



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

PERFORACIÓN BAJO BALANCE, CASO PRÁCTICO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

GONZÁLEZ LAGUNA MIGUEL ÁNGEL

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

ASESOR EXTERNO:

M.I. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ



Ciudad Universitaria, México, D.F., 2009



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

PERFORACIÓN BAJO BALANCE, CASO PRÁCTICO

PRESENTA:

GONZÁLEZ LAGUNA MIGUEL ÁNGEL

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

ASESOR EXTERNO:

M.I. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

SECRETARIO: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

1ER. SUPLENTE: ING. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ

2DO. SUPLENTE: ING. ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS



Ciudad Universitaria, México, D.F., 2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-608

SR. MIGUEL ÁNGEL GONZÁLEZ LAGUNA
Presente

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

PERFORACIÓN BAJO BALANCE, CASO PRÁCTICO

- INTRODUCCIÓN**
- I ANTECEDENTES**
- II HIDRÁULICA EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE**
- III EQUIPO Y ARREGLOS UTILIZADOS EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE**
- IV CASO PRÁCTICO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- 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 del informe el título de éste

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 13 de Mayo de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

[Firma manuscrita]

AGRADECIMIENTOS

*A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
A LA FACULTAD DE INGENIERÍA*

A mi Madre ÁNGELA LAGUNA ZAMORA

Por haberte esforzado para darme una carrera, por la dedicación y el apoyo, porque siempre estuviste en el momento adecuado para sostenerme y alentarme a seguir adelante.

A mi abuelita CONCEPCIÓN ZAMORA PILIADO

Por todos esos momentos incomparables que he vivido a tu lado, por ese amor tan grande que te tengo y me tienes, por tu comprensión y ternura, porque siempre has creído en mí. Especialmente a ti dedico este trabajo.

A mi Tío, DANIEL LAGUNA ZAMORA

Por vernos y ayudarnos, por estar siempre en los momentos complicados, por brindarme su confianza y apoyo a lo largo de mis estudios.

A mi director M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA y mi Asesor M. en I. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ.

Por la confianza, orientación y el tiempo que le dedicaron a mi trabajo.

A mi FAMILIA

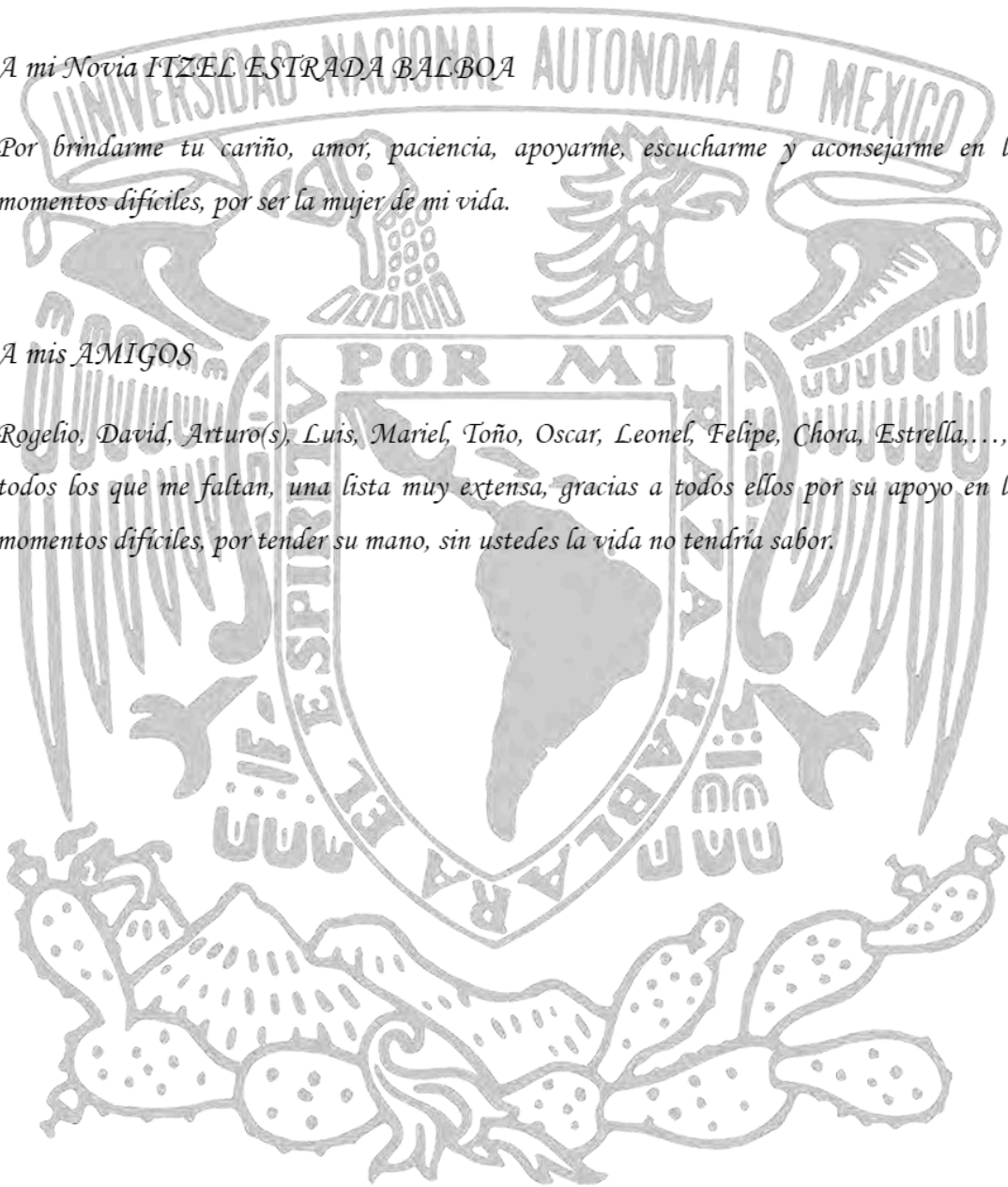
Ya que de forma directa o indirecta contribuyeron para la terminación de este trabajo.

A mi Novia ITZEL ESTRADA BALBOA

Por brindarme tu cariño, amor, paciencia, apoyarme, escucharme y aconsejarme en los momentos difíciles, por ser la mujer de mi vida.

A mis AMIGOS

Rogelio, David, Arturo(s), Luis, Mariel, Toño, Oscar, Leonel, Felipe, Chora, Estrella..., y todos los que me faltan, una lista muy extensa, gracias a todos ellos por su apoyo en los momentos difíciles, por tender su mano, sin ustedes la vida no tendría sabor.





LISTA DE FIGURAS Y TABLAS	v
RESUMEN	ix
INTRODUCCION	xi

CAPITULO 1 “ANTECEDENTES”

I.1. Generalidades	1
I.1.1. Presión hidrostática	1
I.1.2. Presión de fractura	1
I.1.3. Gradiente de fractura	2
I.1.4. Presión de formación (Presión de poro)	2
I.1.5. Presión normal	2
I.1.6. Presión anormal	3
I.1.7. Presión de sobrecarga	4
I.1.8. Presión diferencial	6
I.2. Perforación convencional	7
I.3. Perforación no convencional	8
I.4. Perforación con manejo de presión	8
I.5. Perforación con aire	9
I.6. Perforación bajo balance	10
I.6.1. Historia de la perforación bajo balance	10
I.6.2. Definición de perforación bajo balance	11
I.6.3. Ventajas de la perforación bajo balance	12
I.6.4. Desventajas de la perforación bajo balance	14
I.6.5. Limitaciones de la perforación bajo balance	16
I.6.6. Evaluación de riesgos en la perforación bajo balance	18
I.6.7. Sistemas de clasificación para perforación bajo balance	21
I.6.8. Perforación bajo balance vs perforación sobre balance	22



CAPITULO 2 “HIDRAULICA EN PERFORACION BAJO BALANCE”

II.1. Fluidos para perforar bajo balance	25
II.1.1. Sistemas de gas.....	26
II.1.1.1. Aire	26
II.1.1.2. Gas natural	27
II.1.1.3. Nitrógeno criogénico	28
II.1.1.4. Nitrógeno de membrana	31
II.1.1.5. Gases de escape	33
II.1.2. Sistemas de niebla	33
II.1.3. Sistemas de espuma	35
II.1.3.1. Espuma estable	38
II.1.3.2. Espuma rígida	38
II.1.4. Líquidos gasificados	38
II.1.5. Líquidos o fluidos de una sola fase	39
II.1.5.1. Sistemas base agua	39
II.1.5.2. Sistemas base aceite	39
II.1.6. Otros sistemas	40
II.2. Selección de fluidos	41
II.3. Técnicas de perforación bajo balance	44
II.3.1. Inyección de gas mediante sarta parásita	44
II.3.2. Inyección de gas mediante sarta concéntrica	45
II.3.3. Inyección de gas mediante sarta de perforación	47
II.4. Modelos hidráulicos en perforación bajo balance	49
II.4.1. Modelos de fluidos monofásicos	49
II.4.2. Modelos hidráulicos multifásicos	58
II.4.3. Modelos de flujo multifásicos actuales	60

CAPITULO 3 “EQUIPOS Y ARREGLOS UTILIZADOS EN PERFORACION BAJO BALANCE”

III.1. Equipos para perforación bajo balance	66
III.1.1. Equipo de control	66
III.1.2. Desviadores rotatorios	67
III.1.3. Equipo de separación	72
III.1.3.1. Separadores verticales	73
III.1.3.2. Separadores horizontales	75



III.1.4. Múltiple de estrangulación / Estrangulador manifold	75
III.1.5. Presa de separación Skimmer	77
III.1.6. Bombas utilizadas en perforación bajo balance	78
III.1.6.1. Bomba de cavidades progresivas	78
III.1.6.2. Bomba centrífuga	78
III.1.3.1. Bomba de químicos	79
III.1.7. Quemador	81
III.1.8. Unidad generadora de nitrógeno	82
III.1.9. Compresores	85
III.1.10. Boosters	87
III.2. Arreglos en perforación bajo balance	90
III.2.1. Perforación con aire	90
III.2.2. Perforación con nitrógeno	91
III.2.3. Perforación con gas natural	92
III.2.4. Perforación con niebla	94
III.2.5. Perforación con espuma / niebla	95
III.2.6. Perforación con líquidos gasificados	95

CAPITULO 4 “CASO PRACTICO”

IV.1. Introducción	96
IV.2. Pozo Ebano	96
IV.2.1. Localización	96
IV.2.2. Sección estructural	97
IV.2.3. Objetivos generales	98
IV.2.4. Objetivos del pozo	98
IV.2.5. Objetivos de seguridad	99
IV.2.6. Análisis de riesgo	100
IV.2.7. Información básica	101
IV.2.8. Columna geológica	102
IV.2.9. Estado mecánico	103
IV.2.10. Conjunto de preventores utilizados para perforar bajo balance	104
IV.2.11. Ubicación y equipo requerido para la perforación	105
IV.2.12. Layout de equipo bajo balance	107
IV.2.13. Ubicación real de equipo bajo balance	108
IV.2.14. Personal requerido	109
IV.2.14.1. Supervisor	109
IV.2.14.2. Ingeniero de campo	109
IV.2.14.3. Operadores de equipo de separación	110
IV.2.14.4. Operadores de cabeza rotativa y estrangulador	110



IV.2.15. Descripción de la técnica a utilizar	111
IV.2.16. Análisis de la sección 6" antes de ser perforada con el simulador	113
IV.2.17. Resumen de perforación bajo balance	117
IV.2.18. Volumen perdido de fluido y nitrógeno	120
IV.2.19. Análisis de la etapa 6" durante la perforación con el simulador	122
IV.2.20. Análisis de limpieza	125
IV.2.21. Análisis de resultados	127
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	 128
 BIBLIOGRAFIA	 130



LISTA DE FIGURAS

PÁGINA

Figura 1.1 Compactación normal	2
Figura 1.2 Compactación anormal	3
Figura 1.3 Clasificación de presión de formación	4
Figura 1.4 Efecto del esfuerzo de sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal	5
Figura 1.5 Esquema típico de la instalación superficial para perforación bajo balance	12
Figura 1.6 Clasificación IADC para pozos	19
Figura 1.7 Datos de yacimiento y producción	19
Figura 1.8 Equipo / Técnicas	20
Figura 1.9 Seguridad y calidad	20
Figura 1.10 Operadores / Experiencia adquirida	20
Figura 1.11 Formato de evaluación de riesgo	21
Figura 1.12 Comparación entre perforación sobre balance y bajo balance	23
Figura 2.1 Unidad de inyección de nitrógeno criogénico para perforación bajo balance	31
Figura 2.2 Tecnología de membrana de nitrógeno.....	32
Figura 2.3 Vista de fibras poliméricas	32
Figura 2.4 Retorno en superficie para un sistema de niebla.....	34
Figura 2.5 Estructura de la espuma	35
Figura 2.6 Retorno en un sistema de espuma.....	36
Figura 2.7 Esferas de vidrio	40
Figura 2.8 Clasificación y selección del tipo de fluido	42
Figura 2.9 Selección de fluido de perforación para pozos verticales	42
Figura 2.10 Selección de fluido de perforación para pozos horizontales	43
Figura 2.11 Sarta parasita	45
Figura 2.12 Sarta concéntrica	46
Figura 2.13 Sarta de perforación.....	48
Figura 2.14 Esfuerzo de corte versus velocidad de corte	50
Figura 2.15 Relación velocidad de corte – esfuerzo de corte en fluidos no newtonianos	52
Figura 2.16 Comparación del modelo Herschel – Bulkley con respecto al plástico de Bingham y Ley de potencia	53
Figura 2.17 Comparación de los modelos reológicos	54
Figura 2.18 Diagrama de Moody	56
Figura 2.19 Hidráulica para modelamiento de flujo monofásico	57
Figura 2.19 Hidráulica para modelamiento de flujo multifásico	59



Figura 3.1 Esquema típico para perforación bajo balance	66
Figura 3.2 Carta de selección de desviadores rotativos	68
Figura 3.3 Desviadores rotativos de control – sistema pasivo	68
Figura 3.4 Cabeza rotativa y sellos del elemento rotativo	69
Figura 3.5 Características de la unidad de potencia y consola de control remoto	70
Figura 3.6 Especificaciones técnicas cabeza rotativa 7100	71
Figura 3.7 Carta de presión en cabeza de pozo vs. velocidad rotacional Modelo 7100	71
Figura 3.8 Esquemas de separación de fluidos en perforación bajo balance	72
Figura 3.9 Separadores verticales utilizados en campo para perforación bajo balance	74
Figura 3.10 Características del separador horizontal utilizado en perforación bajo balance	75
Figura 3.11 Estrangulador manifold.....	76
Figura 3.12 Caseta de estrangulador	76
Figura 3.13 Presa de separación Skimmer	77
Figura 3.14 Bomba de cavidades progresivas	78
Figura 3.15 Bomba centrífuga.....	78
Figura 3.16 Bomba de químicos	79
Figura 3.17 Quemador para perforación bajo balance	81
Figura 3.18 Oxígeno requerido para una mezcla flamable de nitrógeno, oxígeno y gas metano en función de la presión	83
Figura 3.19 Unidad generadora de nitrógeno	84
Figura 3.20 Partes básicas del compresor	85
Figura 3.21 Compresor de aire	86
Figura 3.22 Etapas en la compresión de aire.....	87
Figura 3.23 Ciclo ideal de compresión en etapa simple	88
Figura 3.24 Booster	89
Figura 3.25 Arreglo para perforación con aire	90
Figura 3.26 Arreglo para perforación con nitrógeno	91
Figura 3.27 Arreglo para perforación con gas natural	92
Figura 3.28 Arreglo para perforación con espuma / niebla	94
Figura 3.29 Arreglo para perforación con líquido gasificado	95
Figura 4.1 Localización	97
Figura 4.2 Sección estructural	97
Figura 4.3 Evaluación de riesgos	100
Figura 4.4 Estado mecánico	103
Figura 4.5 Preventores utilizados en la perforación bajo balance del pozo Ebano	104
Figura 4.6 Layout de equipo bajo balance	107
Figura 4.7 Ubicación de equipo bajo balance	108
Figura 4.8 Descripción del fluido gasificado	111
Figura 4.9 Corrida sin considerar pérdidas de circulación en el pozo Ebano	114
Figura 4.10 Corrida considerando pérdidas de circulación en el pozo Ebano	115
Figura 4.11 Ventana operativa	116



Figura 4.12 Volumen de fluido perdido en la perforación bajo balance	120
Figura 4.13 Volumen de nitrógeno requerido para la perforación bajo balance	120
Figura 4.14 Comportamiento de los parámetros, intervalo 521 – 611md	122
Figura 4.15 Comportamiento de los parámetros, intervalo 611 – 721md	123
Figura 4.16 Comportamiento de los parámetros, intervalo 721 – 900md	124
Figura 4.17 Comportamiento de la limpieza del agujero, intervalo 521 – 611md	125
Figura 4.18 Comportamiento de la limpieza del agujero, intervalo 611 – 721md	125
Figura 4.19 Comportamiento de la limpieza del agujero, intervalo 721 – 900md	126



LISTA DE TABLAS

PÁGINA

Tabla 1.1 Historia de la perforación bajo balance	10
Tabla 1.2 Sistemas de clasificación para perforación bajo balance	22
Tabla 1.3 Matriz de operaciones para perforación bajo balance	23
Tabla 2.1 Composición de la atmósfera	28
Tabla 2.2 Propiedades físico – químicas del nitrógeno	29
Tabla 2.3 Conversión de unidades para nitrógeno	30
Tabla 2.4 Relación de volumen de gas con respecto al sistema	37
Tabla 2.5 Volúmenes de perforación con espuma	37
Tabla 2.6 Descripción general de las esferas de vidrio	40
Tabla 2.7 Rango de densidades de fluidos	41
Tabla 2.8 Modelos actuales para simular un sistema de perforación bajo balance	60
Tabla 2.9 Correlaciones utilizadas para flujo descendente	60
Tabla 2.10 Correlaciones utilizadas para flujo ascendente	61
Tabla 2.11 Correlaciones utilizadas para flujo horizontal e inclinado	62
Tabla 2.12 Correlaciones y ecuaciones utilizadas para simular el flujo monofásico	63
Tabla 2.13 Correlaciones y ecuaciones utilizadas para simular el flujo multifásico.....	65
Tabla 3.1 Lista de compresores (marcas y modelos)	85
Tabla 4.1 Información básica pozo Ebano	101
Tabla 4.2 Columna geológica	102
Tabla 4.3 Tuberías y conexiones superficiales	105
Tabla 4.4 Propiedades del gas	112



NOMENCLATURA

EPM	=	Emboladas por minuto
f	=	Fricción
GF	=	Gradiente de fractura (Lb/Gal)
GPM	=	Galones por minuto
Ph	=	Presión hidrostática (kg/cm ²)
P	=	Presión (kg/cm ²)
PB	=	Presión de la bomba
PC	=	Punto de cedencia (lbf/100 ft ²)
PSB	=	Peso sobre la barrena
g	=	Aceleración de la gravedad (m/s ²)
h	=	Altura (m)
k	=	Viscosidad del fluido
md	=	Metros desarrollados
mdbmr	=	Metros desarrollados bajo mesa rotaria
mv	=	Metros verticales
mvbmr	=	Metros verticales bajo mesa rotaria
n	=	Grado de desviación de un fluido newtoniano
N _{Re}	=	Número de Reynolds
Q	=	Gasto
QN ₂	=	Gasto de nitrógeno
RG	=	Registros de rayos gama
RPM	=	Revoluciones por minuto
S	=	Esfuerzo de sobrecarga



ε	=	Rugosidad
ϕ	=	Porosidad promedio de las formaciones encima de la profundidad del punto de interés (%)
ρ	=	Densidad del líquido (gr/cc);
ρ_R	=	Densidad promedio de las roscas encima de la profundidad del punto de interés (gr/cc)
μ	=	Viscosidad, poise (Dina – seg/cm ²)
τ	=	Esfuerzo de corte, (Dina/cm ²)
γ	=	Velocidad de corte, /Seg ⁻¹)
API	=	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
BOP	=	Blow out preventer (Preventores para descontrol de brotes)
BHA	=	Bottom Hole Assembly (Aparejo de fondo o Sarta de perforación)
DEC	=	Densidad equivalente de circulación
EMT	=	Telemetría electromagnética
IADC	=	International Association of Drilling Contractors (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación)
MWD	=	Measurement while drilling (Medición mientras se perfora)
ROP	=	Rate of Penetration (Velocidad de penetración)
TVD	=	Total Vertical Depth (Profundidad vertical verdadera)
UBD	=	Underbalanced Drilling (Perforación bajo balance)
QHSE	=	Quality Healthy Security and Environment (Calidad, Salud, Seguridad y medio ambiente)
H ₂ S	=	Sulfuro de Hidrógeno
N ₂	=	Nitrógeno



O = Oxígeno

CO₂ = Dióxido de carbono

NO₂ = Dióxido de nitrógeno



RESUMEN

El presente trabajo es una recopilación y revisión de información obtenida de distintas fuentes relacionadas con la tecnología de perforación bajo balance. Se describen factores técnicos que se deben tomar en cuenta para el diseño, planeación o selección del equipo. Se listan varias de las características de diseño con las que debe cumplir el equipo para el manejo del flujo, tanto de los fluidos de control de la perforación como para los fluidos producidos. Se mencionan algunos de los factores que permiten llevar a cabo la selección adecuada del sistema del fluido de perforación, esencial para obtener un rendimiento adecuado a las características y condiciones de la formación a ser perforada.

Este trabajo resalta la importancia de las ventajas técnicas como son disminuir o evitar las pérdidas de circulación, disminución del daño a la formación, incremento en la velocidad de penetración y/o el aumento de la productividad, que proporciona la perforación bajo balance sobre los métodos convencionales.

En el capítulo 1, “Antecedentes”, se desarrollan conceptos básicos necesarios para comprender la técnica de perforación bajo balance, así como sus inicios, definición, ventajas, desventajas, limitaciones y una breve comparación entre la perforación bajo balance y la perforación sobrebalance (Convencional).

En el capítulo 2, “Hidráulica en perforación bajo balance”, se señalan los fluidos utilizados en la perforación bajo balance, formas de seleccionar el fluido óptimo para perforar en condición de bajo balance, el cual debe tener todos los requerimientos, las técnicas para obtener la condición bajo balance y por último los modelos hidráulicos (monofásico y multifásico) para modelar el flujo en perforación bajo balance.

En el capítulo 3, “Equipos y arreglos utilizados en perforación bajo balance”, describe los equipos utilizados en superficie para la perforación bajo balance como son desviadores de flujo, separador, estrangulador, quemador, unidad generadora de nitrógeno, compresor, booster entre otros. Además de los arreglos (equipo necesario) dependiendo del tipo de perforación que se lleve a cabo (Perforación con aire, espuma, nitrógeno, niebla, gas natural, líquidos gasificados).



En el capítulo 4, “Caso práctico”, se describe la perforación en México (Región Norte) del pozo Ebano con la técnica de perforación bajo balance.



INTRODUCCION

La técnica de perforación bajo balance, originalmente fue diseñada para incrementar la velocidad de penetración y la vida de la barrena. En un principio se utilizó en áreas de buen control geológico para mejorar la perforabilidad de formaciones impermeables, reduciendo el esfuerzo de sobrecarga de la roca expuesta a la barrena. Sin embargo en sus inicios, la penetración vertical de formaciones permeables, no fue considerada como una aplicación de la perforación bajo balance.

Tradicionalmente las formaciones permeables se han perforado con columnas hidrostáticas de ligero sobre balance, con el propósito de prevenir la condición de brote del pozo y evitar los riesgos inherentes al descontrol del mismo. Cuando un brote ocurre, el fluido invasor es circulado a través del árbol de estrangulación, controlando las presiones a la entrada y salida del sistema circulatorio e incrementando la densidad del fluido de control hasta la condición de equilibrio hidrodinámico. Con la técnica de perforación bajo balance, generalmente la presión de poro de las formaciones es superior a la columna hidrostática impuesta por el fluido de control, requiriendo para su operación un adecuado sistema de manejo de presión en superficie, que permita rotar y reciprocarse la sarta en condiciones seguras. Las primeras pruebas de perforación bajo balance en carbonatos fracturados, se hicieron en pozos del Austin Chalk en Texas y después de alcanzar un conocimiento de la presión de poro más preciso y manejar mejor los riesgos, la técnica empezó a utilizarse en la perforación de pozos horizontales, evolucionando el nombre a perforación con flujo controlado.

En una condición de bajo balance, la densidad del fluido de control puede diseñarse intencionalmente para crear esta situación, requiriendo el empleo de Aire o Nitrógeno inyectado desde la superficie o utilizando una sarta parásita adyacente, que permita el influjo de gas al sistema. Los fluidos más comúnmente utilizados en perforación bajo balance son: Aire, Nitrógeno, Espumas, Agua, Diesel, Crudo, etc., los cuales son analizados previamente, para determinar su compatibilidad con los fluidos de las formaciones expuestas y evitar de esta forma un posible daño al espacio poral perforado. Probablemente dentro de las mayores ventajas de esta técnica, hoy en día se encuentran incluidas las siguientes:

1. Incrementar el ritmo de penetración y la vida de la barrena
2. Reducir la posibilidad de pegaduras de la sarta en el agujero
3. Minimizar las pérdidas de circulación mientras se perfora



4. Mejorar la evaluación de las formaciones
5. Incrementar la productividad del pozo
6. Reducir o eliminar el requerimiento de tratamientos de estimulación

En México, la empresa encargada de realizar la perforación, terminación y mantenimiento de pozos es la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Pemex; cuya actividad se desarrolla en una extensa área geográfica, que es atendida por las Gerencias Divisionales Norte, Sur y Marina; las cuales enfrentan diferentes problemáticas operativas que incluyen: pozos con alta presión y alta temperatura, formaciones con presencia de fluidos amargos, pozos con brote y pérdida sucesivas, inestabilidad de las paredes del agujero, atrapamiento de la sarta, formaciones depresionadas, etc., que han obligado a buscar y aplicar nuevas tecnologías, que permitan superar estas condiciones adversas y de esta forma poder alcanzar las formaciones productoras minimizando al máximo el daño a las mismas.

En México la perforación bajo balance, ha permitido la perforación de pozos resolviendo diversos problemas en las distintas regiones en que la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos opera; tal es el caso de los pozos de la Región Sur, en los que se han logrado perforar yacimientos depresionados, se han atravesado formaciones de alta inestabilidad hidrodinámica y recientemente su uso se ha centralizado a la prevención del daño a la formación, teniendo en la Región Sur resultados satisfactorios en los campos: Tecominoacán, Jujo, Agave, Catedral, Escuintle, Luna, Puerto Ceiba, y Sen; y en la Región Norte: Tierra Blanca, Temapache, Sur de Amatlan, Cacalilao, Ebano, Panuco, Moralillo.

Es importante destacar que la rentabilidad en el empleo de la técnica de perforación bajo balance está orientada al valor de la disminución del daño a la formación así como a la prevención de accidentes mecánicos durante el desarrollo de la perforación.



ANTECEDENTES

I.1 GENERALIDADES

I.1.1. Presión hidrostática

La presión hidrostática es la presión total creada por el peso de una columna de fluido actuando en cualquier punto dado en un pozo. La presión hidrostática es originada por la densidad y la altura de una columna estacionaria (sin movimiento) del fluido.

Un fluido pesa y ejerce presión sobre las paredes, sobre el fondo del recipiente que lo contiene y sobre la superficie de cualquier objeto sumergido en él. Esta presión, llamada presión hidrostática, provoca, en fluidos en reposo, una fuerza perpendicular a las paredes del recipiente o a la superficie del objeto sumergido sin importar la orientación que adopten las caras. Si el líquido fluyera, las fuerzas resultantes de las presiones ya no serían necesariamente perpendiculares a las superficies. Esta presión depende de la densidad del líquido en cuestión y de la altura a la que esté sumergido el cuerpo y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Ph = \rho gh \dots\dots\dots 1.1$$

Donde:

Ph = Presión hidrostática (kg/cm²);

ρ = Densidad del líquido (gr/cc);

g = Aceleración de la gravedad (m/s²);

h = Altura (m).

I.1.2.Presión de fractura

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores solo presentan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad, se añaden los esfuerzos de compresión de la sobrecarga de las formaciones.

Debido a esto se puede confirmar que las fracturas creadas en las formaciones someras son horizontales y la mayoría de las fracturas creadas en formaciones profundas son verticales (la roca generalmente se rompe a presiones inferiores a la presión teórica de sobrecarga).

I.1.3. Gradiente de fractura

Los gradientes de fractura aumentan normalmente con la profundidad debido al incremento de la presión por sobrecarga. Formaciones profundas altamente compactas requerirán presiones de fractura muy altas para superar la presión de formación existente y las resistencias estructurales de la roca.

I.1.4. Presión de formación (Presión de poro)

Es una presión originada por los procesos geológicos de depositación y compactación (cuando los fluidos tienen libertad para moverse pueden escapar, los granos pierden parte de su soporte y se aproximan entre sí), a esta presión se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación.

La presión de formación, también llamada presión de poro, es aquella presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de roca. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y agua salada. La presión de formación que se pueden encontrar durante la perforación de los pozos puede ser:

I.1.5. Presión normal

La presión normal es igual a la presión hidrostática ejercida por columna de fluidos de la formación, esta en función de la densidad del fluido que ocupa el espacio poroso. En las zonas con presión normal la mayor parte de la sobrecarga es soportada por los granos que conforma la roca. Cuando la sobrecarga aumenta con la profundidad, los fluidos contenidos en el poro se mueven libremente reduciéndose el espacio del poro debido a la compactación.

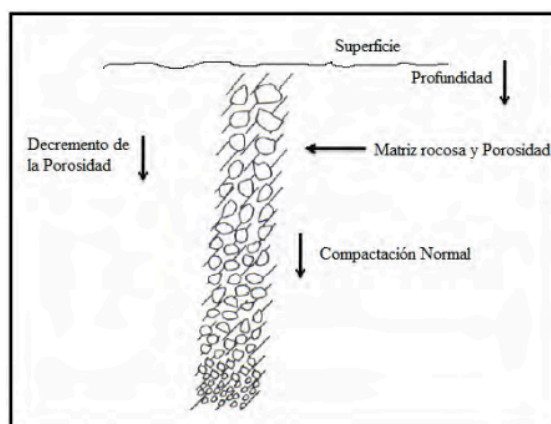


Figura 1.1 Compactación normal



En muchos casos estos fluidos varían de agua dulce con densidad de 1 g/cc (0.433 psi/pie) a agua salada con densidad de 1.074 g/cc correspondiente a una salinidad de 80,000 ppm de NaCl a una temperatura de 25°C. En algunas ocasiones la densidad del fluido llega a ser mayor de 1.074 g/cm³ debido a incrementos en el gradiente geotérmico y en la concentración de sales.

I.1.6. Presión anormal

Por definición la presión de formación anormal es cualquier presión que es diferente de la tendencia normal establecida por el gradiente de presión de formación a una profundidad y área dada.

La presión anormal ejerce una presión mayor que la presión hidrostática (o gradiente de presión) que la de los fluidos contenidos en la formación. Cuando se desarrollan presiones anormales, durante la fase de compactación, el movimiento de los fluidos de los poros es restringido o paralizado. El resultado causado por incremento de sobrecarga, hace que esta sea soportada parcialmente por los fluidos contenidos en el poro más que por los granos de la roca. Para controlar estas formaciones puede necesitarse trabajar con altas densidades de fluidos.

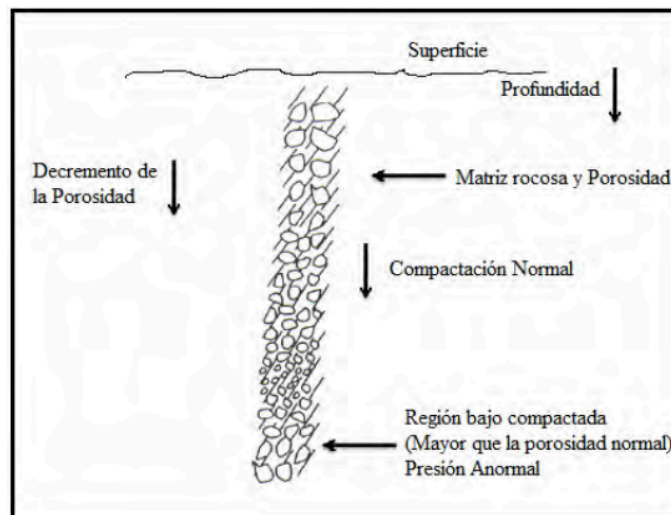


Figura 1.2 Compactación anormal

Puede haber otras causas para la existencia de presiones anormales, tales como la presencia de fallas, domos de sal, levantamientos, diferencias de elevación de las formaciones subterráneas. Cuando una formación normalmente presurizada es levantada hacia la superficie previendo que no pierda su presión de poro durante el proceso, cambiara de presión normal a presión anormal. Este proceso es la causa de muchas presiones anormales en el mundo.

Se puede clasificar en:

Anormalmente bajas (subnormales). Esta es menor que la presión normal, es decir, menos a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación ($P_f < P_b$). Tienen gradientes menores que los del agua dulce. Formaciones con presiones subnormales pueden ser desarrolladas cuando la sobrecarga ha sido erosionada, dejando la formación expuesta a la superficie.

Anormalmente altas (sobrepresionadas). Presión cuyo valor numérico esta sobre el valor de la presión normal, y usualmente limitada por la presión de sobrecarga ($P_f > P_b$).

En la figura 1.3 se muestra el comportamiento de las tres categorías de presión de formación.

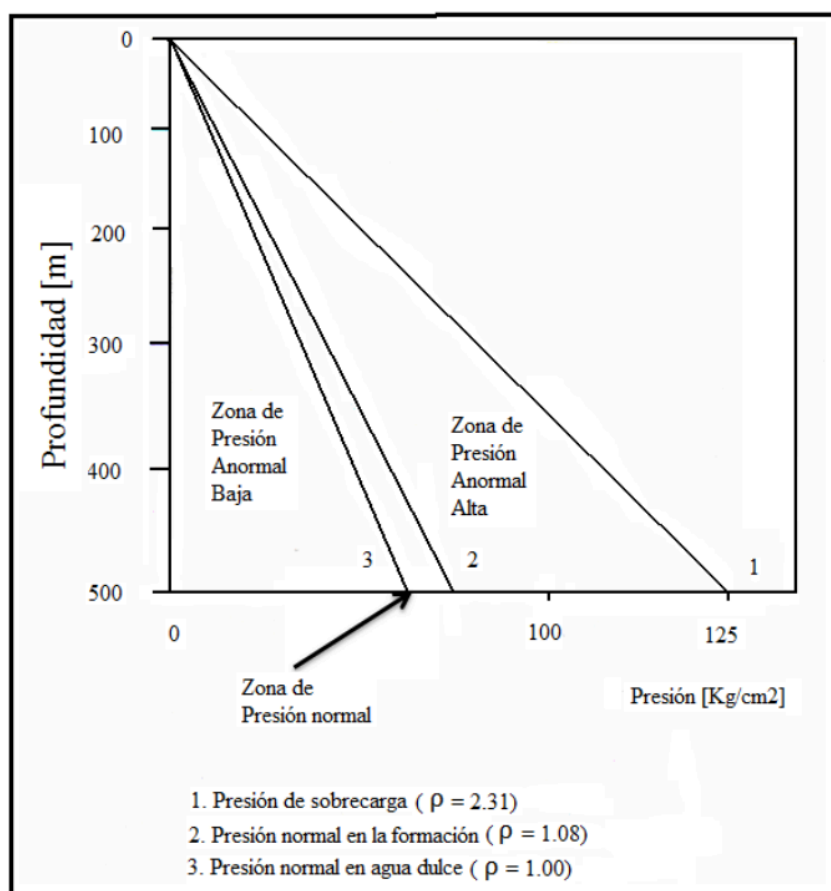


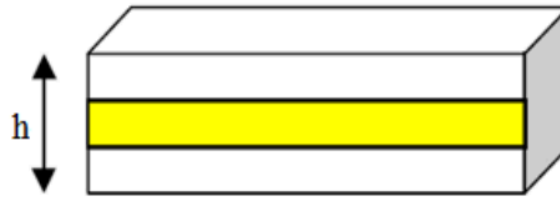
Figura 1.3 Clasificación de presión de formación

I.1.7. Presión de sobrecarga

Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz rocosa y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.), sobre las formaciones subyacentes. Se expresa de la siguiente manera:



$$S = \text{Peso Matriz Rocosa} + \text{Peso Fluido Intersticial}$$



$$S = (1 - \phi)\rho_R gh + \phi\rho_R gh \dots\dots\dots 1.2$$

Sobrecarga:

$$GDSC = (1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_R \dots\dots\dots 1.3$$

Donde:

ϕ = Porosidad promedio de las formaciones encima de la profundidad del punto de interes (%)

ρ_R = Densidad promedio de las roscas encima de la profundidad del punto de interés (gr/cc)

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobrecarga únicamente incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal.

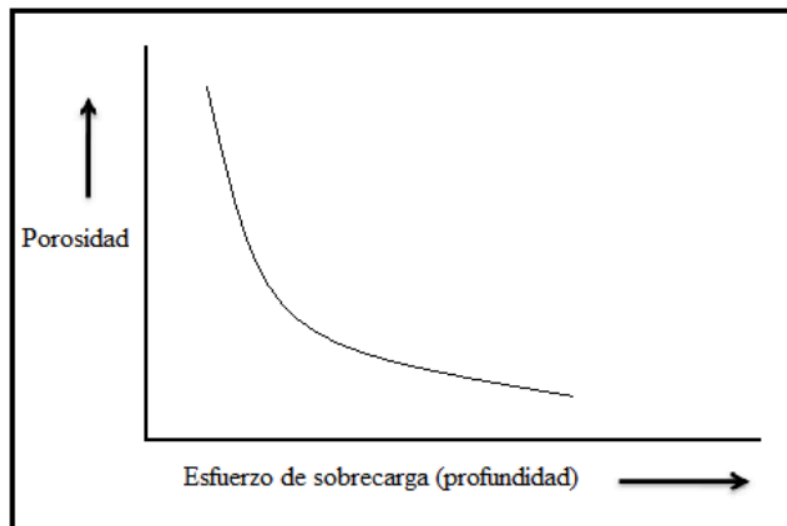


Figura 1.4 Efecto del esfuerzo de sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal



Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es $0.231 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, que corresponde a una densidad media del sistema roca – fluido.

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

I.1.8. Presión diferencial

La diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática en el fondo del pozo es la presión diferencial. Esta se clasifica como sobre balanceada, sub balanceada y balanceada.

1. Sobre balanceada. Significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es mayor que la de formación.
2. Sub balanceada. Significa que la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo es menor que la de formación.
3. Balanceada. Significa que la presión hidrostática ejercida sobre el fondo del pozo es igual a la de formación.



I.2. PERFORACIÓN CONVENCIONAL

El pozo es el medio que comunica al yacimiento con la superficie y por ello los fluidos son producidos a través de él. Un pozo de petróleo es el agujero que se perfora a través de la corteza terrestre en una forma ordenada y metódica, con un equipo de perforación debidamente equipado con el objeto de alcanzar y producir el yacimiento que contiene hidrocarburos. La perforación de un pozo contempla varias etapas que dependen de la profundidad, de las presiones existentes en el subsuelo, etc.

Una de las fases más importante de la extracción de hidrocarburos es la perforación de los pozos, su éxito es buen indicio para asegurar la producción estimada y la vida productiva tal que se garantice la recuperación de la inversión así como su rentabilidad. De igual manera este éxito una vez extrapolado a todo el yacimiento, se traduciría en lograr un índice de recuperación aceptable dentro de los planes de explotación y por ende la viabilidad futura del negocio.

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

En las operaciones de perforación convencional, el fluido de perforación cumple con varias funciones, dentro de las cuales destacan las siguientes:

- Estabilizar el agujero
- Enfriar y lubricar la barrena
- Controlar las presiones por los fluidos de la formación

Por lo tanto, durante la perforación de pozos existe una diferencia de presión que se ejerce entre los fluidos de perforación (presión hidrostática) y aquellos fluidos contenidos en la formación (presión de formación). La diferencia de presión que existe entre la presión de los fluidos en la formación es conocida como presión diferencial, la cual puede ser positiva (condición sobre balance), igual a cero (condición en balance), o negativa (condición bajo balance).

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

En esta situación de sobre balance el fluido de perforación previene el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo mientras se lleva a cabo la perforación. En esta condición la densidad del



fluido de perforación debe ser la necesaria para controlar la presión del yacimiento. Durante esta condición, el ritmo de penetración disminuye, se originan pérdidas de fluido y se generan pegaduras por presión diferencial.

I.3. PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL

Actualmente se han empleado técnicas de perforación convencionales, éstas técnicas no han solventado algunos problemas que se tienen en campos maduros, tales como: la conificación de aguas/gas, aceite remanente y crudo pesado, etcétera. Por ello es necesario emplear nuevas tecnologías como es la perforación no convencional.

Se le llama perforación no convencional a la tecnología que no es común en la industria petrolera o que se ha utilizado para casos especiales, como son: fluidos de aire, gas, espumosos; perforación de doble gradiente en aguas profundas, con tubería flexible, horizontal o multilateral, perforación bajo balance. Para el objetivo de esta tesis solo se hace una breve mención de las anteriores técnicas y se profundizara en la perforación bajo balance.

La tecnología multilateral consiste en realizar varias perforaciones partiendo de un pozo principal o pozo madre, esas perforaciones son laterales con respecto al pozo madre, de ahí el nombre de multilateral.

La perforación horizontal consiste en realizar una perforación vertical y posteriormente en un punto predeterminado (punto de arranque) realizar una perforación horizontal. Lo que diferencia entre una perforación y otra (multilateral y horizontal) son las ramificaciones que surgen a partir del pozo vertical, un pozo horizontal tiene una sola ramificación a partir del pozo madre (o principal) mientras que un pozo multilateral tiene dos o más ramificaciones a partir del pozo madre.

I.4. PERFORACIÓN CON MANEJO DE PRESIÓN.

El manejo de la presión de fondo durante la perforación es un proceso de perforación adaptivo utilizado para controlar con mayor exactitud el perfil de presión anular a través del pozo. Los objetivos son investigar los límites de presión en fondo y manejar el perfil de presión hidráulico de una forma acorde.

La perforación con manejo de presión es un proceso en el cual la presión en el pozo esta diseñada para estar ligeramente por debajo de la presión del yacimiento. La mayor ventaja de la perforación con manejo de presión es reducir los tiempos de densificar en zonas sobrepresionadas y reducir pérdidas de circulación en zonas de pérdida.

Esto se logra perforando ligeramente bajo balance a través de estas zonas y controlando la presión de fondo a través de un ensamble de estrangulación en superficie. Los pequeños brotes serán



circulados; si un brote es suficientemente grande para descargar el pozo, el equipo de perforación cambiara a control convencional. El volumen en presas debe ser monitoreado constantemente para contar con una indicación precisa de cuanto fluido de perforación continúa en el pozo.

I.5. PERFORACIÓN CON AIRE

En la perforación con aire, se utiliza este fluido a alta presión como fluido de perforación para incrementar la velocidad de penetración, la cual es la mayor ventaja de esta operación. Esto reducirá el tiempo total que se toma para perforar un pozo y reduce los costos de la perforación.

La perforación con aire puede ser usada si existe un gran volumen de líquidos del yacimiento fluyendo en el anular porque la limpieza del agujero será problema. Algunas veces pequeñas cantidades de agua jabonosa son usadas como componente líquido en la perforación con aire para incrementar el volumen superficial de los recortes y ayudar a la limpieza del agujero. Esta es la llamada perforación con niebla. La perforación con aire trabaja mejor en formaciones secas, estables y frecuentemente usadas para perforar secciones de revestimiento en un pozo.

I.6. PERFORACIÓN BAJO BALANCE

I.6.1. Historia de la perforación bajo balance

La perforación bajo balance ha estado en la industria desde el comienzo de la exploración y explotación del petróleo. Todos los equipos de perforación por percusión perforaban pozos bajo balance y todos hemos visto las fotos de reventones y los afloramientos de yacimientos de petróleo una vez que se perforaba el yacimiento petrolífero.

Hasta 1895 todos los pozos fueron perforados bajo balance. La introducción de la tecnología de perforación rotatoria en 1895 requirió de un fluido de circulación, el cual al principio fue agua. Para aumentar la seguridad y la limpieza del agujero, sistemas de lodo fueron desarrollados en 1920 y la perforación continuó realizándose en condición de sobre balance.

Mientras se encontraban yacimientos más profundos y más grandes, los problemas de daños de yacimientos no revestían gran importancia. Hasta que en 1980 se perforaron los primeros pozos bajo balance en el Austin Chalk. Estas operaciones dieron lugar al nacimiento de la perforación bajo balance moderna la cual se retomó a principios de 1990 en Canadá.

Tabla 1.1 Historia de la perforación bajo balance

1284	Primer equipo de perforación por percusión utilizado en China
1859 - 1895	Todos los pozos perforados Bajo Balance
1895	Perforación rotaria con agua
1920	Primeros sistemas de lodo utilizado
1928	Primer BOP utilizado
1932	Primera utilización de fluidos gasificados para perforar
1955	La perforación con aire se vuelve popular
	Primer pozo de alta presión perforado Bajo Balance en el Austin Chalk
1988	
1993	Primeros pozos UBD perforados en Canadá
1995	Primeros pozos UBD perforados en Alemania
1997	Primeros pozos UBD perforados en mar adentro

Desde 1997, justo después de la realización de la tercera conferencia internacional de perforación bajo balance, se inició una mejor cooperación entre los operadores internacionales. Los primeros comités fueron desarrollados como resultado de que la solicitud de Shell y Mobil de obtener mayor información y cooperación para asegurarse de que los pozos costa afuera podrían ser perforados bajo balance de una forma segura.

En 1998 el IADC tomó el liderazgo de seguridad en perforación bajo balance y se formó el comité de UBD de la IADC para aumentar la seguridad de las operaciones de perforación bajo balance. Este comité desarrolló la matriz de clasificación de pozos perforados bajo balance y hoy en día



continúa desarrollando métodos y procedimientos más seguros y eficientes para operaciones de perforación bajo balance.

El desarrollo de mejores sistemas de modelamiento de flujo y sistemas de entrenamiento junto con experiencias internacionales compartidas entre los operadores ha ayudado a desarrollar la perforación bajo balance, como unas de las tecnologías primarias para aumentar la producción de campos agotados, que ayuda a obtener un mayor conocimiento de los yacimientos transformándolos en campos nuevamente en desarrollo.

I.6.2. Definición de perforación bajo balance

La perforación bajo balance es la técnica en la cual la presión hidrostática del fluido que circula en el fondo de agujero, mientras se realiza la perforación del pozo, es mantenida intencionalmente a una presión menor que la registrada en la formación que se este atravesando.

Esta condición puede ser generada naturalmente con fluidos de baja densidad (agua o sistemas base de hidrocarburos ligeros) en algunas situaciones en donde existe alta presión natural de la formación.

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

El gas comúnmente utilizado es el nitrógeno, por su disponibilidad y factibilidad de transporte, aunque también se ha ejecutado operaciones bajo balance 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).

Las técnicas de perforación bajo balance 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 mayor prevalencia de las terminaciones en agujero descubierto, ya sea incluso en aplicaciones de pozos horizontales vs. verticales.

En un aspecto 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 la DEC y con el equipo superficial especializado que se requerirá.

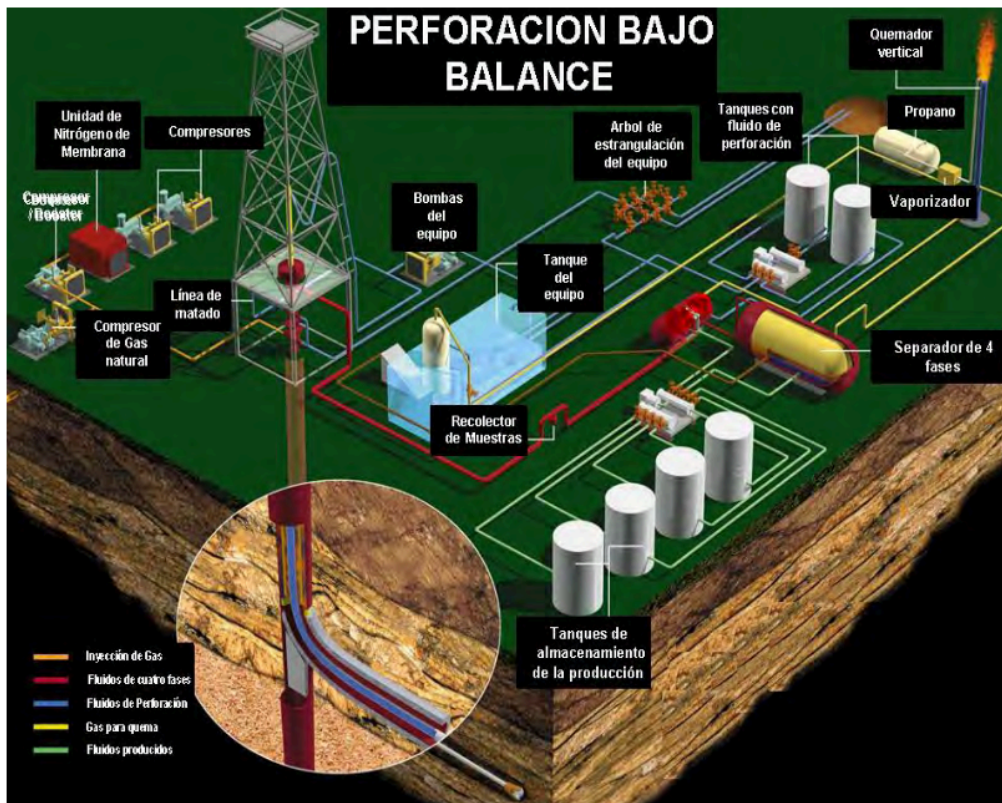


Figura 1.5 Esquema típico de la instalación superficial para perforación bajo balance

I.6.3. Ventajas de la perforación bajo balance

La técnica de perforación bajo balance tiene muchas ventajas, en situaciones donde se presenta grandes pérdidas de fluido, inclusive pérdidas totales de este.

La perforación bajo balance ofrece múltiples ventajas en el desarrollo de campo, inclusive incrementa la capacidad productiva de este. Algunas de las ventajas más importantes que ofrece esta técnica son:

- Reducción en el daño a la formación. Muchas formaciones tienden a ser susceptibles a una variedad de daño durante las operaciones de perforación sobre balance, pero que una modalidad bajo balance prácticamente son evitados en su totalidad
- Migración de arcillas in situ, causada por las altas velocidades de admisión de fluidos en situaciones de alta presión sobre balance



- Invasión de los sólidos (artificiales o naturales) presentes en el sistema de fluido de perforación hacia la matriz de la formación; en la condición bajo balance se espera que el diseño del sistema no incluya 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 del poro en la formación; con la perforación bajo balance 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 (macro fracturas, vórgulos interconectados, arenas de alta permeabilidad o carbonatos cristalinos)
- 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)
- Aumento en la velocidad de penetración. Muchas opciones de perforación bajo balance resultan en velocidades de penetración (ROP) significativamente mayores que en las condiciones sobre balance. El beneficio más tangible es la reducción de los tiempos de perforación (sobre todo en secciones horizontales), la extensión de la vida de la barrena y la reducción de los mismo costos de perforación
- Indicación temprana de la zona de interés. Ya que la presión hidrostática de un sistema de fluido circulante en una verdadera operación bajo balance 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 en las zonas potencialmente productoras del yacimiento así como actuar como una ayuda valiosa en el direccionamiento del pozo (si es una ampliación horizontal). La producción significativa de hidrocarburos líquidos (ya que el gas natural es usualmente quemado, principalmente de pozos exploratorios) durante la operación de perforación puede proveer un ingreso temprano de flujo efectivo, para así poder diferir parcialmente algunos de los costos adicionales asociados con la operación bajo balance
- Medición de parámetros mientras se perfora. Una de las mayores desventajas que se presentaba en las operaciones bajo balance del pasado era la ineficacia para realizar

mediciones mientras se perforaba (MWD) y para direccionar al pozo, ya que se utilizaban sistemas de fluidos que contenían algún tipo de gas. Sólo en el caso de que el diseño comprendía una configuración de tubería parásita o concéntrica, esto no representa problema alguno, ya que el pulso generado por las herramientas MWD si puede viajar a través de una columna totalmente líquida

- Ahora el desarrollo de las 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 bajo balance. Los rangos de profundidad y temperatura, junto con algunas restricciones debidas al tipo de formación que este 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
- Reduce la necesidad de estimular los pozos. En operaciones de perforación convencional, los pozos son estimulados para ofrecer un incremento en su productividad. En las estimulaciones, pueden también sufrir intervenciones de fracturamiento hidráulico para garantizar una adecuada producción en yacimientos de baja permeabilidad o evitar el daño en formaciones de alta permeabilidad. El reducir el daño a la formación implica bajos costos de estimulación
- Incrementa la producción. La perforación bajo balance reduce el daño a la formación lo que da como resultado el aumento en los gastos de producción. Este resultado tiene un efecto positivo en las ganancias así como también prolonga la vida y la reserva recuperada del yacimiento. Grandes producciones tempranas significan que la inversión se recupera más rápido
- Impacto ambiental. Al realizar el diseño de la perforación bajo balance se necesita considerar los aspectos ambientales y de limpieza. La utilización de aire, niebla o espuma reduce los requerimientos de líquido por lo tanto se reducen los requerimientos de limpieza. Además las sustancias químicas usadas en la generación de las espumas no son dañinas ni contaminantes. Por otro lado, los fluidos de la formación producidos durante la perforación bajo balance pueden causar contaminación adicional, además de los hidrocarburos y la salmuera producida, se debe tener capacidad para mantener H_2S y otros gases peligrosos. Además se trata de un sistema de control cerrado, con un mayor control sobre los fluidos
- Incrementa la seguridad en la operación. Las pérdidas de fluido no controladas dentro de un sistema de fracturas dentro de zonas de baja presión pueden dar como resultado una rápida evacuación. Este fenómeno puede ocasionar brotes en el pozo y dar origen a una situación incontrolable en la forma de un reventón



I.6.4. Desventajas de la perforación bajo balance

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

- Incrementa los costos del equipo de perforación. Aunque se incrementan las velocidades de penetración al estar perforando bajo balance, se requiere equipo especial que no se encuentra normalmente dentro de un proyecto de perforación convencional. Este equipo puede incluir una combinación de preventores rotatorios, equipo de control superficial, compresores, equipo para el manejo de nitrógeno, equipo de separación y herramientas de fondo que son específicas para aplicar la tecnología bajo balance
- La perforación bajo balance 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.)
- Estabilidad del agujero. Algunas veces mientras se perfora unos pozos se encuentran formaciones deleznales o arenas no consolidadas y se requiere de una presión hidrostática para crear un soporte en estas secciones. La perforación bajo balance puede ser perjudicial en estos casos al realizar los trabajos de terminación del pozo, ocasionando una inestabilidad del agujero. El resultado puede ser un derrumbe, colapso o la pérdida misma del agujero
- Problemas en la perforación direccional. Las dificultades con el equipo de perforación direccional han causado que algunas operaciones de perforación bajo balance sean abandonadas antes de comenzar los trabajos direccionales. Es por ello que se requiere de una continua medición, particularmente en el caso de pozos horizontales. La herramienta de medición convencional mientras se perfora no puede operar con fluidos compresibles, que son frecuentemente utilizados en la perforación bajo balance
- Mantener continuamente la condición bajo balance. El no mantener una condición continua de bajo balance puede ocasionar pulsos de presión en condiciones de sobre balance, lo que genera daño a la formación. Existen varias razones por las cuales la operación bajo balance puede ser perdida naturalmente durante las operaciones, algunas de estas pueden ser:
 - Viajes
 - Conexión de tubería
 - Efectos de represionamiento
 - Poco conocimiento de la presión del yacimiento

- Daño potencial a la formación. Debido a que en la perforación bajo balance no existe un enjarre, la formación se encuentra expuesta y por lo consiguiente se puede presentar una invasión o filtrado a la formación. Cuando esto ocurre, el daño a la formación puede ser más severo que cuando se perfora en condiciones de sobre balance. Este daño puede ser resultado de la falla de estudio de la presión de fondo, permeabilidad y los parámetros asociados al yacimiento de la zona objetivo
- Absorción espontánea. Debido a la adversa relación entre capilaridad y presión, es posible que la formación absorba los fluidos base agua en el área cercana al agujero, donde se puede originar una reducción en la permeabilidad
- Zonas extremadamente permeables. Aunque los sistemas con alta permeabilidad o fracturados son un buen candidato para perforar bajo balance, este puede representar una desventaja debido al problema de manejar grandes volúmenes de gas o fluidos del yacimiento en la superficie
- Seguridad y control de los pozos. Se tienen limitaciones en cuanto a la capacidad de los equipos de control, por lo que es necesario evaluar el equipo disponible para las condiciones que presenta el yacimiento. Es importante tomar en cuenta que se debe contar con personal lo suficientemente capacitado para realizar las operaciones de bajo balance y sobre todo, si se tienen manifestaciones de H_2S . Es recomendable no perforar pozos con H_2S , si no se tiene personal experimentado
- Problemas de corrosión. El uso de aire como medio de perforación, aunque factiblemente económico puede ser altamente inflamable en ciertas concentraciones además de causar problemas de corrosión

I.6.5. Limitaciones de la perforación bajo balance

Junto con sus beneficios la perforación bajo balance tiene limitaciones económicas y técnicas. Las dos razones principales para interrumpir una perforación bajo balance son la inestabilidad del pozo y la entrada de agua. Otros factores técnicos que registren las operaciones bajo balance son dificultades con las operaciones de perforación y producción excesiva de hidrocarburos. Se ha observado que la perforación bajo balance no es recomendable, si se presentan las siguientes condiciones:

- Formaciones débiles que pueden colapsarse. Algunas formaciones débiles pueden derrumbarse, a menos que sean soportadas por una columna de lodo pesado (condiciones sobre balance)
- Formaciones fracturadas que presentan buzamiento. Las formaciones inclinadas fracturadas se derrumban a menos que estén soportadas por la columna de lodo



- Capas gruesas de carbón. Los estratos carboníferos son muy inestables y se derrumban fuera del ángulo crítico de reposo. Dejar escombros en el pozo y el incremento de la presión de surgencia, son resultados de perforar estas secciones con técnicas de bajo balance
- En lutitas arcillosas geopresionadas. Las lutitas no son sensibles a la presión, por lo que permanece únicamente contra la presión reducida del pozo por un periodo de tiempo muy corto y después empieza a derrumbarse en el agujero, para el caso de una pequeña cantidad de agua en la niebla como fluido de perforación agravará el problema
- Sin embargo, si se efectúa la perforación en forma rápida al atravesar lutitas adheribles o muy viejas geopresionadas la operación puede ser posible
- Secciones gruesas de lutitas. Las secciones gruesas de lutitas tienen una reacción muy desfavorable al presentarse las condiciones de bajo balance, debido a que tienen algunos elementos de laminación, represionados naturalmente o con sensibilidad al agua
- Secciones gruesas de sal. Por lo general la sal fluye al punto de menor presión, cuando se presentan condiciones de bajo balance este punto es el pozo. En algunos casos al perforarse con aire estas secciones no presentan problemas
- Ahora bien, si es el caso que se presenten estratos delgados y duros, la perforación es posible siempre y cuando se realice de forma rápida
- Existen algunos prospectos donde la perforación bajo balance es técnicamente posible, pero no viable económicamente. Algunos de los factores que pueden ocasionar que un proyecto de bajo balance no sea redituable o económicamente justificable, pueden ser los siguientes:
 - Formaciones con afluencia de agua a alta presión
 - Si el incremento en el ritmo de penetración no reduce el costo de la perforación
 - Si la productividad del pozo es alta cuando se ha perforado de forma convencional
 - Si el requerimiento de equipo y material no están disponibles en la localidad y el costo de su transporte y movilización excede a los beneficios de la perforación bajo balance
 - Riesgos en la perforación bajo balance
 - Presión positiva de superficie (Confianza en la barrera mecánica)
 - Retorno de fluido a alta velocidad (Posible erosión en el equipo de superficie)
 - Contenido del gas inyectado (Combustión, corrosión en fondo de pozo, sobre costos)
 - Fluidos de formación en superficie. (Gas, crudo, agua, H_2S)



- Alto costo inicial (Equipo especial, personal)
- Inestabilidad de las paredes del pozo (Peso mínimo de lodo aplicable)



I.6.6. Evaluación de riesgos en la perforación bajo balance

La evaluación de riesgos forma parte integral del proceso de selección de candidatos para bajo balance y asegura que los operadores están al tanto de los riesgos potenciales.

La clasificación de pozos IADC hace parte del primer paso esencial en la evaluación general de riesgos. Esta clasificación debe ser asignada a cada pozo perforado bajo balance. Esto da la primera indicación de riesgos potenciales.

IADC Well Classification	
☐	Level 0 – Performance enhancement only; no hydrocarbon containing zones.
☐	Level 1 – Well incapable of natural hydrocarbon flow to surface. Well is 'inherently stable' and is low-level risk from a well control point of view.
☐	Level 2 – Well capable of natural hydrocarbon flow to surface but enabling conventional well kill methods and limited consequences in case of catastrophic equipment failure. (Flowing oil well)
☐	Level 3 – Geothermal & non-hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures less than UBD equipment operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences.
☐	Level 4 – Hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures less than UBD equipment operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences. (Oil/gas well)
☐	Level 5 – Maximum projected surface pressures exceed UBO operating pressure rating but are below BOP stack rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences.

Figura 1.6 Clasificación IADC para pozos

El siguiente paso en la evaluación de riesgos es la revisión del yacimiento y de los fluidos producidos:

Reservoir and Production			
Produced fluids ☐ Oil/Condensate ☐ Gas ☐ Water	Oil/Condensate Production rate ☐ 0 - 315 bbl/day ☐ 315 - 1260 bbl/day ☐ > 1260 bbl/day	Measured Depth: feet True Vertical Depth: feet Reservoir Pressure: psi	
Gas production rate ☐ 0 - 4 mmscf/day ☐ 4 - 11 mmscf/day ☐ 11 - 32 mmscf/day ☐ > 32 mmscf/day	Water production rate ☐ 0 - 315 bbl/day ☐ 315 - 1260 bbl/day ☐ > 1260 bbl/day	H2S expected ☐ Yes ☐ No	

Figura 1.7 Datos de yacimiento y producción

La evaluación de riesgo para los yacimientos revisa los tipos de fluidos que se esperan, la tasa de gas y el perfil de producción. También revisa si se esta produciendo H₂S y por supuesto mira la profundidad y la presión del yacimiento.

Un yacimiento de gas con H₂S, profundo de alta presión obviamente tendrá una clasificación de alto riesgo comparado con un pozo productor de petróleo con una presión baja.

Technical/Equipment																																				
Rank the reasons for considering UB operations: 1234 ☐ ☐ ☐ ☐ ☐☐☐☐ ☐☐☐☐ ☐☐☐☐ ☐☐☐☐ Minimize reservoir skin damage Minimize drilling problems: Diff. Sticking, Lost circulation, etc. Performance enhancement (e.g., ROP) Other (specify):		Equipment to be involved in the operation: <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="text-align: center;">Involved</th> <th style="text-align: center;">WFT Provided</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Separation</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Compression</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Membrane N₂</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Cryogenic N₂</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Mist Pump</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Rotating Diverter</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Fluids</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>BOP</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Drill String</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Floats</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> </tbody> </table>			Involved	WFT Provided	Separation	☐	☐	Compression	☐	☐	Membrane N ₂	☐	☐	Cryogenic N ₂	☐	☐	Mist Pump	☐	☐	Rotating Diverter	☐	☐	Fluids	☐	☐	BOP	☐	☐	Drill String	☐	☐	Floats	☐	☐
	Involved	WFT Provided																																		
Separation	☐	☐																																		
Compression	☐	☐																																		
Membrane N ₂	☐	☐																																		
Cryogenic N ₂	☐	☐																																		
Mist Pump	☐	☐																																		
Rotating Diverter	☐	☐																																		
Fluids	☐	☐																																		
BOP	☐	☐																																		
Drill String	☐	☐																																		
Floats	☐	☐																																		
☐ Upper zones will be open while drilling production section Underbalance ☐ Horizontal/high angle well ☐ Foam is to be used in operations																																				

Figura 1.8 Equipo/ Técnicas

Las razones y objetivos para perforación bajo balance hacen también gran parte de la evaluación de riesgo. Un pozo perforado bajo balance para minimizar el daño de formación necesitará ser mantenido bajo balance todo el tiempo, adicionando así más complejidad a la operación.

Como parte de la sección de QHSE de la evaluación de riesgos, el equipo requerido y los sistemas de fluidos a ser utilizados son también registrados al igual que el número de personas en la locación y la experiencia de la cuadrilla del equipo de perforación.

El método de viaje en un pozo perforado bajo balance es crucial. Evitar la condición de tubería ligera y el forzamiento de la misma “snubbing” puede reducir el nivel de riesgo significativamente.

QHSE			
Environ. Sensity ☐ Low ☐ Medium ☐ High	Fluid system to be used ☐ N ₂ /Nat. Gas only ☐ Air only ☐ Water based fluid ☐ Oil based fluid	UBS Pers.	Tripping method: ☐ DDV ☐ Snubbing ☐ Flow while tripping ☐ Conventional tripping ☐ The Drilling Contractor crews have less than 3 years of underbalanced experience ☐ Pre engineered WFT Program/Template not available ☐ Equipment operator SOP's not available

Figura 1.9 Seguridad y calidad

Finalmente la experiencia del operador se toma en cuenta junto con un vistazo de la forma como se realiza el trabajo.

Operator/Producer Experience	
☐ The operator has less than 3 years of general underbalanced experience ☐ The operator has minimal underbalanced experience in this field ☐ The drilling engineer has less than 3 years of general underbalanced experience ☐ The drilling engineer has minimal underbalanced experience in this field ☐ A feasibility study has not been performed on this field	How would the operator prefer the job be performed? ☐ Commodity based ☐ With full Applications Engineering

Figura 1.10 Operadores/ Experiencia adquirida

Una vez que esto es hecho, un puntaje de evaluación de riesgo será asignado al trabajo. Esto proporciona una evaluación rápida del riesgo potencial y proporciona a quien brinda el servicio el equipo requerido y el personal para el trabajo.



Underbalanced Drilling Systems RISK ASSESSMENT v1.08 Reset Form																																																																		
Project:		Location:																																																																
Company:		Date:																																																																
Notes: 																																																																		
IADC Well Classification																																																																		
☐ Level 0 – Performance enhancement only; no hydrocarbon containing zones. ☐ Level 1 – Well incapable of natural hydrocarbon flow to surface. Well is 'inherently stable' and is low-level risk from a well control point of view. ☐ Level 2 – Well capable of natural hydrocarbon flow to surface but enabling conventional well kill methods and limited consequences in case of catastrophic equipment failure. (Flowing oil well) ☐ Level 3 – Geothermal & non-hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures less than UBD equipment operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences. ☐ Level 4 – Hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures less than UBD equipment operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences. (Oil/gas well) ☐ Level 5 – Maximum projected surface pressures exceed UBO operating pressure rating but are below BOP stack rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences.																																																																		
Reservoir and Production																																																																		
Produced fluids ☐ Oil ☐ Gas ☐ Water	Gas production rate ☐ 0 - 120 10³ m³/day ☐ 120 - 300 10³ m³/day ☐ 300 - 900 10³ m³/day ☐ > 900 10³ m³/day	Units Selection	Measured Depth: meters True Vertical Depth: meters Reservoir Pressure: kPa																																																															
Oil production rate ☐ 0 - 50 m³/day ☐ 50 - 200 m³/day ☐ > 200 m³/day	Water production rate ☐ 0 - 50 m³/day ☐ 50 - 200 m³/day ☐ > 200 m³/day	H2S expected ☐ Yes ☐ No																																																																
Technical/Equipment																																																																		
Rank the reasons for considering UB operations: <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;"></th> <th style="width: 10%; text-align: center;">1</th> <th style="width: 10%; text-align: center;">2</th> <th style="width: 10%; text-align: center;">3</th> <th style="width: 10%; text-align: center;">4</th> <th style="width: 50%;"></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>Minimize reservoir skin damage</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>Minimize drilling problems: Diff. Sticking, Lost circulation, etc</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>Performance enhancement (e.g., ROP)</td> </tr> <tr> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>☐</td> <td>Other (specify): </td> </tr> </tbody> </table>			1	2	3	4		☐	☐	☐	☐	☐	Minimize reservoir skin damage	☐	☐	☐	☐	☐	Minimize drilling problems: Diff. Sticking, Lost circulation, etc	☐	☐	☐	☐	☐	Performance enhancement (e.g., ROP)	☐	☐	☐	☐	☐	Other (specify):	Equipment to be involved in the operation: <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 40%;"></th> <th style="width: 10%; text-align: center;">Involved</th> <th style="width: 10%; text-align: center;">WFT Provided</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Separation</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Compression</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Membrane N₂</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Cryogenic N₂</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Mist Pump</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Rotating Diverter</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Fluids</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>BOP</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Drill String</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> <tr><td>Floats</td><td style="text-align: center;">☐</td><td style="text-align: center;">☐</td></tr> </tbody> </table>			Involved	WFT Provided	Separation	☐	☐	Compression	☐	☐	Membrane N ₂	☐	☐	Cryogenic N ₂	☐	☐	Mist Pump	☐	☐	Rotating Diverter	☐	☐	Fluids	☐	☐	BOP	☐	☐	Drill String	☐	☐	Floats	☐	☐
	1	2	3	4																																																														
☐	☐	☐	☐	☐	Minimize reservoir skin damage																																																													
☐	☐	☐	☐	☐	Minimize drilling problems: Diff. Sticking, Lost circulation, etc																																																													
☐	☐	☐	☐	☐	Performance enhancement (e.g., ROP)																																																													
☐	☐	☐	☐	☐	Other (specify):																																																													
	Involved	WFT Provided																																																																
Separation	☐	☐																																																																
Compression	☐	☐																																																																
Membrane N ₂	☐	☐																																																																
Cryogenic N ₂	☐	☐																																																																
Mist Pump	☐	☐																																																																
Rotating Diverter	☐	☐																																																																
Fluids	☐	☐																																																																
BOP	☐	☐																																																																
Drill String	☐	☐																																																																
Floats	☐	☐																																																																
☐ Upper zones will be open while drilling production section Underbalance ☐ Horizontal/high angle well ☐ Foam is to be used in operations																																																																		
QHSE																																																																		
Environ. Sens: ☐ Low ☐ Medium ☐ High	Fluid system to be used ☐ No liquid is to be used ☐ Water based fluid ☐ Oil based fluid	UBS Pers. 7	Tripping method: ☐ DDV ☐ Snubbing ☐ Flow while tripping ☐ Conventional tripping																																																															
☐ The Drilling Contractor crews have less than 3 years of underbalanced experience ☐ Pre engineered WFT Program/Template not available ☐ Equipment operator SOP's not available																																																																		
Operator/Producer Experience																																																																		
☐ The operator has less than 3 years of general underbalanced experience ☐ The operator has minimal underbalanced experience in this field ☐ The drilling engineer has less than 3 years of general underbalanced experience ☐ The drilling engineer has minimal underbalanced experience in this field ☐ A feasibility study has not been performed on this field		How would the operator prefer the job be performed? ☐ Commodity based ☐ With full Applications Engineering																																																																
Prepared By:	Reviewed by:	Prepared for:																																																																

Figura 1.11 Formato de evaluación de riesgo

I.6.7. Sistemas de clasificación para perforación bajo balance

Un sistema de clasificación desarrollado por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) esta ayudando a establecer los riesgos asociados con los pozos perforados bajo balance.

Tabla 1.2 Sistemas de clasificación para perforación bajo balance

Nivel 0	Aumento solo del desempeño; zonas que no contengan hidrocarburos
Nivel 1	Pozo incapaz de fluir naturalmente hasta superficie. El pozo es “inherentemente estable” y es de un nivel de riesgo bajo desde un punto de vista de control de pozo
Nivel 2	Pozo capaz de fluir naturalmente hasta superficie pero que puede ser controlado o “matado” por métodos convencionales, con consecuencias limitadas en caso de falla catastrófica del equipo
Nivel 3	Producción geotérmica & no – hidrocarburos. Presión máxima de cierre menor que el rango de presión que el equipo de UBD. En caso de falla catastrófica tiene serias consecuencias inmediatas
Nivel 4	Producción de hidrocarburos. Presión máxima de cierre menor que el rango de presión que el equipo de UBD. En caso de falla catastrófica tiene serias consecuencias inmediatas
Nivel 5	La presión máxima proyectada a la superficie excede el rango de presión del equipo de UBD pero es menor que el rango del BOP. En caso de falla catastrófica tiene serias consecuencias inmediatas

La tabla 1.3 muestra una matriz utilizada para clasificar la mayoría de las aplicaciones de bajo balance. Este sistema combina las categorías de manejo de riesgo definidas a continuación (niveles 0 al 5) con un sub – clasificador para identificar si el pozo se perfora “bajo balance” o con una “cabeza baja” usando tecnología bajo balance.

Para proporcionar un método completo para clasificar el tipo de tecnología utilizada para una o más secciones del pozo, o múltiples pozos en un proyecto en particular, un tercer componente del sistema de clasificación se refiere a la técnica de bajo balance utilizada.



Tabla 1.3 Matriz de operaciones de perforación bajo balance

CLASIFICACION	0		1		2		3		4		5	
A= Baja Cabeza hidrostática, B= UBD	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
Perforación con gas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Perforación con Niebla	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Perforación con Espuma	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Perforación con Líquido gasificado	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Perforación con Líquido	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

I.6.8. Perforación bajo balance vs perforación sobre balance

Comparar las técnicas de perforación sobre balance y bajo balance nos permite establecer las principales diferencias entre ellas.



PERFORACION BAJOBALANCE	PERFORACION SOBREALANCE
Dificultad para manejar influjos de gas y agua	No hay problemas con influjos
Masivo Daño a la formación	Manejo por sistema de separación de UBD
Zonas productivas perdidas	Reducido daño de Formación
Pérdida de Circulación	Producción de zonas no esperadas
Pega Diferencial	No hay pérdidas de circulación
Pobre remoción de cortes	Perforación hasta TVD
permite lenta perforación, mayor daño de la barrena	Mejor remoción de cortes, puede doblar ROP y maximizar la vida de la barrena.
Producción limitada por daño de formación	Incremento de la producción de 50 - 100 %.

Figura 1.12 Comparación entre perforación sobre balance y bajo balance

La principal diferencia con la perforación sobre balance, también referida como convencional, es que en la modalidad bajo balance 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.



Operaciones de perforación sobre balance

La invasión de lodo y la presión hidrostática en el pozo pueden enmascarar las zonas potencialmente productivas. Los daños en el yacimiento, especialmente en pozos horizontales a menudo no pueden ser eliminados una vez que el pozo empieza a producir. Especialmente zonas apretadas nunca son limpiadas dando como resultado que grandes secciones del pozo (especialmente pozos horizontales) no sean productivas.

La pérdida de circulación y pega diferencial pueden resultar a menudo en severos problemas de perforación y en muchos pozos en yacimientos repletados, estos nunca alcanzan el objetivo de TVD planeada por dichos problemas.

Operaciones de perforación bajo balance

Nuevos horizontes de productividad son identificados frecuentemente cuando se perfora. Ningún o un mínimo daño es hecho a la roca yacimiento, incluyendo las secciones más apretadas del pozo, dando como resultado una mejor producción. No se presentan pérdidas de lodo o pega diferencial ya que la presión del fluido es menor a la presión del yacimiento.



HIDRAULICA EN PERFORACION BAJO BALANCE

II.1. FLUIDOS PARA PERFORAR BAJO BALANCE

La base del fluido de perforación para operaciones de perforación bajo balance tiene tres funciones básicas, al igual que en la perforación sobre balance.

- Limpieza del agujero, transporte de sólidos, líquidos y gases
- Lubricación de la barrena y de la sarta de perforación
- Refrigeración principalmente de la barrena

Los objetivos y funciones del fluido base para perforación bajo balance pueden ser divididos en un número de categorías.

- Fluidos no dañinos
- No costosos
- Buena limpieza del agujero
- Lubricación
- Control reológico
- Viscosidad y fricción
- De fácil separación y medición en superficie.

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

- Sistemas de gas
- Sistemas de niebla
- Espumas
- Líquidos gasificados
- Líquidos o fluidos de una sola fase

II.1.1. Sistemas de gas

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

- Aire
- Gas natural
- Nitrógeno criogénico
- Nitrógeno de membrana
- Gas de escape
- Otros sistemas

II.1.1.1. Aire

Aunque esta no es la opción más obvia en un ambiente de hidrocarburos, el aire y la espuma pueden ser utilizadas siempre y cuando se garantice un sistema de espuma estable y que el rompimiento de la espuma no genere mezclas explosivas. También se debe aclarar que fuera de las operaciones de perforación de formaciones de roca dura y formaciones de gas seco, las perforaciones que usan aire en combinación con líquidos se han visto envueltas en problemas de corrosión y oxidación en adición a casos documentados de pozos en los que se han presentado explosiones en fondo de pozo.

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

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

Para evitar el uso de aire, el nitrógeno normalmente es utilizado. La experiencia con nitrógeno en operaciones de intervención de pozos hace al nitrógeno la primera opción para operaciones de perforación bajo balance. El nitrógeno presenta las opciones de nitrógeno líquido o nitrógeno generado in situ lo cual será discutido en los sistemas de gas posteriormente durante el desarrollo de esta tesis.

El gas natural para operaciones de perforación bajo balance se ha probado como una alternativa valiosa en algunos casos específicos. Por ejemplo, si se está perforando un yacimiento de gas en



condición de bajo balance, un pozo productor o un gaseoducto ubicado en la misma área pueden proveer el suficiente volumen de gas a la presión requerida para perforar.

Esto evita el uso de nitrógeno y puede proporcionar un sistema perforación más barato. Características de perforación con gas:

- Velocidades de penetración altas
- Larga vida de la barrena
- Corridas de barrena de mayor longitud
- Buenos trabajos de cementación
- Mayor productividad
- En lo posible que no haya influjo de agua de formación
- Puede ocurrir bacheo
- Puede presentarse formación de anillos de lodo si hay influjo de agua
- El mecanismo de limpieza o remoción de cortes es la velocidad anular

II.1.1.2. Gas natural

Si una fuente de gas natural a alta presión con el volumen adecuado está disponible, la perforación con gas natural es una muy buena opción. El uso de martillos de aire en perforación con aire o gas es otra opción que puede ser usada para incrementar la velocidad de penetración. Esta es una opción usada para yacimientos de gas con muy baja permeabilidad. Un regulador de flujo y uno de presión son normalmente usados para controlar la cantidad de gas inyectada durante el proceso de perforación.

El gas natural no es tóxico (Sin embargo, ningún ser humano deberá exponerse a una atmósfera enriquecida con gas natural) ni corrosivo si es endulzado correctamente. Tiene mayor solubilidad en los hidrocarburos comparado con el nitrógeno, lo cual puede resultar en un mayor potencial para problemas de liberación de gas en los sistemas de separación de superficie y también para la precipitación del asfaltenos. El gas producido o recuperado en el sistema de separación de superficie redirigido algunas veces, al sistema de compresión para ser reutilizado ó inyectado directamente con el crudo producido a líneas de producción mediante la utilización de bombas multifases. Eliminando de esta manera la necesidad de quemar el gas.

El uso más eficiente del gas natural es normalmente a través de la inyección anular. El uso de este a través de la sarta de perforación no se recomienda dado que algún volumen de gas deberá ser

venteador cada vez que se vaya a realizar una conexión aunque esto pueda ser hecho de manera segura.

II.1.1.3. Nitrógeno criogénico

El nitrógeno es el gas más usado actualmente para aliviar la columna de fluido circulante en una operación bajo balance. El nitrógeno es un gas inodoro, incoloro e insaboro que compone las cuatro quintas partes de la atmósfera terrestre.

El nitrógeno fue descubierto en 1772 por el farmacéutico Sueco Carl Wilhelm Scheele y el botánico Escocés Daniel Rutherford. No es tóxico, ni inflamable ni corrosivo. Tiene una muy baja solubilidad en el agua e hidrocarburos y es virtualmente compatible con cualquier fluido utilizado en operaciones de perforación. No tiende a formar hidratos complejos ni emulsiones.

El nitrógeno forma la mayor parte de nuestra atmósfera dado el hecho de que la atmósfera está compuesta por:

Tabla 2.1 Composición de la atmósfera

78.03 %	Nitrógeno
20.93 %	Oxígeno
0.93 %	Argón
0.11 %	Otros gases

El nitrógeno usado en operaciones de pozos es normalmente entregado al equipo de perforación en forma líquida. Este tipo de nitrógeno es conocido también como nitrógeno criogénico. Es producido por la extracción desde el aire a través de la destilación fraccional. En este proceso el aire es convertido en líquido y este es después separado considerando los siguientes factores:

- El aire líquido se evapora a $-193\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-317\text{ }^{\circ}\text{F}$)
- El nitrógeno líquido se evapora a $-195.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-320\text{ }^{\circ}\text{F}$)
- El oxígeno líquido se evapora a $-182.7\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-297\text{ }^{\circ}\text{F}$)

El oxígeno empieza a evaporarse dejando un líquido rico en nitrógeno. Repitiendo los procesos de evaporación y condensación se puede conseguir un nitrógeno líquido con una pureza tan alta de hasta el 99.98%.

Únicamente en años recientes se han desarrollado equipos y materiales para manipular líquidos muy fríos como el nitrógeno en una escala comercial. El campo de la ciencia encargado de la tecnología que manipula líquidos cuyas temperaturas están por debajo de $-121.6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-187\text{ }^{\circ}\text{F}$) se denomina



criogenia. Todos los líquidos y equipos empleados para manipular estos líquidos fríos son denominados criogénicos y equipos criogénicos. Aceros especiales y aluminios son los materiales más ampliamente usados para construir equipos criogénicos.

Tabla 2.2 Propiedades físico – químicas del nitrógeno

Símbolo químico	N ₂
Peso molecular	28.016
Punto de ebullición normal	-195.7 °C, (- 320.45 °F)
Presión crítica	492.3 PSI
Temperatura crítica	-147.1°C (- 232.87°F)
Punto triple	-209.9 °C (- 345.9 °F) @ 1.82 PSI
1 Galón de líquido de N ₂	93.12 ft ³ gas
Calor latente de evaporación	85.67 BTU/lb
Calor específico (Cp) @ 25 °C (77 °F)	0.4471 BTU/(lb)(°F)
Calor específico (Cv) @ 21.1 °C (70 °F)	0.3197 BTU/(lb)(°F)
Relación de calor específico	1.401
Densidad de vapor saturado	0.03635 lb/ ft ³
Gravedad específica de vapor @ 14.7 PSI (Aire = 1)	0.967
Densidad del nitrógeno líquido en el punto de ebullición	50.443 lb/ ft ³

En operaciones bajo balance en el campo, el nitrógeno es extraído en su mayoría a través del proceso de separación de las moléculas de nitrógeno y de aire a través de un sistema de membrana. Esto es también conocido como generación de nitrógeno mediante tecnología de membranas filtrantes o tamices moleculares.

Tabla 2.3 Conversión de unidades para nitrógeno

	Datos para Conversion de Nitrogeno				
	Libras	Pies cubicos de Gas	Líquido (Galones)	Líquido (Pies Cubicos)	Líquido (Litros)
1 Lb	1.00000	13.80000	0.14830	0.01982	0.56130
1 Pie cubico de Gas	0.07240	1.00000	0.01075	0.00144	0.04068
1 Galon de Líquido	6.74300	93.05000	1.00000	0.13370	3.78500
1 Pie cubico de Líquido	50.45000	696.10000	7.48100	1.00000	28.32000
1 Litro de Líquido	2.78200	24.58000	0.26420	0.03531	1.00000
Las condiciones estandar del Nitrogeno son: 14.7 (PSIA) y 60 (° F)					

El costo del nitrógeno está principalmente influenciado por el costo del combustible necesario para generarlo y por los costos de renta de los equipos del sistema de generación.

El nitrógeno criogénico se transporta normalmente en tanques herméticos al vacío hechos de acero inoxidable y probado a 50 psi. El volumen de un tanque de nitrógeno para operaciones en costa afuera es normalmente de 2000 galones. Los camiones comerciales transportaran cantidades como 6,000 u 8,000 galones y los vagones de tren 12,900 galones de nitrógeno líquido. Los tanques de nitrógeno cuentan con válvulas de alivio para liberar nitrógeno gaseoso ya que debido al aumento en la temperatura el gas se expande y la presión aumenta.

Mientras la presión es liberada, el líquido remanente es enfriado. El nitrógeno líquido almacenado pierde continuamente en forma de gas. Este puede ser un tema importante en locaciones desérticas o tropicales en el momento en que el nitrógeno debe transportarse largas distancias. El nitrógeno criogénico en tanques de transporte de 2,000 galones ofrece nitrógeno de alta calidad y usa equipo que es generalmente menos costoso. El nitrógeno líquido se pasa por el convertidor/vaporizador de nitrógeno, donde se bombea el fluido bajo presión antes de convertirse a gas. Luego el gas se inyecta en la sarta. Generalmente, se requiere una unidad de vaporización/inyección y un tanque de trabajo, con tanques adicionales que van siendo suministrados a medida que se realiza el consumo.

Para operaciones que exceden las 48 horas, la demanda de nitrógeno líquido podría ser muy alta y esto podría presentar dificultades de logística.



Figura 2.1 Unidad de inyección de nitrógeno criogénico para perforación bajo balance

El uso de nitrógeno criogénico en operaciones costa afuera algunas veces no es recomendado, esto dependerá de su aplicación. Si se bombean 1500 (Pies/m) de nitrógeno durante un periodo de perforación de 24 horas, se requieren 15 tanques de 2,000 galones cada uno. El transporte de este volumen de nitrógeno hacia una plataforma es una tarea difícil y por lo tanto podría presentar implicaciones serias de seguridad. Si la perforación continúa a este ritmo por varios días, entonces se necesitaran dos barcos dedicados para mantener el suministro. Con el propósito de obviar el transporte de estos tanques, se recomienda el uso de generadores de nitrógeno en sitio.

II.1.1.4. Nitrógeno de membrana

En 1995 una patente Norteamericana fue registrada para un proceso que utiliza tecnología de membrana para la separación de gases para perforar pozos de aceite y gas con nitrógeno producido en sitio y así reemplazar el costoso nitrógeno producido criogénicamente, como una fuente alternativa de gas para los sistemas bajo balance. El sistema utiliza bancos de módulos para separar nitrógeno de la atmósfera. El nitrógeno gaseoso es generado introduciendo aire comprimido dentro de unas fibras de membranas huecas, que preferentemente separa el oxígeno y otros gases del aire dejando nitrógeno de una pureza de alrededor del 95%. El 5% remanente es normalmente oxígeno.

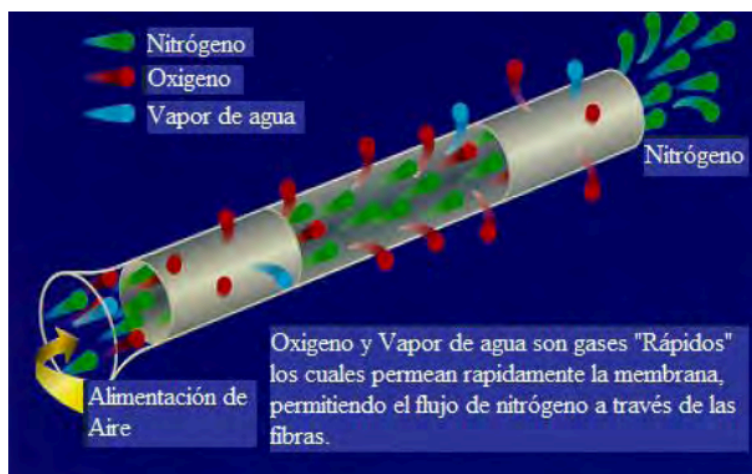


Figura 2.2 Tecnología de membrana de nitrógeno

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

Teóricamente, solo el nitrógeno fluirá a lo largo de la longitud total del sistema de membrana de tubos huecos alcanzando el punto de salida como producto mientras la corriente rica en oxígeno y el vapor de agua permean la membrana y fluyen a lo largo del sistema sin alcanzar el punto de salida pues son venteados previamente.

Uno de los aspectos importantes asociados con la generación del nitrógeno es su pureza. Dependiendo de la cantidad y presión del nitrógeno que se requiera, la pureza variará. A una pureza de 95%, será entregado el 5% de oxígeno. Un dispositivo para probar el porcentaje de oxígeno se incluye en los sistemas modernos para asegurar el corte del flujo de oxígeno si este excede límites peligrosos, lo que se da a valores mayores al 8% de contenido de oxígeno.

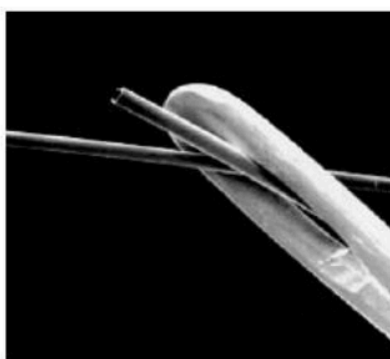


Figura 2.3 Vista de las fibras poliméricas



En una operación normal de perforación bajo balance, el contenido de oxígeno se limita al 5%. Aunque este porcentaje no suministrará oxígeno suficiente para causar niveles de explosión, es suficiente para causar problemas de corrosión. La corrosión se hace peor cuando se usan sistemas de salmuera a temperaturas elevadas. En muchas operaciones bajo balance usando nitrógeno de membrana, se tendrá que implementar un programa de control de corrosión para combatir los efectos del oxígeno en el sistema de perforación.

II.1.1.5. Gases de escape

Una potencial fuente de gas muy atractiva es la corriente de gas de desperdicio que viene de las unidades de propano auto contenido o de los motores diesel del equipo de perforación. Sin embargo, cuando se usa motores de combustión interna diesel, el proceso de combustión es relativamente ineficiente y el gas de escape puede contener de 10 a 15% de oxígeno más gases corrosivos tales como CO_2 y NO_2 que pueden reaccionar adversamente con los hidrocarburos producidos, de esta manera acelerando el proceso de corrosión.

El gas de escape de un motor diesel esta compuesto usualmente por aproximadamente el 83% de nitrógeno, 10% de dióxido de carbono, 3% de oxígeno, 2% de monóxido de carbono y el 2% de otros gases. Hasta la fecha, no hay casos registrados de operaciones bajo balance en los que se use gases de escape de los motores diesel. El sistema de gas de escape de propano es el objetivo de los nuevos sistemas de gas de escape. Una unidad de este tipo ha sido probada en un campo de tamaño considerable como es el Western Canadian Basin, después de dos años de investigación y desarrollo. El sistema de gases de escape original diesel tiene sus limitaciones dado su inefectivo proceso de combustión. Los motores de combustión de propano, cuando están bien afinados, hacen su combustión mucho más limpia con mucho menos oxígeno (frecuentemente menos del 2%) en el gas fluyente. Pero los temas de disponibilidad y transporte asociados con el gas propano en locaciones remotas han dejado la tecnología de gas de escape en la etapa de experimentación.

II.1.2. Sistema de niebla

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

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

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

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

Características de perforación con niebla:

- Similar a una perforación con aire pero con adición de líquido
- El mecanismo de limpieza es la velocidad de flujo en el anular, reduce el riesgo de formación de anillos de lodo
- Se requieren altos volúmenes de aire/gas (30 % - 40 % más que en la perforación con aire seco)
- Las presiones son generalmente más altas que en la perforación con aire seco
- La relación incorrecta de aire/gas – líquido produce bacheo, con el correspondiente incremento en la presión de inyección



Figura 2.4 Retorno en superficie de un sistema de niebla



II.1.3. Sistemas de espuma

Perforar con espuma es atrayente debido al hecho que la espuma tiene algunas cualidades y propiedades muy atractivas respecto a las bajas densidades hidrostáticas que pueden ser generadas con sistemas de espuma. La espuma tiene excelentes propiedades de transporte de cortes.

El hecho que la espuma tenga una viscosidad natural inherente así como propiedad de control de pérdida de fluido, las cuales pueden eliminar las pérdidas de fluido, hacen de la espuma un medio de perforación atractivo. Durante las conexiones y viajes, la espuma permanece estable y proporciona mayor estabilidad de presión en el fondo del hoyo.

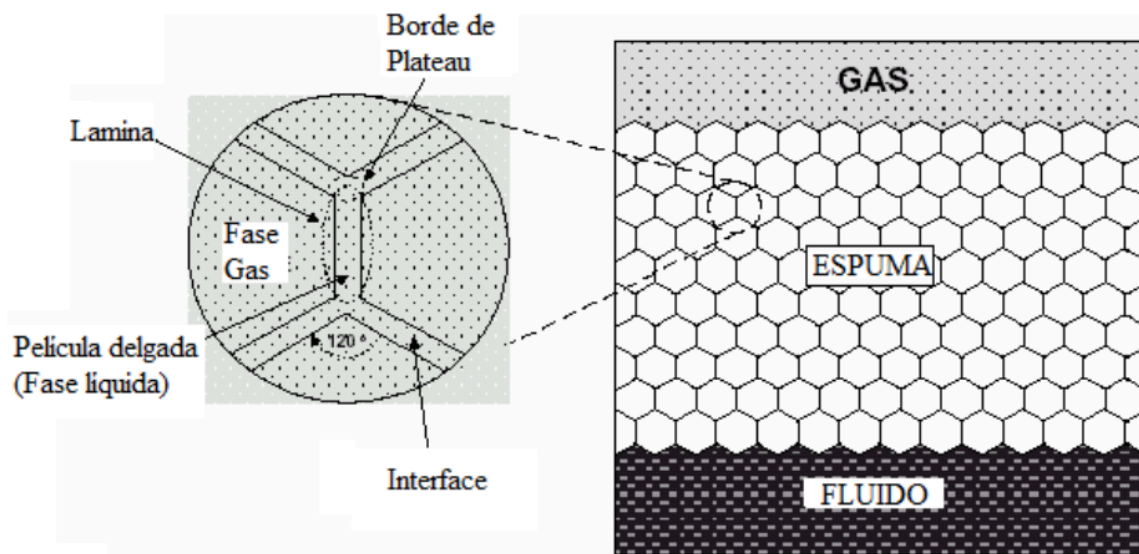


Figura 2.5 Estructura de la espuma

La espuma consiste en una fase líquida acuosa, formando una estructura celular que rodea y atrapa el gas. La espuma puede tener viscosidades extremadamente altas; en todas las instancias, su viscosidad es mayor que la del líquido y el gas que contiene. Durante la perforación con espuma, los volúmenes de líquido y gas inyectados dentro del pozo son cuidadosamente controlados. Esto asegura que la espuma se forme cuando el líquido entre a la corriente de gas en la superficie. El fluido de perforación permanece espumoso a través de su trayectoria de circulación hacia abajo a través de la sarta de perforación, hacia arriba en el anular y fuera del pozo.

La naturaleza más estable de la espuma también resulta en una condición de presión mucho más continua en el fondo del pozo debido a la lenta separación líquido/gas cuando la inyección se detiene. Adicionar surfactante a un líquido y mezclarlo con un gas genera la espuma.

La espuma utilizada para perforar tiene una textura similar a la espuma de afeitar. Es particularmente un buen fluido de perforación con una alta capacidad de acarreo y baja densidad. Uno de los problemas encontrados en el sistema convencional de espuma es que la espuma hace lo

que dice en su empaque, la espuma permanece estable, incluso cuando retorna a la superficie, y esto puede causar problemas en un equipo de perforación si la espuma no rompe lo suficientemente rápido. En los primeros sistemas de espuma utilizados para perforación, la cantidad antiespumante tenía que ser probada cuidadosamente de manera que la espuma rompiera antes de que cualquier fluido entrara en los separadores. En sistemas de circulación cerrados, la espuma estable puede causar problemas particulares de arrastre de líquido (Carry over).

Los sistemas de espumas estables desarrollados recientemente son más fáciles de romper y el líquido puede ser re – espumado, de esta manera se requiere menos agentes espumantes y puede ser utilizado un sistema de circulación cerrado. Estos sistemas, en general, se relacionan con algunos métodos químicos de ruptura y creación de espuma, o mediante la utilización de un aumento o disminución del pH para formar y romper la espuma. La calidad de la espuma utilizada para perforar está normalmente entre 80% y 95 % en superficie.

El término “Calidad” de la espuma significa que el sistema es de 80% a 95% gas, con un remanente de 5 a 20% de líquido. En el fondo del pozo, debido a la presión hidrostática de la columna anular, esta proporción cambia en la medida en que el volumen que ocupa el gas se reduce. Un promedio aceptable de calidad de espuma en el fondo del agujero es de 50 % - 60 %.



Figura 2.6 Retorno de un sistema de espuma

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



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

Las densidades de fluido de la espuma están en un rango de 0.2 a 0.8 gr/cc (1.6 lpg – 6.66 lpg). Los rangos de densidad son ajustados durante la generación de espuma mediante el ajuste de la fracción volumétrica de líquido (LVF - Liquid Volume Fraction) a través de la inyección de líquido y gas, y ajustando la contrapresión en el pozo. La contrapresión ajusta la presión en el fondo y reduce las velocidades anulares. Características de la perforación con espuma:

- La mayor proporción de líquido en el sistema genera una menor presión diferencial y reduce el influjo de agua de formación
- Capacidad de arrastre muy alta
- Velocidades de bombeo reducidas debido la capacidad mejorada de transporte de recortes
- La estabilidad de la espuma reduce las tendencias de bacheo del pozo
- La estabilidad de la espuma puede resistir los recesos de circulación sin afectar la remoción de recortes o la densidad equivalente de circulación
- Mejor control del proceso en superficie y un ambiente más estable de fondo de pozo
- El rompimiento de la espuma en la superficie necesita ser evaluado en la etapa de diseño
- Mayor cantidad de equipo requerido en superficie

Tabla 2.4 Relación de volumen de gas con respecto al sistema

Procentaje de Volumen de gas	Nombre del sistema
99.99 - 96 %	Niebla
96 - 55 %	Espuma
0 - 55%	Líquido Gasificado

Tabla 2.5 Volúmenes de perforación con espuma

Guías para Perforación con Espuma	
Volumen de Inyección de Líquido	16 - 80 (gpm)
Volumen de Inyección de Surfactante	0.3 a 1.0 % en peso 0.05 - 0.5 (gpm)
Volumen de Inyección de Gas	300 - 1000 (Scfm)

90% - 95%
0 – 55%

Guías para perforación
Volumen de inyección de
Volumen de iny
Surfactante
Volumen de inyección

II.1.3.1. Espuma estable

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

II.1.3.2. Espuma rígida

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

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

II.1.4. Líquidos gasificados

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

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



Características de sistemas de lodo gasificado:

- El líquido extra en el sistema casi siempre eliminara la influencia de los fluidos de formación a menos que ocurran incompatibilidades
- Las propiedades del lodo pueden ser fácilmente identificadas previo al inicio de la operación
- Generalmente, se requiere un volumen bajo de gas aunque esto depende directamente del grado de declinación de la formación a ser perforada
- Bacheo del gas y del fluido deben ser manejados correctamente para evitar picos de presión en fondo de pozo
- Se requiere equipo extra en superficie para almacenar y limpiar el fluido de perforación
- Las velocidades, especialmente en la superficie, serán más bajas, reduciendo erosión y desgaste en el fondo del agujero como en el equipo de superficie

II.1.5. Líquidos o fluidos de una sola fase

Un pozo perforado bajo balance con un sistema de fluido de una sola fase es referido algunas veces como sistema de “flow drilling”. Esta es la forma más simple de perforar bajo balance y la mejor manera de alcanzar la condición de bajo balance circulando a las velocidades requeridas. Siempre debe ser la primera consideración cuando se diseña un fluido.

II.1.5.1. Sistemas base agua

El agua, especialmente en pozos costa afuera, puede ser la primera consideración porque es barato y de fácil acceso. El agua puede ser separada o viscosificada fácilmente, y el sistema de circulación es similar al de una operación de perforación convencional. Cualquier viscosidad agregada al sistema debe ser considerada cuidadosamente cuando se perfora bajo balance. Recuerde que los fluidos deben ser desgasificados efectivamente en el sistema de separación. Una viscosidad muy alta en el sistema puede causar problemas de desgasificación del fluido.

II.1.5.2. Sistemas base aceite

Si las condiciones del yacimiento son tales que el agua se presume inapropiada, entonces el petróleo crudo, diesel o fluidos base aceite pueden ser considerados como fluidos de perforación, con el entendimiento y aceptación que cuando se perfora un yacimiento de crudo, este finalmente se

convertirá en un sistema de petróleo crudo ya que el fluido se mezclara con el fluido base y no podrá ser separado en el equipo de superficie.

Un sistema de petróleo crudo puede ser escogido mientras exista la posibilidad, pero se debe asegurar que el sistema sea adecuadamente desgaseificado antes de entrar al sistema de tanques del equipo de perforación.

II.1.6. Otros sistemas

El uso de aditivos como el uso de pequeñas esferas de vidrio, ha sido utilizado en un intento de alivianar el fluido. De todas formas, dado que estas esferas de cristal se quedan afuera del sistema salen en las temblorinas ó en el sistema de separación de sólidos o son aplastadas a lo largo de todo el sistema, el material deberá ser adicionado continuamente. Esta situación hace de esta una opción costosa y no muy efectiva para alivianar el fluido.

El uso principal de las esferas de cristal en la perforación es reducir la fricción y torque dentro de los pozos desviados. Las esferas de vidrio sólido actúan como rodamientos de bolas diminutas para reducir la fricción y presión diferencial. Son transparentes, de cal de sosa sólida, libres de picaduras y burbujas de aire.



Figura 2.7 Esferas de vidrio

Estas esferas son químicamente inertes y no afectan las características químicas del sistema de lodo, no son recomendados para prevenir pegas de tubería por presión diferencial.

Tabla 2.6 Descripción general de las esferas de vidrio

Grueso	12 - 20 mesh
Medio	20 - 40 mesh
Fino	170 - 325 mesh



II.2. SELECCIÓN DE FLUIDOS

El objetivo de la selección del sistema de fluido es escoger el fluido óptimo para perforar en condición de perforación bajo balance que reúna todos los requerimientos de salud, seguridad y medio ambiente así como los requerimientos técnicos solicitados.

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

En la perforación bajo balance se necesita seleccionar un fluido que proporcione la presión hidrostática. Este valor de densidad nos proporciona un punto de partida para la selección de un sistema de fluido. Este valor de densidad es probable que sea refinado, dependiendo de las pérdidas de presión en el sistema de circulación y del influjo esperado de fluidos del yacimiento a un diferencial de presión dado en la cara de la formación. Para calcular esta densidad inicial requerida, se deberá convertir la presión del yacimiento y las pérdidas por fricción a una densidad equivalente.

Los gradientes del fluido son calculados con base en la siguiente formula:

$$GF \text{ (lpg)} = \frac{\text{Presión del yacimiento} - \text{Presión de superficie} - \text{Pérdidas por fricción}}{(0.052)(\text{Profundidad del yacimiento (ft)})} \quad 2.1$$

Donde:

GF = Gradiente de Fractura (Libra por galón)

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

Tabla 2.7 Rango de densidades de fluidos

Peso Equivalente de Fluido	Sistema de Fluido
0 a 2 (ppg)	Nitrogeno o Gas
2 a 4 (ppg)	Sistema de espuma estable
4 a 7 (ppg)	Fluidos gasificados o Espumados
7 a 8.5 (ppg)	Crudo nativo o Diesel
8.5 a 10 (ppg)	Sistemas de fluido base agua
10 a 12 (ppg)	Sistemas de salmuera
12 (ppg) o mayor	No se recomienda para perforación bajobalance

La selección de fluido para perforación bajo balance tiene un rango de densidad que cubre el espectro entero desde gas hasta fluidos pesados o densificados.

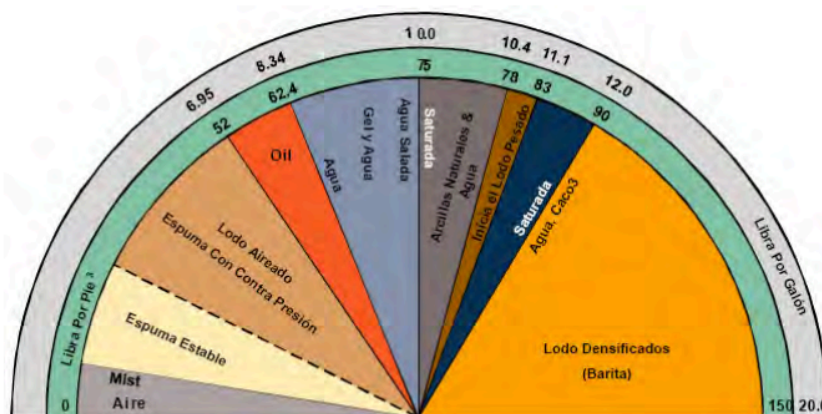


Figura 2.8 Clasificación y selección del tipo de fluido

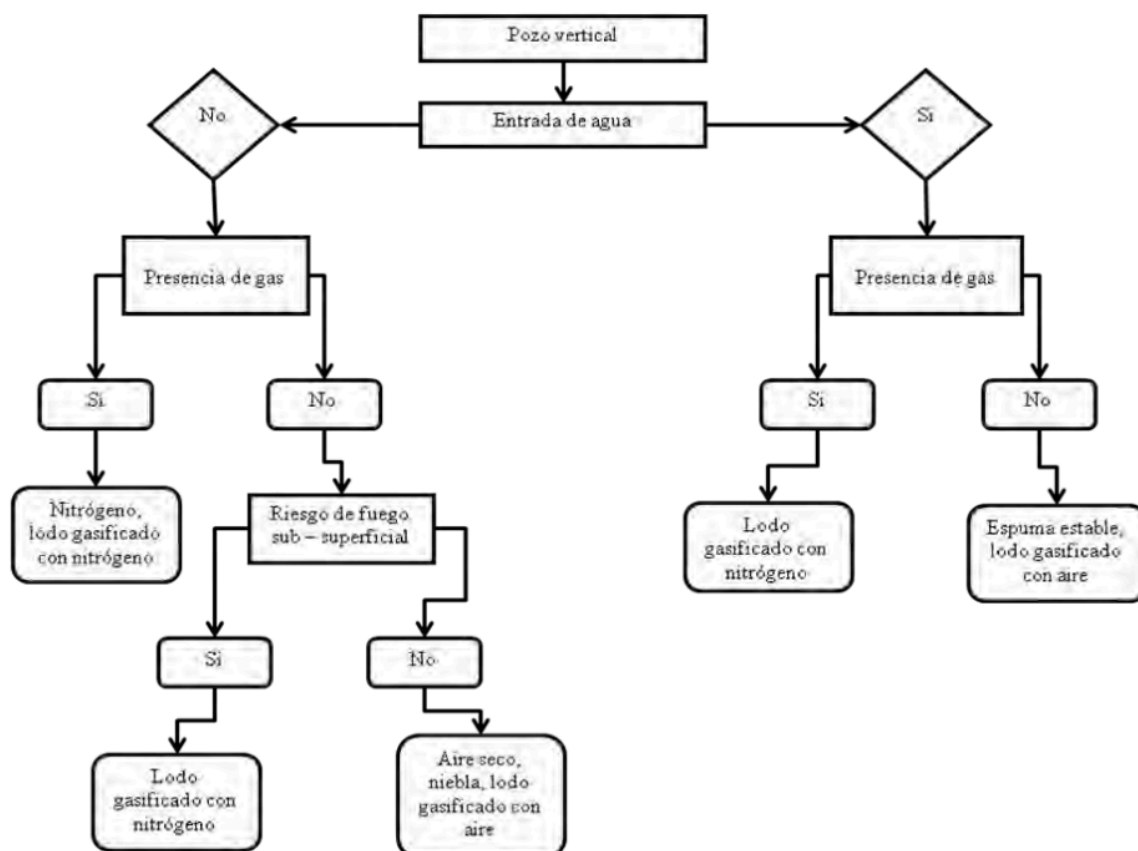


Figura 2.9 Selección de fluido de perforación para pozos verticales

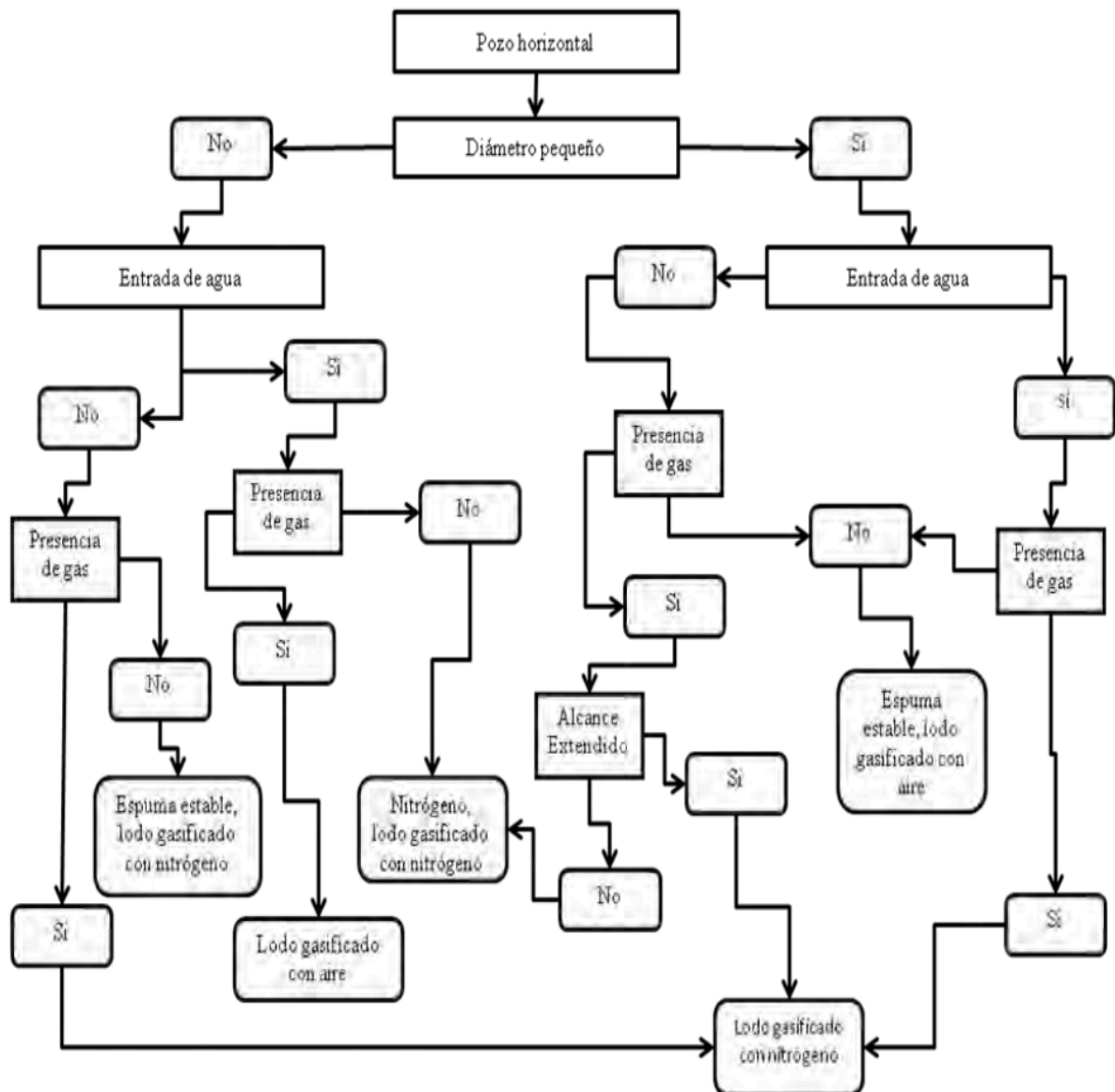


Figura 2.10 Selección de fluido de perforación para pozos horizontales



II.3. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Los diseños requeridos para obtener la condición bajo balance 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 bajo balance 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 reestablecer 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 sobre balance)

II.3.1. Inyección de gas mediante sarta parásita

Cuando se utiliza esta técnica, el gas es inyectado desde la superficie hasta un punto de entrada en el fondo del agujero. Generalmente, este 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; lo anterior permite que el gas introducido en el espacio anular de la última TR sea mezclado con el fluido de perforación.

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

El resultado de esta aplicación es que la presión ejercida por la columna hidrostática se reducirá, para así alcanzar la condición bajo balance sin interrupción.

La desventaja de esta técnica es el riesgo de que la tubería flexible se tapone durante la cementación de la tubería de revestimiento, 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 tubería de revestimiento.

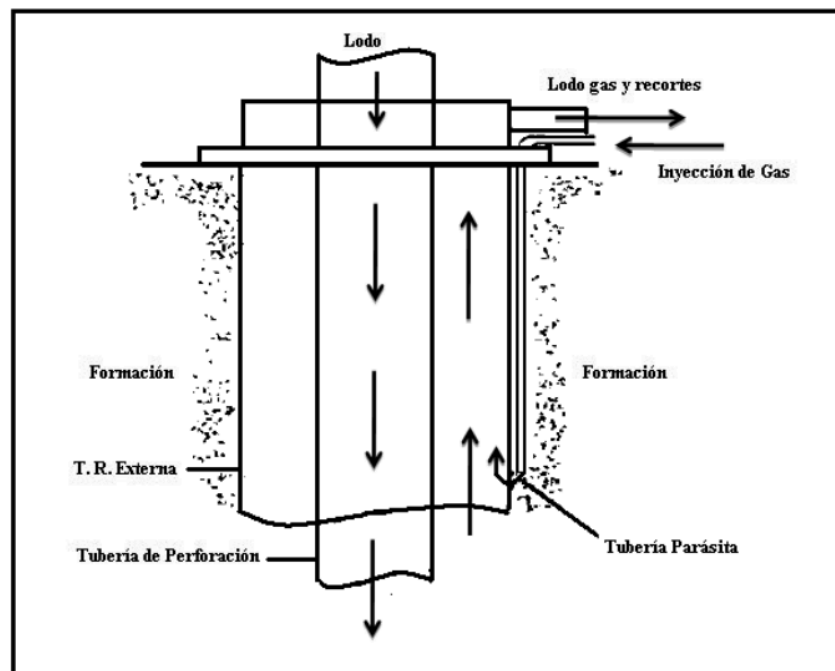


Figura 2.11 Sarta parásita

II.3.2. Inyección de gas mediante sarta concéntrica

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

La sarta de revestimiento temporal deberá ser descolgada y recuperada antes de correr el completamiento final. Otra alternativa es que un pozo viejo tenga un completamiento que incorpore mandriles de "gas lift" de tal manera que se pueda adecuar este sistema para obtener la presión requerida en fondo mediante la inyección de gas a través de estos mandriles.

La desventaja con este tipo de operación es que el tamaño del pozo y las herramientas requeridas están restringidos por el diámetro interno mínimo del completamiento.

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

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

Sin embargo, las desventajas de este sistema son que un esquema apropiado de revestimiento/completamiento debe estar disponible y que el punto de inyección debe ser localizado lo suficientemente profundo para lograr las condiciones bajo balance requeridas.

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

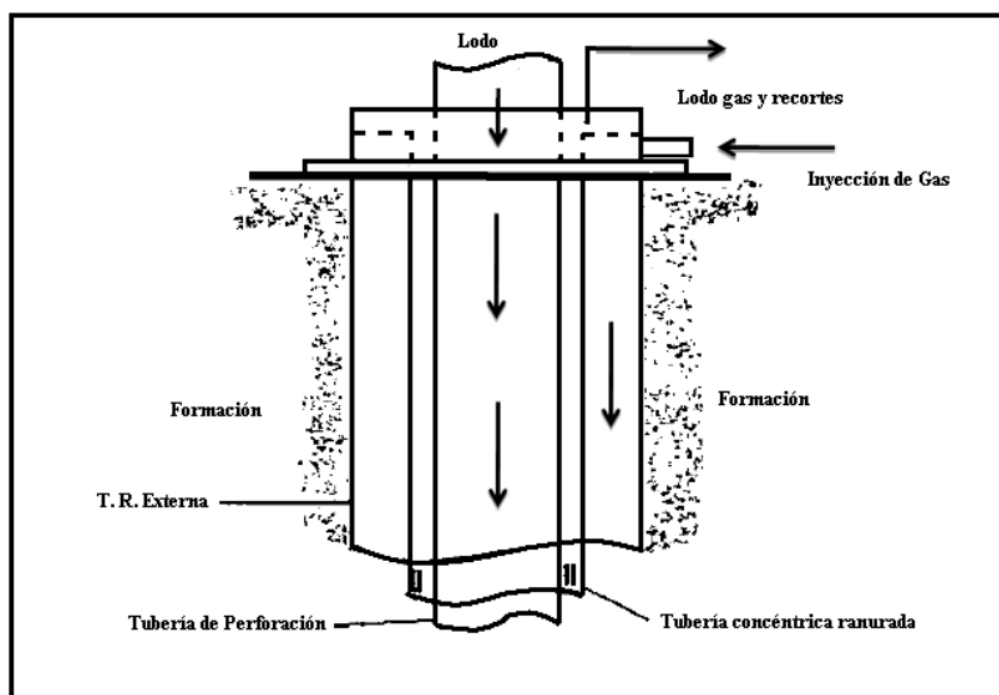


Figura 2.12 Sarta concéntrica

I



II.3.3. Inyección de gas mediante sarta de perforación

Esta técnica es la más utilizada 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 bajo balance. En esta técnica, la inyección del fluido es interrumpida para realizar conexiones de tubería, cuando esto sucede, la condición bajo balance se podría perder.

La inyección en la sarta de perforación es el más sencillo método de inyección de gas en el sistema de circulación. El gas comprimido es inyectado a través del múltiple de válvulas del stand pipe (Stand pipe manifold) donde se mezcla con el fluido de perforación. La ventaja más relevante de la inyección de gas en la sarta de perforación es que no requiere ningún equipo especial en fondo del pozo. El uso de válvulas confiables de no retorno es requerido para evitar el flujo vertical hacia arriba en la tubería. Las velocidades de inyección de gas usadas cuando se perfora con este sistema de inyección son normalmente menores que las usadas con inyección por el anular mientras que las presiones que se pueden obtener con este sistema son menores que las que se pueden conseguir con el sistema de inyección anular.

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

El uso de herramientas de MWD del tipo de pulso de lodo solamente es posible cuando se usa hasta un 20% de gas en volumen. Si se usan volúmenes mayores, el sistema de transmisión MWD por pulso no trabajara más. Para casos de volumen de gas superiores al 20% se deben usar herramientas especiales como por ejemplo las electromagnéticas.

Sin embargo, estas herramientas no trabajan muy bien en operaciones costa afuera o si se está perforando a través de formaciones altamente resistivas.

Como alternativa se puede conectar la herramienta MWD desde la superficie usando un cable eléctrico. Esta técnica ha sido utilizada con éxito previamente con tubería flexible así como con la sarta de perforación. Si se usa tubería de perforación, se pueden realizar conexiones húmedas; sin embargo el tiempo adicional usando esta técnica puede ser una limitación. Una desventaja adicional para la inyección por la sarta de perforación es la impregnación de gas en los sellos (rubber seals).

Motores de desplazamiento positivo son susceptibles a falla cuando los componentes de caucho son impregnados con el gas de inyección y por consiguiente son enviados de regreso a la superficie. Una vez que se ha hecho el viaje de regreso, el caucho puede explotar o hincharse como resultado del gas en expansión cuya dispersión fuera del estator no fue lo suficientemente rápido. Este efecto no se presenta únicamente en los motores, sino también en cualquier tipo de sellos utilizados en el fondo del pozo. Esto puede resultar costoso en una operación de perforación dado el aumento en la cantidad de motores utilizados por esta razón. Debido a este problema se han desarrollado

compuestos especiales de caucho y se continúa trabajando en el diseño de los motores para solucionar este problema.

La mayoría de los fabricantes de motores cuentan ahora con motores de desplazamiento positivo específico para el trabajo en estos ambientes. Pero si la inyección por la sarta de perforación es una opción, el uso de turbinas metálicas debe considerarse, dependiendo de las demandas de la operación. Debe tenerse especial cuidado en el desensamble de tuberías en caso que haya alguna presión alta de gas atrapada en la sarta.

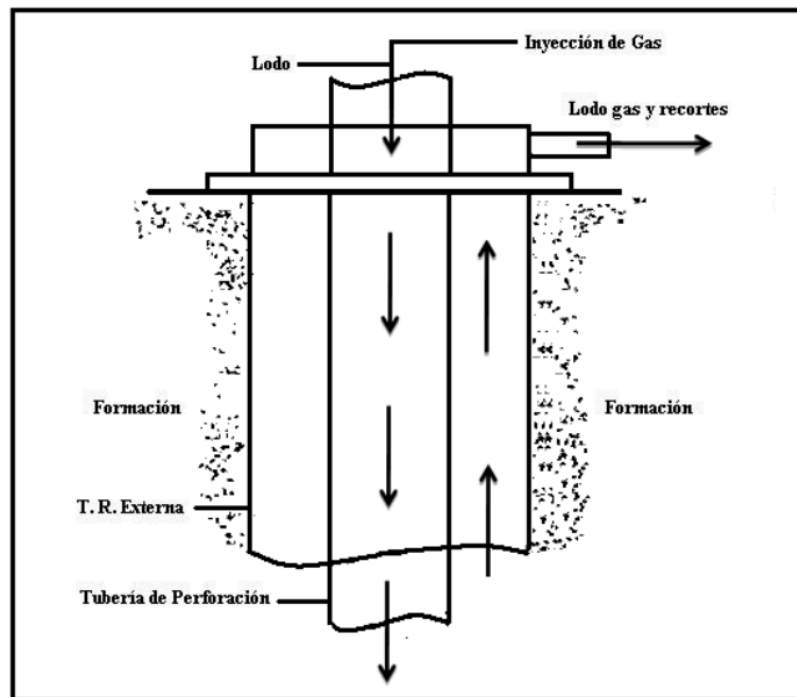


Figura 2.13 Sarta de perforación



II.4. MODELOS HIDRÁULICOS EN PERFORACION BAJO BALANCE

II.4.1. Modelos de fluidos monofásicos

La caída de presión en tuberías o conductos está en función de tres componentes:

- Presión estática
- Presión de fricción
- Presión de aceleración

Estos tres componentes de presión estática, fricción y aceleración trabajan de la siguiente forma en un programa convencional de hidráulica de una sola fase.

1. Presión Estática

En un modelo hidráulico convencional, la presión estática está directamente relacionada con la densidad del fluido.

2. Presión de Fricción

En un programa hidráulico convencional, el cálculo de la presión de fricción es un proceso de 5 pasos.

- Paso 1 Selección del Tipo de fluido

Normalmente está basado en uno de los siguientes 6 tipos:

- Fluido Newtoniano

Los fluidos se pueden clasificar en forma general, según la relación que existe entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de deformación resultante. Aquellos fluidos donde el esfuerzo cortante es directamente proporcional a la velocidad de deformación se denominan fluidos newtonianos. La mayor parte de los fluidos comunes como el agua, el aire, y la gasolina son prácticamente newtonianos bajo condiciones normales.

Características:

- Relación constante del esfuerzo de corte a la velocidad de corte
- La viscosidad es función de la temperatura
- La medición es realizada a temperatura constante

- El fluido empieza a moverse inmediatamente de ser aplicada una presión, la cual es el esfuerzo de corte producido por la bomba

La relación matemática que define al esfuerzo de corte es:

$$\tau = \mu \frac{dv}{dx} \quad \text{ó} \quad \tau = \mu * \gamma \quad \dots\dots\dots 2.2$$

Donde:

μ = Viscosidad, poise (dina-seg/cm²)

τ = Esfuerzo de corte, (dinas/cm²)

γ = Velocidad de corte, (seg⁻¹)

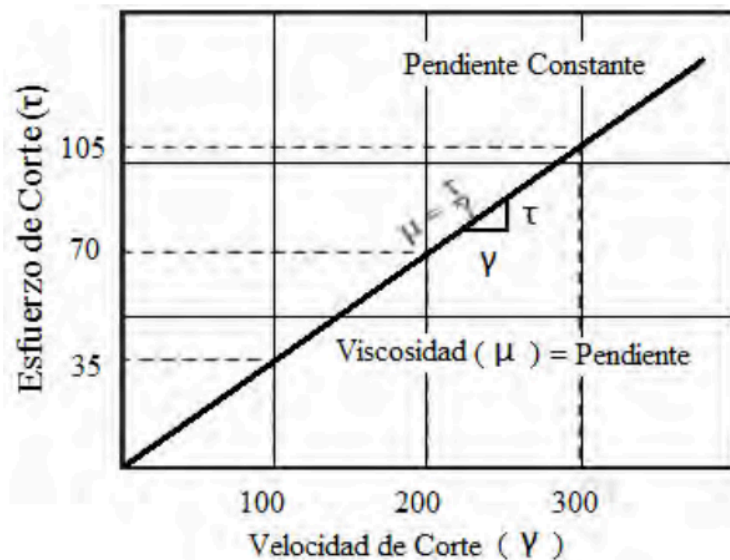


Figura 2.14 Esfuerzo de corte versus velocidad de corte

- Modelo Plástico de Bingham

La característica de un fluido plástico de bingham es que la relación velocidad de corte – esfuerzo cortante, es representado por una línea recta; esta no pasa por el origen y por lo tanto intercepta al eje de los esfuerzos en un punto diferente al origen. La implicación física de este comportamiento es que el fluido de Bingham requiere un valor finito del esfuerzo de corte para iniciar el flujo de fluido.



Este valor mínimo del esfuerzo de corte se denomina Punto de cedencia, el cual es un pseudo número obtenido de acuerdo al modelo de Bingham. En el campo, el punto de cedencia da una indicación de las fuerzas de atracción entre los sólidos.

La inclinación o pendiente de la línea que parte del valor del punto de cedencia, se llama viscosidad plástica, y es una medida del espesamiento del lodo y depende del contenido de sólidos, su tamaño y de la temperatura.

Matemáticamente esta relación para el fluido de bingham se puede expresar de la siguiente forma:

$$\tau = PC * \mu_p * \gamma \dots\dots\dots 2.3$$

El punto de cedencia se expresa en lbf/100 ft² y la viscosidad plástica en centipoises.

— Modelo de ley de potencia

Describe un fluido en el cual el esfuerzo de corte graficado en función de la velocidad de corte es una línea recta, cuando se utiliza papel de coordenadas Log/Log.

Se aproxima más al comportamiento de un fluido de perforación a bajas velocidades de corte, en comparación con el modelo plástico de Bingham, Se emplea para monitorear las características de suspensión y calcular la pérdida de presión del fluido de perforación en el anular.

$$\tau = k * (\gamma)^n \dots\dots\dots 2.4$$

Esta ecuación describe el esfuerzo de corte en función de dos constantes k y n.

La constante “k” es la medida de la viscosidad del fluido, la cual es uniforme para un fluido dado. El factor de potencia “n” es una medida del grado de desviación del comportamiento de un flujo newtoniano, el cual es uniforme para el flujo dado. Si:

n < 1 Fluido no – newtoniano de comportamiento pseudoplástico.

n = 1 El fluido es newtoniano.

n > 1 El fluido es dilatante, aumenta el esfuerzo cortante a altas velocidades de corte.

Las constantes “n” y “k” se pueden calcular a partir de dos puntos de datos cualesquiera de velocidad de corte/esfuerzo de corte. Se tiene mayor precisión si se utiliza “n” y “k” en intervalo de velocidades de corte de 5 a 200 seg⁻¹, para el anular, y de 200 a 1000 seg⁻¹ para el interior de la tubería.

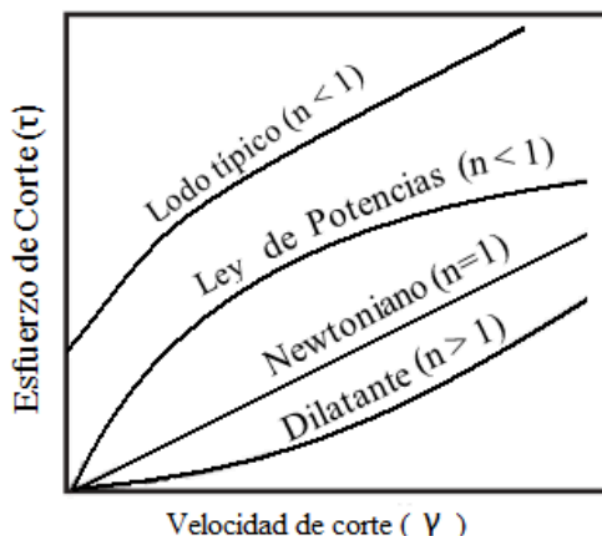


Figura 2.15 Relación velocidad de corte – esfuerzo de corte en fluidos no newtonianos

- Herschel – Bulkley (Modelo de Ley de Potencia modificado)

Este modelo combina las características de los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y de la Ley de Potencia. Tiene las siguientes características:

- Modelo de tres parámetros que reproduce los resultados de los tres modelos anteriores
- Puede ser utilizado para determinar el esfuerzo inicial (Esfuerzo cedente) requerido para inducir el fluido al flujo.
- En la práctica, se supone que el punto de cedencia es igual a la lectura de 3 rpm.

Con base en este supuesto, se calcula “n” y “k”. La forma general de la ecuación es

$$\tau = PC + k(\dot{\gamma})^n \quad \dots\dots\dots 2.5$$

Donde:

$$PC = \theta_3, \text{ lb/100 ft}^2$$

$$n = (3.32) \text{Log}[(\theta_{600} - PC)/(\theta_{300} - PC)]$$

$$K = \theta_{300}/511^n$$

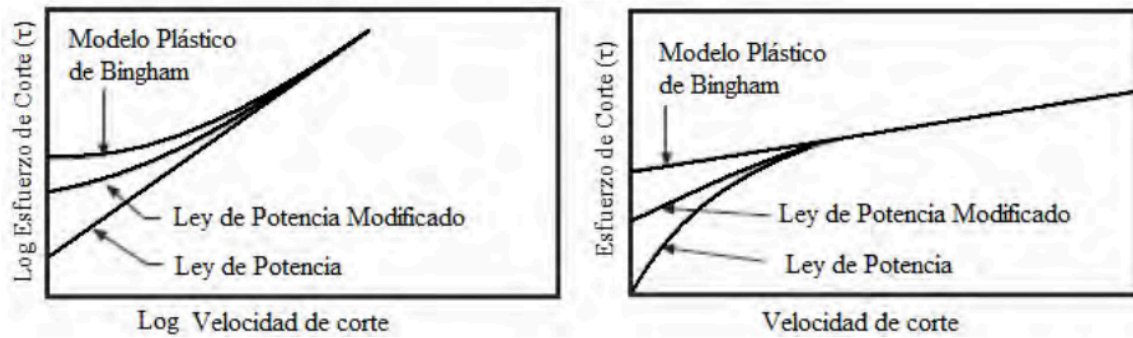


Figura 2.16 Comparación del modelo Herschel – Bulkley con respecto al plástico de Bingham y Ley de potencia

- Robertson – Stiff

Los modelos Newtoniano, plástico de Bingham y Ley de potencias son casos específicos del modelo Robertson – Stiff.

Características:

- Modelo de tres parámetros
- Incluye la lectura del cuadrante en un reómetro a 3 rpm.
- Esta ecuación se resolverá de manera iterativa para encontrar “n”.

Después, γ_o y “k” se pueden calcular resolviendo las ecuaciones siguientes:

$$\gamma_o = \frac{\pi \left[(N_3)(\tau_2)^{\frac{1}{n}} - (N_2)(\tau_3)^{\frac{1}{n}} \right]}{30 \ln b \left[(\tau_2)^{\frac{1}{n}} - (\tau_3)^{\frac{1}{n}} \right]} \dots\dots\dots 2.6$$

$$k = \tau_2 \left[\frac{n \left(1 - b^{-\frac{2}{n}} \right)}{\frac{n_2 \pi}{15} + 2\gamma_o (\ln b)} \right] \dots\dots\dots 2.7$$

$$\tau = K(\gamma_o + \gamma)^n \dots\dots\dots 2.8$$

$$\left(\frac{\tau_1}{\tau_2} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{N_3 - N_2}{N_3 - N_2} \right) + \left(\frac{\tau_3}{\tau_2} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{N_2 - N_1}{N_2 - N_1} \right) = 1 \dots\dots\dots 2.9$$

- N_3 , N_2 , y N_1 son las velocidades de rpm y $N_3 > N_2 > N_1$
- τ_3 , τ_2 y τ_1 son las lecturas del reómetro para el esfuerzo de corte, a N_3 , N_2 , y N_1 , respectivamente
- “b” es la relación del radio del forro rotor en el reómetro al radio del carrete

Robertson – Stiff ofrece la mejor aproximación para las pérdidas de presión en el sistema de circulación para la mayoría de las situaciones de perforación. Sin embargo, no emulará un fluido que siga la ecuación de Casson.

- Casson

El modelo de Casson se ajusta mejor al comportamiento de los fluidos de perforación cargados de sólidos en la región de bajas velocidades de corte comparado con los modelos plástico de Bingham o Ley de Potencia.

El uso de este modelo para los cálculos de la pérdida de presión es un proceso difícil y complicado. El modelo, de dos parámetros, se expresa como:

$$\tau^{1/2} = (\tau_y^{1/2}) + (\mu_\infty^{1/2})(\gamma^{1/2}) \dots\dots\dots 2.10$$

Donde un gráfico en coordenadas lineales de $\tau^{1/2}$ e $\gamma^{1/2}$ nos da $\tau_y^{1/2}$ como la intersección y $\mu_\infty^{1/2}$ como la pendiente de la línea recta.

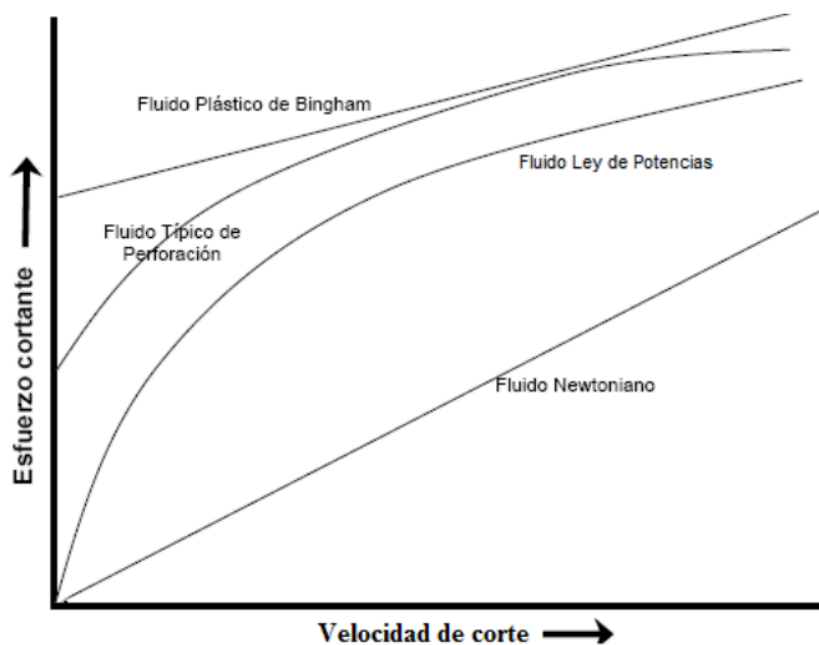


Figura 2.17 Comparación de los modelos reológicos



▪ Paso 2 Determinación del número de Reynolds

Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías. A este parámetro se le conoce como número de Reynolds.

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} \dots\dots\dots 2.11$$

▪ Paso 3 Determinación del régimen del flujo

Para calcular el valor de fricción, es necesario determinar el régimen de flujo. En conductos, los fluidos se mueven de acuerdo a cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: Laminar o Turbulento. El flujo laminar ocurre cuando las partículas de fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje conductor. A velocidades mayores, las partículas se mueven de una manera caótica, este es el caso del flujo turbulento.

El flujo laminar se presenta cuando $N_{Re} < 2300$ y el flujo turbulento cuando $N_{Re} > 3100$.

▪ Paso 4 Determinar el factor de fricción

Para flujo laminar de una sola fase, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \dots\dots\dots 2.12$$

Para flujo turbulento, el factor de fricción está dado por la ecuación de Colebrook y White:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots 2.13$$

Basándose en la ecuación anterior Moody preparo un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial. En éste se nota lo siguiente:

- Para $N_{Re} < 2300$ (flujo laminar) “f” depende exclusivamente del número de Reynolds.
- A partir de $N_{Re} = 3100$, se inicia la zona de transición. Dentro de ésta, “f” depende tanto de N_{Re} como ε/d (rugosidad relativa)
- La zona francamente turbulenta se inicia a diferentes valores de N_{Re} , dependiendo del valor de ε/d . En esta zona “f” es independiente de N_{Re} y varía únicamente con la rugosidad relativa. El valor de “f” puede obtenerse para flujo turbulento con:

$$f = \left(-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715 d} \right) \right)^{-2} \dots\dots\dots 2.14$$

- d) Cuando el flujo es crítico ($2300 < N_{Re} < 3100$) el factor de fricción se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = \left(\frac{N_{Re} - 2300}{2300} \right) \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715 d} + \frac{2.514}{N_{Re} \sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0.032 \dots\dots\dots 2.15$$

Los valores de “f”, expresados en estas últimas cuatro ecuaciones se utilizan, junto con la ecuación de Darcy, en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción.

El valor de “f”, para flujo turbulento, es función también de la rugosidad ε , para tuberías comerciales ε varía de 0.0006 a 0.0008 pg. Para tuberías de producción comúnmente se emplea un valor de $\varepsilon = 0.0006$ y para líneas superficiales de 0.0006 a 0.00075 pg.

La siguiente ecuación permite obtener un valor de “f” bastante aproximado, cuando el régimen de flujo es turbulento:

$$f = \left[1.14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right] \dots\dots\dots 2.16$$

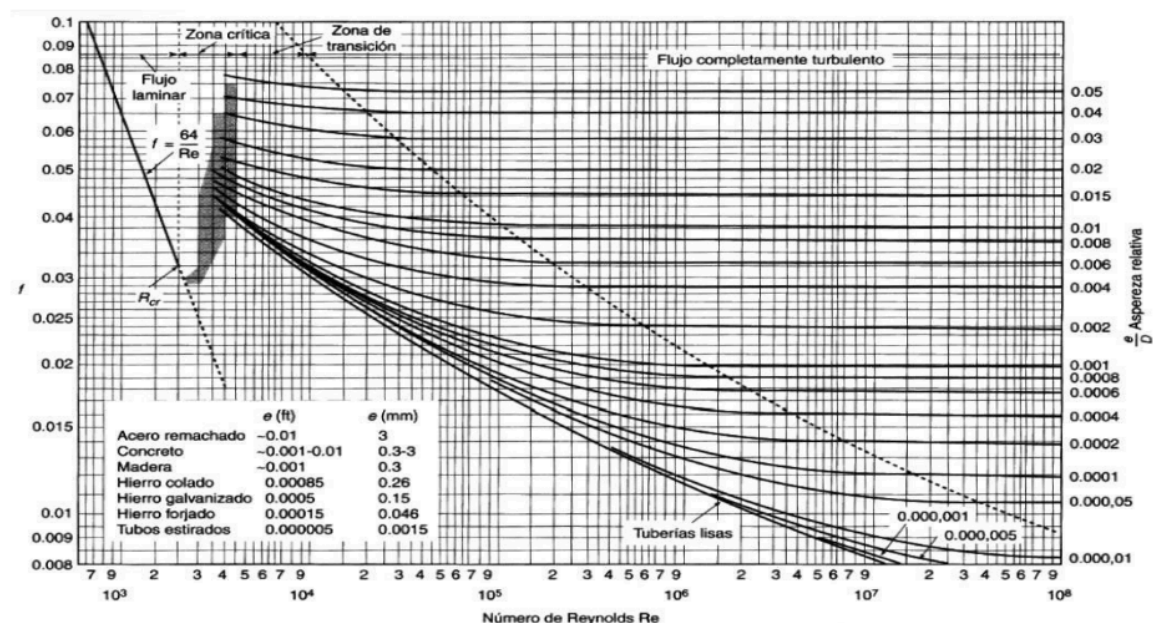


Figura 2.18 Diagrama de Moody



- Paso 5 Dado el régimen del flujo determine la pérdida de presión.

Darcy, weisbach y otros, en 1857, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación para calcular las pérdidas de presión por fricción, expresada en unidades constantes:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f q v^2}{2 g_c d} \dots\dots\dots 2.17$$

3. Presión de aceleración

Dado que no hay expansión (o muy poca expansión) del fluido entre el fondo del pozo y la superficie, este factor es normalmente ignorado en los programas convencionales de hidráulica.

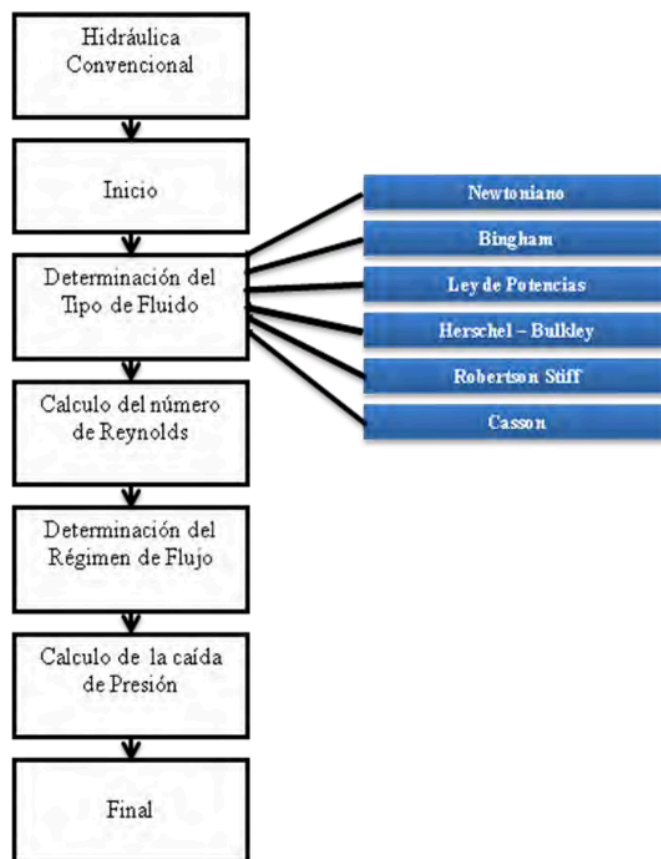


Figura 2.19 Hidráulica para modelamiento de flujo monofásico

Como podemos ver en los modelos hidráulicos convencionales, el cálculo de las pérdidas de presión del sistema es normalmente un proceso simple y rápido.



II.4.2. Modelos hidráulicos multifásicos

Los cálculos de flujo multifase difieren de cualquier tipo de cálculo hidráulico. El flujo multifase es probablemente uno de los flujos más complicados en la ingeniería conocidos en la industria. Los fluidos multifásicos, cambian considerablemente con presión y temperatura. En un sistema multifásico, todo el sistema es más complicado puesto que hay muchos más factores a considerar.

Características de un sistema multifásico:

1. Se presenta en varias fases (líquido, gas, sólidos) fluyendo al mismo tiempo.
2. La densidad, el comportamiento de las fases y la viscosidad cambian con la presión y la temperatura.
3. Los regímenes de flujo son más complejos.
4. Los regímenes de flujo dependen de la inclinación del ducto o camino de flujo y del comportamiento de fases.
5. El flujo multifásico puede ser modelado de varias formas diferentes:
 - Por medio de correlaciones determinadas experimentalmente mediante modelos de laboratorio debidamente instrumentados, llamadas correlaciones empíricas.
 - Por medio de correlaciones teóricas con una fuerte fundamentación en la matemática y las leyes físicas, las cuales son llamadas correlaciones mecánicas.
 - A través de correlaciones que combinan los dos métodos anteriores.

El número de variables, fluidos (gas y líquido), densidad, viscosidad, compresibilidad, densidad de los recortes, forma de los recortes, composición de los fluidos, etc. y la interacción variable hace los cálculos del flujo multifase una tarea difícil. Es entendible que esta tarea deba ser hecha con la asistencia de un software dado los recursos y tiempo requeridos para desarrollar tales cálculos complejos.

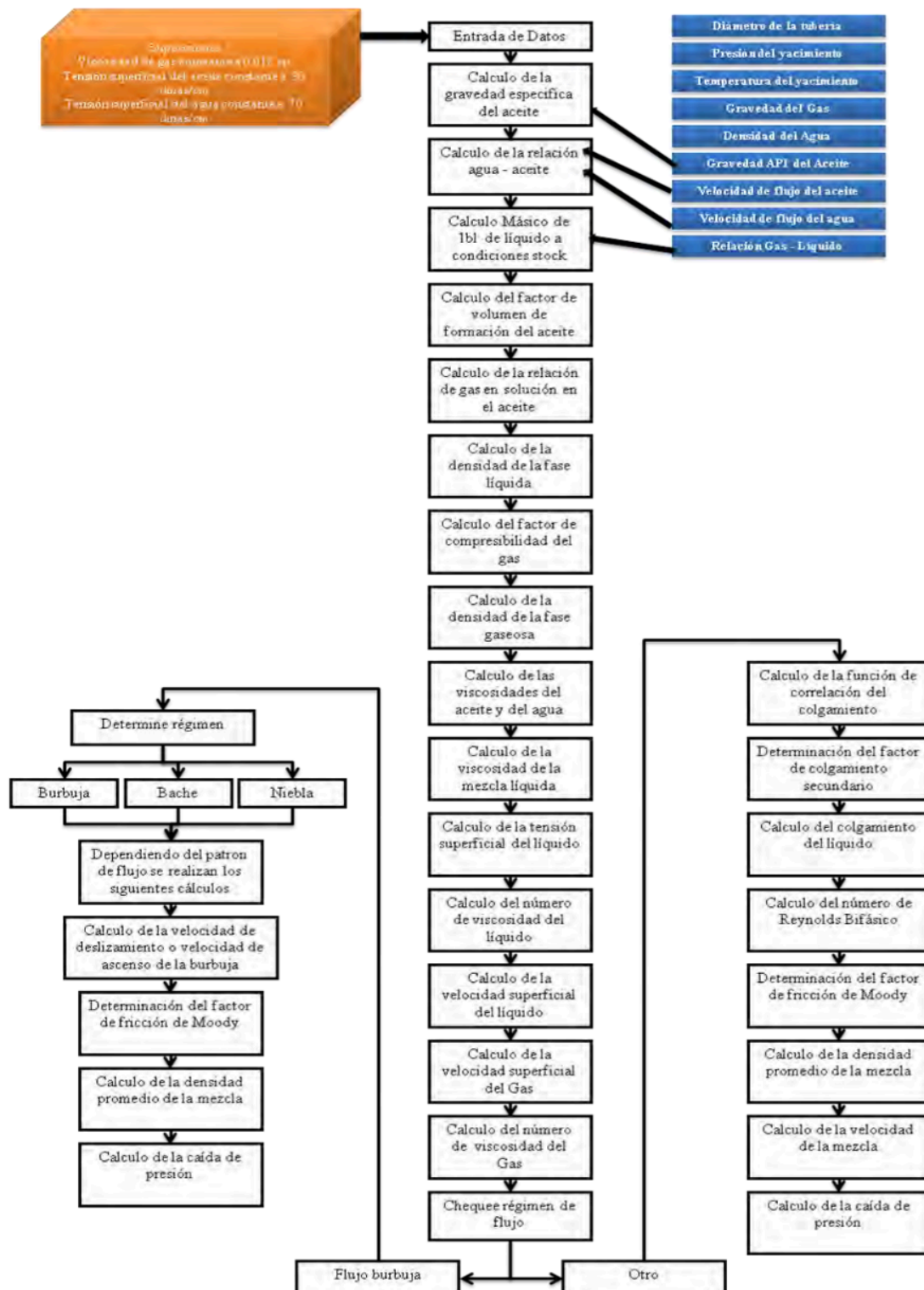


Figura 2.17 Hidráulica para modelamiento de flujo multifásico

II.4.3. Modelos de flujo multifásico actuales

Estos son algunos de los modelos actualmente disponibles para modelar el flujo multifase en la perforación bajo balance.

Tabla 2.8 Modelos actuales para simular un sistema de perforación bajo balance

COMPañÍA	NOMBRE DEL MODELO	DISEÑO BASICO
Maurer Engineering Inc Rogaland Research Shell / Landmark Nowsco Weatherford Petrobrás Schlumberger Neotec Wellflo Dynamics Signa Engineering	Mudlite 3 Dynaflodrigill Flodrigill Circa AMFM / Wunderdrill SIDHAM Sidekick (dynamic) Wellflo Flow Model (dynamic) HUBS	Modelo Espuma Chevron Modelo Mecanístico Basado en OLGAS Modelo Mecanístico (Estado estable) Combinación de varias correlaciones Combinación de mediciones físicas y calculos de Ingeniería Desconocido OLGAS (Control de Pozos) Modelo diseñado para pozos HPHT Diseñado UBD y producción Modelo OLGAS Modelo Mecanístico (Estado estable)

El modelo más ampliamente utilizado para perforación bajo balance es Neotec Wellflo 7. Aunque es un modelo estático, éste ha sido desarrollado con la ayuda de Ingenieros de perforación Bajo Balance durante más de 10 años y es considerado como el modelo disponible más adecuado para la industria.

El modelo Neotec Wellflo 7 esta basado en las siguientes correlaciones y ecuaciones dependiendo del tipo y dirección de flujo.

Tabla 2.9 Correlaciones utilizadas para flujo descendente

Flujo descendente	
Predicción del régimen de flujo	Beggs y Brill
	OLGAS
Colgamiento del líquido	Beggs y Brill
	OLGAS
Pérdidas de presión por fricción	Beggs y Brill
	OLGAS



Tabla 2.10 Correlaciones utilizadas para flujo ascendente

Flujo ascendente	
Predicción del régimen de flujo	Govier y Fogarasi
	Beggs y Brill
	OLGAS
	Gregory
	Ansari
Colgamiento del líquido	Aziz, Govier y Fogarasi
	Beggs y Brill
	OLGAS
	Gregory
	Hagedorn y Brown
	Ansari
Pérdidas de presión por fricción	Aziz, Govier y Fogarasi
	Beggs y Brill
	OLGAS
	Gregory
	Hagedorn y Brown
	Ansari

Tabla 2.11 Correlaciones utilizadas para flujo horizontal e inclinado

Flujo horizontal e inclinado	
Predicción del régimen de flujo	Beggs y Brill
	Mandhane, Gregory y Aziz
	Govier, Aziz
	Baker
	Taitel y Dukler
Colgamiento del líquido	Oliemans Mechanistic
	Hughmark
	Beggs y Brill
	Dukler
	Eaton
	Lockhart y Martinelli
	OLGAS
Pérdidas de presión por fricción	Oliemans Mechanistic
	Beggs y Brill
	Oliemans
	Lockhart y Martinelli
	Dukler
	OLGAS



Tabla 2.12 Correlaciones y ecuaciones utilizadas para simular el flujo monofásico

Sistema monofásico	
Relación Gas - Aceite	Standing
	Vasquez y Beggs
	Lasater
	Glaser
	Al Marhoun
	Petroski y Farshad
	Dokla y Osman
	Kartoatmodjo y Schmidt
Factor de volumen de formación del aceite	Standing
	Vasquez y Beggs
	Glaser
	Al Marhoun
	Abdul – Majeed y Salman
	Petrosky y Farshad
	Dokla y Osman
	Kartoatmodjo y Schmidt
Factor de volumen de formación del aceite bajo saturado	Vasquez y Beggs
	Al Marhoun
	Petrosky y Farshad
	Kartoatmodjo y Schmidt



Viscosidad del gas	Carr, Kobayashi y Burrows
	Lee, González y Eakin
Viscosidad del aceite	Chew y Connally
	Beggs y Robinson
	Khan
Viscosidad del aceite bajosaturado	Vasquez y Beggs
	Beal
	Khan
	Abdul – Majeed



Tabla 2.13 Correlaciones y ecuaciones utilizadas para simular el flujo multifásico

Sistema multifásico	
Ecuaciones de estado	Peng-Robinson
	Soave Redlich Kwong
Densidad del líquido	Calculada por ecuaciones de estado
	Hankinson – thomson
Viscosidad del gas	Carr, Kobayashi y Burrows
	Dean and Stiel
	Lee, González y Eakin
	Jossi, Stiel y Thodos
	Pedersen y Fredenslund
Viscosidad del líquido	Dean y Stiel
	Jossi, Stiel y Thodos
	Van Velzen / Letsou and Stiel
	Pedersen y Fredenslund



EQUIPO Y ARREGLOS UTILIZADOS EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE

III.1. EQUIPO PARA PERFORACION BAJO BALANCE

III.1.1. Equipo de control

El arreglo convencional de BOP utilizado para perforación no debería ser comprometido para operaciones de perforación bajo balance. No debe ser usado para operaciones rutinarias de perforación bajo balance ni tampoco para controlar el pozo excepto en caso de emergencia. Esto asegura que el arreglo de BOP se mantiene como un sistema secundario de control de pozo.

Un sistema desviador rotatorio y línea de flujo con válvula de cierre de emergencia se instala normalmente encima del BOP convencional para dar control en un pozo perforado bajo balance. Si se requiere, se pueden incluir preventores de ariete adicionales para facilitar algunas maniobras que se pueden dar durante las funciones operacionales de perforación bajo balance. Las líneas para matar y del choque deben ser dejadas en su lugar para permitir que se puedan hacer operaciones de matar el pozo.

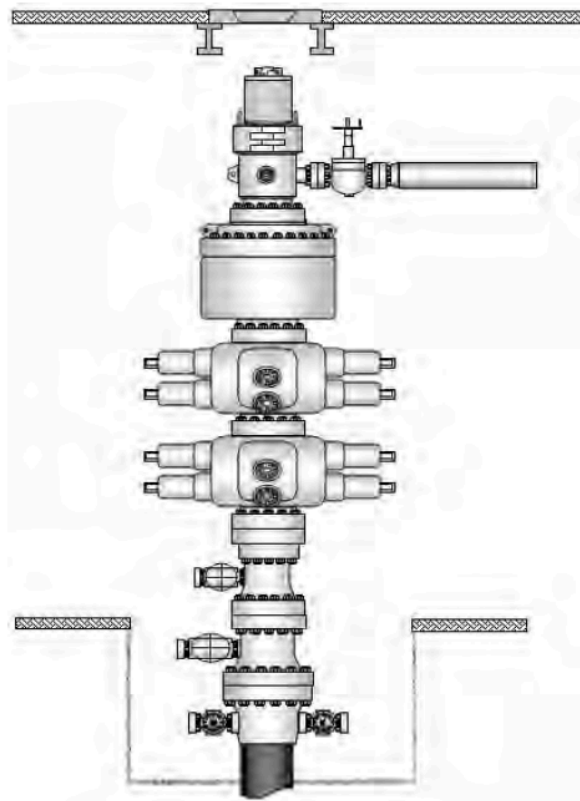


Figura 3.1 Esquema típico de preventores para perforación bajo balance.

III.1.2. Desviadores Rotatorios

El uso principal de un sistema desviador rotatorio es dar sello anular efectivo alrededor de la tubería de perforación durante las operaciones de perforación incluyendo los viajes. El sello anular debe ser efectivo sobre un amplio rango de presiones y para una variedad de tamaños de equipos y procedimientos operacionales. El sistema de desviador rotatorio de control consigue esto haciendo un sello alrededor de la tubería de perforación. El sistema de control rotatorio se compone de una carcasa donde los elementos de empaquetamiento son soportados entre los rodamientos y aislados por sellos mecánicos.

Hay actualmente dos tipos de desviadores rotatorios reconocidos:

- Activos

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

- Pasivos

El tipo pasivo usa un sello mecánico con acción sellante activada por la presión del pozo. Todos los sistemas de preventores tienen limitaciones, en magnitud de la presión a la cual pueden sellar, en la degradación del equipo de sello por el flujo, la composición de los diferentes fluidos del yacimiento y los gases a lo largo del tiempo, independientemente del tipo de sistema de control de preventores escogido en superficie.

La clave para hacer la selección correcta de un desviador de control rotativo para cada operación particular de perforación bajo balance está en la cuidadosa consideración y planeación de las posibles condiciones del pozo, como son:

- Velocidades de flujo esperadas
- Presiones esperadas
- El tipo de rotación de la tubería a ser conducido mediante el sistema de desvío

El criterio de selección de desviadores rotatorios está principalmente basado en las presiones estáticas y dinámicas esperadas.

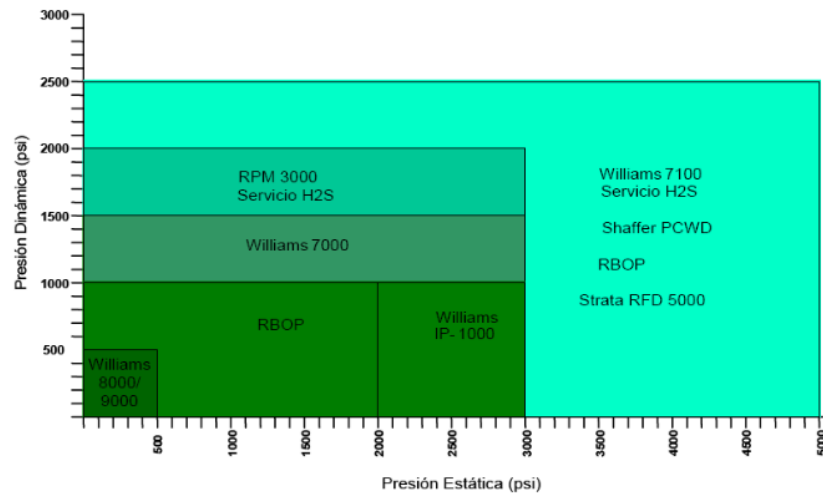


Figura 3.2 Carta de selección de desviadores rotativos

El API no reconoce actualmente los desviadores rotatorios de control como preventores de reventones, porque ellos no están diseñados para esto como primer objetivo. El API ahora reconoce la cabeza rotatoria como un desviador, pero no ha emitido ninguna documentación o certificación sobre estos sistemas aunque está en desarrollo actualmente por el comité IADC/UBD.

Los sistemas actuales de control para desviadores rotatorios son capaces de operar a 3000 psi cuando rotan a 200 rpm con una máxima presión estática de 5000 psi y una máxima presión de 3000 psi durante operaciones de stripping.

Esta última generación de desviadores rotatorios de control es compatible con los sistemas rotatorios de potencia (Top Drive y Power Swivel) y han sido probados como una excelente herramienta para realizar operaciones de stripping de tubería.



Figura 3.3 Desviadores rotativos de control – sistema pasivo

Características de la cabeza rotatoria (Modelo 7100)

El modelo Williams® 7100 está diseñado para manejar los requerimientos más exigentes en operaciones de perforación con presión controlada: bajo balance, MPD, perforación con aire, etc. Cumplen con las nuevas especificaciones API 16RCD, fabricada con materiales que cumplen con la norma MR-0175-90 lo que las hace aptas para trabajar en ambientes con presencia de H₂S.

Los principales componentes del sistema son:

- Un Tazón o Mortero probado a alta presión.
- Sistema de elemento rotatorio (Balero) de doble elemento de sello
- Una unidad remota de poder modular a prueba de explosión
- Un panel de control



Figura 3.4 Cabeza rotativa y sellos del elemento rotativo

Sistema de elemento rotatorio. Sistema de doble sello pasivo permanente donde su efectividad aumenta al aumentar la presión de cabeza de pozo.

Refrigeración. El sistema de refrigeración aumenta la vida de los sellos internos del balero y minimiza la probabilidad de falla por temperatura.

Sistema de lubricación positiva. Este sistema de lubricación mantiene todas las partículas de lodo fuera de los valeros y permite más vida útil al sistema de sellos.

Sistema hidráulico de grapas. Este sistema hidráulico de apertura y cierre de las grapas hace más seguro el procedimiento de cambio de balero y mantiene una fuerza constante de cierre durante la operación.



Unidad de potencia



Consola de control remoto



Sistema de potencia – Alimentación 220 Voltios, 50 – 60 Hertz, 3 Fases.

Aloja las bombas de los sistemas de lubricación y de refrigeración del balero

Contiene el sistema de control de presión para la bomba de lubricación del balero.

Acciona las grapas hidráulicas del tazón de la cabeza rotatoria y monitorea los siguientes parámetros:

- Presión en cabeza de pozo
- Presión de inyección de aceite del sistema de lubricación del balero
- Presión del sistema de cierre hidráulico del candado

Figura 3.5 Características de la unidad de potencia y consola de control remoto

Esta unidad está equipada con una válvula de desfogue para purgar el sistema en aplicaciones con gases amargos. Esta válvula de 2" 5000 lb/pg² permite además purgar la presión entrampada en el sistema antes de retirar el ensamble de baleros.

La cabeza rotatoria Williams® 7100 es apta para trabajar con flecha hexagonal o con "Top drive". Presenta doble elemento de sello. Los elementos de sello se ajustan y se auto – activan para una seguridad adicional a medida que aumenta la presión durante la perforación. Esto se logra sin sacrificar el sello a baja presión.

Los elementos de sello vienen en materiales para trabajar con diferentes tipos de fluidos base agua, aceite (incluyendo emulsión inversa con altos contenidos de aromáticos), y diesel, además de fluidos nitrogenados. Además, se pueden utilizar con tuberías entre 3 1/2" a 5" de diámetro externo.

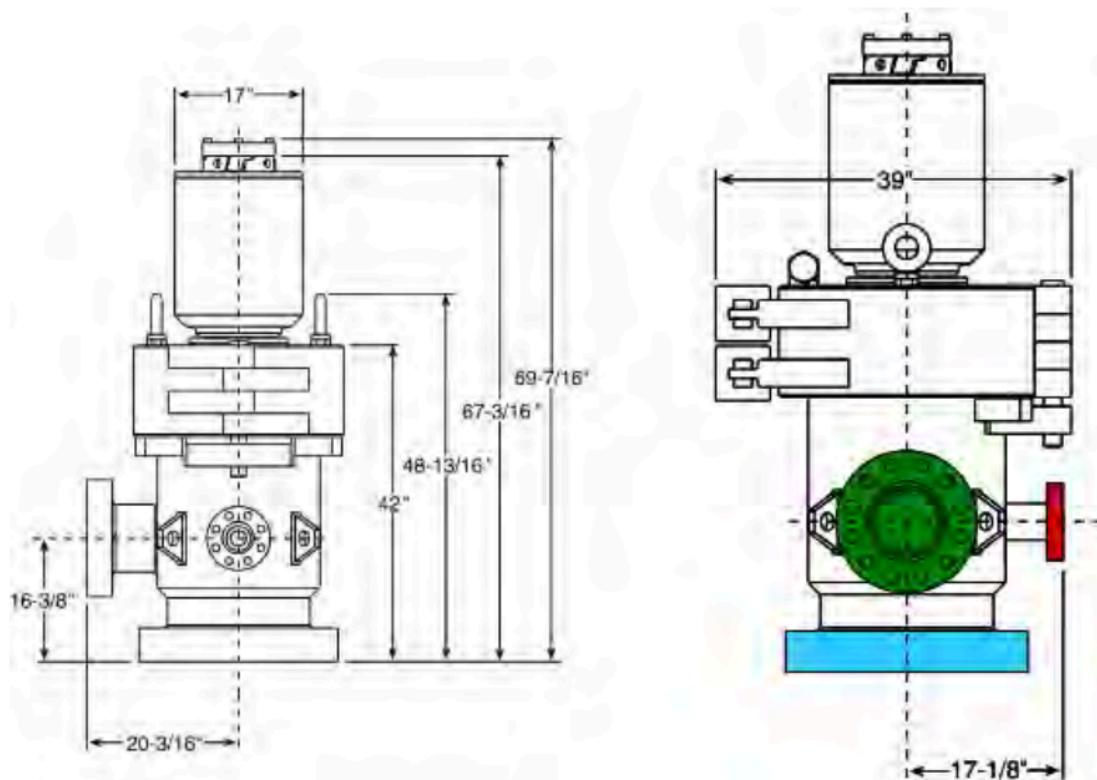


Figura 3.6 Especificaciones técnicas cabeza rotativa 7100

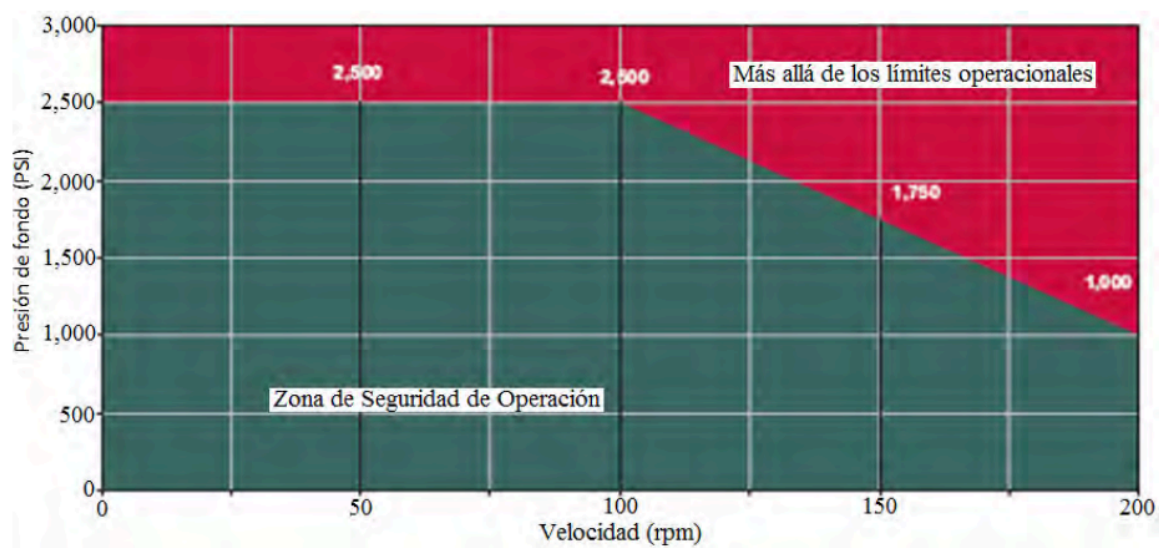


Figura 3.7 Carta de presión en cabeza de pozo vs. velocidad rotacional Modelo 7100



III.1.3. Equipo de separación

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

1. Aceite
2. Agua
3. Gas
4. Sólidos

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

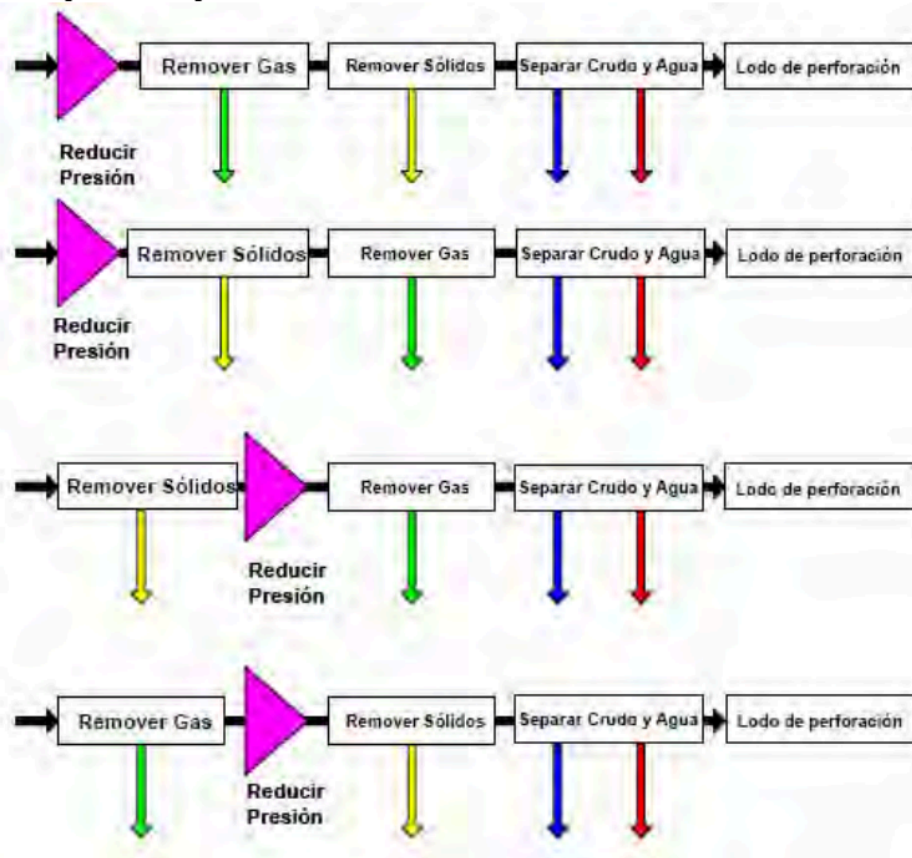


Figura 3.8 Esquemas de separación de fluidos en perforación bajo balance

El esquema mostrado es muy dependiente de los fluidos esperados del yacimiento. Normalmente se escoge el primer esquema, pero si se espera que la erosión sea un problema se pueden remover los sólidos primero.

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

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

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

III.1.3.1. Separadores verticales

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

La ventaja de los separadores verticales es la reducida área requerida para su instalación y su mejor capacidad de manejo de gas. Un separador debe tener las siguientes habilidades:

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

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

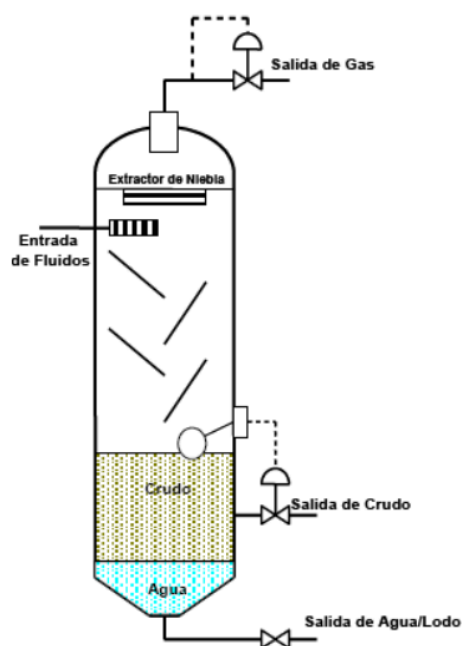


Figura 3.9 Separadores verticales utilizados en campo para perforación bajo balance

III.1.3.2. Separadores horizontales

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

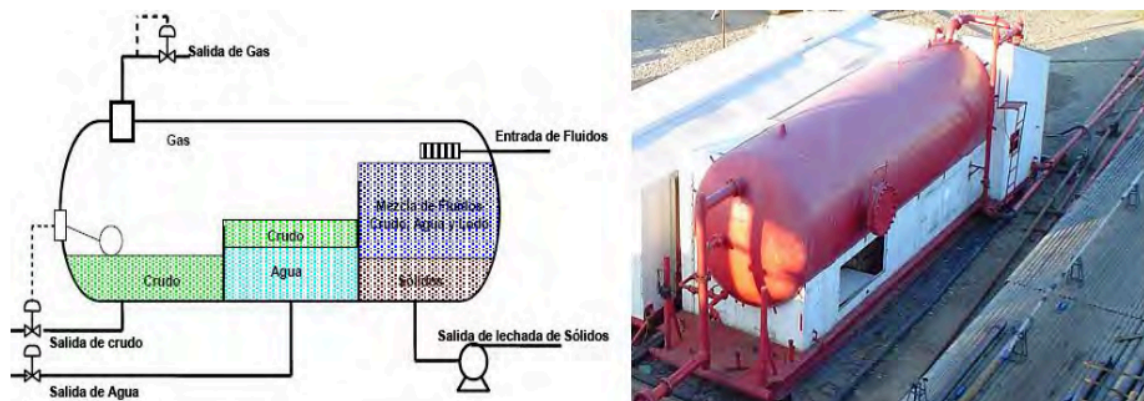


Figura 3.10 Características del separador horizontal utilizado en perforación bajo balance

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

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

III.1.4. Múltiple del Estrangulador / Estrangulador Manifold

Choque, múltiples de choque y múltiples de tubería son partes importantes de cualquier operación de perforación bajo balance y juegan un papel en el proceso total de mejoría de la seguridad en todas las operaciones de perforación bajo balance.

El múltiple de estrangulación debe ser diseñado para manejar los máximos volúmenes esperados del pozo equipado con choques duales (uno hidráulico y otro manual). Esta redundancia permite que un choque opere mientras el otro está aislado o en mantenimiento.

Sin la tubería apropiada y control de flujo en la superficie, el anular y los flujos de inyección integrales al sistema pueden llegar a ser un peligro para todo el sistema de control en superficie.



Todos los Choke manifolds en operaciones bajo balance deben ser diseñados para soportar la presión, temperatura, posible erosión y corrosión del flujo de retorno de los fluidos de perforación, gases y sólidos.

El choke manifold ó múltiple de estrangulación usado para perforación bajo balance debe ser un manifold separado del manifold estándar del equipo de perforación. Ambos múltiples deben permanecer independientes el uno del otro.



Figura 3.11 Estrangulador manifold



Figura 3.12 Caseta de estrangulador

III.1.5. Presa de separación Skimmer

Es un sistema de separación en superficie llamado Skimmer, para perforación bajo balance, consiste en:

Una presa con compartimientos para la separación de sólidos por decantamiento en el compartimiento número 1. Separación de fluido de perforación y del aceite pesado por diferencia de densidades en los compartimientos número 2 y número 3 durante la perforación bajo balance.

Además tiene dos bombas centrífugas para la transferencia de fluido de los tanques Skimmers hacia temblorinas del equipo de perforación y una bombas tipo tornillo, para la transferencia de sólidos.

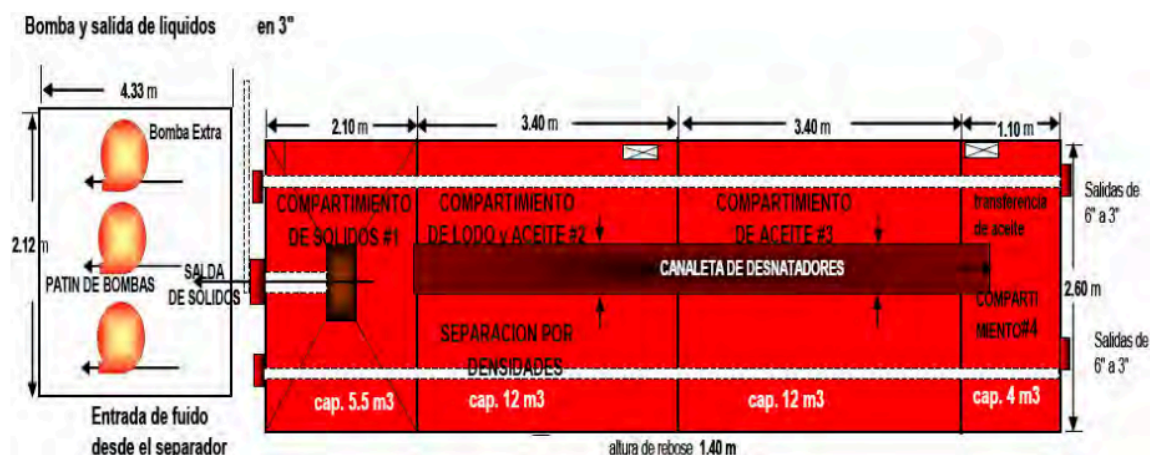


Figura 3.13 Presa de separación Skimmer



III.1.6. Bombas utilizadas en perforación bajo balance

III.1.6.1. Bomba de cavidades progresivas

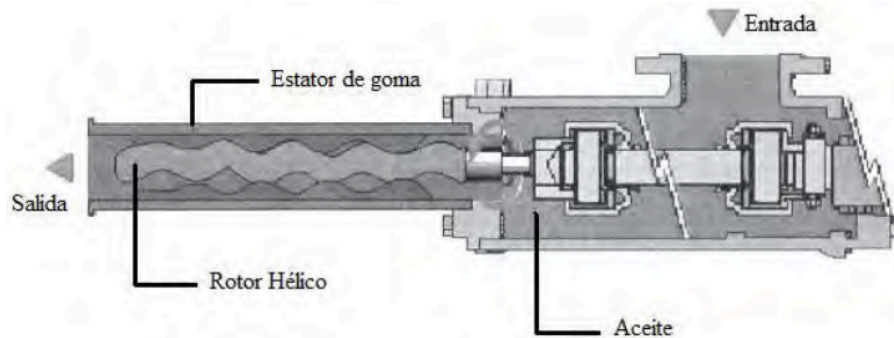


Figura 3.14 Bomba de cavidades progresivas

Características:

- Normalmente impulsadas eléctricamente
- Bombas robustas que pueden manejar pequeñas partículas sólidas
- La descarga de la bomba no puede ser muy grande debido al desplazamiento

III.1.6.2. Bomba centrífuga

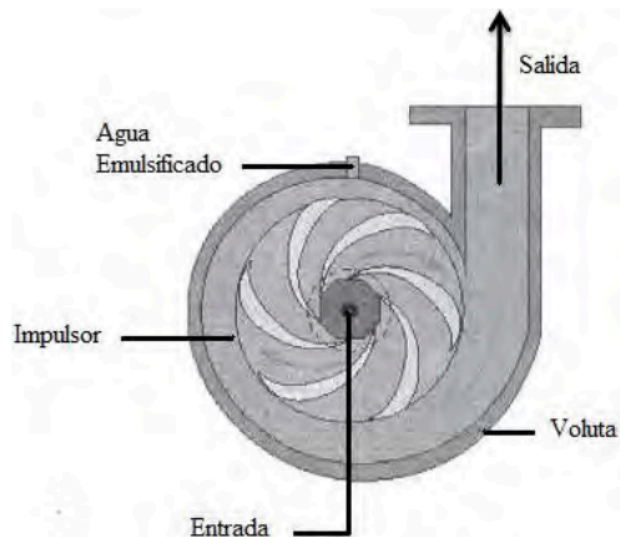


Figura 3.15 Bomba centrífuga

Características:

- Normalmente impulsadas eléctricamente
- Estas son usadas para transportar aceite y agua a instalaciones de almacenamiento
- La potencia debe de ser la suficiente para transportar fluidos viscosos sin sobrecalentarse
- Las bombas centrífugas son adecuadas para mover grandes volúmenes de fluido cuando no hay tanques presurizados disponibles

III.1.6.3. Bomba de químicos

Es una bomba química de un solo pistón y alta presión impulsada con aire. Esta tiene capacidad limitada de hasta 30 gal/hr.

Características:

- Normalmente activadas por aire
- El tipo de pistón usado para inyección de químicos a una corriente de alta presión
- El fluido debe de estar completamente limpio
- Algunos químicos pueden dañar los rodamientos y los asientos de válvula

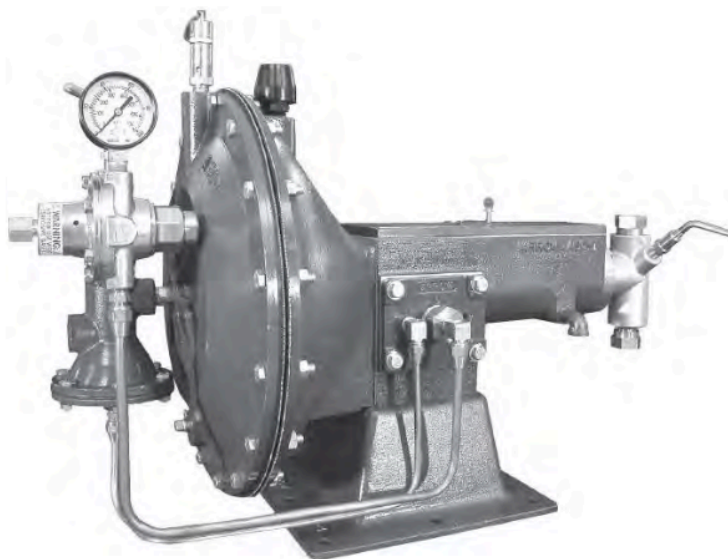


Figura 3.16 Bomba de químicos



Durante las operaciones y aplicaciones de un pozo estas pueden requerir la inyección de químicos en la corriente de flujo. Los químicos que son inyectados usualmente son pequeños volúmenes y para esto se utiliza una bomba de químicos.

Aplicaciones donde una bomba de inyección de químicos puede ser utilizada.

1. Metanol inyectado corriente arriba del estrangulador, tan cerca como sea posible de la cabeza del pozo, ayudara a prevenir formación de hidratos a través del estrangulador durante caídas de presión (en aplicaciones well testing)
2. Agentes antiespumante en la corriente de flujo ayudan a prevenir la formación de espuma en el separador. La espuma ocupara el volumen del separador muy rápido, especialmente durante grandes caídas de presión, resultando en arrastre del fluido del pozo hacia el quemador creando un incidente
3. Inhibidor inyectado para prevenir corrosión en la tubería de perforación o en el equipo de separación
4. Químicos surfactantes para crear espuma
5. Aceite para lubricar martillo
6. Otros químicos

III.1.7. Quemador

Como se producen hidrocarburos mientras se desarrollan las operaciones de perforación bajo balance, estos deben manejarse en la localización. El gas es normalmente enviado al quemador mientras el crudo y el condensado se almacenan y se bombean luego a la instalación de proceso.

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

La disposición del equipo debe mantener adecuadas distancias de separación de la cabeza del pozo y todas las fuentes externas de ignición. Los criterios de separación deben cumplir las regulaciones aplicables y las especificaciones del operador. El quemador, debe siempre colocarse viento abajo con respecto a la dirección prevaleciente de los vientos encontrados en el área.



Figura 3.17 Quemador para perforación bajo balance



III.1.8. Unidad generadora de nitrógeno

Es una unidad que contiene todo el equipo requerido para el proceso de separación del gas por membrana. Este proceso toma aire comprimido en las fibras huecas de la membrana separando luego hacia fuera el oxígeno y otros gases “rápidos”, dejando el gas de nitrógeno de alta pureza.

Son unidades diseñadas para trabajar con los siguientes parámetros:

- Con un máximo de 3000 pie/min y un mínimo de 1000 pie/min de aire.
- Con una temperatura de entrada de aire menor o igual a 100°F.
- Con una presión de entrada de aire entre 175 psi y 220 psi.
- Con una alimentación eléctrica de 480 volt. trifásicos – 60 Hz y de 100 a 125 amps. que se produce con su respectivo generador o conectándose en el sitio de trabajo en paso especiales.

El nitrógeno gaseoso es generado al introducir el aire comprimido en las fibras huecas de la membrana especiales que separan el oxígeno y otros gases ricos del aire dejando nitrógeno de alto grado de pureza, alrededor de 95%. El 5% restante es normalmente oxígeno. El principal concepto de trabajo sobre el tema es que el oxígeno es un gas rápido y nitrógeno es un gas lento. Cuando el aire comprimido pasa por los bulbos o fibras el oxígeno sale atravesando las paredes (permean la membrana), y el nitrógeno sigue hasta el final.

Teóricamente, solo el nitrógeno fluirá por la longitud completa del tubo hueco del sistema de membrana y saldrá como la corriente de producto (en la actualidad pequeñas cantidades de otros gases salen también). El oxígeno y el vapor de agua penetra las fibras antes del punto de salida para luego salir venteadas hacia la atmósfera.

El equipo típico en una unidad productora de nitrógeno incluye un calentador, un receptor de aire, un separador de humedad, filtro de carbón y un filtro de partículas. La operación apropiada y el mantenimiento del sistema de filtración prevendrán la contaminación por partículas aceitosas de agua condensadas, aerotransportadas y residuos de tubería y/o la obstrucción de la entrada de las fibras de la membrana.

La separación de nitrógeno y oxígeno depende de la concentración y calidad de las fibras individuales. Esto es algo directamente relacionado con la presión de entrada y el caudal que atraviesa la membrana. La calidad es mantenida por el sistema de filtración corriente arriba de la membrana. Si el sistema de filtros es descuidado, las fibras de la membrana pierden su eficiencia.

Uno de los aspectos más importantes asociados con la generación de nitrógeno es la pureza del mismo. Dependiendo la cantidad y la presión de nitrógeno requerido, la pureza variara.

En una operación normal de bajo balance, durante la perforación el contenido de oxígeno es limitado al 5 %. Aunque esto no sea bastante oxígeno para causar una explosión, es suficiente para causar problemas de corrosión significativos.

El contenido de oxígeno aceptable para una mezcla de oxígeno, nitrógeno y gas metano esta en función de la presión máxima experimentada durante la perforación. La figura 3.18 muestra el porcentaje de oxígeno requerido para una mezcla inflamable de oxígeno, nitrógeno y metano en función de la presión y la representación matemática esta dada por:

$$\%O_{\min} = 13.989 - 1.68 \log(P) \dots\dots\dots 3.1$$

Donde: $\%O_{\min}$ = Porcentaje mínimo de oxígeno para combustión

P = Presión (psi)

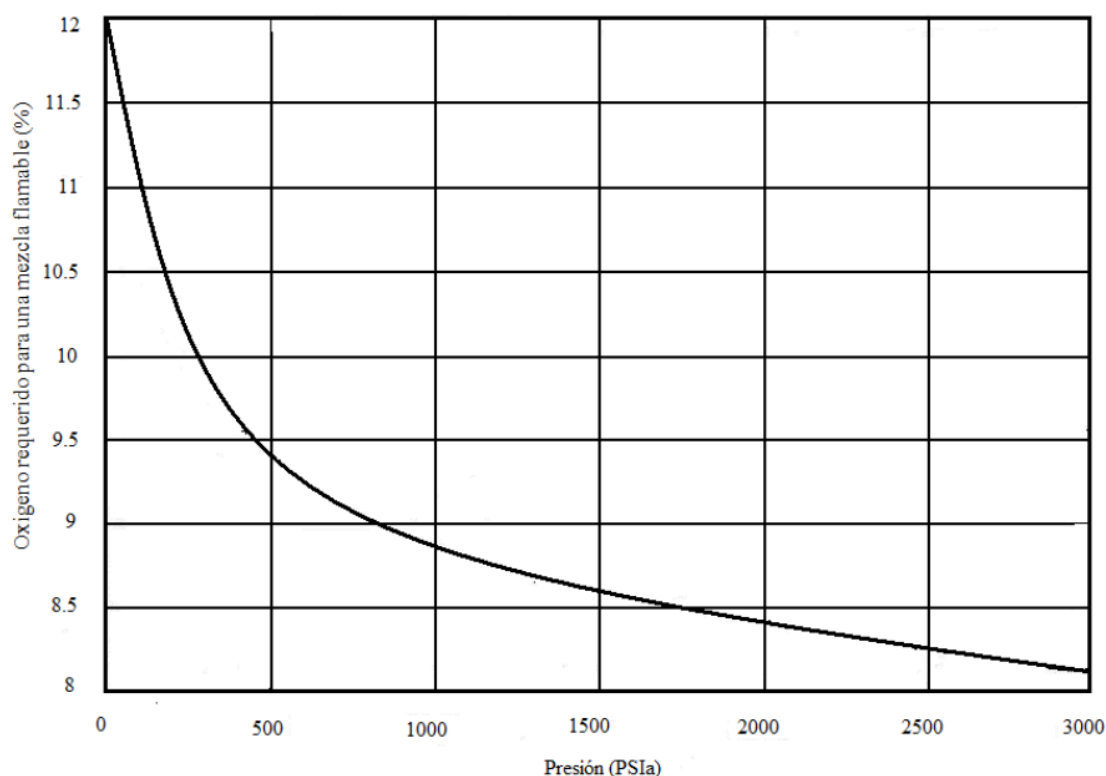


Figura 3.18 Oxígeno requerido para una mezcla inflamable de nitrógeno, oxígeno y gas metano en función de la presión

El porcentaje de contenido de oxígeno mínimo para lograr combustión a presiones menores de 3,000 psia es mayor que el 8 %. Por lo tanto, para prevenir la combustión en cualquier perforación con unidades de nitrógeno se debe reducir el aire atmosférico a una mezcla (nitrógeno – oxígeno) que contenga el 8% oxígeno.

La optimización del equipo de superficie se hace más importante cuando la presión máxima en la perforación se hace más pequeña. Por ejemplo, si la presión máxima en el fondo del agujero del pozo es 500 psi, el porcentaje mínimo de oxígeno que soportaría la combustión seria casi del 9.5%.



Dependiendo del factor de seguridad escogido, la eficiencia de la unidad de nitrógeno puede alcanzar el 65 %.

La importancia del contenido de oxígeno permisible varía enormemente a presiones máximas bajas (0 a 1,500 psia) comparado con las variaciones en regímenes de alta presión (1,500 a 3,000 psia). Por lo tanto, esta aplicación es significativa para presiones máximas bajas e insignificativa para presiones máximas altas.

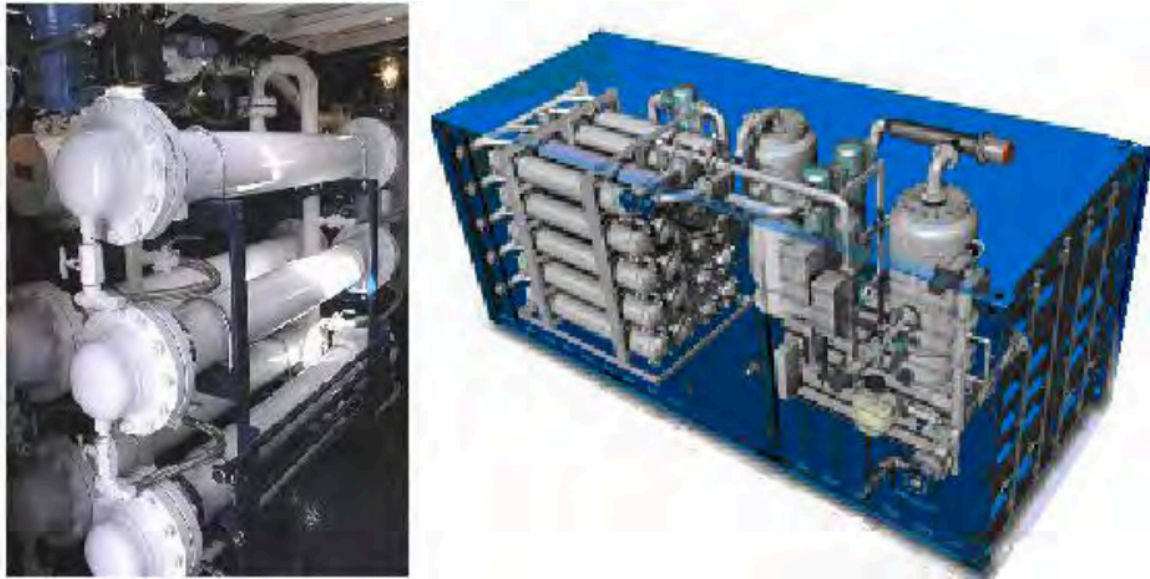


Figura 3.19 Unidad generadora de nitrógeno

III.1.9. Compresores

Es una maquina diseñada para comprimir aire u otro gas desde una condición de entrada, cerca de la presión atmosférica, hasta una alta presión de descarga.

Tablas 3.1 Lista de compresores (marcas y modelos)

INGERSOLL RAND	SULLAIR	QUINCY
XHP1170	900XHDL	850/200
HHE	1150XHDL	1500/200
XHP	900XHDL	1750/200
WEKO	1150XHDL	
XHP900	1350XHDL	
1250/350		
900/350		

Cuando el nombre y modelo de un compresor contiene dos números, estos indican el caudal y la presión máxima permitida. Por ejemplo, un Ingersoll Rand 1250/350 puede llevar 1250 ICFM (pies cúbicos por minuto a la entrada) a 350 psi.

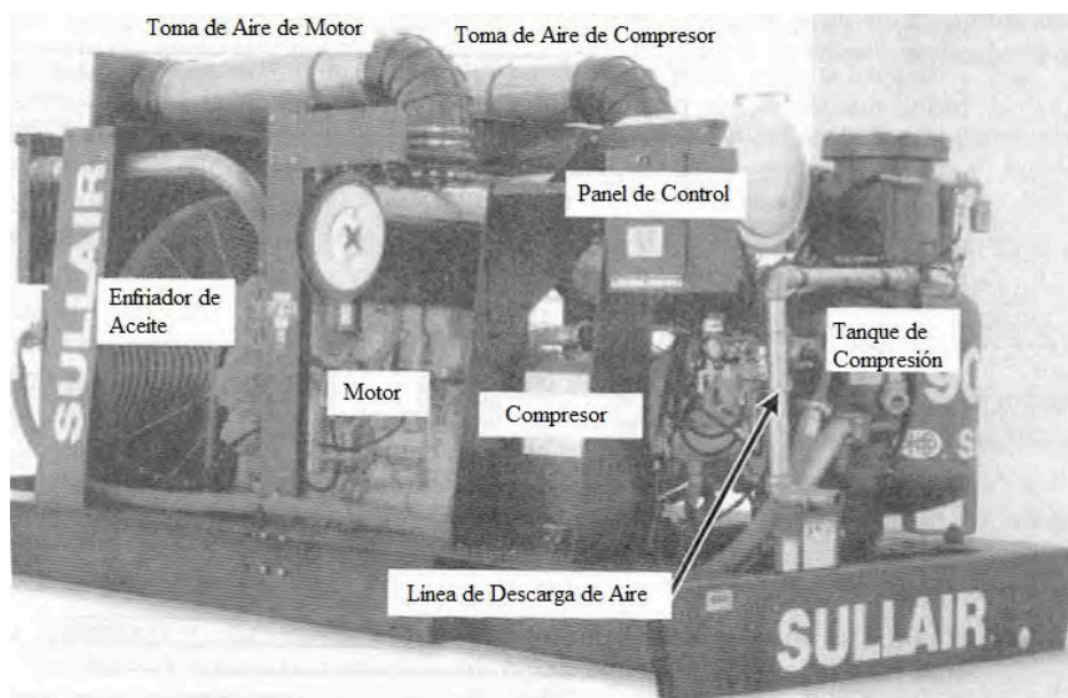


Figura 3.20 Partes básicas del compresor



Figura 3.21 Compresor de aire

Compresión del aire

- Primera etapa

Paso 1. El aire exterior entra al compresor a la presión atmosférica (14.7 psi). El aceite se mezcla con el aire en este punto. El rotor macho, mostrado en la figura 3.22, mueve al rotor hembra que está debajo. Nota: el asterisco (*) en el rotor macho está a las 3 en posición de reloj en este paso.

Paso 2. Como los rotores giran, ellos comienzan a comprimir el aire. El rotor macho ha girado 90 ° y el asterisco (*) está ahora en la posición 6.

Paso 3. El aire es alejado, comprimido y comienza a generar calor. El rotor macho ha girado un total de 180 ° y el asterisco está ahora en posición de las 9.

Paso 4. El aire comienza a comprimirse y calentarse más. El asterisco (*) está en las 12.

Paso 5. El aire alcanza la presión más alta de la primera etapa. Esta ahora comprimido a una presión intermedia y esta mucho más caliente, note que el asterisco está en la posición 3 otra vez. Esto muestra que el rotor macho ha vuelto a su posición inicial. El aire es descargado para entrar a la segunda etapa.

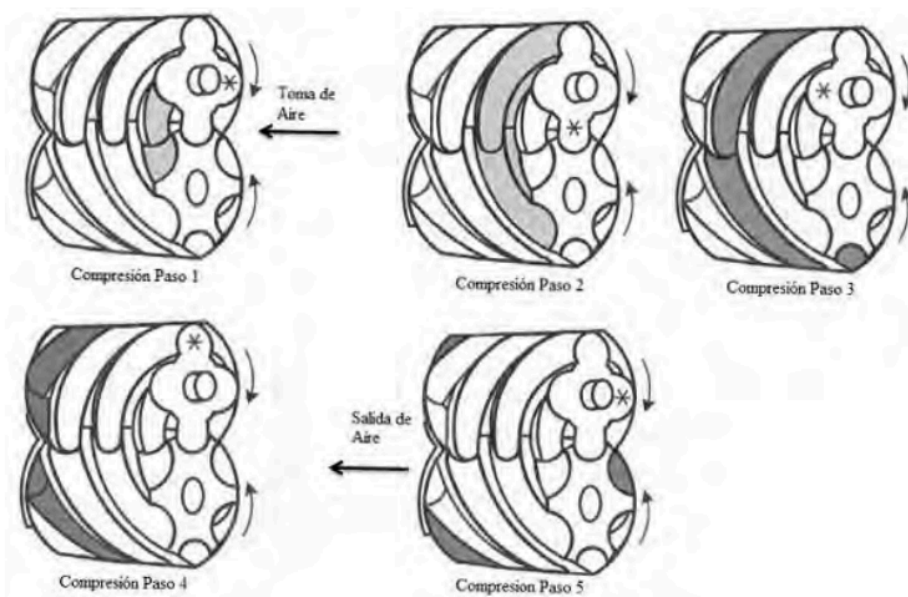


Figura 3.22 Etapas en la compresión de aire

- Segunda etapa.

El aire entra en la segunda etapa del compresor a una presión intermedia, este repite los mismos 4 pasos que en la primera etapa y luego se descarga en el compresor a la presión nominal.

III.1.10. Boosters

Es una máquina para comprimir aire desde una presión inicial, que esta considerablemente por encima de la presión atmosférica hasta una presión más alta.

El equipo reciprocante es el más famoso y el más extensamente utilizado, conocido como compresor de desplazamiento positivo o como elevador. Estos funcionan sobre el mismo principio de la vieja bomba de bicicleta, que funciona mediante un pistón en un cilindro. Cuando el pistón avanza en el cilindro, este comprime el aire en un espacio más pequeño, así eleva su presión.

El desplazamiento de un pistón es el volumen neto real desplazado por el pistón del elevador (Booster) a una velocidad nominal a la cual se desplaza la longitud de su carrera desde el punto muerto del fondo hasta el punto muerto de la parte superior.

Posición 1. Punto muerto inferior. Comienzo de recorrido terminación de carrera – cilindro lleno a presión de succión, válvulas cerradas y comienza la compresión.



Posición 2. Terminación de carrera. La compresión ha avanzado para levantar la presión del cilindro y para descargar la presión. La válvula de descarga abre y el gas en la presión de descarga es expulsado fuera del cilindro.

Posición 3. Punto muerto superior. Terminación de carrera – stroke de compresión completo. Válvula de descarga cerrada y pistón ubicado en punto muerto superior. Espacio de volumen lleno con gas a presión de descarga.

Posición 4. Terminación de carrera. Terminación de carrera – espacio de volumen expandido hasta el punto donde la presión en el cilindro es ligeramente menor que la de succión. El gas a presión de entrada comienza a llenar el cilindro.

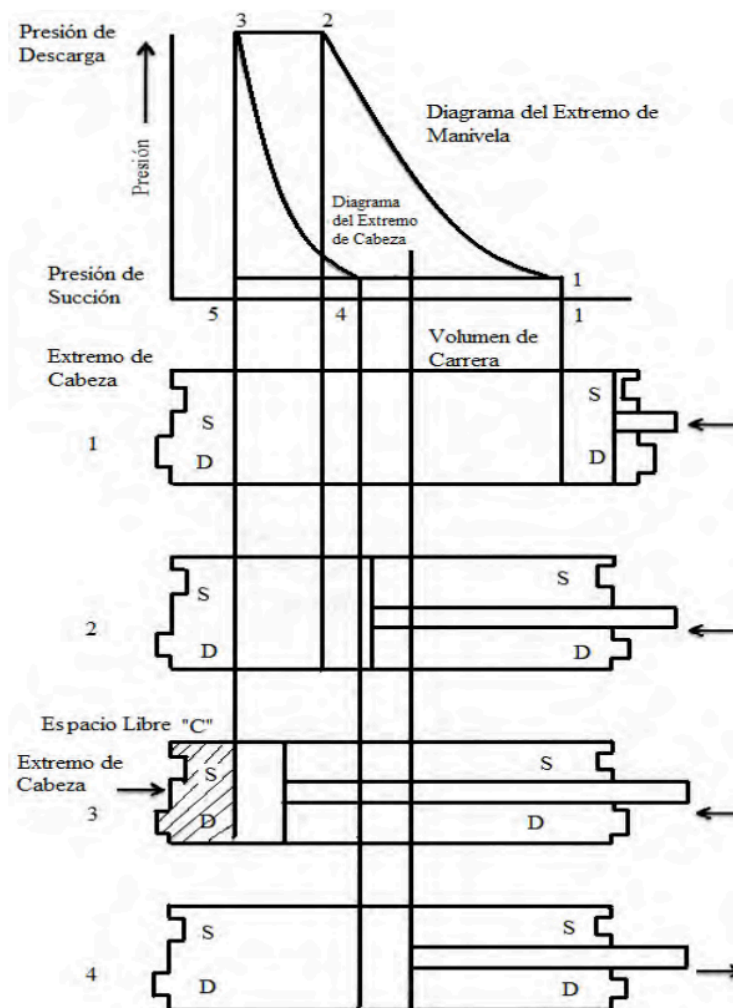


Figura 3.23 Ciclo ideal de compresión en etapa simple

La figura 3.23 muestra lo que podría ser un diagrama de volumen presión ideal típico, de un compresor de un solo cuerpo con las posiciones correspondientes del pitón elevador.

En la posición 1, el pistón está en el comienzo del tiempo de compresión. El cilindro tiene una carga completa de aire a la presión de succión en este punto y comienza a comprimir el gas a lo largo de la línea 1 – 2. Inmediatamente, como la compresión comienza, las válvulas de succión cerradas, actúan como válvulas cheques cerrando el cilindro desde la línea de succión. En el punto 2, la presión en el cilindro es ligeramente más alta que la que existe en la línea de descarga y las válvulas de descarga abren dando al pistón permiso para empujar el aire comprimido del cilindro en el sistema de descarga, a lo largo de la línea 2 – 3.

En el punto 2 el pistón ha completado su recorrido de descarga y cuando este inicia su vuelta la presión en el cilindro cae, cerrando la válvula de descarga. Note el volumen de aire esta atrapado entre el final del pistón y el final del cilindro (volumen C). Esto es conocido como volumen muerto.

Como el pistón comienza a hacer su recorrido de vuelta, este volumen muerto se expande a lo largo de la línea 3 – 4, hasta que la presión en el cilindro sea ligeramente inferior que en la línea de succión. Esta condición ocurre en el punto 4 y así, las válvulas de succión abren y el cilindro comienza a tomar aire de la línea de succión y el recorrido de entrada ocurre entre puntos 4 - 1.

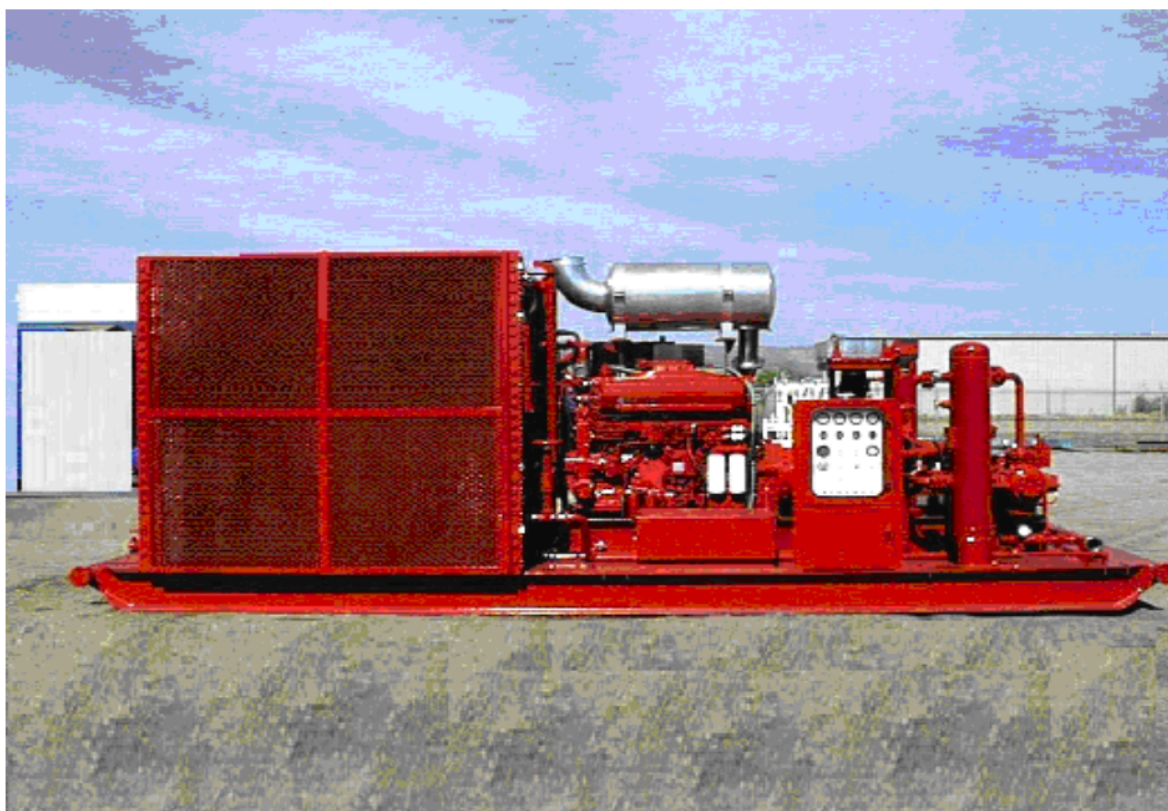


Figura 3.24 Booter



III.2. ARREGLOS EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE

III.2.1 Perforación con aire

En esta técnica de perforación, la principal función de la circulación del aire, es levantar los recortes desde donde fueron generados en el fondo del agujero y acarrearlos hasta la superficie, con la finalidad de prevenir daños a la sarta o atrapamientos por su acumulación en la herramienta. Su principio físico se basa en que el flujo de aire ejerce una fuerza de arrastre en cada corte en particular que es opuesta a la gravedad. Si la fuerza de arrastre es mayor que la fuerza gravitacional, los recortes ascenderán en el espacio anular y se eliminarán en la superficie. Los recortes removidos en la superficie en las operaciones de perforación con aire, son regularmente muy finos al grado de pulverizarlos.

El proceso de transporte de recortes es complejo debido al efecto de la presión y la temperatura en el comportamiento del aire, pudiendo presentarse el efecto de estrangulamiento, que es la acumulación de recortes en el espacio anular debido al incremento de presión y disminución del gasto de aire, hasta un punto en que el flujo no es capaz de soportar los recortes. Otro aspecto importante es la geometría del espacio anular que influye en el transporte de recortes. La región geométrica crítica en la cual la velocidad del aire disminuye significativamente es la cima de la herramienta, como consecuencia del incremento de espacio entre la tubería y el agujero, dando lugar a la acumulación de recortes. De acuerdo a la experiencia de algunos expertos, se indica que para las operaciones de perforación en calizas, se alcanza un eficiente transporte de recortes, si la velocidad del aire iguala o excede a los 3000 pies/minuto. Las tres limitaciones principales de la perforación con aire son los flujos de agua, los fuegos subterráneos, inestabilidad del agujero.

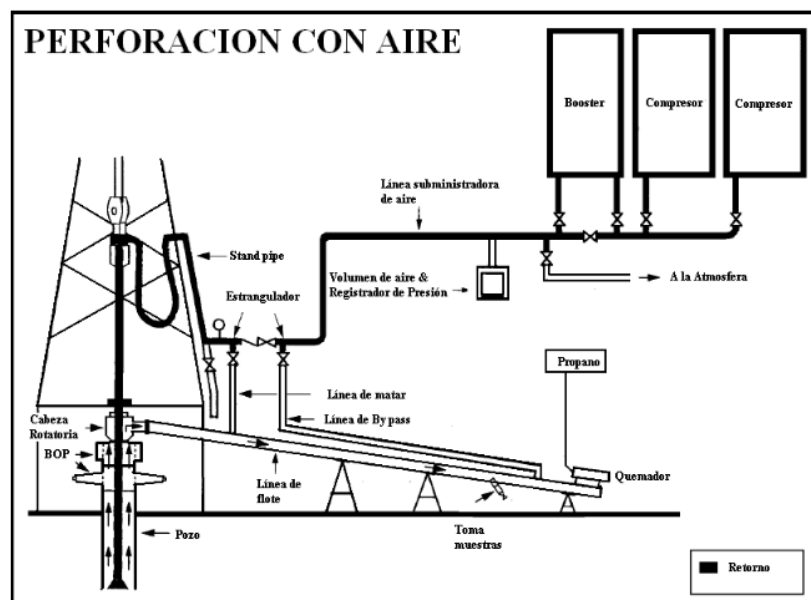


Figura 3.25 Arreglo para perforación con aire

III.2.2. Perforación con nitrógeno

Las operaciones de perforación bajo balance que utilizan nitrógeno como fluido de perforación o como componente del mismo, tienen ventajas notables sobre el aire, ya que la mezcla de nitrógeno con hidrocarburos gaseosos no es flamable, reduciendo al mínimo la posibilidad de fuegos subterráneos. De acuerdo con el Colegio de Minas de E.U., a una presión atmosférica se requiere menos del 12.8 % de oxígeno, antes de que sea posible crear una mezcla flamable de O_2 , N_2 y metano.

Las operaciones de perforación que emplean nitrógeno como fluido circulante, levantan los recortes y el influjo de líquidos de la misma forma que el aire. Similar al aire, el gasto de nitrógeno en el espacio anular generalmente es turbulento; consecuentemente, la densidad es la propiedad que más impacta en el transporte de recortes.

Debido a que la densidad del nitrógeno es ligeramente menor que la del aire a una temperatura y presión estándar, la eficiencia en el transporte de recortes será la misma que cuando se usa aire, al mismo gasto de inyección en superficie. El aspecto diferencial fundamental es el incremento del costo al emplear nitrógeno en sustitución del aire. Normalmente el nitrógeno se puede suministrar por dos métodos, que consisten en el suministro de termos criogénicos o a través de filtros de membrana. La principal limitación del nitrógeno como fluido de perforación es la económica. En México el N_2 , se suministra en termos autotransportables, de 7500 m^3 de gas, a un costo promedio de 2000 dólares por termo.

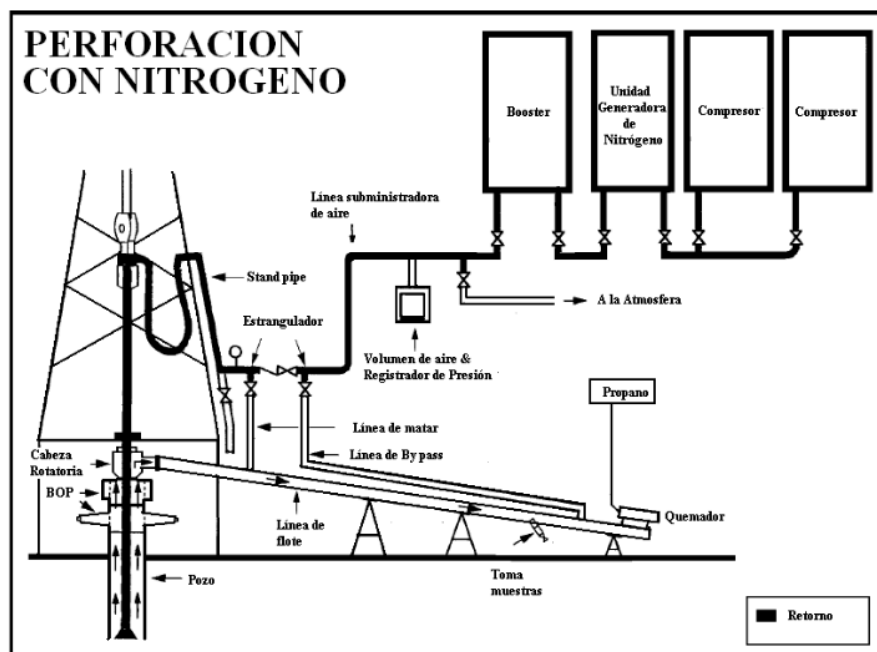


Figura 3.26 Arreglo para perforación con nitrógeno



III.2.3. Perforación con gas natural

Al igual que en el caso del nitrógeno, el gas natural puede usarse como fluido de circulación en las operaciones perforación bajo balance. El empleo de gas natural previene la formación de mezclas flamables en el fondo, cuando se perfora el intervalo productor de hidrocarburos. El gas natural forma casi invariablemente, una mezcla combustible cuando se libera en la atmósfera; esto implica tener un mayor potencial de fuego en la superficie, por lo que es necesario realizar ajustes en los procedimientos de operación con relación al empleo de aire.

La densidad del gas natural generalmente es diferente a la del aire, a la misma presión y temperatura. El gas natural se caracteriza por el fenómeno llamado supercompresibilidad; esto significa que se comprime más rápido que un gas ideal a las mismas condiciones de presión. Considerando que el gas tiene un valor comercial, el perforar bajo balance con este fluido es más costoso que el empleo de aire.

Un aspecto importante que debe tomarse en cuenta cuando se perfora con gas, es la disposición de una línea cercana de abastecimiento, ya que el suministro por otros medios tales como cilindros, resultaría antieconómico. Los procedimientos de operación generalmente son los mismos que se utilizan en la perforación con aire o nitrógeno. Cuando se hace un viaje, la sarta debe deslizarse a través de la cabeza rotatoria y el flujo de gas debe dirigirse hacia una línea de producción lo más lejana posible del piso de perforación, para prevenir riesgos al personal e instalaciones.

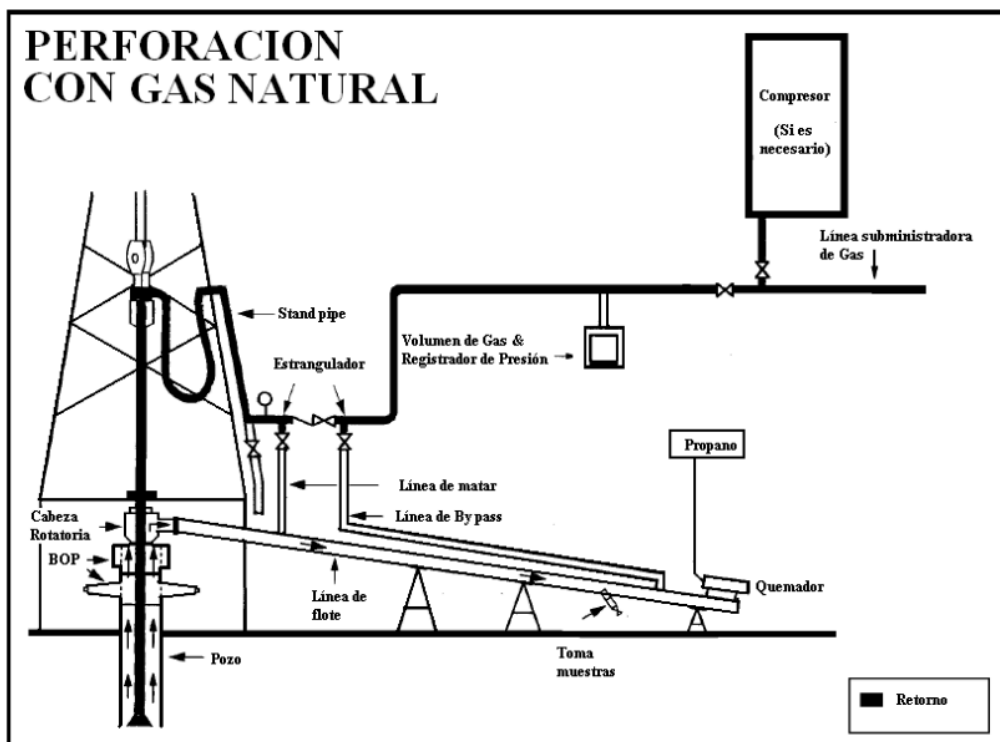


Figura 3.27 Arreglo para perforación con gas natural

III.2.4. Perforación con niebla

La perforación con niebla es una de las diferentes técnicas en que el fluido es una mezcla de dos fases de líquido y gas. Otros fluidos de perforación que contienen fases líquidas y gaseosas incluyen a las espumas y los lodos gasificados. En la práctica es frecuente obtener perforación con niebla, cuando al perforar con aire se incorpora una pequeña cantidad de agua con un agente espumante.

La niebla se forma si la fracción de volumen de líquido se encuentra en uno o dos por ciento abajo con respecto al gas, a las condiciones prevalecientes de presión y temperatura. La espuma tiene mucho mayor viscosidad que la niebla o el aire seco y mucho mayor eficiencia en el transporte de recortes. La fase líquida en la perforación con niebla es agua con surfactante y un inhibidor de corrosión; formando la niebla por la inyección de líquido dentro del flujo de gas.

Típicamente, la perforación con niebla requiere de alrededor de un quinto de la concentración de espumante que las espumas estables. Por ejemplo, si se requiere de 0.75 a 2 % de espumante, para crear una espuma estable, entonces la concentración del mismo agente para la perforación con niebla estará probablemente en el rango de 0.1 a 0.5 %. La perforación con niebla tiene sus limitaciones características, las cuales incluyen: grandes equipos de compresión, permisos para disposición de agua residual, elevada inestabilidad del agujero y alta corrosión en las partes metálicas del equipo.

III.2.5. Perforación con espuma

Las espumas usadas como fluidos de perforación, consisten de una fase líquida continua, que forma una estructura celular alrededor del gas atrapándolo. Las espumas pueden llegar a alcanzar viscosidades extremadamente altas, y al mismo tiempo sus densidades son usualmente menores a la del agua. Con esta combinación de alta viscosidad y baja densidad, los fluidos espumados pueden incorporar varios beneficios a las operaciones de perforación, tales como: una alta eficiencia en el transporte de recortes, condiciones de bajo balance en formaciones sensibles o depresionadas y mayor presión anular para reducir los mecanismos de inestabilidad del agujero. En la formulación de espumas para perforación, generalmente la fase gaseosa es aire y la fase líquida es agua.

Las espumas se clasifican de acuerdo con la forma de las burbujas que contienen y generalmente se denominan como espumas esféricas y espumas poliédricas. Otros dos términos usados en la caracterización de las espumas son la textura y la calidad. La calidad es la fracción de volumen de gas expresada en por ciento; mientras que la textura describe el tamaño y distribución de las burbujas. Una espuma de calidad, es aquella que contiene un porcentaje de gas en volumen superior a 90.

La selección de una espuma como fluido de perforación se determina, cuando se espera un flujo de agua. Por otro lado, se ha establecido que un eficiente transporte de recortes se obtiene con bajas



velocidades anulares (100 pies/min), requiriendo por lo tanto, bajo poder de compresión en relación a la perforación con aire o niebla.

La contaminación de la espuma con cloruros o hidrocarburos líquidos, causan su deterioro estabilidad y eficiencia de acarreo; mientras que, los flujos de gas incrementan su calidad. La principal razón de usar espumas para perforar en bajo balance, es la capacidad de acarrear grandes volúmenes de agua, sin requerir excesivos volúmenes o presiones de aire. Las espumas proporcionan buena limpieza del agujero a velocidades anulares bajas, reduciendo la erosión en las paredes del mismo.

Además es factible emplear productos biodegradables, a fin de evitar la contaminación ambiental. Dentro de las limitaciones que se presentan en la perforación con espumas, se incluyen la alta corrosión, la inestabilidad del agujero, los fuegos subterráneos, el depósito de agua residual y los altos costos de consumibles.

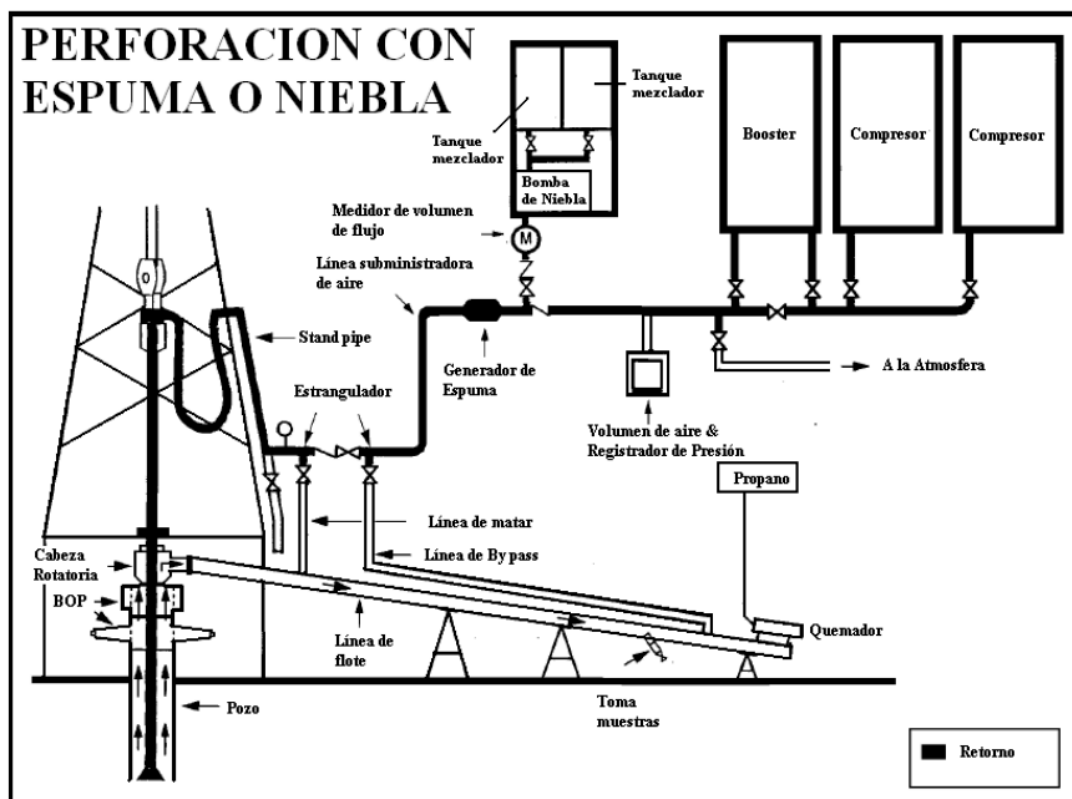


Figura 3.28 Arreglo para perforación con espuma / niebla

III.2.6. Perforación con líquidos gasificados

Los líquidos gasificados generalmente no contienen surfactantes y se caracterizan por tener altas fracciones de volumen de líquido a las condiciones de fondo del pozo. Las densidades de los líquidos gasificados usualmente varían en el rango de 0.50 a 0.85 gr/cm³.

Originalmente, los lodos aireados constituyeron los mejores líquidos gasificados. Su primera aplicación fue evitar pérdidas de circulación más que lograr perforar bajo balance. La fase líquida de estos fluidos es normalmente agua, petróleo crudo o diesel con viscosificante, que se gasifican comúnmente con nitrógeno y menos frecuentemente con aire. Las presiones de circulación se pueden controlar ajustando los gastos de inyección de gas líquido; asimismo, la presión diferencial bajo balance debe mantenerse en un rango de 250 a 500 lb/pg².

Hay dos técnicas básicas para gasificar los fluidos de perforación, una es la inyección de gas dentro del líquido en la superficie a través de la tubería y la otra es la inyección de gas en el fondo a través del espacio anular. Los líquidos aireados no deben usarse con sistemas de superficie cerrados, debido a la posibilidad de formar mezclas combustibles con aire y los vapores de hidrocarburos producidos.

Los análisis de predicción de presión de circulación al perforar con líquidos gasificados, pueden considerarse análogos a los usados en un pozo con bombeo neumático. Los factores que limitan la aplicación de los líquidos gasificados son: las formaciones con alta presión o productivas, los agujeros inestables, control de presión inadecuado, la excesiva producción de agua y la corrosión.

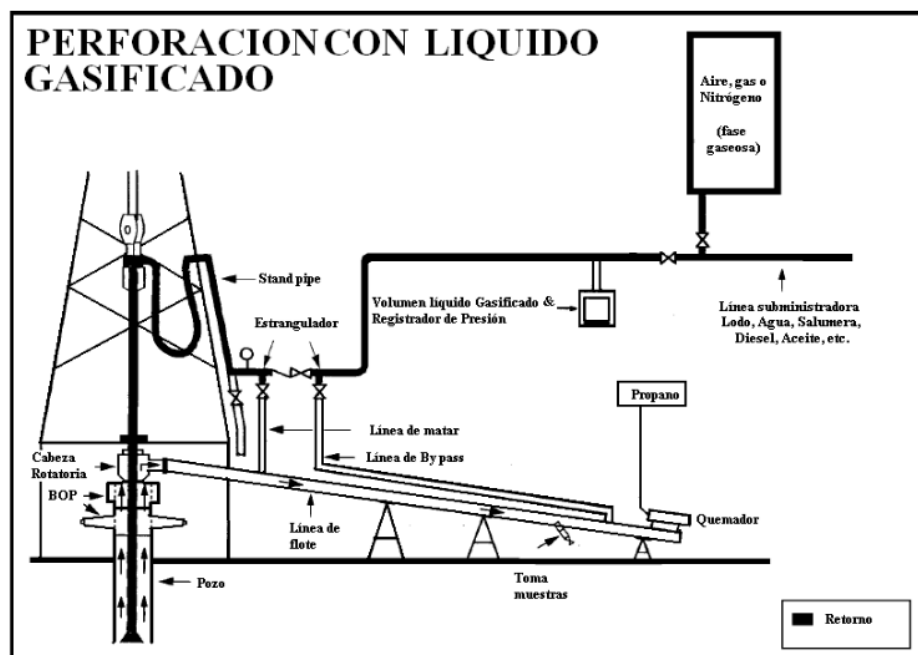


Figura 3.29 Arreglo para perforación con líquido gasificado



CASO PRACTICO

IV.1. INTRODUCCIÓN

El proceso para perforar bajo balance la etapa de producción de un pozo se describe a continuación. Se hace referencia a una etapa debido a que en la actualidad es muy difícil que un pozo se perforé completamente con la técnica de bajo balance ya que esta es muy costosa, por la renta del equipo y la necesidad de personal especializado para su manejo. Además como se ha venido mencionando, al usar la perforación bajo balance, su principal objetivo es disminuir el daño a la formación productora.

El punto clave en la perforación bajo balance consiste en determinar la densidad del fluido de perforación y la densidad equivalente de circulación, para así cumplir con los objetivos establecidos para la última etapa. Para poder obtener estos valores se recurrió a un software comercial. Con este software se realizaron diversas corridas presentadas en páginas más adelante para el pozo Ebano, con el fin de determinar el escenario óptimo de la perforación de la última etapa del pozo.

IV.2. POZO EBANO

La perforación de la última etapa tiene un diámetro de 6", esta se inicia a partir de los 500 md y culmina hasta los 900 md (sección horizontal), teniendo un ángulo de 90°. Los posibles problemas que se pueden presentar son pérdida de fluido de perforación y aportación de fluidos de la formación para lo cual se propone como solución perforar con el equipo de bajo balance y la utilización de fluido nitrogenado además de la instalación de cabeza rotatoria.

IV.2.1. Localización

El campo Ebano se localiza en el municipio de panuco, Veracruz. Geográficamente se ubica a 746 m al S 67° W de la estación corcovado 1 y a 2607m, al N 1° E de la estación corcovado 5.

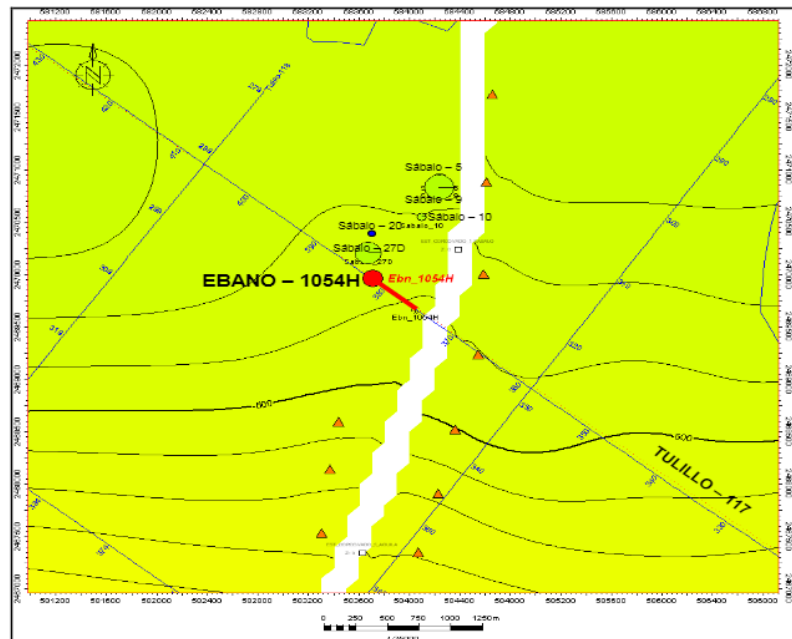


Figura 4.1 Localización

IV.2.2. Sección estructural

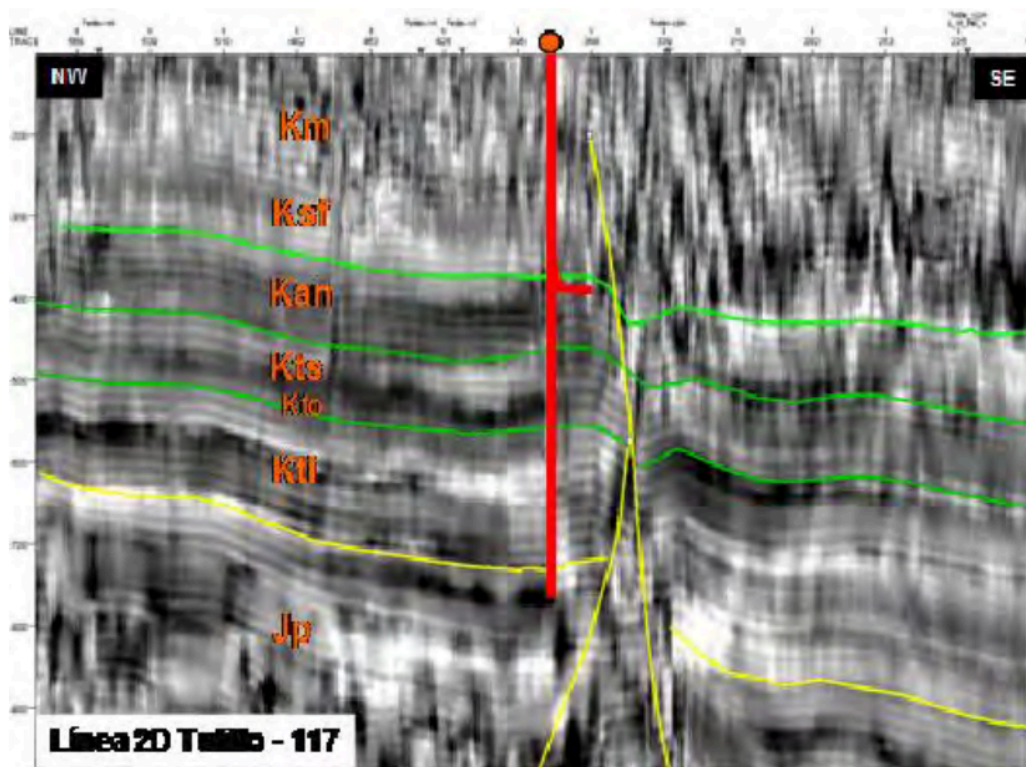


Figura 4.2 Sección estructural



IV.2.3. Objetivos generales

- Perforar la sección de producción de 6" de este pozo con un sistema de fluido bifásico nitrogenado que permita optimizar el desempeño de la operación minimizando los riesgos de problemas operacionales que pueden resultar en un alto impacto del Tiempo No Productivo
- Utilizar la técnica de perforación bajo balance para minimizar las pérdidas de circulación durante la perforación y minimizar el riesgo de que se presenten pegas de tubería por presión diferencial
- Mantener la presión de fondo durante la operación, en un rango de desbalance
- Minimizar el daño a la formación de interés por invasión del fluido de perforación
- Desviar hacia el equipo de separación los influjos de gas y aceite que pueda presentarse sin exponer al personal de operaciones sobre la mesa rotaria mediante la utilización de un sistema cerrado de manejo y separación de fluidos en superficie
- Permitir continuar con las operaciones de perforación en el caso de recibir algún influjo
- Evaluar la producción durante la perforación
- Minimizar los requerimientos de estimulación y producción
- Todos los viajes deberán ser conducidos en condiciones de sobre balance

Todos estos factores influyen directamente en la reducción del costo del pozo, minimizando los gastos y tiempos no productivos

IV.2.4. Objetivo del pozo

Perforar la etapa de 6" con una presión de circulación de fondo por debajo de la presión de yacimiento y fracturado naturalmente. Continuar con la explotación comercial de aceite pesado en el campo Ebano – Panuco – Cacalilao en las rocas fracturadas de la formación agua nueva (Kan) del cretácico superior, primeramente se perfora un pozo piloto que penetre 30m la cima de la formación agua nueva y se tomara información de registros geofísicos. Posteriormente se efectuara una desviación a 395m verticales bajo mesa rotaria (m.v.b.m.r), perforándose horizontalmente en Kan hasta una profundidad de 900m desarrollados bajo mesa rotaria (m.d.b.m.r)/500 m.v.b.m.r, con un desplazamiento horizontal de 445m, hacia el s 52° e (azimut 128°).



En este pozo, el equipo de bajo balance será utilizado para mejorar la seguridad de la operación en caso de encontrarse problemas operacionales durante la perforación, separar gas y el aceite producido durante la perforación y controlar los retornos de gas e inyección de nitrógeno, mediante una barrera mecánica en superficie, permitiendo aplicar diferentes presiones en fondo de pozo sin tener que densificar o rebajar el fluido de perforación.

IV.2.5. Objetivos de seguridad

- Ejecutar la operación cumpliendo con las normas, políticas de seguridad y calidad sin que se presente ningún tipo de incidente
- Desarrollar la operación sin ningún impacto ambiental sobre el área de ejecución de los trabajos
- Realizar reuniones diarias de seguridad – operativa
- Realizar reunión de cambio de turno
- Realizar Análisis de riesgo al instalar y desarmar equipo de bajo balance
- Realizar plan de respuesta / emergencia en locación



IV.2.6. Análisis de riesgo

Weatherford Underbalanced Drilling Systems **RISK ASSESSMENT v1.08** [Reset Form](#)

Project: Location:
 Company: Date:

Overall Project Risk Level: **3.7** Phase III Applications Engineering recommended

IADC Well Classification Risk Level: Low (2)

☐ Level 0 – Performance enhancement only; no hydrocarbon containing zones.

☐ Level 1 – Well incapable of natural hydrocarbon flow to surface. Well is 'inherently stable' and is low-level risk from a well control point of view.

☒ Level 2 – Well capable of natural hydrocarbon flow to surface but enabling conventional well kill methods and limited consequences in case of catastrophic equipment failure. (Flowing oil well)

☐ Level 3 – Geothermal & non-hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures less than UBD equipment operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences.

☐ Level 4 – Hydrocarbon production. Maximum shut-in pressures less than UBD equipment operating pressure rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences. (Oil/gas well)

☐ Level 5 – Maximum projected surface pressures exceed UBO operating pressure rating but are below BOP stack rating. Catastrophic failure has immediate serious consequences.

Reservoir and Production Risk Level: Low (3.4)

Produced fluids:
☒ Oil
☒ Gas
☐ Water

Gas production rate:
☒ 0 - 4 mmscf/day
☐ 4 - 11 mmscf/day
☐ 11 - 32 mmscf/day
☐ > 32 mmscf/day

Oil production rate:
☒ 0 - 315 bbl/day
☐ 315 - 1260 bbl/day
☐ > 1260 bbl/day

Water production rate:
☐ 0 - 315 bbl/day
☐ 315 - 1260 bbl/day
☐ > 1260 bbl/day

H2S expected:
☐ Yes
☒ No

Units Selection: Measured Depth: meters
 True Vertical Depth: meters
 Reservoir Pressure: psi
 Core pressure gradient: sg

Technical/Equipment Risk Level: Medium (6.2)

Rank the reasons for considering UB operations:

	1	2	3	4	
☒	☒	☐	☐	☐	Minimize reservoir skin damage
☒	☒	☐	☐	☐	Minimize drilling problems: Diff. Sticking, Lost circulation, etc
☒	☐	☒	☐	☐	Performance enhancement (e.g., ROP)
☐	☐	☐	☐	☐	Other (specify):

☐ Upper zones will be open while drilling production section Underbalance
☒ Horizontal/high angle well
☐ Foam is to be used in operations

Equipment to be involved in the operation:

	Involved	WFT Provided
Separation	☒	☒
Compression	☐	☐
Membrane N ₂	☐	☐
Cryogenic N ₂	☒	☐
Mist Pump	☐	☐
Rotating Diverter	☒	☒
Fluids	☐	☐
BOP	☒	☒
Drill String	☒	☒
Floats	☒	☒

QHSE Risk Level: Medium (5.2)

Environ. Sens: ☐ Low
☐ Medium
☒ High

Fluid system to be used:
☐ No liquid is to be used
☒ Water based fluid
☐ Oil based fluid

UBS Pers.:

Tripping method:
☐ DDV
☐ Snubbing
☐ Flow while tripping
☒ Conventional tripping

☒ The Drilling Contractor crews have less than 3 years of underbalanced experience
☒ Pre engineered WFT Program/Template not available
☐ Equipment operator SOP's not available

Operator/Producer Experience Risk Level: Low (2)

☒ The operator has less than 3 years of general underbalanced experience
☐ The operator has minimal underbalanced experience in this field
☒ The drilling engineer has less than 3 years of general underbalanced experience
☐ The drilling engineer has minimal underbalanced experience in this field
☐ A feasibility study has not been performed on this field

How would the operator prefer the job be performed:
☐ Commodity based
☒ With full Applications Engineering

Prepared By: Reviewed by: Prepared for:

Figura 4.3 Evaluación de riesgos

IV.2.7. Información básica

Tabla 4.1 Información básica pozo Ebano

Formación a perforar	Agua Nueva
Presión de formación (Esperada)	42 kg/cm ² en fondo
Porosidad	9 (%)
Saturación de agua (Sw)	23 (%)
Tope de la sección	Kop 375 m MD / 375 m TVD
Base de la sección	560m MD/500 m TVD
Peso equivalente a presión de formación	0.84 gr/cc / 7 lpg
Temperatura de fondo	42 °C a 900 m MD /500 m TVD
Fluido de perforación	Salmuera Potasica
Densidad del fluido de perforación	1.02 gr/cc
Viscosidad dinámica	40 seg/qto.
Viscosidad plástica	18 – 25 cp
Punto cedente del fluido de perforación	7 – 14 lb/100p ²
Porcentaje de Sólidos	< 5 (%)



Contrapresión utilizada	15-50 psi.
Velocidad de penetración asumida (ROP)	15 m/hr
Medio gasificante	Nitrógeno criogénico
Gravedad específica del gas de formación	0.65
Gravedad API del crudo	12 – 14
Contenido de H ₂ S	0 % Molar
Contenido de CO ₂	0% Molar

IV.2.8. Columna Geológica probable

Tabla 4.2 Columna geológica

Formación	Prof. actual (m.v.b.m.r.)	Prof. programada (m.d.b.m.r.)	Espesor (m)
Méndez	Aflora	Aflora	360
San Felipe	365	365	120
Agua Nueva	485	485	30
Prof. Total (piloto)	515	515	
Prof. Total Kan	900mD/500mV	900mD/500mV	

IV.2.9. Estado mecánico

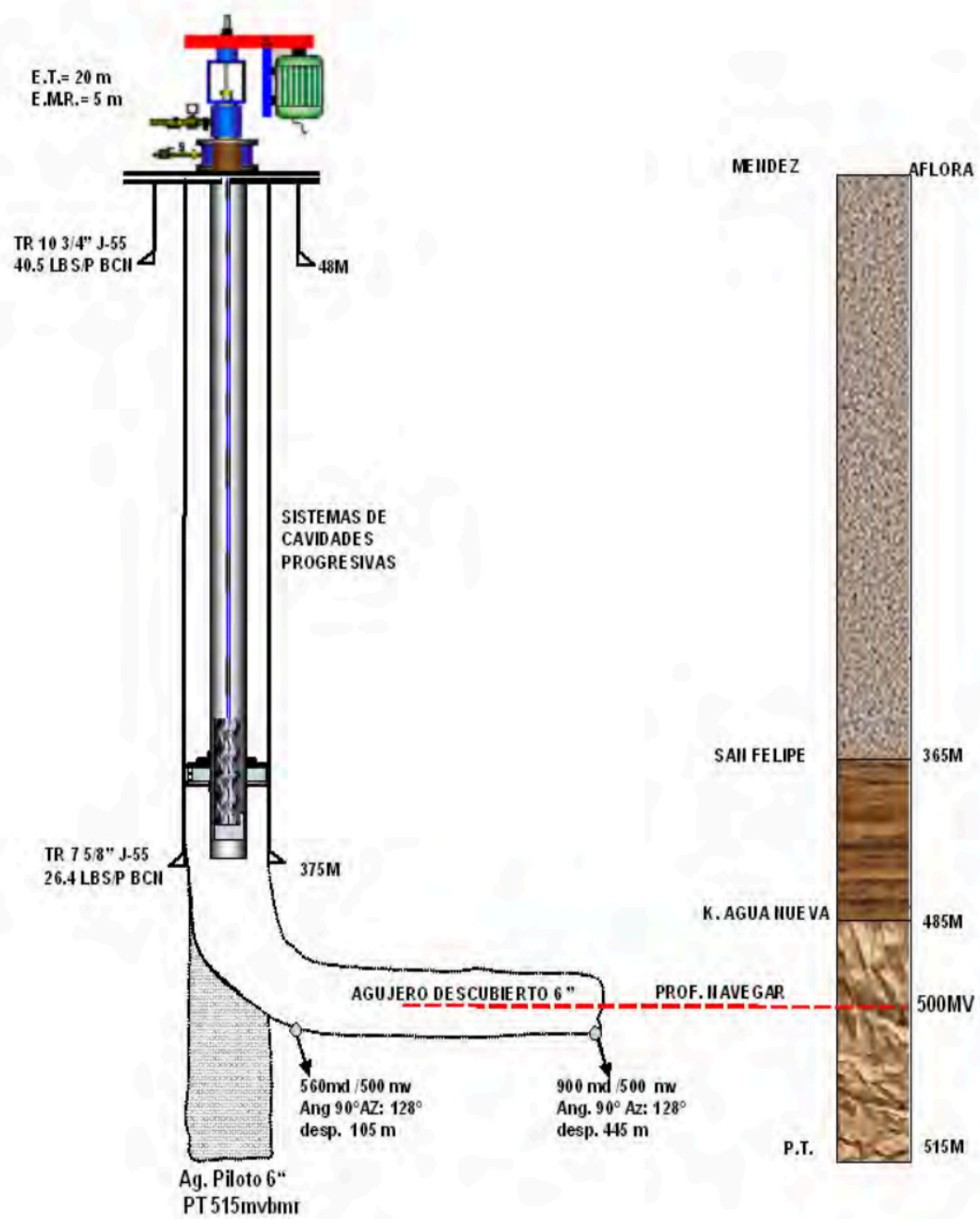


Figura 4.4 Estado mecánico



IV.2.10. Conjunto de preventores utilizados para perforar bajo balance

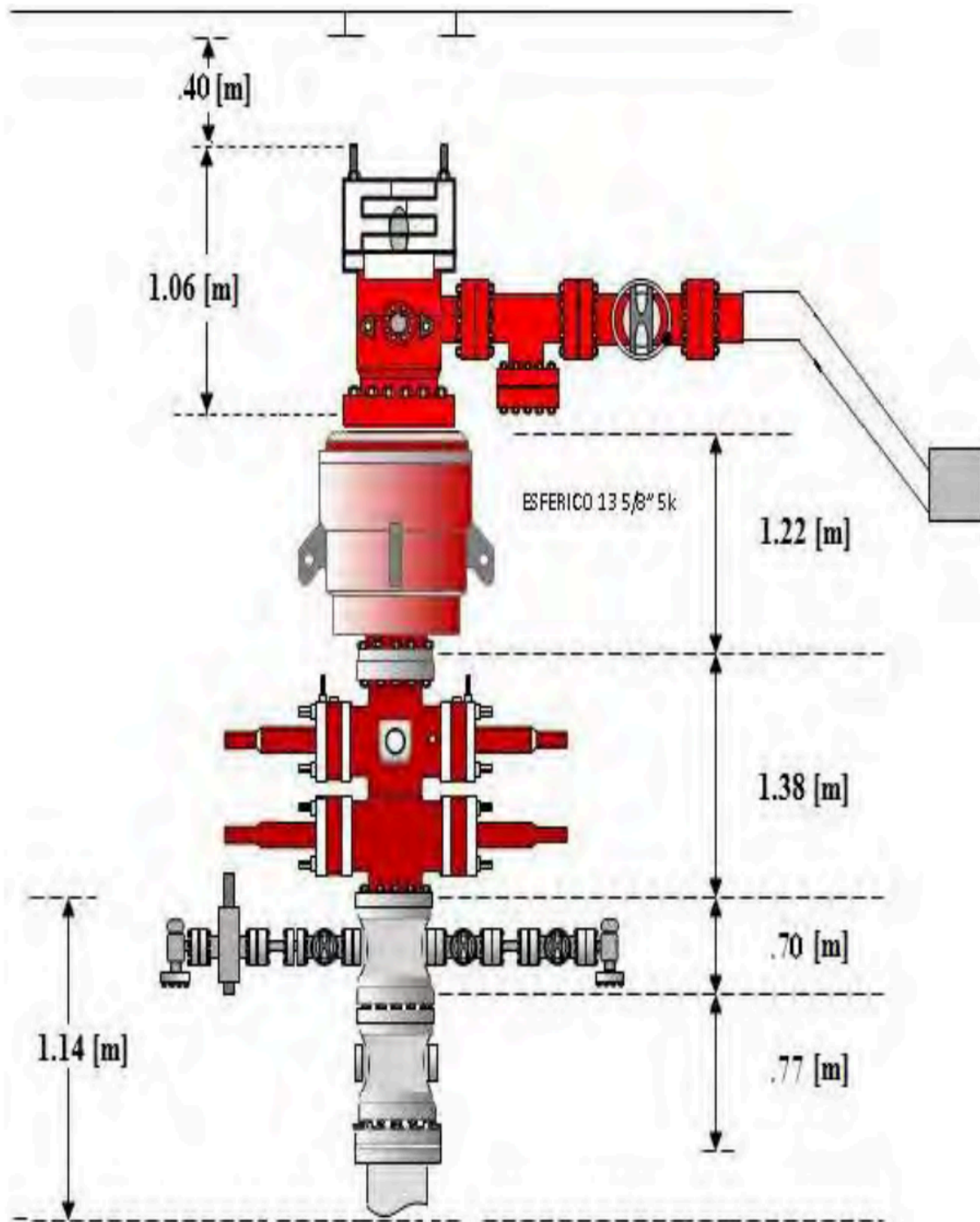


Figura 4.5 Preventores utilizados en la perforación bajo balance del pozo Ebano

IV.2.11. Ubicación y equipo requerido para la perforación

Equipo de desviación y control de presión en Cabeza.

- Cabeza rotatoria 7100 11” 5000 psi.
- Válvula mecánica 7 1/16” 5000 psi
- Válvula hidráulica 7 1/16” 5000 psi

Equipo de separación y control de presión

Separador vertical de tres fases presurizado (gas, líquidos y sólidos) instalado sobre un patín petrolero, capaz de manejar un gasto líquido de 500 gpm y una presión de trabajo de 150 psi.

Caseta de estrangulación

Caseta de estrangulación con arreglo mínimo de cinco válvulas de trabajo de tipo compuerta, con diámetros de 3-1/8” a 4-1/16” y de 3000 a 5000 psi de presión de trabajo.

Presa de separación Skimmer

Tanque de separación Skimmer, donde el primer compartimiento almacena los recortes, que por decantamiento se eliminan los sólidos y es transferido a temblorinas del equipo de perforación, por bombas tipo tornillo. En el segundo compartimiento se realiza la separación de líquidos de perforación e influjos provenientes de la formación por diferencial de densidades, también transferido hacia las temblorinas del equipo de perforación por bombas centrifugas.

Tuberías y conexiones superficiales

Juego de tuberías de diferentes diámetros, conexiones superficiales y presiones de trabajo de acuerdo a la aplicación específica:

Tabla 4.3 Tuberías y conexiones superficiales

Item	Diámetro (Pulgadas)	Cédula	Conexión	Presión de trabajo (psi)	Aplicación
1	2”	Sch. 40	Fig. 200 ó 206	2000 psi	Transferencia de fluido del Sistema de Separación a temblorinas



2	4"	Sch., 40	Fig. 200 ó 206	2000 psi	Transferencia de fluidos del sistema de separación a temblorinas
3	4"	Sch 120	Fig. 602	5000 psi	Conexión cabeza rotativa- Caseta de estrangulación, Servicio H ₂ S

IV.2.12. Layout de equipo bajo balance

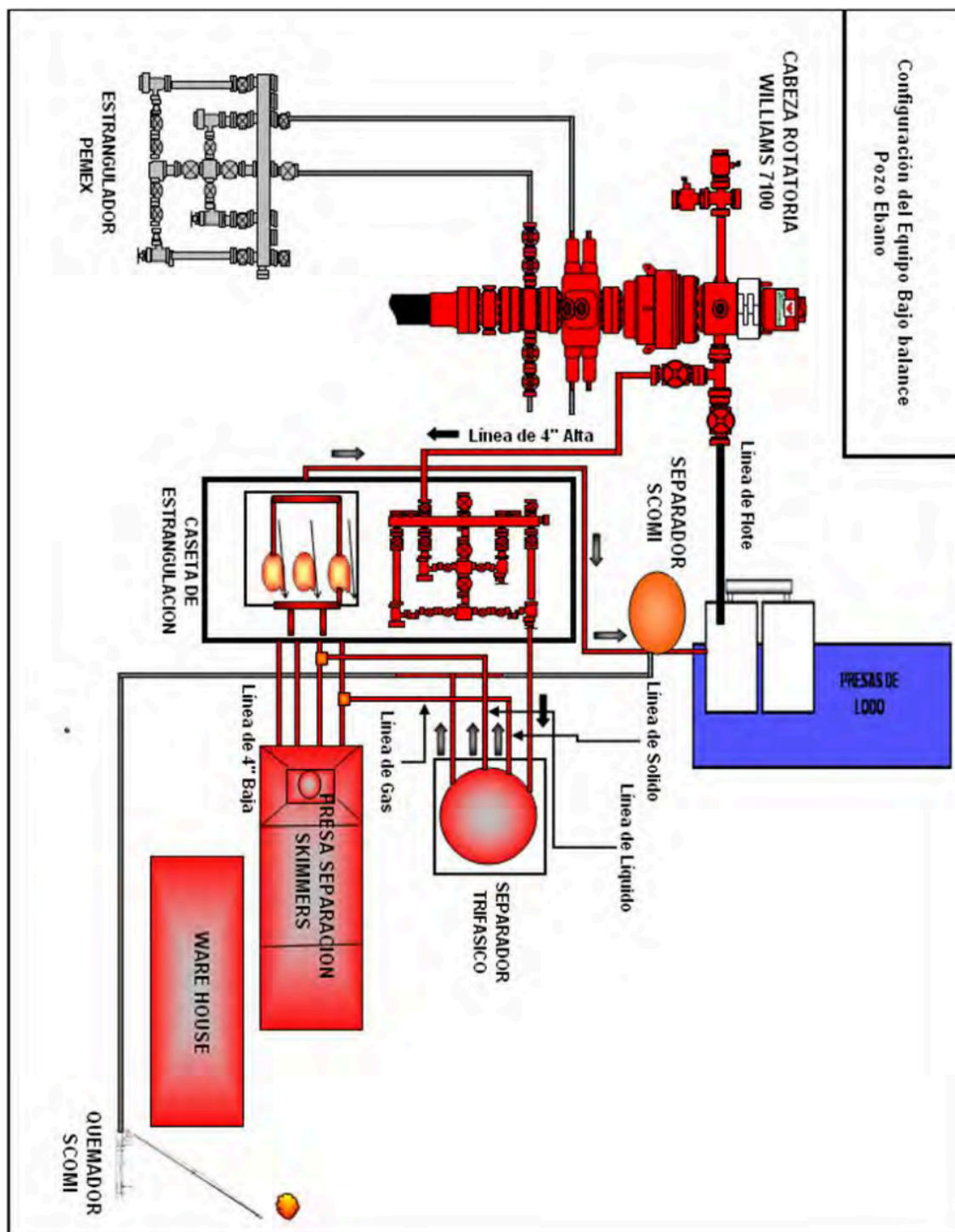


Figura 4.6 Layout de equipo bajo balance



IV.2.13. Ubicación real de equipo bajo balance



Figura 4.7 Ubicación de equipo bajo balance



IV.2.14. Personal requerido

Para la ejecución de las labores de perforación bajo balance en el pozo Ebano se requirieron siete personas en total, dos operadores trabajando en dos turnos de 12 horas, 1 supervisor por turno y 1 ingeniero de campo.

IV.2.14.1. Supervisor

Esta posición es cubierta por un ingeniero graduado o por un técnico en operaciones con fluidos aireados/nitrogenados, con una experiencia mínima de 3 años en aplicación de fluidos bifásicos en pozos verticales, direccionales y horizontales, con sistemas cerca del balance y bajo balance.

Directamente responsable por la operación de los equipos y la coordinación de la operación. Es el conductor regular con el representante de PEMEX en la locación. Es responsable por la seguridad, seguimiento y control de la operación.

Tareas básicas

1. Dirigir y supervisar las labores de instalación de equipos
2. Supervisar el proceso de generación e inyección de nitrógeno para las operaciones de perforación y/o prueba de pozo que se estén realizando
3. De igual manera, elaborar las recomendaciones técnicas y operacionales del caso
4. Responsable por la comunicación entre el personal de la compañía y el representante de PEMEX a cargo de la operación
5. Velar por el cumplimiento de todas las normas de seguridad aplicables a las operaciones en ejecución
6. Coordinar las reuniones de seguridad con las cuadrillas de trabajo y verificar que exista claridad tanto en los procedimientos a ejecutar como en el rol de cada persona involucrada en la operación
7. Asistir e instruir a los operadores cuando sea necesario
8. Responsable por la seguridad de la operación
9. Remitir los reportes diarios al representante de la compañía

IV.2.14.2. Ingeniero de campo

Esta posición será cubierta por un ingeniero petrolero.

Tareas básicas

1. Seguir el programa de operación entregado por el supervisor
2. Responsable de la elaboración del área de ingeniería
3. Realizar el modelamiento de flujo multifásico y determinar los parámetros de inyección de fluidos requeridos para la obtención del DEC deseado
4. Realizar layout



5. Llevar el control del operation management.
6. Llevar actualizados los reportes de operación, reuniones diarias de seguridad, análisis de seguridad en el trabajo

IV.2.14.3. Operadores de equipo de separación

Esta posición será cubierta las 24 horas por ingenieros y/o técnicos especialistas. Directamente responsables por el funcionamiento y montaje de los equipos, así como del mantenimiento de los mismos.

Tareas básicas

1. Seguir el programa de operación entregado por el supervisor
2. Instalación, operación y mantenimiento de equipos
3. Supervisar el proceso de recepción, manejo, control, separación y transferencia de los fluidos de retorno del pozo para las operaciones de perforación y/o prueba de pozo que se estén realizando. De igual manera, elaborar las recomendaciones técnicas y operacionales del caso
4. Responsable por el desarrollo de la operación y de realizar las recomendaciones a que haya lugar
5. Trabajan en turnos de 12 hrs. Con disponibilidad total si la situación lo requiere
6. Responsable por el control y utilización de materiales y stock de repuestos
7. Responsable por la seguridad de las operaciones de manejo y control del flujo de retorno del pozo

IV.2.14.4. Operadores de cabeza rotativa y estrangulador

Esta posición será cubierta las 24 horas por técnicos especializados. Directamente responsables por el funcionamiento y montaje de los equipos, así como del mantenimiento de los mismos.

Tareas básicas

1. Instalación, operación, mantenimiento de la cabeza rotativa y del choke manifold para cumplir el programa de operación
2. Operar el choke manifold durante las diferentes maniobras a realizar en el desarrollo de la operación de perforación bajo balance de acuerdo a las instrucciones del supervisor de operaciones
3. Realizar las recomendaciones técnicas, operacionales y de seguridad a que haya lugar
4. Responsable por la utilización de materiales y de llevar el control del stock requerido para soportar las operaciones
5. Asistir a los demás operadores en cualquier circunstancia que se requiera
6. Llevar actualizados los reportes de operación de los equipos a su cargo y de entregarlos al supervisor
7. Responsable por la seguridad de las operaciones de cabeza rotativa y choke manifold

IV.2.15. Descripción de la técnica a utilizar

Los líquidos gasificados se han convertido en los fluidos de perforación de mayor aceptación para perforar campos depresionados alrededor del mundo, en particular en el proyecto de pozos de los campos Ébano – Panuco – Cacalilao en la zona norte de México.

Cabe mencionar que por las características de las calizas, y propiedades de la formación que es fracturada naturalmente, no presenta desestabilización en paredes de pozo, tampoco una ventana operativa por encima de la presión del yacimiento. Esto es simplemente para aclarar que en esta operación se pretende tener pequeños influjos de fluidos de formación.

El objetivo fundamental es optimizar el incremento en la recuperación de la producción de aceite en las operaciones evitando que se presente un impacto negativo en la formación minimizando el daño a la formación por medio de la invasión de fluidos utilizados en la operación.

En los fluidos gasificados, la base líquida puede estar conformada por agua, aceite nativo, diesel ó mezclas de estos, los cuales se gasifican utilizando aire, nitrógeno, o menos frecuentemente gas natural y CO_2 .

En los proyectos de perforación que están siendo desarrollados en la región norte de México no aplica la utilización de aire como fluido gasificante. Esto debido a que en una buena proporción estas operaciones son ejecutados utilizando fluidos base aceite como fluido de perforación los cuales pueden generar riesgos de explosiones en fondo de pozo o inclusive en superficie al generarse mezclas de tipo explosivo por los vapores liberados por los fluidos de perforación o por gas hidrocarburo que pueda incorporarse en forma de influjo de fluidos de formación. Adicionalmente, el alto porcentaje de oxígeno presente en el aire (21%) en conjunto con las altas temperaturas de fondo generaría problemas serios de corrosión a las herramientas de fondo de pozo.

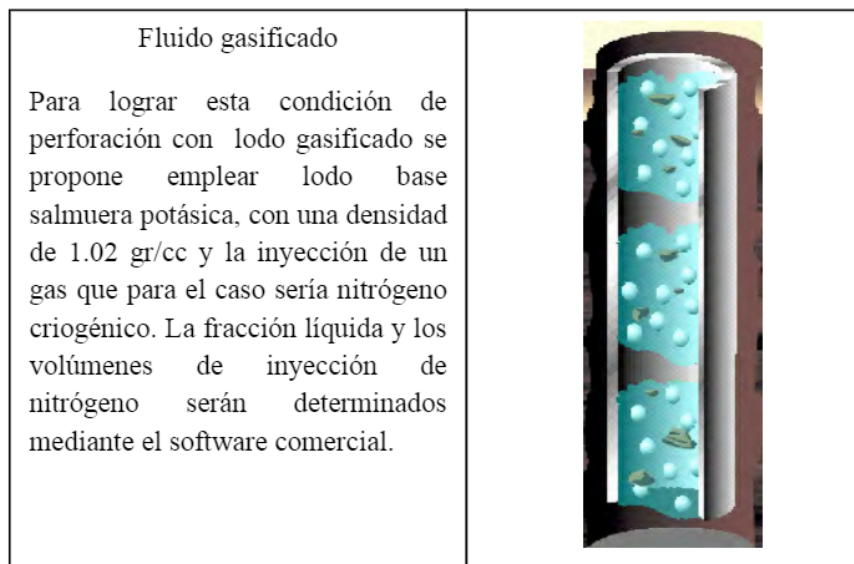


Figura 4.8 Descripción del fluido gasificado



El medio gaseoso a ser utilizado durante la perforación de esta sección será el nitrógeno criogénico, el cual tiene una pureza de 98 – 99% y presenta las siguientes propiedades:

Tabla 4.4 Propiedades del gas

Gas:	Nitrógeno
Peso molecular:	28.013
Gravedad específica:	0.97

- El nitrógeno es un gas inerte que elimina el riesgo de incendio
- El nitrógeno generado criogénico presenta un remanente de oxígeno del orden de 1-2% en volumen por lo cual se recomienda monitorear la tasa de corrosión presente en este tipo de sistemas y mantener el pH siempre por encima 9.0
- El suministro de nitrógeno criogénico es más fácil y con un menor costo.
- Ambientalmente no es peligroso, ya que el proceso de generación es rápido, limpio y no genera desechos peligrosos

IV.2.16. Análisis de la sección 6" antes de ser perforada con el simulador

Debido a la modalidad de perforación bajo balance en fondo de pozo utilizando un sistema de fluido bifásico gasificado durante la perforación de la sección de 6" del pozo Ebano, se requiere realizar un modelamiento de flujo multifásico con el fin de determinar los diferentes escenarios posibles. Esto incluye la determinación de los volúmenes de nitrógeno requeridos para alcanzar la Densidad Equivalente de Circulación deseada de 0.85 a 0.75 (gr/cc), en combinación con las velocidades de inyección de lodo que permitan obtener la condición de presión de circulación requerida tal que evite la pérdida y que asegure una adecuada limpieza del agujero, sin exceder los límites por encima de los cuales tendremos problemas de erosión en el pozo.

De la misma manera, este proceso lleva a verificar la cantidad y la capacidad requerida de equipo de generación / inyección de nitrógeno tanto como del equipo de separación de fluidos en superficie.

Mediante el simulador se busca determinar combinaciones de nitrógeno y líquido que permitan cumplir con los criterios recomendados de velocidad vertical mínima de líquido de 148 (pies/min) para agujeros verticales y de 180 (pies/min) para agujeros horizontales.

Un segundo factor determinado mediante el simulador es el Coeficiente de Transporte de Recortes, el cual es un factor adimensional que da una medida porcentual de la eficiencia de acarreo de los recortes. En la teoría se considera que un Coeficiente de Transporte de recortes por encima del 80% indica que se tiene una adecuada limpieza de pozo.

El proceso de modelamiento da una muy buena idea de las circunstancias y características del sistema bifásico que se estima generar en campo. Sin embargo, una vez iniciada la operación se recomienda calibrar el modelo con las propiedades y características particulares tanto de los fluidos como de los equipos y tuberías que se tienen realmente en la operación con el fin de validar los resultados obtenidos durante el modelamiento inicial.

Teniendo en cuenta que el simulador utilizado para este proceso es del tipo estado estable, en la práctica deberá monitorearse cerradamente los parámetros de operación con el fin de prever con anticipación situaciones que puedan significar un riesgo para la operación.

Basándose en los datos que contiene el programa de perforación, se introdujo la información necesaria al software, de lo cual se obtuvo las siguientes corridas y graficas para iniciar la perforación de la sección 6".



Tomando en cuenta que el pozo tenga una presión de yacimiento de 605 (psi), sin observar pérdidas de circulación, se estaría perforando con los siguientes parámetros:

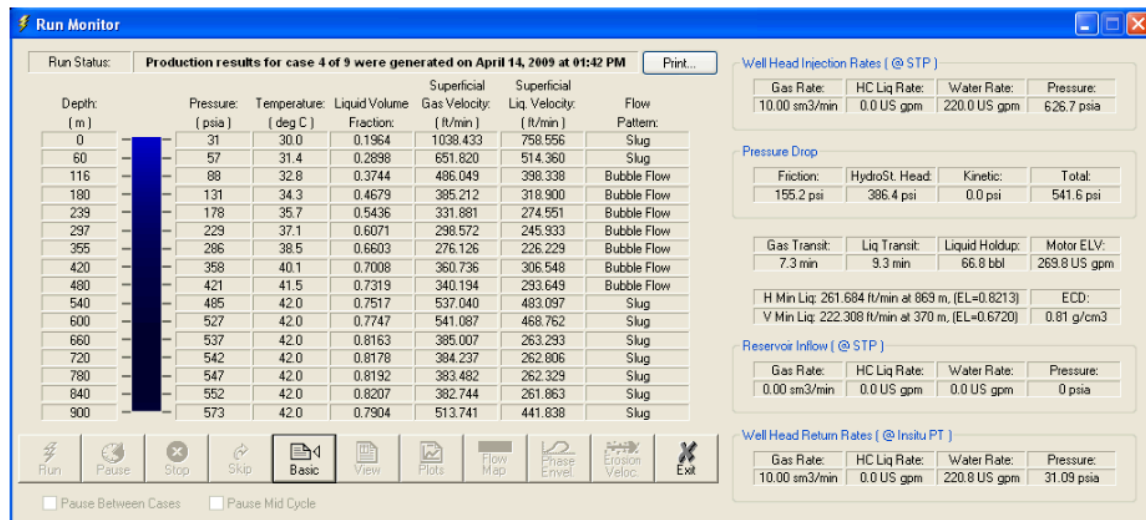


Figura 4.9 Corrida sin considerar pérdidas de circulación en el pozo Ebano

La información obtenida es:

- Densidad Equivalente de Circulación: 0.81 [gr/cc]
- Densidad del fluido: 1.03 (Salmuera Potásica)
- Gasto líquido: 220 [gpm]
- Inyección de nitrógeno: 10 (m3/min)
- Patrón de flujo: Flujo Burbuja (116 – 480 (m)) y Flujo Tapón (480 – 900 (m))

Al observar pérdidas de circulación, se estaría perforando con los siguientes parámetros:

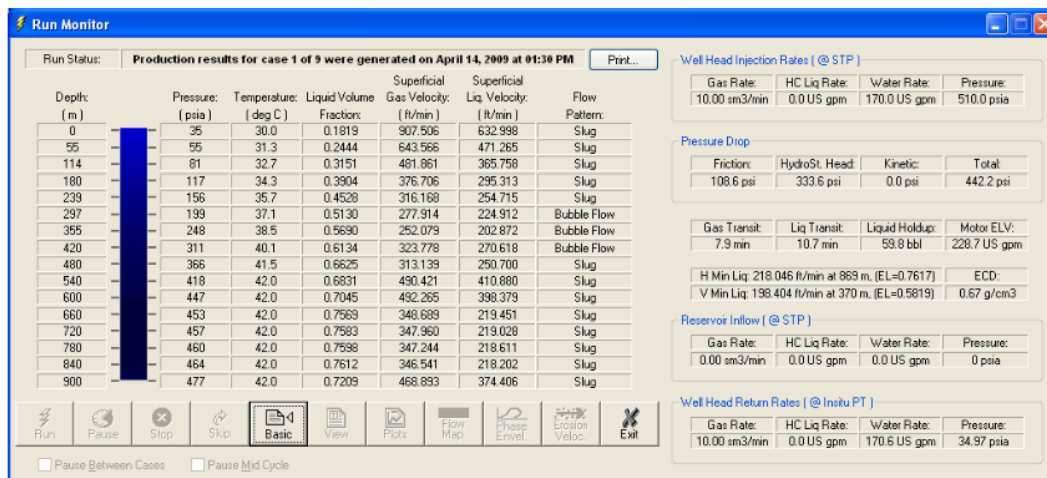


Figura 4.10 Corrida considerando pérdidas de circulación en el pozo Ebano

La información obtenida es:

- Densidad Equivalente de Circulación: 0.67 (gr/cc)
- Densidad del fluido: 1.03 (Salmuera Potásica)
- Gasto líquido: 170 (gpm)
- Inyección de nitrógeno: 10 (m³/min)
- Patrón de flujo: Flujo Burbuja (297 – 420 (m)) y Flujo Tapón (420 – 900 (m))

En términos de presión de fondo, el rango de trabajo está comprendido en un rango de 597 a 550 psi. De esta forma, se observa sobre la gráfica que utilizando combinaciones de velocidades de inyección de lodo de 200 – 220 – 240 gpm y velocidades de inyección de nitrógeno de 10 – 14 m³ se obtendrán presiones de fondo dentro del rango de trabajo seleccionado.

Además del parámetro de presión de fondo, estas combinaciones de lodo y nitrógeno permiten cumplir con el criterio de velocidad mínima para una buena limpieza de pozo.

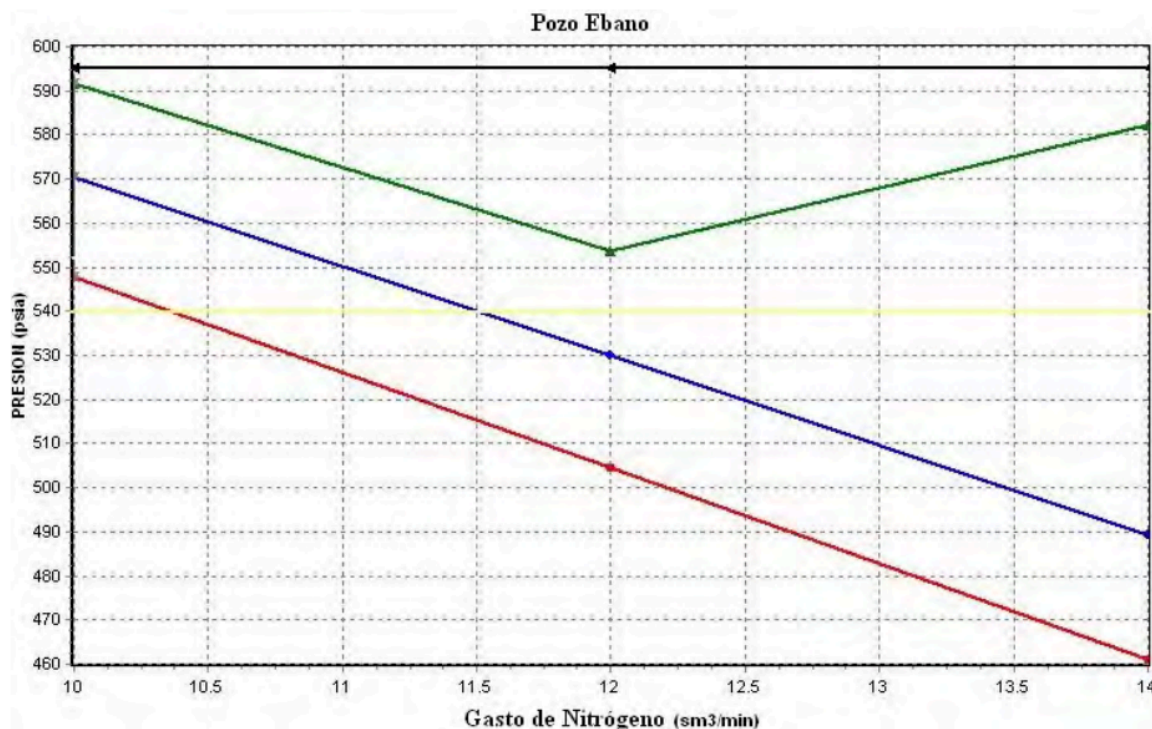


Figura 4.11 Ventana operativa

Para iniciar la operación se recomiendan los siguientes valores:

- Velocidad de inyección de lodo : 220 gpm
- Velocidad de Inyección de nitrógeno: 10 m³/min.

Esta combinación de velocidades de lodo y nitrógeno proporcionará una presión de fondo de circulación de 597 psi. De persistir la pérdida se incrementara paulatinamente la velocidad de inyección de nitrógeno, hasta observar la circulación estabilizada, evitando los bacheos.

Por tratar de un campo fracturado naturalmente y depresionado, no hay una ventana operativa por encima de la presión de poro del yacimiento, donde la pérdida de circulación es total. La propuesta para estos campos es crear una ventana operativa tomando en cuenta la presión de poro como la presión límite para no ocasionar pérdidas de fluido de perforación hacia la formación y como máximo, trabajar con 50 psi por debajo de la presión del yacimiento.

De esta manera el resultado serán pequeños influjos de aceite y gas incorporado, que serán manejados de manera segura y eficaz hacia el equipo de separación.



IV.2.17. Resumen de perforación bajo balance

23 de Octubre de 2008

Eliminó kelly y sacó barrena 6" con herramienta a superficie. Armó barrena, escariador y metió a 375 m. Circuló y sacó barrena y escariador a superficie. Armó equipo para correr registros, sin resistencia alguna. Recuperó herramienta y armó segunda corrida para toma de registro (sónico de cementación). Tomó registros eléctricos. Desplazó bache de carbonato de calcio 2 m³, con una concentración de 60 kg/m³ y densidad de 1.15 gr/cc x 55 seg. Nota: Equipo bajo balance de Cia. Weatherford instalado al 100%. Bombeó bache espaciador; posterior bombeó 30.6 bls de lechada de 1.90 gr/cc; bombeó bache espaciador. Cima teórica de tapón por circulación 315 m. levantó TP y tubo difusor a 148 m, instaló válvula de pie. Espera fraguado de cemento (18 hrs programadas).

24 de Octubre de 2008

Eliminó válvula de pie y recuperó TP 2 7/8" con tubo difusor a superficie. Conectó barrena PDC 6" y sarta convencional, bajó hasta 421 m. sin encontrar resistencia alguna. Continuo bajando barrena pdc 6" hasta 436 m donde encontró resistencia franca. Rebajó cemento de 436 m hasta 445 m, EPM = 80, Q = 212 GPM, PB = 400 psi, RPM = 50, PSB = 3 ton, circuló pozo para limpiar agujero. Sacó barrena 6" a superficie y eliminó misma, llenando pozo cada 3 lingadas por espacio anular

27 de Octubre de 2008

Continuó perforando con sarta navegable, rotando y deslizando sarta de 443 md a 494 md; PSB = 4 – 6 tons, EPM = 80, Q = 212 GPM, PB=1000 psi, RPM = 60, PSB = 25.5 tons, fluido de control salmuera potásica de 1.03 gr/cc x 55 seg. Con personal de Cia. Weatherford retiró campana e instaló elemento sellante, se le proporcionó 7 m³ de fluido de control y probó equipo bajo balance. Continuó perforando con sarta navegable, rotando y deslizando de 494 md a 521 md, donde suspendió por pérdida total de circulación; PSB = 4 – 6 tons, EPM = 80, Q = 212 GPM, PB = 900 psi, RPM = 60, PSB = 25.5 tons, fluido de control salmuera potásica de 1.03 gr/cc x 55 seg. Desconectó kelly y levantó barrena 395 m. bajó barrena PDC 6" a fondo perforado. En el inter, instaló unidad de N₂ y probó líneas de control con 2500 psi. Inició a perforar bajo balance con fluido nitrogenado, rotando y deslizando sarta navegable, circulando con fluido de control salmuera potásica nitrogenada y perforando con pérdida de fluido de control de 521 md a 595 md. Se presentó buena manifestación de aceite ligero en temblorinas; fluido de control perdido en circulación = 86 m³; QN₂ = 10 – 12 m³/min.



28 de Octubre de 2008

Continua perforando bajo balance con sarta navegable con pérdida de fluido de control salmuera potásica nitrogenada de 611 a 721 md; $QN_2 = 12 \text{ m}^3/\text{min}$, Volumen utilizado de $N_2 = 9923 \text{ m}^3$; fluido de control perdido de 5 – 16 hrs 22 m^3 , Vol. total perdido de fluido de control 122 m^3 . Con personal Cia. weatherford depresionó equipo bajo balance. Personal de cia. levantó barrena de 721 md a 385 md llenando capacidad de TP. Personal de Cia. Weatherford eliminó elemento sellante e instaló campana de viajes. Recuperó barrena y equipo de navegación en presencia de personal de Cia. weatherford.

29 de Octubre de 2008

Continuó bajando barrena PDC 6" y sarta navegable modificada de 400 md a 650 md. Personal de Cia. Weatherford retiró campana de viaje e instaló elemento sellante. Bajó barrena PDC 6" y sarta navegable de 650 md a 721 md (fondo perforado), conectó kelly. Inició a abastecer equipo bajo balance de Cia. Weatherford con fluido de control. Con barrena PDC 6" perfora rotando y deslizando sarta con fluido de control salmuera potásica nitrogenada con pérdida parcial continua de 721 md hasta 900 md; (fluido de control perdido total hasta las 19:00 hrs salmuera potásica nitrogenada = 162 m^3). $QN_2 = 12 \text{ m}^3/\text{min}$, Volumen total utilizado de $N_2 = 16720 \text{ m}^3$. Circuló con fluido de control salmuera potásica nitrogenada de $1.00 \text{ gr/cc} \times 45 \text{ seg}$. EMP = 60, PB = 900 psi, Q = 159 GPM. Personal de Cia. Weatherford depresionó equipo bajo balance y alineó pozo a temblorinas. Levantó barrena 6" y sarta navegable a 400 m, (sin resistencia alguna), llenando pozo por espacio anular cada 2 lingadas.

30 de Octubre de 2008

Levantó barrena PDC 6" a la profundidad de la zapata (373 m) franca sin resistencia alguna, llenando pozo cada 2 lingadas. Bajó barrena PDC 6" de 373 m. a 900 md libre sin resistencia alguna. Circuló pozo a través del equipo bajo balance de Cia. Weatherford, bajo las siguientes condiciones: EPM = 60, Q = 159 GPM, PB = 700 psi, $QN_2 = 12 \text{ m}^3/\text{min}$. Sacó barrena PDC 6" y sarta navegable de Cia. Weatherford a superficie, llenando pozo por espacio anular capacidad de TP y herramienta. Desconectó tramo por tramo sarta navegable de Cia. Weatherford. Volumen total de fluido de control perdido = 170 m^3 , Volumen de N_2 utilizado = $17,490 \text{ m}^3$.

Armó en superficie sonda con herramienta de registros triple combo de Cia. Weatherford, colocó sensores y fuente radioactiva y metió misma a 27 m. metió sarta con herramienta de registro triple combo a fondo perforado (900 md). Instaló flecha kelly y circuló fondo; EPM = 60, Q = 160 gpm, PB = 400 psi, $QN_2 = 11 \text{ m}^3/\text{min}$, PB de $N_2 = 400 \text{ psi}$, Vol. de N_2 utilizado en la operación = 660 m^3 , Vol. total acumulado de $N_2 = 18150 \text{ m}^3$; Vol. de fluido de control perdido en operación = 7 m^3 , tomo registro Densidad – Porosidad – RG – Resistividad a 776 md.



1 de Noviembre de 2008

Desconectó barrena de 6", desconectó equipo de registros. Mete aparejo de producción 2 7/8" combinado con 3 1/2" y empacador de Cia. Baker para TR 7 5/8" a 360 m. Instaló colgador integral 11" x 3 1/2" y alojó en su nido. Con personal de Cia. Weatherford eliminó válvulas de 7 1/16" y cabeza rotatoria con apoyo de Cia. Propesa y llave Hytorc. Eliminó 100% conjunto de preventores. Cia. Qmax limpió presas skimmer de Cia. Weatherford al 100% y evacuó 20 m³ de agua residual contaminada de aceite de presa de asentamiento; Cia. Weatherford desmanteló 100% equipo bajo balance.



IV.2.18. Volumen perdido de fluido y nitrógeno

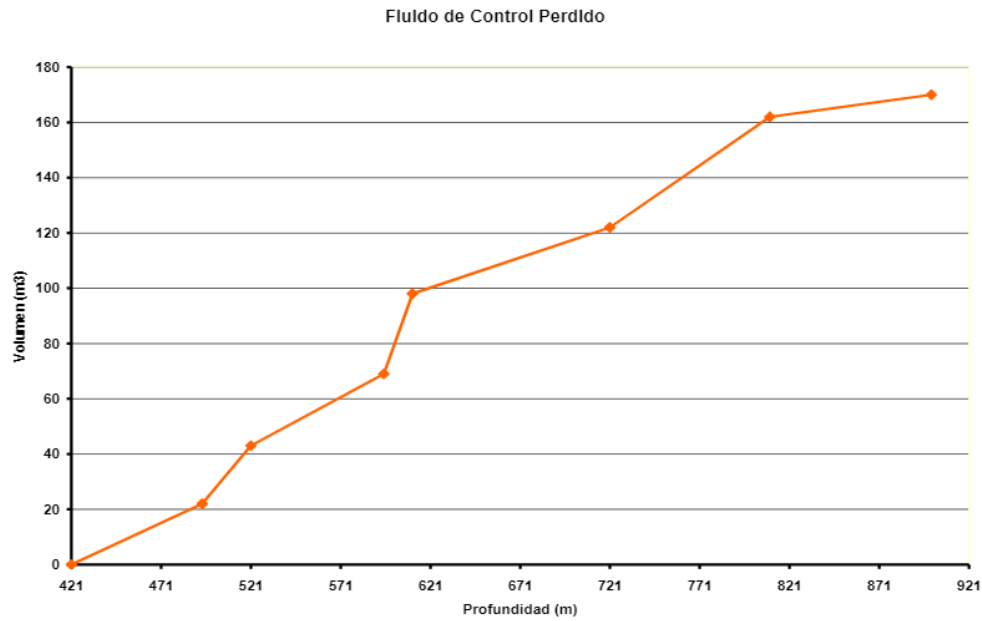


Figura 4.12 Volumen de fluido perdido en la perforación bajo balance

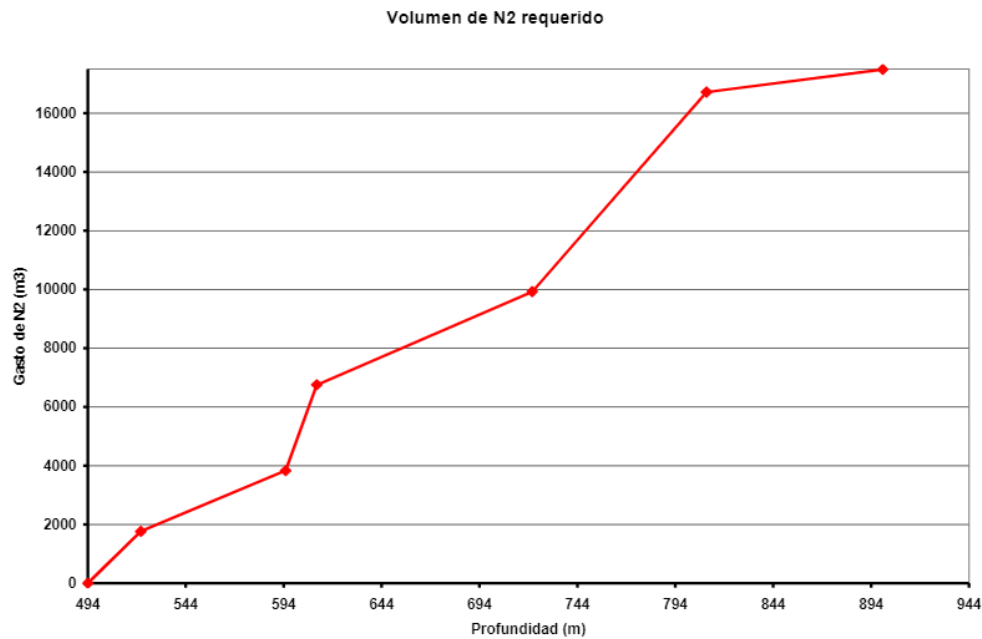


Figura 4.13 Volumen de nitrógeno requerido para la perforación bajo balance



Durante la perforación de la etapa de producción de 6", a la profundidad de 494 m se presentó pérdida de circulación total con un volumen perdido de 83 m^3 debido a las condiciones de fractura que presenta la formación, a partir de ese momento la técnica de perforación bajo balance con fluido gasificado entro en operación hasta alcanzar la profundidad programada de 900 md, teniendo un volumen acumulado perdido de 162 m^3 , con lo cual se observa que durante el desarrollo de la perforación bajo balance el volumen perdido fue de 79 m^3 .

La mayor parte de las pérdidas mostradas en la primer grafica obedecen al llenado durante la sacada de tubería, a los desplazamientos para desnitrógeno y los periodos de bombeo para restablecer circulación luego de las paradas. En la segunda grafica se observa el volumen requerido de nitrógeno desde los 521 md hasta los 900 md programados para mantener la técnica de perforación bajo balance siendo este de 16720 m^3 .



IV.2.19. Análisis de la etapa 6” durante la perforación con el simulador

En la perforación del pozo Ebano, después de presentarse la pérdida total de fluido e iniciar con la perforación bajo balance utilizando fluido nitrogenado, se fue analizando el comportamiento de la presión de fondo, densidad equivalente de circulación (DEC) y demás parámetros por medio del software comercial, realizando diversas corridas a lo largo de la operación, a partir de éstas se obtuvieron los gastos de inyección óptimos tanto de lodo como nitrógeno para alcanzar lo planeado en la etapa de producción.

De los 521 md hasta los 611 md, el comportamiento del pozo es el siguiente:

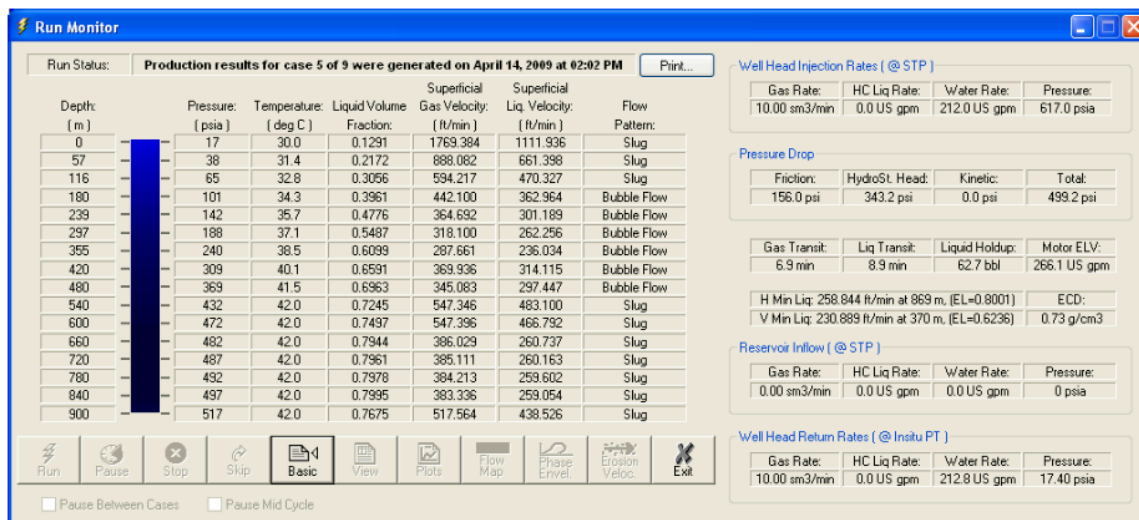


Figura 4.14 Comportamiento de los parámetros, intervalo 521 – 611md

La información obtenida de esta corrida es:

- Densidad Equivalente de Circulación: 0.73 (gr/cc)
- Densidad del fluido: 1.03 (Salmuera Potásica)
- Gasto líquido: 212 (gpm)
- Inyección de nitrógeno: 10 (m³/min)
- Patrón de flujo: Flujo Burbuja (180 – 540 (m)) y Flujo Tapón (0 a 180 y 540 a 900 (m))
- Pérdidas de fricción: 499.2 Psi

De los 611 md a los 721 md, el comportamiento del pozo es el siguiente:

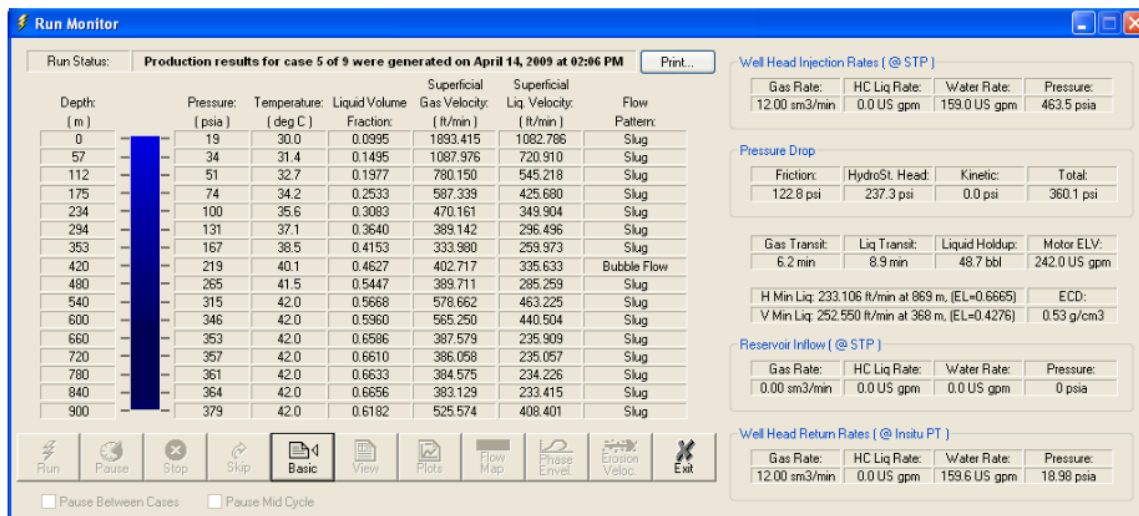


Figura 4.15 Comportamiento de los parámetros, intervalo 611 – 721md

La información obtenida de esta corrida es:

- Densidad Equivalente de Circulación: 0.53 (gr/cc)
- Densidad del fluido: 1.03 (Salmuera Potásica)
- Gasto líquido: 159 (gpm)
- Inyección de nitrógeno: 12 (m³/min)
- Patrón de flujo: Flujo Burbuja (420 – 480 (m)) y Flujo Tapón (0 a 420 y 480 a 900 (m))
- Pérdidas de fricción: 360.1 Psi



De los 721 md a los 900 md, el comportamiento del pozo es el siguiente:

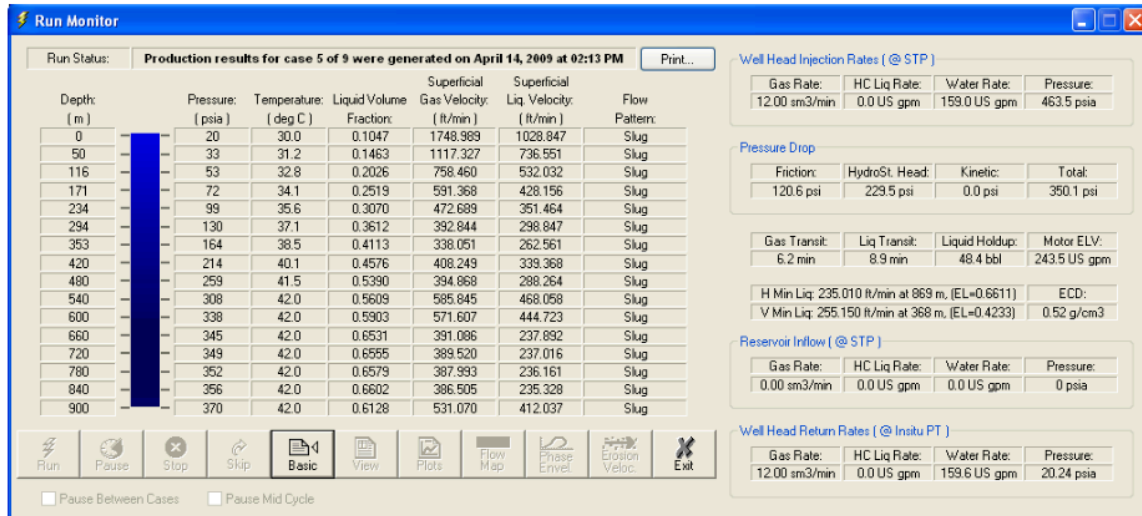


Figura 4.16 Comportamiento de los parámetros, intervalo 721 – 900md

La información obtenida de esta corrida es:

- Densidad Equivalente de Circulación: 0.52 (gr/cc)
- Densidad del fluido: 1.00 (Salmuera Potásica)
- Gasto líquido: 159 (gpm)
- Inyección de nitrógeno: 12 (m³/min)
- Patrón de flujo: Flujo Tapón 0 a 900 (m)
- Pérdidas de fricción: 350.1 Psi

De los resultados obtenidos con el software se ve que las corridas realizadas antes y durante de la operación no estuvieron tan lejos de la realidad, como se ha mencionado en párrafos anteriores es importante una vez iniciada la operación alimentar al modelo con las propiedades y características reales tanto de los fluidos como de los equipos y tuberías que se tienen en la operación con el fin de obtener el comportamiento real.

IV.2.20. Análisis de limpieza

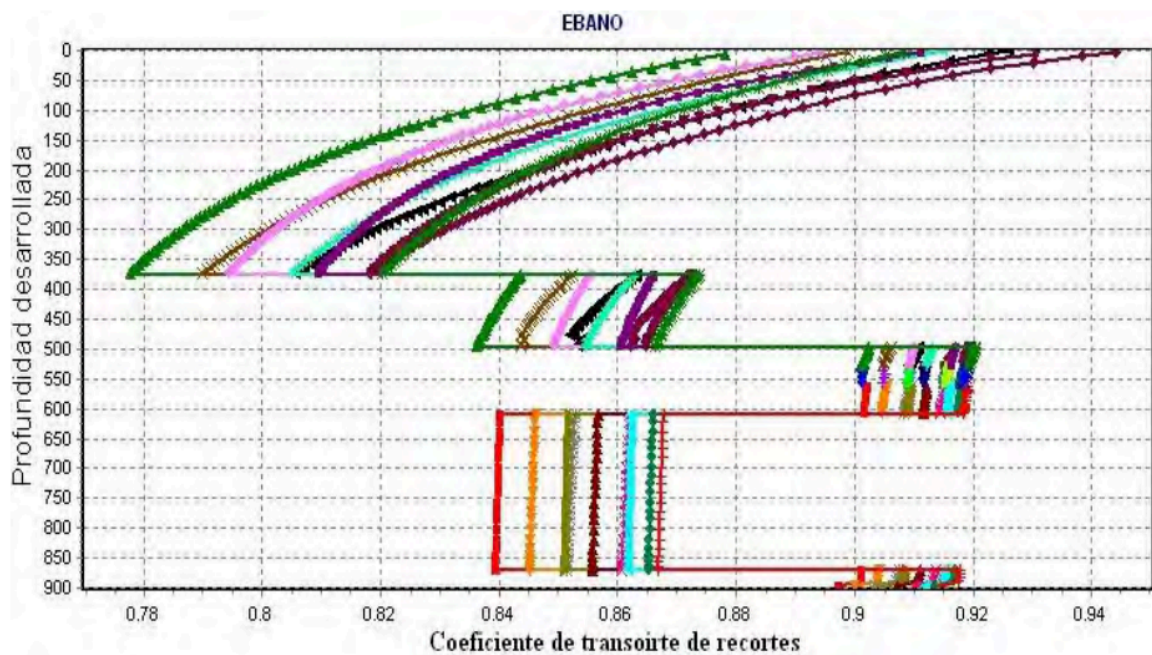


Figura 4.17 Comportamiento de la limpieza del agujero, intervalo 521 a 611 md

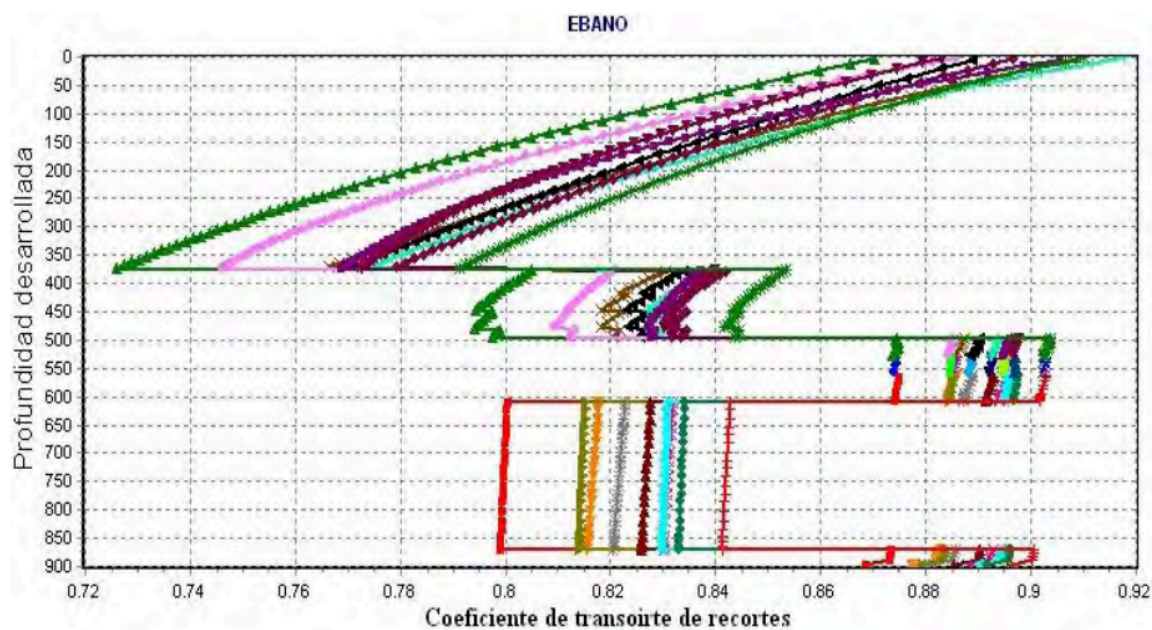


Figura 4.18 Comportamiento de la limpieza del agujero, intervalo 611 a 721 md

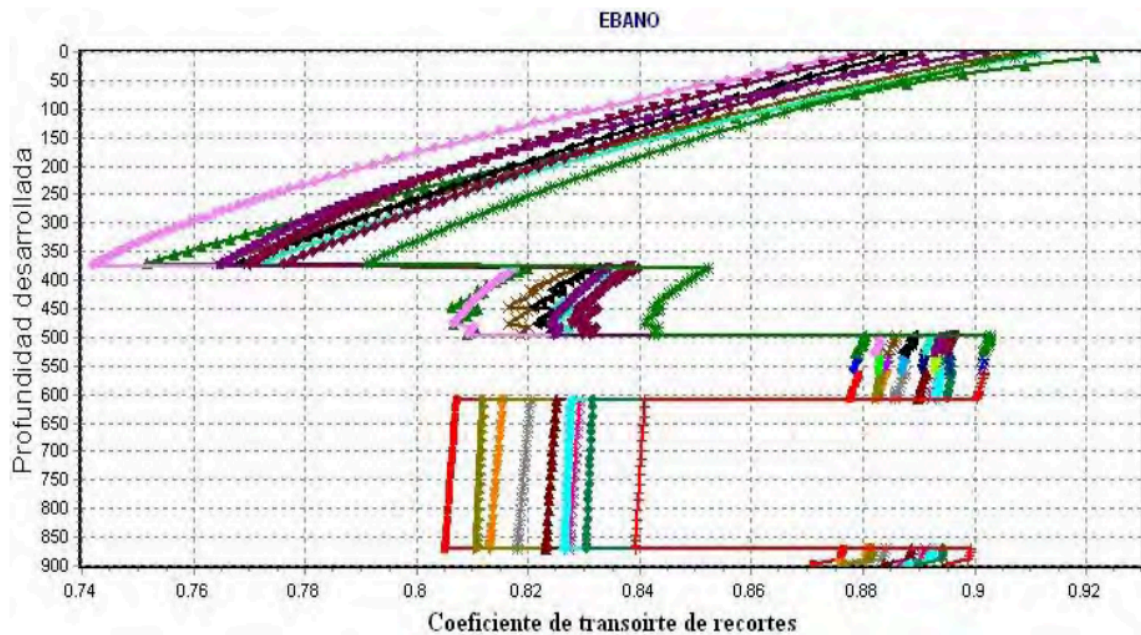


Figura 4.19 Comportamiento de la limpieza del agujero, intervalo 721 a 900 md

De las gráficas mostradas anteriormente se observa que todas las corridas realizadas cuentan con un Coeficiente de transporte de recortes por encima del 72%.

Esto con base en el criterio teórico que enuncia que aun en casos donde se tiene un Coeficiente del 55% puede obtenerse una adecuada limpieza de pozo. Obviamente ante estas circunstancias se recomienda implementar y mantener unas buenas prácticas de perforación especialmente siguiendo las recomendaciones incluidas a continuación.

En términos generales en las gráficas se observa que en la zona del BHA la capacidad de transporte de recortes se incrementa por el aumento en la velocidad anular. Una vez fuera de la zona del BHA, se tiene una tendencia definida al utilizar fluido bifásico, se reduce el transporte de recortes hasta valores del 72%. Esto se refleja en los puntos localizados hacia el eje de profundidad de las gráficas.

Sin embargo, a partir de dicho punto la aceleración producida por la expansión del gas permite que el transporte de recortes se incremente nuevamente. Es decir, el efecto final de la velocidad ascendente es mayor que la velocidad de deslizamiento de los cortes.

Como puede verse, bajo las condiciones simuladas, se tiene un coeficiente de transporte de recortes del orden del 72 al 95% mostrados por las gráficas. Esto indica que los gastos de inyección de lodo y nitrógeno manejados durante perforación cumplieron con el criterio de limpieza del agujero.



IV.2.21. Análisis de resultados

Con el equipo y personal requerido para la operación, se cumplió el objetivo de perforar con la técnica de perforación bajo balance con fluido gasificado el intervalo de 500 md a 900 md del pozo Ebano.

Para mantener controlada la pérdida, se utilizó la inyección de nitrógeno al fluido de control y bajar las velocidades de inyección de estos, la velocidad de inyección del lodo fue de 159 (GPM) y para el nitrógeno fue de 12 (m^3/hr).

La perforación bajo balance es importante en esta clase de pozos con fracturas naturales, porque en ellas se pierde gran cantidad de lodo llegando a condiciones peligrosas por inestabilidad de presiones en el pozo.

En estos pozos el daño de formación es relativamente grande perforando convencionalmente, por ello, la productividad del pozo aumentará en la medida en que se ejecute un buen control de la perforación en condiciones de bajo balance.

Se evitan pérdidas económicas al no generar casi fugas de lodo hacia la formación.

Durante el desarrollo de la operación deben de monitorearse cerradamente los parámetros operacionales para advertir cualquier dificultad que se pueda presentar con respecto a la limpieza de pozo. Esto permitirá tomar los correctivos necesarios con suficiente antelación para evitar problemas mayores.



CONCLUSIONES

1. En los últimos años la perforación bajo balance se ha utilizado con más frecuencia, debido a que es una técnica que permite producir al mismo tiempo que se perfora. Al realizar la perforación bajo balance se presenta la afluencia de fluido de la formación al pozo, por esta razón es muy importante seleccionar adecuadamente las características de diseño con las que debe cumplir el equipo, para llevar a cabo el manejo adecuado del flujo de los fluidos de control y de los fluidos producidos.
2. La selección del equipo, se ve directamente influenciado por el tipo y la cantidad de fluidos producidos al mismo tiempo que se perfora.
3. Es un factor bastante importante conocer las características, ventajas y desventajas que tiene cada tipo de fluido de perforación, con el fin de obtener mayores beneficios. Por ende, se debe determinar los factores adecuados que permitan llevar a cabo la selección del sistema del fluido de perforación adecuado, para obtener un rendimiento óptimo a las condiciones y características presentes.
4. Se debe realizar un modelamiento de flujo (monofásico o multifásico) con el fin de determinar los diferentes escenarios posibles.
5. Las razones principales para realizar una perforación bajo balance son minimizar el daño a la formación y reducir el impacto ambiental así como disminuir los costos.
6. Con este tipo de operación se pueden identificar rápidamente zonas de formaciones productoras, esta condición permite realizar diversas pruebas de identificación de fluidos en el campo.
7. Con la técnica de perforación bajo balance se puede continuar perforando aun cuando el pozo presente alguna manifestación o exista presencia de un ambiente amargo.



RECOMENDACIONES

1. Emplear la perforación bajo balance en cualquier formación sujeta a daño, especialmente en yacimientos naturalmente fracturados, en formaciones que presenten pérdidas de circulación con el fin de minimizar o evitar la pérdida significativa del fluido.
2. Teniendo un simulador de tipo estado estable, se deberá monitorear cerradamente los parámetros de operación con el fin de prever con anticipación situaciones que puedan significar un riesgo para la operación.
3. Antes de comenzar con el traslado de equipo, es necesario evaluar el espacio disponible en el cual se colocara el equipo superficial para perforar bajo balance, así como la distancia existente de los preventores a la mesa rotaria ya que en ese espacio se colocara la cabeza rotativa.



BIBLIOGRAFIA

1. D. Hannegan and R. Divine, "Underbalanced Drilling–Perceptions and Realities of Today's Technology in Offshore Applications", SPE 74448, Febrero 2002.
2. D. Kimery and M. McCaffrey, "Underbalanced Drilling in Canada: Tracking the Long-Term Performance of Underbalanced Drilling Projects in Canada", SPE 91593, Octubre 2004.
3. Eresman, D., "Underbalanced Drilling Guidelines impropé Safety Efficiency", Oil and Gas Journal Technology, Febrero 1994.
4. Garcia Vela Luis Gerardo "Perforación bajo balance: Equipo y Técnicas", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
5. http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/COLAPER2000/43_Colaper_2000_jarj_completo.doc
6. <http://www.seflucempo.com/common/pdf/METODOS.pdf>
7. J.A. Cantu, J. May and J. Shelton, "Using Rotating Control Devices Safely in Today's Managed Pressure and Underbalanced Drilling Operations", SPE 91583, Octubre 2004.
8. Madrigal Arriaga Víctor Manuel, "Análisis de la Tecnología en perforación bajo balance", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2006.
9. Noel Monjure, "IADC – UBO Committee Classification System for Underbalanced Wells", 2001.
10. Razo, Z. C., "Un siglo de la perforación en México", PEMEX Exploración y Producción, 2000.



11. Rehm, W. y Purvis, D., "Underbalanced Drilling", Petroleum Technology Transfer Concil, PTTC, Julio 2001.
12. Torres Gracia Marcela, "Consideraciones Técnico Económicas para la Aplicación de las Técnicas de perforación bajo balance", Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
13. www.neotec.com
14. www.halliburton.com
15. www.weatherford.com