



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

**PERFORACIÓN BAJO BALANCE:  
EQUIPO Y TÉCNICAS**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A:  
LUIS GERARDO GARCÍA VELA



**ASESOR: M.C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2005**

m. 344018



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-219

**SR. LUIS GERARDO GARCÍA VELA**  
**Presente**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en C. Jaime Ortiz Ramírez y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**PERFORACIÓN BAJO BALANCE: EQUIPO Y TÉCNICAS**

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I ELEMENTOS ESPECIALES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE
- II SELECCIÓN DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE
- III ESTRUCTURA DE UN PROYECTO DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE
- IV BENEFICIOS Y RIESGOS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- APÉNDICE
- GLOSARIO
- BIBLIOGRAFÍA

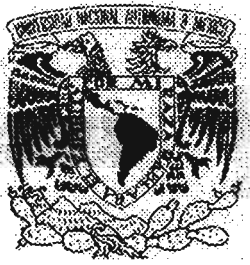
Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., a 16 de marzo de 2005  
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO  
GFB/JAGC\*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e imprimir el contenido de mi trabajo recepcional.  
NOMBRE: Luis Gerardo García Vela  
FECHA: 11-12-05  
FIRMA: [Firma]



---

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

“PERFORACIÓN BAJOBALANCE: EQUIPO Y TÉCNICAS”

TESIS PRESENTADA POR:

LUIS GERARDO GARCÍA VELA

DIRIGIDA POR:

M. C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M. C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ

SECRETARIO: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

1ER SUPLENTE: ING. RAFAEL VIÑAS RODRÍGUEZ

2DO. SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO

Manuscritas firmas de los miembros del jurado sobre líneas horizontales.

*A mi familia*

*Por guiarme de la mejor forma a través de la vida: mis padres con su cariño y sabiduría; mis hermanos, con su amistad; mis sobrinos, con su frescura*

*A mi novia*

*Por darle un mayor significado a mi vida al hacerla más completa. Siempre tendrás un lugar en mi corazón por lo maravillosa que eres*

*A mis amigos y compañeros*

*Por los gratos momentos de convivencia que pasamos, así como los de arduo trabajo a través de toda la carrera; nunca se olvidarán*

*A mis profesores*

*Por su dedicación y apoyo. Al compartir sus conocimientos no sólo forman profesionales, sino también personas*

## Índice

	Página
<b>Resumen</b>	i
<b>Introducción</b>	
<u>Definición de la Perforación Bajobalance</u>	1
<u>Historia de la Perforación Bajobalance</u>	2
Época de los pioneros y primeras adopciones	2
Estado actual de la Perforación Bajobalance	3
<u>Atractivo de la Perforación Bajobalance</u>	5
<u>Control de pozos perforados en Bajobalance</u>	6
<u>Impacto en la adición de reservas</u>	7
<b>Capítulo 1.- Elementos especiales de la Perforación Bajobalance</b>	
<u>1.1 Equipo de fondo</u>	9
1.1.1 Aparejo de fondo	9
1.1.2 Dispositivos de apoyo	11
<u>1.2 Equipo superficial</u>	13
1.2.1 Sistema de inyección	13
1.2.2 Sistema de retorno	14
<u>1.3 Fluidos de perforación</u>	26
1.3.1 Fluido densificado	26
1.3.2 Fluido ligero	27
<u>1.4 Técnicas de Perforación Bajobalance</u>	32
1.4.1 Sarta parásita	33
1.4.2 Sarta concéntrica	35
1.4.3 Sarta de perforación	36
<b>Capítulo 2.- Selección de la Perforación Bajobalance</b>	
<u>2.1 Estudios previos</u>	39
2.1.1 Diseño de las pruebas	39
2.1.2 Evaluación del daño a la formación	44
2.1.3 Evaluación de las pérdidas de circulación	48
2.1.4 Evaluación de la posibilidad de pegadura de tubería	49
2.1.5 Gasto óptimo de circulación (hidráulica)	49
2.1.6 Cálculo de la presión anular	50
2.1.7 Cuantificación de la productividad	52
<u>2.2 Pruebas de laboratorio</u>	53
2.2.1 Evaluación para la Perforación Bajobalance	54
2.2.2 Evaluación para la Perforación Sobrebalance	54

2.3	<u>Selección de yacimientos aptos</u>	55
2.3.1	<u>Tipos de yacimientos idóneos</u>	56
2.3.2	<u>Tipos de yacimientos no elegibles</u>	57
2.4	<u>Clasificación de pozos Bajobalance</u>	57
2.4.1	<u>Ejemplos de uso del sistema</u>	59

### **Capítulo 3.- Estructura de un proyecto de Perforación Bajobalance**

3.1	<u>Administración de un proyecto de Perforación Bajobalance</u>	61
3.1.1	<u>Fuerza de trabajo/Comunicación</u>	63
3.2	<u>Etapas de la Perforación Bajobalance</u>	67
3.2.1	<u>Etapa de Diseño</u>	70
3.2.2	<u>Etapa de Ejecución</u>	84
3.2.3	<u>Etapa de Revisión y Conclusiones</u>	96

### **Capítulo 4.- Beneficios y riesgos de la Perforación Bajobalance**

4.1	<u>Bases de comparación entre Sobrebalance y Bajobalance</u>	97
4.2	<u>Ventajas de la Perforación Bajobalance</u>	97
4.2.1	<u>Reducción en el daño a la formación</u>	97
4.2.2	<u>Aumento en la velocidad de penetración (ROP)</u>	98
4.2.3	<u>Indicación temprana de zonas de interés</u>	98
4.2.4	<u>Medición de parámetros mientras se perfora</u>	99
4.2.5	<u>Habilidad para fluir/probar durante la perforación</u>	99
4.2.6	<u>Medición petrofísica</u>	101
4.3	<u>Desventajas de la Perforación Bajobalance</u>	102
4.3.1	<u>Gastos económicos</u>	102
4.3.2	<u>Aspectos de seguridad</u>	106
4.3.3	<u>Estabilidad del agujero</u>	106
4.3.4	<u>Falla en la manutención de la condición Bajobalance</u>	106
4.3.5	<u>Terminación y control de los pozos</u>	109
4.3.6	<u>Efectos de imbibición</u>	110
4.3.7	<u>Endurecimiento y molienda</u>	110
4.3.8	<u>Invasión inducida por gravedad</u>	111
4.3.9	<u>Dificultad de ejecución y control en zonas de alta permeabilidad</u>	113
4.3.10	<u>Riesgo profesional y político debido a fallas</u>	113

<b>Conclusiones y Recomendaciones</b>	115
---------------------------------------	-----

<b>Apéndice</b>	117
-----------------	-----

<b>Glosario</b>	125
-----------------	-----

<b>Bibliografía</b>	133
---------------------	-----

## Resumen

La industria petrolera representa una situación cambiante día a día, enfrentándose a los nuevos retos mediante la introducción de técnicas revolucionarias en el campo. El caso de la perforación no es excepción, buscándose siempre el lograr mejores resultados en menor tiempo.

En la actualidad, la demanda energética mundial ha menguado a las reservas en muchos países, especialmente en México, en donde la actividad de exploración no ha logrado adicionar volúmenes importantes; debido a tal escenario, es necesario el continuar desarrollando yacimientos depresionados o con problemas de pérdida de circulación y presencia de formaciones arcillosas hidratables.

Uno de los métodos revolucionarios para afrontar muchas de las características de los yacimientos (especialmente en los campos mexicanos del sur y marinos) es la perforación bajobalance, la cual consiste en utilizar un fluido ligero de perforación en conjunto con equipo especializado para condiciones de trabajo con altas presiones y gastos superficiales; esto se debe a que se procura el tener una columna hidrostática de menor presión que la ejercida por los fluidos contenidos dentro de la formación de interés. Por su naturaleza, ésta técnica requiere de esquemas de selección y estructuración de su programa más detallados que su contraparte de sobrealance (perforación convencional).

El objetivo de este trabajo es el dar a conocer las bases de la perforación bajobalance, el equipo especial que se requiere junto con los sistemas de fluidos de perforación aptos para alcanzar y mantener una condición bajobalance. De forma más detallada, se compilan los estatutos de selección de un proyecto bajobalance en forma de estudios y cálculos básicos; se continúa con la estructura de una guía para la administración del mismo proyecto, prestando atención a las etapas de diseño, ejecución y revisión.

En la parte final del trabajo se identifican las ventajas y desventajas inherentes de una perforación bajobalance, terminando en la formulación de conclusiones y recomendaciones.

Los puntos anteriores fueron tomados en cuenta por la razón de que, aparte de ser una tecnología en constante crecimiento, la perforación bajobalance tiende a ser una buena solución (claro está, cuando es llevada a cabo efectivamente) para la problemática nacional, que ha impulsado la perforación de pozos en yacimientos con cierto grado de dificultad. Es importante resaltar que no es la solución para todos los problemas, por lo que su selección y comprensión de equipo, técnicas y administración es fundamental para el éxito del proyecto, siempre estando conscientes de los beneficios y riesgos.



## Introducción

### Definición de la Perforación Bajobalance.-

La perforación bajobalance (UBD) es la técnica en la cual la presión hidrostática del fluido que circula en el fondo del agujero, mientras se realiza la perforación del pozo, es mantenida intencionalmente a una presión menor que la registrada en la formación que se esté atravesando (especialmente si es la objetivo o de interés).

Esta condición puede ser generada naturalmente con fluidos de baja densidad (agua llana o sistemas a base de hidrocarburos ligeros) en algunas situaciones en donde existe alta presión natural de la formación. Esta técnica es referida comúnmente como perforación con flujo.

En muchas situaciones la misma condición bajobalance es generada artificialmente mediante la inyección continua de algún tipo de gas no condensable dentro del sistema de fluido líquido circulante, para así reducir la densidad hidrostática efectiva.

El gas comúnmente más utilizado es el nitrógeno, por su disponibilidad y facilidad de transporte, aunque también se han ejecutado operaciones bajobalance con aire, gas natural, gas procesado, gas de combustión y mezcla de aire con oxígeno reducido (el cual es procesado anteriormente con una unidad de membrana semipermeable); dependiendo de la situación específica del yacimiento en consideración.

Las técnicas de perforación bajobalance han sido aplicadas frecuentemente para pozos horizontales, en donde el peligro latente de dañar severamente a la formación ha sido de particular importancia a causa de los tiempos de contacto prolongado de los fluidos con la roca y una mayor prevalecencia de las terminaciones en agujero descubierto, ya sea incluso en aplicaciones de pozos horizontales vs. verticales. Lo anterior está relacionado a que aún si el daño por invasión es relativamente somero, éste puede reducir significativamente la productividad de un pozo horizontal en agujero descubierto, en comparación con un pozo vertical adomado.

En un aspecto más técnico, al tener una densidad equivalente de circulación (DEC) del fluido de perforación menor que la presión de poro del yacimiento, los hidrocarburos fluyen hacia el pozo de forma natural durante la misma operación de perforación, con un gasto que controle a la DEC y con el equipo superficial especializado que se requiera. La principal diferencia con la perforación sobrebalance (OBD), también referida como convencional, es que en la modalidad bajobalance el control primario del pozo no se apoya principalmente

en la presión de la columna hidrostática dentro del pozo, sino en el equipo superficial, en donde la presión es registrada y controlada más fácilmente.

La política resultante es la de no “matar” al pozo (controlarlo para realizar diversas operaciones) durante su vida operativa, ya sea para su perforación, terminación o reparación. Por lo tanto, se reducen considerablemente los costos operativos a largo plazo de un proyecto de explotación de campos.

## **Historia de la Perforación Bajobalance.-**

### **Época de los pioneros y primeras adopciones.-**

En realidad la modalidad de perforar en condiciones bajobalance resulta ser el método más antiguo de perforación, datando desde la mitad del siglo XIX.

En los tiempos en que todavía no aparecían los equipos rotatorios, eran las herramientas accionadas por cable las que penetraban a las formaciones desde la superficie hasta el yacimiento mediante la acción recíproca de apuntalar la cara de la roca, siendo una técnica poco efectiva con los objetivos a cada vez más profundidad. La regla de campo consistía en que un descontrol significaba un descubrimiento; sin descontrol, simplemente no lo había.

Los requerimientos para el control de pozos, en pos de salvaguardar inicialmente la producción de los hidrocarburos, así como al personal y posteriormente también al medio ambiente, agilizaron el desarrollo de la perforación sobrebalance, ahora considerada como el método convencional.

Sin embargo, la perforación convencional conlleva una serie de fallas:

- Permite todo, excepto que las zonas más productivas sean descubiertas.
- Conlleva una baja velocidad de penetración (ROP) de la barrena.
- Resulta en un gasto excesivo de la barrena.
- Las formaciones productoras son dañadas por el fluido invasor y los recortes.
- Peligro permanente de que suceda pegadura diferencial de la sarta de perforación y las herramientas de línea de acero.
- Permite descontroles cuando se encuentra más presión que la contenida en la columna hidrostática dentro del pozo.
- Ocurren problemas de perforación y control de pozos cuando se perfora horizontalmente en yacimientos fracturados verticalmente.

En el caso de pérdidas de fluidos y daños a la formación, los problemas se incrementan debido a que el agujero está descubierto por un tiempo más largo cuando se perfora horizontalmente (la nueva tendencia para yacimientos

depressionados), y a que su longitud es mayor a través de la sección del yacimiento. Los operadores alrededor del mundo vieron rápidamente las ventajas de la perforación horizontal, la cual se volvió una técnica estándar de desarrollo de campos, tanto terrestres como marinos, en donde la geología y el yacimiento sean compatibles con este método de explotación. Lo mismo se aplica ahora a la perforación bajobalance, ya que las ventajas son vistas de la misma forma y su tecnología es compatible con éste tipo de proyectos.

A la fecha, decenas de miles de pozos han sido beneficiados con el uso del equipo y tecnología de la perforación bajobalance, desde finales de los 80's.

La perforación bajobalance se originó en los campos del sur de Texas, como una perforación fluyente aplicada para penetrar a las formaciones fracturadas. Su éxito se ha probado en todo el mundo, en áreas tales como el sur de Canadá, todo Estados Unidos, México, Australia, Argentina occidental y China.

## **Estado actual de la Perforación Bajobalance.-**

Cerca de la tercera parte de los pozos perforados hoy en día en tierra firme dentro de los Estados Unidos utilizan equipo y tecnología para bajobalance. En Canadá es cerca del 43% y China espera que sea el 25% en el 2005; de igual forma, México también se ha visto beneficiado desde 1995, continuando con ésta tendencia en varios pozos de la Región Sur (localizados en el estado de Tabasco).

De entre las compañías que ya dominan la técnica de perforar en bajobalance se encuentra Petróleos Mexicanos (PEMEX), Weatherford, Precision Drilling, Sperry Sun, Royal Dutch Shell, entre otras.

Lo anterior corresponde a que:

- La mayoría de los pozos son perforados verdaderamente en bajobalance en algún punto dentro del programa de perforación.
- Muchos pozos son perforados más cercanamente al balance que con las prácticas convencionales se pudiese permitir de forma segura.
- Los beneficios del bajobalance hacen frente a la mayoría de las fallas de la perforación convencional.
- Los programas de perforación bajobalance algunas veces son más caros inicialmente, pero el valor presente neto (VPN) considera una mayor y más temprana extracción de hidrocarburos.

Incluso, la perforación bajobalance ha sido definida por la publicación Harts E&P como una de las 10 Mejores Tecnologías para la industria petrolera del siglo XX:

- Sismología por Reflexión.
- Registros Eléctricos.
- Perforación Direccional.
- Barrenas Tricónicas.
- Perforación a Chorro.

- Top Drive.
- Tubería Flexible (TF).
- Perforación Marina.
- Perforación Bajobalance.

Ésta técnica ha sido utilizada con una frecuencia creciente para minimizar a los problemas asociados con el daño a la formación por invasión, lo cual reduce por mucho la productividad de los yacimientos de gas y aceite, particularmente en la perforación de pozos horizontales en agujero descubierto. Cuando se diseña y ejecuta apropiadamente, se minimiza o elimina a los problemas asociados con la invasión de partículas hacia la formación, así como una multitud de otros aspectos negativos, tales como reacciones adversas con las arcillas, el entrapamiento de fases, las precipitaciones y emulsificaciones, los cuales pueden ser causados por la invasión de los filtrados de lodo incompatibles durante una condición sobrebalance.

En muchas operaciones bajobalance los beneficios adicionales son vistos a causa de la reducción en el tiempo de perforación, mayores velocidades de penetración (ROP), incremento en la vida de la barrena, una rápida indicación de las zonas productivas del yacimiento y el potencial para realizar pruebas de flujo dinámico mientras se perfora.

Si se toma en cuenta a un registro de control de pozos perforados en bajobalance, se encuentra que ésta modalidad es entre un 24% y 30% mejor que los perforados convencionalmente (ref. IADC: Comité UBO, Diciembre 2000), dado que el estado bajobalance es en sí una "manifestación controlada". Lo anterior lleva a las premisas de que:

- El equipo superficial es dimensionado y probado para asegurar su propósito de diseño antes de que la perforación comience.
- Los conjuntos de preventores son probados y mantenidos de forma más meticulosa, ya que se espera sean utilizados con mayor frecuencia.
- El elemento sorpresa es eliminado (el flujo de la formación hacia el pozo es esperado).
- Los pozos son generalmente planeados más a fondo, juntos con los planes de contingencia.
- La barrera de protección redundante puede ser incorporada en la selección del equipo superficial.

Aún así, la perforación bajobalance no es una solución para todos los problemas de daño a la formación. El daño causado por programas bajobalance pobremente diseñados y/o ejecutados puede competir e incluso exceder por mucho al que pudiese ocurrir con un programa de perforación convencional bien diseñado.

## **Atractivo de la Perforación Bajobalance.-**

Se ha demostrado en algunas áreas que la perforación bajobalance puede mejorar significativamente la economía del desarrollo de yacimientos mediante el incremento en la productividad del pozo, así como la reducción en los costos de perforación. Un incremento en la productividad del pozo puede alcanzarse mediante el mantenimiento del agujero en una condición bajobalance durante las operaciones de perforación y terminación.

El daño a la formación es evitado, ya que el flujo de la formación al pozo es continuo, previniendo que el lodo y su filtrado entren por la cara de la roca.

En la práctica es muy difícil el mantener continuamente al estado bajobalance; es más fácil lograrlo en campos de baja presión, ya que la misma del yacimiento es generalmente menor que la de trabajo de las cabezas rotatorias (RH) disponibles para el control del pozo.

Además, la economía favorece a la perforación de un gran número de pozos horizontales. Esto es, el bajobalance es la progresión natural e inevitable de la perforación horizontal, conceptualizada para el re – desarrollo de campos y ahora aplicada hacia los nuevos yacimientos en donde el daño es un problema latente.

Un programa extendido de perforación, en el cual el equipo permanece en el mismo campo para perforar varios pozos, favorece al desarrollo de procedimientos óptimos, así como al entrenamiento de las cuadrillas.

Sin embargo, algunos de éstos yacimientos contienen gas amargo, lo cual incrementa significativamente la complejidad de la seguridad requerida.

La perforación horizontal aumentó en mayor medida a las tasas de recuperación y de producción, particularmente en el re – desarrollo de yacimientos depresionados, pero sigue encontrando muchos de los problemas de perforación asociados con los pozos direccionales perforados convencionalmente.

En otras áreas, la principal atracción de la perforación bajobalance es el reducir a los costos de perforación, ya que se realiza con velocidades de penetración (ROP) más rápidas y menores tiempos no productivos (TNP). En adición, el volumen de fluido de perforación perdido hacia la formación puede ser reducido grandemente.

El torque y el arrastre son reducidos cuando se perforan zonas depresionadas y existe menor riesgo de que la sarta de perforación se pegue a la pared del agujero.

La magnitud del flujo desde el pozo puede servir como una prueba a la formación penetrada mientras se realiza la operación de perforar. Tal información adicional puede asistir en la decisión sobre cuándo se ha alcanzado una longitud lateral económicamente viable (en el caso de una sección horizontal).

En áreas en donde la profundidad de la formación y la presión de poro son mucho mayores que las presiones de trabajo de los sellos rotatorios, la condición bajobalance no es mantenida durante la operación entera de perforación y

terminación. El pozo es generalmente controlado (“matado”) antes de hacer viajes o cuando la presión superficial alcanza un nivel arriba de lo deseado.

La mayoría de los hidrocarburos que se están explotando hoy en día se encuentran en campos desarrollados o en yacimientos complejos y de baja calidad. Aquí es en donde la tecnología de perforación bajobalance puede mejorar la recuperación y, en algunos casos, reducir los costos de desarrollo.

## **Control de pozos perforados en Bajobalance.-**

Los pozos horizontales o verticales perforados en bajobalance, o mientras fluyen, deben tener equipo superficial y un arreglo de preventores diseñados especialmente para las operaciones de circulación con fluidos represionados. En el caso especial de un pozo horizontal, éstos pueden ser perforados también en sobrebalance o cerca del balance, pero ciertamente las técnicas convencionales de control de pozos no siempre se pueden aplicar efectivamente.

Durante la perforación de la sección lateral de un pozo horizontal, el principal medio de control de pozos (la columna hidrostática del fluido dentro del pozo) puede ser inefectivo a causa de las presiones anormales, el derrumbamiento de la formación, las pérdidas de circulación o las prácticas de perforación bajobalance en sí.

Las prácticas convencionales para el control de pozos están basadas en el mantener a la presión del agujero mayor que la de las formaciones expuestas por la barrena, lo cual resulta ser el principal punto de control mediante el uso de un fluido de perforación pesado. Un evento no deseable en el control de pozos, que es una manifestación, ocurre cuando la presión del agujero cae inadvertidamente debajo de la presión de poro de una zona permeable y los fluidos de la formación empiezan a fluir hacia el pozo.

Las prácticas convencionales cubren a los métodos para detectar y eludir a las manifestaciones, así como a los procedimientos para suspender a las operaciones de perforación y remover a los fluidos de la formación fuera del pozo.

La perforación bajobalance se refiere a la práctica de perforar intencionalmente a un pozo con presiones menores que la de los poros de la formación. Para tal objetivo, se han desarrollado equipos especializados para el control de pozos, permitiendo que éstos sean perforados mientras las formaciones fluyen.

Un elemento clave de los equipos especializados para las operaciones en bajobalance es la cabeza rotatoria (RH), en adición con un conjunto de preventores rotatorios (RBOP), múltiples de estrangulación, separadores de lodo/gas/aceite/recortes y el equipo para manejar a los hidrocarburos producidos.

Incluso ahora, las RH están disponibles con presiones de operación de más de 14 000 [kPa] (2 000 [psi]), lo cual permite que los métodos de perforación

bajobalance sean aplicados a un rango mucho más amplio de profundidades y presiones de formación.

La perforación bajobalance de pozos horizontales ha permitido que las formaciones almacenadoras de hidrocarburos sean ahora desarrolladas en áreas en donde las prácticas convencionales de perforación previas no fueron económicas.

## **Impacto en la adición de reservas.-**

Las reservas incrementadas provienen de los siguientes beneficios que aporta la perforación bajobalance:

### Daño reducido a la formación.-

La reducción en el daño puede manifestarse en varias formas, la mayoría de las cuales son difíciles de predecir precisamente con las herramientas disponibles actualmente. De una forma cualitativa, la reducción del daño incrementa la recuperación de hidrocarburos al permitir localizar más intervalos de interés dentro de una formación productora, al contribuir en la disminución de la presión de abandono y del subsecuente recorte en las reservas netas.

### Acceso mejorado.-

Las técnicas de perforación bajobalance hacen posible el perforar pozos en circunstancias en donde los métodos convencionales no funcionan adecuadamente.

### Evaluación del yacimiento mientras se perfora.-

Muchos profesionales del campo pueden citar casos en donde las zonas productivas han sido pasadas en alto a causa de que fueron perforadas en sobrebalance. Tales zonas se veían bien en un registro, pero no fueron probadas por la falta de evidencia, o porque produjeron poco o nada cuando se probaron.

Si en un esquema de desarrollo convencional se recuperarán reservas económicas de  $X$  [bls], y un esquema de perforación bajobalance recuperará reservas económicas de  $1.5X$  [bls], entonces la porción de las reservas atribuibles al bajobalance es de  $0.5X$  [bls] en reservas.

Un ejemplo más complejo del uso de la perforación bajobalance es visto en los proyectos de recuperación mejorada (RM), los cuales son llevados a cabo en campos maduros con yacimientos semi – depresionados. El esquema total para lograr la recuperación incremental comprende pozos de inyección de gas o líquido, así como a las instalaciones superficiales necesarias.

Si los pozos no pueden ser perforados exitosamente en un campo depresionado sin la perforación bajobalance, entonces éste método se vuelve una tecnología crucial para el proyecto total de recuperación mejorada.



# **Capítulo 1 .-**

## **Elementos especiales de la Perforación Bajobalance**

### **1.1 Equipo de fondo**

#### **1.1.1 Aparejo de fondo**

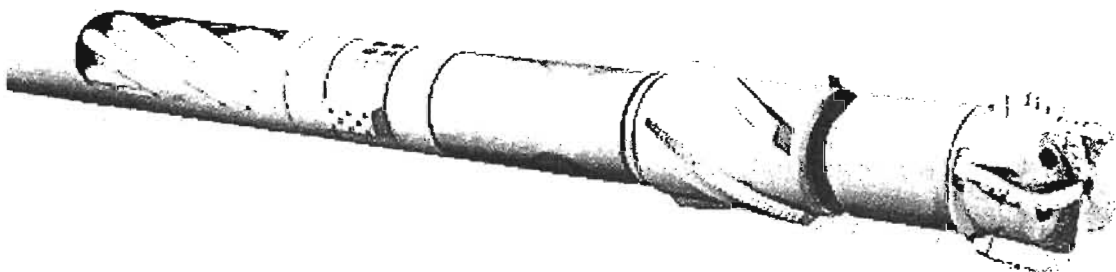
##### **1.1.1.1 Motor de fondo**

Para las operaciones direccionales, la forma más práctica de orientar a la barrena es utilizando un motor de fondo, el cual es accionado por la fuerza hidráulica resultante de un gasto volumétrico del fluido de perforación a través de sus componentes (*Figura 1.1*).

Las consideraciones para su elección abarcan al diámetro del agujero, comportamiento hidráulico para una limpieza adecuada, ajuste de su coraza con las de más herramientas, etc. Las dos principales diferencias en la selección del motor son los efectos y diseño apropiados del sistema de flujo multifásico y las consideraciones de las revoluciones por minuto (rpm) requeridas.

Para el diseño de un motor de fondo está claro que una clave es el gasto volumétrico del flujo que lo hace funcionar; por lo tanto, la compresibilidad de los fluidos para la perforación bajobalance hace que tal gasto varíe dependiendo de la presión de circulación en el fondo del agujero.

El motor de fondo es colocado directamente debajo de la herramienta de orientación y es la única parte de la sarta de perforación que rota cuando se utiliza ésta configuración.



**Figura 1.1.- Motor de fondo.**

### 1.1.1.2 Válvula de circulación

Es una válvula de seguridad operada hidráulicamente, incorporada en la herramienta de orientación; su función es la de desviar al flujo del fluido de perforación en la porción correspondiente al motor de fondo.

Durante la perforación, se forman capas de recortes adheridos al motor de fondo, sobre todo en condiciones de gastos bajos, por lo que es necesario incrementarlos para movilizar y transportar a tales recortes hacia la superficie.

### 1.1.1.3 Herramienta de orientación

Éste dispositivo permite la manipulación de la trayectoria del pozo, incorporando un actuador hidráulico integral y bombas controladas desde la superficie. El control de la dirección puede ser a través de una palanca ("joystick"), monitoreando la operación con computadoras en tiempo real.

### 1.1.1.4 Módulo de herramientas direccionales

Se compone del collar ("drill collar") no magnético, constituido de acero en aleación de Manganeso - Cromo, albergando a la herramienta direccional. Por su naturaleza "delicada", se instala aproximadamente a 12 [m] detrás de la barrena, para evitar en lo máximo las vibraciones e interferencias, sin quedar demasiado alejado del frente de avance.

La información provista incluye al azimut, inclinación, orientación y rayos gamma (opcional).

### 1.1.1.5 Herramienta de liberación

Se posiciona en la parte superior del módulo de instrumentos y el collar no magnético, para que esté disponible en caso de que el aparejo de fondo se atrape. Si fuese necesario el activar a la herramienta de liberación, el collar no magnético, la herramienta de orientación, el motor de fondo y la barrena serían dejados en el agujero para su posible recuperación o su abandono en el peor de los casos.

Éste dispositivo puede ser operado eléctricamente mediante un cable instalado en el interior de la sarta de perforación o convencionalmente, con un mecanismo de liberación por caída de balón. Adicionalmente, se pueden colocar válvulas de retorno (check) sobre la herramienta de liberación para proteger la condición de flujo del sistema una vez que se acciona.

### 1.1.1.6 Módulo de instrumentos

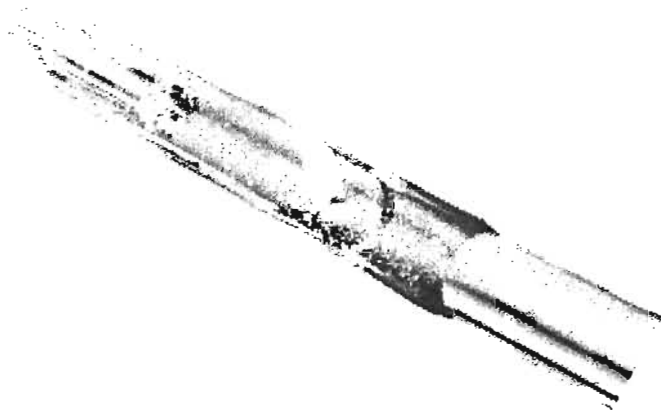
Provee señales en tiempo real, que recaban a la presión anular en el fondo, presión interna las herramientas (PWD), temperatura y movimientos.

El contar con transductores de presión en el aparejo de fondo, que midan a la presión tanto interna como anular, es invaluable para las operaciones de perforación (por la condición de flujo multifásico).

## 1.1.2 **Dispositivos de apoyo.-**

### 1.1.2.1 Válvula de despliegue de fondo (DDV)

Ésta válvula es un sistema controlado hidráulicamente desde la superficie, colocada como parte integral de la última tubería de revestimiento , o TR (*Figura 1.2 y 1.3*). Su función es la de incrementar la seguridad en las operaciones, ya que elimina la necesidad de viajar a la sarta de perforación con pozo re – presionado (operación conocida como “snubbing”).



**Figura 1.2.-** Concepto de la DDV.

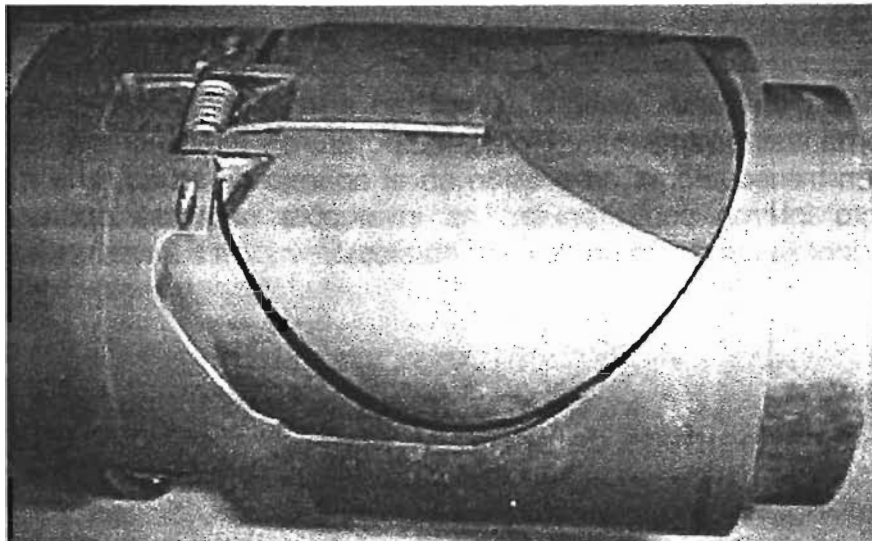


Figura 1.3.- Vista exterior de la DDV.

Cuando se necesita retirar a la sarta de perforación fuera del pozo, se posiciona a la barrena justo arriba de la DDV, entonces ésta es cerrada, la presión arriba de la válvula es desfogada y la sarta puede seguir siendo extraída de forma segura.

Al contrario, cuando se re – inserta a la tubería dentro del pozo, se posiciona a la barrena arriba de la DDV, ésta es abierta y se igualan las condiciones de flujo del fondo del agujero (Figura 1.4).

Ésta herramienta es bastante versátil, ya que no sólo funciona para las operaciones de perforación, sino que también demuestra su utilidad para la etapa de terminación del pozo.

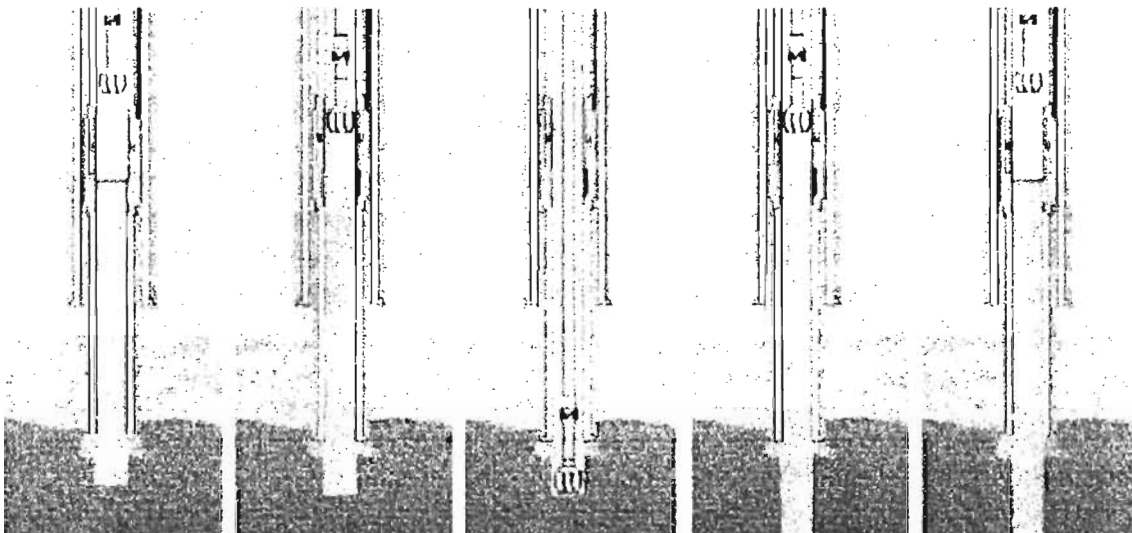


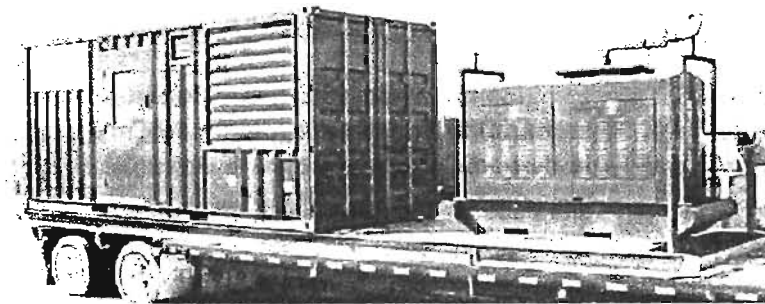
Figura 1.4.- Secuencia de funcionamiento de la DDV.

## 1.2 Equipo superficial

### 1.2.1 Sistema de inyección

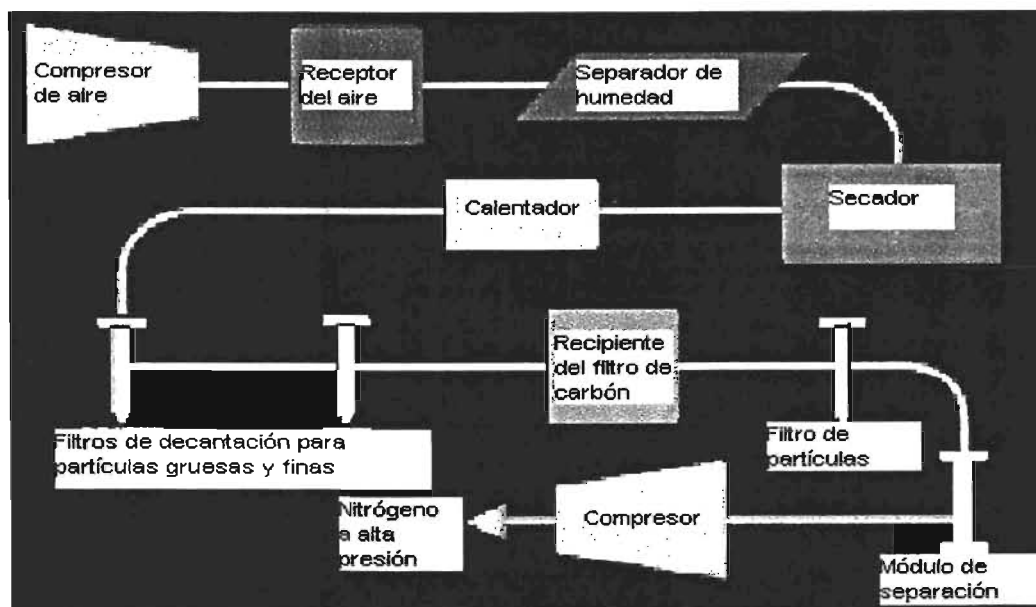
#### 1.2.1.1 Unidad de producción de nitrógeno (NPU)

Cuando se selecciona al nitrógeno como parte del fluido de perforación bajobalance, su abastecimiento tiene que ser constante (sobre todo asegurarlo en locaciones remotas). Convencionalmente la entrega criogénica, es decir, mediante transporte terrestre (*Figura 1.5*), provee un mayor volumen, pero con un costo elevado por [pie<sup>3</sup>].



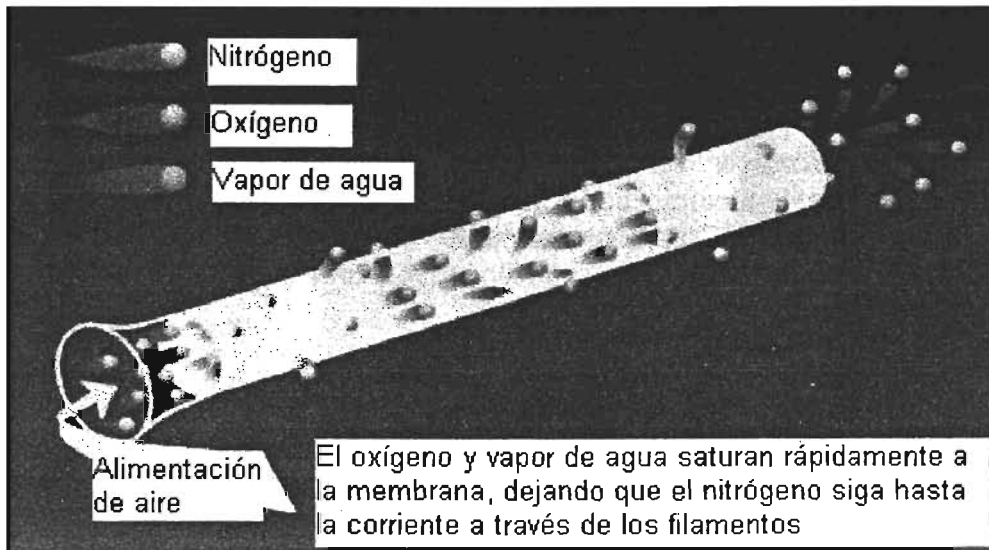
**Figura 1.5.-** Unidad de generación de nitrógeno en transporte terrestre.

La unidad de generación por membrana entrega de forma continua 95% de nitrógeno, utilizando al aire como fuente (*Figura 1.6*); por lo tanto, ésta unidad es una opción más atractiva, cuando se considera la logística y asumiendo que su porcentaje de calidad es aceptable para la aplicación.



**Figura 1.6.-** Esquema de la obtención de nitrógeno a partir del aire atmosférico.

La clave de ésta tecnología es la membrana revolucionaria que extrae al nitrógeno del aire atmosférico, con ayuda de la unidad de compresión; las fibras por donde pasa el aire a presión separan a sus componentes por tamaño de orificio (*Figura 1.7*).

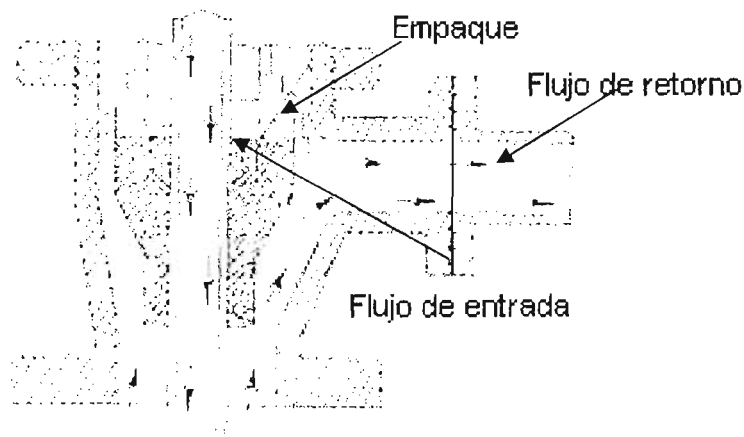


**Figura 1.7.-** Acción de la membrana de la unidad generadora de nitrógeno.

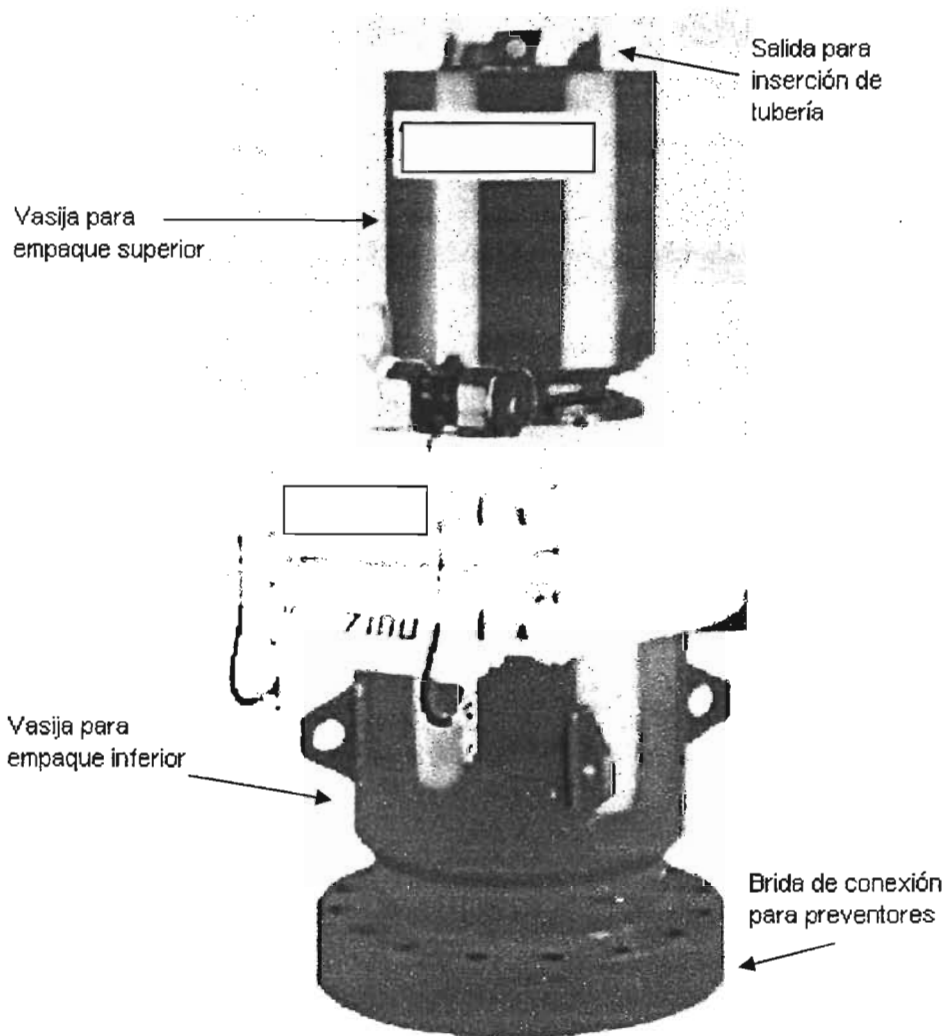
## 1.2.2 Sistema de retorno

### 1.2.2.1 Cabeza rotatoria (RH)

Dirige al flujo de retorno bajo presión a través del sistema superficial, mientras la perforación continúa (*Figura 1.8 y 1.9*). Su posición es en la parte superior del conjunto de preventores.



**Figura 1.8.-** Esquema de funcionamiento de una RH.

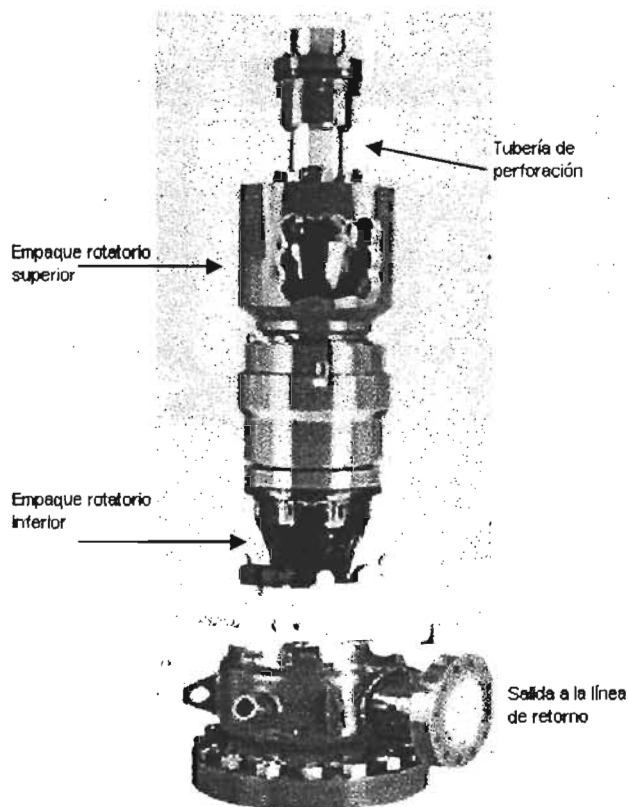


**Figura 1.9.-** Vista exterior de una RH.

Pueden ser utilizadas de forma segura en campos con baja relación gas – aceite (RGA) y durante operaciones de baja presión; antiguamente operaban con un límite máximo de 400 – 500 [psi], pero la introducción de los preventores rotatorios (RBOP) ha incrementado el rango hasta más de 1 500 [psi] mientras se perfora y más de 1 000 [psi] mientras se viaja tubería.

La RH se compone de uno o dos empaques de extracción (*Figura 1.10*), los cuales están diseñados para tener un excedente de 0.5 [in] entre el diámetro interno de los mismos con respecto a la tubería de perforación o la flecha ("kelly"). El sello inicial proviene de éste ajuste (excedente), pero cuando se trabaja con presiones muy bajas, los empaques al estar posición estática, tienden a permitir pequeñas fugas de fluido.

Debido a tal deficiencia de operación, el Instituto Americano del Petróleo (API) no reconoce a la RH como preventor, por lo tanto, los fabricantes no clasifican a su equipo en relación al rango de presión de forma oficial, sino basándose en información de campo. Además, la predicción de la vida útil de los empaques no es precisa, sólo queda proponer un programa de mantenimiento de rutina, análogo al de corte del cable de acero.

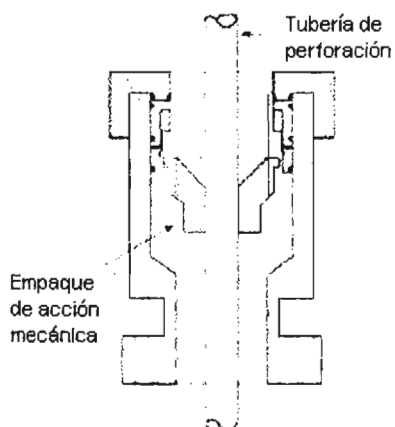


**Figura 1.10.-** Principales componentes de una RH.

Fundamentalmente, existen dos tipos de RH: pasivas y activas. La selección de cualquier tipo está basada en los procedimientos de viaje planeados, la modalidad de falla aceptable (de los empaques) y el nivel requerido de control.

### Sistema pasivo

Incluye a cualquier RH que depende del sello a través de la fricción polímero – acero entre el empaque y la sarta de perforación (*Figura 1.11*).



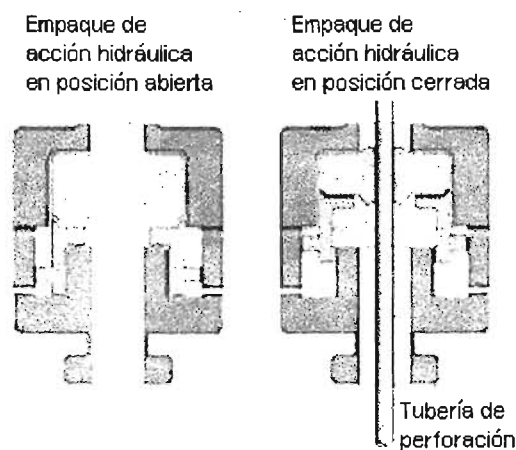
**Figura 1.11.-** Esquema del funcionamiento de una RH de sistema pasivo.



La energía para mantener al sello es provista por la fuerza descendente del empaque contra la presión fluyente (ascendente) del pozo. La desventaja de éste sistema está presente al introducir barrenas y herramientas, así como viajar tubería de conexión (por las juntas).

### Sistema activo

Depende de energía hidráulica externa para accionar al sello entre el empaque y la tubería de perforación (*Figura 1.12*); se requiere de un regulador, ya que la fuerza necesaria para sellar cambia constantemente, debido a la variación del área transversal a lo largo de la sarta de perforación.



**Figura 1.12.-** Esquema del funcionamiento de una RH de sistema activo.

La mayor ventaja de éste sistema es la recuperación de las barrenas y de las herramientas que componen al aparejo de fondo, ya que al minimizar a la presión de sello los empaques permiten su paso libre. La desventaja es el poder coordinar a la presión del pozo con la del regulador, para evitar derrames o fugas.

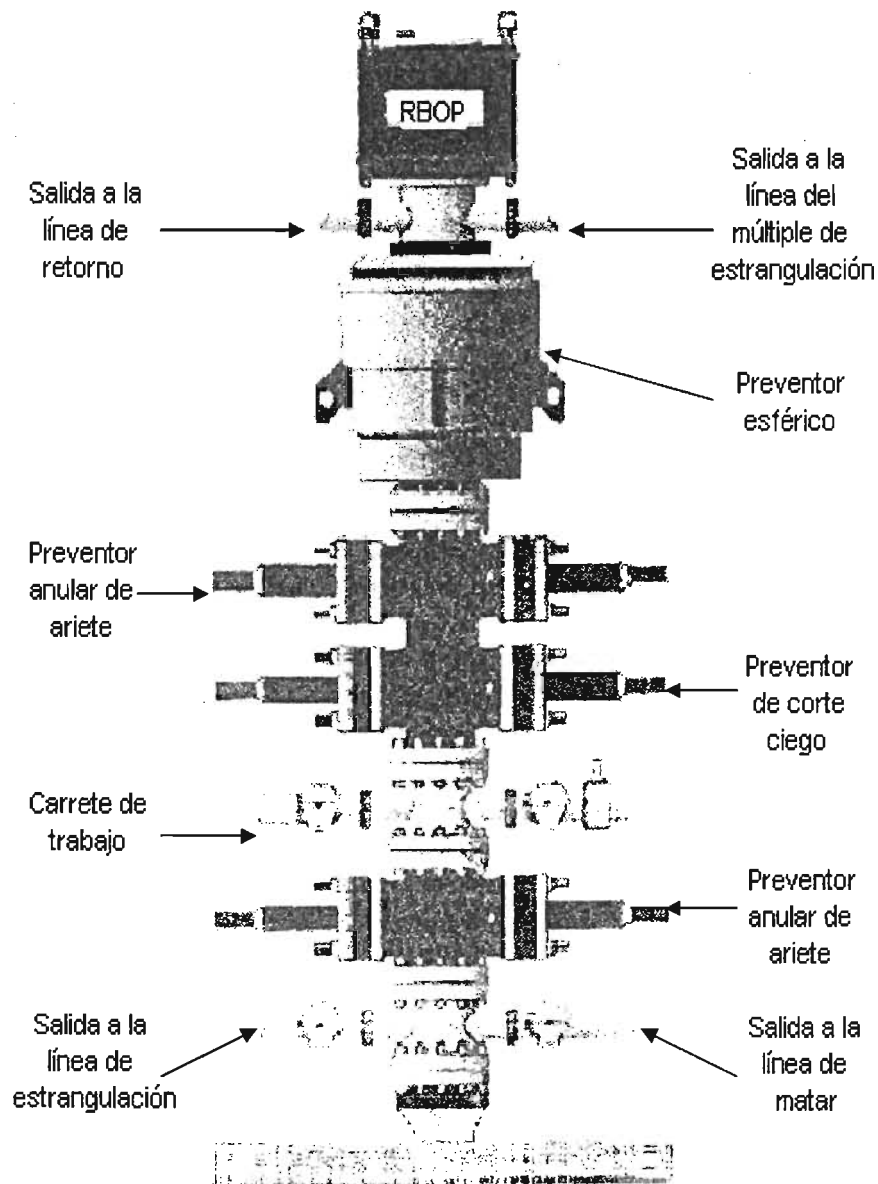
#### 1.2.2.2 Preventor rotatorio (RBOP)

El RBOP es utilizado junto con los preventores convencionales para mantener una contrapresión superficial arriba de las 1 500 [psi] en condiciones dinámicas y de 2 000 [psi] en estáticas, mientras el pozo es perforado con un fluido ultra ligero (de tipo bajobalance), e incluso en operaciones que involucran sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ). La mejor aplicación es en yacimientos altamente fracturados o vugulosos, ya que la pérdida potencial de circulación y el rápido influjo de hidrocarburos puede causar una alta presión superficial.

Se coloca un carrete espaciador (individual o doble), también referido como adaptador, entre el RBOP y el conjunto, para así tener salidas a la línea de

retorno (en condiciones estáticas: pozo no fluyente) y al múltiple de estrangulación (en condiciones dinámicas: pozo fluyente).

El conjunto se compone típicamente de un esférico junto con uno anular de ariete y uno de corte ciego; se continúa con un carrete espaciador doble, para la línea de estrangulación y para la línea de matar. Idealmente, se termina con un preventor anular de ariete (*Figura 1.13*).



**Figura 1.13.-** Esquema de un conjunto de preventores para la perforación bajobalance.

El RBOP se compone de empaques actuados hidráulicamente, soportados sobre grandes cojinetes aislados mediante sellos mecánicos, todo dentro de un gran recipiente metálico. Los empaques se presionan contra la flecha (kelly) o la tubería de perforación, controlados por el aceite hidráulico a 200 – 300 [psi] arriba de la presión de cierre del pozo; tal aceite también enfría y lubrica a los cojinetes (*Figura 1.14*).

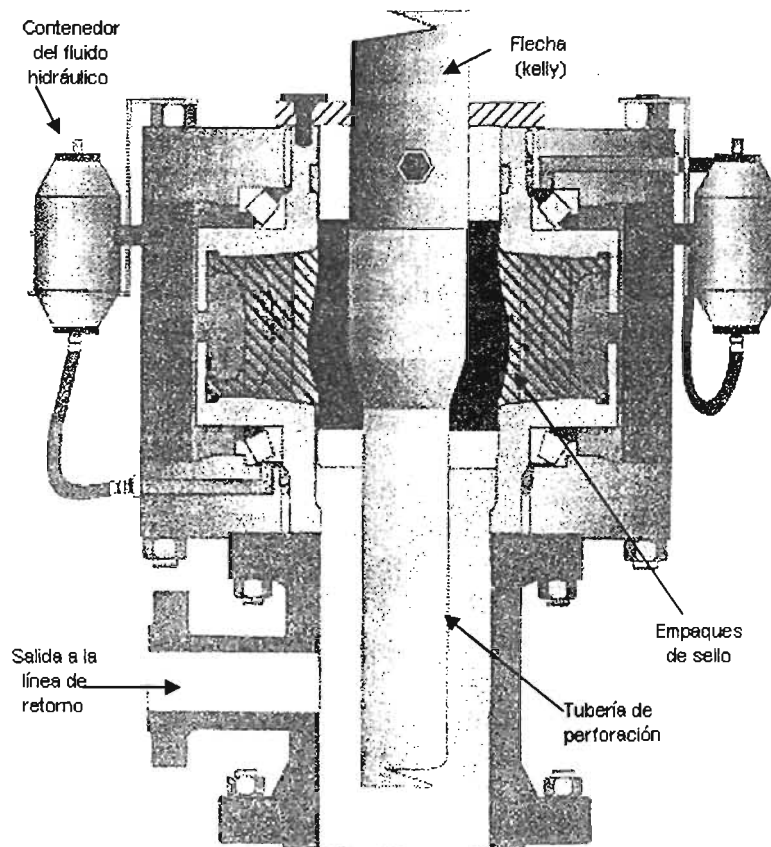


Figura 1.14.- Esquema de componentes internos de un RBOP.

Los empaques tipo bolsa conforman dos secciones, para que así, en caso de un derrame (fuga) interno del aceite hidráulico en la parte interna no resulte en pérdida de presión actuante (Figura 1.15). Además, la sección interna puede ser reemplazada sin tener que quitar la externa.

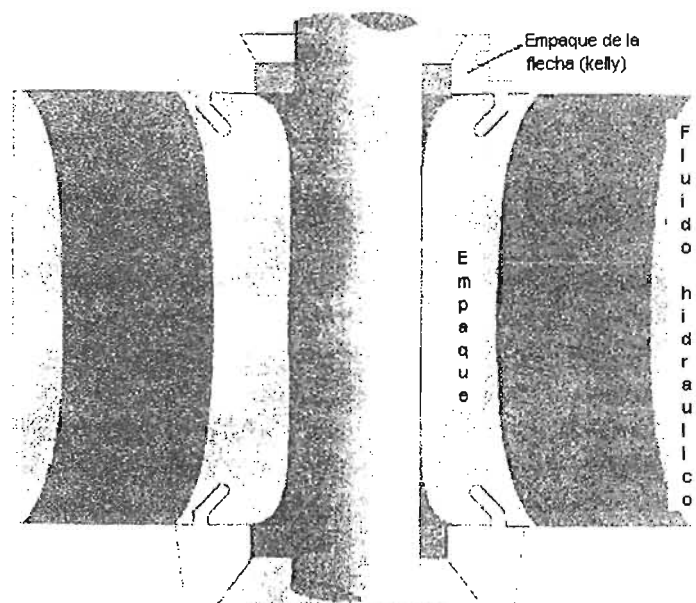


Figura 1.15.- Configuración de los empaques de un RBOP.

El empaque de la flecha (kelly) puede ser cambiado mediante la simple liberación del mecanismo de seguridad y la retirada del mismo a través de la mesa rotatoria.

Es de esperarse que los elementos de empaque del RBOP se gasten durante la perforación, más sin embargo, los aumentos automáticos en el volumen del aceite hidráulico sirven para compensar la pérdida de sello durante la vida útil del equipo. En adición, todos los BOP's (incluyendo a los RBOP's) están diseñados en concordancia con los códigos para recipientes presurizados de la Asociación Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), junto con las especificaciones de la API (*Figura 1.16*); ésta condición no existe para las las RH's.

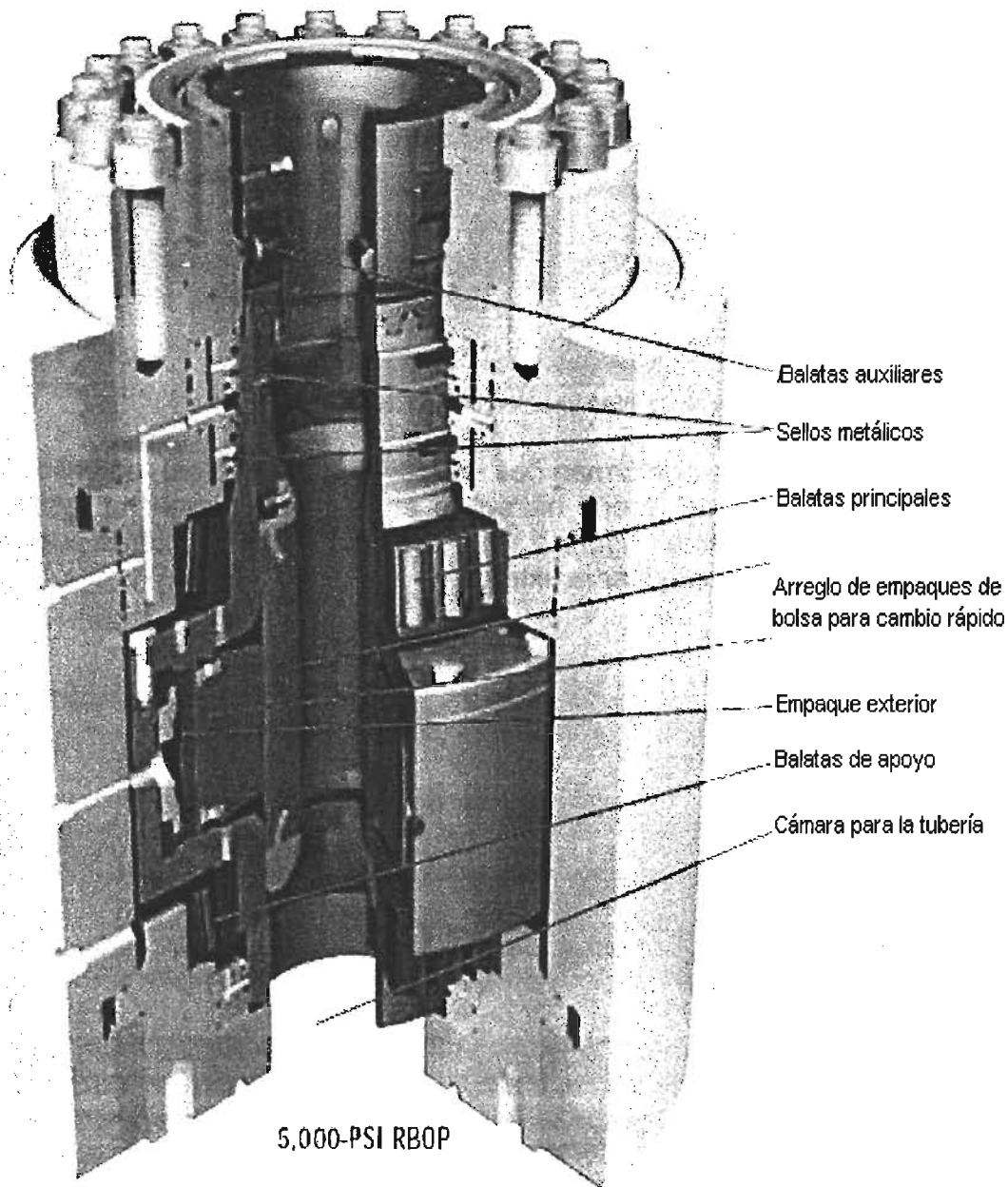
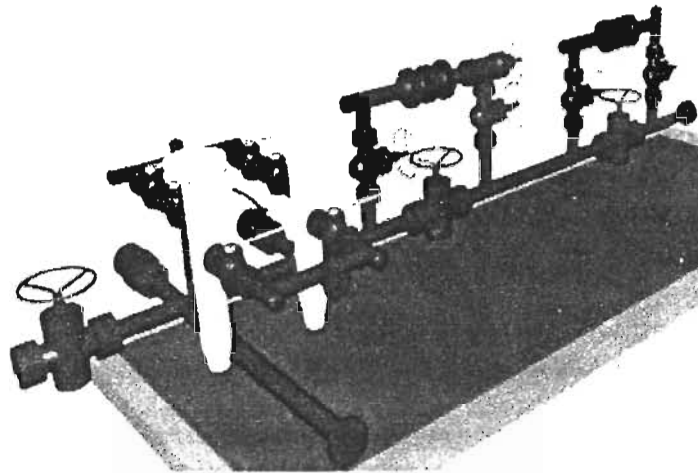


Figura 1.16.- Detalle de los mecanismos internos de un RBOP.

### 1.2.2.3 Múltiple de estrangulación

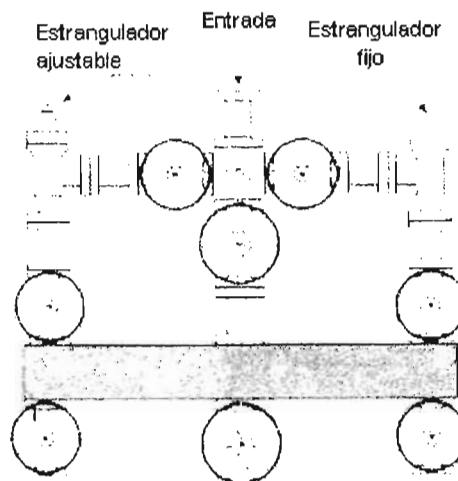
El múltiple de estrangulación es necesario para mantener una contrapresión en el flujo de retorno, controlando al gasto de influjo de hidrocarburos hacia el agujero (estabilidad del pozo); también protege al separador cuando la presión de flujo excede a la presión de operación.

El diseño debe soportar el manejo de volúmenes máximos anticipados con estranguladores duales, lo cual permita que uno sea aislado y limpiado rápidamente si se tapona con los recortes, mientras que el otro (de reserva) opere; esto es bastante práctico en locaciones remotas. Los dispositivos de regulación (estranguladores) pueden ser anulares, fijos o ajustables, teniendo configuraciones paralelas o en serie (*Figura 1.17*).



**Figura 1.17.-** Múltiple de estrangulación en serie.

La configuración tradicional para la perforación (tres vías de flujo en paralelo) utiliza a un estrangulador ajustable y a otro fijo en las dos vías de salida, con una línea de entrada en el medio (no menor a 4 [in] de diámetro). El estrangulador ajustable puede ser controlado manual o hidráulicamente (*Figura 1.18*).



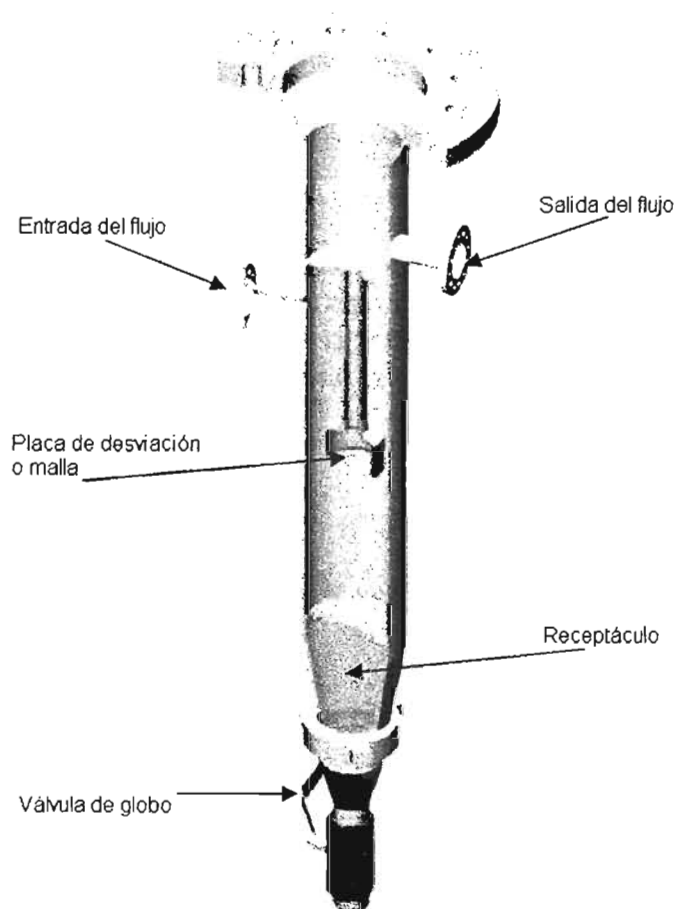
**Figura 1.18.-** Configuración en paralelo para un múltiple de estrangulación.

Después de cada trabajo de perforación, todos los estranguladores deben ser inspeccionados (visualmente o con rayos X), para detectar erosión a causa de los fluidos y recortes, aún cuando su metalurgia sea especial.

#### 1.2.2.4 Trampas para muestras

Está conectada a la salida del múltiple de estrangulación, para que así los recortes de la formación puedan ser recolectados y posteriormente analizados. El objetivo de la trampa para muestras es simple en teoría, pero difícil de lograr, ya que funciona durante las condiciones de flujo dinámico (la criba no está en funcionamiento).

Los dispositivos cuentan con una amplia variedad de tipos y rangos de presión, pero funcionan de forma idéntica (*Figura 1.19*). Una porción del flujo de retorno es dirigida a través de una cámara, en donde mallas atrapan a los sólidos contenidos en la corriente, dejando pasar al gas y líquido; las mallas deben ser lo suficientemente finas para atrapar una muestra representativa de los recortes, pero lo suficientemente grandes como para ejercer una contrapresión mínima hacia el pozo (*Figura 1.20*).



**Figura 1.19.-** Ejemplo de diseño de una trampa para muestras.

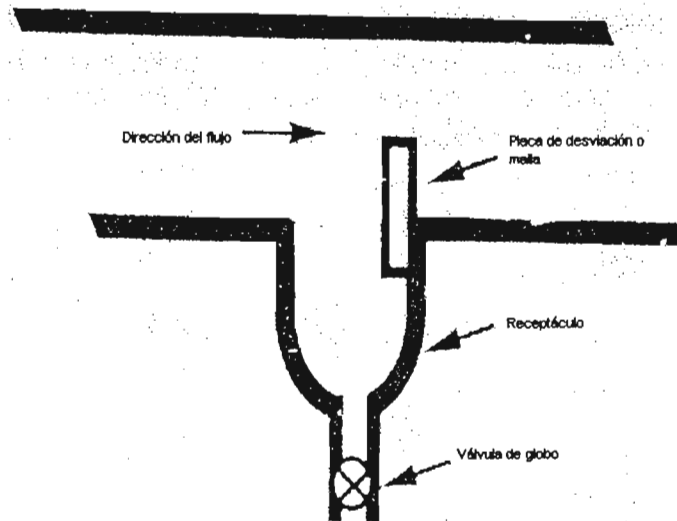


Figura 1.20.- Esquema del funcionamiento básico de una trampa para muestras.

### 1.2.2.5 Separador multifásico

Existen numerosas técnicas para una separación efectiva de fases del flujo de retorno, gobernadas principalmente por dos estrategias distintas:

1. Todas las fases son separadas simultáneamente en un recipiente presurizado individual.
2. Cada fase es separada en secuencia a través de una serie de recipientes presurizados.

En la primera estrategia, los sólidos, hidrocarburos líquidos, agua y gases (tanto metano y nitrógeno, si es el caso) son conducidos a un recipiente de separación, ya sea de 3 o 4 fases (Figura 1.21).

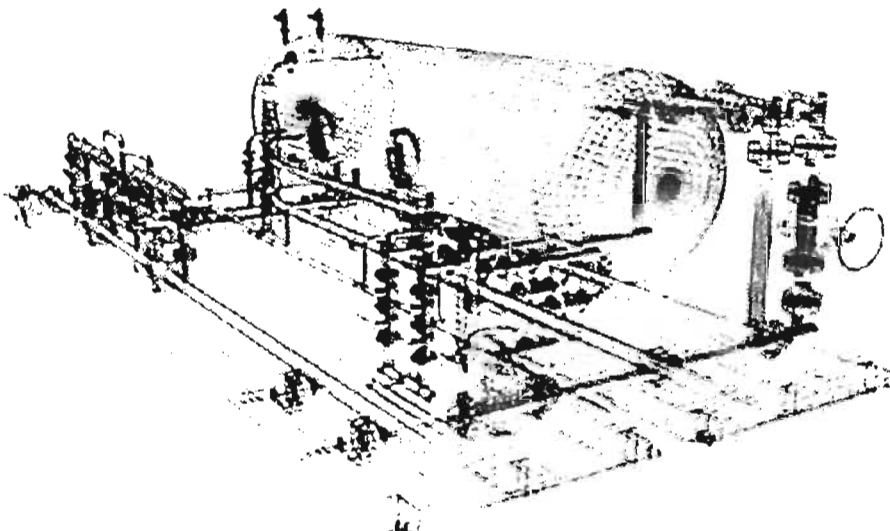


Figura 1.21.- Esquema exterior de un separador portátil de fluidos.

La caída de velocidad en la entrada del recipiente resulta en una división eficiente de las fases de gas y sólidos en el primer compartimiento; los líquidos se precipitan en los compartimientos posteriores, en donde con el tiempo suficiente de residencia (retención), se forma una interfase líquido – gas remanente (Figura 1.22 y 1.23).

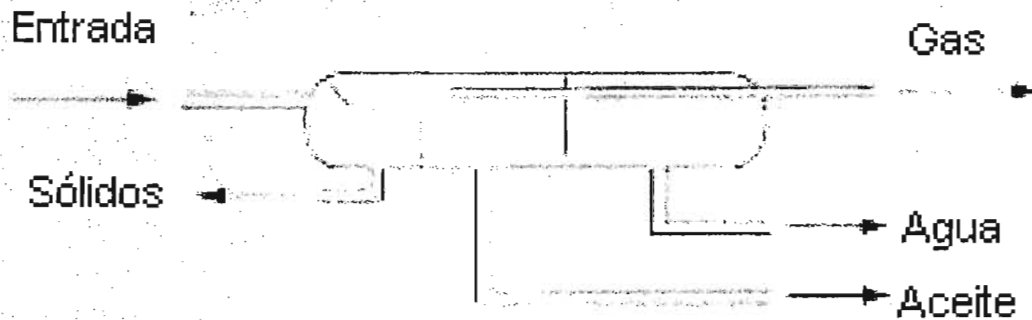


Figura 1.22.- Esquema del flujo que se presenta en un separador.

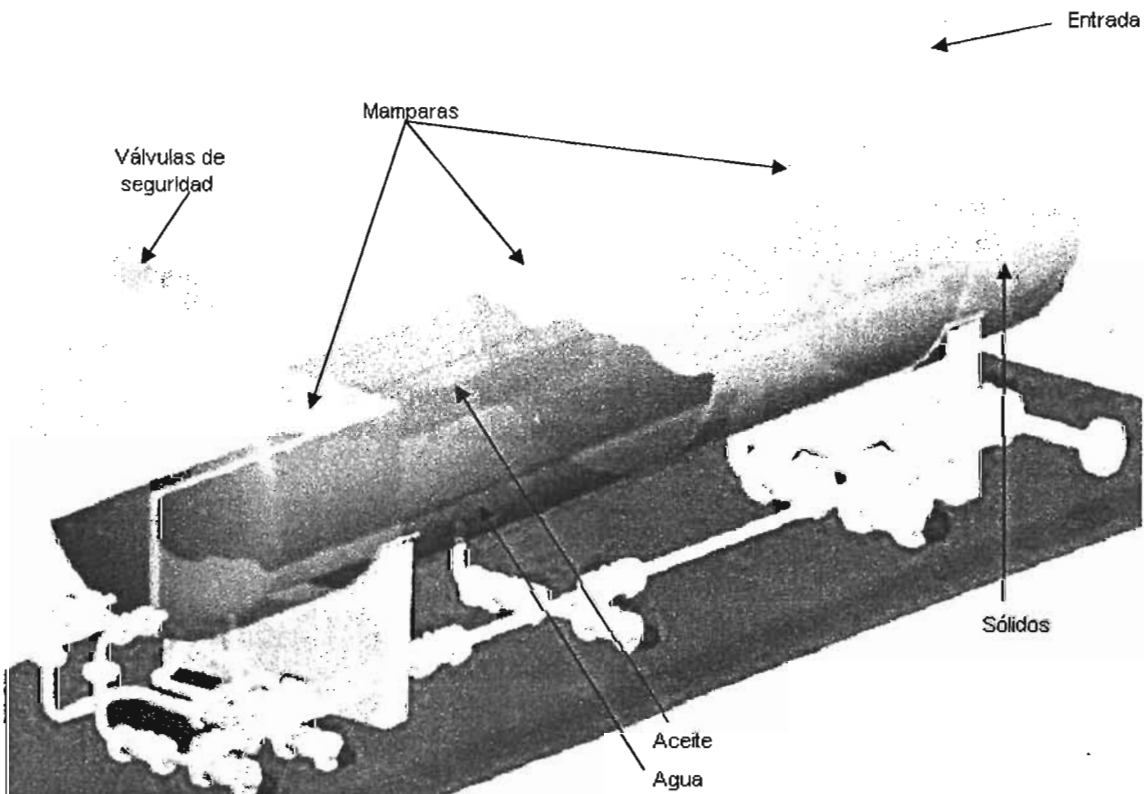


Figura 1.23.- Vista de las secciones de separación.

La desventaja de éste sistema es el peso y dimensiones del recipiente, ya que se trata de construir lo suficientemente grande para lograr un mayor tiempo de residencia de la fase líquida y lo suficientemente ancho como para lograr una mayor separación del gas bajo presión.



En la segunda estrategia, la separación de fases es lograda con varios recipientes en serie, con presiones descendientes según la secuencia de cada sistema.

### 1.2.2.6 Bombas de transferencia

Como una alternativa para movilizar a los fluidos líquidos, las bombas de transferencia pueden ser utilizadas para transportar al fluido de perforación hacia el tanque de succión y al fluido producido hacia la instalación de almacenamiento.

Tales bombas son diseñadas usualmente como tipo centrífuga activadas por sistemas de flotación.

### 1.2.2.7 Línea del quemador y quemador

La línea del quemador contiene una válvula de contrapresión que mantiene una presión deseada dentro del separador multifásico. Adicionalmente, la misma línea puede contar con un múltiple de válvulas para poder alimentar con gas a los compresores.

El quemador es el final del proceso de separación de gas, en donde es quemado en la atmósfera si no existe posibilidad de almacenarlo o transportarlo (*Figura 1.24 y 1.25*).

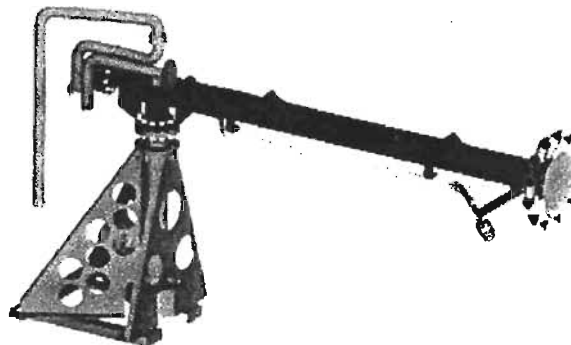


Figura 1.24.- Quemador horizontal.

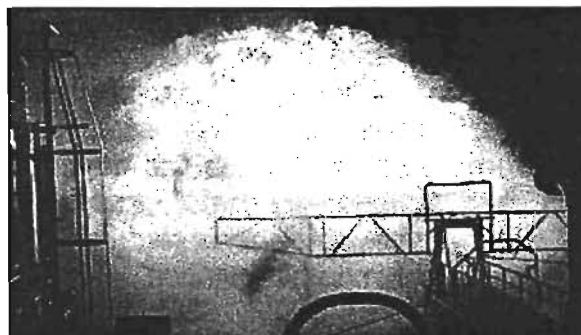


Figura 1.25.- Quema eficiente de gas.

## **1.3 Fluidos de perforación**

La caracterización de yacimientos es considerada ahora como un componente crucial para eficientar a la explotación del aceite y gas, por lo tanto, los pozos se perforan de una manera que se intente minimizar al daño a la formación en la región cercana al agujero.

La meta de la perforación bajobalance es no dañar a la formación, o por lo menos el reducir en lo más posible los efectos adversos sobre la permeabilidad natural de las rocas del yacimiento. En la perforación convencional lo ideal sería el lograr el mismo objetivo, pero como es realizada con una presión sobrebalance, el fluido de perforación invade y daña a la roca.

Se ha reconocido que mientras se perfore con fluidos convencionales, se puede inducir un daño significativo a la permeabilidad original, ya que la presión dentro del pozo necesita estar sobre la presión de poro de la formación. Para hacer frente a ésta eventualidad, la industria petrolera desarrolló un método para perforar con una presión de fondo por debajo de la presión de poro, resultando en el concepto de perforar en bajobalance.

### **1.3.1 Fluido densificado**

La perforación sobrebalance con fluidos que no contengan material para evitar la pérdida de circulación puede resultar en la admisión de los mismos hacia las formaciones permeables, desestabilizándolas a través de procesos químicos e hidráulicos. Los resultados pueden variar desde pérdidas sustanciales del lodo hasta el colapso del agujero.

Durante los últimos 50 años, la industria de los fluidos de perforación ha evolucionado desde una mezcla simple de arcillas nativas con agua, a un negocio muy sofisticado de química de fluidos. Algunos materiales son considerados inertes para el sistema de fluido, pero raramente lo son para la formación que se está perforando.

El perforar a través de formaciones productoras con el lodo de perforación cargado con partículas y químicos no aptos puede causar daño profundo en las formaciones porosas adyacentes al agujero.

Aún cuando se logra diseñar a un sistema de fluidos que llene los requisitos, los gastos llegan a ser significativos, ya que los polímeros incrementan al costo inicial exponencialmente o por lo menos con un factor de 2.5X.

Las ventajas de un lodo de perforación convencional (tanto base aceite como agua) se presentan en áreas en donde la estabilidad del agujero es cuestionable. En conjunto, resuelven los problemas de limpieza del agujero de mejor manera que los fluidos ligeros; además, por su mayor viscosidad, mantienen presiones superficiales relativamente normales, previniendo la migración de gas a través de la columna hidrostática.

Si se llega a presentar el problema de invasión por fluidos de perforación, entonces el fracturamiento hidráulico y la estimulación ácida son frecuentemente

utilizados para crear una conductividad adicional, siendo práctico en algunos casos, pero con costos extras y posible daño adicional sino se diseña adecuadamente.

### 1.3.2 Fluido ligero

Una de las mayores consideraciones en la planeación de un pozo perforado en bajobalance es el tipo de fluido de perforación que se utilizará, decidiéndose si es más óptimo un fluido tipo salmuera o de agua fresca, diesel, crudo nativo, gasificado con gas natural o nitrógeno, aire, aceite mineral o algún otro diseño de lodo ligero; e incluso uno de diseño más convencional.

Para llevar a cabo la selección, se debe coleccionar datos e información de los pozos aledaños, así como discutir con los encargados de cada especialidad. Nunca se debe perder de vista que la principal consideración es la compatibilidad con la formación.

Por su contenido ultra bajo de sólidos, los fluidos utilizados en la perforación bajobalance tienen el beneficio de no inducir un daño a la formación si ocurre pérdida de circulación hacia la formación (aunque se intenta mantener siempre el influjo hacia el agujero), por lo que la necesidad de un filtrado es eliminada.

Existen diversas consideraciones a tomar en cuenta al momento de diseñar un fluido de perforación bajobalance, tales como compatibilidad con la formación y los hidrocarburos a producir, capacidad de acarreo de recortes, estabilidad a altas temperaturas, potencial corrosivo para la tubería y equipo, aspectos de manejo de herramientas de fondo y transmisión de datos, así como seguridad del personal, equipo y medio ambiente.

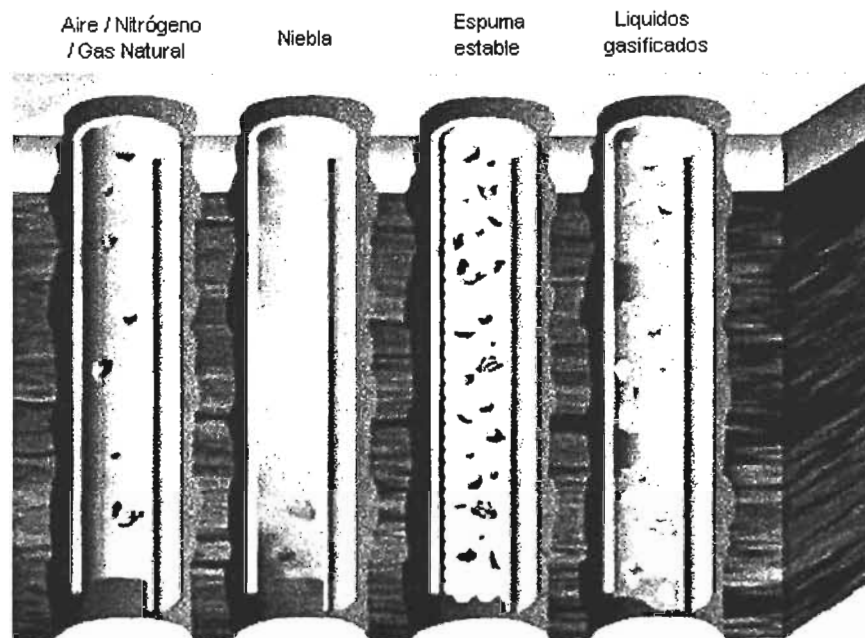
El diseño del sistema de fluido de perforación bajobalance depende mucho de las velocidades y la turbulencia que se tienen que generar en el sistema para una limpieza efectiva del agujero, eliminando la necesidad de aditivos viscosificantes. La densidad equivalente de circulación (DEC) del fluido de perforación puede ser reducida para crear condiciones bajobalance mediante la adición de agentes reductores de la densidad al fluido base (*Tabla 1.1*).

<b>Fluido Base</b>	<b>Agentes de reducción de la densidad</b>
Agua producida	Nitrógeno
Agua fresca	Gas natural
Salmuera inhibida	Aire reducido en oxígeno
Salmuera inhibida con control de sólidos	Aire
Crudo producido	Gas de combustión
Crudo refinado	Sólidos suspendidos de baja densidad
Espumas	Líquidos de baja densidad

**Tabla 1.1.-** Fluidos base y agentes de reducción de la densidad para la Perforación Bajobalance.

Debido a la reducción en la DEC, se esperan mayores presiones en la superficie y posibles problemas de limpieza del agujero si el sistema no es diseñado y mantenido adecuadamente. Aún así, se ha identificado que los sistemas de fluidos de perforación bajobalance (*Figura 1.26*) que mejor pueden ser utilizados son:

- Aire (gas natural y nitrógeno también están contemplados).
- Niebla.
- Espuma estable.
- Líquidos gasificados.



**Figura 1.26.-** Tipos de sistemas de fluido para la perforación bajobalance.

Tal clasificación está estipulada según los estándares de la IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), en la *Tabla 1.2*:

Sistema de fluido	Gravedad específica	Peso equivalente [ppg]	Nivel de clasificación
<u>Aire</u>	0.00 – 0.02	0.00 – 0.02	1
<u>Niebla</u>	0.02 – 0.07	0.02 – 0.60	2
<u>Espuma estable</u>	0.07 – 0.60	0.60 – 5.00	3
<u>Líquidos gasificados</u>	0.55 – 0.90	4.50 – 7.50	4
<u>Líquidos</u>	> 0.80 +	> 6.90 +	5

**Tabla 1.2.-** Clasificación IADC para fluidos de perforación.

### 1.3.2.1 Aire

La perforación con aire seco involucra la inyección de éste fluido en el agujero a gastos capaces de alcanzar velocidades anulares que removerán a los recortes. A partir de tales características, casi siempre sólo se utiliza en agujeros verticales de diámetro pequeño, sin presencia de gas amargo (*Tabla 1.3*).

Éste componente tiene una restricción importante: es potencialmente explosivo, incluso en el fondo de agujero. Además, se tienen problemas de estabilidad del agujero e influjo potencial de agua.

El gas tiene las mismas ventajas que el aire, e incluso reduce el riesgo de una explosión en el fondo, más sin embargo, tal riesgo es mayor en la superficie. En cuanto al nitrógeno, éste presenta menos problemas de corrosión y explosividad, pero requiere más logística y mayor costo de inversión (*Tabla 1.4*).

Sistema de fluido	Ventajas	Desventajas
<u>Aire</u>	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación	Posibles problemas si se encuentra flujo de agua
	Bajos costos de barrena	Erosión del agujero si está poco consolidado
	Bajos requerimientos de agua	Posibilidad de incendio en el fondo si se encuentran hidrocarburos
	No se necesita desechar lodos	Renta de equipo suplementario
	Bajos costos en aditivos	No es adecuado en presencia de H <sub>2</sub> S

Tabla 1.3.- Resumen de las características del aire como fluido de perforación.

Sistema de fluido	Ventajas	Desventajas
<u>Gas</u> <u>(Nitrógeno o</u> <u>Natural)</u>	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación	Posibles problemas si se encuentra flujo de agua
	Bajos costos de barrena	Erosión del agujero si está poco consolidado
	Bajos requerimientos de agua	Costo y disponibilidad del gas
	No se necesita desechar lodos	Seguridad del personal y equipo
	Bajos costos en aditivos	Equipo suplementario, sistema cerrado si se espera la presencia de H <sub>2</sub> S

Tabla 1.4.- Resumen de las características del gas como fluido de perforación.

### 1.3.2.2 Niebla

La perforación con niebla involucra la inyección de un agente espumante en la corriente del aire, la cual se mezcla con agua tratada para cubrir a los recortes; para que se considere a éste sistema como tal, la fracción del volumen de líquido debe ser menor del 2.5%.

La niebla tiene las mismas ventajas que el aire, pero sin el riesgo de una explosión en el fondo; más sin embargo, las desventajas se presentan al necesitar gastos de inyección un 30 – 40% mayores que los del aire, en aspectos de reciclaje del agua y la presencia de arcillas hidratables (*Tabla 1.5*).

Sistema de fluido	Ventajas	Desventajas
<u>Niebla</u>	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación	Posibles problemas si se encuentra flujo sustancial de agua; costo del gas si no se utiliza aire
	Bajos costos de barrena	Erosión del agujero si está poco consolidado
	Bajos requerimientos de agua	Problemas con estabilidad de lutitas
	No se necesita remoción de lodo	Desecho del agua/gas utilizado No es recomendable el aire en presencia de H <sub>2</sub> S
	Costos medios en aditivos	Renta de equipo complementario

**Tabla 1.5.-** Resumen de las características de la niebla como fluido de perforación.

### 1.3.2.3 Espuma estable

Se crea una espuma en combinación con surfactantes y arcillas, o polímeros, para formar una espuma estable de alta capacidad de acarreo en el fondo del agujero, pero decreciendo ésta según se acerque a la superficie (por la menor velocidad anular); su composición contiene cerca de un 97% de gas y sólo un 3% de líquido, ya que se trata de burbujas rodeadas de una fina película líquida.

Su elección es idónea para agujeros de diámetro grande, en donde los gastos de inyección de gas requeridos para otros fluidos de perforación más livianos no sean económicamente factibles; además, es menos susceptible a la segregación gravitacional, la cual puede ocasionar una combustión en el fondo de secciones horizontales largas.

Otra de las ventajas es que da una mejor estabilidad al agujero cuando se atraviesan formaciones poco consolidadas, aún más que otros fluidos ligeros de perforación.

Dentro de las desventajas, se encuentra que el tratamiento de las espumas estables tiende a elevar un poco más los costos, así como la logística en el caso de una instalación marina. También el influjo de gas (hidrocarburo o CO<sub>2</sub>) puede presentar un problema importante, afectando al transporte eficiente de los recortes (*Tabla 1.6*).

Sistema de fluido	Ventajas	Desventajas
<u>Espuma estable</u>	Alta ROP y reducción de tiempos de perforación	Costos considerables en espumantes; costos en gas sino se utiliza aire
	Bajos costos de barrena	Se requieren sistemas especializados de medición
	Bajos requerimientos de agua	
	Alta capacidad de acarreo de sólidos; buena capacidad de limpieza del agujero	Uso de agentes despumantes
	Compatible con aceite, sal, agua, carbonato de calcio y la mayoría de contaminantes provenientes de la formación	Costo considerable
	Puede soportar la entrada de volúmenes considerables de gas, manteniéndose como mezcla no inflamable	Procesos adicionales de separación y desecho
	Puede soportar grandes influjos de agua	Desecho cuidadoso de agua

**Tabla 1.6.-** Resumen de las características de la espuma estable como fluido de perforación.

#### 1.3.2.4 Líquidos gasificados

Es un sistema de lodo con aire, gas natural o nitrógeno inyectado. La fase líquida puede constituirse de agua de mar, aceite crudo, diesel o lodos convencionales de baja densidad.

En contraste, para la fase gaseosa, el gas natural debería ser la mejor opción, pero se aprovecha más en los sistemas artificiales de producción, cuando esto también es factible; en realidad, la demanda actual impide que el gas natural no sea comercializado.

La mejor opción resulta ser el nitrógeno, ya que la mayor ventaja que tiene sobre el aire es su falta de inflamabilidad (es un gas inerte), lo que remueve al potencial de fuego en el fondo del agujero (*Tabla 1.7*).

La principal desventaja del nitrógeno es su costo, pero en muchos casos no influye negativamente en su selección.

Sistema de fluido	Ventajas	Desventajas
<u>Líquidos gasificados</u>	Mayores presiones de fondo	Costos en tubería parásita o concéntrica Se requieren mayores gastos de gas Se tiene menor presión en la modalidad de sarta parásita El estado bajobalance puede discontinuarse durante el proceso y causar daño por invasión al yacimiento
	Mejora en la perforación direccional en comparación con los gases secos o niebla	Problemas con las herramientas
	Reducción en el desgaste de la sarta de perforación	Necesidad de contar con equipo superficial complementario
	Reducción en el potencial de fuego sub – superficial en los agujeros verticales con fluidos acuosos	Potencial de corrosión; se requieren inhibidores si se utiliza aire

**Tabla 1.7.-** Resumen de las características de un líquido gasificado como fluido de perforación.

## 1.4 Técnicas de Perforación Bajobalance

Los diseños requeridos para obtener a la condición bajobalance en el fondo del pozo son:

- Inyección de gas mediante sarta parásita.
- Inyección de gas mediante sarta concéntrica.
- Inyección de gas mediante sarta de perforación.

Tales modalidades ayudan a mitigar el problema de falta de continuidad de la condición bajobalance durante los diversos procesos operacionales de la perforación (sobre todo en las conexiones de tubería), lo cual puede conducir a una separación de la parte gaseosa del fluido de perforación; el resultado al re – establecer la circulación son los baches de líquido que ejercen una presión de fondo mayor de lo que se requiere en el diseño del sistema (breve estado sobrebalance).



### 1.4.1 Sarta parásita

Cuando se utiliza ésta técnica, el gas es inyectado desde la superficie hasta un punto de entrada en el fondo del agujero. Generalmente, éste diseño emplea una sarta de tubería flexible (TF) colocada y cementada fuera de la última tubería de revestimiento (TR), desde la superficie hasta la zapata de la misma (Figura 1.27); lo anterior permite que el gas se introducido en el espacio anular de la última TR sea mezclado con el fluido de perforación.

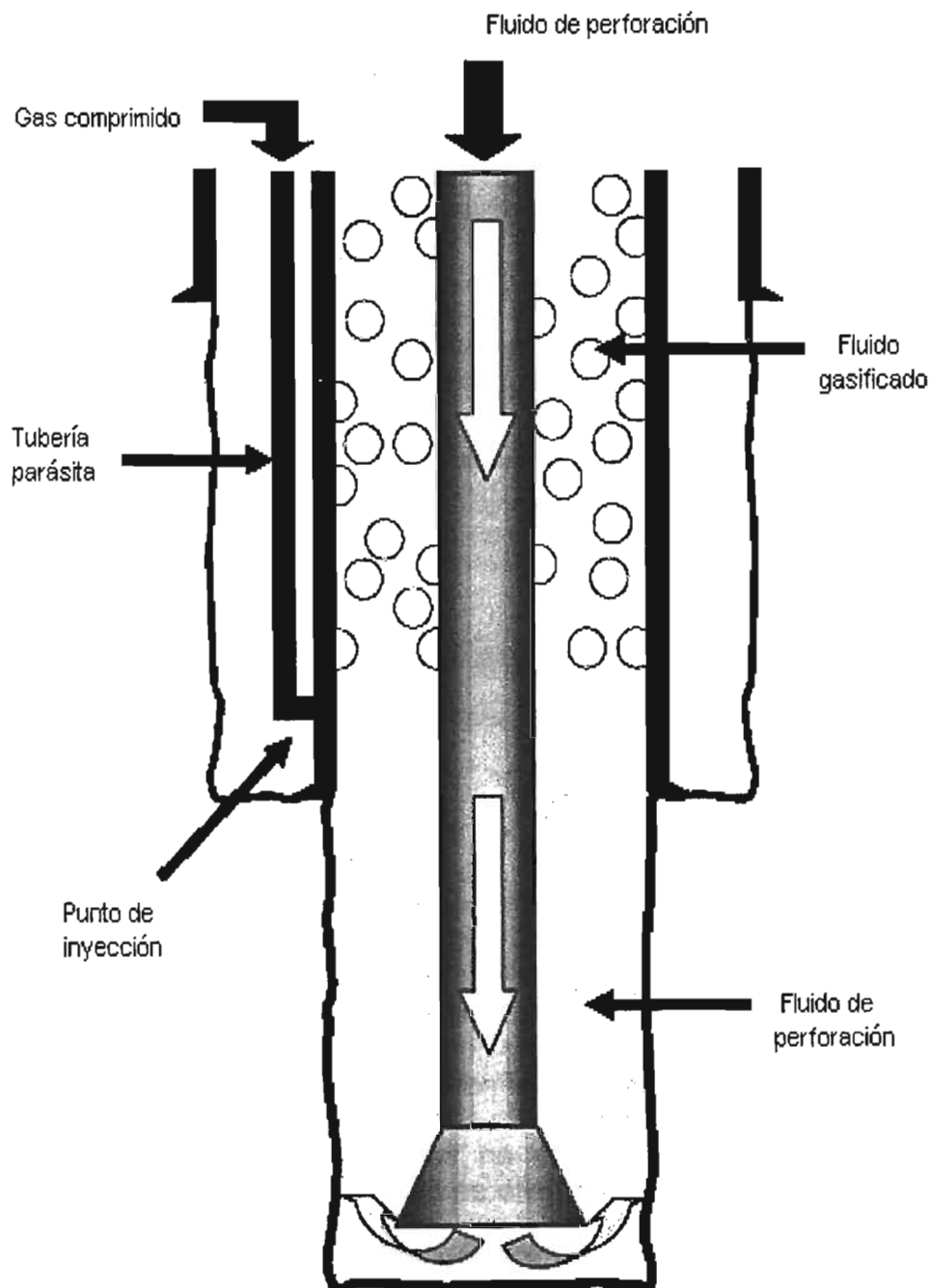
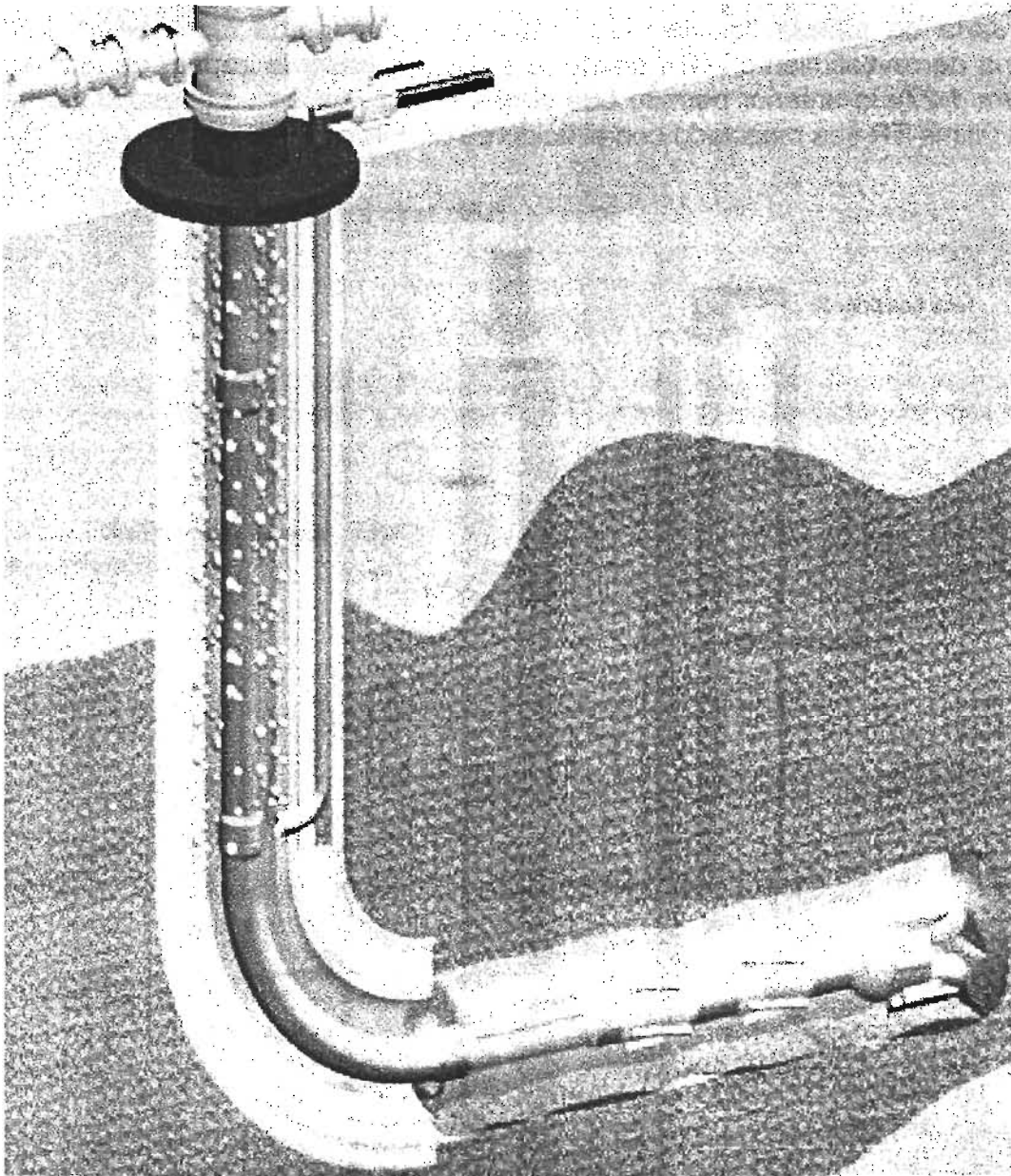


Figura 1.27.- Diseño de la sarta parásita.

El resultado de ésta aplicación es que la presión ejercida por la columna hidrostática se reducirá, para así alcanzar a la condición bajobalance sin interrupción (*Figura 1.28*).



**Figura 1.28.-** Esquema de la inyección mediante sarta parásita.

La desventaja de ésta aplicación es el riesgo de que la TF se tapone durante la cementación de la TR; tal inconveniente se incrementa en los pozos marinos, los cuales tienden a ser direccionales en su mayoría, en donde existen altas probabilidades de que la sarta parásita se colapse durante la introducción de la TR.

### 1.4.2 Sarta concéntrica

El método consiste en introducir una tubería entre la última TR cementada y la sarta de perforación (de forma temporal); la sarta concéntrica resultante debe tener suficiente diámetro para permitir rotar a la tubería de perforación.

En ésta configuración, el gas es inyectado por el espacio anular de la última TR cementada (Figura 1.29 y 1.30).

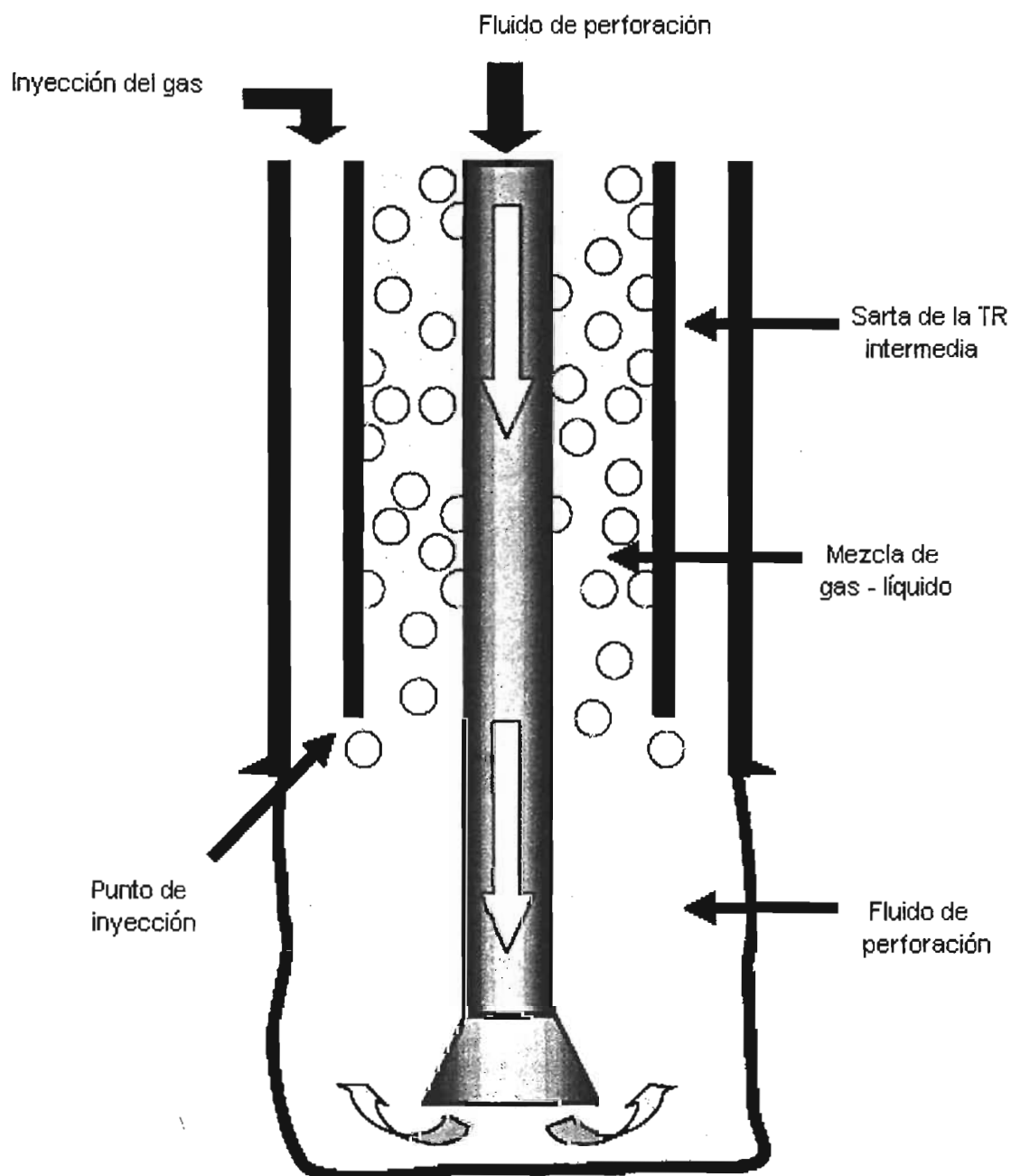


Figura 1.29.- Diseño de la sarta concéntrica.

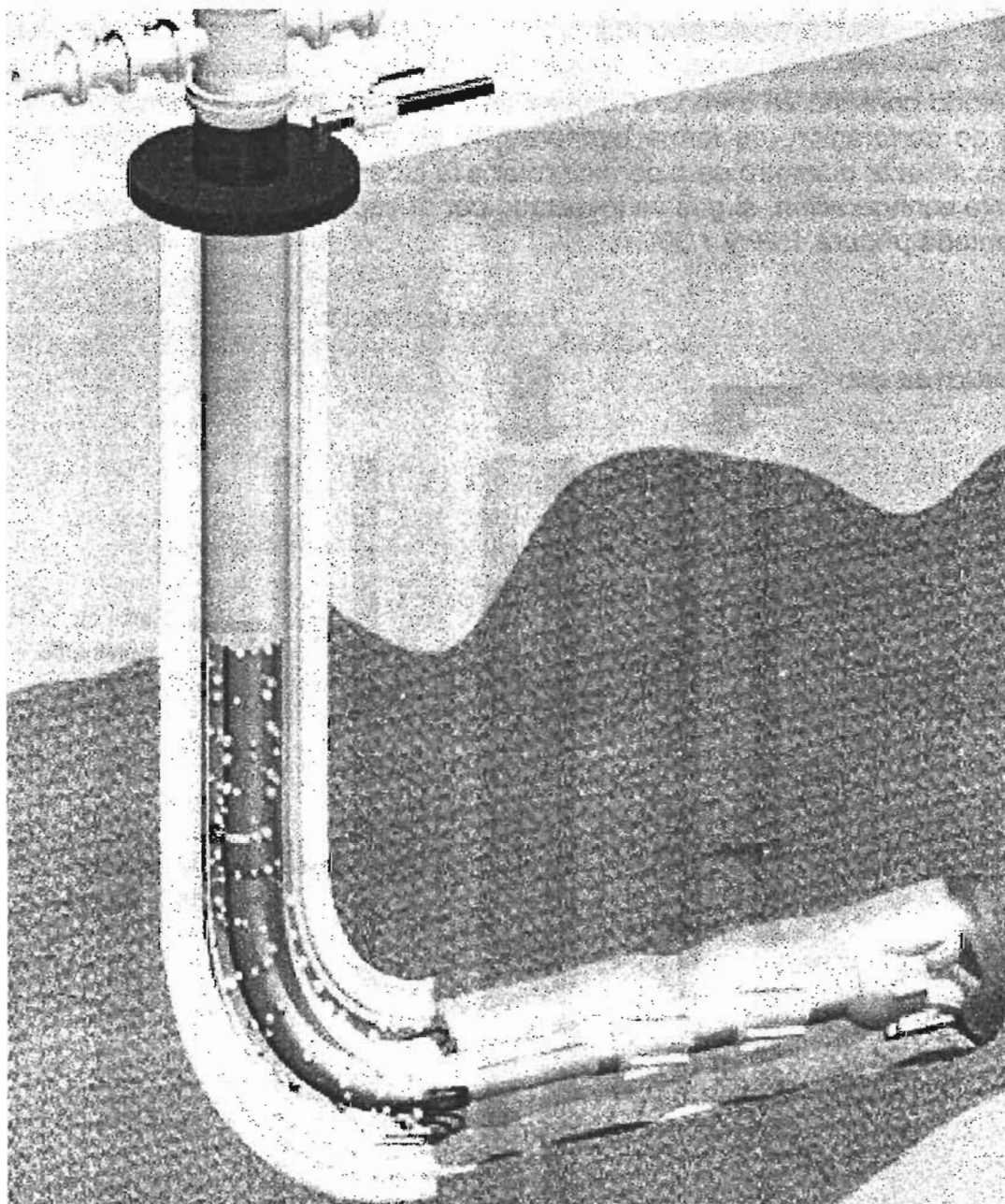


Figura 1.30.- Esquema de la inyección mediante sarta concéntrica.

### 1.4.3 Sarta de perforación

Éste método es el más utilizado, y consiste en la inyección del gas a través de la tubería de perforación con un gasto y presión diseñados para permitir que suceda la condición bajobalance (*Figura 1.31 y 1.32*).

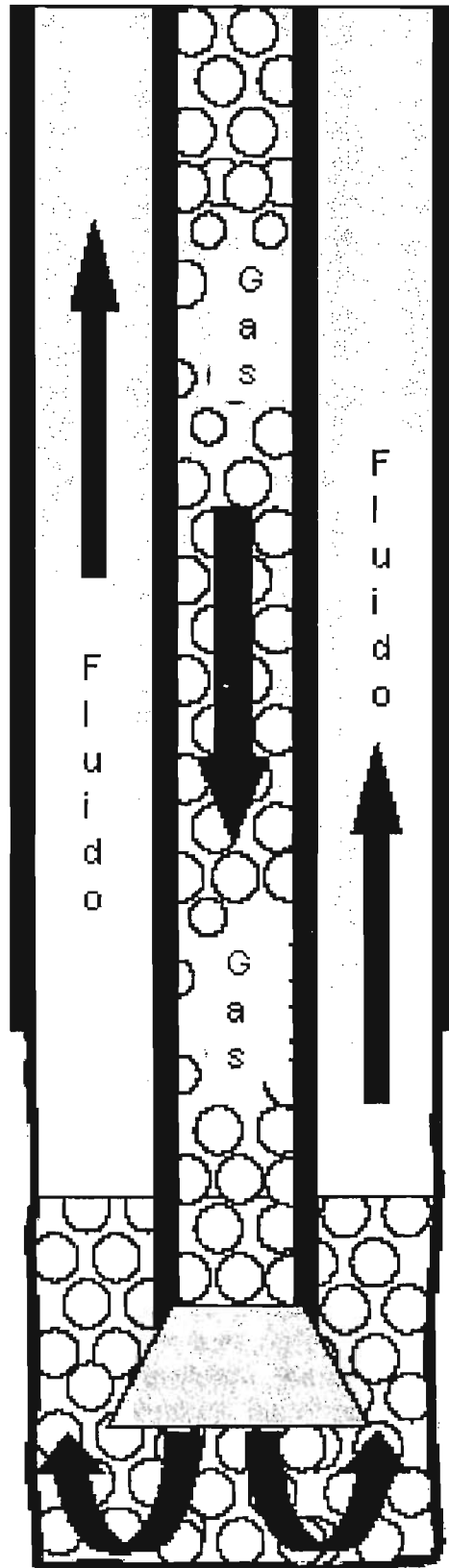


Figura 1.31.- Diseño de la sarta de perforación.



## Capítulo 2.- Selección de la Perforación Bajobalance

### 2.1 Estudios previos

#### 2.1.1 Diseño de las pruebas

La arquitectura general del diseño de las operaciones bajobalance sigue la siguiente lógica (Diagrama 2.1):

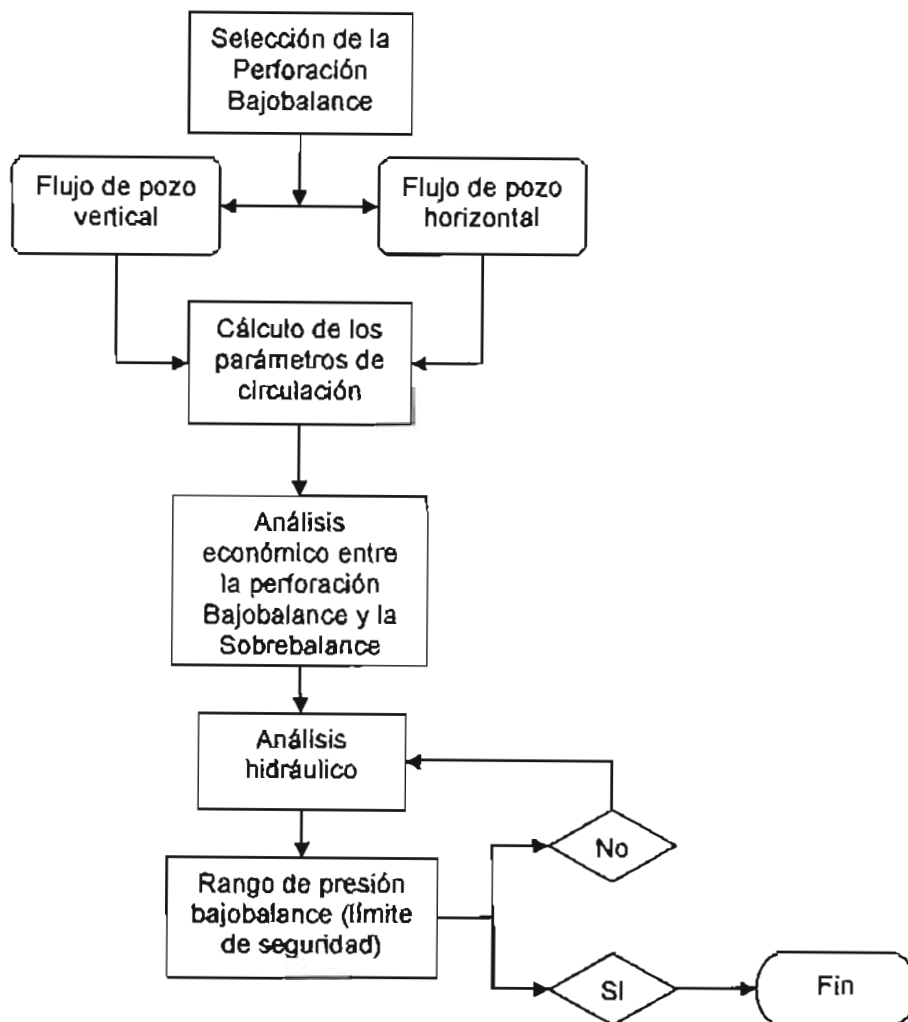


Diagrama 2.1.- Estudios anteriores al diseño de una perforación bajobalance.

El sistema cumple con dos tareas. La primera consiste en el análisis de los datos geomecánicos y petrofísicos para determinar si un pozo en particular es o no un candidato potencial para la perforación bajobalance (*Diagrama 2.2*).

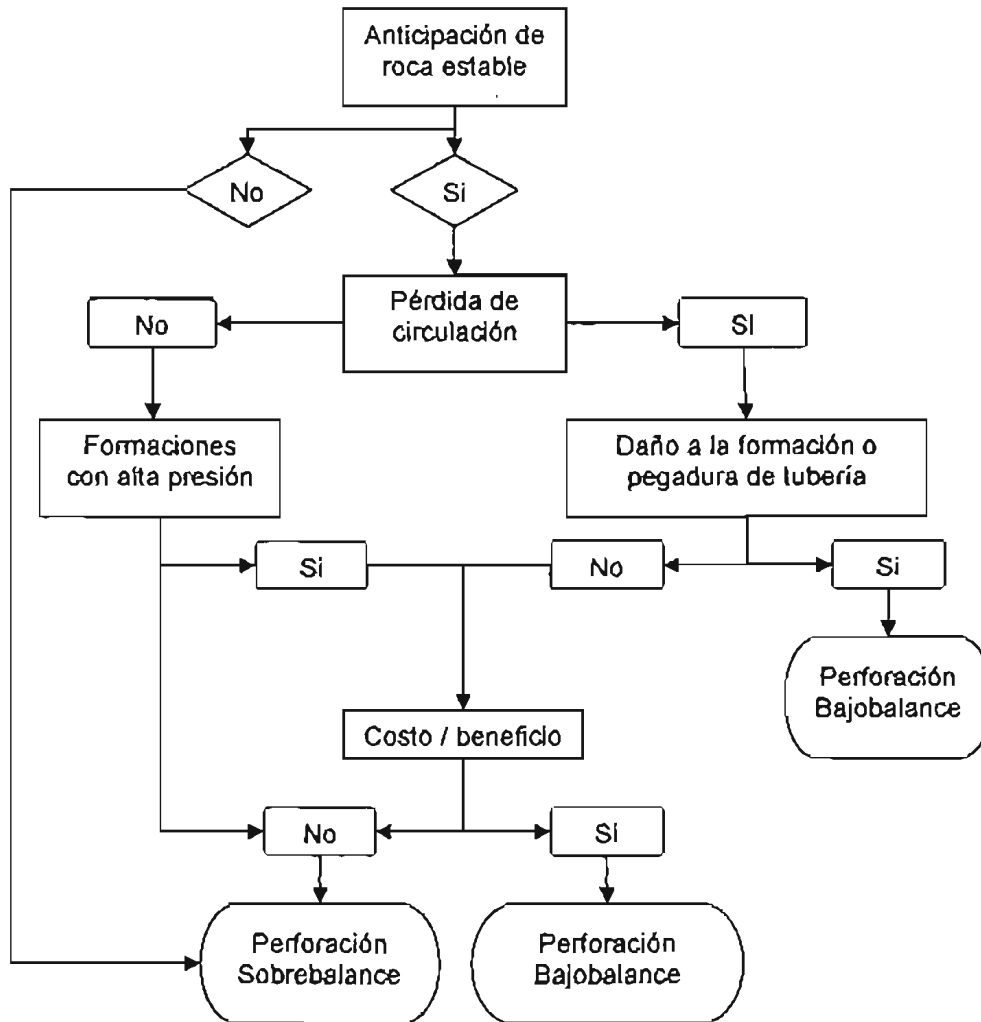


Diagrama 2.2.- Selección básica de la perforación bajobalance.

En la evaluación de los pozos para ser perforados en bajobalance, un factor de control es la densidad mínima del fluido de perforación a la cual la integridad del agujero puede ser mantenida. Para éste punto de partida, una roca estable es definida como la que puede soportar una densidad del fluido de perforación menor que la del fluido contenido dentro del poro, sin colapsarse.

De igual forma, se consideran otras características de la formación, como:

- Estimación del potencial de la roca para soportar al daño a la formación, tal como la hinchazón de las arcillas, la migración de las partículas finas, incompatibilidad fluido/fluido y de roca/fluido, el entrapamiento de fases y la absorción química.
- Evaluación de la probabilidad de pérdidas de circulación.



- Estimación de la probabilidad de pegadura de la tubería.

En caso de que la opción de perforación bajobalance no sea seleccionada, el encargado del diseño debe decidir la preparación del lodo que mejor se ajuste con las propiedades de la roca y minimice a los problemas serios, tales como la pérdida de circulación y el daño a la formación.

Una vez que ha sido determinado que un pozo en particular es candidato potencial para la perforación bajobalance, el sistema continúa con la segunda tarea, la cual consiste en la evaluación de la técnica de perforación bajobalance más adecuada. Se consideran otras especificaciones del agujero y del fluido, las cuales incluyen:

- Geometría planeada del agujero, si es de trayectoria vertical u horizontal.
- Diámetro planeado del agujero.
- Evaluación de la posibilidad de penetración de zonas productoras de agua.
- Evaluación de la posibilidad de producción de gas natural.
- Evaluación de la posibilidad de producción de gas amargo.
- Evaluación de la posibilidad de ocurrencia de fuego en el fondo del agujero.

Una vez que se han investigado éstas variables a través de la información inherente de los pozos cercanos, el modelado matemático y las reglas prácticas de campo, la técnica de perforación bajobalance candidata es seleccionada de acuerdo a los siguientes diagramas de flujo derivados de diseños anteriores (*Diagrama 2.3 y 2.4*):

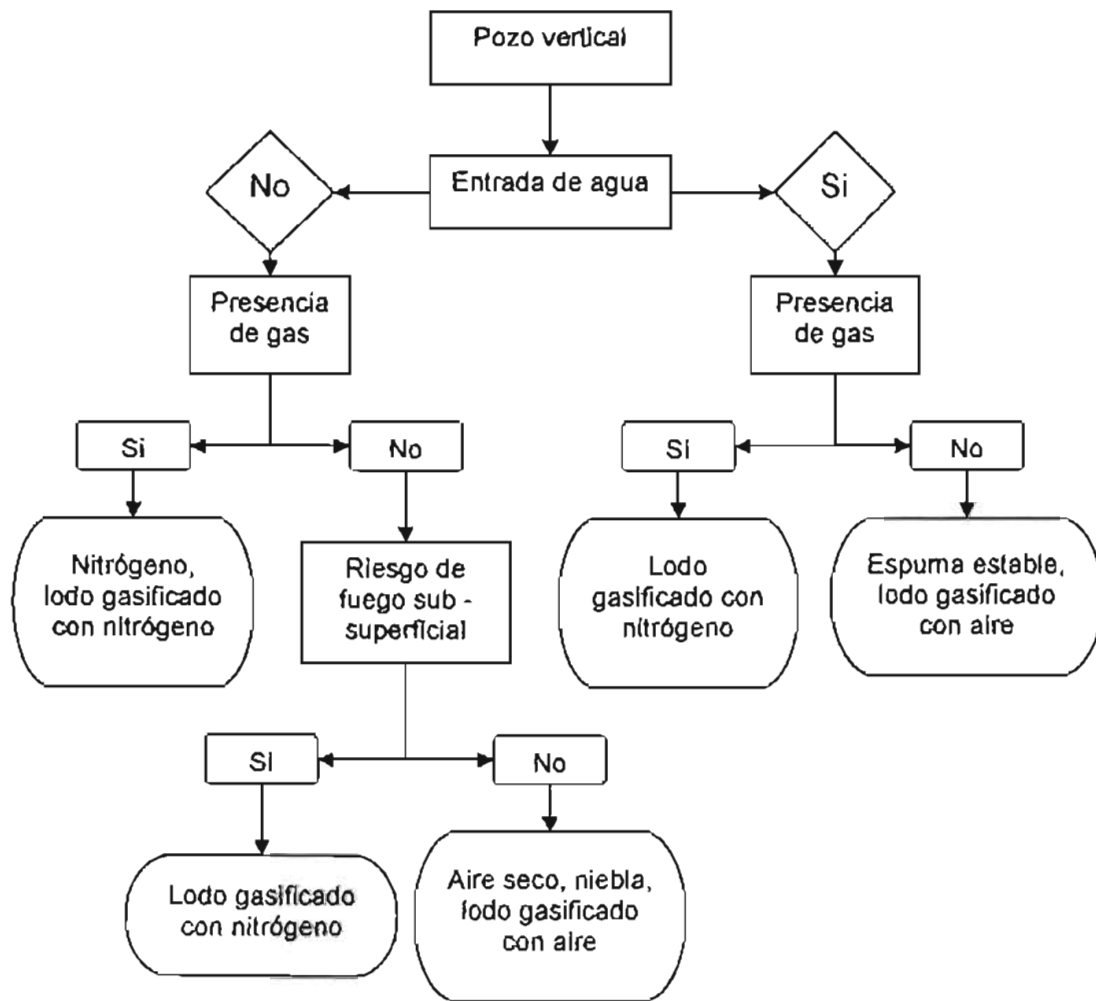


Diagrama 2.3.- Selección de fluido de perforación para pozos verticales.

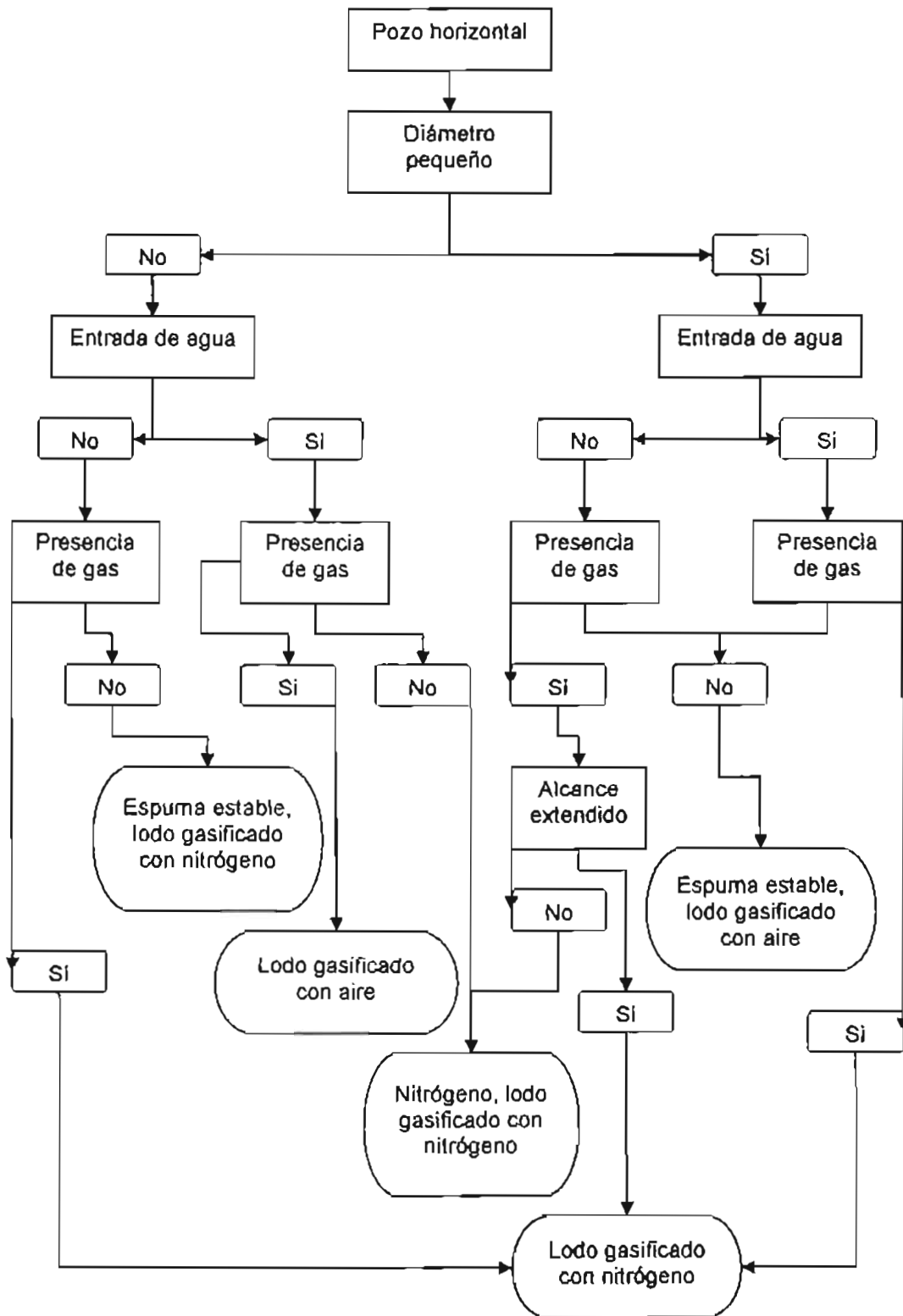


Diagrama 2.4.- Selección de fluido de perforación para pozos horizontales.

Entonces el sistema seguirá a través de dos modelos para asegurar que la técnica seleccionada es la óptima en términos de estabilidad del agujero e incentivos económicos, en donde se incluye:

- Modelo de gasto óptimo de circulación (cálculos de hidráulica).
- Modelo de análisis económico.

### 2.1.2 Evaluación del daño a la formación

El daño a la formación es el término utilizado para denotar a la reducción en la permeabilidad del medio poroso que se está perforando.

Se cuenta con diferentes tipos de mecanismos de daño a la formación asociados con las operaciones de perforación, siendo éstos:

- Migración de las partículas finas.
- Hinchazón de las arcillas.
- Incompatibilidad fluido/fluido o roca/fluido.
- Entrampamiento de las fases.
- Absorción química.

La migración de las partículas finas, especialmente bajo condiciones de perforación sobrebalance, ocurre en presencia de una variedad de tipos de arcillas; tales como la montmorillonita, la clorita, la kaolinita y la illita.

La hinchazón de las arcillas toma lugar particularmente cuando se perfora con lodos frescos (base agua) en la presencia de algunas arcillas; tales como la montmorillonita y la vermiculita.

Se ha sabido ampliamente que una variedad de arcillas es sensible a cambios en el pH del fluido y en la concentración de ciertos iones, lo cual reafirma que éste tipo de roca puede causar un revés significativo a un programa de perforación.

Lo referente al entrampamiento de una fase (especialmente el aceite y/o gas) consiste en el bloqueo de la misma en condiciones de permeabilidad afectada por las incompatibilidades que se presentan en los sistemas involucrados; se da en la subordinación de una fase dentro de la otra, desaprovechando volúmenes considerables de hidrocarburos dentro del yacimiento.

Ya que a muchos fluidos de perforación se les adicionan polímeros y demás agentes para mejorar sus propiedades, los mismos tienden a ser aceptados dentro de la matriz de la roca debido a su estructura pequeña (son cadenas largas de moléculas).

El potencial para el daño a la permeabilidad en un yacimiento depende, por lo tanto, en la morfología de las arcillas, su volumen fraccional y su accesibilidad para los fluidos invasores; tal información es obtenida a partir de microfotografías y de análisis de secciones delgadas de los núcleos.

## Procedimiento

Para determinar al daño a la permeabilidad causado por la hinchazón de las arcillas y la migración de sólidos, se asume que se conoce el tipo, volumen fraccional y distribución de las lutitas. Después, se utilizan dos índices de daño para estimar a la reducción potencial de la permeabilidad de la roca, como resultado de la hinchazón de arcillas y de la migración de sólidos, los cuales son asignados a cada arcilla en base a su distribución en la roca, su origen (autigénico o detrítico) y a su composición.

Para calcular al daño potencial total de la roca, cada índice de arcilla es multiplicado por su coeficiente de peso correspondiente y su volumen fraccional. El daño potencial total es la suma de éstos productos.

Las *Tablas 2.1 y 2.2* presentan un resumen de los índices de daño para varios tipos de arcillas, así como sus factores de corrección para la distribución, respectivamente<sup>15</sup>.

El índice de hinchazón total es, por lo tanto, calculado como sigue:

$$I_s = \sum V_i \cdot J_{si} \cdot F_{si} \quad (1)$$

El potencial de hinchazón (en porcentaje) es dado por:

$$\Phi_s = 100 \frac{I_s}{10} \quad (2)$$

Similarmente, el índice de migración de sólidos total es dado por:

$$I_F = \sum V_i \cdot J_{Fi} \cdot F_{Fi} \quad (3)$$

Aquí,  $V_i$  es el volumen fraccional de una arcilla en particular. El potencial de migración de sólidos (en porcentaje) es dado por:

$$\Phi_F = 100 \frac{I_F}{10} \quad (4)$$

Los dos índices,  $\Phi_F$  y  $\Phi_s$ , varían de entre 0% y 100%, y son equivalentes a la probabilidad de ocurrencia de la migración de sólidos y de la hinchazón de arcillas.

El peligro de tener otros mecanismos de daño a la formación, tales como incompatibilidad fluido/fluido o roca/fluido, entrapamiento de fases y absorción química, en cualquier operación de perforación, ha sido estudiado por Bennion<sup>30</sup>. Para predecir al potencial de ocurrencia para esos mecanismos de daño, se asume que el tipo de formación es conocido, y así se utilizan las reglas de Bennion<sup>30</sup>. La *Tabla 2.3* presenta un resumen del tipo de formación vs. el mecanismo de daño.

<sup>15</sup> Bibliografía al final

Componente de la arcilla	Índice de hinchazón ( $I_s$ )	Índice de migración de sólidos ( $I_F$ )
Montmorilonita	10	10
Clorita	1	6
Kaolinita	1	6
Ilita	2	8
Vermiculita	5	2

Tabla 2.1.- Índices de daño para arcillas puras.

Distribución de la arcilla	Factor de hinchazón ( $C_S$ )	Factor de migración de sólidos ( $C_F$ )
Forro del poro	1	0.7
Relleno del poro	1	1
Taponamiento del poro	0.5	1
Partículas discretas	0	0.9
Lentes delgadas	0.5	0

Tabla 2.2.- Factores de corrección para la distribución

Mecanismo de daño / Tipo de formación	Incompatibilidad Fluido/Fluido	Incompatibilidad Roca/Fluido	Invasión de sólidos	Entrampamiento de fases	Absorción química	Daño biológico	Efecto de alto sobrebalance
Arena limpia homogénea	→	→	→	→	→	→	→
Arena sucia homogénea	→	●	→	→	●	→	→
Arena limpia laminada	→	→	→	→	→	→	→
Arena sucia laminada	→	●	→	→	●	→	→
Arena no consolidada	→	→	●	X	→	→	●
Arena fracturada de matriz permeable	→	→	●	→	→	→	●
Arena fracturada de matriz poco permeable	→	X	●	→	→	→	●
Carbonato homogéneo	●	X	→	●	→	→	→
Carbonato fracturado de matriz impermeable	●	X	●	→	X	→	●
Carbonato fracturado de matriz permeable	●	X	●	→	→	→	●
Carbonato vugular	●	X	●	X	X	→	●
●: Probable mecanismo de daño en la mayoría de las condiciones		→: Posible mecanismo de daño en condiciones específicas		X: Muy bajo mecanismo de daño en la mayoría de las condiciones			

Tabla 2.3.- Mecanismos de daño vs. tipo de matriz de la formación.

### 2.1.3 Evaluación de las pérdidas de circulación

La pérdida de circulación es definida como la pérdida parcial o total de los fluidos de perforación hacia la formación que se está penetrando en un periodo dado de tiempo. Ocurre cuando las aberturas naturales o inducidas de la formación son lo suficientemente grandes como para permitir que el lodo pase a través de ellas, y cuando la presión ejercida por la columna hidrostática excede a la presión de poro de la formación.

La severidad de éstas pérdidas varía desde las menores por filtración hasta las completas donde no existe retorno alguno por el espacio anular.

Éstas pérdidas pueden ocurrir en formaciones sin consolidar, altamente permeables, natural o artificialmente fracturadas o en las cavernosas.

#### Procedimiento

Para determinar al potencial de pérdida de circulación, se asume un estimado cuantitativo de tanto la permeabilidad ( $k$ ) como de la porosidad ( $\phi$ ), y una descripción petrográfica cualitativa del yacimiento que se está perforando.

La presencia de fracturas es asignada a un índice ( $I_{Fr}$ ) que toma el valor de 10 para las formaciones altamente fracturadas, y el valor de 1 para las no fracturadas. Similarmente, la presencia de vugulos es asignada a un índice ( $I_V$ ) que toma el valor de 10 para roca vugulosas, y el valor de 1 para las que no lo son.

Un número entre 1 y 10 para ambos índices puede ser seleccionado basado en el juicio del observador.

Los eventos geológicos que resultaron en la transformación de las propiedades petrográficas, tales como la permeabilidad, porosidad, presencia de vugulos y fracturas, son considerados como independientes. Como consecuencia, el índice de pérdida de circulación ( $I_{LC}$ ), el cual es el efecto resultante de éstas cuatro variables, está definido por<sup>15</sup>:

$$I_{LC} = k \cdot \phi \cdot \left( \frac{I_{Fr}}{10} \right) \cdot \left( \frac{I_V}{10} \right) \quad (5)$$

Aquí,  $k$  está en mD, y  $\phi$  es una fracción.

La guía práctica está considerada por los rangos de:

$I_{LC} \geq 5\%$	Se tienen problemas severos de pérdida de circulación.
$I_{LC} < 0.1\%$	No se encuentran problemas de pérdida de circulación.
$0.1\% \leq I_{LC} \leq 5\%$	Se tienen algunos problemas.



### 2.1.4 Evaluación de la posibilidad de pegadura de tubería

En muchos yacimientos, la pegadura diferencial es un problema mayor que causa tiempos no productivos (TNP) significantes. Las pérdidas económicas están compuestas por la pérdida potencial del aparejo de fondo y la posibilidad de tener que desviar al agujero desde la profundidad de la tubería afectada.

La pegadura diferencial ocurre a causa del filtrado de lodo (el cual tiene otros efectos benéficos, pero en éste caso no lo son) y la presión diferencial entre el fluido en el espacio anular y la formación. Ya que un filtrado puede no ser completamente permeable, existe un gradiente de presión a través del enjarre en la condición de perforación sobrealance. Si la tubería de perforación contacta al filtrado, el gradiente de presión actúa como una fuerza que retiene a la tubería contra la pared del agujero.

La fuerza es determinada multiplicando a la presión diferencial por el área de sección transversal con la que la tubería hace contacto directo con el filtrado de la pared. Si la fuerza de retención excede a la habilidad del equipo para mover a la tubería, se tendrá una pegadura diferencial.

La perforación bajobalance elimina tanto al filtrado de lodo como a la presión diferencial, por dos razones: los fluidos de perforación utilizados en ésta modalidad de perforación tienden a carecer de partículas sólidas, mientras que la presión diferencial actúa desde el yacimiento hacia el espacio anular (por resolución, se le asigna como un valor negativo, al contrario del caso convencional).

Adicionalmente, Sharif<sup>17</sup> desarrollo una función probabilística a partir de casos reales, la cual arroja un Índice de ocurrencia dada por:

$$SDSI = -4.4 + 0.5(CC) + 0.075(SOL)(EMW) + 0.0045(DIA)(ROP) \quad (6)$$

$$P_{PD} = \frac{1}{1 + \exp^{-SDSI}} \quad (7)$$

### 2.1.5 Gasto óptimo de circulación (hidráulica)

El diseño de los programas de circulación para la perforación bajobalance no es totalmente diferente a su contraparte convencional.

La base para el diseño hidráulico es el garantizar una limpieza adecuada del agujero, para asegurar al transporte vertical de los recortes en las zonas anulares en donde las velocidades son reducidas a causa de los cambios en el área anular, para mantener la estabilidad del agujero y mitigar al daño a la formación, y para operar dentro de los límites de presión y gastos de las tuberías, así como del equipo superficial.

El acercamiento propuesto por Angel<sup>16</sup> resulta ser el que mejor se ajusta a la experiencia de campo, desarrollándose de forma iterativa para una mejor aproximación (ver Apéndice A y B):

$$\frac{6.61 \cdot S \cdot (T_s + G \cdot h) \cdot Q^2}{(D_h^2 - D_p^2)^2 \cdot V_e^2} = \sqrt{(P_s^2 + b \cdot T_{av}^2) \exp\left(\frac{2 \cdot a \cdot h}{T_{av}}\right) - b \cdot (T_{av}^2)} \quad (8)$$

En donde a y b se calculan:

$$a = \frac{S \cdot Q + 28.8k(D_h^2)}{53.3 \cdot Q} \quad (9)$$

$$b = \frac{(1.167 \cdot 10^{-6})(Q^2) \cdot f}{(D_h - D_p)(D_h^2 - D_p^2)^2} \quad (10)$$

$$f = \left[ \frac{1}{1.74 - 2 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot e}{D_h}\right)} \right] \quad (11)$$

Se cuenta con otra correlación, de Poettman y Bergman<sup>18</sup>, la cual se ajusta mejor a los fluidos gasificados:

$$Q_a = \frac{42 \cdot h(\rho_f) - 808(P_2 - P_1)}{4.071(T_{avg}) \cdot \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right) - 0.0764 \cdot h} \quad (12)$$

$$P_2 = P_1 + 0.052 \cdot h(\rho_d) \quad (13)$$

### 2.1.6 Cálculo de la presión anular

Para asegurar que las operaciones de perforación bajobalance serán realizadas dentro de un marco seguro, se necesitan calcular volúmenes, presiones hidrostáticas y pérdidas por fricción.

Las presiones son calculadas incrementalmente mediante el siguiente procedimiento:

- Se asume que la presión en la superficie y los gastos de flujo volumétrico son calculados para intervalos cortos (usualmente de 100 [pies]), partiendo del cabezal.
- Basándose en los gastos de flujo y en las propiedades del fluido, se calcula la presión en el fondo del primer intervalo, utilizando tanto a las pérdidas por fricción y la presión hidrostática.

- Se utiliza a la presión del fondo de éste primer intervalo para volver a calcular a las propiedades del fluido y a los gastos de flujo; los mismos son usados para calcular a la presión en el fondo del segundo intervalo (tal proceso es repetido hasta que la presión de la zona de interés se determina).
- Si se desea, se continúa hasta que se llegue a presión cerca de la barrena (teniendo en cuenta la caída de presión a través de la barrena y confirmando a lo largo de toda la sarta hacia la superficie).

Los cálculos deben ser realizados en intervalos cortos, ya que el volumen, densidad y gasto de flujo cambian con la presión. Ya que el gas es compresible, el volumen es una función bastante ligada con la presión.

Para calcular la densidad y volumen del gas circulante se tiene que<sup>1</sup>:

- Se pueden calcular a cualquier presión, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\rho_g = \frac{2.703 \cdot S(P_i)}{T_i} \quad (14)$$

$$V_g = \frac{0.35(Q_o)(Q_L)}{P_i} \quad (15)$$

- También se determina la densidad y volumen del líquido, utilizando ecuaciones para convertir a las unidades de [ppg] a [lbm/pe<sup>3</sup>] y de [gpm] a [ft<sup>3</sup>/min]:

$$\rho_L = 7.48(\rho_f) \quad (16)$$

$$V_L = \frac{Q_L}{7.48} \quad (17)$$

- El siguiente paso es el determinar a la densidad y volumen combinados de la mezcla:

$$V_T = V_g + V_L \quad (18)$$

$$\rho_m = \frac{(\rho_g)(V_g) + (\rho_L)(V_L)}{V_T} \quad (19)$$

- La presión hidrostática y las pérdidas por fricción para el intervalo discreto son calculadas con las siguientes ecuaciones, junto con la presión en el fondo del intervalo:

$$P_{hy} = \frac{(\rho_m)(L_{md})}{144} \quad (20)$$

$$P_{fr} = \frac{(5.88 \cdot 10^{-4})(\rho_m^{0.81})(V_r^{1.81}) \cdot P(V^{0.19})(L_{md})}{(D_h - D_p)^3 (D_h + D_p)^{0.81}} \quad (21)$$

$$P_{i,1} = P_i + P_{hy} + P_{fr} \quad (22)$$

Utilizando a las ecuaciones (14) a la (22), la presión anular puede ser calculada en cualquier profundidad, incluyendo a la presión hidrostática y a las pérdidas por fricción (la primera siendo función de la profundidad vertical verdadera y la segunda de la medida).

### 2.1.7 Cuantificación de la productividad

Una de las principales ventajas de la perforación bajobalance es la reducción en el daño a la formación. Por lo tanto, la evaluación de la productividad es indispensable para la estimación de los costos.

Para evaluar al incremento potencial de la productividad de un pozo, se debe poder estimar al decremento potencial en el daño mecánico. Para evaluar al índice de productividad y al volumen de producción para cada caso vertical y horizontal, se utilizan a las siguientes ecuaciones<sup>1</sup>:

El índice de productividad (PI) para un pozo vertical es:

$$PI = \frac{0.00708 \cdot K \cdot h}{\mu \cdot Bo \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + sk \right]} \quad (23)$$

El índice de productividad (PI) para un pozo horizontal es:

$$PI = \frac{0.00708 \cdot K \cdot L}{\mu \cdot Bo \left[ \left( \frac{L}{h} \right) \cdot \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 - \left( \frac{L}{2 \cdot r_e} \right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot r_e}} \right) + \ln \left( \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_w} \right) + sk \right]} \quad (24)$$

La relación entre PI y la caída de presión está expresada como:

$$\Delta p_s = \frac{141.2 \cdot Q \cdot B_o \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot sk \quad (25)$$

Utilizando a las ecuaciones anteriores, el PI y el gasto de producción esperado pueden ser calculados. Para evaluar al incremento potencial de las actividades de perforación bajobalance, el daño de una perforación convencional debe ser comparado con el del mismo pozo en bajobalance.

## 2.2 Pruebas de laboratorio

Están disponibles una variedad de técnicas de laboratorio para cuantificar al efecto de la perforación bajobalance en una formación dada. Para los siguientes procedimientos, se utiliza el siguiente esquema (*Figura 2.1*) de evaluación de núcleos para contrastar a ambas condiciones de perforación, sobrebalance vs. bajobalance:

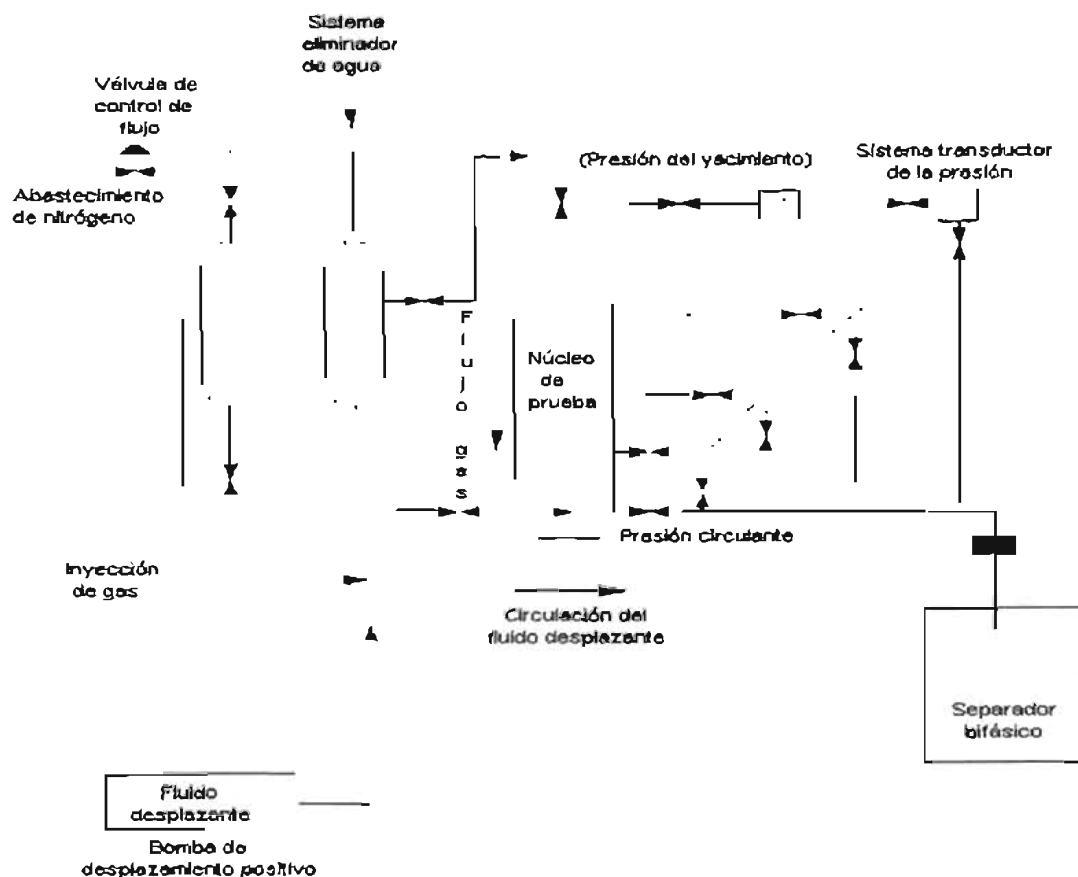


Figura 2.1.- Sistema controlado para la prueba de núcleos.

### 2.2.1 Evaluación para la Perforación Bajobalance

1. Obtener muestras representativas en estado preservado o restaurado, en condiciones correctas de saturación de aceite y agua inicial.
2. Medir la permeabilidad inicial sin daño, referentemente al aceite o gas (dependiendo del tipo de yacimiento bajo consideración) a varias condiciones de depresionamiento que se espera ocurran en el campo (para observar la presencia de efectos capilares o turbulencia).
3. Conducir una prueba bajobalance, circulando al fluido de perforación propuesto en la cara del núcleo con el gradiente máximo de presión esperado a través de la muestra, mientras se registra continuamente a la permeabilidad en un periodo de 24 horas o hasta que se obtenga una permeabilidad dinámica estabilizada.
4. Degradar a la presión bajobalance a lo largo de varias etapas, permitiendo el equilibrio de más de 24 horas en cada etapa para observar si aparecen efectos de imbibición a contracorriente; finalmente, concluir con la medición de la permeabilidad del gas después un flujo balanceado.
5. Exponer al núcleo a un pulso de bajobalance con el lodo de perforación, incluyendo a la concentración esperada de sólidos de roca/lodo durante un periodo de 5 – 60 minutos (la duración y magnitud del pulso depende del tipo de operación de perforación y los problemas potenciales esperados).
6. Conducir una prueba de permeabilidad de retorno en un depresionamiento variable con gas o aceite, para determinar al umbral de presión requerido para movilizar cualquier daño inducido por el pulso de sobrebalance y establecer si el daño es reducido mediante el incremento de la caída de la presión y la cantidad final de daño remanente al depresionamiento máximo esperado (si el daño es severo, los tratamientos de estimulación podrían ser evaluados).

Este procedimiento provee una buena indicación de si los efectos de imbibición serán problemáticos y qué tanta presión bajobalance deberá ser mantenida para minimizar sus efectos.

Este tipo de pruebas también pueden proveer una indicación de la severidad del daño a la formación y la profundidad de la invasión que deben ser esperados (si se compromete a la condición bajobalance), así como la habilidad de remover al mismo daño con la presión de formación (o con métodos de estimulación).

### 2.2.2 Evaluación para la Perforación Sobrebalance

1. La obtención y medición de la permeabilidad inicial del núcleo son idénticas a aquellas descritas previamente para las pruebas de bajobalance.

2. Conducir una prueba sobrebalance para el fluido de perforación, mediante la circulación del lodo actual de campo (que contenga a los sólidos de la roca/lodo) de una forma turbulenta a través de la cara del núcleo a la máxima presión de sobrebalance esperada; después observar a los gastos de pérdida de fluido, la aparición del filtrado de lodo, el potencial de sello, profundidad del filtrado y la invasión de sólidos; finalmente evaluando a todo una selección de lodos, desde los sistemas convencionales (químicos) hasta mezclas más sofisticadas de polímeros, para así obtener a un sistema óptimo para las operaciones sobrebalance.
3. Conducir una prueba de permeabilidad de retorno en depresionamiento con gas o aceite, para determinar al umbral de presión requerido para movilizar a cualquier daño inducido por la exposición en sobrebalance y así determinar si el daño es reducido por el incremento de la caída de la presión y la cantidad final de daño remanente al depresionamiento máximo esperado (si el daño es severo, los tratamientos de estimulación podrían ser evaluados).

Esta secuencia de prueba ilustra cómo el daño a un programa de perforación sobrebalance (convencional) puede ser (en comparación con tanto a un programa de perforación bajobalance bien o mal ejecutado) y provee una indicación si el comportamiento comparable o incluso superior puede ser obtenido con menos costo y riesgo.

### **2.3 Selección de yacimientos aptos**

La selección de candidatos, hablando tanto de yacimientos como para pozos, es la clave para el éxito de los proyectos de perforación bajobalance.

Existe una pregunta sobre el por qué algunas veces la perforación bajobalance bien planeada y ejecutada mejora significativamente a la productividad de los pozos, comparada con las prácticas de perforación convencional, pero que en algunas ocasiones simplemente no lo hace. Para responderla, se ha realizado un estudio extensivo de ingeniería de yacimientos para entender al mecanismo de mejora de productividad por las condiciones bajobalance.

En el caso de México, los yacimientos naturalmente fracturados más importantes se encuentran en costa fuera. Estos yacimientos están compuestos por calizas y dolomías altamente fracturadas, con permeabilidades de hasta 5 [Darcys]; aún más, algunos de éstos, debido a la explotación, se encuentran depresionados.

Las fracturas, cavernas y vórgulos en tales zonas causan pérdida total de la circulación del fluido de perforación. A partir de ésta situación, se causa que el operador perfora frecuentemente sin circulación del fluido (perforación a ciegas),

utilizando sólo baches viscosos de fluido de perforación para alcanzar al objetivo.

La pérdida parcial o total del lodo de control origina al daño a la formación, debido a la invasión de fluidos y sólidos hacia el estrato, reduciendo la productividad del pozo e incrementando la probabilidad de necesitar estimulaciones y así aumentar los costos del proyecto.

### 2.3.1 Tipos de yacimientos idóneos

- Arenas y carbonatos consolidados (roca dura), intercrystalinos y de alta permeabilidad (>1 000 [mD]); a altas presiones de formación, los problemas de control del pozo pueden limitar a la utilidad de la perforación bajobalance, a causa de factores de manejo y procesamiento superficial.
- Arenas poco consolidadas de alta permeabilidad (se presenta cierto riesgo de colapso del agujero en algunas situaciones, sin embargo, un buen número de operaciones en bajobalance han sido llevadas a cabo exitosamente en éstas arenas); a altas presiones de formación, los problemas de control del pozo pueden limitar a la utilidad de la perforación bajobalance, a causa de factores de restricción en el manejo y procesamiento superficial (producción de arena).
- Formaciones macrofracturadas (aberturas mayores a 100 [ $\mu\text{m}$ ]), si la abertura de la fractura empieza a exceder de 1 000 a 2 000 [ $\mu\text{m}$ ], existe alguna posibilidad de invasión inducida por gravedad en el fondo del agujero a bajas presiones de condición bajobalance; a altas presiones de formación, los problemas de control del pozo pueden limitar la utilidad de la perforación bajobalance, a causa de factores de manejo/procesamiento.
- Formaciones de baja presión/depresionadas, en donde la perforación convencional podría ejercer más de 1 000 [psi] de presión hidrostática en condición sobrebalance.
- Formaciones que contienen concentraciones significativas de materiales sensibles al filtrado de lodo base agua (arcillas expansibles, anhidrita, halita, etc.).
- Formaciones que exhiben problemas severos de incompatibilidad potencial con los filtrados (emulsiones, precipitados, etc.).
- Formaciones deshidratadas que exhiben saturaciones irreductibles de agua o hidrocarburos, pueden ser candidatas para la perforación bajobalance, con el filtrado apropiado para evitar la imbibición y problemas de entrapamiento de fases (agua para sistemas mojados por aceite y aceite para sistemas mojados por agua).



### 2.3.2 Tipos de yacimientos no elegibles

- Formaciones que presentan inestabilidad en el agujero (lutitas y arenas no consolidadas). Sin embargo, en tales casos, las herramientas y tecnología de la perforación bajobalance permiten condiciones cercanas a ésta modalidad, en beneficio al proyecto.
- Formaciones de alta presión y alta permeabilidad, ya que pueden ser perforados en sobrebalance sin muchos problemas operacionales y sin altos costos.
- Formaciones someras en donde se pueden presentar dificultades para controlar a la presión de fondo y asegurar condiciones continuas de bajobalance.
- Formaciones susceptibles a la imbibición espontánea, ya que la perforación bajobalance puede incrementar el daño en caso de que se presente.
- Formaciones en donde no es posible predecir adecuadamente a la presión del yacimiento (fundamental para el diseño de la condición bajobalance).
- Formaciones que presenten variaciones de presión demasiado amplias, porque resulta impráctico el coordinar muchas acciones de regulación de presión en intervalos pequeños.
- Formaciones que aporten demasiados componentes para el H<sub>2</sub>S, lo cual complica el diseño y operación de los sistemas, poniendo en riesgo al personal y equipo.

## 2.4 Clasificación de pozos Bajobalance

El grupo de Estándares y Nomenclatura fue formado en 1998, cuyo primer objetivo fue el desarrollar un método de clasificación de pozos para su perforación en modalidad bajobalance, que podría proveer una guía para la administración del riesgo para los ingenieros de perforación y las autoridades administrativas y regulatorias.

El desarrollo del sistema de clasificación también puede proveer una base para establecer una base de datos para la referencia de pozos perforados con tecnologías bajobalance.

El grupo de E – N mantuvo reuniones formales que involucraron a los operadores y contratistas en lugares como Houston, Amsterdam, Caracas, Abu Dhabi y Jakarta. El propósito fue el buscar la intervención de un grupo amplio del personal que labora en el área de las técnicas bajobalance.

Una sección central de los miembros del grupo de trabajo incorporó comentarios de todas las reuniones y conferencias, para así desarrollar posteriormente a la forma final del sistema.

Después de considerar varios sistemas y métodos diferentes, el grupo propuso una clasificación lineal que estudia a las áreas clave de la administración de riesgos y a la aplicación de tecnología.

Para asistir con la categorización de todos los pozos perforados con técnicas bajobalance, un elemento secundario denota si el pozo fue verdaderamente perforado en bajobalance, o sólo con una "baja columna hidrostática".

La primera parte del sistema identifica al pozo, o a la sección del mismo, basado en el riesgo proyectado asociado con el agujero. Éstos niveles de riesgo, de 0 hasta 5, son:

Nivel 0:

Sólo mejora de comportamiento del pozo; las zonas no contienen hidrocarburos.

Nivel 1:

Pozo incapaz de fluir naturalmente hacia la superficie.

El pozo es "inherentemente estable" y de bajo riesgo desde el punto de vista de control.

Nivel 2:

Pozo capaz de fluir naturalmente hacia la superficie, pero los métodos convencionales de control son posibles, al igual que las consecuencias limitadas en caso de falla catastrófica del equipo.

Nivel 3:

Producción geotérmica y de no hidrocarburos.

Las presiones máximas de cierre son menores que el rango de operación del equipo para bajobalance.

La falla catastrófica tiene consecuencias inmediatas y serias.

Nivel 4:

Producción de hidrocarburos.

Las presiones máximas de cierre son menores que el rango de operación del equipo para bajobalance.

La falla catastrófica tiene consecuencias inmediatas y serias.

Nivel 5:

Presiones superficiales máximas proyectadas que exceden al rango de operación del equipo para bajobalance, pero debajo del rango del conjunto de preventores.

La falla catastrófica tiene consecuencias inmediatas y serias.

La *Tabla 2.4* combina a las categorías definidas por la administración de riesgos (niveles 0 a 5) con sub – clasificadores, para indicar si el pozo es perforado en bajobalance o utilizando una tecnología de "baja columna hidrostática". Para proveer un método completo de clasificación del tipo de tecnología utilizada para una o más secciones del pozo (o pozos múltiples), un tercer componente del sistema se enfoca en la técnica bajobalance utilizada.

	0		1		2		3		4		5	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Perforación con <u>Gas</u>	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Perforación con <u>Niebla</u>	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Perforación con <u>Espuma</u>	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Perforación con <u>Líquido Gasificado</u>	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Perforación con <u>Líquido</u>	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Tabla 2.4.- Matriz de clasificación de pozos (IADC).

### 2.4.1 Ejemplos de uso del sistema

Una sección horizontal de un pozo petrolero es perforada en un área geológica conocida, utilizando un fluido de perforación aligerado con gas nitrógeno para lograr la condición bajobalance a través de la sección del yacimiento. La máxima presión de fondo predicha es de 3 000 [psi], con una presión potencial de cierre de 2 500 [psi].

Éste pozo sería referido como un 4 – B – 4, indicando Nivel de Clasificación de riesgo 4 y de perforación bajobalance con un líquido gasificado.

Se perforó hasta 500 [pies] en una secuencia de arena/lutita, para así poder cementar a la TR superficial. La perforación con aire a los 4 000 [pies] resulta muy dura y abrasiva en secuencias de arcillas y lutitas; en tal sección se espera un gradiente de presión normal y sin producción de agua o hidrocarburos.

Éste pozo sería referido como un 0 – B – 1, indicando Nivel de Clasificación de riesgo 0 y de perforación bajobalance con aire seco.



## **Capítulo 3.-**

### **Estructura de un programa para la Perforación Bajobalance**

#### **3.1 Administración de un proyecto de Perforación Bajobalance**

La administración de proyectos es una serie de procesos, sistemas y técnicas para una planeación y control efectivos de los recursos necesarios para completar a las operaciones que componen a un proyecto. Éstos procesos, sistemas y técnicas no sólo deben enfocarse a los recursos, sino también deben incluir al control de riesgos asociados con las operaciones bajobalance.

La administración de proyectos adecuada no sólo reforzará a la seguridad de un programa de perforación bajobalance, sino que además reducirá al costo total del proyecto. Un acercamiento paso a paso de éste tipo de proyectos empieza con la identificación de las necesidades del cliente; además de que seguidamente se asigna al administrador del proyecto, quien se encarga de ejecutar el programa de perforación.

Entre los deberes del administrador del proyecto de perforación bajobalance se contempla:

- Dirigir las operaciones bajobalance en forma segura y minimizar el impacto sobre el medio ambiente.
- Probar que la perforación bajobalance es una tecnología que brinda un valor agregado, mediante la producción más temprana y el incremento de las reservas recuperables.
- Reunir datos del desempeño de la perforación bajobalance, los cuales serán incorporados en futuros planes de otras perforaciones.
- Obtener experiencia en las operaciones bajobalance y desarrollar la tecnología necesaria para el cliente.
- Mantener una condición bajobalance a través de la perforación y terminación del pozo.
- Seguir de cerca la planeación y ejecución del proyecto.
- Evaluar al desempeño del influjo del yacimiento, basado en un pozo análogo perforado convencionalmente en el mismo campo.
- Medir las características del yacimiento mientras se perfora.

Tan pronto como sea posible, se tiene que revisar al plan propuesto y a cualquier dato de pozos aledaños, identificando consideraciones preliminares de salud, seguridad y medio ambiente, así como a los requerimientos del cliente. Se emplean diferentes actividades de la administración de proyectos durante todas las etapas de la perforación bajobalance, siendo las tres principales:

- Diseño o planeación.
- Ejecución.
- Revisión y conclusiones.

Recientemente, la perforación bajobalance ha sido utilizada con más frecuencia, ya que minimiza a los problemas asociados con el daño por invasión a la formación, lo cual reduce mayormente a la productividad de los pozos.

Cuando se diseña y ejecuta apropiadamente, la perforación bajobalance beneficia además a la velocidad de penetración, al tiempo de perforación, al incremento de la vida de la barrena, indicación de las zonas productivas del yacimiento y el potencial para la prueba dinámica de flujo durante la perforación.

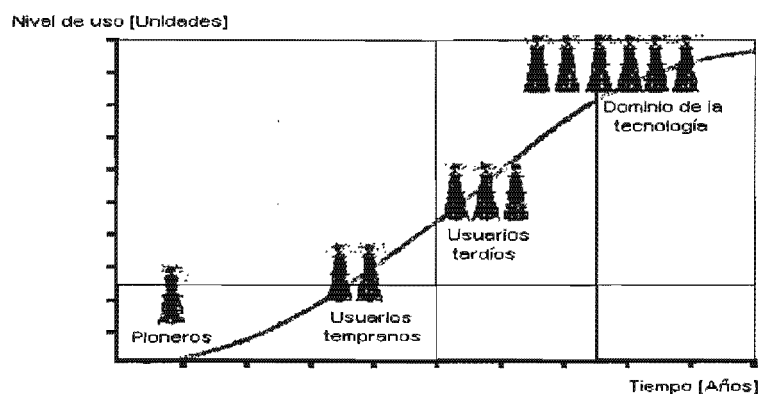
Sin embargo, las operaciones bajobalance no siempre son una solución para todos los problemas de daño a la formación; de hecho, un programa pobremente diseñado y ejecutado puede dañar en exceso, en comparación con un programa bien diseñado de perforación convencional.

Aún así, las técnicas de perforación bajobalance están evolucionando a gran velocidad, teniendo tanto énfasis, que la IADC junto con la SPE y otros grupos de la industria, han conformado al Foro Técnico de Perforación Bajobalance con el fin de discutir y estudiar a ésta nueva tecnología. Éste grupo está encomendado a establecer los estándares de la industria para el uso de tales técnicas y equipo especializado que se necesite.

Como muestra, se han perforado pozos "vivos" con presencia de  $H_2S$ , permitiendo que éste compuesto llegue a la superficie dentro de la corriente de los fluidos de perforación y los producidos.

Un componente clave para la perforación bajobalance es la selección efectiva de las cuadrillas de perforación y el equipo del contratista.

Es por esto que el patrón de crecimiento de la tecnología bajobalance puede esperarse que siga una curva "S" de uso (*Figura 3.1*):



**Figura 3.1.-** Crecimiento en la aplicación de la perforación bajobalance.

Mucha de la tecnología bajobalance se sigue considerando relativamente nueva, y probablemente se encuentre en su etapa inicial. La clave para triunfar en el transcurso de la perforación bajobalance hacia la parte alta de la curva yace en un buen entendimiento de la tecnología, una planeación cuidadosa (incluyendo a la consideración completa de los riesgos potenciales involucrados), una ejecución disciplinada y la diseminación efectiva de la información tecnológica; por otro lado, los que adopten tempranamente a la perforación bajobalance podrían pagar muy caro el intentar asimilar demasiado rápido a la nueva tecnología sin realizar los preparativos necesarios.

### 3.1.1 Fuerza de trabajo/Comunicación

El administrar a un proyecto de perforación bajobalance en el campo se ha visto envuelto siempre con retos tanto técnicos como operacionales.

Los retos técnicos estarán presentes en todas las operaciones y, esencialmente, son impulsados por fuerzas ajenas a la voluntad del personal o el equipo: presión del yacimiento, influjo potencial y sus características, tecnología disponible, etc. Los retos encausados en las operaciones pueden a menudo ser encontrados en la comunicación, tanto entre el administrador del proyecto con los varios proveedores de servicios, como entre las mismas compañías.

El escenario típico es en donde cada proveedor funciona con paquetes no integrados de servicios, ya que se gasta tiempo y esfuerzo en coordinar a todas las operaciones de forma segura y eficiente.

La estructura de una cuadrilla integrada es predicada por todas las disciplinas que reportan a una sola persona (*Diagrama 3.1*), por ejemplo, el supervisor del servicio de perforación, quien en turno, reporta directamente al administrador del proyecto (o al capataz):

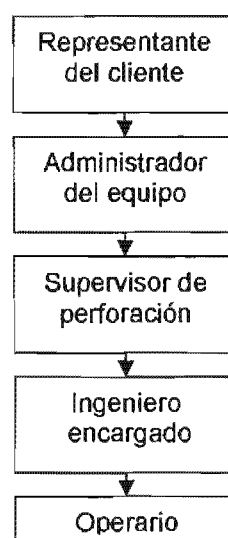


Diagrama 3.1.- Organigrama general de cuadrilla de perforación.

El modelo con el cual la estructura de la cuadrilla fue puesta en un solo nivel, puede ser comparada pobremente con aquel de una perforación típica, con el perforador en la cima del diagrama horizontal.

Los retos evidentes cuando se forma a una cuadrilla se componen primeramente de enseñar a los individuos las bases sobre pruebas de producción, compresión y perforación; se encontró que tales individuos están disponibles, pero no con las tres características en uno solo.

Otro reto recae sobre el acondicionar una forma de pensar colectiva en la cual los operadores de los equipos no sólo lo sean para perforar, probar o comprimir, sino una nueva raza híbrida de operadores de perforación bajobalance. Para facilitar éste desarrollo, se requiere de entrenamiento cruzado y una re – asignación de los individuos en posiciones en donde sean ajenos sus conocimientos profundos.

El conocimiento íntimo del equipo de perforación y de la interrelación de los paquetes de servicios permite una identificación más rápida de los problemas potenciales, así como una mejor recomendación informada (sin importar el método de mitigación del problema).

Un beneficio clave de las cuadrillas entrenadas de forma totalmente cruzada, es que los miembros pueden sustituirse de ser necesario, trayendo consigo mejores implementaciones de seguridad y de aprovechamiento de recursos.

### 3.1.1.1 Servicios integrados

Para el contratista de perforación existen numerosos retos a superar, por ello, las habilidades en la cuadrilla de perforación y el equipo necesarios para llevar a cabo tal tarea son:

- Fuertes aptitudes mecánicas y eléctricas (sistemas de poder y de perforación), aparte del conocimiento de las geociencias.
- Experiencia para administrar a una fuerza de trabajo multidisciplinaria de individuos educados y no educados.
- Operar maquinaria compleja que aporte el esquema necesaria de resultados deseados por el cliente.
- Trabajar con un cliente que tiene conocimiento superior del objetivo proyectado.
- Interactuar con otros contratistas (compañías de servicios) para llevar a cabo tareas especializadas.
- Llevar a cabo todas las operaciones sin lastimar a ningún individuo, dañar al equipo o contaminar al ambiente.

La lista es general por naturaleza, pero el área obvia de interés es la falta de conocimiento o habilidad del contratista en lo que respecta la porción del fondo del agujero; se establece que la compañía de servicio de perforación sólo se preocupa acerca de la maquinaria y no del pozo o yacimiento.



Aún cuando las compañías operadoras (dueñas del yacimiento) tienen expertos en yacimientos y demás fenómenos relacionados con el pozo, no cuentan con mucha experiencia con el equipo necesario para perforar al agujero de una forma productiva. Como evidencia de esto, la meta del contratista de perforación es el traducir las necesidades del cliente en maquinaria que arroje el resultado deseado.

El éxito de un pozo depende en gran medida de la perspectiva de las partes que integran al cliente: para el ingeniero de perforación es que el pozo sea entregado de forma segura hasta la profundidad objetivo, a tiempo y dentro del presupuesto; el ingeniero de producción añadiría la necesidad de que hubiese o no, o en forma mínima, daño a la formación y que el pozo alcance su máximo potencial de producción.

Es por todo esto que debe planearse y ejecutarse un paquete integrado de servicios, que por definición debe ver a todo el panorama y cómo todos los componentes individuales operan como uno solo.

### 3.1.1.2 Adquisición de datos

La adquisición de datos en la perforación bajobalance resulta ser una colección compleja de fuentes y recursos enlazados para proveer no sólo datos coherentes para los parámetros críticos necesarios en las operaciones y aplicaciones, sino también para facilitar y re – enforzar a las prácticas operacionales seguras.

Los datos son utilizados en un contexto tanto operacional (para perforar y controlar al pozo) como de análisis (evaluación de los parámetros clave del yacimiento y la producción); por lo tanto, para satisfacer a éstos requerimientos, el principal conjunto de metas de un sistema moderno de adquisición de datos puede ser definido como:

- Proveer datos que permitan la iniciación y mantenimiento de un estado de bajobalance en fondo del agujero.
- Proveer datos críticos para las operaciones bajobalance seguras.
- Implementar una política de seguridad, la cual monitorea parámetros clave y toma acciones apropiadas en indicadores específicos de seguridad.
- Monitorear a los parámetros de perforación (profundidad, información direccional, velocidad de penetración, peso en la barrena, torque, rpm, posición del bloque).
- Monitorear y caracterizar a los fluidos inyectados y producidos (fases, gastos, propiedades, etc.).
- Monitorear a las propiedades en el fondo del agujero (presión, temperatura, datos electromagnéticos y nucleares).
- Permitir un rastreo preciso y la verificación de los componentes que actúan en un balance de materia.
- Facilitar la evaluación del yacimiento.

- Facilitar la estimación de la productividad.
- Facilitar la caracterización del daño a la formación.

La perforación bajobalance puede ser conceptualizada como una prueba del pozo mientras se perfora (a como los fluidos son producidos a través de la fase de perforación).

Éste concepto, junto con las metas anteriores, necesita a los datos de un gran número de fuentes, las cuales pueden ser divididas en dos categorías principales.

#### Datos superficiales.-

Todos los datos adquiridos arriba (después) del conjunto de preventores, en donde se incluye a la presión, temperatura, nivel y gasto.

#### Datos sub – superficiales.-

Todos los datos adquiridos debajo (antes) del conjunto de preventores, en donde se incluye a la presión, temperatura, y del tipo electromagnético y nuclear.

Los sistemas tradicionales de adquisición sólo se concentran típicamente en uno de éstos dominios, por lo tanto el enfoque ha sido en una disciplina petrolera en particular.

La adquisición de datos en la perforación bajobalance trasciende éstas fronteras y toma un acercamiento verdaderamente multidisciplinario, mediante la combinación de varios sistemas/grupos discretos de adquisición, que incluyen:

- Pruebas de pozos.
- Datos de registros de lodos.
- Datos de perforación.
- Datos del fondo del agujero.

Es importante el establecer que tales requerimientos de datos conllevan una complejidad masiva, la cual es administrada con el mantenimiento de cada grupo de adquisición como una entidad auto – contenida.

El sistema de adquisición en la perforación bajobalance es una interfase, la cual abstrae a éstas entidades separadas y provee un acercamiento coherente y unificado para la recolección y administración de los datos; en otras palabras, integra y comunica entre los varios grupos.

Desde una perspectiva de modelo del sistema, la adquisición de datos en las operaciones bajobalance es simplemente una extensión del modelo básico (*Figura 3.2*); el componente extra se da por:

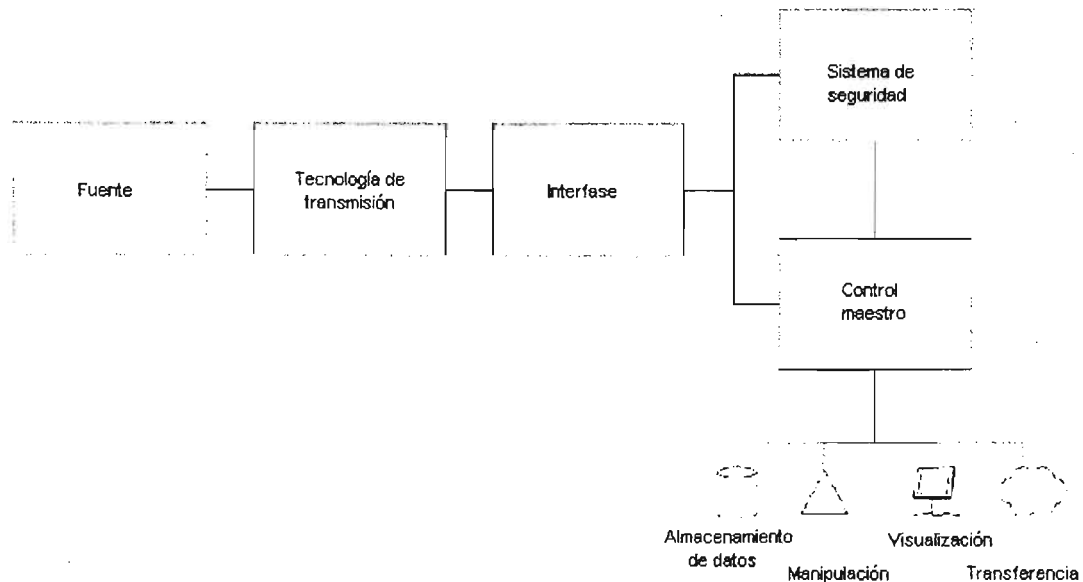


Figura 3.2.- Modelo de adquisición de datos en la perforación bajobalance.

#### Sistema de seguridad.-

Monitorea a los parámetros críticos y ejecuta acciones pre – definidas de seguridad.

La complejidad añadida no es tan aparente, pero así se requiere por los riesgos y peligros potenciales. La nueva política de seguridad especifica tanto a los procedimientos operacionales a ser seguidos, como a los rangos críticos de los parámetros que se tienen que vigilar.

Tales políticas describen a los niveles de las entidades operacionales, desde estados de simple advertencia (alta presión en un sensor no crítico) hasta situaciones de completa emergencia (condiciones de cierre total), y acciones asociadas que deben ser tomadas por el personal y el sistema de seguridad.

Las políticas de seguridad son compiladas por la combinación de las prácticas de trabajo de las compañías de servicio y los operadores, las cuales son entonces adaptadas y mejoradas para el proyecto específico basado en consideraciones geológicas, de yacimiento, planeación del pozo y operacionales.

## **3.2 Etapas de la Perforación Bajobalance**

Para llenar el vacío técnico que se puede presentar en querer perforar sin daño, y siguiendo la experiencia de perforar pozos en bajobalance, una mejor manera de acercarse al problema es el estudiarlo considerando a todas las alternativas disponibles y no de un solo lado. En algunos casos, la meta ha sido el perforar al pozo en bajobalance, y los resultados no fueron satisfactorios a causa de que los

procesos de revisión no consideraron profundamente a todos los elementos involucrados.

Existen varios casos en los cuales la perforación bajobalance falló, no porque la técnica sea mala, sino principalmente porque el pozo no fue seleccionado apropiadamente.

Utilizando al acercamiento de perforación sin daño, la perforación bajobalance, balanceada y sobrebalance serán todas evaluadas y comparadas (tanto técnica como económicamente), y la mejor opción será seleccionada.

Desafortunadamente la industria está muy segmentada, y lo que se ha visto es la competencia entre la parte que provee los fluidos de perforación contra los proveedores del equipo para la perforación bajobalance. Con éste conflicto de intereses, la industria no siempre recibe la mejor solución para perforar a los pozos.

La meta del acercamiento de la perforación sin daño es el entregar un pozo muy cercano al daño cero, en todas circunstancias.

Mediante la recolección de datos relevantes del cliente, se lleva a cabo un estudio considerando a todas las posibilidades y alternativas en términos de diseño del pozo, opciones de equipo o plataforma, necesidades y disponibilidad del equipo, así como la economía de todas las opciones evaluadas.

En algunos casos se recomienda el evitar una condición bajobalance, debido al riesgo de evaluación y mantenimiento de la presión de fondo tan cercano al balance como sea posible.

Dependiendo del perfil de presión del pozo, aún la inyección de aditivos alternativos para reducir a la presión de fondo (otros además de la inyección de gas) puede ser considerado, tal como esferas huecas.

Todas las opciones son evaluadas y, al final, la economía y los riesgos definirán a la mejor opción.

La disponibilidad de datos es extremadamente variable, e impacta a la evaluación del riesgo. Debido a la falta de datos disponibles, en algunos casos un prospecto para la perforación bajobalance no es considerado al final, a causa de la imposibilidad de evaluar correctamente a todos los riesgos involucrados.

En forma básica la perforación bajobalance es inherentemente más peligrosa que la convencional, pero tal peligro es mitigado por la administración eficiente de los proyectos, específicamente en la planeación, entrenamiento y en los procedimientos operacionales seguidos durante la ejecución.

Aún cuando estadísticamente la perforación bajobalance sigue siendo un porcentaje muy pequeño dentro de las operaciones mundiales, su tendencia está cambiando a como la misma tecnología emergente se vuelve más y más aceptada en toda la industria.

El mayor reto en el futuro será el asegurar que la historia pasada de incidentes no mayores o accidentes atribuidos a la perforación bajobalance continúe así; por lo mismo, la planeación que conlleva una operación en bajobalance es más extensiva que la de un pozo perforado convencionalmente.

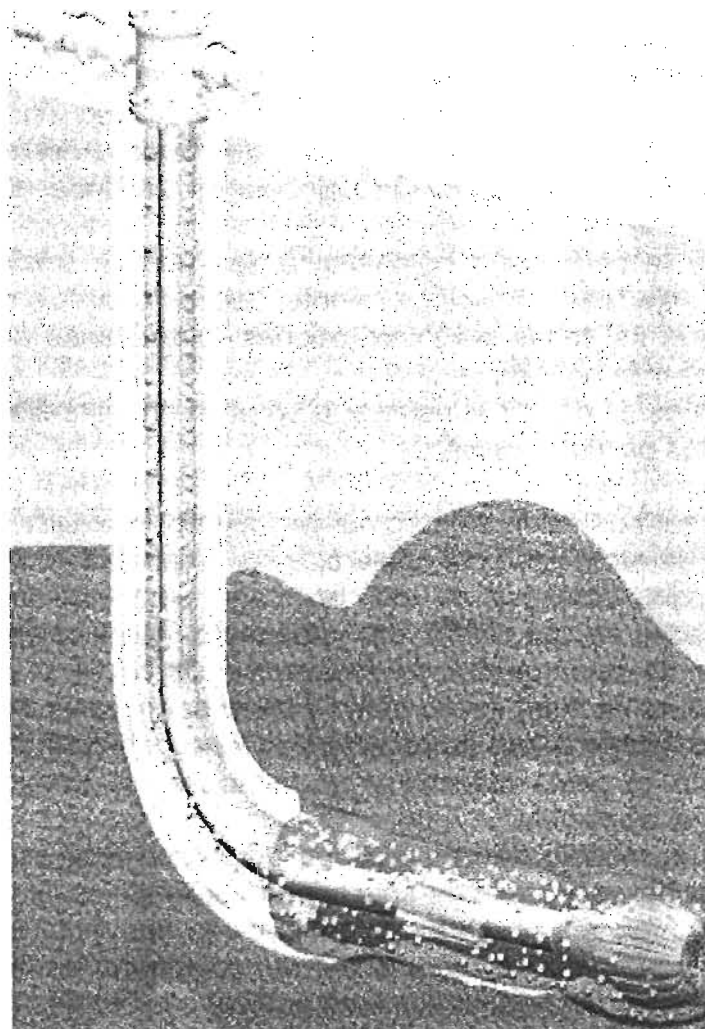
Algunas de las herramientas utilizadas en la fase de planeación de las operaciones en bajobalance incluyen a la identificación de riesgos (HAZID), riesgo y operabilidad (HAZOP), procedimientos operacionales detallados y

planos, tales como los de colocación del equipo (ELD), diagramas de flujo del proceso (PFD), diagramas de numeración de válvulas (VND) y de áreas peligrosas (HAD).

Éstas herramientas contribuyen considerablemente a reducir al tiempo y costo de la ingeniería en un programa de perforación bajobalance.

Para el caso especial de la perforación de secciones horizontales en bajobalance, los riesgos calculados pueden ser sobrepasados mediante el uso de técnicas avanzadas de control de pozos. El mejor seguro es el uso del equipo y métodos más adecuados que estén disponibles, lo cual puede incluso ahorrar hasta US\$200 000 en costos de fluidos de perforación.

La principal característica de una sección horizontal es que ésta puede actuar como un separador de gas (*Figura 3.3*); a pesar de que la columna vertical del fluido de perforación puede proveer una presión calculada en sobrebalance o bajobalance, el gas en migración podría empujar grandes baches de aceite a velocidades significativas hacia la superficie. Por lo anterior, el perforador de secciones laterales debe evaluar a la posible dinámica de un pozo durante la planeación para el control del mismo y en una contingencia de manifestación.



**Figura 3.3.-** Sección horizontal de un pozo presentando separación de fases.

El reto para el desarrollo de la perforación bajobalance es el sobrepasar a los obstáculos de la regulación gubernamental, reducir los peligros de contaminación y mejorar la seguridad del personal y equipo. Las técnicas de control de pozos diseñadas para las demandas de cada campo pueden sobrepasar a éstos retos, entonces varios elementos de éste aspecto deben ser enfocados cuidadosamente en cada pozo en bajobalance, como:

- Requerimientos de fluidos de perforación.
- Procedimientos y equipo de control de pozos.
- Equipo superficial y consideraciones especiales para el manejo de los hidrocarburos producidos durante la perforación.

Adicionalmente, el entrenamiento del personal y la supervisión en el sitio son aspectos críticos de un pozo bajobalance exitoso.

### 3.2.1 Etapa de Diseño

Una aplicación bajobalance exitosa debe ser diseñada escrupulosamente antes de su ejecución. Esto permitirá la optimización del equipo superficial para tal tipo de operación, así mismo como el consumo del gas de inyección y del fluido de perforación, la capacidad de almacenamiento del fluido producido, y lo más importante: el mantener a la condición bajobalance continua durante todo el proceso de perforación.

Con el diseño de la perforación bajobalance, la cuadrilla involucrada estará preparada para ejecutar cronológicamente cada operación bajobalance individual, para que así todas las interrupciones innecesarias a la circulación sean evitadas en lo más posible.

Por lo tanto, después de decidir el perforar a un pozo en bajobalance, se deben seguir los siguientes pasos de diseño:

1. Determinar la presión de poro del yacimiento, la presión de fractura, la presión de estabilidad del agujero, a las propiedades de la formación, como son: composición de la roca, permeabilidad, porosidad, propiedades de los fluidos del yacimiento, datos representativos de pruebas de flujo (gastos de producción de aceite y gas, presión y temperatura de flujo), profundidad y espesor del yacimiento; geometría del pozo, temperaturas representativas de superficie y de la formación, así como el gasto máximo y la capacidad de presión del equipo superficial disponible.
2. Utilizar un modelo de derivabilidad del pozo, para estimar al influjo potencial del yacimiento durante la perforación.
3. Utilizar información para determinar a la ventana de presión bajobalance máxima, mediante la construcción de un gráfico interactivo pozo – yacimiento; éste gráfico, conformado por la curva de relación del comportamiento de flujo del yacimiento (IPR) y los límites

de presión mínima y máxima de la ventana del bajobalance, dando como resultado a la máxima caída de presión bajobalance que puede ser inducida bajo condiciones seguras para mantener al 100% de bajobalance.

4. El sistema de circulación hidráulica bajobalance, el cual combina a los fluidos de inyección con los fluidos producidos del yacimiento, debe ser diseñado para una variedad de posibles condiciones, para así determinar al sistema óptimo usando a un modelo de estado estable con dos fases:
  - Determinar a la densidad y viscosidad del fluido de perforación que alcanzará a la condición bajobalance deseable, a través de la inyección de algún gas antes de que se observe flujo del yacimiento.
  - Determinar a la combinación óptima de series de gastos de inyección del gas y del fluido de perforación, paralelamente a las presiones de estrangulación que permitirán el mantener a las presiones de fondo dentro de la ventana de presión bajobalance diseñada durante todo el proceso de perforación:
    - Determinar al gasto de inyección del gas, lo cual asegura que el sistema de circulación opere en el lado dominado por la fricción, para que los ajustes en los gastos de gas no causen grandes cambios en la presión de fondo.
    - Inmediatamente después de que se identifica al influjo del yacimiento, determinar a los ajustes de los gastos de inyección y a la presión de estrangulación que son necesarios para controlar a la reducción de la presión de fondo y al influjo del yacimiento.
    - Determinar la combinación óptima de gastos de inyección del gas y de los fluidos, así como a la presión de estrangulación que mantendrán a la presión de fondo y al influjo del yacimiento dentro de la ventaja operativa del bajobalance, en condiciones de estado pseudo – estable.
    - Ante de una conexión, incrementar gradualmente a la presión de estrangulación para compensar a las pérdidas por fricción que ocurrirán a como la circulación también sea gradualmente interrumpida.
    - Durante las conexiones, mantener un flujo anular continuo y controlado, mediante el uso de la energía del yacimiento a través de ajustes en la presión de estrangulación (manteniéndola debajo de la presión máxima permitida en la cabeza del pozo).
    - Para reiniciar la inyección superficial, reducir la presión de estrangulación, mientras se incrementa progresivamente la inyección del fluido de perforación, hasta alcanzar a las condiciones previas de flujo en bajobalance, con estado pseudo – estable.

5. Se debe mantener a la velocidad anular del líquido que asegure al transporte vertical de los recortes, especialmente en las regiones en donde la sección transversal se incrementa (drill collars y cambios en el diámetro de las TR's).
6. Estimar al volumen total de los fluidos del yacimiento que se espera producir durante la perforación, calculando al área debajo de la curva del influjo de gas y aceite.

Adicionalmente, el programa debe proyectar rangos de capacidad de presión del equipo superficial, calculando al gasto y volumen de gas para inyección requeridos para asegurar una circulación continua, así como determinar a la capacidad requerida para el almacenamiento del aceite, y planificar la logística para la transferencia de los fluidos y diseñar las dimensiones del foso para el quemador.

### 3.2.1.1 Filosofía del control convencional de pozos

La primera barrera para un flujo descontrolado de los fluidos de la formación desde el pozo es la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación. La densidad del lodo es ajustada en un intento de mantener la presión del pozo mayor que la de la formación.

En el caso de que lo anterior no se logre a causa de un incremento no anticipado de la presión de poro, el arreglo del conjunto de preventores provee una segunda barrera. El arreglo contiene generalmente al menos dos elementos redundantes (el preventor esférico y el de ariete) para detener al flujo proveniente del pozo.

De forma más detallada, se utiliza un número suficiente de preventores para asegurar un sello hermético a pesar del diámetro de la tubería dentro del pozo, cuando ocurre una amenaza de descontrol.

La peor situación para la amenaza de descontrol es justo antes de alcanzar a la siguiente profundidad de asentamiento de la TR, ya que es en éste momento cuando el pozo tiene la mayor diferencia de profundidad vertical entre el fondo del revestimiento y la formación fluuyente. En ésta situación, sólo puede haber un pequeño margen entre la presión del pozo requerida para superar a la presión de poro de la formación fluuyente y la presión del pozo que fracturará hidráulicamente a las formaciones más débiles (situadas justo debajo del asentamiento de la TR).

El fracturar a una formación cerca del asentamiento de la TR podría llevar a un flujo descontrolado hacia dentro de la misma (descontrol sub – superficial); que una vez ocurrido, es difícil y costoso el mantener el control y seguidamente se pierde a la porción inferior del pozo.

La mayoría de las reglas del control convencional de pozos están diseñadas para minimizar al riesgo de un descontrol sub – superficial. Por ejemplo, la importancia de minimizar la cantidad de fluidos de la formación que entran al pozo durante una amenaza de descontrol es enseñada con énfasis considerable.



En adición, usualmente se explica el por qué el mantener un nivel constante de las presas puede causar presiones excesivas en el agujero cuando se circula un influjo de gas de la formación hacia la superficie. Las leyes del gas se usan para explicar que si a la región gaseosa no se le permite el expandirse, tenderá a permanecer cerca de su presión inicial (de fondo) a como es bombeada, o extraída, a través del asentamiento de la TR.

Los procedimientos convencionales de control de pozos dependen en los cambios de la presión superficial de bombeo, para contrarrestar a los cambios de presión de fondo. Tales cambios dentro del pozo pueden ser determinados manteniendo al gasto de bombeo constante y monitoreando a los cambios de presión de bombeo: para un gasto de bombeo constante y una densidad del fluido dentro de la sarta de perforación, un cambio en la presión de fondo será reflejada por un cambio equitativo en la presión de bombeo.

### 3.2.1.2 Filosofía del control en bajobalance de pozos

Una situación típica del control de pozos para las operaciones de perforación bajobalance muestra que las mayores diferencias con respecto al tipo convencional son:

- Las TR's son colocadas en la cima de la formación que se está perforando.
- La primera barrera para el flujo es el sello rotatorio colocado justo debajo del piso de perforación.
- Los fluidos de la formación se circulan mientras se perfora con un motor de fondo y herramientas MWD en la sarta de perforación.

La primera diferencia listada remueve efectivamente a la amenaza de un descontrol sub – superficial; si se vuelve necesario un control del pozo, la profundidad del revestimiento es suficiente para permitir que un fluido de control sea bombeado a través de la tubería sin la preocupación de un descontrol sub – superficial.

La segunda diferencia listada permite a los fluidos de la formación el mezclarse con el lodo en toda la longitud del espacio anular; el equipo superficial está diseñado para controlar al pozo sin la presión hidrostática de la columna del fluido de perforación.

En general, la filosofía de la perforación bajobalance es el mantener tal condición en la mayor medida que el sello rotatorio pueda contener seguramente a la presión superficial (en la cabeza del pozo). Por lo tanto, se ha demostrado que perforar al agujero lo más rápido posible se reducen muchos problemas.

Aún así, el perforar con motores de fondo hace más difícil el detectar cambios en la presión de fondo, debido a los cambios en la presión de la sarta. Esto se da porque la carga variante en el motor causa fluctuaciones en tal presión.

En algunos casos, el intentar mantener un nivel constante de presas es el mejor método de control de estrangulación, debido a que el gas de la formación se

expande a través de toda la columna del fluido anular, el mismo mantenimiento de nivel promueve a preservar constante a la fracción promedio del volumen de líquido dentro del espacio anular.

### 3.2.1.3 Sistemas de administración para el diseño

Primeramente, los sistemas administrativos deberán cumplir con los estándares del ISO 9001, tomando las bases para relacionarlas con el cliente y acondicionarlas con el mismo sistema para iniciar una mejora en todo el proceso de perforar a un pozo en bajobalance. Con éste propósito, se diseña un sistema administrativo de alto perfil para satisfacer a las necesidades operativas, de calidad y de salud, seguridad y medio ambiente (HSE).

Una vez que el sistema es completado, se canaliza conforme las necesidades del cliente.

La primicia básica del modelo de sistema administrativo (*Figura 3.4*) es el albergar a las prácticas de negocios en lo que se realiza el trabajo, incluyendo conceptos de:

- Liderazgo y compromiso.
- Propósito.
- Planeación.
- Organización.
- Implementación.
- Monitoreo.
- Revisión.
- Administración del cambio.

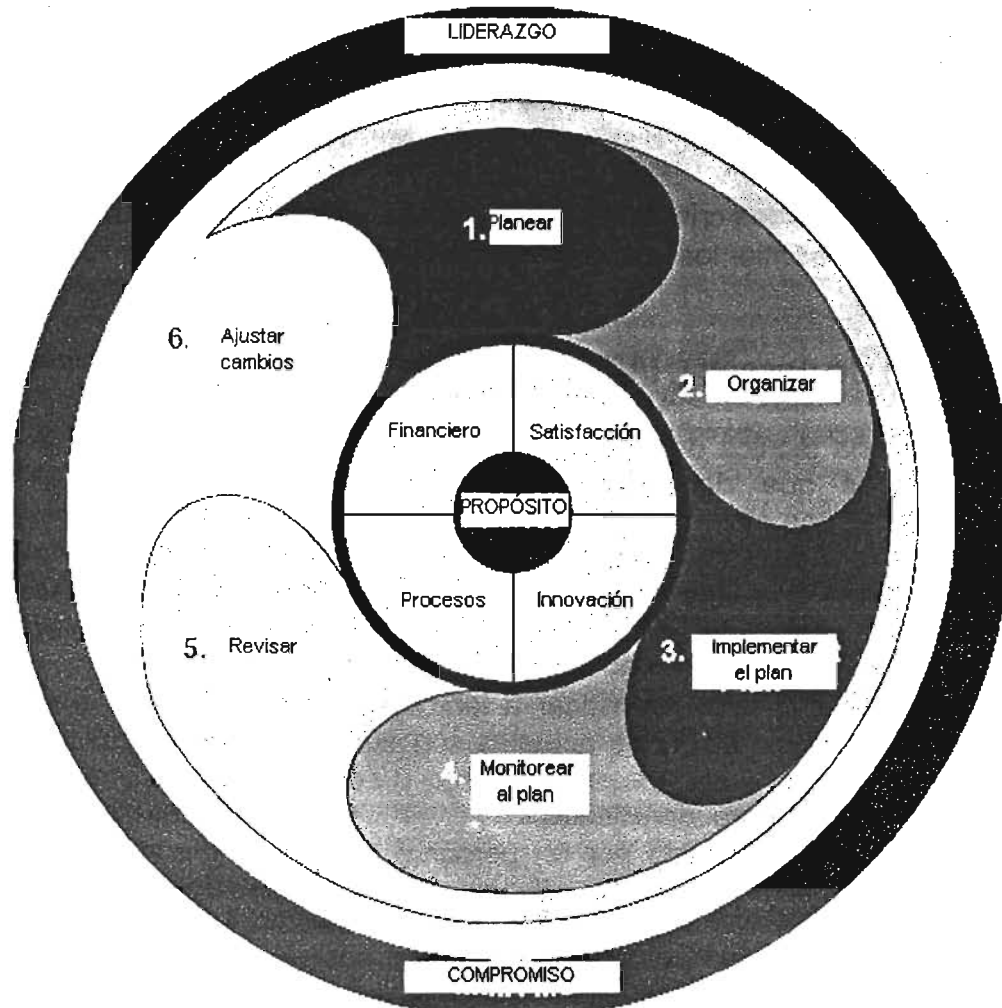


Figura 3.4.- Disposición de los elementos del modelo administrativo.

### 3.2.1.4 Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HSE)

Para asegurar una operación segura y eficiente, todo el personal del proyecto involucrado en las operaciones de bajobalance tiene que estar familiarizado con el proceso, el equipo y los procedimientos empleados. Por lo tanto, es crítico que los problemas de salud, seguridad y medio ambiente (HSE) sean considerados desde las fases más tempranas del ciclo de planeación del proyecto, y que la administración de tales problemas sea puesta dentro del esquema de la administración global del proyecto.

Se recomienda que sean evaluados y controlados los riesgos inherentes a la perforación bajobalance, utilizando técnicas de procesos administrativos para riesgos y efectos (HEMP) aceptados por la industria, tales como la identificación de riesgos (HAZID) y estudios de riesgos y operabilidad (HAZOP).

En adición a éstos estudios, se deben desarrollar guías HSE específicas del sitio de perforación y planes de respuesta en emergencia, así como su implementación completa para todos los proyectos de perforación bajobalance.

El propósito de las técnicas y planes descritos arriba es para asegurar que:

- Exista un entendimiento de los aspectos requeridos para el HSE.
- Exista un sistema disponible para administrar al HSE durante el proyecto total.
- Las actividades críticas sean analizadas y controladas efectivamente.
- Los procedimientos y documentación estén en forma.

## Identificación de riesgos (HAZID)

Un HAZID es una técnica de revisión cualitativa utilizada para identificar a los mayores riesgos que deben ser removidos o mitigados, al igual que administrados, en una etapa temprana dentro de la fase de diseño del proyecto.

El estudio requiere a un equipo multidisciplinario y a una metodología "paso a paso", así como a una lista de palabras guía para identificar a los riesgos y evaluar a la influencia que tales peligros puedan tener sobre la estrategia de desarrollo del proyecto.

El objetivo del HAZID es el identificar a tantos riesgos potenciales como sea posible y evaluar si los controles actuales son suficientes y/o efectivos. Si se consideran insuficientes, se remueve al riesgo o se desarrollan e implementan controles para cada peligro identificado.

El HAZID debe ser conducido por un personal entrenado y con experiencia, integrado por:

- Un solo dirigente.
- Un secretario.
- Ingeniero del proyecto (cliente).
- Administrador del proyecto.
- Ingenieros de perforación.
- Ingenieros de procesos.
- Ingenieros de producción.
- Personal operativo.
- Consejero HSE.
- Otros especialistas que se requieran.

El dirigente selecciona al área a ser estudiada, o una sección en un área, dependiendo del alcance del HAZID; entonces, el equipo analiza cada sección utilizando guías de palabras estándar aplicada a cada área escogida.

Un buen ejemplo del HAZID sería la identificación de procedimientos operacionales específicos que requerirían ser escritos, apuntados en una hoja de registro HAZID (*Figura 3.5*) para respuesta en acción y asignados a un miembro del equipo para su seguimiento.

DETALLES DE LA ACCIÓN	NÚMERO DE ACCIÓN:		
	Acción:		
	Propósito:		
	Responsable de la solución:		
RESPONSABLE	Respuesta:		Fecha de respuesta:
	Anexos:		
	Firma:	Fecha:	Regresar al Ingeniero de Proyecto
SEGUIMIENTO	Confirmación del Ingeniero de Proyecto:		
	Confirmación del Administrador de Proyecto:		
	Firma:	Fecha:	Archivar en registro

Figura 3.5.- Ejemplo de formato HAZID.

Posteriormente, se requerirá una visita al pozo (necesaria para realizar un HAZID), justo antes de proceder a la técnica del HAZOP.

### Riesgo y operabilidad (HAZOP)

El estudio HAZOP es una técnica básica, utilizada durante las fases conceptuales y de diseño detallado del proyecto de perforación bajobalance.

Aquí se utiliza una técnica de revisión cualitativa para identificar a los riesgos y problemas de efectos y operabilidad relacionados con el diseño operacional de los métodos seleccionados para la perforación bajobalance, los cuales deben ser removidos o administrados durante la operación.

El estudio utiliza a un equipo multidisciplinario y a una metodología “paso a paso” estructurada, con la aplicación de parámetros y palabras guía para los

nodos de identificación de riesgos para el sistema y de los problemas de operabilidad. La clave para que un HAZOP sea exitoso es la participación total del equipo involucrado.

El dirigente selecciona un nodo y una palabra guía, tal como "flujo" o "presión", para que así el equipo examine a tal punto con su elemento descriptivo, junto con cada desviación potencial (más, menos, no, reversa, etc.). Éste mismo proceso se repite para todos los nodos determinados por el equipo.

Los resultados y observaciones son registrados en hojas de trabajo que incluyen a la causa, consecuencia y acción.

Las hojas para respuesta de acción son generadas por el secretario y el dirigente, para luego ser enviadas a las partes responsables de tal acción. La respuesta tendrá que ser satisfactoriamente concluida con su documentación dentro de una fecha límite.

Éste mismo proceso es repetido para un cierto número de palabras guía determinado por el equipo, teniendo a todos los aspectos concluidos antes de la ejecución del proyecto o pozo.

Después de que un aspecto es concluido, será a discreción del equipo el cambiar o desviar a la acción registrada en el HAZOP, tomando en cuenta que se deben referenciar a los documentos de ingeniería y planos para un análisis práctico de la administración de riesgos y efectos.

## Planos

Para aumentar la eficiencia en la revisión de los pozos o proyectos, los planos son una herramienta inestimable de la ingeniería.

Una buena serie de planos incluye, más no se limita, a:

- Diagramas de flujo del proceso (PFD).
- Diagramas de colocación del equipo (ELD).
- Diagramas de áreas peligrosas (HAD).

Otros planos útiles incluyen:

- Planos dimensionales del conjunto de preventores.
- Planos del múltiple de inyección.
- Planos del múltiple de estrangulación.
- Planos estructurales de la plataforma.

### **Diagrama de flujo del proceso (PFD).-**

El PFD (*Figura 3.6*) muestra a todas las líneas principales de flujo, incluyendo a las válvulas, para mejorar al entendimiento del proceso del afluyente del pozo, y puede ser tan complejo como se requiera. El PFD también identifica a todo el equipo y sus especificaciones, así como a los rangos de presión antes de su movilización.

Aquí es en donde la buena ingeniería salvará tiempo y dinero; por ejemplo, al observar a los límites del equipo en el plano PFD, los elementos que se encuentran fuera dan un inventario del equipo que se tiene que mandar a la locación. Esto dará al administrador del proyecto un inventario preciso de todas las válvulas y equipo extra que se tengan que programar.

Si éste no es el caso, entonces el PFD deberá ser revisado. Cualquier cambio al plano debe ser verificado con el plano de colocación (ELD), conforme tal plano sea afectado.

Un verdadero diagrama de procesos e instrumentación (P&ID) incluye demasiado detalle para éste tipo de aplicación, por lo que el PFD fue creado para cumplir con ésta situación.

Para citar a la OSHA (Administración de la Seguridad y Salud Ocupacional) 1910.119 App. C: "Los P&ID's serán utilizados para describir la relación entre el equipo y la instrumentación, así como demás información relevante que aumentará la claridad".

Es ventajoso el asegurar que todos los sensores e indicadores de flujo sean indicados, así como los arreglos del sistema de seguridad. Los detalles de éstos dispositivos son registrados en un documento por separado.

El PFD deberá ser controlado estrictamente, ya que los números de revisión cambiarán conforme el proyecto se acerque a su ejecución, siendo práctico el registrar a todos los cambios del plano con un documento adicional.

### **Diagrama de localización del equipo (ELD).-**

El principal propósito del ELD es el asegurar que todo el equipo y tubería cabrá en la locación antes de su movilización. Para cumplir precisamente esto, todo el equipo y las líneas deben ser dibujados a escala, con las líneas de fluidos y gas saliendo en puntos específicos.

El tamaño y especificaciones de todo el equipo superficial deben ser conocidos en todo momento.

Si otro equipo (extintores de fuego, botones para cierre de emergencia y demás equipo fijo) ocupa éstas áreas, las rutas pueden ser diseñadas apropiadamente.

No es necesario el dibujar a las válvulas, pero se debe tener consideración a la cantidad de espacio que ocupará un múltiple de válvulas.

Éste plano debe ser ilustrado electrónicamente a escala, para que de ésta forma se pueda medir a las distancias de seguridad (libramiento) entre las piezas críticas; por ejemplo, el arreglo del quemador debe estar a 50 m (150 ft) del almacén de hidrocarburos más cercano, incluyendo a los tanques de combustible.

El ELD también es utilizado para determinar a la ruta de las líneas, teniendo una identificación temprana si las mismas tienen que ser enterradas o re – ubicadas.

### **Diagrama de áreas peligrosas (HAD).-**

El Código Modelo para Prácticas Seguras, Parte 15, 2ª Edición, Sección 1.6.3, recita: "Un área peligrosa está definida como un espacio tridimensional en el cual

puede esperarse que una atmósfera inflamable se presente en tal frecuencia que se requieran precauciones especiales para el control de fuentes potenciales de ignición, incluyendo al equipo eléctrico fijo”. La perforación bajobalance es cubierta en la sección 4.3.8 de tal publicación.

Un HAD (*Figura 3.7*) asegura que la localización del equipo en el mismo plano esté en conformidad con los estándares de zonificación (está muy ligado con el ELD). Está entendido que cada vez que haya un cambio, será necesario el re – nombramiento y re – numeración del plano, verificando con el ELD y el PFD.

En adición, la extensión y clasificación para las áreas peligrosas está cubierta en numerosas publicaciones: API; RP 500 y RP 505; OSHA.

### **Diagrama de numeración de válvulas (VND).**

Éste plano (*Figura 3.8*) es producido para mejorar al entendimiento y ejecución de los procedimientos operacionales para evitar el abrir la válvula errónea durante las operaciones de perforación.

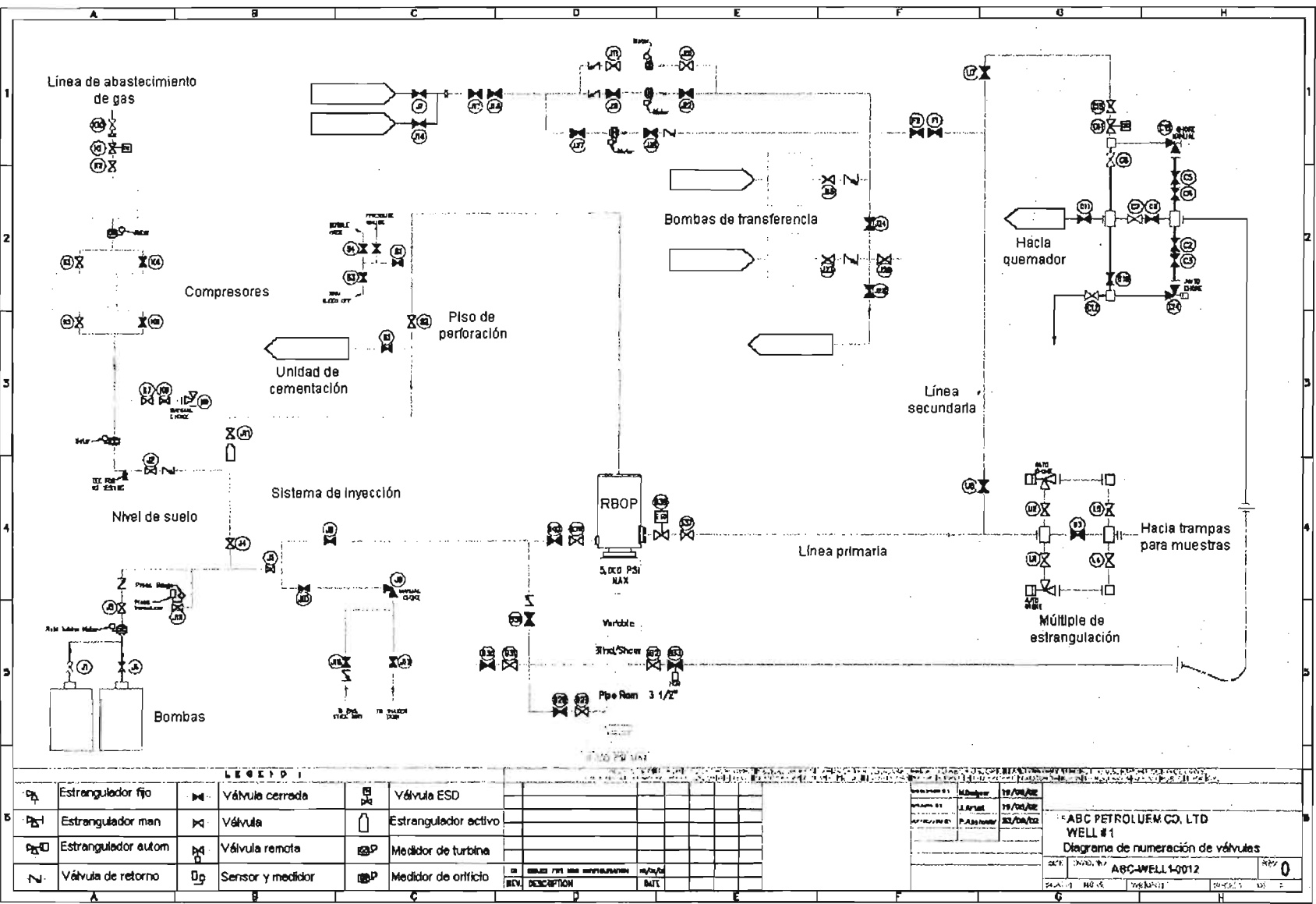
Aquí se combina al plano del conjunto de preventores, del múltiple de inyección y el de estrangulación.

Cualquier cambio a éste plano debe ser verificado con el PFD, para así asegurar la colocación y orientación apropiadas de las válvulas durante la perforación.









### 3.2.2 Etapa de Ejecución

Los pasos propuestos que deben ser seguidos durante la ejecución de las operaciones de perforación bajobalance, para mejorar al control de la presión de fondo durante las conexiones de tubería, sirven como base para los ajustes de gastos específicos y de la presión de estrangulación:

- La filosofía de éste procedimiento de control del flujo está basada principalmente en la habilidad para preservar a las condiciones del estado estable durante todo el proceso de perforación; por lo tanto, es muy importante el entrenar primero a las personas que llevarán a cabo las operaciones en bajobalance.
- Asentar a la TR intermedia lo más cerca posible a la cima de la formación almacenadora de hidrocarburos.
- Antes de extraer al flotador y a la zapata de cementación y de revestimiento, instalar al preventor rotatorio o a la cabeza rotatoria, así como al equipo superficial adicional para perforar en bajobalance, para así desplazar al fluido de perforación utilizado en la etapa previa.
- Instalar a la unidad de nitrógeno y al empaque de la cabeza rotatoria.
- Desviar la vía de circulación hacia el equipo superficial para bajobalance, y descargar al pozo inyectando simultáneamente el gas (nitrógeno en la mayoría de los casos) y al fluido de perforación hasta que se alcance una condición de flujo en estado estable.
- Después de descargar al pozo, incrementar el gasto de inyección del gas, para que las condiciones de bajobalance puedan ser inducidas un poco después del incremento en la inyección del gas.
- Monitorear meticulosamente a la presión de inyección y a la de estrangulación, a los gastos de inyección, al peso de la sarta de perforación, a los volúmenes de las presas, y especialmente al flujo de retorno para identificar al momento en que ocurre el influjo del yacimiento.
- Después de inducir la condición bajobalance, empezar a manipular a los parámetros controlables (presión de estrangulación, gastos de inyección del gas y del fluido de perforación) como se diseñó; el influjo del yacimiento causará un decremento continuo en la presión de fondo.
- Después de introducir la flecha (kelly), preservar las condiciones bajobalance y mantener el flujo de estado pseudo – estable, realizando las conexiones de tubería como se indica en el apartado de procedimientos.
- Repetir éste proceso de perforación – conexión; continuando hasta la profundidad deseada.

### 3.2.2.1 Entrenamiento

Con la experiencia obtenida en la industria, se ha visto que los mayores incidentes en los pozos ocurren durante la terminación o prueba de los mismos, pero la etapa de perforación (sobre todo en la modalidad bajobalance) tampoco está exenta de tales eventos no deseados.

Los dos últimos reventones catastróficos ocurrieron durante las operaciones de terminación, cuando el pozo era "seguro". Una investigación de los incidentes reveló que ambas partes, operador y contratista, se relajaron durante la etapa de la operación en la que los problemas potenciales debieron haber sido los últimos en ocurrir.

En otras palabras: no estaban totalmente enfocados en los aspectos de control del pozo durante la operación, aún cuando ambos pozos estaban disparados y con capacidad de fluir con altos gastos.

Los profesionales más antiguos en operaciones de perforación declaran que raramente tuvieron un incidente de control del pozo cuando la operación era percibida como peligrosa. Éste tipo de operación es definida como perforar en un yacimiento de alta presión o introducir/extraer tubería con presión, o cualquier otra operación que involucra el necesitar o tener que confiar con la integridad mecánica del equipo y las habilidades del personal para controlar al flujo de un pozo.

Cuando se espera al problema, se está más preparado y alerta.

Los contratistas de perforación están mejor entrenados y equipados para "perforar al agujero y revestirlo", ya que ellos operan a las máquinas que "hacen que la tubería suba y baje todo el tiempo", parafraseando a un cliché común.

Pero en realidad el contratista de perforación no es el mejor entrenado o equipado para terminar o probar al agujero; son terceras partes quienes realizan tales operaciones, junto con su falta de experiencia sobre la metodología de perforar.

Desde un ángulo más práctico: cada personal se encarga solamente de su especialidad y no comprende a la actividad de los demás.

Las operaciones de terminación y prueba de los pozos son usualmente conducidas con personal de terceras partes, especializado en ésta área, pero no lo suficiente en la operación de los sistemas de izaje, bombeo y control del equipo de perforación. En ésta etapa del programa, el personal del contratista de perforación se relaja o se enfoca en hacer tareas más asociadas con la maquinaria que con las operaciones que se están realizando por los demás.

Cuando ocurre un incidente, el personal de terceras partes espera que el personal del contratista reaccione y trabaje para prevenir al flujo no controlado hacia la superficie, aún cuando tal personal esté mal equipado para entender a la operación de terminación/prueba y a las implicaciones que sus acciones tendrán en el pozo. El personal del contratista reacciona como se le entrenó para el control de pozos, aún cuando la dinámica de la operación interrumpida no pueda permitir que tales acciones sean exitosas por la situación actual: las herramientas que están en el fondo, el cabezal o la configuración de los preventores, o el movimiento de los fluidos dentro del pozo.

El resultado final es que el problema empeora rápidamente por la acción correcta del personal del contratista de perforación.

La causa de este problema se identifica primordialmente en un par de áreas. En la primera, el personal del contratista de perforación es entrenado con un programa muy específico para reaccionar de una forma estructurada para combatir a una situación de control del pozo, pero sólo enfocándose para la perforación, no durante la terminación o prueba del mismo.

Los fenómenos en el fondo del agujero, tales como el suaveo y la surgencia, son bien conocidos para un perforador cuando se está perforando o revistiendo, pero podrían no ser bien entendidos cuando se coloca un empacador o un liner de producción. Aún cuando el colocar tales dispositivos puede causar presiones de suaveo y surgencia mucho mayores, el perforador piensa que "se está en un agujero revestido y eso no representa un problema".

El problema es que el entrenamiento está enfocado en acciones y reacciones específicas, frecuentemente instando al personal a comportarse como robots o computadoras, coartando el poder entender a la interacción de varios principios físicos o ingenieriles. En otras palabras, el entrenamiento produce ciertos resultados, pero puede no ayudar al personal en el pozo a comprender al principio involucrado en el por qué sus acciones producen cierto resultado.

En la segunda causa, el personal de perforación tiende a entregar (mentalmente) la responsabilidad a un experto de la tercera parte cuando éste aparece en el sitio para llevar a cabo una porción de la operación, sin entender completamente los medios por los cuales trabaja para lograr el objetivo.

Cuando se presenta una situación en donde el perforador tiene que actuar, lo hará de acuerdo con su maquinaria y la configuración del equipo para la perforación, mas puede que realmente ya las condiciones no sean así, a causa de que las herramientas de la tercera parte operan de forma diferente, derivando con resultados diferentes para las acciones tomadas. Entonces, un problema se puede volver un desastre.

La solución simple para éste tipo de situaciones es el seguir una práctica estándar de planeación del trabajo y una discusión tipo "¿y si esto llegase a pasar?", junto con la acción necesaria y la parte responsable. El entrenar, planear e involucrar a todos los relacionados con la operación es esencial para el éxito.

Las siguientes actividades relacionan a las técnicas de administración de proyectos durante la fase de ejecución de entrenamiento durante la perforación bajobalance.

El entrenamiento apropiado no tiene que ser sobre – estresante, sino dirigido para el administrador del pozo en la oficina, hasta el empleado de apoyo que podría no estar al tanto de la operación actual que está siendo conducida en el piso de perforación.

## Fase uno

Consiste en el entrenamiento específico sobre el proyecto de perforación bajobalance para el personal de oficina. Aquí se notificará al personal sobre las

diferentes operaciones llevadas a cabo para completar al pozo y sobre qué esperar durante las diferentes etapas de la operación.

## Fase dos

Consiste en el entrenamiento específico sobre el proyecto de perforación bajobalance para el personal de campo, siendo más riguroso y detallado.

El mejor momento para conducir éste entrenamiento es en unas cuantas semanas anteriores a la ejecución de las operaciones en bajobalance, con todas las cuadrillas presentes, ya que habrán preguntas y se necesitará tiempo para que el personal absorba la información.

Por su importancia, la fase dos se enfoca en los siguientes puntos a ser tratados:

### 1. El por qué el control de pozos bajobalance es diferente:

- a) Situaciones convencionales de control de pozos.
- b) Situaciones bajobalance de control de pozos.

### 2. Barrera primaria para descontroles:

- a) Uso planeado de control hidrostático:
  - Programa de lodos.
  - Inicio del programa bajobalance.
  - Bajobalance objetivo.
  - Método para alcanzar el bajobalance:  
*Efecto al hacer conexiones.*  
*Válvulas de seguridad para la sarta de perforación.*
- b) Sellos rotatorios:
  - Opciones disponibles de diseño.
  - Presión de trabajo del sello rotatorio:  
*Mientras se perfora.*  
*Mientras se viaja.*
  - Mantenimiento e inspección.
  - Factores que afectan al desgaste de los sellos.
  - Vía de desfogue de la presión.

### 3. Barrera secundaria para preventores:

- a) Arreglo de conjunto de preventores.
- b) Criterio para el cierre del pozo.
- c) Procedimiento de cierre.
- d) Plan de control (matar pozo).
- e) Uso de perforaciones cerradas.

### 4. Selección y operación del separador:

- a) Control de sello/descarga del líquido.
- b) Límites de presión de operación.
- c) Límites de gastos máximos.
- d) Limpieza de los sólidos.

- e) Reconocimiento de taponamiento.
  - f) Efecto en detectar el volumen total de presas.
- 5. Dimensionamiento y colocación de las líneas del quemador.**
- 6. Tipo y colocación de tanques de almacenamiento:**
- a) Remoción de espumas.
  - b) Supresión de fuego.
- 7. Lógica de control del estrangulador mientras se perfora.**
- 8. Operaciones de viaje:**
- a) Bajobalance.
  - b) Balance.
- 9. Organización:**
- a) Deberes de control de pozos para cada posición.
  - b) Cadena de comando.

### Fase tres

Consiste en ejercicios reales de entrenamiento, en donde se deberán practicar las conexiones de tubería y los viajes en un pozo "vivo", anteriormente a perforar fuera de la zapata.

Éste entrenamiento deberá incluir a todas las operaciones anticipadas, incluyendo perforaciones de emergencia o el desviar al flujo a la línea secundaria para facilitar el control durante la falla de un empaque de cualquier dispositivo rotatorio.

Las cuadrillas también tendrán que familiarizarse con la operación, limitaciones y mantenimiento de los dispositivos rotatorios de control, ya que éstos son la barrera mecánica (que reemplaza a la columna del fluido), para que las operaciones tengan que ser ensayadas y que los procedimientos sean bien definidos y entendidos. Cuando las cuadrillas están cómodas perforando con un pozo energizado, el riesgo de un incidente se reducirá mayormente.

La comunicación efectiva durante las operaciones es indudablemente una de las mejores maneras de prevenir incidentes.

#### 3.2.2.2 Procedimientos básicos para la Perforación Bajobalance

Son los pasos establecidos esencialmente para el proceso de perforar, y la extensión de éstos depende de la complejidad del programa de perforación, pero sin perder su visión puntual, técnicamente precisa y fácil de entender.

Todos los procedimientos son desarrollados en colaboración con el cliente, sirviendo para entrenar al personal y documentados durante toda la perforación.



Cada procedimiento debe estar numerado, para que así cada tarea en cualquier etapa pueda ser identificada de forma práctica, ya que podría haber fácilmente entre 50 – 70 procedimientos (consecuentemente un procedimiento para controlar a estos documentos es una buena idea).

Los procedimientos pueden ser seccionados en tres tipos principales: operación, contingencia y emergencia.

## Procedimientos operacionales

Describen a las tareas que son ejecutadas normalmente para perforar al pozo en bajobalance, tales como las conexiones y viajes de la tubería, o la inyección de gas dentro del fluido de perforación.

Cuando se diseña y ejecuta un sistema integrado de perforación bajobalance, se deben alcanzar dos objetivos: el primero es el obtener a todo el equipo requerido (junto con un paquete cohesivo para éste tipo de operaciones), y el segundo es el reconocer las relaciones entre los varios equipos y entrelazarlas a través de un sistema de control y procedimientos estándares de operación. El control de algunos elementos esenciales debe ser mostrado directamente al perforador vía un panel de instrumentos.

Aún cuando la técnica de perforación bajobalance ha demostrado por sí misma el ser exitosa en minimizar algunos problemas operativos y reducir el tiempo de perforación, se ha reconocido por la industria que su mayor ventaja es el incrementar la productividad del pozo al evitar el daño a la formación durante el proceso de perforación. También se ha vuelto más reconocido que el éxito de una operación bajobalance es dependiente de la manutención de las condiciones bajobalance durante todo el proceso de perforación.

El mantener condiciones de bajobalance desde el principio hasta el final de un proceso de perforación es necesario para garantizar que tal modalidad evitará exitosamente el daño a la formación y los problemas peligrosamente potenciales, como la pérdida de circulación y la pegadura diferencial.

Sin embargo, el mantener éstas condiciones durante las operaciones con tubería de conexión es un reto sin sobrepasar, que continúa motivando no solo a la investigación, sino también a los desarrollos tecnológicos. Desafortunadamente, durante las operaciones bajobalance con tubería de conexión, la inyección superficial debe ser interrumpida cada vez que una conexión o viaje se necesite, causando una alteración de las condiciones de estado estable.

Desde que éste fenómeno ocurre cada vez que una conexión se realiza, y que el tiempo entre perforación y conexión es típicamente insuficiente para retomar a las condiciones de estado estable, las operaciones bajobalance de conexión de tubería disparan una fluctuación en la presión de fondo.

Si ésta fluctuación no es controlada apropiadamente para mantener a la presión de fondo debajo de la presión de formación, el intervalo de roca será expuesto a una condición sobrebalance cada vez que se realice una conexión o viaje. Adicionalmente, ésta fluctuación de la presión de fondo puede desestabilizar mecánicamente a la formación, y degradar al comportamiento de los empaques de la cabeza rotatoria.

Por lo tanto, éstas condiciones de estado inestable pueden arruinar o reducir a las ventajas obtenidas después de realizar esfuerzos y gastos económicos para perforar al pozo en bajobalance.

### **Control del pozo.-**

El personal de campo ha comentado que los programas de entrenamiento en control de pozos no los prepara para las operaciones de perforación bajobalance.

Durante las operaciones de perforación convencional, al personal de campo se le inculca las siguientes reglas:

### **Prácticas de control durante la Perforación Convencional.-**

- Evitar las manifestaciones mediante la manutención de la densidad del fluido de perforación lo suficientemente alta como para prevenir al flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo.
- Parar la perforación cuando los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo.
- Parar la perforación cuando existe una pérdida del fluido de perforación hacia la formación.
- No dejar el fondo con el pozo fluyendo.
- Mantener a la presión de fondo constante y ligeramente arriba de la presión de la formación.
- No mantener los niveles de las presas constantes cuando se circula al pozo bajo presión.

De otra forma, cuando se perfora en bajobalance, las reglas son cambiadas a:

### **Prácticas de control durante la Perforación Bajobalance.-**

- Causar intencionalmente al influjo desde la formación mediante la reducción de la densidad efectiva del fluido de perforación.
- Mantener la perforación cuando los fluidos de la formación fluyan hacia el pozo.
- Mantener la perforación cuando exista una pérdida del fluido de perforación hacia la formación.
- Dejar el fondo con el pozo fluyendo.
- Mantener los niveles de las presas constantes cuando se circula al pozo bajo presión.

La comparación de ambas series de reglas muestra que el conjunto posterior es completamente opuesto al primero, así como también explica el por qué algunas compañías que desarrollan tecnología de perforación bajobalance son vistas algunas veces como “un puñado de vaqueros”. Sin embargo, ésta conclusión errónea puede sacarse de sólo un examen superficial de las reglas para el

control de pozos que se siguen mientras se perfora una formación dada, ya que los procedimientos convencionales han sido desarrollados para simplificar lo más posible al entrenamiento en el control de pozos.

Cuando se contemplan sistemas de perforación bajobalance, el problema es magnificado, ya que el contratista de perforación está enfocado en entregar una máquina que esté dentro de las especificaciones del contrato, no en cómo funcionará la relación entre el equipo de perforación bajobalance y las técnicas utilizadas.

Con la experiencia, cerca del cincuenta por ciento del tiempo, cuando se contempla una perforación bajobalance, el contratista de perforación no es incluido en las etapas tempranas de la planeación del proyecto, ya que el contrato de perforación todavía no estaba redactado. En otros proyectos en donde el contratista es parte del equipo de perforación bajobalance, el desempeño de tanto el operador y la compañía de servicio es eficiente y seguro.

Con el desarrollo de la perforación bajobalance, se debe ir más allá de enseñar reglas simples, y buscar más a fondo un entendimiento de las razones detrás de las mismas reglas y las condiciones del pozo a las cuales se aplican.

Los datos históricos, en áreas en donde la perforación bajobalance es rutinaria, indican que los incidentes por descontrol son mucho menores que en pozos perforados convencionalmente; el estado de alerta preventiva está más aplicada, y así el tiempo de respuesta es reducido en caso de alarma.

### **Conexión de tubería.-**

En relación al procedimiento seguido para realizar conexiones de tubería para los sistemas convencionales, se ha determinado que la comunicación por radio es excesiva, incrementando la oportunidad para malentendidos y por lo tanto, crea un ambiente peligroso (para el proceso, el equipo, la cuadrilla, medio ambiente, etc.).

En tales procedimientos sucede que:

- El perforador alerta por radio a todo el personal de separación e inyección que se acerca una conexión.
- El perforador radia al operador de inyección de fluidos “el apagar la bomba de inyección”.
- El operador de la bomba contesta que “se apagó a la bomba”.
- El perforador continúa bombeando gas (nitrógeno en la mayoría de los casos de diseño) hasta que la sarta de perforación se purga hasta el flotador más somero.
- El perforador radia al operador de inyección de gas “que corte (o desvíe) al flujo del mismo”.
- El operador de inyección de gas contesta que “el gas ya no se está inyectando”.
- El perforador suspende a la tubería para colocar las cuñas y prepara la adición de una nueva sarta.

- El perforador radia al operador de inyección de gas que “desfogue la presión”.
- El operador de inyección de gas contesta que “se está desfogando en el momento”.
- La tubería de perforación energizada es desfogada y el perforador realiza la conexión.
- El perforador radia al operador de inyección de gas que “cierre la válvula de desfogue”.
- El operador de inyección de gas contesta que “ya cerró al desfogue”.
- El perforador radia al operador de inyección de fluidos que “prenda la bomba de fluidos”.
- El perforador radia al operador de inyección de gas que “ponga en línea al gas”.
- El operador de inyección de gas contesta que “el gas ya está en línea”.
- El perforador viaja a la tubería hasta el fondo y re – inicia la perforación.

En el sistema integrado, el panel de instrumentos del perforador simplifica al procedimiento:

El perforador alerta a la cuadrilla de perforación bajobalance que se acerca una conexión, porque ejecuta todos los pasos:

- El bombeo del fluido es cancelado.
- El gas es impulsado (comprimido) hasta que la sarta de perforación es purgada a nivel del flotador más somero.
- La alimentación de gas es cancelada.
- La tubería de perforación es levantada, se colocan las cuñas y se prepara a la nueva sarta que se añadirá.
- La flecha (kelly) es purgada a través de su válvula.
- La presión de estrangulación se incrementa (diseñada anteriormente), para permitir que el influjo del yacimiento se incremente.
- Se realiza la conexión.
- La válvula de purga de la flecha (kelly) es cerrada.
- Se inicia el bombeo del fluido.
- La presión de estrangulación se reduce hasta su valor original antes del incremento.
- Se cancela el bombeo del fluido.
- El gas se vuelve a inyectar.
- El perforador viaja a la tubería hasta el fondo y re – inicia la perforación.

Todos los cambios de presión y de gasto tienen que ser graduales, manipulados cuidadosamente para así mantener una condición bajobalance continua y tener poca variación en la presión de fondo. De igual forma se observa que cuando se

inyección de lodo (junto con la bomba de pre – carga y ciertas líneas de inyección de químicos) y desvía a la alimentación del gas fuera de la sarta de perforación.

Todo esto lleva al sistema entero de perforación bajobalance a una condición operativa segura, mientras elimina la necesidad de comunicación verbal entre los operarios.

Desde la válvula ESD, el retorno es enviado a una línea paralela para extraer a las muestras de recortes.

Un separador presurizado disgrega a la fase gaseosa de la líquida, y a la mayoría de los sólidos acarreados, los cuales son recolectados y extraídos mediante una bomba de cavidades progresivas para su posterior procesamiento. El nivel del fluido es enviado como dato al PLC a través de sensores internos, o bien puede ser cotejado a través de mirillas resistentes. Los niveles altos y bajos, determinados en porcentaje de volumen, son visualizados en el panel de control del PLC; cuando el nivel del fluido dentro del separador llega a un nivel máximo de referencia, un arreglo de la bomba centrífuga/válvula de salida del líquido actúa y el fluido es expulsado hasta que se alcanza al nivel mínimo de referencia, cerrando en éste punto al arreglo para que el separador se llene de nuevo.

Éste sistema auto – regulador permite que el nivel del líquido en el separador sea mantenido de forma precisa, con poca intervención humana.

Una vez que el gas ha sido separado, los líquidos (aceite/agua) y los sólidos remanentes son procesados a través de un banco de hidrociclones, en donde los sólidos finos son removidos. Los líquidos remanentes son entonces dirigidos hacia los tanques cerrados y/o ventilados para el almacenamiento de los fluidos de perforación, dando paso a la segregación gravitacional a condiciones atmosféricas.

La fase líquida utilizada para la perforación es alimentada a la bomba de pre – carga para su re – inyección, y los hidrocarburos producidos son enviados a instalaciones remotas de almacenamiento.

Todas las líneas de envío tienen medidores internos de flujo, para que los datos recolectados por éstos dispositivos sean dirigidos al PLC central, en donde los gastos son convertidos a volúmenes e integrados con el balance de materia total.

El elemento de gas es dirigido tanto a un quemador convencional, como podría serlo hacia un gasoducto existente para su venta.

### Procedimientos de contingencia

No son del tipo de emergencia, pero se desvían de los operacionales en el caso de fallas pequeñas; ciertas variables selectas exceden algunos límites pre – establecidos.

## Procedimientos de emergencia

Son creados con la principal asignación de proteger a la salud y seguridad del personal, así como del público en los alrededores.

Los parámetros críticos exceden a los márgenes de seguridad y/o ocurre una falla del sistema, por lo que éste puede tomar acciones apropiadas de una manera restringida.

### 3.2.3 Etapa de Revisión y Conclusiones

Las siguientes actividades están relacionadas con los problemas de la administración de proyectos dentro de la fase de conclusión de la perforación de un pozo en bajobalance.

Los reportes de finalización del pozo deben ser claros, imparciales, detallados y concisos.

El reporte final del pozo es preparado por el administrador del proyecto, resumiendo el estado del pozo y toda la información operacional importante recopilada del mismo. Los objetivos del reporte final buscan:

1. El registrar a todos los datos e información esenciales para la re – entrada, o si otro pozo se perforará en la vecindad inmediata.
2. El registrar a la historia operacional y cualquier lección aprendida, para que así puedan ser utilizadas en las futuras operaciones de perforación de pozos en la misma área.

También se deberá incluir, más no limitarse, la siguiente información:

- Resumen del pozo.
- Reportes diarios.
- Lecciones aprendidas.
- Planos finales.
- Reportes de inspección.

El reporte deberá ser expedido tan pronto como sea posible después de que el pozo sea terminado, para que así las operaciones actuales y futuras puedan beneficiarse de todas las lecciones aprendidas, por lo que se debe expedir una revisión operacional dentro de las pocas semanas siguientes después de concluir con las operaciones en el pozo (el archivo del mismo deberá contener toda la información pertinente).

## **Capítulo 4.-**

# **Beneficios y riesgos de la Perforación Bajobalance**

## **4.1 Bases de comparación entre Sobrebalance y Bajobalance**

El reciente desarrollo e incremento en la actividad de perforación bajobalance es debido al entendimiento de que no habrá daño (o será mínimo) a la formación si un yacimiento es perforado con ésta modalidad. Lo anterior es cierto, cuando no se presentan períodos de presión sobrebalance mientras se perfora o termina un pozo.

Sólo basta un pequeño período de sobrebalance para causar daño por invasión del filtrado de lodo, entre otros problemas asociados con el cambio de régimen de presión, sobre todo en los tramos de agujero descubierto y más acentuado en las secciones horizontales.

Después de que se han realizado todos los estudios técnicos relevantes, se puede tomar una decisión sobre si es prácticamente viable el perforar al pozo en modalidad bajobalance. Si cualquiera de las consideraciones evaluadas resulta en la recomendación de no perforar al pozo en bajobalance, la alternativa usual es, por lo tanto, el perforarlo convencionalmente con una presión sobrebalance.

## **4.2 Ventajas de la Perforación Bajobalance**

### **4.2.1 Reducción en el daño a la formación**

Muchas formaciones tienden a ser susceptibles a una variedad de diferentes tipos de daño durante las operaciones de perforación sobrebalance, pero que en una modalidad bajobalance prácticamente son evitados en su totalidad, tales como:

- Migración de partículas y arcillas in situ, causada por las altas velocidades de admisión de fluidos en situaciones de alta presión sobrebalance.

- Invasión de los sólidos (artificiales o naturales) presentes en el sistema de fluido de perforación hacia la matriz de la formación; en la condición bajobalance se espera que el diseño del sistema no incluya a tales sólidos.
- El diseño y formación de un filtrado de lodo (sellador de muy baja permeabilidad) que inhiba a la invasión profunda es muy difícil si no existe un buen conocimiento de la distribución del tamaño de poro en la formación; con la perforación bajobalance se elimina la necesidad de contar con un enjarre, debido al influjo de la zona productora hacia el agujero.
- Las zonas de alta permeabilidad presentan una gran probabilidad de pérdida severa de fluido (macrofracturas, vóculos interconectados, arenas de alta permeabilidad o carbonatos intercristalinos).
- Susceptibilidad al entrapamiento de fases una vez que ha ocurrido la invasión dentro de la formación, lo cual reduce la capacidad productiva de la región cercana al agujero, debido a los efectos adversos sobre la permeabilidad efectiva.
- Posibles reacciones adversas entre el filtrado y la formación (arcillas hinchadas, disolución de la formación, absorción química, alteraciones en la mojabilidad de la roca, etc.).
- Reacciones potencialmente adversas entre el filtrado y los fluidos in situ (emulsiones, precipitaciones e incrustaciones).

#### 4.2.2 Aumento en la velocidad de penetración (ROP)

Muchas operaciones de perforación bajobalance resultan en velocidades de penetración (ROP) significativamente mayores que en las condiciones sobrebalance. El beneficio más tangible es la reducción de los tiempos de perforación (sobre todo en secciones horizontales), la extensión de la vida activa de la barrena y la reducción de los mismos costos de perforación.

#### 4.2.3 Indicación temprana de zonas de interés

Ya que la presión hidrostática de un sistema de fluido circulante en una verdadera operación bajobalance es menor que la presión de formación, debería ocurrir un flujo de retorno neto (fluido de perforación junto con aceite, gas y/o agua). El monitoreo apropiado del flujo de retorno en la superficie puede proveer una buena indicación de las zonas potencialmente productoras del yacimiento, así como actuar como una ayuda valiosa en el direccionamiento del pozo (si es una aplicación horizontal).

La producción significativa de hidrocarburos líquidos (ya que el gas natural es usualmente quemado) durante la operación de perforación puede proveer un ingreso temprano de efectivo, para así poder diferir parcialmente algunos de los costos adicionales asociados con la operación bajobalance.



#### 4.2.4 Medición de parámetros mientras se perfora

Una de las mayores desventajas que se presentaba en las operaciones bajobalance del pasado era la ineficacia para realizar mediciones mientras se perforaba (MWD) y para direccionar al pozo, ya que se utilizan sistemas de fluidos que contienen algún tipo de gas. Sólo en el caso de que el diseño comprendiera una configuración de tubería parásita o concéntrica, esto no representaba problema alguno, ya que el pulso generado por las herramientas MWD sí puede viajar a través de una columna totalmente líquida.

Ahora, el desarrollo de herramientas de telemetría electromagnética (EMT) ha hecho posible el transmitir directamente la información desde el fondo del agujero hasta la superficie mientras se perfora, aún en la modalidad bajobalance.

Los rangos de profundidad y temperatura, junto con algunas restricciones debidas al tipo de formación que se esté penetrando, siguen limitando a la eficiencia actual de las herramientas EMT en los pozos más profundos, pero se espera que el rápido avance de la tecnología logre sobrepasar tales restricciones.

Como opción, también se ha utilizado exitosamente a la tubería flexible para los propósitos MWD en la perforación bajobalance, ya que integra una línea de acero en su interior, sustituyendo a los pulsos mecánicos con eléctricos.

#### 4.2.5 Habilidad para fluir/probar durante la perforación

Se ha tomado ventaja de las condiciones de flujo que ocurren durante la perforación bajobalance, llevando a cabo pruebas de decremento (incluso con gastos múltiples) para evaluar la capacidad productora de la formación, junto con sus propiedades, durante la operación de perforación (ya sea en estado estático o dinámico). La comparación entre tales pruebas de producción (en agujero descubierto) se puede visualizar como:

##### 4.2.5.1 Drill Stem Test (sobrebalance)

La filtración excesiva o invasión total de lodo puede enmascarar la identificación de una formación potencialmente almacenadora de hidrocarburos, mellando su capacidad productora. Debido a tal fenómeno, muchas formaciones han sido pasadas en alto por la inhabilidad de obtener una prueba de producción viable y útil durante el proceso de perforación.

El intentar probar una zona potencial con una DST, después de perforar en sobrebalance, resulta seguidamente ineficaz, ya que el daño puede ocurrir durante el tiempo que se requiere para posicionar a la herramienta en el agujero descubierto y completar tal prueba. Incluso, muchas veces la DST tomará varios días sólo para acondicionar al agujero, colocar las herramientas en el intervalo y probar, así como recuperar las herramientas.

El amplio espectro de datos adquiridos durante la DST no es procesado hasta varios días después, debido al proceso convencional de adquisición e integración de la información. En adición, se corre el peligro de que el yacimiento pueda no haber sido penetrado enteramente, lo que arroja un potencial no representativo.

Otro riesgo es la pegadura de tubería, debido a la terminación temporal dentro de la formación.

El costo de evaluar adecuadamente a la formación es a veces prohibitivo, tal como es en el caso de operaciones en aguas profundas, ya que el riesgo proviene de la condición de agujero descubierto, teniéndose que ademar antes de introducir la herramienta (alterando la fidelidad de la adquisición de datos).

#### 4.2.5.2 Perforación fluyente (bajobalance)

Mientras se perforan formaciones almacenadoras de hidrocarburos con la modalidad bajobalance, los fluidos del yacimiento fluyen hacia el agujero, por lo que la capacidad productora del intervalo puede ser conocida inmediatamente. Cabe destacar que lo anterior no puede cumplirse sin la pre – planeación adecuada y el equipo especializado.

El costo incremental tiende a ser mayor que en las operaciones de perforación convencional, sobre todo por el uso de equipo especial. Sin embargo, se adicionan costos amortiguables como prescindir de lodos sofisticados, de DST, de grandes volúmenes de cemento y, de forma más tangible, existe una mayor velocidad de penetración (ROP).

El beneficio de planear una operación bajobalance y la detección del flujo de hidrocarburos de una forma controlada ocurre en tiempo real (estado dinámico de la perforación); la formación no es enmascarada por los fluidos invasores (si es que llega a presentarse la filtración), sino que los propios fluidos in situ son permitidos fluir hacia el agujero.

Los fluidos producidos (aceite, gas y aceite, junto con el fluido de perforación) y los recortes son separados en la superficie, además de ser medidos independiente y adecuadamente (partiendo de un balance de materia).

Cuando se detectan hidrocarburos, la perforación bajobalance permite al yacimiento el producir su potencial total (prácticamente) hacia el agujero. Con el equipo especial instalado en el sitio de perforación, todas las pruebas de producción, muestreo de fluidos y demás características, pueden ser analizadas inmediatamente.

El costo incremental de proveer un flujo bajobalance vs. una DST es generalmente equivalente en ambos procesos cuando se considera el valor del conocimiento inmediato, salvo si se toma en cuenta que el flujo de datos de un yacimiento sin dañar es usualmente 2X mayor que el obtenido de uno perforado convencionalmente. Aún más, la perforación bajobalance aplicada en yacimientos altamente productivos puede permitir al operador el producir directamente hacia el oleoducto y recibir ganancias substanciales antes de que

incluso se complete la fase de perforar, lo cual no es posible cuando se perfora con sistemas de fluidos convencionales.

## 4.2.6 Medición petrofísica

### 4.2.6.1 Registros para sobrebalance en agujero descubierto

La industria petrolera está estructurada de tal forma que los servicios de evaluación geológica y los registros con línea de acero sean diseñados para su uso en agujeros saturados completamente con lodo de perforación convencional. Virtualmente, cualquier aspecto de la litología, características de la formación y el agujero pueden ser medidos y almacenados en línea mientras se registra, teniendo un soporte básico para los de tipo resistivo y de densidad/porosidad.

Las mayores compañías de servicios están bien equipadas para proveer registros de alta resolución para la evaluación petrofísica, el muestreo y análisis de fluidos, sísmica del pozo, imágenes de fracturas, etc., todo con un alto grado de precisión.

El potencial de pegadura diferencial de las herramientas registradoras en agujero descubierto es mayor en pozos con un alto grado de sobrebalance, especialmente para las herramientas con dispositivos de patín o que requieren cierto tiempo para adquirir datos.; las herramientas con patines deben hacer contacto con la pared del agujero para realizar la toma del registro, removiendo al enjarre de la pared durante el proceso. Cuando el enjarre es removido, el lodo empieza a causar una caída de presión hacia la formación inmediatamente, lo que puede ser suficiente para causar pegadura de la herramienta contra la pared del agujero.

En tal situación, se tendría que requerir una operación de pesca con línea de acero.

### 4.2.6.2 Registros para bajobalance en agujero descubierto

El perforar un pozo en bajobalance con la expectativa de obtener registros con línea de acero de forma convencional presenta ciertos obstáculos. El más significativo de éstos es la falta de un fluido correcto dentro del agujero para permitir la toma deseada de registros; los pozos terrestres perforados en bajobalance generalmente lo son con fluidos gasificados, espuma estable o niebla.

Los registros convencionales de línea de acero en agujero descubierto están limitados a los aspectos de resistividad lateral dual, rayos gamma y de densidad, siendo el mismo caso para la modalidad sobrebalance. Sin embargo, el riesgo de pegadura de la herramienta es reducido en gran medida (prácticamente no

existe), ya que la caída de presión es hacia el agujero en vez de hacia la formación.

La perforación bajobalance direccionada, con tecnología MWD y/o LWD (en reemplazo al registro en agujero descubierto) no tiene por qué estar limitada, ya que perforar tanto con un fluido incompresible como con uno ligeramente compresible (<15% de la media compresible) no debería interferir con la telemetría en el pulso dentro del fluido de perforación; en caso contrario se utiliza a las herramientas EMT.

## **4.3 Desventajas de la Perforación Bajobalance**

### **4.3.1 Gastos económicos**

La perforación bajobalance es usualmente más cara que un programa convencional, particularmente si se perfora en un ambiente ácido (oxidante) o en condiciones operacionales y de superficie adversas (locaciones remotas y/o marinas, etc.).

También existe poca ventaja en el perforar en bajobalance a un pozo si éste no es terminado de una forma compatible, resultando en costos adicionales en equipo para insertar la tubería a contrapresión ("snubbing"), requerido para viajar a la sarta de perforación en el agujero bajo una condición de flujo bajobalance.

Una porción del costo total de un programa bajobalance puede ser liquidada (o disminuida) mediante el incremento de la velocidad de penetración (ROP), lo cual resulta en una reducción del tiempo de perforación y de uso del equipo; si el pozo puede ser perforado verdaderamente en una condición bajobalance, no se requerirá trabajo de terminación, o por lo menos será limitado, reduciendo el costo de tratamientos extensivos y caros de terminación y estimulación, los cuales puede que sean requeridos en pozos horizontales y verticales severamente dañados.

Obviamente, el objetivo primordial de la implementación de una operación de perforación bajobalance es el mejorar la productividad de un pozo, en comparación con un programa convencional. Por lo tanto, en una operación ejecutada apropiadamente, se espera que el potencial negativo de los costos de perforación sea equilibrado por el incremento en la productividad del pozo.

#### **4.3.1.1 Modelo de análisis económico**

La única razón para emplear la tecnología de perforación bajobalance, o a cualquier tecnología, es la de aprovechar su rentabilidad.

La tecnología mal aplicada no solo afectará a la economía del proyecto, sino también daña a la factibilidad de su uso (si es que llega a tener un futuro empleo).

Una perforación bajobalance resultará en un mayor costo inicial desde el punto de vista de la ingeniería, pero con un mayor gasto de producción diario, el cual reduce a los costos adicionales y provee una recuperación de la inversión más rápida que la de en un caso de perforación convencional.

La regla de campo ha establecido que un proyecto bajobalance puede incrementar a los costos en 1.25X – 2.0X por día en base a uno convencional, pero se finalizará en una cuarta o décima parte del tiempo. De igual forma, se predice que la ROP será incrementada de 30 – 300% en zonas permeables, y de 100 – 200% en zonas impermeables; siendo una característica de peso dentro del esquema de perforación en México.

Los beneficios son mayores, debido a que:

- Reducción del costo directo de perforación mediante el incremento de la velocidad de penetración (ROP) y la vida de la barrena.
- Eliminación de los sistemas de fluidos costosos.
- Decremento en los costos de estimulación (prácticamente no se necesitarían).
- Decremento en el tiempo enfocado a resolver problemas.
- Menor tiempo de entrega del pozo (producción inicial acelerada).
- Valor del fluido producido mientras se perfora.
- Incremento en la recuperación de reservas.

Desafortunadamente, muchos de los factores que afectan a la economía de un proyecto de perforación bajobalance no son bien conocidos.

La experiencia ha demostrado que la velocidad de penetración (ROP) y la vida de la barrena se incrementarán automáticamente cuando se emplea a la modalidad bajobalance. También se ha demostrado que el caso bajobalance es efectivo en la reducción o eliminación de problemas por pérdida de circulación o pegadura diferencial, así como por daño a la formación.

Lo que es difícil cuantificar es la magnitud del cambio que puede ser esperado, siendo el costo de un sistema bajobalance más fácil de cuantificar. El análisis del costo no sólo debe incluir al equipo y el personal, sino también a la pre – ingeniería, entrenamiento y dirección del proyecto.

Para una aplicación primeriza de la perforación bajobalance por una compañía o en una región, el método añade un grado de complejidad sobre el método de perforación convencional. En un proyecto diseñado o dirigido inapropiadamente, se puede incrementar grandemente al costo y los riesgos de fallas o accidentes, siendo éstos mucho mayores en aplicaciones marinas o de localizaciones remotas.

### 4.3.1.2 Rentabilidad de la Perforación Bajobalance

Mientras se perforan formaciones almacenadoras de hidrocarburos en la modalidad bajobalance, el fluido del yacimiento fluye desde el mismo hacia el agujero, y la capacidad productiva de la formación puede ser conocida inmediatamente. Esto no se puede cumplir sin la pre – planeación y el equipo especializado adecuados.

El equipo adicional utilizado en una operación bajobalance segura hace que el costo incremental sea mayor que el de las operaciones relacionadas con la perforación convencional. Sin embargo, existen costos de intercambio con la perforación bajobalance (bajos costos de fluido de perforación, no se necesita al DST, la velocidad de perforación es mayor, menor volumen requerido de cemento, etc.).

El beneficio de planear una perforación bajobalance y la detección del flujo de hidrocarburos de una forma controlada, ocurren ambas en tiempo real.

La formación no es encubierta por los fluidos invasores, sino que le es permitida el fluir hacia el agujero.

Los fluidos producidos y los recortes son separados en la superficie, por lo que son medidos independiente y adecuadamente.

Cuando se detectan a los hidrocarburos, la subsecuente perforación permite que todo el potencial del yacimiento se produzca hacia el agujero.

Con el equipo en el sitio de perforación, todas las pruebas, muestreo de fluidos y demás características pueden ser analizadas inmediatamente.

El costo incremental para proveer al bajobalance vs. un DST es generalmente despreciable cuando se considera al valor de un conocimiento inmediato, mientras que el flujo de datos de un yacimiento intacto es usualmente dos veces mayor que aquél obtenido de los perforados convencionalmente. Es más, la perforación bajobalance en yacimientos altamente productivos puede permitir al operador el producir directamente hacia el oleoducto/gaseoducto y así acumular un ingreso sustancial antes de que la misma perforación termine; sobra comentar que éste no es posible cuando se perfora en sobrebalance.

### 4.3.1.3 Valor Presente Neto (VPN)

Durante la vida activa de la mayoría de los pozos productores, la secuencia de tiempo de la inversión de dinero y la recepción de los ingresos de la misma deben ser tomadas en cuenta. El dinero que es invertido hoy tiene más valor que los beneficios que son recibidos en algún punto en el futuro; esto es debido a que el dinero puede ser invertido hoy y aumentar más su valor para el futuro.

El método aceptado para contar al valor del dinero a través del tiempo es el Valor Presente Neto (VPN), el cual toma en cuenta cuándo una inversión o ingreso es realizado, junto con su tasa de descuento.

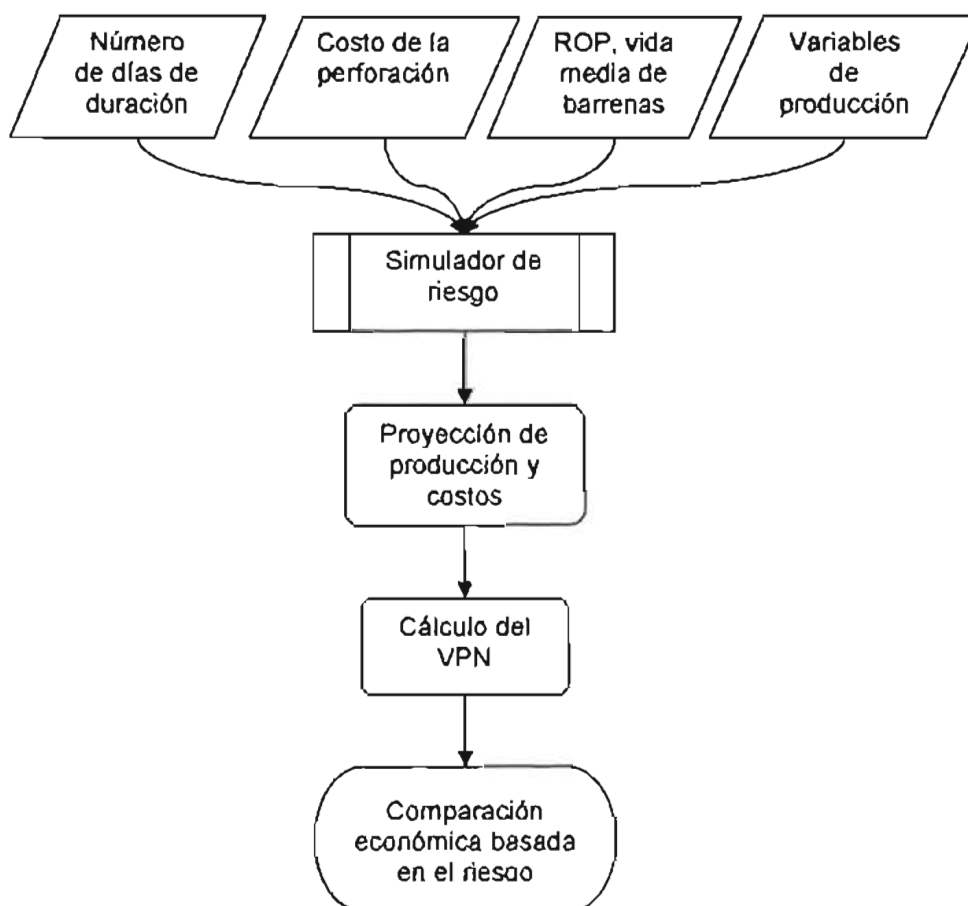
La ecuación para el VPN es<sup>15</sup>:

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{valores}_i}{(1+R_d)^i} = \frac{1}{(1+R_d)^i} = (1+R_d)^{-i} \quad (1)$$

#### 4.3.1.4 Economía basada en el riesgo

Debido a lo desconocido en la economía de la perforación bajobalance, el análisis económico basado en el riesgo permitirá al administrador el tener una visión adicional del rango de costos y beneficios de tal tipo de operación.

La primicia de la economía basada en el riesgo estudia que tanto el tiempo de conclusión del proyecto como los beneficios a largo plazo pueden ser determinados estadísticamente (*Diagrama 4.1*).



**Diagrama 4.1.** - Diagrama de análisis económico para la perforación bajobalance.

Una vez que el sistema determina a los costos de la perforación bajobalance, se cuantifica a la productividad del pozo, y finalmente se calcula al VPN del proyecto.

### 4.3.2 Aspectos de seguridad

La tecnología para perforar y terminar pozos en modalidad bajobalance continúa hoy en día su mejoramiento. Desarrollos recientes en equipo de control superficial, preventores rotatorios y el incremento en el uso de tubería flexible, han aumentado la confianza sobre muchas operaciones de tal naturaleza.

El hecho de que los pozos son perforados y terminados en régimen de flujo dinámico añade inquietudes de seguridad y técnicas a lo largo de toda la operación; paralelamente, el uso de aire o fluidos gasificados como parte del sistema de inyección, a pesar de ser efectivo en la reducción de los costos de operación, puede causar problemas de inflamabilidad y de corrosión.

### 4.3.3 Estabilidad del agujero

Los problemas de estabilidad del agujero han sido una preocupación inicial en la perforación bajobalance, particularmente en formaciones de poca consolidación o sumamente depresionadas.

Todavía se necesita realizar mucho trabajo de investigación, ya que son muchos los pozos (sobre todo en su sección horizontal) que han sido perforados y terminados exitosamente en condiciones bajobalance, aún cuando el conocimiento y los cálculos habían indicado que el resultado del uso de tal modalidad sería el colapso de la formación.

Existe evidencia considerable, por lo tanto, de que los problemas de estabilidad en muchas aplicaciones bajobalance pueden no ser tan severos a como se asume convencionalmente, pero se requiere sin excepción la evaluación de cada yacimiento para cuantificar tales aspectos.

### 4.3.4 Falla en la mantención de la condición Bajobalance

Un factor importante en los resultados negativos de muchas operaciones de modalidad bajobalance es que tal condición no es mantenida el 100% del tiempo que dura la perforación y la terminación (*Figura 4.1*).



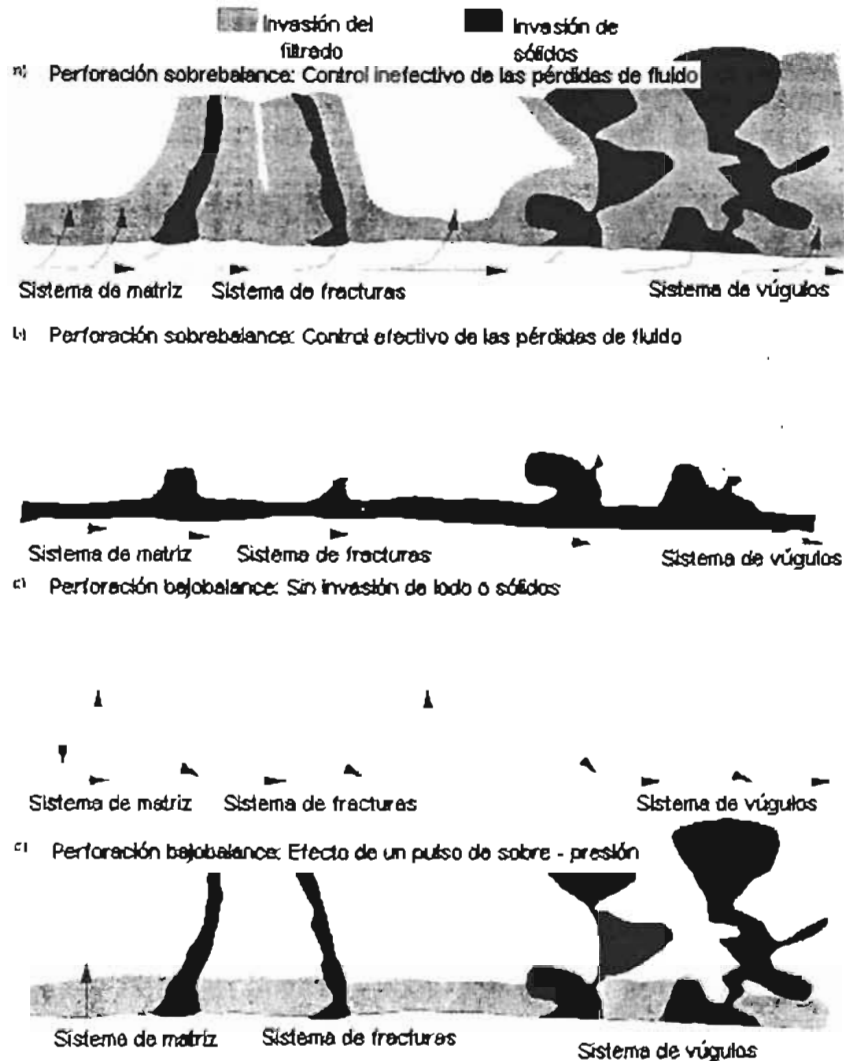


Figura 4.1.- Comparación de estado sobrebalance vs. bajobalance.

El mayor problema es que no existe depósito de algún tipo de filtrado de lodo, el cual sella la superficie de la roca alrededor del agujero, ya que la presión de la formación es mayor que la del fluido circulante (bajo el esquema bajobalance). Obviamente, esto es ventajoso con respecto al daño a la formación y la pegadura diferencial, por que virtualmente los elimina; pero la protección de una barrera contra la invasión de fluidos y sólidos es nula en caso de que se presente una condición sobrebalance (aún cuando se trate de pulsos periódicos).

Este problema se da por el hecho de que se utiliza un sistema de fluidos de baja viscosidad y muy ligeros en la mayoría de las operaciones bajobalance.

En algunas situaciones de la modalidad bajobalance, el daño por invasión es más significativo que si se hubiese utilizado un sistema sobrebalance diseñado apropiadamente, ya que la profundidad y perfil de invasión pueden ser minimizados en muchas operaciones convencionales con el buen diseño de un lodo y sus agentes de sello.

Existen muchas razones de por qué una condición bajobalance no puede mantenerse durante toda la perforación. Si se utiliza un equipo rotatorio, la condición bajobalance es comprometida potencialmente cada vez que la inyección del gas tiene que ser suspendida para realizar una conexión de tubería.

Las conexiones rápidas y la circulación para purgar al gas antes de cada conexión de tubería tienden a minimizar el efecto de los pulsos sobrebalance, pero las fluctuaciones en la presión de fondo siguen siendo comunes en la mayoría de las operaciones de perforación y terminación. Por lo tanto, el uso de equipo de medición de presión en el fondo del agujero en tiempo real es esencial para asegurar una condición bajobalance continua.

Los trabajos periódicos de control para viajar barrenas requieren presiones bajobalance en toda la columna hidrostática dentro del pozo, a menos que la sarta sea extraída en un régimen de flujo dinámico (fluyendo). Cuando la sarta vuelve a ser introducida dentro del pozo, se forma una onda de compresión en el frente de la barrena, si es que el viaje es rápido, lo cual puede interrumpir la continuidad de la condición sobrebalance, transmitiendo pulsos de presión sobrebalance.

Se recomienda que para una operación bajobalance, se utilice una barrena nueva antes de seguir perforando si la sarta no puede ser removida en condición bajobalance, además de que tal proceso tiene que ser realizado lentamente. El pozo debe ser terminado cuando la barrena esté gastada, si se está cerca de la profundidad objetivo, en vez de arriesgar el perjudicar a toda una sección (sobre todo si es horizontal) por una comida más, sólo para obtener unos cuantos cientos de pies adicionales en la longitud.

Los trabajos periódicos de control hidrostático para llevar a cabo programas convencionales de registros mediante pulsos a través del lodo, para propósitos de MWD y geodireccionamiento, pueden tener efectos adversos. El uso de herramientas EMT para la MWD puede eliminar tales problemas en pozos de menos de 8 000 [pies] de profundidad vertical verdadera (TVD).

Las nuevas herramientas EMT, o las que cuentan con transmisores de repetición, están extendiendo la profundidad efectiva a la cual éstas tecnologías pueden ser utilizadas, aunque las limitaciones de temperatura pueden seguir siendo problemáticas. Las pruebas en el fondo del pozo para la eficiencia de transmisión son recomendadas para aplicaciones en pozos profundos, teniendo en cuenta que las señales EMT tienden a ser degradadas/bloqueadas por ciertos estratos minerales, particularmente las zonas ricas en anhídridas u otras formaciones altamente resistivas.

Si se utiliza una configuración de sarta concéntrica o parásita para obtener una condición bajobalance continua, la presión hidrostática total estará presente en las toberas de la barrena, ya que la misma columna hidrostática del fluido de perforación estará presente en el centro de la sarta. Los efectos de salida a través de los orificios atenuarán ésta presión (existe una caída considerable).

La posible condición de lavado y de presión sobrebalance podría manifestarse directamente en la interfase roca – barrena, que pudiese no ser detectada por

los registradores de presión (colocados cerca de la barrena), ya que la presión descenderá rápidamente a como el fluido deje el área inmediata a la barrena.

La presión en la mayor parte de la columna de retorno del fluido será controlada por la configuración de la sarta de inyección parásita o concéntrica.

En consecuencia, el programa bajobalance necesita ser diseñado para no afectar a la zona con menor presión que se estima se encontrará a través del trayecto hacia el objetivo.

De igual forma, la consideración de los regímenes de flujo dentro de la sarta de perforación es importante para predecir al comportamiento de las condiciones de presión en el pozo.

El flujo tipo bache y el colgamiento de la fase líquida ocurren en la sección vertical del agujero en la mayoría de las operaciones bajobalance (si el sistema de fluido se compone de gas y líquido). Esto resulta en problemas de dimensionamiento del equipo superficial para manejar surgencias periódicas de alto gasto, comparables en magnitud con el efecto de conexión de tubería, resultando en la invasión de zonas de menor presión (depressionadas) del yacimiento.

A profundidades significativas, junto con altos gastos de gas, las caídas de presión por fricción pueden afectar al retorno del fluido dentro de la sarta y el espacio anular. En ciertas condiciones, los efectos de pérdida de presión por fricción pueden causar un incremento en la presión efectiva de fondo, con una necesidad de incrementar al gasto de inyección de gas, lo cual exige más a la capacidad del equipo superficial.

Ya que la condición bajobalance, en muchos escenarios, es una modalidad extraña al proceso de perforación (convencionalmente), deber ser mantenida mediante un control riguroso y con el uso de equipo superficial de inyección y control adecuado, sin descuidar la logística de abastecimiento ininterrumpido de los recursos necesarios.

#### **4.3.5 Terminación y control de los pozos**

Mucho del beneficio de la modalidad bajobalance puede ser anulado si después de la perforación se implementan prácticas convencionales de terminación, ya que la formación sigue siendo susceptible a la invasión durante pulsos de presión sobrebalance. Tal necesidad puede incrementar los costos de varias formas e impedir el obtener los registros deseados en algunos pozos, pero el objetivo primordial de la perforación bajobalance sigue siendo el incrementar la productividad del pozo.

Todos los factores mencionados tienen que ser considerados y planeados cuidadosamente antes de la implementación de un programa bajobalance.

### 4.3.6 Efectos de imbibición

A causa de la presión capilar adversa, es posible el imbibir fluidos base agua (y en algunos casos, de base aceite) hacia la formación en la región cercana al pozo, en donde pueden causar una reducción en la permeabilidad. Lo anterior sucede por la incompatibilidad de roca/fluidos – fluidos/fluidos, o el entrapamiento de los hidrocarburos.

La ausencia de un filtrado sellador de lodo (lo que baja a la permeabilidad entre el agujero y la formación, actuando como una barrera a largo plazo para los efectos de imbibición), puede resultar en problemas más severos en una operación bajobalance, que en una sobrelance bien diseñada.

Las formaciones mojadas por agua, en general, no imbibirán a los fluidos base aceite, e inversamente, las formaciones mojadas por aceite no imbibirán a los fluidos base agua. De ésta forma, un entendimiento apropiado de la mojabilidad de la formación, junto con la selección del fluido base para un programa bajobalance puede minimizar algunos de los problemas asociados con los efectos de imbibición.

### 4.3.7 Endurecimiento y molienda

En cualquier operación de perforación, los recortes son generados por la acción erosiva de la barrena sobre la formación; en ocasiones, sólidos adicionales pueden ser añadidos al sistema de fluido circulante para mejorar la reología y demás propiedades del lodo (niebla, o espuma, o fluidos gasificados en el caso de la perforación bajobalance).

El tamaño y cantidad de recortes en la corriente de fluido circulante dependen del tipo de formación, equipo de control de sólidos, tipo de barrena, ROP y sistema de fluido en consideración. Los sistemas de fluido seleccionados para las operaciones bajobalance pueden sufrir problemas causados por los siguientes efectos:

#### Endurecimiento.-

Es resultado de pulir a la superficie del agujero, causado por la acción directa de la barrena sobre la cara de la formación (particularmente severo cuando se perforan formaciones duras a bajas ROP o con barrenas gastadas o dañadas).

Generalmente consiste en partículas de la formación, que son generadas y molidas por la acción de la barrena, lo cual forma una costra delgada y arcillosa (tipo pasta) que afecta a la superficie de la misma roca.

Las operaciones de perforación con aire son particularmente sensibles a éste problema, ya que la baja eficiencia de transporte de sólidos de éste sistema, junto con los finos recortes tipo polvo y la pobre capacidad de transferencia de calor del aire, resultan en temperaturas muy altas entre la roca y la barrena, agravando el proceso de endurecimiento de la formación.

### Molienda.-

Es pulir la cara de la formación por efecto de la sarta de perforación poco centralizada (zigzagueante). Suele ocurrir en cualquier situación de perforación en donde se presenten grandes cantidades de sólidos en el fondo del agujero.

Ambos problemas tienden a ser en forma general, procesos relativamente someros, con sólo una extensión física de daño hacia la formación de unos cuantos milímetros; por lo tanto, las terminaciones en agujero además encuentran altibajos raramente significativos en la productividad causados por tales efectos, ya que el daño es fácilmente penetrado con una carga típica de disparo.

Las formaciones demasiado heterogéneas, que contienen vórgulos grandes o fracturas naturales, también tienden a ser menos sensibles a éste tipo de daño, por la inhabilidad de taponar a tales características de gran porosidad.

Las formaciones relativamente homogéneas de arenas o carbonatos, penetradas con un pozo terminado en agujero descubierto, tienden a ser las más susceptibles a éste tipo de daños.

En las formaciones carbonatadas, el endurecimiento tiende a ser dominado por los constituyentes de dolomía solubles en ácido y puede ser removido mediante un ligero lavado con tubería flexible. En presencia de silicatos, generados a partir de las arenas, es más difícil de remover.

### **4.3.8 Invasión inducida por gravedad**

En las formaciones que exhiben macroporosidad (fracturas muy grandes o vórgulos interconectados) la invasión física del fluido de perforación circulante y sus sólidos, inducida por gravedad, puede ocurrir en la parte más baja de un pozo horizontal (*Figura 4.2*).

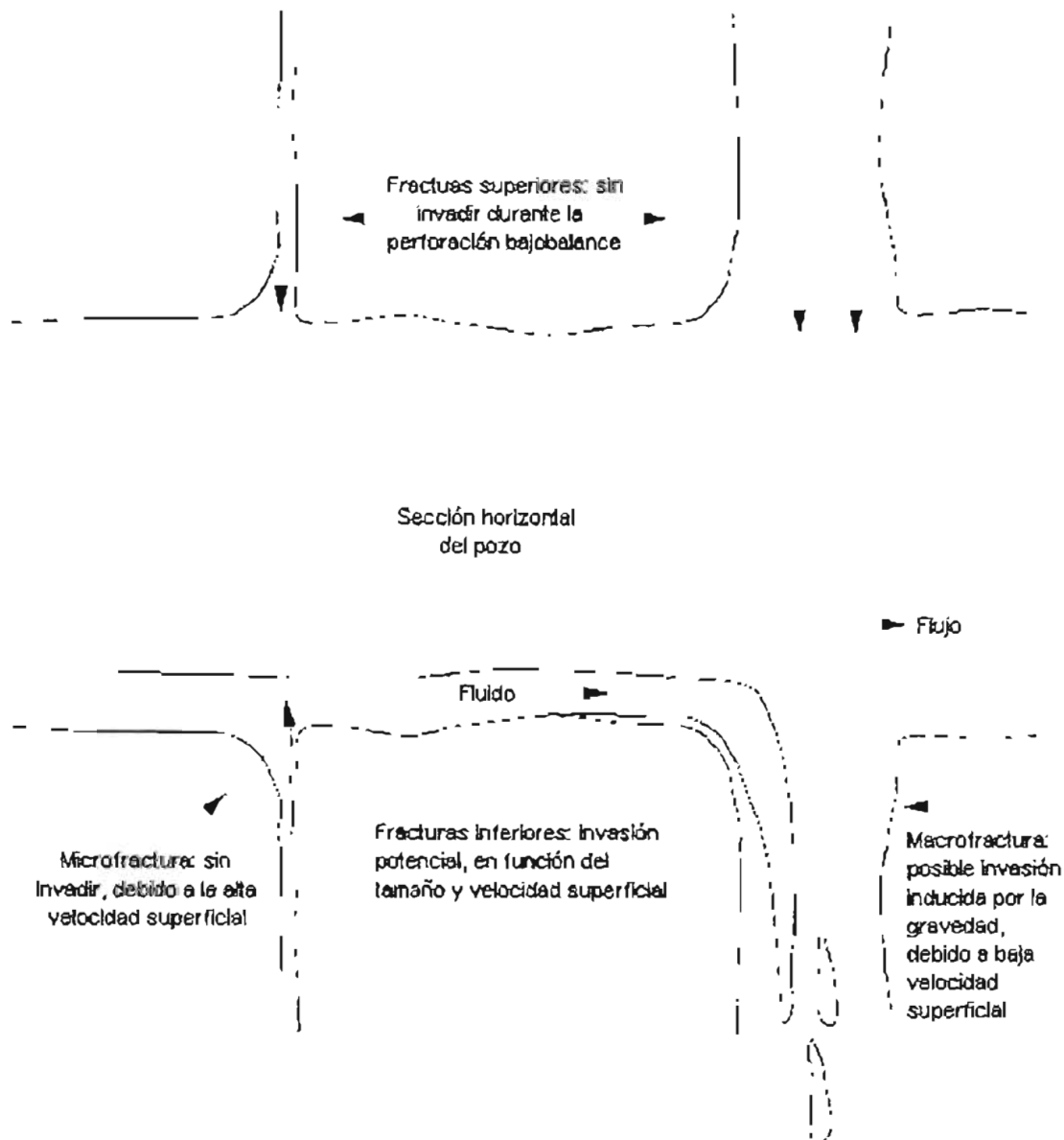


Figura 4.2.- Causas de invasión a la formación.

Si las fracturas o vórgulos son pequeños y la presión bajobalance está dentro de los parámetros de diseño, la acción natural de la corriente del fluido hacia el agujero será suficiente para contrarrestar a éste fenómeno; pero si se presentan presiones demasiado bajas o características de porosidad muy grande, resultando en una velocidad muy baja del fluido sobre la superficie de contacto agujero/poro, la invasión inducida por gravedad puede ocurrir con gran facilidad. Lo anterior se traduce en pérdida de circulación, aún cuando se mantengan condiciones continuas de presión bajobalance.

### **4.3.9 Dificultad de ejecución y control en zonas de permeabilidad extrema**

Es desafortunado que una de las mejores aplicaciones de la tecnología bajobalance, en formaciones de muy alta permeabilidad (carbonatos macrofracturados o kársticos, arenas no consolidadas), también presente uno de los mayores retos para tal modalidad.

El control efectivo de éstas formaciones, cuando tienen una presión inicial naturalmente alta, posibilitando condiciones de presión bajobalance también relativamente alta, se vuelve problemático; además, los riesgos asociados con el manejo de grandes volúmenes de fluidos producidos y las altas presiones en la superficie involucran más costos de lo normal (sobre todo en las operaciones marinas).

En contraste, las mejoras en el equipo de manejo y control superficial pueden permitir que la tecnología bajobalance sea aplicable en un espectro más amplio de formaciones conforme avancen en el tiempo.

### **4.3.10 Riesgo profesional y político debido a fallas**

La perforación bajobalance, como cualquier tecnología avanzada, necesita de una compañía fuerte (líder en su ramo) para que sea seleccionada y presente casos de aplicaciones exitosas. Para las demás compañías, el tener tal ejemplo es importante para que se considere a la tecnología en operaciones futuras.

Por lo tanto, la selección apropiada de un yacimiento apto para perforarse en bajobalance es el doble de importante para una primera operación, ya que una aplicación mal ejecutada que resulte en falla será descartada debido a su riesgo, en vez de proveer ventaja económica en comparación con una operación de modalidad sobrebalance.





## Conclusiones y Recomendaciones

### Conclusiones

A pesar de considerarse como una técnica nueva, la perforación bajobalance resulta ser el primer método aplicado desde los comienzos de la explotación petrolera. Al volver a ser retomada como una opción viable para desarrollar campos con características especiales, conjuntamente para la perforación de pozos que tienen que atravesar formaciones problemáticas.

En realidad, la aplicación de la perforación bajobalance nunca ha cesado, pero fue a finales de los 80's que la tecnología y los estudios realizados permitieron un auge que no ha cesado de expandirse debido a sus beneficios potenciales.

Debido a que la primera característica de la perforación bajobalance implica el uso de un fluido que tenga una densidad equivalente de circulación menor que la de formación, la segunda característica resulta en la instalación de equipo especializado en actuar dentro de altos rangos de presión y gasto. Debido a que también existen diferentes tipos de fluidos ligeros de perforación (cada uno con sus propias ventajas y desventajas ante las características de la operación), es necesario el contar con diferentes métodos de inyección de la fase gaseosa dentro de la fase líquida.

Como ahora es una tecnología probada (y de gran eficiencia), también lo es su selección. Esto responde a que la perforación bajobalance no es aplicable a todo tipo de yacimiento o pozo, siendo que se debe estudiar a las condiciones que puedan limitar su efectividad, tales como: tipo de formación, características del yacimiento, experiencia, logística, costos, etc.

Los estudios y cálculos que se tienen que llevar a cabo fueron derivados de los ya existentes para la perforación sobrebalance, por lo que es necesario el realizarlos para ambos casos y así obtener comparaciones de viabilidad.

En cuanto se selecciona perforar en modalidad bajobalance, es necesario el estructurar un programa acorde al propósito de la operación. En primer plano, la administración general del proyecto es una versión reforzada de la que se contempla durante una perforación sobrebalance (convencional), prestando especial atención en lo tocante a la seguridad del personal, equipo y medio ambiente.

De forma más detallada, los aspectos de diseño y ejecución, por la naturaleza del método, son los que requieren más modificaciones.

Tomando en cuenta las cualidades de la perforación bajobalance, se puede seguir un criterio general para las ventajas y desventajas que presenta. Aún cuando la cantidad de beneficios tiende a ser menor que la de riesgos, si un proyecto bajobalance se lleva a cabo exitosamente, las renumeraciones tanto económicas como técnicas sobrepasan por mucho a la expectativa de un proyecto paralelo en sobrebalance.

## **Recomendaciones**

Es saludable el tener una visión amplia sobre las nuevas tecnologías y métodos, más no sólo en la teoría, sino en la práctica; esto es, no temer el considerar su aplicación. La exclusión de una técnica por el hecho de que es riesgosa, pero con una buena variedad de beneficios en su ejecución exitosa, no permite el explotar de forma efectiva los campos petroleros, sobre todo los que se encuentran depresionados o con presencia de formaciones arcillosas problemáticas.

En primera instancia, hay que entender que la diferencia entre la perforación bajobalance con la sobrebalance reside principalmente en la utilización de un fluido ligero de perforación y equipo especializado. El resultado es una inversión previa de tiempo y recursos (materiales, personales y económicos) que se tiene que tomar en cuenta.

Aún cuando la perforación bajobalance ha probado su eficacia en muchos casos, no es la solución para todos los proyectos de perforación que en teoría requieren su uso. Es fundamental el realizar estudios previos para determinar si su aplicación es factible, a partir de cuestiones técnicas o económicas.

Para que el proyecto bajobalance seleccionado tenga éxito, su programación debe cubrir todos los puntos extraordinarios a partir de una estructura convencional; para superar los obstáculos es importante el contar con personal experimentado que traspase su conocimiento y a partir de eso, proponer mejoras en el sistema.

Sin importar los resultados del proyecto bajobalance, la comparación con un caso sobrebalance hipotético es imperativo, ya que sirve para validar al método ante el escepticismo; sobre todo hay que entender el esquema nacional y la realidad de la explotación de campos maduros depresionados, o localizados dentro de formaciones fracturadas y con presencia de arcillas hidratables.

## Apéndice

### Apéndice A.-

#### Aplicación de la fórmula de Weymouth para el flujo anular.-

La fórmula de Weymouth<sup>19</sup> está dada por:

$$Q_d = 433.45 \left( \frac{T_o}{P_o} \right) \left( d^{2.667} \right) \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{(L_m) \cdot S(T_{av})} \right)^{1/2} \quad [A - 1]$$

Convirtiéndolo a unidades consistentes, la ecuación [A - 1] queda:

$$q = 275 \left( \frac{T_o}{P_o} \right) \left( D^{2.667} \right) \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{L \cdot S \cdot T_{av}} \right)^{1/2} \quad [A - 2]$$

El término  $D^{2.667}$  puede ser reemplazado por  $\left( D^{0.667} \cdot A / 0.7854 \right)$ . De otra forma, el radio hidráulico de una sección circular se considera como (área transversal / perímetro mojado):  $\left( 0.7854 \cdot D^2 / 3.142 \cdot D \right) = D/4$ .

El radio hidráulico de una sección transversal resulta como:  $\left[ \frac{0.7854(D_h^2 - D_p^2)}{3.142(D_h + D_p)} \right] = \frac{(D_h - D_p)}{4}$ . Entonces, para el flujo anular,  $D^{2.667}$  puede ser expresado mediante:  $(D_h^2 - D_p^2)(D_h - D_p)^{0.667}$ , por lo que la fórmula de Weymouth para la aplicación de flujo anular se vuelve:

$$q = 275 \left( \frac{T_o}{P_o} \right) (D_h - D_p)^{0.667} (D_h^2 - D_p^2) \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{L \cdot S \cdot T_{av}} \right)^{1/2} \quad [A - 3]$$

## Derivación del factor de fricción ( $f$ ) de la fórmula de Weymouth.-

En el flujo de gas a lo largo de una tubería horizontal, interviene la siguiente ecuación diferencial:

$$dP = - \left( \frac{\rho \cdot f \cdot v^2}{2 \cdot g \cdot D} \right) dL \quad [A - 4]$$

Realizando las siguientes sustituciones:  $\rho = \left( \frac{S \cdot P}{53.3 \cdot T_{av}} \right)$  y  $v = \left( \frac{q \cdot T_{av} \cdot P_o}{0.7854 \cdot D^2 \cdot T_o \cdot P} \right)$ , la ecuación [A - 4] queda como:

$$\int_{P_1}^{P_2} P \cdot dP = - \frac{0.000473 \cdot S \cdot f \cdot T_{av} \cdot P_o^2 \cdot q^2}{T_o^2 \cdot D^5} \int_0^L dL$$

$$q = 32.5 \left( \frac{T_o}{P_o} \right) \left( D^{2.5} \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{f \cdot S \cdot L \cdot T_{av}} \right) \right)^{1/2} \quad [A - 5]$$

Adecuando al elemento de la derecha en la ecuación [A - 2] y [A - 5] y resolviendo para  $f$ :

$$f = 0.014 (D^{-0.333}) \quad [A - 6]$$

Para el flujo anular:

$$f = 0.014 (D_h - D_p)^{-0.333} \quad [A - 7]$$

## Derivación de las fórmulas de flujo vertical.-

Asumiendo que los sólidos resultantes de la perforación, junto con el fluido circulante, forman una mezcla homogénea (sin resbalamiento de las partículas) y que la misma tiene las propiedades de flujo de un gas ideal; entonces las siguientes ecuaciones diferenciales se aplican para cualquier profundidad ( $h$ ) positiva debajo de la superficie:

$$dP = \rho_m \left[ 1 + \frac{f \cdot v^2}{2 \cdot g(D_h - D_p)} \right] dh \quad [A - 8]$$

Realizando las siguientes sustituciones:

$$v = \frac{q \cdot 14.7 \cdot 144 (T_s + G \cdot h)}{0.7854 (D_h^2 - D_p^2) \cdot P \cdot 520} = \frac{5.19 \cdot q (T_s + G \cdot h)}{(D_h^2 - D_p^2) \cdot P}$$

$$f = 0.014 (D_h - D_p)^{-0.333} \quad (\text{de la fórmula de Weymouth})$$

$$\rho_m = \left( \frac{P}{R_a \cdot T} \right) (1+r) = \left( \frac{S \cdot P}{53.3 \cdot T} \right) (1+r)$$

Si la gravedad específica de los sólidos es 2.70:

$$r = \left( \frac{M_s}{M_g} \right) = \frac{0.7854 (D_h^2) \cdot 62.4 \cdot 2.70 \cdot k}{0.0765 \cdot S \cdot q} = \frac{1728 \cdot k (D_h^2)}{S \cdot q}$$

La ecuación [A - 8] queda como:

$$dP = \left[ \frac{a \cdot P}{(T_s + G \cdot h)} + \frac{a \cdot b (T_s + G \cdot h)}{P} \right] dh \quad [A - 9]$$

En donde:

$$a = \frac{S \cdot q + 1728 \cdot k \cdot D_h^2}{53.3 \cdot q} = \frac{S \cdot Q + 28.8 \cdot K (D_h^2)}{53.3 \cdot Q} \quad [A - 10]$$

$$b = \frac{0.00585 \cdot q^2}{(D_h - D_p)^{1.333} (D_h^2 - D_p^2)^2} = \frac{(1.625 \cdot 10^{-6}) (Q^2)}{(D_h - D_p)^{1.333} (D_h^2 - D_p^2)^2} \quad [A - 11]$$

La solución general para la ecuación [A - 9] es:

$$P^2 \cdot (T_s + G \cdot h)^{\left( \frac{2 \cdot a}{G} \right)} = \left( \frac{a \cdot b}{G - a} \right) (T_s + G \cdot h)^{2(1-a/G)} + C \quad [A - 12]$$

Resolviendo para la constante de la integración:

$$C = P_s^2 \cdot T_s^{\left( -\frac{2 \cdot a}{G} \right)} - \left( \frac{a \cdot b}{G - a} \right) \cdot T_s^{2(1-a/G)}$$

La ecuación [A – 12] queda como:

$$P = \sqrt{\left(P_s^2 + \frac{a \cdot b \cdot T_s^2}{G - a}\right) \left(\frac{T_s + G \cdot h}{T_s}\right)^{\left(\frac{2 \cdot a \cdot h}{G}\right)} - \frac{a \cdot b \cdot (T_s + G \cdot h)^2}{G - a}} \quad [A - 13]$$

En la integración de la ecuación [A – 9], la temperatura en el espacio anular (en el fondo del agujero) fue considerada como una función lineal de la profundidad y fue tratada como una variable. Si la integración es resuelta tomando a la temperatura en el fondo del agujero como una constante ( $T_{av}$ ), resulta la siguiente ecuación:

$$P = \sqrt{\left(P_s^2 + b \cdot T_{av}^2\right) \exp\left(\frac{2 \cdot a \cdot h}{T_{av}}\right) - b \cdot T_{av}^2} \quad [A - 14]$$

Las comparaciones numéricas realizadas a las ecuaciones [A – 13] y [A – 14] revelan que ambas arrojan resultados casi idénticos. Ya que se asume que la temperatura varía linealmente con la profundidad, se realizará una aproximación con la ecuación [A – 14], para simplicidad.

Si la capacidad de acarreo de la fase fluida en cualquier punto del agujero es equivalente al poder de acarreo de alguna velocidad del aire (seco:  $V_e$ ), se debe mantener la siguiente relación:

$$\rho_o \cdot V_e^2 = \rho \cdot V^2 \quad [A - 15]$$

Si se sustituye a  $\rho_o = 0.0765$  (a 14.7 [psia] y 60° [F]):

$$\rho = \frac{S \cdot P}{53.3(T_s + G \cdot h)} \quad \text{y} \quad V = \frac{Q \cdot (T_s + G \cdot h) \cdot 14.7 \cdot 144}{0.7854(D_h^2 - D_p^2) \cdot 520 \cdot P}$$

La ecuación [A – 15] se convierte en:

$$P = \frac{6.61 \cdot S \cdot (T_s + G \cdot h) \cdot Q^2}{(D_h^2 - D_p^2)^2 \cdot (V_e^2)} \quad [A - 16]$$

Combinando a las ecuaciones [A – 14] y [A – 16], la ecuación final queda como:

$$\frac{6.61 \cdot S \cdot (T_s + G \cdot h) \cdot Q^2}{(D_h^2 - D_p^2)^2 \cdot V_e^2} = \sqrt{\left(P_s^2 + b \cdot T_{av}^2\right) \exp\left(\frac{2 \cdot a \cdot h}{T_{av}}\right) - b \cdot (T_{av}^2)} \quad [A - 17]$$

En donde (a) y (b) ya fueron definidos anteriormente, introduciendo a Q dentro del elemento a la derecha de la ecuación.

## Apéndice B.-

### Modificación de las ecuaciones de flujo.-

El acercamiento propuesto por Angel<sup>16</sup>, utilizando al factor de fricción de Weymouth<sup>19</sup>, arroja resultados por debajo de los datos obtenidos en campo. El error tiende a ser de cerca del 25%, ya que los cálculos no toman en cuenta a la rugosidad de la tubería.

Para perfeccionar a los cálculos de Angel<sup>16</sup>, Nikuradse<sup>20</sup> introdujo su modificación:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1.74 - 2 \cdot \log\left(2 \cdot \frac{e}{D}\right)$$

### Sección vertical.-

La presión anular en la sección vertical del agujero se deriva del procedimiento de Angel<sup>16</sup> en la ecuación [A – 13]:

$$P = \sqrt{\left(P_s^2 + \frac{a \cdot b \cdot T_s^2}{G - a}\right) \left(\frac{T_s + G \cdot h}{T_s}\right)^{(2 \cdot a / G)} - \frac{a \cdot b (T_s + G \cdot h)^2}{G - a}}$$

Sin embargo, aunque (a) es dejada intacta, (b) sufre un pequeño cambio al sustituir el factor de fricción, quedando como:

$$b = \frac{0.00011615 \cdot f \cdot q^2}{(D_h - D_p)(D_h^2 - D_p^2)^2} = \frac{(1.167 \cdot 10^{-6})(Q^2) \cdot f}{(D_h - D_p)(D_h^2 - D_p^2)^2} \quad [\text{B} - 1]$$

En donde:

$$f = \left[ \frac{1}{1.74 - 2 \cdot \log\left(2 \cdot \frac{e}{D_h}\right)} \right] \quad [\text{B} - 2]$$

## Sección de curvatura.-

Como se muestra en la *Figura B.1*, la siguiente ecuación diferencial se aplica para cualquier profundidad ( $h$ ) debajo del punto de partida (KOP), en el punto 2, para la sección de curvatura del agujero:

$$dP = (\rho_m)(dh) + \frac{(f)(\rho_m)(v^2)}{2 \cdot g(D_h - D_p)} ds \quad [B - 3]$$

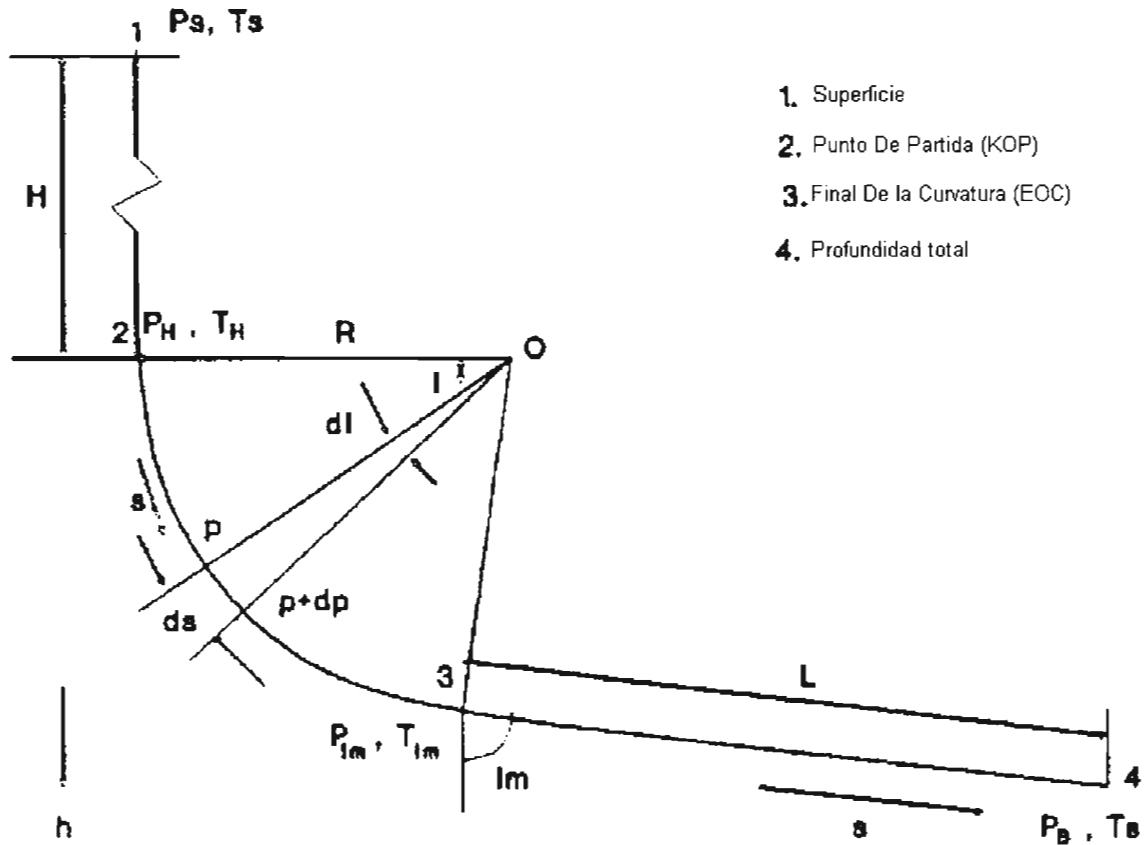


Figura B.1.- Geometría de un pozo direccionado.

Se tiene que:

$$dh \approx R \cdot \cos(I) \cdot dI \quad [B - 4]$$

y:

$$ds = R \cdot dI \quad [B - 5]$$



Se obtiene lo siguiente:

$$v = \frac{0.0865 \cdot Q \cdot T}{(D_h^2 - D_p^2) \cdot P} \quad [\text{B} - 6]$$

y:

$$\rho_m = \frac{S \cdot Q}{53.3 \cdot T} \left( 1 + \frac{28.83 \cdot K(D_h^2)}{53.3 \cdot S \cdot Q} \right) \quad [\text{B} - 7]$$

Ya que la sección de curvatura es usualmente corta en comparación con la profundidad total del agujero, se utiliza una temperatura promedio ( $T_{av}$ ) en las ecuaciones [B – 6] y [B – 7]. La sustitución de la ecuación [B – 4] hasta la [B – 7] en la [B – 3] resulta en:

$$dP = \frac{a \cdot R \cdot P}{T_{av}} \left[ \cos(I) + \frac{b(T_{av}^2)}{P^2} \right] dI \quad [\text{B} - 8]$$

La solución a la ecuación [B – 8] es:

$$P = \sqrt{(P_H^2) + 2 \cdot a \cdot b \cdot R(T_{av})[F(I)]} \cdot \exp\left[\frac{2 \cdot a \cdot R \cdot \sin(I)}{T_{av}}\right] \quad [\text{B} - 9]$$

En donde:

$$F(I) = \int_0^I \exp\left[-\frac{2 \cdot a \cdot R \cdot \sin(I)}{T_{av}}\right] \quad [\text{B} - 10]$$

La integración numérica muestra que el valor de la integral  $F(I)$  está siempre muy cercana a su límite superior ( $I$ ) para los valores de parámetros utilizados en la perforación con aire seco; por lo tanto, la ecuación [A – 11] puede ser aproximada como:

$$P = \sqrt{(P_H^2) + 2 \cdot a \cdot b \cdot R \cdot (T_{av}) \cdot I} \cdot \exp\left[\frac{2 \cdot a \cdot R \cdot \sin(I)}{T_{av}}\right] \quad [\text{B} - 11]$$

sin error significativo.

## Sección de inclinación.-

La *Figura B.1* muestra que la siguiente ecuación diferencial se aplica a cualquier profundidad ( $h$ ) debajo del final de curvatura (EOC), en el punto 3, para la sección de inclinación:

$$dP = (\rho_m)(dh) + \frac{(f)(\rho_m)(v^2)}{2 \cdot g(D_h - D_p)} ds \quad [B - 3]$$

Ya que:

$$dh = R \cdot \cos(I_m) \cdot ds \quad [B - 12]$$

Sustituyendo a las ecuaciones [B - 6], [B - 7] y [B - 12] en la ecuación [B - 3], resulta:

$$\frac{dP}{ds} = \frac{a \cdot \cos(I_m) \cdot P}{T} + \frac{a \cdot b \cdot T}{P} \quad [B - 13]$$

La solución a la ecuación [B - 13] es:

$$P_B = \sqrt{\left[ (P_{I_m}^2) + \frac{a \cdot b (T_{I_m}^2)}{C} \right] \left[ \frac{T_B}{T_{I_m}} \right]^{(2 \cdot a/G)} - \frac{a \cdot b (T_B^2)}{C}} \quad [B - 14]$$

En donde:

$$T_B = (T_{I_m}) + G \cdot s \cdot \cos(I_m) \quad \text{y} \quad C = (G - a) \cdot \cos(I_m)$$

Si la inclinación es horizontal, entonces la solución para la ecuación [B - 14] se simplifica en:

$$P_B = \sqrt{(P_{I_m}^2) + a \cdot b (T_{I_m}) \cdot s} \quad [B - 15]$$

# Glosario

## Abreviaturas.-

### Conceptos y técnicas.-

DST	=	Drill Stem Test (Prueba de Formación).
ELD	=	Equipment Location Diagram (Diagrama de Colocación del Equipo).
H <sub>2</sub> S	=	Sulfuro de Hidrógeno ("Ácido Sulfhídrico").
HAD	=	Hazardous Area Diagram (Diagrama de Áreas Peligrosas).
HAZID	=	HAZard IDentification (Identificación de Riesgos).
HAZOP	=	HAZard and OPerability (Riesgo y Operabilidad).
HEMP	=	Hazards and Effects Management Process (Procesos Administrativos para Riesgos y Efectos).
HSE	=	Health, Safety and Enviroment (Salud, Seguridad y Medio Ambiente).
IPR	=	Inflow Performance Relationship (curva de Comportamiento de Flujo del yacimiento).
KOP	=	Kick Off Point (Punto De Partida).
OBD	=	Overbalanced Drilling (Perforación Sobrebalance).
PFD	=	Process Flow Diagram (Diagrama de Flujo del Proceso).
P&ID	=	Process & Instrumentation Diagram (Diagrama de Procesos e Instrumentación).
RM	=	Recuperación Mejorada.
RP	=	Recommended Practice (Práctica Recomendada).
TNP	=	Tiempo No Productivo.
TVD	=	True Vertical Depth (Profundidad Vertical Verdadera).
UBD	=	Underbalanced Drilling (Perforación Bajobalance).
VND	=	Valve Number Diagram (Diagrama de Numeración de Válvulas).

## **Equipo y herramientas.-**

DDV	=	Downhole Display Valve (Válvula de Despliegue de Fondo).
EMT	=	Electro – Magnetic Telemetry (Telemetría Electro – Magnética).
ESD	=	Emergency Shut – Down (Cierre de Emergencia).
LWD	=	Logging While Drilling (Registrar Mientras se Perfora).
MWD	=	Measurement While Drilling (Medición Mientras se Perfora).
NPU	=	Nitrogen Production Unit (Unidad de Producción de Nitrógeno).
PLC	=	Programmable Logic Control (Control Lógico Programable).
PWD	=	Pressure While Drilling (medición de la Presión Mientras se Perfora).
RH	=	Rotating Head (Cabeza Rotatoria).
TF	=	Tubería Flexible.
TR	=	Tubería de Revestimiento.

## **Instituciones y organizaciones.-**

API	=	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).
IADC	=	International Association of Drilling Contractors (Asociación Interfaciona de Contratistas de Perforación).
ISO	=	International Standards Organization (Organización Internacional de Estándares).
OSHA	=	Occupational Safety and Health Administration (Administración de la Seguridad y Salud Ocupacional).
SPE	=	Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros Petroleros).

## Nomenclaturas.-

$a$	=	Función definida por la ecuación [A – 10].
$A$	=	Área transversal: [pie <sup>2</sup> ].
$b$	=	Función definida por la ecuación [A – 11].
$Bo$	=	Factor de volumen del aceite: [res bb/STB], [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ].
$C$	=	Constante.
$CC$	=	Concentración de Recortes: [% volumen].
$C_F$	=	Factor de migración de sólidos: [%].
$C_S$	=	Factor de hinchazón: [%].
$D_h$	=	Diámetro del agujero: [pie], [m].
$DIA$	=	Diámetro del agujero.: [pie], [m].
$D_p$	=	Diámetro de la tubería: [pie], [m].
$d$	=	Diámetro: [pie], [m].
$D$	=	Diámetro interno de una tubería o equivalente anular: [pie], [m].
DEC	=	Densidad Equivalente de Circulación.
$dh$	=	Diferencial de $h$ .
$dI$	=	Diferencial de $I$ .
$dL$	=	Diferencial de $L$ .
$dP$	=	Diferencial de $P$ .
$ds$	=	Diferencial de $s$ .
$e$	=	Rugosidad absoluta de la tubería: [pie], [m].
exp	=	Base natural de los logaritmos: [2.71828...].
$EMW$	=	Densidad del fluido de perforación.
$f$	=	Factor de fricción de Nikuradse.
$F$	=	Función.
$F_{Fi}$	=	Factor de migración de sólidos de una arcilla en particular.
$F_{Si}$	=	Factor de hinchazón de una arcilla en particular.

$g$	=	Constante gravitacional: [pie/sec <sup>2</sup> ], [m/sec <sup>2</sup> ].
$G$	=	Gradiente geotérmico a cierta profundidad: [°F/pie], [°C/m].
$h$	=	Profundidad de interés: [pie], [m].
$I$	=	Inclinación del agujero: [rad], [°].
$I_F$	=	Índice de migración de sólidos.
$I_{Fi}$	=	Índice de migración de sólidos de una arcilla en particular.
$I_{Fr}$	=	Índice de fractura.
$I_{LC}$	=	Índice de pérdida de circulación.
$I_m$	=	Inclinación máxima del agujero: [rad], [°].
$I_S$	=	Índice de hinchazón total.
$I_{Si}$	=	Índice de hinchazón de una arcilla en particular.
$I_V$	=	Índice de vórgulos.
$k$	=	Tasa de perforación: [pie/hr], [m/hr].
$K$	=	Factor de compresibilidad del gas
$L$	=	Longitud: [pie], [m].
$L_m$	=	Longitud: [pie], [m].
$L_{md}$	=	Profundidad medida: [pie], [m].
$L_{vvd}$	=	Profundidad vertical verdadera: [pie], [m].
$M_g$	=	Gasto de circulación del fluido: [lb/sec], [kg/sec].
$M_s$	=	Gasto al cual los sólidos son perforados: [lb/sec], [kg/sec].
$n$	=	n – ésimo elemento de cálculo.
$p_0$	=	Presión estándar para la medición del gas: [psia], [Pa - abs].
$p_1$	=	Presión en un primer punto específico de la corriente: [psia], [Pa – abs].
$p_2$	=	Presión en un segundo punto específico de la corriente: [psia], [Pa – abs].
$P$	=	Presión: [psia], [Pa – abs].
$P_1$	=	Presión en un primer punto específico de la corriente: [psia], [Pa – abs].
$P_2$	=	Presión en un segundo punto específico de la corriente: [psia], [Pa – abs].

$P_B$	=	Presión al final de la sección inclinada u horizontal: [psia], [Pa – abs].
$P_{fr}$	=	Presión resultante de la fricción: [psia], [Pa – abs].
$P_H$	=	Presión de fondo en el agujero vertical: [psia], [Pa – abs].
$P_{hy}$	=	Presión hidrostática: [psia], [Pa – abs].
$P_i$	=	Presión en un punto y momento determinado: [psia], [Pa – abs].
$P_{i+1}$	=	Presión en un punto y momento desfasado: [psia], [Pa – abs].
$P_{I_m}$	=	Presión al final de la sección de curvatura: [psia], [Pa – abs].
$PI$	=	Índice de productividad: [bbl/psi]
$P_{PD}$	=	Probabilidad de ocurrencia de pegadura de tubería: [%].
$P_S$	=	Presión anular en la superficie: [psia], [Pa – abs].
$q$	=	Gasto de circulación: [scf/sec], [m <sup>3</sup> /sec].
$Q$	=	Gasto de circulación: [scf/min], [m <sup>3</sup> /min].
$Q_a$	=	Gasto de gas: [scf/min], [m <sup>3</sup> /min].
$Q_d$	=	Gasto de flujo: [scf/día], [m <sup>3</sup> /día].
$Q_L$	=	Gasto de líquido: [scf/min], [m <sup>3</sup> /min].
$r$	=	Relación de peso de sólidos – gas.
$r_e$	=	Radio del yacimiento: [pie], [m].
$rpm$	=	Revoluciones por minuto.
$r_w$	=	Radio del pozo: [pie], [m].
$R$	=	Radio de la curva en la sección de curvatura: [pie], [m].
$R_a$	=	Constante del gas: [1544/peso molecular], [pie/°R], [m/°K].
$R_d$	=	Tasa de descuento.
$RGA$	=	Relación Gas – Aceite: [scf/scf], [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ].
$ROP$	=	Rate Of Penetration (Velocidad De Penetración): [ft/hr], [m/hr].
$s$	=	Longitud a través de todo el agujero: [pie], [m].
$sk$	=	Factor de daño a la formación.
$S$	=	Gravedad específica del gas con respecto al aire.

$SOL$	=	Sólidos en el fluido de perforación: [%].
$SDSI$	=	Índice de Pegadura Diferencial de Sharif: [%].
$T$	=	Temperatura absoluta: [°R], [°K].
$T_{av}$	=	Temperatura absoluta promedio de la corriente: [°R], [°K].
$T_i$	=	Temperatura absoluta en un punto y momento determinado: [°R], [°K].
$T_{I_m}$	=	Temperatura absoluta al final de la sección de curvatura: [°R], [°K].
$T_0$	=	Temperatura absoluta estándar para la medición del gas: [°R], [°K].
$T_S$	=	Temperatura absoluta superficial: [°R], [°K].
$v$	=	Velocidad: [pie/sec], [m/sec].
$V$	=	Velocidad: [pie/min], [m/sec].
$V_e$	=	Velocidad del aire a condición estándar: [pie/min], [m/min].
$V_g$	=	Volumen de gas: [pie <sup>3</sup> ], [m <sup>3</sup> ].
$V_i$	=	Velocidad en un punto y momento determinado: [pie/sec], [m/sec].
$V_L$	=	Volumen de líquido: [pie <sup>3</sup> ], [m <sup>3</sup> ].
$VPN$	=	Valor Presente Neto.
$V_T$	=	Volumen de la mezcla: [pie <sup>3</sup> ], [m <sup>3</sup> ].
$\Delta p_s$	=	Caída de presión:
$\phi$	=	Porosidad: [%].
$\Phi_F$	=	Probabilidad de migración de sólidos: [%].
$\Phi_S$	=	Probabilidad de hinchazón de arcillas: [%].
$\mu$	=	Viscosidad: [cp].
$\pi$	=	Constante matemática: [3.14159...].
$\rho$	=	Densidad: [lb/pie <sup>3</sup> ], [gr/cc].
$\rho_0$	=	Densidad estándar del aire: [lb/pie <sup>3</sup> ], [gr/cc].
$\rho_d$	=	Densidad deseada del fluido de perforación: [ppg], [gr/cc].
$\rho_f$	=	Densidad del fluido de perforación: [ppg], [gr/cc].



$\rho_g$  = Densidad del gas: [lb/pie<sup>3</sup>], [gr/cc].

$\rho_L$  = Densidad del líquido: [lb/pie<sup>3</sup>], [gr/cc].

$\rho_m$  = Densidad de la mezcla fluido – sólidos: [lb/pie<sup>3</sup>], [gr/cc].



## **Bibliografía.**

1. **McLennan**, John; **Carden**, Richard S.; **Curry**, David; **Stone**, C. Rick; **Wyman**, Richard E.: *Underbalanced Drilling Manual*, Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.
2. **Underbalanced Operations Committee**; Task Group; Board of Directors: *HSE Planning Guidelines*, International Association of Drilling Contractors (IADC), Houston, Texas, 2003.
3. **Teichrob**, R. R.; **Baullargeon**, David: "*The Changing Face of Underbalanced Drilling*", Parte 1, World Oil, Marzo, 2000, Vol. 221, No. 3.
4. **Teichrob**, R. R.; **Baullargeon**, David: "*The Changing Face of Underbalanced Drilling*", Parte 2, World Oil, Mayo, 2000, Vol. 221, No. 5.
5. **Teichrob**, R. R.; **Baullargeon**, David: "*The Changing Face of Underbalanced Drilling*", Parte 3, World Oil, Junio, 2000, Vol. 221, No. 6.
6. **Gedge**, Ben: "*Underbalanced Drilling Gains Acceptance in Europe and the International Arena*", SPE/IADC 52833, Drilling Conference, Amsterdam, Holanda, 9 – 11 Marzo, 1999.
7. **Bennion**, D. B.; **Thomas**, F. B.; **Jamaluddin**, A. K. M.; **Ma**, T.: "*Using Underbalanced Drilling to Reduce Invasive Formation Damage and Improve Well Productivity – An Update*", Petroleum Society of CIM PTS 98 – 58.
8. **Cade**, Randall; **Kirvelis**, Ringys; **Jennings**, Jeffrey: "*Does Underbalanced Drilling Really Add Reserves?*", IADC/SPE 81626, Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston, Texas, 25 – 26 Marzo, 2003.
9. **Tangedahl**, Michael J.: "*Well Control: Issues of Underbalanced Drilling*", SPE 37329, Eastern Regional Meeting, Columbus, Ohio, 23 – 25 Marzo, 1996.
10. **Bourgoyne**, Adam T.: "*Well Control Considerations for Underbalanced Drilling*", SPE 38584, Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5 – 8 Octubre, 1997.

11. **Scherschel, S. R.; Graves, D. G.:** "Underbalanced – Directional Drilling with Coiled Tubing – Challenges and Solutions", SPE 37062, International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, 18 – 20 Noviembre, 1996.
12. **Hannegan, Don M.:** "Underbalanced Operations Continue Offshore Movement", SPE 68491, Coiled Tubing Roundtable, Houston, Texas, 7 – 8 Marzo, 2001.
13. **Santos, Helio; Olaya, Jesús:** "No Damage Drilling: How to Achieve this Challenging Goal?", IADC/SPE 77189, Asia – Pacific Drilling Technology, Jakarta, Indonesia, 9 – 11 Septiembre, 2002.
14. **Matanovi, Davorin; Meimurec, Nediljka Gaurina; Krištafor, Zdenko:** "Underbalanced Drilling with Coiled Tubing", SPE 87242, 9<sup>th</sup> Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, U.A.E., 15 – 18 Octubre, 2000.
15. **Al – Ajmi, Saad E.; Schubert, Jerome J.:** "Optimum Selection of Underbalanced Techniques", SPE/IADC 85322, Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, U.A.E, 20 – 22 Octubre, 2003.
16. **Angel, R. R.:** "Volume Requirements for Air or Gas Drilling", Petroleum Transactions AIME 4679, Vol. 210, Houston, Texas, 1957.
17. **Sharif, Q.:** "A Case Study of Stuck Pipe Problems and Development of Statistical Models to Predict the Probability of Getting Stuck and If Stuck, the Probability of Getting Free", PhD Dissertation, Texas A&M University, 1997.
18. **Poettmann, F. H.; Bergman, W. E.:** "Density of Drilling Muds Reduced by Air Injection", World Oil, Agosto, 1955.
19. **Weymouth, T. R.:** "Problems in Natural Gas Engineering", Transactions ASME, 1912, Vol. 34.
20. **Nikuradse, J.:** Forschungshelf, 1933.
21. **Puon, P. S.; Ameri, S.:** "Simplified Approach to Air Drilling Operations", SPE 13380, Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, 31 Octubre – 2 Noviembre, 1984.
22. **Guo, Boyun; Miska, S. Z.; Lee, Robert:** "Volume Requirements for Directional Air Drilling", IADC/SPE 27510, Drilling Conference, Dallas, Texas, 15 – 18 Febrero, 1994.

23. **Ríos Jiménez, J. A.; Ayala G., L. A.; Rayón Casiano, R.:** "Successful Drilling in Highly Depleted Formations", SPE 74399, International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Tabasco, 10 – 12 Febrero, 2002.
24. **Xiong, Hongjie; Shan, Dan:** "Reservoir Criteria for Selecting Underbalanced Drilling Candidates", IADC/SPE 81621, Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston, Texas, 25 – 26 Marzo, 2003.
25. **Saeed, Saad:** "Underbalanced Data Acquisition: A Real – Time Paradigm", IADC/SPE 81630, Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston, Texas, 25 – 26 Marzo, 2003.
26. **Murphy, R. D.; Thompson, P. B.:** "A Drilling Contractor's View of Underbalanced Drilling", IADC/SPE 74445, Drilling Conference, Dallas, Texas, 26 – 28 Febrero, 2002.
27. **Williams, Murray; Lewis, Derrick; Bernard, C. J.:** "A Safe Approach to Drilling Underbalanced Starts with Project Management", SPE/IADC 85294, Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, U.A.E, 20 – 22 Octubre, 2003.
28. **Velázquez Cruz, D.; Rodríguez – Hernández, H.; Cortes – Monroy, I.; Azpeitia – Hernández, D.; Blanco – Galán, J.:** "Underbalanced Drilling Analysis of Naturally Fractured Mexican Fields Through 2D Multiphase Flow", SPE 59054, International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Tabasco, 1 – 3 Febrero, 2000.
29. **Pérez – Téllez, C.; Smith, J. R.; Edwards, J. K.:** "Improved Bottomhole Pressure Control for Underbalanced Drilling Operations", IADC/SPE 87225, Drilling Conference, Dallas, Texas, 2 – 4 Marzo, 2004.
30. **Bennion, D. B.; Thomas, F. B.; Bietz, R. F.; Bennion, D. W.:** "Underbalanced Drilling: Praises and Perils", SPE 52889, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 27 – 29 Marzo, 1996.
31. **Hannegan, D.; Divine, R.:** "Underbalanced Drilling – Perceptions and Realities of Today's Technology in Offshore Applications", IADC/SPE 74448, Drilling Conference, Dallas, Texas, 26 – 28 Febrero, 2002.
32. **Yáñez, M. Maclovio; Valenzuela, J. Martín:** "Tecominoacán 408: First Underbalanced Drilling Application in México", SPE 35320, International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, Tabasco, 5 – 7 Marzo, 1996.

33. [www.spe.org](http://www.spe.org)
34. [www.iadc.org](http://www.iadc.org)
35. [www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)
36. [www.slb.com](http://www.slb.com)
37. [www.pumpjack.tamu.edu](http://www.pumpjack.tamu.edu)
38. [www.higharticwellcontrol.com](http://www.higharticwellcontrol.com)
39. [www.compassdirectional.com](http://www.compassdirectional.com)