)
F	= Pies por barrena (pie)
k	= Permeabilidad del yacimiento (md)
L	= Longitud de la sección horizontal del yacimiento (pies)
n	= número de pozos del estudio.
\bar{p}_i	= Presión promedio del yacimiento (lb/pg ²)
p_{wf}	= Presión de fondo fluyendo (lb/pg ²)
Q	= Gasto (BPD)
q	= Gasto (BPD, MSCF/D)
r_e	= Radio del yacimiento (pies)
r_w	= Radio del pozo (pies)
s	= Factor de daño (adimensional)
T	= Temperatura (°R)
T	= Tiempo de viaje redondo (hora)

- t = Tiempo de rotación (rpm)
- t = tiempo requerido para perforar el n-ésimo pozo. (días)
- Z = Factor de desviación de los gases reales
- ΔP_s = Caída de presión debida al daño (lb/pg²)
- μ = Viscosidad (cp)
- σ_y = Presión de cedencia (lb/pg²)

REFERENCIAS

1. Bennion, D. B., F.B. Thomas, D.W. Bennion and R.F. Bietz "Underbalanced Drilling and Formation Damage – Is it the total solution?". Calgary, Canadá, Junio 12-15, 1994.
2. Bieseeman T. and V. Emeh "An Introduction to Underbalanced Drilling". Petroleum Abstract 625,613. 1996.
3. Bennion, D. B., F.B. Thomas, R.F. Bietz and D.W. Bennion "Underbalanced Drilling: Prises and Perils". First International Underbalanced Drilling Conference, The Hague, The Netherlands, Octubre 2-4, 1995. Petroleum Abstract 1997.
4. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, "Un siglo de la Perforación en México" Tomo IX, Técnicas especiales de perforación. 1999.
5. Gerencia de Ingeniería de Producción del IMP, "Estudio de aplicabilidad de la perforación bajo balance en el campo Cantarell" Línea de Terminación y Mantenimiento de Pozos PEMEX, 1997.
6. John McLennan, Richard S. Carden, "Underbalanced Drilling Manual" Gas Research Institute. Chicago, Illinois GRI Reference No. GRI-97/0236, 1997.
7. Alpine Oil Services Corporation "Underbalanced Drilling Services" Calgary, Alberta 1999.
8. "Fluid Lighten Up". Reaping the Rewards, An intrgrate approach to Underbalanced Drilling, E&P suplement. Marzo 2000.
9. Bennion, D.B. "Underbalanced Operations Offer Pluses and Minuses". Oil & Gas J. Enero 1, 1996
10. Moore, P.L. "Drilling Practices Manual". PennWell Publishing Company, Tulsa, OK. 1974.

11. Allan, P.D. "Nitrogen Drilling System for Gas Drilling Applications". SPE 28320 1994 Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA..
12. Tag, A. "Portable Prism Ò Nitrogen (PPN): A New Concept to Replace Liquid Nitrogen". 1st International Underbalanced Drilling Conference and Exhibition, The Hague, The Netherlands, Octubre 2-4 1995.
13. Scott, S.L., Wu, Y. and Bridges, T.J "Air Foam Improves Efficiency of Completion and Workover Operations in Low-Pressure Gas Wells" *SPEDC* Diciembre 1995 páginas 219-225.
14. Fried, S. and MacDonald, C. "Nitrogen Supply Alternatives for Underbalanced Drilling". 1st International Underbalanced Drilling Conference and Exhibition, The Hague, The Netherlands, Octubre 2-4 1995.
15. Noel Monjure, "IADC-UBO panel adopts underbalanced well classification" *World Oil* No.1, Marzo 2001. Páginas 56-58.
16. Cress, L.A., Stone C.R. and Tangedahl, M. "History and Development of a Rotating Blowout Preventor". IADC/SPE 23931, IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans 1992.
17. Cummings, S.G. "Natural Gas Drilling Methods and Practice: San Juan Basin, New Mexico". SPE/IADC 16167, SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, LA. 1987.
18. Fraser, I.M. and Moore, R.H. "Guidelines for Stable Foam Drilling Through Permafrost". SPE/IADC 16055, SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, LA. 1987.
19. Curtis, F. and Lunan, B. "Underbalanced Drilling Operations: Correct Operating Procedures Using a Closed Surface Control System to Drill for Oil and Gas". International Underbalanced Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, Febrero 28-Marzo 2, 1995.
20. Hannigan, D.M. and Bourgoyne, A.T., Jr. "Underbalanced Drilling Rotating Control Head Technology Increasing in Importance". International Underbalanced Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, Febrero 28-Marzo 2, 1995.

21. Leising, L.J. and Newman, K.R. "Coiled-Tubing Drilling". SPEDC Diciembre 1993. Páginas 227-232.
22. Madigan, J. "Applications of Slimhole Technology - A Service Company Perspective" DEA 44/67 Forum on Horizontal and Slimhole/Coiled Tubing Technology 1993.
23. Curtis, F. and Lunan, B. "Underbalance Drilling Manual" Capítulo 8 - Well control during production and emergency shut down of wells, 8.7.1.1. Snubbing Units. Página 227. Curtis - Lunan and Associates Inc. 1997
24. Kevin Schmigel, "Controlled-pressure drilling system proved offshore UK" World Oil No.1, Marzo 2001. Páginas 43-45.
25. Hook, R.A., Cooper, L.W. and Payne, B.R. "Air, Mist and Foam Drilling: A Look at the Latest Techniques: Parts I and II". World Oil Abril y Mayo 1977.
26. Mason, K.L.. "Tricone Bit Selection Using Sonic Logs". SPE 13256, 59th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. 1984.
27. Sparr, J., Ledgerwood, L., Goodman, H., Graff, R.L. and Moo, T.J. "Formation Compressive Strength Estimates for Predicting Drillability and PDC Bit Selection". SPE/IADC, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, Febrero 28-Marzo 2, 1995.
28. Bradley, W.B. and Fontenot, J.E. "The Prediction and Control of Casing Wear". JPT Febrero 1975. Páginas 233-243.
29. Dowell Schlumberger "Cementing Technology". Nova Communications Ltd., London, 1984.
30. Medley, G.H., Maurer, W.C. and Garkasi, A.Y. "Use of Hollow Glass Spheres for Underbalanced Drilling Fluids". SPE 30500 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, Octubre 22-25, 1995.
31. Rozières, J. and Ferrière, R. F. "Foamed Cement Characterization Under Downhole Conditions and Its Impact on Job Design". IADC/SPE 19935, IADC/SPE Drilling Conference, Febrero 27-Marzo 2, 1990.

32. Reiley, R.H., Black, J.W., Stagg, T.O., Walters, D.A. and Atol, G.R. "Improving Liner Cementing in High-Angle/Horizontal Wells". World Oil's Handbook of Horizontal Drilling and Completion Technology, Gulf Publishing Company, Houston, TX 1991. Páginas 54-58.
33. Chmilowski, W. and Kondratoff, L.B. "Foamed Cement for Squeeze Cementing Low-Pressure, Highly Permeable Reservoirs: Design and Evaluation," SPEDE Diciembre 1992. Páginas 284-290.
34. Allen, T.O. and Roberts, A.P.: "Production Operations - Well Completions, Workover and Stimulation," Volume 2, OGCI, Tulsa, OK, 1982.
35. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar, comunicación directa.
36. "Estudio técnico económico de resultados de la perforación bajo balance y perforación con tubería flexible en la región norte", I.M.P., Diciembre del 2000.
37. Juan Alfredo Ríos Jiménez , Héctor A. Mandujano Santiago, Jesús Valenzuela Cázares, Héctor R. López Flores "Desarrollo de la Perforación Bajo Balance en México" XII Congreso Latinoamericano de Perforación, Petróleos Mexicanos.