

01129
26



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA AFLUENCIA DE
FORMACIONES SOBRE LA PERFORACIÓN
BAJO BALANCE.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

CARLOS ABEL MENDOZA ORTEGA



DIRECTOR: M.I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

MÉXICO D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE 2003

A

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

PAGINACION DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

Autoriza a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo profesional.

NOMBRE: MENDOZA ORTEGA FACULTAD DE INGENIERÍA
CARLOS ABEL DIRECCIÓN
FECHA: 29-09-03 60-1-969
FIRMAS: *[Firma]*

SR. CARLOS ABEL MENDOZA ORTEGA
Presente

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

ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA AFLUENCIA DE FORMACIONES SOBRE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

	RESUMEN
	INTRODUCCIÓN
I	ANTECEDENTES
II	FLUIDOS DE PERFORACIÓN
III	REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS
IV	SISTEMA PARA ANALIZAR LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE
	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 10 de septiembre de 2003
EL DIRECTOR

[Firma]
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg
[Firma]



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ANÁLISIS DEL EFECTO DE LA AFLUENCIA DE
FORMACIONES SOBRE LA PERFORACIÓN BAJO
BALANCE.**

PRESENTADA POR:

CARLOS ABEL MENDOZA ORTEGA

DIRIGIDA POR:

M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: **ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**

VOCAL: **M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ**

SECRETARIO: **DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO**

1ER. SUPLENTE: **ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA**

2DO. SUPLENTE: **ING. JAVIER ARELLANO GIL**



MÉXICO D. F., CD. UNIVERSITARIA, SEPTIEMBRE 2003.

d

A mi madre:

Existe un misterioso equilibrio en el ejercicio de dar; entregarte este trabajo, es ofrecerte un poco de lo que me has dado. Espero que al recibirlo, se genere una correspondencia con lo que siempre me has entregado. La eterna reciprocidad que nos une: dar y recibir es lo mismo.

Una vez leí, que como todos los actos del universo, la dedicatoria de un libro es un acto mágico, el modo más grato, más sensible; la forma más alta y más pura de pronunciar un nombre. Yo pronuncio ahora el tuyo: **Maura Ortega Martínez.**

A mi hermana:

A **Laura M. Mendoza Ortega**, por su cariño, solidaridad, entrega y por su ejemplo. A tí, simplemente por nuestra hermandad.

A **Ma. de los Ángeles Hernández y Yanira Torres:**

Gratas compañías. Agradezco su comprensión y tolerancia en este sinuoso proceso; espero que este esfuerzo propicie la motivación que requieren en su proceso de aprendizaje. Seguiremos aprendiendo en la difícil ruta de la convivencia.

A mi hija:

Karla S. Mendoza Hernández, los más sinceros agradecimientos por ser la motivación más pequeñita y extraordinaria para realizar este trabajo y cualquier acto de mi vida.

A la Familia **Rodríguez de la Torre:**

Por ser cómplices de este sueño, y brindarme su calidez, amistad y consejo.

A **Víctor H. Lozada Illescas:**

Mi viejo amigo, por tus consejos, tu tiempo y tu silencio.

Y a todas aquellas personas que juegan un papel importante en mi vida.

Agradecimientos

Este trabajo es fruto, en gran medida, de los diálogos y sugerencias que otras personas me hicieron. Cuando llegaba a mi casa y me ponía a escribir me parecía que lo que estaba haciendo no era más que una continuación del diálogo que entablaba con ellos; va pues un agradecimiento a todos aquellos que motivaron y con los pude aclarar mis ideas y en ocasiones hasta inspirarme para seguir con este trabajo.

Ing. Oswaldo Hernández Mena.

M. en I. José Martínez Pérez.

Ing. Manuel Villamar Viguera.

Dr. Rafael Rodríguez Nieto.

Ing. Cristina Avilés Alcántara.

Ing. Javier Arellano Gil.

Facultad de Ingeniería, UNAM.

A personas como: Rosario López, Isabel Balleza, Rodolfo González, Miguel A. Aguilar, Sra. Concepción Herrera C., Sra. Julia Sánchez M., Sra. Julia Palma H. y a todas las personas, que de alguna u otra forma contribuyeron de manera directa o indirecta al cumplimiento de esta meta.

"Un forastero llegó a visitar a un rabino y le preguntó: ¿qué es mejor la inteligencia o la bondad? El rabino contestó: por supuesto la inteligencia, ella es el centro de la vida. Pero si uno tiene sólo la inteligencia y no la bondad, es como si tuviera la llave de la recámara principal y hubiera perdido la de la puerta de su casa".

José Ma. Pérez Gray.
El Imperio Perdido.

CONTENIDO

	<i>Pág.</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>i</i>
<i>INTRODUCCIÓN</i>	1
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES	12
1.1 <u>PRESIÓN HIDROSTÁTICA</u> (p_h)	12
1.2 <u>PRESIÓN DE FORMACIÓN</u> (p_f)	14
1.3 <u>PERFORACIÓN SOBRE BALANCE</u> (p_{SB})	14
1.4 <u>PERFORACIÓN BALANCEADA</u> (p_B)	16
1.5 <u>PERFORACIÓN BAJO BALANCE</u> (p_{BB})	16
1.6 <u>OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</u>	18
1.7 <u>VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</u>	18
1.8 <u>DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</u>	21
1.9 <u>TÉCNICAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</u>	25
1.9.1 <i>Empleo de Fluidos de Perforación de Baja Densidad</i>	25
1.9.2 <i>Inyección de Gas por el Interior de la Tubería de Perforación</i>	26
1.9.3 <i>Inyección de Gas Vía una Tubería Parásita</i>	27
1.9.4 <i>Inyección de Gas Vía una Tubería Concéntrica</i>	29
CAPÍTULO 2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	31
2.1 <u>CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN</u>	31
2.1.1 <i>Definición</i>	31
2.1.2 <i>Funciones</i>	32
2.1.3 <i>Clasificación</i>	37
2.1.4 <i>Selección del Tipo de Fluido</i>	54

2.2	<u>REQUERIMIENTOS DE EQUIPO</u>	57
2.2.1	<i>Sistemas de Perforación</i>	57
2.2.2	<i>Equipos Utilizados en la Perforación Bajo Balance</i>	64
CAPÍTULO 3. REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS		71
3.1	<u>GENERALIDADES</u>	71
3.1.1	<i>Fluidos Newtonianos</i>	73
3.1.2	<i>Modelo Plástico de Bingham</i>	74
3.1.3	<i>Modelo de Ley de Potencias</i>	74
3.1.4	<i>Capacidad de Acarreo de los Recortes</i>	75
3.1.5	<i>Características de los Gases</i>	78
3.2	<u>REOLOGÍA DE LAS SUBSTANCIAS ESPUMA Y NIEBLA</u>	82
3.2.1	<i>Propiedades de las Espumas</i>	82
3.2.2	<i>Modelo de Krug y Mitchel</i>	90
3.2.3	<i>Modelo de Okpobiri e Ikoku</i>	97
3.3	<u>REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS AIREADOS</u>	102
3.4	<u>MODELO REOLÓGICO PARA LOS GASES</u>	105
3.5	<u>COMPORTAMIENTO DE FLUJO</u>	111
3.5.1	<i>Índice de Productividad</i>	111
3.5.2	<i>Método de Vogel</i>	115
3.5.3	<i>Método de Standing</i>	119
3.5.4	<i>Método de Fetkovich</i>	120
3.5.5	<i>Condiciones Reales</i>	122
3.5.6	<i>Otros Métodos</i>	126
CAPÍTULO 4. SISTEMA PARA ANALIZAR LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE		128

4.1	<u>INTRODUCCIÓN</u>	128
4.2	<u>MODELOS REOLÓGICOS DE "MUDLITE 1.0"</u>	131
4.3	<u>ECUACIONES DE FLUJO DE LA ESPUMA</u>	133
4.3.1	<i>Ecuaciones de Estado</i>	133
4.3.2	<i>Ecuaciones de Energía Mecánica</i>	135
4.3.3	<i>Caída de Presión a Través de las Toberas con Espuma</i>	137
4.3.4	<i>Caída de Presión a Través de las Toberas con Aire y Niebla</i>	138
4.4	<u>MODELO DE AFLUENCIA AL POZO</u>	140
4.4.1	<i>Capacidad de Acarreo de los Recortes</i>	141
4.4.2	<i>Velocidad de Asentamiento de las Partículas en el Flujo de Espuma.</i>	141
4.4.3	<i>Velocidad de Asentamiento de las Partículas en Aire y Niebla</i>	142
4.4.4	<i>Relación de Transporte</i>	143
4.5	<u>DATOS Y VENTANAS DEL SOFTWARE</u>	143
4.5.1	<i>Datos del Pozo</i>	147
4.5.2	<i>Trayectoria del Pozo</i>	147
4.5.3	<i>Datos Tubulares</i>	148
4.5.4	<i>Parámetros de Operación</i>	149
4.6	<u>RESULTADOS DE "MUDLITE 1.0"</u>	150
4.7	<u>EJEMPLO DE APLICACIÓN EN "MUDLITE 1.0"</u>	152
	CONCLUSIONES	187
	BIBLIOGRAFÍA	192

RESUMEN

La Introducción tiene como objetivo presentar un panorama general de los diferentes problemas que ocurren en las operaciones de perforación, como pueden ser las pegaduras de la tubería por presión diferencial, pérdidas de fluidos de perforación y daño a la formación, entre otros. Asimismo, se analiza lo más relevante de la perforación bajo balance, la cual permite la entrada de fluidos de las formaciones hacia el pozo; el conocimiento de la cantidad y características del fluido puede ayudar a minimizar los problemas antes mencionados teniendo un control adecuado de los fluidos de perforación.

En el Capítulo 1 se presentan las definiciones básicas para comprender cómo funciona la perforación bajo balance. Esta técnica, definida como aquella operación de perforación en la que se presenta la afluencia de fluidos de la formación hacia el pozo, es controlada mediante diferentes técnicas y equipo, mientras se circula un fluido de perforación ligero y se mantiene controlada la presión de superficie; la técnica tiene beneficios sobre la perforación y sobre el yacimiento, presenta ventajas y desventajas importantes sobre la perforación convencional.

En el Capítulo 2 se abordan los diferentes tipos de fluidos de control utilizados en la perforación bajo balance y la importancia que tiene el hacer una correcta selección de ellos; así como, contar con el equipo necesario para llevar a cabo la técnica de perforación bajo balance.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Resumen

En el Capítulo 3 describe el comportamiento reológico de los diferentes fluidos de perforación empleados en la técnica de bajo balance y algunos de los métodos más utilizados para obtener los requerimientos volumétricos de líquido y gas, controlando la densidad del fluido de perforación. Estos métodos presentados, como los de Krug y Mitchell, Okpobiri e Ikoku, Angel, etc., utilizan una forma iterativa para resolver los requerimientos volumétricos y de presiones.

En este capítulo también se presentan conceptos básicos sobre el Índice de Productividad; así como algunos de los métodos para obtener curvas IP presentes y futuras. Los métodos más comunes como los de Voguel, Standing y Fetkovich son los presentados; también se indican, los pro y contra entre estos métodos y la variación que tienen, tomando en cuenta condiciones reales.

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó Software especializado, con el cual se obtienen resultados y conclusiones de cómo varía y afecta la entrada de los fluidos de la formación hacia el pozo al mantener las condiciones de bajo balance. El Capítulo 4 contiene información general de cómo opera el Software, las características del programa, datos requeridos y modelos reológicos en los que se basa; algunos se abordaron en el Capítulo 3 y sólo son complementados con los utilizados por MUDLITE 1.0. En la última sección se presentan los ejemplos utilizados con las variaciones de algunos de los parámetros controlables en el programa.

Con los resultados obtenidos de MUDLITE 1.0 y realizando el análisis correspondiente a cada una de las gráficas resultantes, se obtuvieron las Conclusiones de cómo afecta la afluencia de las formaciones sobre la perforación bajo balance, con la variación de los parámetros de operación.

INTRODUCCIÓN

La perforación convencional de pozos petroleros, donde la presión hidrostática del fluido de control es mayor a la presión de formación, ha sido utilizada por mucho tiempo como la técnica principal para la perforación de pozos petroleros. Sin embargo, esta técnica se ha visto limitada por la presencia de algunos problemas al momento de realizarse. Las principales problemáticas son las siguientes:

- Perforación en zonas con pérdidas de circulación.
- Pegaduras de tubería por presión diferencial.
- Ritmos de perforación bajos.
- Daño a la formación.

La pérdida de circulación se define como la pérdida, parcial o total, del fluido de perforación o cemento del pozo hacia las formaciones perforadas¹. Ésta puede ser detectada en la superficie, cuando el gasto que es bombeado al pozo es mayor que el gasto de salida del espacio anular.

En la utilización de la técnica de perforación convencional, los fluidos normalmente invaden a la formación debido a la diferencia que existe entre las presiones de la columna hidrostática y la del yacimiento. En estos casos las pérdidas del fluido de perforación pueden ser considerables causando graves problemas, por lo cual se debe tener cuidado en el manejo de estas situaciones. Las pérdidas de circulación ocurren en circunstancias tales como:

* Referencias al final del trabajo.

Introducción

- Permeabilidades extremadamente altas, como en los casos de capas de conglomerado, areniscas limpias, calizas porosas y carbonatos con cavernas.
- Formaciones naturalmente fracturadas.
- Formaciones con fracturas creadas por la excesiva presión en el pozo.
- Zonas con baja presión en las formaciones.

Como resultado de la pérdida de circulación, el nivel de fluido de perforación en el espacio anular se reduce, provocando que la presión en éste sea menor que la presión de formación; como consecuencia, pueden ocurrir reventones e incrementar considerablemente los costos del lodo de perforación. Los programas de perforación deben ser realizados de manera tal que se minimice el riesgo de pérdida de circulación; algunos de los métodos que han tenido buenos resultados son²:

- Reducción del peso específico de lodo, sin que deje de ser capaz de controlar la presión de formación.
- Disminuir la viscosidad del lodo y la resistencia del gel.
- Evitar los aumentos drásticos de presión debido a un rápido movimiento de la tubería en el pozo.
- Estimar correctamente los gradientes de presión de poro y de fractura.

Las pegaduras por presión diferencial son la adhesión de una sección de la sarta de perforación a la pared del pozo, que al igual que las pérdidas de circulación, se pueden presentar por una alta presión hidrostática en el pozo cuando se perfora en zonas depresionadas; por ejemplo, la perforación de pozos nuevos en yacimientos ya explotados. Este problema se ilustra en la Figura I.1.

Las causas más importantes por las que se presenta una pegadura por presión diferencial son:

- Alta presión en el fondo del pozo causada por una alta densidad del lodo.

- Formaciones con presión de poro baja en zonas permeables.
- Formación permeable de gran espesor, la cual causa una mayor área efectiva.
- Un enjarre grueso, el cual causa una mayor área efectiva.
- Un diámetro de tubería más grande de lo necesario, causando una mayor área efectiva.
- Un enjarre con un alto coeficiente de fricción.

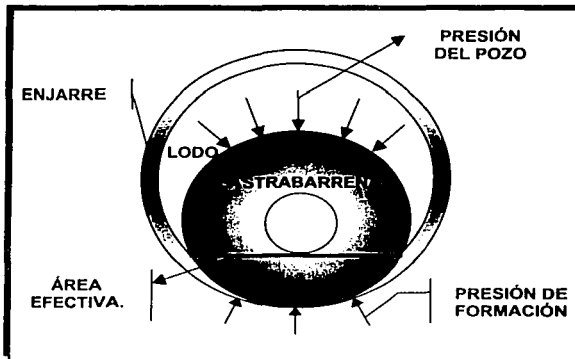


Figura I.1 Representación esquemática de una pegadura por presión diferencial ¹.

Los problemas de pegaduras se han logrado solucionar con la aplicación de lodos base aceite, pudiendo liberar la tubería de perforación; esto se logra desplazando un volumen de lodo, de tal manera que llene el espacio anular donde la tubería se encuentra pegada, aplicando de manera alternada fuerzas de compresión, tensión y torque. La fuerza que se aplica a la tubería para liberarla está dada por la siguiente ecuación¹:

Introducción

$$F_{st} = \Delta p A f , \quad (1.1)$$

donde: F_{st} es la fuerza requerida para liberar la tubería, Δp es la presión diferencial entre el pozo y la formación permeable, A es el área efectiva de contacto con el enjarre y f es el coeficiente de fricción entre la tubería y el enjarre.

De este modo, un lodo de baja densidad, una baja pérdida de filtrado y un enjarre delgado son las mejores condiciones para prevenir las pegaduras por presión diferencial.

Los bajos ritmos de perforación pueden ser atribuidos a varios parámetros de la perforación, entre los que se pueden mencionar²:

- El peso de los lastrabarrenas y la velocidad de rotación.
- Efecto de vibración.
- Características de la formación.
- Características de la barrena.
- Efectos hidráulicos (características y propiedades del fluido).

El peso sobre la barrena y la velocidad de rotación a la cual gira la barrena se relacionan con la velocidad de penetración en las formaciones, al igual que el peso y tamaño de los lastrabarrenas que conforman la parte inferior de la sarta de perforación, considerada como la herramienta que sostiene, guía y fuerza a la barrena contra las rocas. Por tal motivo, la rigidez, el peso, distribución de masa y las características vibratorias de los lastrabarrena influyen en la acción de la barrena, así como en el grado de estabilidad con el que está sostenida en el fondo.

Un efecto asociado al proceso de perforación son las vibraciones que se originan en su ejecución³. Éstas, bajo determinadas condiciones, influyen en la acción de la barrena sobre la roca y pueden favorecer la falla de la roca ayudando al proceso de perforación. Desafortunadamente, cuando la vibración es excesiva, se pueden

ocasionar daños a los dientes y baleros de la barrena, así como fatigas en los lastrabarrena y tubería de perforación.

Las propiedades o características de las formaciones perforadas son factores inalterables que afectan la velocidad de penetración², entre las que se pueden mencionar: el esfuerzo de compresión, dureza, abrasión, presión de sobrecarga, porosidad, permeabilidad, presión de poro, adherencia, elasticidad y temperatura de la roca. La velocidad de penetración varía inversamente con el esfuerzo de compresión; las características de dureza y abrasión de una roca afectan la vida útil de la barrena; si a esto se adiciona que la presión hidrostática es mayor que la presión de poro, se puede ocasionar que los recortes no sean removidos rápidamente.

El tipo de barrena seleccionada tiene un gran efecto sobre la velocidad de penetración, ya que ésta influye en el contacto de los dientes con la formación, la capacidad de separar los recortes de la roca y en la eficiencia para llevarlos a la superficie. En esto último, las características del fluido y la presión que se ejerce en el fondo del pozo juegan un papel importante, para poder levantar los recortes (ver la Figura I.2).

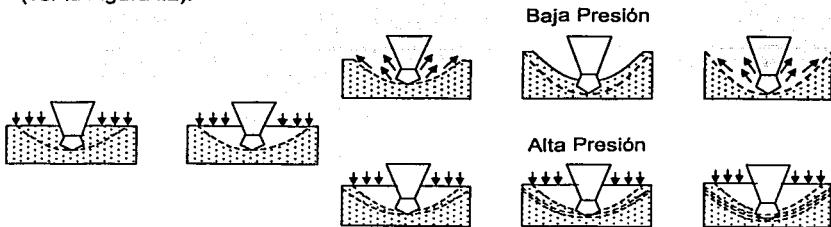


Figura I.2 Efecto de la presión, roca y tipo de barrena en la velocidad de perforación¹.

La composición y características del fluido de perforación, la presión que ejerce en el fondo del agujero, volumen y velocidad de circulación influyen en el rendimiento de penetración de la barrena. Los factores de un lodo que ejercen mayor influencia en la perforación varían indudablemente de una región a otra, debido a las diferentes formaciones perforadas y a las técnicas de perforación. Sin embargo, en todos los casos, el sistema circulatorio es una parte integral del proceso de perforación, y como tal, deben utilizarse sus mayores ventajas para obtener una penetración óptima. Basadas en estudios de laboratorio y de campo², las siguientes propiedades del fluido de perforación afectan la velocidad de penetración: peso específico, viscosidad, pérdidas por filtrado, tamaño y contenido de sólidos, contenido de aceite, densidad, propiedades reológicas y composición química.

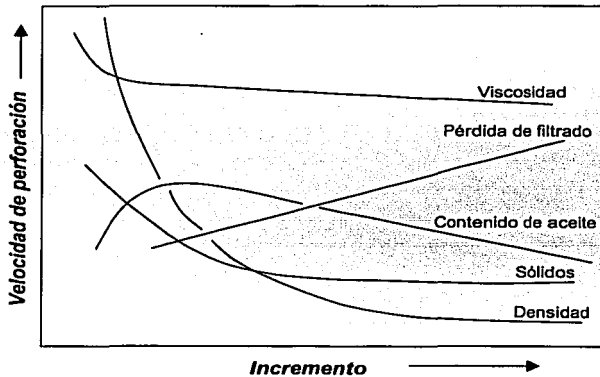


Figura 1.3 Efecto de algunas propiedades del fluido sobre la velocidad de perforación².

La función fundamental del peso específico del fluido de perforación, es el de mantener presión suficiente en el pozo para confinar los fluidos de la formación, pero al aplicar una presión excesiva en el pozo se reduce la velocidad de

penetración drásticamente (Figura 1.4). En estudios de laboratorio y de campo² se ha observado que la velocidad de penetración se incrementa cuando la diferencia entre la presión de la columna del fluido de perforación y la presión de poro disminuye.

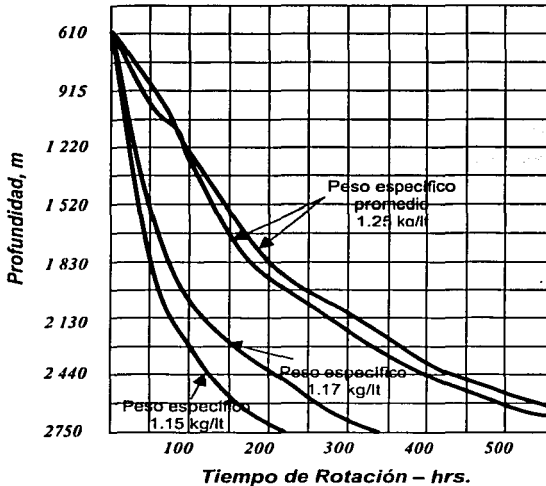


Figura 1.4 Efecto del peso específico del lodo sobre la velocidad de perforación³.

Algunos de los efectos que se reducen con la correcta selección del fluido y sus aditivos son: el momento de torsión de la tubería de perforación, adherencia de los recortes a la tubería, así como la acumulación de éstos (o derrumbes) alrededor de la parte superior de los lastrabarrenas o de las uniones; de esta manera permite mayor libertad de movimiento a la tubería de perforación y circulación libre del lodo.

El daño a la formación es un problema que se presenta por el filtrado del lodo, ya que cambia las características que los fluidos o las propiedades que las rocas almacenadoras tenían antes de comenzar la perforación. El daño se define como **la alteración de las condiciones originales del yacimiento debidas a las operaciones de perforación, terminación, estimulación y producción del pozo**⁴.

Si un yacimiento no tuviera alteración alguna en la vecindad del pozo, se podría obtener una caída de presión menor (ideal), que la que se obtiene cuando hay daño (real); esto fue definido por Everdigen y Hurst⁵ como el efecto "SKIN", (ver la Figura 1.5); concluyendo que la caída adicional de presión es causada por la restricción al flujo, cercano a la pared del pozo. Este efecto "SKIN" se puede representar con la siguiente ecuación:

$$S = \left[\left(\frac{k}{k_x} \right) - 1 \right] L_n \frac{r_x}{r_w} \quad (1.2)$$

- donde: S = Factor de daño. k = Permeabilidad original del yacimiento.
 k_x = Permeabilidad de la zona dañada.
 r_w = Radio del pozo r_x = Radio de la zona dañada.

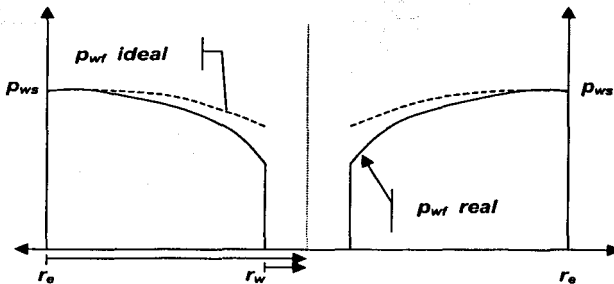


Figura 1.5 Comparación de caídas de presión, con y sin factor "SKIN"⁵.

Estas alteraciones son asociadas con una caída de presión, la cual controla la entrada de fluidos al pozo. Los factores que intervienen en estas caídas de presión son: por la zona alterada de la formación, turbulencia a la entrada al pozo, por el tipo de terminación y daño (restricción al flujo) por disparos (Figura 1.6).

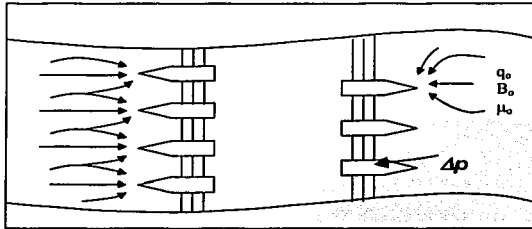


Figura 1.6 Efecto del daño en el túnel de los disparos⁵.

Las principales operaciones que se realizan para la construcción de un pozo, son las que originan el mayor daño a las formaciones productoras, por el contacto de éstas con fluidos extraños. La producción misma del yacimiento produce daño, ya que se alteran las características originales de los fluidos contenidos en las formaciones.

En las operaciones de perforación se causan diversos daños como son: la acción escariadora de la barrena sobre la formación, filtración del fluido de control, aditivos o de las lechadas; así como, la invasión de los sólidos del mismo fluido de perforación o de los recortes que se generan con la perforación. También puede haber un aumento en la presión diferencial al introducir la tubería de perforación o en las operaciones de cementación, las cuales pueden provocar pérdidas del fluido.

En operaciones de terminación se puede originar un daño considerable, como en la limpieza del pozo, asentamiento de la tubería de producción, recementaciones, disparos en la zona productora, etc. Como se puede observar, son diversas las

Introducción

operaciones que originan daño a la formación, de tal modo que hasta las operaciones especiales para removerlo, como son las estimulaciones pueden ser perjudiciales; de la misma manera se pueden producir daños por la producción de hidrocarburos, o la inyección de fluidos, que es diseñada para mantener la presión del yacimiento o desplazar los fluidos hacia los pozos.

Diversos problemas de la perforación, como los mencionados anteriormente, se han reducido significativamente debido al empleo de diversas técnicas. Un ejemplo de esto, es el empleo de la perforación bajo balance; sin embargo, esta tecnología debe ser bien diseñada, pues de lo contrario puede haber peores consecuencias que en una perforación convencional.

La perforación bajo balance, cuya definición se verá más adelante, consiste en disminuir intencionalmente la densidad equivalente de circulación del fluido de perforación, para reducir la presión que la columna de fluido genera dentro del pozo; es decir, se obtiene cuando la suma de la presión hidrostática del fluido de perforación, más la caída de presión en el espacio anular es menor que la presión estática del yacimiento.

La disminución de la densidad equivalente de circulación se logra con la inyección de un fluido ligero o mediante el aligeramiento de la columna de fluido de perforación convencional, debido a la inyección de gas dentro de la corriente. La perforación bajo balance amplía la gama de densidades que pueden usarse en un pozo, teniendo como límite inferior la estabilidad mecánica de la formación.

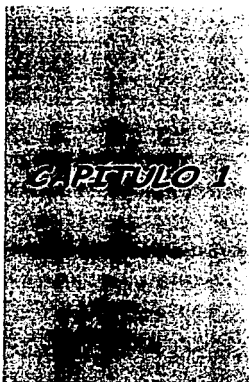
Las ventajas que se presentan al utilizar esta técnica son aplicables tanto al pozo (la velocidad de penetración es mayor, se minimiza las pegaduras por presión diferencial, incrementando la vida útil de la barrena, etc.), como al yacimiento (se produce mientras se perfora, las zonas productoras son más fáciles de identificar, se reduce el daño a la formación, se reduce la necesidad de estimular a los yacimientos, etc.). Sin embargo, la técnica de bajo balance, también puede afectar a nuestro yacimiento y provocar problemas al realizar la perforación. Ésta puede

tener desventajas como el hecho de que se presenten problemas en formaciones poco consolidadas, ya que se pueden derrumbar por la pobre contención de las paredes con el fluido de perforación; por una considerable entrada de agua al pozo, que puede provocar la desestabilización del fluido de perforación, haciéndolo perder su condición inicial provocando que los recortes se mojen y se adhieran en las cimas de la tubería de perforación, donde los cambios de diámetro sean marcados. También puede haber acumulación de recortes en el espacio anular, entre la pared del pozo y la tubería de perforación, formando anillos que atrapan a la tubería.

La perforación bajo balance requiere de equipo adicional como pueden ser: preventores rotatorios, separadores multifásicos, líneas de descarga de desechos, sistemas de quema, recolección y almacenamiento, etc.; su complejidad dependerá de los tipos y cantidades de fluidos que sean producidos, así como de las presiones generadas por las formaciones.

Uno de los factores importantes que se deben analizar es la entrada del fluido de las formaciones hacia el pozo y la interacción con los fluidos de perforación, ya que pueden ocasionar problemas tanto al pozo, como al yacimiento. La mala selección del fluido de perforación puede ser muy perjudicial al estar realizando las operaciones, principalmente en el descontrol de las presiones y falta del equipo adecuado en la superficie.

Los aspectos más importantes descritos en esta introducción, serán desarrollados más adelante con el fin de establecer el panorama en el cual se desarrollará el trabajo y el cual tiene como objetivo **“analizar el efecto de la entrada de fluidos de la formación al pozo sobre el comportamiento de la hidráulica de la perforación bajo balance, empleando para ello software especializado en el área”**.



ANTECEDENTES

Para la comprensión del tema que se desarrolla en este trabajo es importante establecer los principios básicos en los cuales se fundamenta, con el fin de poder manejar los conceptos y la tecnología a favor de la solución de los problemas. En la perforación convencional existe un principio básico, el cual es evitar la entrada de los fluidos de la formación hacia el pozo; bajo esas condiciones se realizan las diversas operaciones involucradas en la perforación y puede entenderse mediante el manejo de un balance de presiones. Este capítulo tiene como objetivo establecer los principios o fundamentos básicos para el entendimiento de la perforación bajo balance.

1.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA (p_h)

La presión hidrostática es aquella generada por una columna de fluido, causada por la densidad de éste; esta presión depende de la altura de la columna de fluido que está por encima del punto de interés. La variación de la presión con la profundidad en una columna de fluido se obtiene con el modelo que se muestra en la Figura 1.1¹, tomando en cuenta el elemento diferencial de sección transversal A y las fuerzas que actúan sobre él; partiendo de un balance de fuerzas se tiene:

$$F_1 - F_2 + F_3 = 0 \quad (1.1)$$

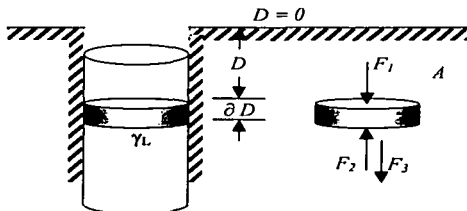


Figura 1.1 Fuerzas que actúan en un elemento del fluido, para obtener la presión hidrostática, p_h .

donde $F_1 = p \cdot A$: Fuerza ejercida por la columna de fluido arriba del elemento diferencial.

$F_2 = \left(p + \frac{dp}{dD} \Delta D \right) \cdot A$: Fuerza de presión ejercida abajo del elemento diferencial.

$F_3 = \gamma_L \cdot A \cdot \partial D$: Fuerza debida al peso del elemento diferencial.

Substituyendo las ecuaciones anteriores en la Ec. 1.1 y simplificando:

$$dp = \gamma_L dD \quad (1.2)$$

Integrando

$$p - p_o = \gamma_L (D - D_o) \quad (1.3)$$

Considerando que la presión en superficie p_o es cero manométrica ($D_o = 0$), se obtiene la ecuación para determinar la presión hidrostática en un punto dentro de una columna de fluido de peso específico γ_L :

$$p_h = \gamma_L D \quad (1.4)$$

1.2 PRESIÓN DE FORMACIÓN (p_f)

Para conocer la presión en un punto de alguna formación, a una profundidad determinada, es necesario conocer los procesos geológicos previos, por ejemplo el ambiente de depositación de sedimentos, los cuales inicialmente están sin consolidar y sin compactación, presentando relativamente una alta porosidad y permeabilidad. La mezcla de agua de mar con los sedimentos mantiene comunicación y ejerce la respectiva presión hidrostática; al ocurrir una nueva depositación, el peso de las partículas sólidas es soportado por el contacto grano a grano y en sólidos asentados no interviene la presión hidrostática; esta presión dentro de los poros de los sedimentos depende únicamente de la densidad del fluido confinado. Por otro lado, el incremento de la profundidad provoca que los granos se realineen, compactándose y reduciendo el espacio poroso.

Por lo tanto, la presión de formación es la presión a la cual se encuentran confinados los fluidos en las formaciones, ya sea aceite, gas y/o agua³.

Cuando la presión de poro de la formación es equivalente a una presión hidrostática teórica, la presión de formación es considerada normal. En muchos de los casos se encuentra que la presión de formación es mayor que la presión normal, empleándose el término presión de formación anormalmente alta, para designarla; mientras que para presiones menores a la normal, se conocen como presiones anormalmente bajas.

1.3 PERFORACIÓN SOBRE BALANCE (p_{SB})

Como ya se mencionó, cuando perforamos convencionalmente un pozo, la densidad del fluido debe ser tal, que *genere una presión hidrostática mayor que la presión de formación*, generando así, la condición de sobre balance; con esto se asegura que la formación permanecerá estable y habrá poca probabilidad de derrumbe, pero se puede ocasionar problemas significativos como el daño a la formación, pérdidas de circulación y pegaduras por presión diferencial.

Con esta técnica se provoca la acumulación de finos en las paredes del pozo, así como el filtrado de los fluidos de control al yacimiento (Figura 1.2); esto además de afectar la permeabilidad del yacimiento, también se puede afectar la mojabilidad del mismo. El daño que se provoca a la formación, pocas veces puede ser eliminado y sólo se puede reducir con técnicas de estimulación, teniendo pérdidas económicas considerables.

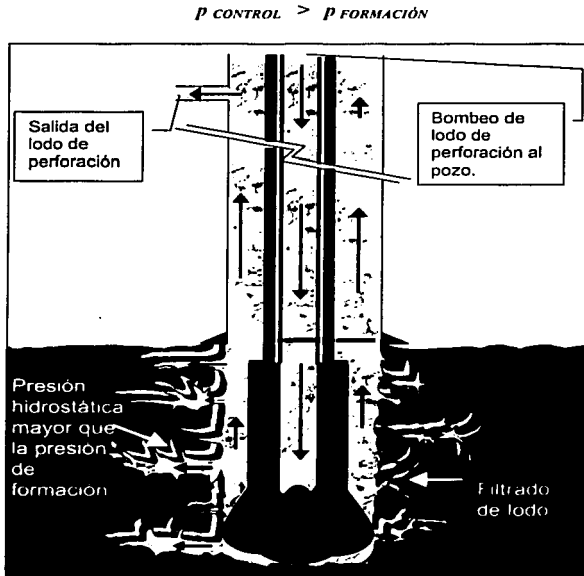


Figura 1.2 Perforación convencional (sobre balance).

El filtrado de fluido hacia la formación depende del grado de permeabilidad y porosidad. En la Figura 1.3, se muestran las diferentes zonas de invasión que se generan en la perforación sobre balance.

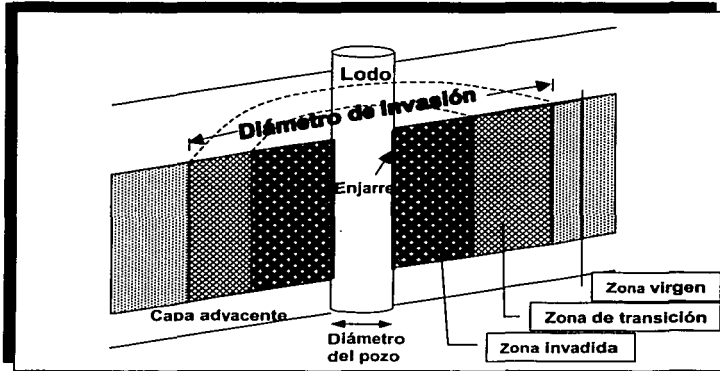


Figura 1.3 Zonas de invasión al perforar una capa de roca porosa y permeable⁶.

1.4 PERFORACIÓN BALANCEADA (p_B)

La perforación en condiciones de balance, se alcanza cuando se presenta la igualdad entre la presión de formación y la presión hidrostática aplicada a través del fluido de perforación⁴. Estas condiciones son difíciles de obtener, ya que en la mayoría de las ocasiones es muy difícil determinar la presión actual del yacimiento y/o las variaciones de presión dentro de las zonas de producción múltiples.

$$P_{CONTROL} = P_{FORMACIÓN}$$

1.5 PERFORACIÓN BAJO BALANCE (p_{BB})

La condición de presión bajo balance se logra cuando la presión hidrostática generada por el fluido de control está por debajo de la presión de formación. Con base en lo anterior se ha desarrollado la tecnología conocida como "**Perforación Bajo Balance**" definida como "**Toda aquella operación de perforación en la que se presenta la afluencia de fluidos de la formación hacia el pozo, mientras se circula y se mantiene controlada la presión en superficie**"⁷.

Al perforar un pozo con una presión hidrostática menor que la presión de la formación, permitimos que los fluidos del yacimiento ingresen intencionalmente al pozo y sean llevados hacia la superficie generando presiones anulares; todo esto se lleva a cabo controlando la presión y los fluidos en la superficie (Figura 1.4).

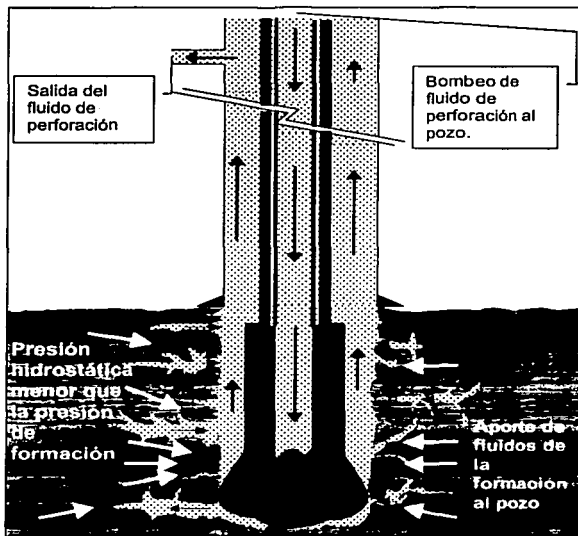


Figura 1.4 Perforación bajo balance.

La perforación bajo balance también se le conoce con el término de **"Perforación a Contra Presión"** y es el **"proceso de perforación en el cual se requiere imponer una presión en la tubería de retorno de los fluidos, a fin de controlar el flujo de fluidos entre la formación y el pozo; de existir flujo de la formación al pozo, circularlo hacia la superficie mezclado con el fluido de perforación"**⁸. La contrapresión puede proporcionarse tanto con un estrangulador de flujo como con las pérdidas irreversibles a lo largo de la tubería de descarga, o ambas.

De acuerdo a las definiciones anteriores se puede establecer lo siguiente:

Si $p_h > p_f \Rightarrow$ *Perforación Sobre Balance*

$p_h = p_f \Rightarrow$ *Perforación Balanceada*

$p_h < p_f \Rightarrow$ *Perforación Bajo Balance*

1.6 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

El objetivo de la perforación bajo balance es crear intencionalmente las condiciones para que se genere una presión hidrostática menor a la presión de formación y se puede establecer bajo dos aspectos fundamentales:

- Como solución a problemas durante la perforación.
- Minimización del daño ocasionado a la formación.

Los problemas a solucionar con esta tecnología son pegaduras de tubería por una excesiva presión diferencial, pérdidas de circulación o bajos ritmos de penetración. Por otra parte ofrece la posibilidad de disminuir el daño provocado por el proceso de perforación, que en muchos casos resulta considerable.

1.7 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Las ventajas que presenta la perforación bajo balance también se pueden dividir en dos categorías; las que recaen directamente sobre el yacimiento y otras que recaen al perforar el pozo. En la Tabla 1.1 se muestran las ventajas que se presentan al utilizar esta técnica.

La técnica de perforación bajo balance presenta una alternativa para minimizar algunos de los problemas generados por la perforación convencional, como el filtrado de fluidos y finos hacia las formaciones, debido a sus condiciones de presión, reduciendo el daño. Ésta puede considerarse la ventaja más notable que la perforación bajo balance tiene sobre la convencional. Con esta reducción del daño se han obtenido mayores incrementos en los ritmos de recuperación de aceite y/o gas.

Ventajas presentadas en el yacimiento.	Ventajas presentadas en la perforación del pozo.
Minimiza el daño a la formación.	Disminuye las pérdidas de circulación total o parcial.
Reduce la necesidad de estimular los pozos.	Incrementa la velocidad de penetración.
Mejora la evaluación del pozo antes de terminar la perforación.	Reduce o evita las pegaduras por presión diferencial.
Se pueden identificar las zonas productoras rápidamente.	Incrementa la vida de la barrena.
Hay producción mientras se perfora.	Disminuye días equipo y elimina sistemas caros de lodos y el costo asociado con su deshecho.

Tabla 1.1 Ventajas de la perforación bajo balance.

Aunque la perforación bajo balance no evita completamente que el fluido penetre a las formaciones, en ciertas zonas donde la variación de la presión hidrostática no es la adecuada, cuando la presión de formación es anormalmente baja o cuando se pierden las condiciones bajo balance, el daño que resulta es mucho menor *reduciendo la necesidad de efectuar operaciones de estimulación* al yacimiento. Por lo general, cuando existe un daño severo en las zonas productoras e impide que fluyan los hidrocarburos, se realizan este tipo de operaciones tratando de restituir las condiciones originales del yacimiento, facilitando así, el flujo de fluidos de la formación al pozo. Las operaciones de estimulación pueden elevar demasiado los costos de la perforación.

Al existir la entrada de fluidos al pozo y llevarlos a la superficie, es posible realizar *pruebas de flujo y análisis* de los fluidos del yacimiento mientras se perfora, permitiendo tener una *mejor evaluación de la formación*; o ayudando al *diagnóstico de la capacidad productiva* y algunas propiedades de la formación en condiciones estáticas. Del mismo modo, con el monitoreo adecuado de los fluidos, se pueden *identificar zonas productoras potenciales* para su explotación y *obtener*

producción mientras se perfora, generando ganancias antes de terminar el pozo y producir formalmente. Cabe mencionar que para monitorear los fluidos en la superficie y recolectar los hidrocarburos explotados durante la perforación, es necesario contar con el equipo necesario.

En segundo lugar de importancia, de las ventajas al aplicar la técnica de bajo balance, se ha considerado a los incrementos de velocidad en la penetración. Atribuyendo este incremento a la diferencia de presión que favorece a la formación, haciendo más fácil el desprendimiento de los recortes generados por la acción de la barrena, claro, contando con una limpieza del pozo eficiente. De igual forma, esta diferencia de presión, disminuye la resistencia aparente de la roca, reduciendo el trabajo realizado por la barrena para perforar el volumen de la roca, *incrementando así, la vida útil de la barrena.*

Como resultado del conjunto de ventajas presentadas, se puede reducir significativamente el tiempo de operación y el costo del equipo; así como los sistemas de fluidos costosos que se utilizan en algunas operaciones de perforación, para evitar alterar las condiciones originales del yacimiento. Las ventajas que presenta la perforación bajo balance, la hacen ver como una opción técnico – económica viable para su mayor desarrollo y aplicación, por tal motivo su análisis es de gran importancia.

A continuación se mencionan características de algunas formaciones donde la perforación bajo balance es aplicable⁴:

- Arenas o carbonatos altamente fracturados en donde la mayor parte de la permeabilidad se debe al sistema de fracturas.
- Donde existe heterogeneidad en la permeabilidad, principalmente en contactos vulgares.
- En carbonatos o arenas naturalmente fracturadas, con presiones de yacimiento bajas y donde las pérdidas de fluido son considerables.

- En formaciones que presentan una permeabilidad alta, como aquellas que contienen macrofracturas, cavernas vugulares interconectadas, carbonatos intercristalinos.

1.8 DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Como todo proceso, la técnica de bajo balance también implica ciertas desventajas que complican el proceso de perforación. Por tal motivo se debe seleccionar, con un análisis detallado, si la formación a perforar es candidata para aplicar esta técnica.

En el proceso de perforación se debe de contar con personal capacitado para solucionar posibles complicaciones que conlleva el perforar con la técnica de bajo balance. En la Tabla 1.2 se mencionan algunas de las desventajas que se pueden presentar en la perforación bajo balance.

<i>Desventajas de la perforación bajo balance</i>
<i>Se necesita un fluido adicional para reducir la densidad de la columna de lodo.</i>
<i>Seguridad y control de los pozos, en presencia de H₂S y en formaciones con presiones anormalmente altas.</i>
<i>Inestabilidad del agujero.</i>
<i>Eleva los costos de terminación.</i>
<i>Dificultad para mantener la presión de bajo balance.</i>
<i>Imbibición en yacimientos mojados por agua.</i>
<i>Drenaje en zonas de alta permeabilidad.</i>
<i>Producción excesiva de hidrocarburos.</i>
<i>Problemas de corrosión con los fluidos de perforación.</i>
<i>Costos elevados de los fluidos de perforación.</i>
<i>Fuego en el fondo del pozo.</i>
<i>Problemas al perforar direccionalmente.</i>
<i>Requiere de equipo adicional en la sarta de perforación y en la superficie.</i>

Tabla 1.2 Desventajas de la perforación bajo balance.

La perforación bajo balance no es capaz de eliminar el daño total del proceso de perforación, pero sí de reducirlo en gran medida; los mecanismos que pueden originar daño a la formación en condiciones bajo balance son ⁴:

- Invasión de sólidos tales como la barita o microfinos generados por el trituramiento de la barrena, los que pueden bloquear los poros de la formación.
- Migración de finos provocados por la pérdida de circulación.
- Invasión de filtrado de lodo, el cual puede ser incompatible con las arcillas formando emulsiones, hinchamiento y/o defloculación.
- Adsorción de polímeros u otros aditivos.
- Efectos de la permeabilidad relativa como parámetro del atrapamiento del filtrado del lodo base agua o aceite en las vecindades del pozo.

La *inestabilidad del pozo* está en función principalmente de cómo la roca responde a la concentración de esfuerzos inducidos alrededor del pozo cuando es perforado. Si la roca está bien consolidada, el pozo se mantendrá estable; de lo contrario, la roca cederá y probablemente se colapse. Con la técnica de perforación bajo balance se corre el riesgo de desestabilizar al pozo, debido a que la presión del fluido de control es menor que la presión de formación y los esfuerzos a los que es sometida, pueden ocasionar que la roca ceda hacia los puntos de menor presión. Por lo general, esto sucede en formaciones débiles como las secciones de sal o en formaciones masivamente fracturadas y poco consolidadas.

Las formaciones débiles se desmoronan y pueden traer como consecuencia que la limpieza de los pozos se realice de manera ineficiente, dejando sólidos en el fondo; con este se provoca una reducción en la ritmo de penetración o un atrapamiento de la tubería de perforación. El que la inestabilidad pueda, o no conducir a problemas serios en la perforación, depende de muchos factores, como son:

- Comportamiento de la roca después de la falla.

- El volumen de la roca que se separa.
- La sensibilidad del pozo a las operaciones de perforación.
- La capacidad de limpieza del pozo (propiedades de fluidos, velocidad de circulación).

En las Tablas 1.3 y 1.4 se muestran las consecuencias de la inestabilidad y los principales factores que afectan la estabilidad de un pozo, respectivamente. Uno de los métodos más comúnmente usados para controlar la inestabilidad del pozo, es el incremento de la presión, proporcionando un mayor soporte a las paredes del pozo. En la perforación convencional, la presión se incrementa con el aumento de la densidad del fluido de control. En cambio, en la perforación bajo balance, se controla con cambios del fluido de perforación, con la velocidad de circulación o con el estrangulamiento de la presión en la superficie. No obstante, la presión del fondo del pozo, frecuentemente no se puede incrementar significativamente cuando se mantienen condiciones de bajo balance.

Consecuencias directas	Consecuencias indirectas
<ul style="list-style-type: none">- Aumento del tamaño del pozo debido a colapsos.- Excesivo volumen de sólidos (recortes y cavernas).- Dificultad para circular los sólidos a la superficie.- Llenado del pozo después de los viajes.	<ul style="list-style-type: none">- Torque y arrastre elevados- Pegadura de la tubería.- Incremento de la presión de circulación.- Falla de la sarta de perforación.

Tabla 1.3 Consecuencias de la inestabilidad del pozo⁹.

Dependiendo del tipo de fluido, las presiones generadas y la técnica para generar la condición de bajo balance, se podrá requerir un fluido adicional para reducir la presión hidrostática en la columna de control, que en algunas ocasiones suele incrementar demasiado los costos. Los sistemas de fluidos provocarán, en mayor o menor medida, *corrosión en la tubería* por las altas velocidades de circulación y

los productos químicos contenidos, pudiendo ocasionar también *fuego en el fondo* cuando la mezcla de hidrocarburos y los fluidos, caen en su rango inflamable.

Factores Incontrolables	Factores controlables
- Combinación de esfuerzos.	- Tipo de lodo de perforación.
- Presión de poro.	- Productos químicos del lodo de perforación.
- Litología.	- Presión en el fondo del pozo.
- Características del agua de formación.	- Densidad equivalente de circulación.
- Esfuerzos en la roca.	- Esfuerzos en la roca.
- Fracturas naturales	- Hinchamiento.
- Porosidad y permeabilidad	- Presión de poro en la vecindad del pozo.
- Distribución y tamaño del grano.	- Tiempo de exposición.
- Temperatura de formación.	- Velocidad de circulación.
- Hinchamiento.	- Trayectoria del pozo.
	- Tamaño del pozo.
	- Temperatura del fondo del pozo
	- Vibración de la tubería
	- Profundidad de asentamiento.

Tabla 1.4 Factores principales que afectan la estabilidad del pozo⁹.

La perforación bajo balance requiere de equipo adicional en la tubería de perforación, en la superficie y en las operaciones de terminación, traduciéndose esto en elevación de costo de operación. Esta técnica no es económicamente factible y es muy riesgosa en⁴:

- Formaciones con afluencia de agua a alta presión. Cuando se perfora con agua, la aportación de agua puede ser tolerante y manejada, pero cuando se perfora con aire, niebla o espuma, gas o lodos aireados, la contaminación de estos da lugar a un incremento considerable en los costos por el tratamiento que se debe de realizar.
- Formaciones con afluencia de gas. Los flujos de gas son incompatibles en la perforación con aire, pero son compatibles en la perforación con gas,

nitrógeno y con lodos convencionales, siempre y cuando estén sujetos a un manejo adecuado en la superficie.

- Formaciones con altos contenidos de H₂S, debido a la alta corrosión ocasionada. Esta desventaja puede evitarse utilizando un sistema cerrado para el control del fluido.
- Cuando el flujo de aceite mezclado con aire/niebla o con aire/espuma causa brotes que no pueden ser controlados. En la perforación con aire el flujo de aceite es difícil de controlar y puede causar accidentes en el personal y equipo, como incendios.

1.9 TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Para disminuir la presión dentro del pozo y generar la condición de bajo balance, se emplean varias técnicas como: fluidos de perforación de baja densidad; inyección de gas por el interior de la tubería de perforación, por medio de una tubería parásita o por medio de una tubería concéntrica.

1.9.1 Empleo de Fluidos de Perforación de Baja Densidad

El mecanismo más simple para reducir la presión hidrostática en el pozo es el uso de fluidos de baja densidad, tal como agua fresca, diesel o crudo. El principal problema con esta aproximación es que la presión hidrostática no puede ser reducida lo suficiente para mantener las condiciones de bajo balance en muchos yacimientos.

1.9.2 Inyección de Gas por el Interior de la Tubería de Perforación

Es una de las técnicas más usadas en la perforación bajo balance. En ésta, el aire o nitrógeno es adicionado al fluido de perforación en la superficie y bombeado directamente por el interior de la tubería, a una presión y gasto determinados tal que se permita obtener la condición de bajo balance (Figura 1.5).

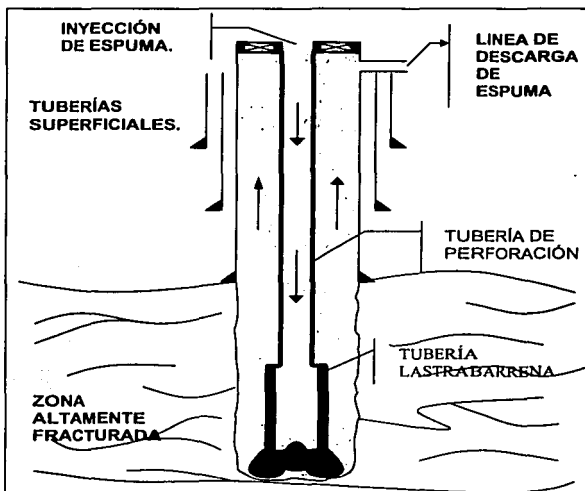


Figura 1.5 Técnica de perforación bajo balance; inyección de gas por el interior de la tubería de perforación.

Las ventajas y desventajas al utilizar esta técnica de perforación se presentan en la Tabla 1.5.

Ventajas	Desventajas
Genera una presión de fondo consistente, con el aligeramiento de la columna en el espacio anular por encima de la barrena.	Es difícil mantener las condiciones de bajo balance al realizar conexiones, viajes, etc. ya que se tiene que suspender la inyección de gas.
No se requiere de equipo adicional en el fondo del pozo.	La sarta de perforación está expuesta a la corrosión debido a los altos gastos.
El gas requerido para esta técnica es menor que con las demás.	La compresibilidad de la fase gaseosa disminuye la precisión de las señales de pulsos de lodos en el MWD.
Las presiones de fondo son bajas al gasificar por entero el espacio anular.	Se requiere de un tiempo para la descompresión de la sarta al hacer viajes y conexiones
Se tiene una mejor hidráulica de la barrena	El flujo de dos fases en el interior de la tubería provoca altas pérdidas por fricción, lo que implica presiones de superficie más altas que en las otras técnicas.
La velocidad de penetración es mejorada.	

Tabla 1.5 Ventajas y desventajas de la técnica de inyección por la TP.

1.9.3 Inyección de Gas Vía una Tubería Parásita

Con esta técnica, una segunda tubería se corre en la parte de afuera de la tubería de revestimiento intermedia, como se muestra en la Figura 1.6. El gas es inyectado por la tubería parásita mezclándose en el espacio anular con el fluidos de perforación y siendo llevada la mezcla a la superficie. Con esta inyección se disminuye la presión en el fondo cuando se aligera la columna hidrostática, desde el punto de inyección hasta la superficie.

Las ventajas y desventajas de esta técnica, se presentan a continuación (Tabla 1.6):

Ventajas	Desventajas
La inyección de gas por el espacio anular es posible continuarla durante los viajes y conexiones, con lo cual resultan menos fluctuaciones en la presión de fondo.	Se requieren mayores gastos de inyección de gas, para lograr una reducción de la columna igual a la que proporciona la inyección por tubería parásita.
El equipo MWD estándar puede ser utilizado sin problemas.	Costos adicionales por el volumen de gas requerido, incremento del tamaño de agujero y tiempo.
No toda la sarta se encuentra expuesta a la corrosión.	Dificulta la realización de reentradas, por espacio insuficiente.

Tabla 1.6 Ventajas y desventajas de la técnica de inyección con una tubería parásita.

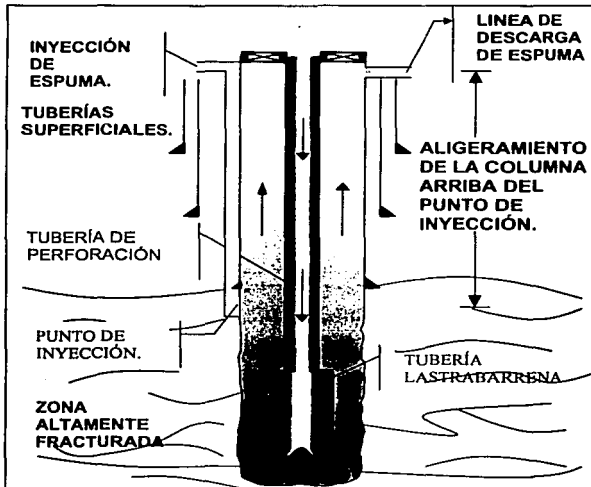


Figura 1.6 Técnica de perforación bajo balance con inyección de gas vía una tubería parásita.

1.9.4 Inyección de Gas Vía una Tubería Concéntrica

Esta técnica consiste en introducir una tubería concéntrica entre la última tubería de revestimiento y la tubería de perforación (ver Figura 1.7). Los diámetros deben ser los apropiados para permitir la rotación de la tubería, en caso de requerirse.

El fluido se inyecta en el espacio anular de la última TR cementada y la tubería concéntrica y tiene el mismo propósito de la tubería parásita. La tubería no se corre hasta el fondo del pozo y las principales aplicaciones se presentan en perforaciones direccionales y horizontales. Las ventajas y desventajas de esta técnica son similares a la técnica de perforación parásita.

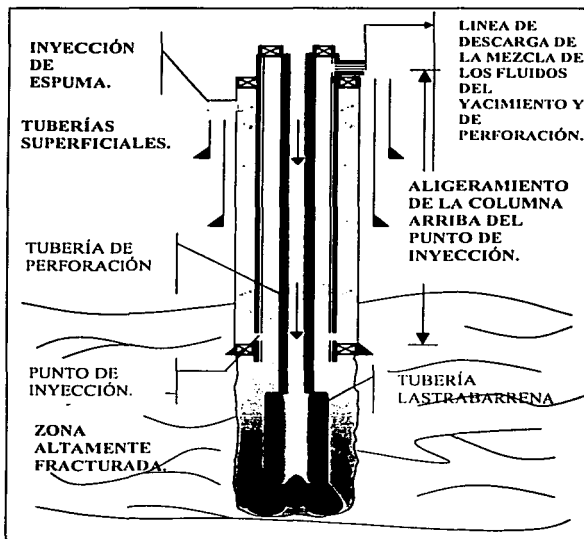


Figura 1.7 Técnica de perforación bajo balance, con inyección de gas vía una tubería concéntrica.

Una empresa Canadiense realizó un programa de perforación bajo balance, usando la inyección de nitrógeno por el interior de la tubería de perforación. Realizando el análisis de la información de más de 120 pozos horizontales perforados bajo balance, se concluyó¹⁰ lo siguiente:

1. Si se diseña apropiadamente, la perforación bajo balance puede ser usada efectivamente para reducir el daño a la formación e incrementar la productividad en pozos perforados horizontalmente o en yacimientos con presión agotada.
2. La acumulación de sólidos y líquidos en el espacio anular ha sido la causa principal de que la presión se eleve, dando como resultado episodios de condiciones de sobre balance periódicas. Se ha requerido ácido para remover los finos absorbidos en la formación, durante los episodios de sobre balance.
3. Con la utilización de la herramienta MWD electromagnética y por los cambios de los parámetros de operación, la magnitud elevada de la presión ha sido controlada, dando lugar a un incremento significativo en la productividad del pozo.

En otro estudio, de la perforación de 25 pozos en condiciones de bajo balance, una porción fue perforada con la técnica de tubería parásita y la inyección por el interior de la tubería de perforación; pero los problemas de corrosión y limitaciones de la herramienta MWD, han dado como resultado que la inyección vía tubería parásita ha sido el mejor método.

CAPÍTULO 2

**FLUIDOS DE
PERFORACIÓN**

2.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Al igual que en la perforación convencional, en la perforación bajo balance, la correcta selección del fluido de control es un factor importante para optimizar las operaciones que se llevarán a cabo, permitiendo así resolver los problemas que se pudieran presentar durante las operaciones de manera eficiente y reducir el daño al yacimiento. Como la técnica de bajo balance permite la entrada de fluido al pozo, se debe tener más cuidado en la adecuada selección del fluido de perforación, tomando en cuenta la mezcla que se forma en el pozo por la afluencia de las formaciones, los sólidos generados por la barrena y el mismo fluido de control. Las características reológicas del fluido deben ser definidas correctamente, para lograr un diseño adecuado de los requerimientos volumétricos, así como de los equipos a utilizarse en la superficie y en las diversas operaciones en el pozo.

2.1.1 Definición

Un fluido puede ser definido como: *"Una sustancia, la cual tiende a fluir bajo la acción de un esfuerzo, no importando la consistencia de éste"*¹¹. El American Petroleum Institute (API) define a un fluido de perforación como: *"Un fluido de circulación usado en la perforación rotatoria, para mejorar algunas o todas las funciones requeridas en las diversas operaciones de perforación"*¹².

Por lo anterior, un fluido de perforación óptimo, es aquél que cuenta con las características necesarias para la limpieza del pozo, así como una potencia hidráulica, peso y velocidad de rotación adecuados; dando como resultado un pozo estable, una mejor evaluación de la formación y un menor costo.

2.1.2 Funciones

Las funciones de un fluido, donde se utiliza la técnica de perforación bajo balance, son similares a las convencionales y entre ellas podemos mencionar:

- Enfriar y lubricar la barrena.
- Proporcionar estabilidad al pozo.
- Transmisión de potencia hidráulica a la barrena.
- Transporte, acarreo, suspensión y remoción de las partículas
- Ayuda a la toma de registros.

El sistema rotatorio de perforación requiere de la ayuda del fluido de control para eliminar los recortes que se generan con la acción de la barrena en el fondo del agujero, al igual que cualquier derrumbe de las formaciones ya perforadas y no protegidas; también, proporcionan cierta acción lubricante entre la sarta de perforación y la pared del pozo. Sin embargo, una función en la perforación convencional es evitar los flujos de aceite, gas y/o agua, excediendo la presión de la formación con la carga hidrostática de la columna de lodo a diferencia de la perforación bajo balance, la cual permite la entrada de éstos fluidos al pozo, manteniendo un adecuado control en la superficie y evitando dañar la estabilidad mecánica de la formación. Sin embargo, en las operaciones de perforación bajo balance se debe considerar la posibilidad de tener situaciones de condiciones de sobre balance en algún momento durante las operaciones de perforación.

Los fluidos de perforación usados para este objetivo incluyen gases y/o líquidos que pueden o no contener sólidos suspendidos. En algunas operaciones de perforación se utilizan combinaciones de dos corrientes de fluidos, como en la perforación bajo balance. Los gases que se han usados como fluidos de perforación, incluyen aire, gas natural o nitrógeno.

Cuando se tiene una operación bajo balance, la densidad equivalente del fluido de control es intencionalmente diseñada para que genere una presión menor que las

presiones de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de fluidos al pozo. Como se ha mencionado, no todas las formaciones son candidatas a perforarse con la técnica de bajo balance; en las Figuras 2.1 y 2.2, se muestra cuándo es aplicable la perforación bajo balance y cuándo se debe evitar, respectivamente, tomando en cuenta la estabilidad mecánica de la formación.

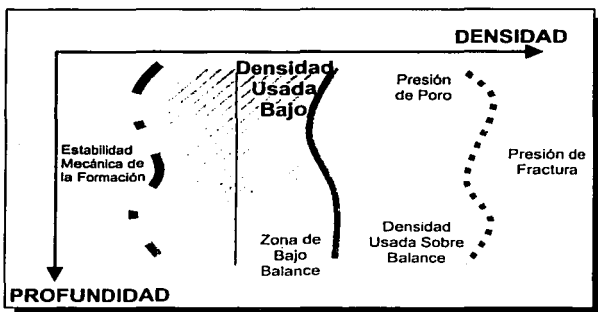


Figura 2.1 Roca mecánicamente estable al aplicar perforación bajo balance¹³.

En la Figura 2.1 se observa que la formación se mantendrá estable, si se aplica una presión hidrostática menor que la de los fluidos que se encuentran confinados, mientras no se llegue al límite de la estabilidad mecánica de la formación.

Por el contrario, la Figura 2.2, muestra que la presión de los fluidos de la formación y la estabilidad mecánica de la formación son similares en cierta zona del pozo. En este caso, si se aplica la perforación bajo balance se colapsará la roca, atrapando la tubería.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

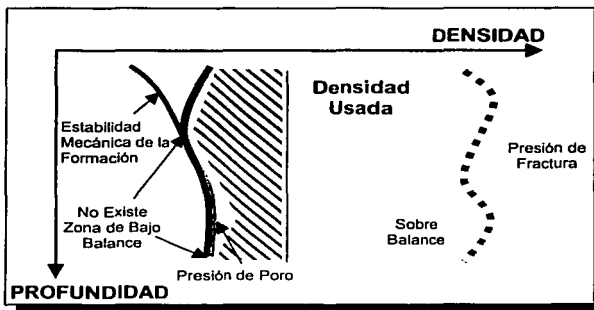


Figura 2.2 Roca mecánicamente no estable para aplicar perforación bajo balance¹³.

Círculo de Mohr.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Con el fin de determinar los esfuerzos que se generan en la roca al estar perforando y predecir si la roca se mantendrá estable mecánicamente, se utiliza la Teoría de Falla de Mohr, que ha sido aplicada para explicar los esfuerzos de la roca con pruebas de compresión simples en el proceso de perforación rotatoria. El criterio de Mohr expresa que se tendrá una cedencia o fractura, cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia de cohesión del material y la resistencia de fricción de los planos de fractura.

A partir de una serie de pruebas de compresión, llevadas a cabo sobre muestras idénticas de suelo, con presiones de confinamiento diferentes (Figura 2.3), representadas por un conjunto de círculos de Mohr que representan la falla. Se ha definido en la práctica que una envolvente de falla es tangente a estos círculos, la que es representada aproximadamente como una línea recta sobre un amplio rango de tensiones.

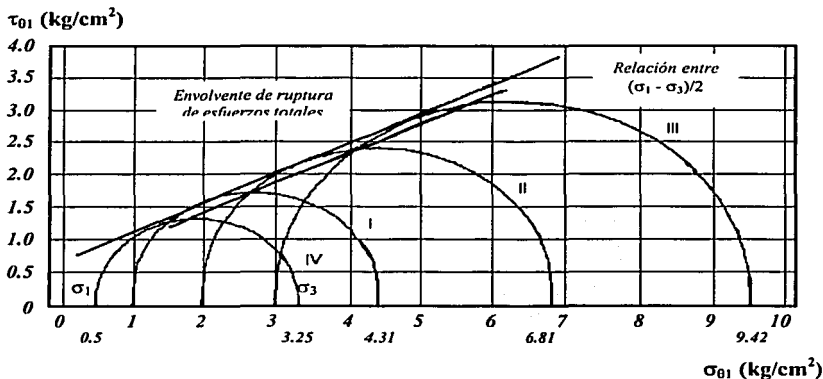


Figura 2.3 Círculos de fallas de Mohr, para diferentes pruebas de compresión¹⁴.

Los esfuerzos principales a los que es sometido cualquier punto, se encuentran en planos ortogonales denominados planos principales, en los cuales los esfuerzos tangenciales son nulos. Los esfuerzos normales que actúan sobre estos tres planos se denominan esfuerzos principales: esfuerzo principal mayor σ_1 , esfuerzo principal menor σ_3 y el esfuerzo principal intermedio σ_2 . Dada la magnitud y dirección de σ_1 y σ_3 , se pueden calcular los esfuerzos normales y tangenciales en cualquier otra dirección. El criterio de Mohr es representado gráficamente por la Figura 2.4 y matemáticamente por:

$$\tau = \pm (c + \sigma_n \tan \theta), \quad (2.1)$$

donde: τ es el esfuerzo de corte de falla; c es la resistencia de cohesión de la roca; σ_n es el esfuerzo normal al plano de falla y θ es el ángulo de fricción interna.

En términos físicos, si un círculo de Mohr para estados particulares de esfuerzo, yace enteramente por debajo de la envolvente, el suelo está en condiciones estables. Si el círculo de Mohr toca la envolvente (Figura 2.5), la resistencia

máxima del suelo ha sido alcanzada, es decir, la falla ocurrirá en un plano determinado.

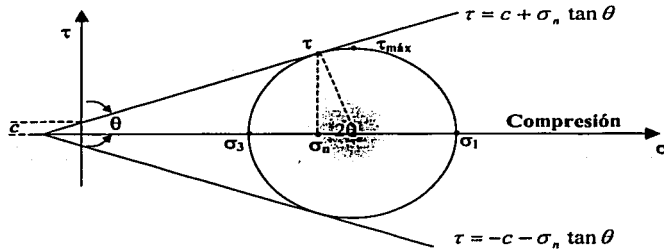


Figura 2.4 Representación gráfica del círculo de Mohr¹.

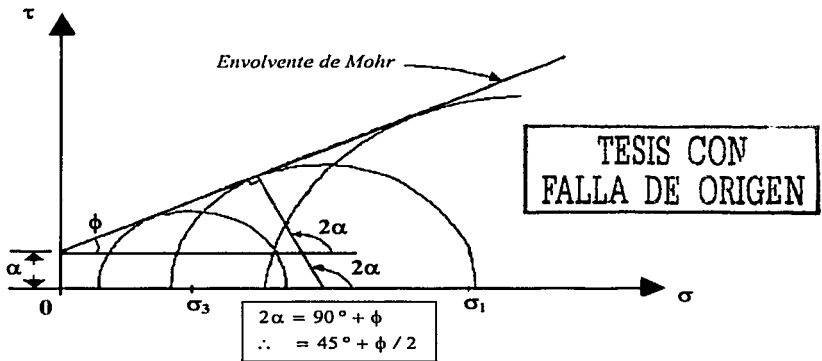


Figura 2.5 Representación de la estabilidad de la roca¹⁴.

Un círculo de Mohr que intercepta a la envolvente y sobrepasa a ésta, no tiene significado físico, porque una vez que la envolvente es alcanzada, la falla ocurre y el suelo no puede ofrecer más resistencia al corte.

$\alpha = 45^\circ + \frac{\phi}{2}$, a este plano se le denomina Plano de Falla Teórico.

2.1.3 Clasificación de los Fluidos de Perforación.

Se puede establecer diferentes clasificaciones de los fluidos empleados en la perforación bajo balance, con diferentes características físicas y químicas; la Tabla 2.1 muestra la principal clasificación de los fluidos de perforación con la técnica de bajo balance.

FLUIDOS LIBRES DE SÓLIDOS	FLUIDOS GASIFICADOS	FLUIDOS CONVENCIONALES
Salmueras	Gas Natural	Lodos Base Agua
Agua	Nitrógeno	Lodos Base Aceite
Diesel	Aire	Lodos Salados
Crudo Nativo	Niebla	Emulsión Directa
Aceite Mineral	Espuma	Emulsión Inversa
Combinación entre los 3 grupos para formar fluidos ligeros.		

Tabla 2.1 Clasificación de los fluidos para la perforación bajo balance.

Los fluidos de perforación también se pueden clasificar de acuerdo con la densidad del mismo, como lo muestra la Figura 2.6.

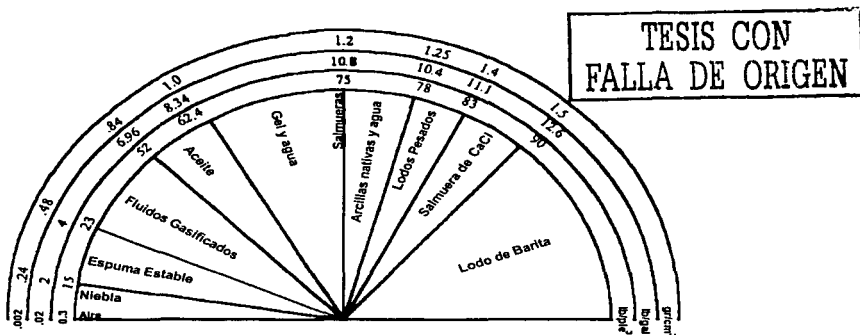


Figura 2.6 Clasificación de los fluidos de acuerdo con sus densidades⁴.

A continuación se hará una descripción general de los fluidos de perforación que se pueden utilizar en la perforación bajo balance.

Fluidos convencionales (agua, lodos ligeros y emulsiones).

La presión bajo balance se puede lograr con fluidos utilizados en la perforación convencional, reduciendo su densidad lo suficiente; pero la desventaja de esto es que no siempre se logra reducir la presión generada por la columna hidrostática lo suficiente para generar la condición de bajo balance. Estos fluidos de perforación se logran utilizar con gran éxito cuando las formaciones perforadas, aportan un flujo de líquidos excesivos, los cuales desestabilizarían a los fluidos gasificados y podrían provocar un brote o acumulación de recortes en el espacio anular.

La ventaja de la aplicación de estos fluidos simples, es que se logra minimizar el daño a la formación reduciendo el filtrado de sólidos y a la vez, previniendo descontrol que pudiesen surgir por la afluencia de la formación. Sin embargo, dependiendo de las características de los fluidos de la formación, se puede interactuar con éstos, ocasionando reacciones que pueden afectar al yacimiento o al fluido de control. Por ejemplo, provocar un cambio en la mojabilidad; o se pueden ocasionar la formación de emulsiones en el lodo de perforación.

La emulsión inversa es el sistema en el que la fase continua es aceite (como diesel o aceites vegetales) y el agua consiste de pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite, las cuales actúan como una partícula de sólidos. La adición de emulsificadores hace que el agua se emulsifique en el aceite y forme un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan en el sistema deben ser solubles tanto en agua como en aceite.

Las emulsiones inversas se utilizan para perforar lutitas, por su alto grado de hidratación; en zonas de arena productoras con altas temperaturas y en medios corrosivos, así como en formaciones con altos flujos hacia el pozo; pero son sistemas costosos y se requieren medidas de seguridad adicionales para la protección del medio ambiente.

Fluidos gasificados.

El lodo aireado se emplea cuando las cantidades de agua entran al pozo no son manejables con las espumas o con gases; así como cuando se requieren densidades menores que las proporcionadas por los fluidos ligeros (convencionales). La perforación con fluidos gasificados se realiza empleando fluidos convencionales de perforación mezclados con algún gas y un surfactante, siendo la fase más abundante la líquida que la gaseosa. Los líquidos que normalmente se utilizan son agua viscosificada o aceite crudo, los cuales pueden ser gasificados con nitrógeno, gas natural o aire, en menor frecuencia.

Se considera que con este sistema se incrementa el ritmo de penetración en un rango de 100% a 150% y la vida útil de la barrena hasta en un 50% en comparación con los lodos convencionales. Las ventajas y desventajas que se presentan al utilizar este tipo de fluidos se presentan en la Tabla 2.2.

<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
Incrementa los ritmos de perforación.	Puede cambiar la mojabilidad de la formación.
Minimiza el riesgo de pérdida del fluido de control.	Puede causar corrosión con la utilización de gases inertes.
Incrementa la vida útil de la barrena.	Riesgo de descontrol en el pozo.
	Limita la utilización del MWD, si se tiene fase gaseosa en interior y espacio anular de las tuberías.
	Las vibraciones de la sarta son más severas.
	Su utilización se ve limitada por el equipo superficial.

Tabla 2.2 Ventajas y desventajas de la utilización de fluidos gasificados.

Dentro de esta clasificación de fluidos se puede incluir al agua o aceite nitrificados, que también se utilizan en formaciones con aportaciones de fluidos importantes. Las ventajas y desventajas de este tipo de fluido son:

<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
No es corrosivo si sólo se utiliza una mezcla de aceite y nitrógeno o agua dulce.	Riesgo de control debido a la surgencia.
Bajo costo (en caso de usar sólo agua como fluido de perforación).	Muy corrosivo en presencia de H ₂ S.
Permite utilizar el MWD (síno hay fase gaseosa en el interior y espacio anular de la tubería).	Incrementa los costos por el uso del nitrógeno.

Tabla 2.3 Ventajas y desventajas de los fluidos nitrificados.

Espumas.

La espuma se define como la mezcla de agua, un agente espumante y gas. La solución acuosa del agua y agente espumante constituyen la fase continua, con la presencia de burbujas de gas como fase discontinua¹⁵. La espuma puede ser generada en el punto de inyección, lo cual se conoce como generación in-situ, o generada en la tubería; ésta cae dentro de la clasificación de los fluidos que se rigen por flujo multifásico, al igual que las nieblas y los fluidos aireados, como se muestra en el espectro de flujo de la Figura 2.7. Fue diseñada originalmente para perforar formaciones poco consolidadas que ocasionaban problemas de derrumbes en operaciones con aire y cuando se presentaban pérdidas de circulación en operaciones con lodo. La espuma es capaz de transportar los recortes a bajas velocidades en el espacio anular, por lo que se requiere menor capacidad de compresión y por lo tanto menor gasto de aire.

Las espumas son termodinámicamente inestables, puesto que su disgregación da lugar a la disminución de la energía libre total de la superficie, controlándose esto con el empleo de surfactantes, produciendo así, espumas estables. De la misma forma, los fluidos de la formación que entran en el pozo contaminan la espuma ocasionando la disminución de la solubilidad del agente espumante en el fluido, afectando la estabilidad de la espuma y por consiguiente su vida útil.

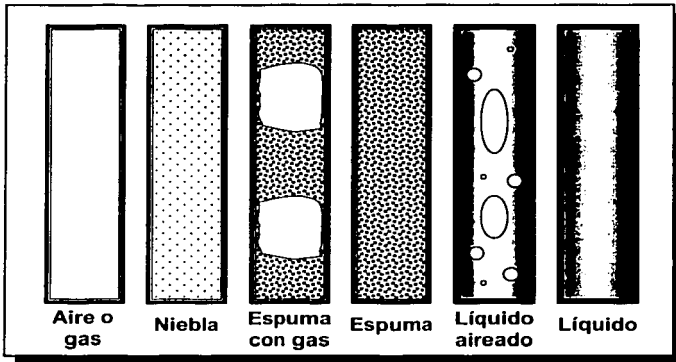


Figura 2.7 Espectro de flujo multifásico.

Espumas estables.

Las espumas estables son el régimen en el cual el líquido es la fase continua y el gas la fase dispersa; cuando éstas exceden el 96 % de calidad, hay una transición a niebla dependiendo también de la presión, temperatura y velocidad del fluido. La diferencia entre las espumas y los fluidos aireados es el empleo de los surfactantes, los cuales tienen como función impedir el efecto de tensión superficial. Las espumas se pueden clasificar de acuerdo a la forma de la fase dispersa como:

Espumas diluidas: consisten en burbujas prácticamente esféricas, separadas por una película espesa de líquido, generalmente viscoso.

Espumas concentradas: son en su mayor parte fase de gas, la cual se presenta como células de forma poliédrica, separadas por superficies delgadas de líquido. Este tipo de espumas frecuentemente está sujeta a tres factores⁴:

- Redistribución del tamaño de la burbuja.
- Adelgazamiento de la pared de la burbuja.
- Ruptura de la pared de la burbuja.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las espumas se disgregan como resultado del drene del líquido por las paredes de la burbuja, lo cual debilita el espesor de la pared, siendo suficiente el movimiento de las moléculas para originar tal disgregación. Esto se minimiza si se usa un surfactante.

En la Tabla 2.4 se listan los factores que provocan y que evitan la dilución de la pared de la burbuja.

<i>Factores que provocan la dilución de la pared de la burbuja.</i>	<i>Factores que evitan la dilución de la pared de la burbuja.</i>
Drenaje debido a la acción de la gravedad.	Alta viscosidad de la película.
Evaporación de la superficie.	Permeabilidad.
Choque mecánico y térmico	Repulsión electrostática.
Drenaje debido a la curvatura de la película.	Elasticidad de la superficie.

Tabla 2.4 Factores que provocan y evitan la dilución de la pared de la burbuja.

La elasticidad de la superficie se refiere a la tendencia de la película de la burbuja a resistir la deformación, siendo un factor de importancia en la formación de espumas estables. Se considera que una espuma es estable cuando presenta una calidad menor del 96 %. También, las espumas se pueden clasificar como espumas secas (de alta calidad) o espumas húmedas (de baja calidad).

La película creada por el agente tenso - activo de superficie se regenera mediante el transporte superficial del mismo, desde las áreas de alta tensión superficial a zonas de baja tensión superficial. La característica principal es que la película se pueda regenerar rápidamente y la estabilidad de la espuma sea la adecuada; esto es función del agente espumante.

Los agentes espumantes son usados en aplicaciones con niebla, espuma estable y espuma rígida. La principal función del agente espumante es el remover los sólidos y la afluencia de fluidos al pozo, por lo que la selección correcta del agente es de suma importancia para el éxito de las operaciones de perforación con espuma. Las consideraciones que se deben tomar en cuenta para su selección son la concentración, contaminación, temperatura y solubilidad a las que se van a encontrar.

VENTAJAS DE LAS ESPUMAS	DESVENTAJAS DE LAS ESPUMAS
Gran capacidad de transporte de recortes.	Altos costos de elaboración.
Altos ritmos de penetración.	Equipo especializado para los requerimientos de líquido y gas.
Posibilidad de elevar grandes volúmenes de agua.	Si la espuma es reutilizable, se requiere equipo adicional en la superficie.
Presión variable sobre la pared del pozo.	Dificultad para el control de sólidos.
Reducción del volumen de gas necesario.	
Incremento de la vida útil de las barrenas.	
Buena limpieza en el pozo.	
Incremento de la estabilidad de las paredes del pozo.	
Bajos requerimientos de agua.	
Reduce la erosión en formaciones poco consolidadas.	
Permite un adecuado control de las presiones en el pozo.	

Tabla 2.5 Ventajas y desventajas de la utilización de la espuma.

Un sistema de espuma con nitrógeno es menos dañino en las formaciones sensitivas al agua; no obstante los requerimientos adicionales de nitrógeno para generar la espuma estable, resultan muy costosos, limitando su uso en algunos casos. También exhiben algo de sensibilidad a los hidrocarburos, a grandes flujos de ellos se pueden desestabilizar.

La aplicación de las espumas en la perforación tiene muchas ventajas comparadas con la utilización de aire seco, cuando se tienen altos flujos de líquido y cuando existe presencia de hidrocarburos. La Tabla 2.5 presenta las ventajas y desventajas de las espumas.

Espumas rígidas.

Las espumas rígidas son aquellas en las que se emplea un fluido de perforación base gel como fase líquida, gas y un agente espumante⁴. El uso principal de la espuma rígida es que proporciona una buena estabilidad del pozo en las formaciones no consolidadas y puede usarse a bajas velocidades anulares con buena calidad. En algunas circunstancias, la reducción asociada a los requerimientos de potencia del compresor y consumo de agua hace a la espuma rígida más atractiva económicamente.

Este tipo de espuma puede aplicarse en formaciones poco consolidadas y con alta afluencia de agua, mayor que la que se presenta en las espumas estables. Las ventajas son similares a las de la espuma estable; sin embargo cuenta con la desventaja de que la consistencia del fluido se rompe con la presencia de aceite, agua salada o carbonato de calcio disuelto.

Normalmente los posibles problemas con la espuma están indicados por las condiciones físicas que ésta presenta en la superficie y por las condiciones de presión en el pozo. En el cuadro siguiente (Tabla 2.6) se sugieren los ajustes a realizar dependiendo de la variación de estas condiciones¹⁶.

PROBLEMA	CAUSA QUE LO PRODUCE	AJUSTES A REALIZAR
El gas sale libre al exterior con una pequeña cantidad de espuma.	El gas está rompiendo la columna de espuma, imposibilitando la formación de espuma estable.	Incrementar la inyección de agua – espumante o disminuir la del gas.
Espuma clara y aguada.	Se está perforando en capa freática, con posible contaminación por sales.	Incrementar la inyección de gas y agua; también se puede incrementar el porcentaje de agente espumante.
Disminución rápida de la presión.	El aire rompe la columna de espuma, impidiendo que se estabilice.	Aumentar la inyección de agua o disminuir el volumen de gas.
Gradual aumento de la presión.	Aumenta la cantidad de recortes, o fluidos de la formación, que están siendo elevados.	Aumentar ligeramente la inyección de gas.
Aumento rápido de la presión.	Herramienta tapada o formación de taponés alrededor de la tubería de perforación.	Parar la perforación y tratar de recuperar la circulación, moviendo la sarta de perforación.

Tabla 2.6 Ajustes sugeridos dependiendo de las condiciones de la espuma en la superficie¹⁸.

Niebla.

La niebla es un fluido que se presenta en dos fases, donde el gas conforma la fase continua y el líquido en forma de gotas suspendidas dentro del flujo de gas, la fase discontinua. La niebla se emplea como un fluido de perforación para incrementar la limpieza de los recortes en el pozo; también es utilizada cuando se presenta una afluencia de agua que no pueda ser controlada con aire. Por la baja presión que se genera en los pozos con este fluido, se debe emplear en formaciones sin

problemas de estabilidad o erosión; o también, donde la disposición de agua sea un factor que impida la utilización de otros fluidos. Las ventajas y desventajas de utilizar la niebla como fluido de perforación se presentan en la Tabla 2.7.

<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
Incrementan los ritmos de perforación y la vida útil de la barrena.	Ocasiona erosión y estabilidad en paredes poco consolidadas.
Bajos requerimientos de agua.	Posibilidad de incendio en presencia de hidrocarburos.
Bajos costos en productos químicos y aditivos.	Altos costos en diámetros grandes, por los requerimientos del aire o gas.
Puede manejar moderados flujos de agua.	Corrosión en las tuberías y problemas en luitas hidrófilas.

Tabla 2.7 Ventajas y desventajas de la utilización de niebla.

Nitrógeno.

El régimen de perforación con nitrógeno es más rápido que cuando se usa líquido, obteniendo por consiguiente una mejor penetración, al igual que una mayor profundidad en pies por barrena y una mayor vida útil de la barrena. El nitrógeno también proporciona una mejor limpieza del fondo del pozo y un enfriamiento más eficaz de la barrena por la expansión del gas al salir de la barrena, transportando los recortes rápidamente a la superficie. Permite una fácil identificación de la formación, aún cuando los recortes sean pequeños; es fácil detectar indicios de gas, de petróleo o de agua. Sin embargo, una importante desventaja es la pobre estabilidad que brinda al pozo, lo cual puede ocasionar derrumbes de las paredes haciendo difícil su limpieza en el fondo del pozo o atrapando la tubería.

Las principales consideraciones que se debe tomar en cuenta cuando se elige el sistema para proporcionar el nitrógeno son: Los ritmos de evaporación en el transporte, cantidad de nitrógeno para las operaciones, disponibilidad del equipo, limitaciones de espacio, logística y transporte. En las operaciones de perforación

bajo balance, el nitrógeno puede ser usado como fluido de perforación, o como un componente del fluido. La mayor ventaja sobre la perforación con aire, es que la mezcla de nitrógeno y gases hidrocarburos no es explosiva, eliminando la posibilidad de incendios en el pozo. El nitrógeno es un gas no tóxico, incoloro, inodoro e insípido, que se halla como componente de la mezcla del aire; su viscosidad varía en función de la presión y la temperatura, el comportamiento de ésta, es similar al de cualquier gas, dado que ésta aumenta al incrementar la temperatura debido a la transferencia de cantidad de movimiento molecular (Figura 2.8).

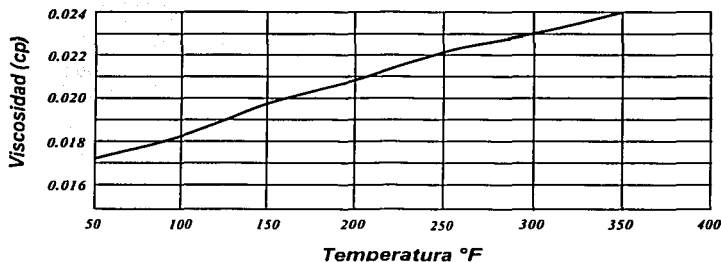


Figura 2.8 Viscosidad del nitrógeno a presión atmosférica.

Producir nitrógeno es relativamente barato, para el uso o venta, ya que el volumen de nitrógeno en la atmósfera es del 78 %, lo cual implica una fuente inagotable; el costo del nitrógeno es función de la presión del aire, capacidad, presión deseada del nitrógeno y pureza. Comúnmente, existen tres procesos para convertir volúmenes de mezclas de gases a nitrógeno:

- ✓ Separación de aire por permeación de membranas.
- ✓ Generación de nitrógeno a partir del procesamiento de los productos de la combustión del gas natural.
- ✓ Generación de nitrógeno a partir de procesos criogénicos.

El primero de ellos normalmente se utiliza para convertir volúmenes pequeños de mezclas de aire a nitrógeno, mientras que los últimos para convertir grandes volúmenes. La generación de nitrógeno de alta pureza, a partir de procesos criogénicos, puede resultar desfavorable en precio y logística. Generalmente la mejor fuente de nitrógeno es generarla in situ, usando una unidad de membrana, las cuales se disponen en varios rangos de capacidad y producen el gas con una pureza de un 95 %, con lo que la corrosión puede manejarse y el fuego en el fondo es improbable.

Algunos de las consideraciones para aplicar el nitrógeno son: formaciones sin problemas de estabilidad o erosión, así como poca afluencia de agua de las formaciones al pozo, o en localizaciones donde obtener agua sea complicado para generar otro tipo de fluido. En la Tabla 2.8 se presentan las ventajas y desventajas de la aplicación de este fluido en la perforación de pozos petroleros.

<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
Incrementan los ritmos de penetración.	Incremento de costos al utilizar el nitrógeno.
No se generan incendios en el pozo en presencia de hidrocarburos.	Altos costos en diámetros grandes, por requerir grandes volúmenes para elevar los recortes.
No hay corrosión y es muy seguro.	Problemas de estabilidad.
Permite la perforación a mayores profundidades.	

Tabla 2.8 Ventajas y desventajas de la utilización de nitrógeno.

Aire.

El principal objetivo de la perforación con aire fue el incrementar los ritmos de perforación en formaciones duras y donde los aportes de agua de la formación son

bajos o nulos, incrementando también, la vida útil de la barrena, en comparación con los demás fluidos de perforación. Pero, en formaciones que aportan un gasto considerable de agua, se pueden originar problemas como pegaduras de tubería por presión diferencial o pérdidas debido al incremento en el peso del fluido, por la generación de lodo en el espacio anular. Las consideraciones que se deben tomar para la utilización del aire como fluido de perforación, son las mismas que el nitrógeno. En la Tabla 2.9 se listan las ventajas y desventajas cuando se utiliza aire en la perforación rotatoria.

<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
Incrementan los ritmos de penetración.	Problemas al levantar los recortes en presencia de afluencia de agua.
Bajos o nulos requerimientos de agua.	Problemas en formaciones poco consolidadas.
Bajo costo por uso de aditivos químicos.	Posibilidad de incendios en presencia de hidrocarburos.
Minimiza el costo de la perforación.	Altos costos en diámetros grandes por el levantamiento de los recortes.
Incrementa la vida útil de la barrena.	No se emplea esta técnica en presencia de H ₂ S.
	Incrementa los esfuerzos de torque y arrastre.
	Incrementa las caídas de presión.
	Problemas de limpieza en pozos inclinados más de 50 °C.
	Problemas de corrosión.

Tabla 2.9 Ventajas y desventajas de la utilización de aire.

Fluidos especiales.

En la actualidad los requerimientos del medio ambiente, así como la dificultad al mantener las condiciones de los fluidos de perforación a altas presiones y temperaturas, han dado origen a que la ingeniería de fluidos avance en el desarrollo de fluidos sintéticos. Al igual que la reducción de costosos sistemas de fluidos para realizar las operaciones y el evitar la alteración del sistema roca – fluido original. Algunos de los fluidos sintéticos utilizados son: los fluidos con esferas de cristal y los afrones.

Fluidos con esferas de cristal.

En yacimientos depresionados se requiere de fluidos de menor densidad que los comúnmente utilizados. Los avances en la ingeniería de fluidos ha desarrollado un agente reductor de densidad formado por cristales microscópicos o esferas plásticas. El objetivo es, suspenderlas en la circulación del fluido de perforación para reducir la densidad, pero fijando algunas de sus características del fluido de perforación, tales como procedimientos de control de sólidos y la capacidad para el uso de tecnología convencional de MWD con pulsos de lodo. Sus ventajas y desventajas se presentan en la siguiente tabla.

<u><i>Ventajas</i></u>	<u><i>Desventajas</i></u>
Minimiza el riesgo de descontrol por surgencia de fluidos de la formación.	Se requiere de equipo especial para el control de sólidos.
Reduce el costo de los fluidos al eliminar el empleo de compresores y/o nitrógeno.	La concentración de esferas debe ser de 35 a 40 %

Tabla 2.10 Ventajas y desventajas de la utilización de esferas de cristal.

Estas esferas cuya densidad relativa es de 0.38, pueden ofrecer una buena reducción de la densidad del fluido de control, ver la Figura 2.9. La selección de las esferas se basa en las propiedades físicas y habilidad para mantener estas

propiedades a condiciones de presión y temperatura del yacimiento encontradas en los pozos de aceite y gas. Este tipo de fluido con esferas es utilizado en formaciones con altos flujos de agua.

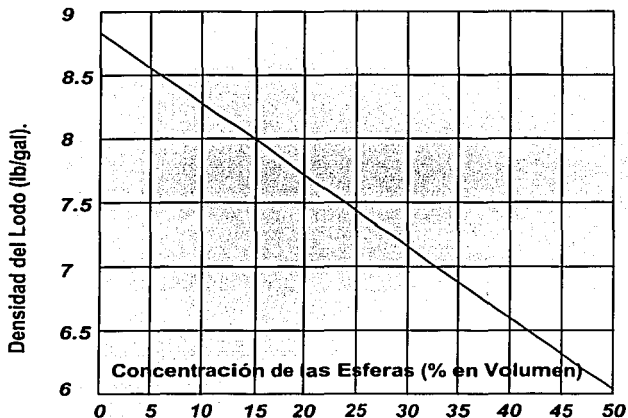


Figura 2.9 Variación de la densidad del lodo con respecto a la concentración de esferas de cristal⁴.

Afrones.

Los afrones son micro - burbujas que se diseñaron principalmente para reducir el daño a la formación y permitir perforar grandes secciones de cavidades largas e interconectadas. Estas cavidades pueden encontrarse en arenas y lutitas, pero son más comunes en calizas o dolomitas que están frecuentemente muy fracturadas, siendo excelentes zonas productoras debido a que permiten un libre flujo de aceite y gas hacia el pozo. Estas zonas productoras, son invadidas por el lodo de perforación cuando la presión hidrostática y de circulación son superiores al gradiente de presión de fractura. Los afrones presentan la ventaja de reducir de

la densidad del fluido sin necesidad de aire o gas, de sistemas aireados o la utilización de micro esferas huecas. Es un fluido con propiedades estables, minimiza el riesgo de surgencia en el pozo, proporciona una buena estabilidad del pozo y eficiente limpieza del agujero.

Al utilizar afrones se crea un sistema interconectado de puenteo y aumenta su viscosidad a bajos esfuerzos de corte; así como también son recirculables, no son coalescentes y contienen presión interna. Los afrones forman un puente de burbujas en las aberturas de la formación previniendo o reduciendo la invasión del fluido hacia la zona productora, ver Figura 2.10.

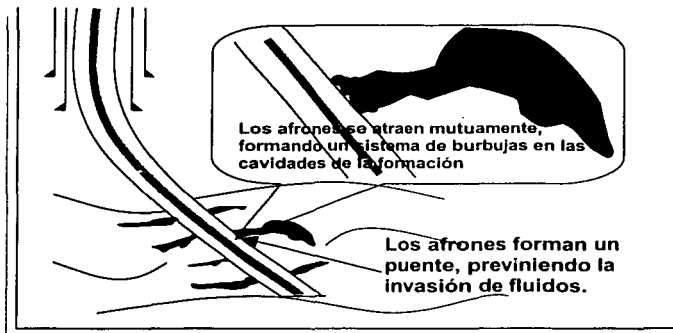


Figura 2.10 Acción de los afrones en las fracturas o cavernas.

Un afron esta compuesto por un núcleo generalmente esférico y una fase interna, usualmente líquida o gaseosa, sin excluir sólidos encapsulados dentro de una delgada capa acuosa (Figura 2.11). Los afrones se atraen debido a fuerzas de superficie; estas fuerzas dependen básicamente de la concentración y de la fuerza iónica.

Las fuerzas de superficie son importantes ya que ejercen fuerzas hacia las aberturas de la formación; conforme los afrones se expanden en las regiones de baja presión, éstos se atraen mutuamente formando un sistema de burbujas en las

cavidades de la formación. Los afrones tienen atracción mutua y forman agregados que no coalescen; la capa múltiple de afrones contiene agua, la cual puede ser viscosificada con polímeros solubles en agua. El gas está contenido dentro de las capas de los afrones.

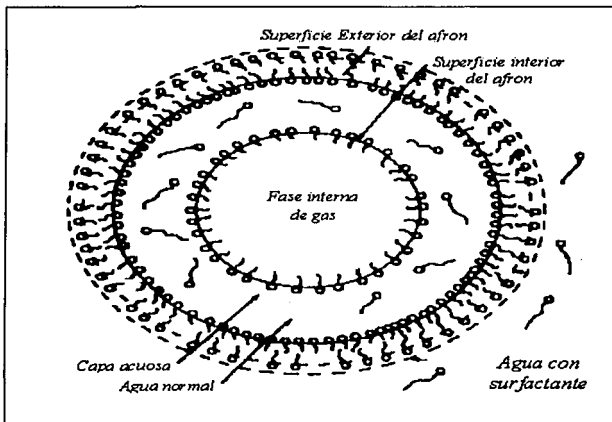


Figura 2.11 Estructura de un afron de gas¹⁵.

Los afrones son estabilizados en el fluido de perforación mediante viscosificación y tienen coloides menores a 100 microns, los cuales forman agregados en las aberturas; éstos, presentan características como:

- Pared múltiple viscosificada.
- Propiedades de control de invasión.
- Reología optimizada.
- Excelente capacidad de suspensión.
- Eliminación de sólidos.
- Propiedades viscoelásticas.
- Flujo tapón.
- Disminución de pérdidas de presión.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.1.4 Selección del Tipo de Fluido

Para el diseño de los fluidos de perforación se debe tomar en cuenta las condiciones que se esperan encontrar en el desarrollo, estos pueden tener efectos sobre algunas características de la perforación. El fluido seleccionado debe de mantener las características apropiadas para no interactuar con la formación y permita una mayor velocidad de penetración; así como, no provocar daño al medio ambiente.

Para la selección del fluido se debe de tomar en cuenta factores como¹⁸: columna geológica esperada; análisis de la presión de poro, de formación y sobrecarga; gradiente de temperatura, densidades, consideraciones ambientales y factores económicos.

A continuación se presentan los parámetros que se deben conocer o analizar para una adecuada selección de los fluidos utilizados en la perforación bajo balance⁴:

a. Análisis de las propiedades de la formación

De acuerdo a los parámetros del yacimiento, se analiza la compatibilidad del fluido de perforación seleccionado.

- ◆ Fluidos que son compatibles con los parámetros del yacimiento.
- ◆ Condiciones de presión y esfuerzos en el yacimiento

b. Selección del fluido de perforación

Establecer un proceso de selección que ayude a la determinación del fluido de perforación adecuado para las operaciones bajo balance. La selección debe considerar:

- ◆ Rango de la densidad del fluido de perforación (Figura 2.6)
- ◆ Experiencia con el fluido seleccionado
- ◆ Análisis de corrosión
- ◆ Análisis de explosividad
- ◆ Personal disponible para la ingeniería de fluidos
- ◆ Reglamentaciones y limitaciones en la descarga de fluidos y recortes

- ◆ Disponibilidad de material

Fluidos para disminuir el daño a la formación.

a. Análisis de las propiedades del yacimiento

Especificar los principales parámetros del yacimiento para analizar el impacto del uso de los fluidos de perforación seleccionado.

- ◆ Permeabilidad
- ◆ Distribución del tamaño del grano
- ◆ Tamaño del poro
- ◆ Mineralogía
- ◆ Agua congénita
- ◆ Composición y propiedades del aceite y el gas
- ◆ Condiciones de presión y esfuerzos en el yacimiento

b. Selección del fluido de perforación

Establecer un proceso de selección que ayude a la determinación del fluido de perforación adecuado para las operaciones bajo balance. La selección debe considerar:

- ◆ Determinación de la densidad del fluido de perforación
- ◆ Compatibilidad con el yacimiento
- ◆ Análisis de corrosión
- ◆ Análisis de explosividad
- ◆ Experiencia con el fluido seleccionado
- ◆ Personal disponible para la ingeniería de fluidos
- ◆ Reglamentaciones y limitaciones en la descarga de fluidos y recortes
- ◆ Disponibilidad de material

En la Tabla 2.11 se hace una comparación de los parámetros de perforación y algunas características de los fluidos más comunes para conseguir condiciones de bajo balance.

TIPO DE FLUIDO	VOLUMEN DE AIRE EN PIES ³ ESTÁNDAR		VELOCIDAD ANULAR (Pie/min)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (lb/pg ²)	CIRCULACIÓN MEDIA	CARACTERÍSTICAS
	4, 000 pies	8, 000 pies				
AIRE	2,500	3,000	3,000	100-200	Solo aire	Se utiliza suficiente aire para generar una velocidad anular capaz de acarrear los recortes hasta la superficie. El pozo debe quedar libre de fluidos de la formación.
NIEBLA	2,750-3,500	3,300-4,200	3,000	150-500	Predominantemente aire. Pequeñas cantidades de agua y surfactante son inyectados dentro de la corriente de aire.	Se utiliza suficiente aire para generar una velocidad anular capaz de acarrear los recortes, así como algún fluido de la formación, hasta la superficie.
ESPUMA ESTABLE	600-800	1,000-1,200	100-350	150-500	La espuma preformada en la superficie está constituida por una mezcla de aire, agua y surfactante.	La espuma debe tener, y mantener, una densidad y consistencia capaces de suspender y transportar los recortes hasta la superficie, a una velocidad anular relativamente baja (similar para el fluido).
FLUIDOS AIREADOS	400-1,600	400-1,600	Extremadamente variable. Abajo de 1,000 pies la velocidad anular es de 5 a 20% mayor que con lodo. Cerca de la superficie, la expansión del aire crea altas presiones, debido a su compresibilidad.	450-1,200	Predominantemente lodo. Se agrega suficiente aire a la circulación del fluido hasta alcanzar el balance, entre la presión hidrostática y la zona de baja presión.	El aire es agregado con una relación de aire-fluido generalmente entre 5:1 y 20:1. La relación aire-fluido mayor de 20:1 debe ser evitada en todo lo posible, por que provoca alta inconsistencia en los fluidos de retorno y deficiencia en la limpieza del agujero.

Tabla 2.11 Comparación de parámetros de perforación con diferentes fluidos ligeros en agujero de 12 ¼".

2.2 REQUERIMIENTOS DE EQUIPO

La perforación bajo balance requiere de equipo con características especiales, debido a las diferencias que presenta con la perforación convencional, principalmente por el manejo de los fluidos de perforación y del yacimiento, presiones, seguridad de personal y de equipo. El equipo de superficie para la perforación bajo balance puede ser dividido dentro de 4 categorías principales¹⁹:

- Sistemas de perforación.
- Equipo de generación de gas.
- Equipo de control del pozo.
- Equipo de separación en superficie.

2.2.1 Sistemas de Perforación

La perforación bajo balance puede realizarse con diversos equipos como tubería flexible, equipo de perforación convencional o equipo snubbing. El tamaño y la trayectoria del pozo puede determinar el equipo óptimo a utilizar en la perforación. Para pozos mayores de 6 1/8" es conveniente usar el equipo convencional y para pozos de 6 1/8" o menores se puede utilizar el equipo de tubería flexible; esto es debido a muchos factores como el gasto a través de la tubería, caída de presión en la tubería, máxima densidad del lodo, equipo de superficie y de fondo, etc. En la Tabla 2.12 se presentan las ventajas y desventajas de la tubería flexible sobre el equipo convencional.

Sistema de tubería flexible.

El desarrollo de la tecnología en la industria petrolera ha dado como resultado el equipo de tubería flexible. Estos equipos intervienen en la perforación, terminación, cementaciones, estimulaciones y mantenimiento de pozos, etc. Su facilidad de instalación, bajo costo y seguridad han permitido ahorros significativos a la industria.

El objetivo de la tubería flexible es la perforación rápida, segura y a bajo costo; esto se logra debido a que la tubería flexible no necesita conexiones. Debido a la continuidad de la tubería se maneja menor volumen de fluidos y acero que en el

caso de las tuberías de perforación, y el tiempo desmantelamiento, transporte e instalación son mucho menor. Asimismo evita pegaduras ya que la circulación es continua. Al final esto redundará en beneficios económicos. Los componentes de equipo de la tubería flexible se muestran en la Figura 2.12.

<i>Tubería Flexible</i>	<i>Equipo Convencional</i>
No se hacen conexiones durante la perforación.	Requiere de conexiones, lo cual suspende la inyección de gas causando grandes presiones.
Soporta altas presiones.	Presiones limitadas.
Los sistemas MWD se pueden utilizar en fluidos gasificados.	El sistema MWD no es posible con fluidos gasificados.
No se requiere de equipo Snubbing.	Requiere de unidad Snubbing con presiones altas.
Máximo diámetro de pozo 6".	No hay límite en el tamaño del pozo.
Limpieza del pozo más crítica.	Requiere de conexiones especiales para campos de gas.
Riesgo de colapso en pozos de alta presión.	Requiere de equipo especial en el piso de perforación.
Conjunto de preventores pequeño.	Requiere de un sistema desviador rotatorio en el conjunto de preventores.
Costos menores.	Mayores costos como resultado de equipo.
Limitada con equipos especiales con DRAG.	Hábil para perforar secciones horizontales largas.

Tabla 2.12 Ventajas y desventajas de la utilización de la tubería flexible sobre el equipo de perforación²⁰.

- Unidad de bombeo
- Unidad de potencia
- Carrete y tubería flexible continua para insertar en el pozo
- Cabina de control

- Cabeza inyectora, para introducir y sacar la tubería en el pozo
- Stripper, que es el dispositivo capaz de dar un sello dinámico alrededor de la sarta de tubería
- Conjunto de preventores
- Grúa y subestructura

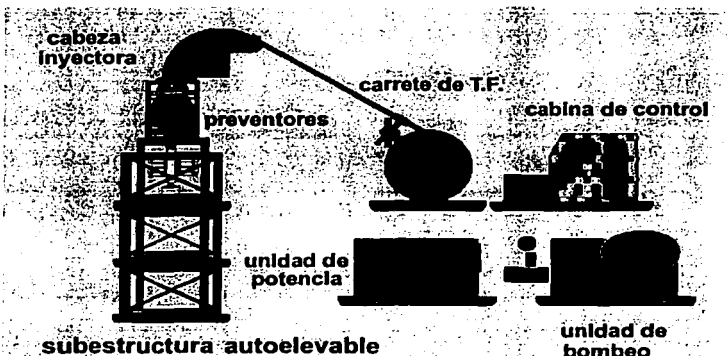


Figura 2.12 Componentes del equipo de tubería flexible¹³.

La tubería flexible es continua y se introduce en el pozo; viene enrollada en un carrete para su transporte y almacenamiento. En la superficie, la tubería es conectada a una unión giratoria de alta presión en el extremo del rollo. La tubería es introducida y sacada del pozo por medio de la cabeza inyectora, la cual combina varias operaciones hidráulicas que permiten al operador tener control sobre la posición y movimiento de la tubería.

La economía y la velocidad fueron los primeros incentivos para su uso, al igual que el equipo es más pequeño (25 x 32 m); y su instalación más rápida, comparada con el equipo convencional; la distribución del equipo de tubería flexible se muestra en la Figura 2.13. La aplicación de la perforación bajo balance

con tubería flexible ha sido aplicada con gran éxito, minimizando los riesgos de perforación.

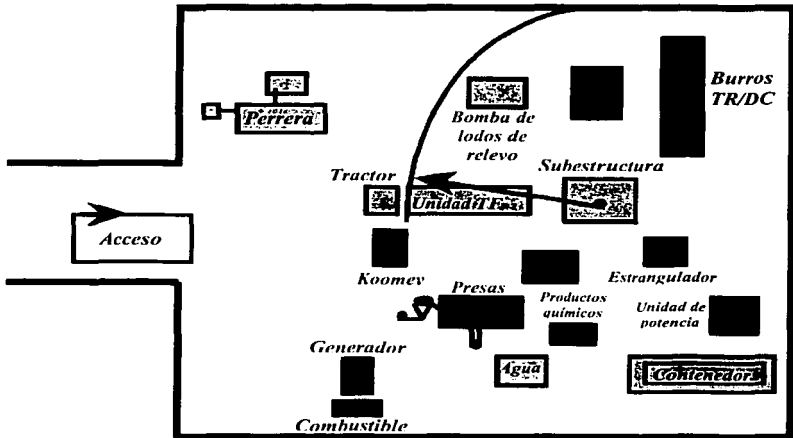


Figura 2.13 Distribución del equipo de tubería flexible¹³.

Equipo convencional.

La perforación bajo balance se puede realizar con el equipo convencional, integrando equipo para el manejo de las operaciones en el pozo y en la superficie. El equipo se encuentra constituido de la siguiente forma, ver Figura 2.14.

- ✓ Equipo superficial
 - Equipo de control
 - Conjunto de preventores
 - Cabezal rotatorio
 - Preventor rotatorio
 - Múltiple de estrangulamiento
 - Desviador de flujo
 - Acumuladores (bomba Koomey)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

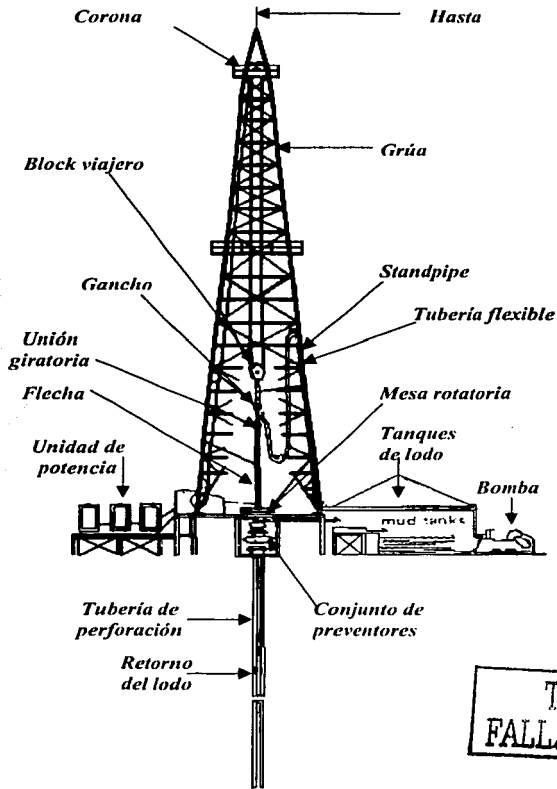


Figura 2.14 Componentes principales de un equipo de perforación convencional.

- Líneas de descarga
- Líneas de matar

- Niple de campana
- Equipo para el manejo de fluidos
 - Separadores
 - Desgasificador
 - Líneas de descarga y quema
 - Equipos de control de sólidos
 - Tanques de asentamiento
 - Sistema de ignición
 - Separador de fases
- ✓ Equipo de fondo
 - Sistema de monitoreo
 - Motores de fondo
 - MWD
 - LWD
- ✓ Herramientas especiales

Equipo snubbing.

Se requiere de personal especialmente capacitado para dar servicio a pozos con el equipo snubbing. Éste se instala en la parte superior del cabezal rotatorio.

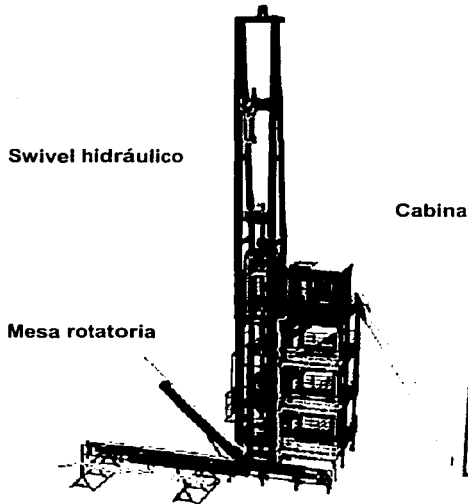
Ventajas:

- ✓ Es la solución más rápida y menos costosa para muchos problemas en fondo de pozo.
- ✓ Se eliminan los fluidos caros que pueden dañar las formaciones sensibles y que requieren un desecho caro.
- ✓ Unidad hidráulica independiente que no requiere equipo de reparación.
- ✓ Maneja presión superficial de hasta 20,000 psia y pesada carga de gancho de hasta 600,000 lbs.

Aplicaciones

- ✓ Limpieza de arena o tapones de lutita en tubería, tubo revestidor de fondo o tubería de revestimiento con N₂, espuma o fluidos.

- ✓ Colocación o remoción de sartas de producción o tubos revestidores de fondo.
- ✓ Colocación o remoción de tapones intermedios recuperables y empacadores bajo presión para tratamiento selectivo.
- ✓ Acidificación y lavado.
- ✓ Colocación de tubería para bombeo de N_2 , espuma o fluidos en donde la presión y la profundidad sean muy grandes para la tubería flexible.
- ✓ Colocación de tubería de perforación en el fondo cuando un pozo presenta un " reventón".
- ✓ Perforación de cemento, tapones intermedios y tapones de arena.
- ✓ Inyección de cemento o retaponamiento.
- ✓ Control de presión y control de pozo.
- ✓ Terminaciones bajo presión.
- ✓ Inyección de inhibidores de corrosión.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 2.15 Esquema del equipo snubbing²¹.

2.2.2 Equipos Utilizados en la Perforación Bajo Balance

A continuación se describen brevemente algunos de los equipos utilizados para la realización de la perforación bajo balance.

Equipo superficial de control.

El **cabezal rotatorio** se usa fundamentalmente para la perforación bajo balance e introducir o extraer tuberías de perforación, producción, revestimiento, lastrabarreras y otras herramientas de perforación. Consta de elementos sellantes rotatorios que proporcionan el control del flujo durante la perforación. La protección óptima del sello depende de la composición de los fluidos y de la temperatura esperada en el retorno de los fluidos. El objetivo principal es el de brindar seguridad al personal protector al medio ambiente.

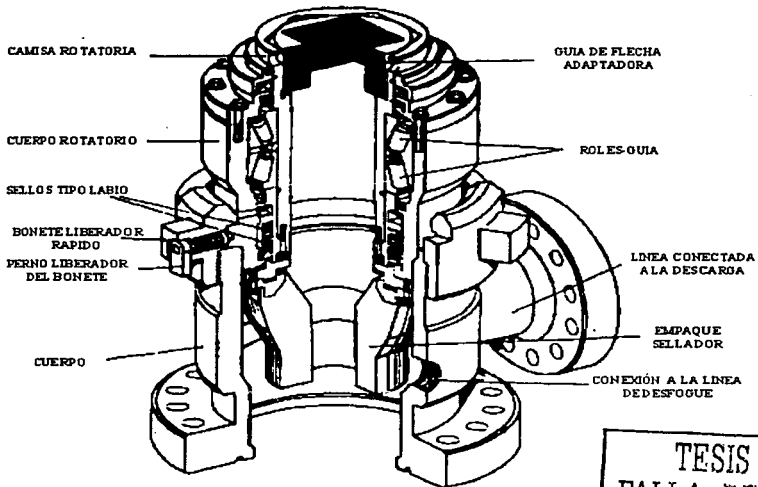


Figura 2.16 Esquema de un cabezal rotatorio⁴.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El **preventor rotatorio** se caracteriza por utilizar un elemento sellante hidráulico, la cual tiene una brida que permite el montaje sobre los preventores y otra para la descarga de los fluidos. El preventor rotatorio combinado con el conjunto de preventores convencional y el doble preventor anular, es la manera más segura de control del pozo.

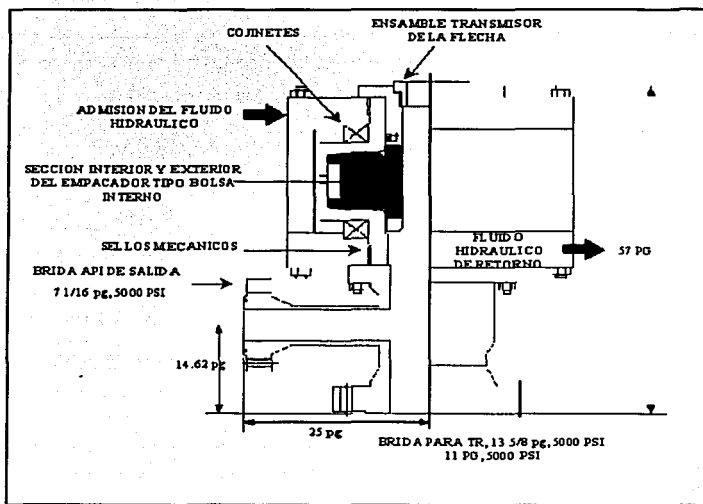


Figura 2.17 Esquema de preventor rotatorio⁴.

El **múltiple de estrangulación** se utiliza por seguridad en las operaciones de manejo de los fluidos de retorno bajo presión y para controlar el gasto de afluencia de hidrocarburos dentro del pozo. Permite la liberación controlada de los fluidos bajo presión del pozo. Este debe tener una presión nominal de trabajo cuando menos igual a la del conjunto de preventores y debe estar en un lugar accesible, de preferencia fuera de la subestructura del equipo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

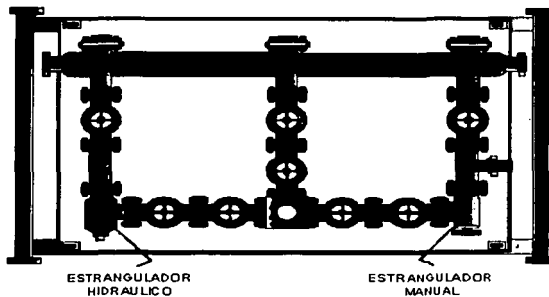


Figura 2.18 Múltiple de estrangulación⁴.

Desviador de flujo: este dispositivo es un preventor anular diseñado para cerrar desde la superficie del pozo y conducir el flujo lejos del piso de perforación por una o más líneas de descarga de gran diámetro. Generalmente los desviadores de flujo no están diseñados para soportar altas presiones, debido a que su principal utilidad es el de evitar altas presiones en el pozo.

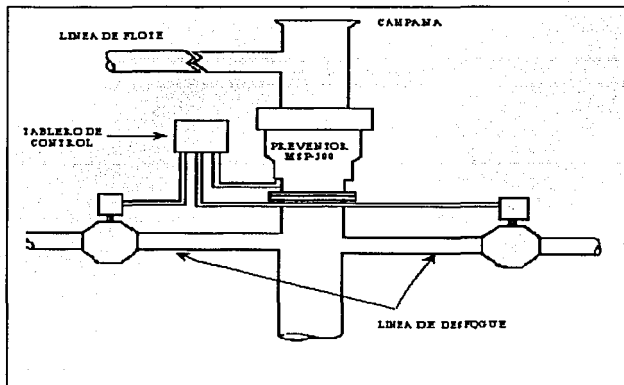


Figura 2.19 Desviador de flujo⁴.

Líneas de matar: estas permiten bombear dentro del pozo durante las operaciones para su control y se utilizan para probar el conjunto de preventores. Las conexiones de las líneas de matar deben localizarse de tal manera que se pueda bombear el fluido por debajo del juego de arietes de tubería; éstas se deben diseñar a una presión nominal por lo menos igual a la del conjunto de preventores.

El **niple de campana** consiste de una tubería corta instalada en la parte superior del preventor. La parte superior del niple está ensanchada (o campana) para poder guiar las herramientas de perforación dentro del pozo y normalmente tiene conexiones laterales para la línea de llenado y la línea de descarga del lodo.

Equipo superficial para el manejo de fluido.

Los **separadores** son parte fundamental en la perforación bajo balance, por el manejo multifásico de esta técnica; estos han sido modificados de los separadores de producción. La función de éstos es separar las cuatro fases de los fluidos de retorno: agua o fluidos acuosos de perforación; gases, tanto de producción como de inyección; aceite de la formación y sólidos. La separación de los gases desde la línea de retorno es más eficiente a presiones bajas, además se requiere de un equipo desgasificador a la salida de la primera etapa de separación.

Los fluidos producidos durante la perforación bajo balance se presentan en un régimen de flujo tipo bache, es decir, volúmenes intermitentes de líquido con altos gastos de flujo instantáneo, los cuales pueden sobrepasar completamente las relaciones de líquido que puede manejar el separador, llegando a inundar un separador convencional. Los separadores verticales son más efectivos cuando los fluidos de retorno son predominantemente líquidos, mientras que los separadores horizontales pueden ser capaces de manejar grandes volúmenes de gas eficientemente. Es posible operar separadores verticales en paralelo, con el objetivo de tener una buena eficiencia de operación.

En el separador horizontal, los fluidos entran y son detenidos por un reductor desviador de velocidad. Los sólidos se asientan principalmente en el primer

compartimiento, en donde son removidos por la bomba. Los líquidos se derraman dentro del tercer compartimiento donde se completa la separación. Los hidrocarburos líquidos y los fluidos de perforación son descargados a diferentes niveles en este compartimiento por diferencia de densidades, ver la Figura 2.16.

El **Desgasificador** sirve para eliminar el gas de los fluidos, principalmente de los que serán reinyectados, ya que puede causar un decremento anticipado de la presión de fondo y como consecuencia un aumento en la producción, afectando la seguridad del personal, equipo e interfiriendo en la eficiencia de las bombas de lodo. Una desgasificación secundaria es muy importante cuando se tiene alta presión o si el volumen de gas disuelto es grande; esto se presenta principalmente al tener grandes profundidades o en yacimientos con alta presión. Los desgasificadores que pueden ser usados para esta segunda fase son los atmosféricos o al vacío.

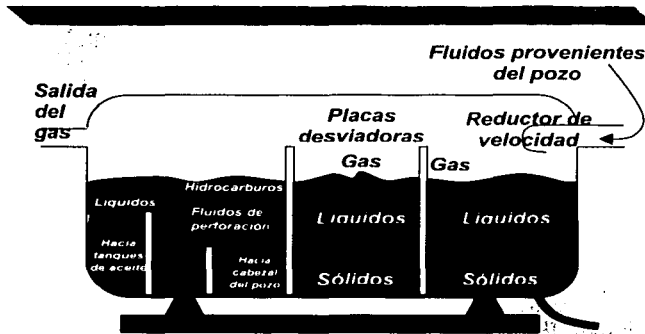


Figura 2.20 Separador horizontal de cuatro fases para la perforación bajo balance.

Los **separadores de lodo / gas** son de tipo vertical, con gran tamaño y con soporte de altura ajustable para remover el gas en el separador. Este sistema abierto (o vasija a presión atmosférica), debe de ser mínimo de 6 pies de diámetro por 12 pies de altura, con líneas de quema de gas suficientemente grandes,

además de contar con líneas adecuadas de bombeo de líquido para manejar las velocidades de flujo instantánea.

Equipo de fondo.

Motor de fondo. Los motores de fondo son diseñados para ser utilizados con lodos de perforación como fuente de potencia. Es aire puede ser utilizado como medio de potencia, sin embargo, este es un fluido compresible y su velocidad de flujo cambia con la presión, además tiene una capacidad de levantamiento de los recortes mucho menor que el lodo y la velocidad anular debe ser mucho mayor. El problema anterior se ha logrado superar eficientemente con motores diseñados para perforar con aire, la ventaja de estos motores es que no requieren de sistema de lubricación.

Sistemas de monitoreo: existen tres tipos de sistemas MWD como son el de pulsaciones de lodo, línea de acero y los electromagnéticos. La herramienta MWD principalmente trabaja para medir la trayectoria de los pozos. Los beneficios del sistema MWD en la perforación son²²: un mejor control de la trayectoria del pozo, repetibilidad de mediciones, menor riesgo de pegaduras por presión diferencial, extracción de barrenas desgastadas en el tiempo apropiado, evaluación de la eficiencia de aparejos de fondo, ajuste de las variables a las condiciones de perforación, detección de fallas en el sistema de perforación, evaluación geológica y detección de zonas de presión anormalmente altas. Las mediciones que proporciona esta herramienta son azimut, inclinación, espectro de rayos gamma y de resistividad, etc.

La desventaja del MWD es que no puede ser utilizada con fluidos compresibles; debido a este problema se han diseñado los sistemas electromagnéticos, los cuales sí pueden trabajar con aire.

Otro sistema de mediciones durante la perforación es el sistema LWD que contiene una variedad de herramientas que proporcionan un potencial de información relacionado con la formación²². Con el fin de obtener un programa de perforación óptimo, esta herramienta mejora la evaluación de los yacimientos y

reducen los riesgos asociados con las mediciones. El sistema LWD con las herramientas de resistividad compensada y azimutal, densidad y neutrón azimutal y acústicas, permite durante la perforación o en viajes de acondicionamiento, medir en forma cualitativa la resistividad, los rayos gamma espectrales, la densidad, el efecto fotoeléctrico, la porosidad neutrónica y sónica y el tren de ondas acústicas, con lo cual se minimizan los tiempos para la obtención de esta información.

CAPÍTULO 3

REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS

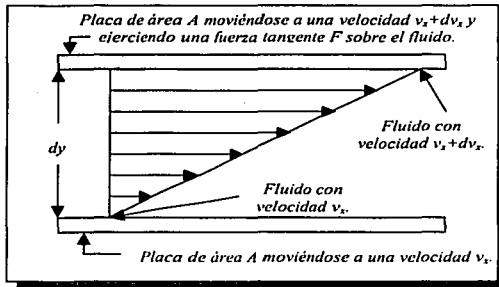
3.1 GENERALIDADES

Los fluidos más utilizados en la perforación bajo balance son las espumas y los fluidos aireados, debido a su facilidad para manejar amplios rangos de densidades y controlar en mayor medida los problemas ocasionados en la perforación con gas, al igual que con fluidos convencionales. De esta forma, las propiedades reológicas y características de estos fluidos, serán abordados de manera general, con lo cual se trata de proporcionar los elementos para optimizar, entre otros, los volúmenes requeridos de los constituyentes del fluido (gas y líquido), la capacidad de acarreo de los fluidos y la determinación de presiones para el manejo de la técnica bajo balance y del equipo de superficie.

A continuación se presentan conceptos generales que contribuyen a la comprensión del comportamiento de los fluidos.

Un fluido se deforma continuamente cuando se le somete a un esfuerzo. Considerando un sistema de dos placas paralelas separadas por un fluido, como se muestra en la Figura 3.1; las placas son infinitamente grandes con respecto a la separación entre ellas. Suponga que la placa superior y la placa inferior se mueven a las velocidades ($v_s + dv_s$) y v_s , respectivamente. Así, la velocidad del

fluido adyacente a las placas se mueve con la misma velocidad de éstas; lo cual hace que el fluido se deforme con dv / dy , conocido como **gradiente de velocidad de corte** (γ).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 3.1 Respuesta de un fluido a la acción de un esfuerzo de corte¹¹.

El **esfuerzo de corte** (τ), que provoca la deformación del fluido, se define como el cociente entre la fuerza cortante, que es la componente de la fuerza tangente a la superficie (F_{tan}) y el área de la fuerza considerada (A)²³.

$$\tau = \frac{F_{tan}}{A} \quad (3.1)$$

Así, para todos los fluidos existe una relación entre el esfuerzo de corte impuesto y la velocidad de corte resultante. Por consiguiente, esta relación es diferente para todos los fluidos y puede ser distinta para el mismo fluido, bajo condiciones diferentes de presión y temperatura.

$$\tau = f(\gamma). \quad (3.2)$$

El concepto de viscosidad para los fluidos es la relación que existe entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, y ésta dependerá del comportamiento que presente el fluido al ser deformado. La **viscosidad** (μ) de un fluido se define como la resistencia que presenta éste al movimiento, cuando se le somete a un

esfuerzo de corte. En la Figura 3.2 se presenta una clasificación reológica de los fluidos y posteriormente, una descripción del comportamiento de algunos de ellos, los cuales son representativos del comportamiento que presentan la espuma y los fluidos aireados.

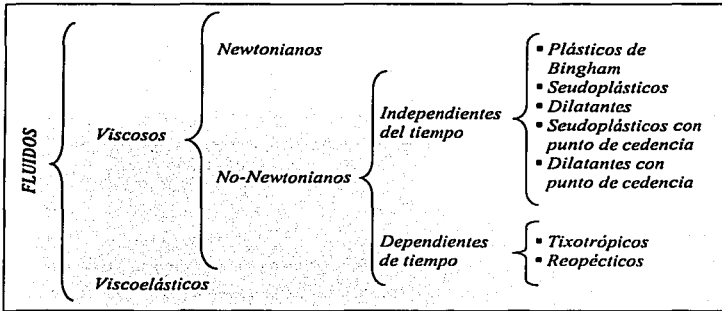


Figura 3.2 Clasificación reológica de los fluidos¹¹.

3.1.1 Fluidos Newtonianos

Los fluidos newtonianos son aquellos que se comportan de acuerdo a la ley de la viscosidad de Newton; es decir, son aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte es lineal y la constante de proporcionalidad es la viscosidad, Figura 3.3.

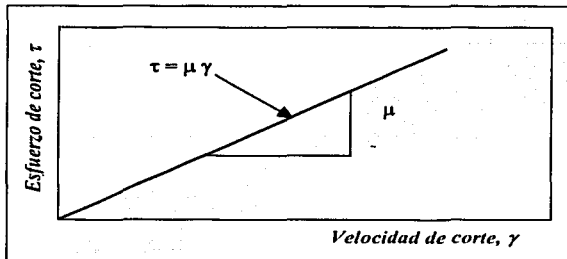


Figura 3.3. Esfuerzo de corte vs. velocidad de corte para un fluido newtoniano¹¹.

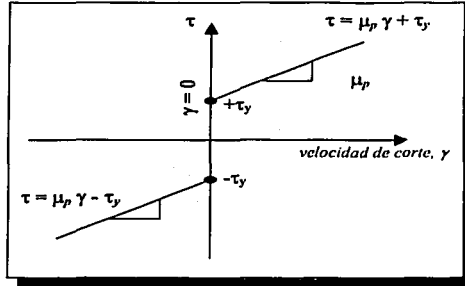


Figura 3.4 Esfuerzo de corte vs. velocidad de corte para un fluido plástico de Bingham¹.

$$\tau = K \cdot \gamma^n \quad (3.4)$$

donde: K : es el índice de consistencia del fluido, semejante a la viscosidad.

n : es el índice de comportamiento de flujo.

Si $0 < n < 1$, el modelo representa a los fluidos pseudoplásticos.

Si $n > 1$, el modelo representa a los fluidos dilatantes.

Si $n = 1$, el modelo representa un fluido newtoniano.

El modelo ha sido utilizado, debido a que, a gradientes de velocidad intermedios reproduce adecuadamente el comportamiento de muchos fluidos pseudoplásticos y dilatantes, así como, que es un modelo simple con dos constantes reológicas y ha dado excelentes resultados en problemas de flujo en tuberías. Este modelo es representado gráficamente en la Figura 3.5.

3.1.4 Capacidad de Acarreo de los Recortes

Otra de las funciones de los fluidos de perforación es la **capacidad de acarreo de los recortes** generados por la barrena; es definida como la habilidad de un fluido para transportar los recortes de la roca a la superficie. Las partículas tienden a asentarse en el seno del fluido, debido a la diferencia de densidades entre éstas y el fluido de perforación, alcanzando una velocidad constante conocida como

velocidad terminal de asentamiento. Esta velocidad terminal depende de un número de factores como la densidad y las propiedades de flujo; así como del volumen, densidad y forma de la partícula. Las partículas experimentan una fuerza ascendente debido a la velocidad, densidad y viscosidad del fluido de perforación, del mismo modo una fuerza descendente debido a la acción de la gravedad.

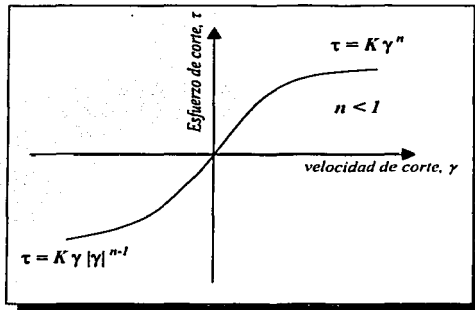


Figura 3.5 Esfuerzo de corte vs. velocidad de corte para un fluido pseudoplástico de Ley de Potencias¹.

La capacidad de acarreo de los recortes depende de:

- Gasto (velocidad anular del fluido).
- Propiedades reológicas del fluido.
- Velocidad de asentamiento de la partícula.
- Tamaño y geometría de la partícula.
- Concentración de partículas.
- Densidad del fluido.
- Geometría del espacio anular (inclinación, excentricidad).
- Rotación de la sarta.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Si el fluido en el espacio anular está fluyendo en régimen turbulento, la partícula se asentará en régimen turbulento, en tanto que si el flujo en el espacio anular es

laminar, la partícula podrá asentarse en régimen laminar transicional o turbulento, dependiendo de la geometría de la partícula y las propiedades viscosas del fluido. La Figura 3.6a muestra la relación entre la velocidad de asentamiento de una partícula (V_s) con respecto a su velocidad terminal de asentamiento (V_t) y la velocidad del fluido (V_a). Así como en la Figura 3.6b se muestran las fuerzas que actúan sobre la partícula; cuando la fuerza de gravedad y la fuerza de flotación son iguales los sólidos continúan cayendo a una velocidad máxima o terminal, sin considerar fuerzas adicionales al balance. Esta velocidad terminal es conocida como velocidad de resbalamiento.

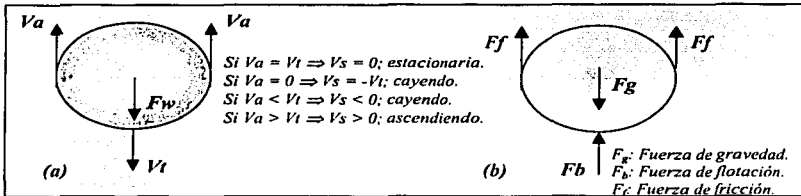


Figura 3.6 Relación de velocidades y fuerzas sobre una partícula.

El acarreo de los recortes a la superficie a una velocidad dada como resultado de la diferencia entre las velocidades del fluido y asentamiento de la partícula, se le conoce como **velocidad de transporte**. Siendo la **relación de transporte** la relación de la velocidad de transporte entre la velocidad del fluido en el espacio anular.

$$V_T = V_a - V_s \quad (3.5)$$

$$R_T = \frac{V_T}{V_a} = \frac{V_a - V_s}{V_a} = 1 - \frac{V_s}{V_a} \quad (3.6)$$

Si la relación de transporte es positiva, los recortes serán transportados a la superficie. De la Ec. 3.6 se observa que si la velocidad de resbalamiento de la

partícula es cero, la relación de transporte será del 100%; así, conforme la velocidad de asentamiento de la partícula aumenta, la relación de transporte decrece provocando que la concentración de los recortes en el espacio anular aumente. La ecuación proporciona una medida confiable de la capacidad de acarreo de un fluido de perforación.

3.1.5 Características de los Gases

Un gas es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad, el cual carece de forma propia y volumen definido; se expande hasta llenar completamente el recipiente que lo contiene. Las propiedades de los gases son considerablemente diferentes a los de los líquidos, principalmente por que la distancia entre las moléculas de los gases es mayor en comparación con las de los líquidos. Por esto, los cambios en la presión tienen mayor influencia sobre la densidad de los gases.

Gases ideales

Como punto de inicio en el estudio de los gases reales, consideraremos un fluido hipotético conocido como gas ideal, en el cual:

- El volumen ocupado por las moléculas es insignificante con respecto al volumen ocupado por el fluido total.
- No existen fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas o entre las moléculas y las paredes donde está contenido.
- Todas las colisiones entre moléculas son elásticas, esto es, no hay pérdida de energía interna por colisión.

Boyle observó experimentalmente que el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión de un gas manteniendo la temperatura constante, lo cual puede ser expresado como:

$$V \approx \frac{1}{p} \quad \text{ó} \quad V = \frac{K_1}{p} \quad \Rightarrow \quad pV = K_1 \quad (3.7)$$

donde V : es el volumen.

p : es la presión del gas.

K_1 : es el factor de proporcionalidad cuyo valor depende de la temperatura, el peso del gas, su naturaleza y las unidades en que se expresen p y V .

De la Ec. 3.7 se deduce que, si en cierto estado la presión y el volumen del gas son p_1 y V_1 , mientras que en otro son p_2 y V_2 , a temperatura constante se cumple:

$$p_1 V_1 = K_1 = p_2 V_2 \quad \frac{p_1}{p_2} = \frac{V_2}{V_1} \quad \text{Ley de Boyle} \quad (3.8)$$

Por otro lado, el trabajo experimental de Charles permite descubrir que el volumen de un gas ideal es directamente proporcional a la temperatura, manteniendo la presión constante:

$$V \approx T \quad \text{ó} \quad V = K_2 T \quad \text{Ley de Charles} \quad (3.9)$$

donde K_2 : es un factor de proporcionalidad determinado por la presión, la naturaleza del gas y las unidades de V .

La combinación de las dos leyes anteriores dan la variación del volumen de un gas con la presión y la temperatura; agrupando términos:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2} = \text{cte.} \quad \Rightarrow \quad pV = KT \quad (3.10)$$

Empleando la Ley de Avogadro que establece que volúmenes iguales de diferentes gases, a la misma presión y temperatura, contienen el mismo número de moléculas, se dedujo que el comportamiento de todos los gases que cumplen con las Leyes de Boyle, Charles y Avogadro, pueden expresarse con la siguiente relación:

$$pV = nRT \quad (3.11)$$

donde R : es la constante universal del gas por mol.

n : número de moles del gas.

Es importante saber que sería imposible o casi imposible que los gases que se encuentran en un yacimiento se comporten como gases ideales, ya que las condiciones en las que se encuentran son muy diferentes a las consideradas para un gas ideal. Se ha demostrado experimentalmente que el utilizar la ecuación de los gases ideales para conocer el comportamiento de los gases reales da como resultado errores considerables, así que la mejor manera de ajustar la ecuación de los gases ideales a los gases reales es mediante un factor de corrección, conocido como factor de compresibilidad Z . Introduciendo este valor en la ecuación anterior se obtiene:

$$pV = ZnRT, \quad (3.12)$$

donde Z es el factor de compresibilidad de los gases, también conocido como factor de desviación o factor Z .

El factor de compresibilidad se define como la razón de volumen realmente ocupado por un gas a determinada presión y temperatura, al volumen que ocuparía si fuese perfectamente ideal. Para un gas ideal el factor de compresibilidad es igual a uno, para todas las temperaturas y presiones.

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (3.13)$$

En la Figura 3.7 se observa que el factor de desviación del gas no es constante; éste varía con cambios de composición, presión y temperatura. A bajas presiones la distancia entre las moléculas es considerable y el factor de compresibilidad tiende a uno comportándose como un gas ideal, a presiones intermedias existen atracción molecular lo cual hace que el volumen real sea menor que el ideal y el factor de compresibilidad sería menor que uno y a presiones altas las fuerzas repulsivas actúan, es decir, el volumen real es mayor que el volumen ideal y el factor de compresibilidad es mayor que uno.

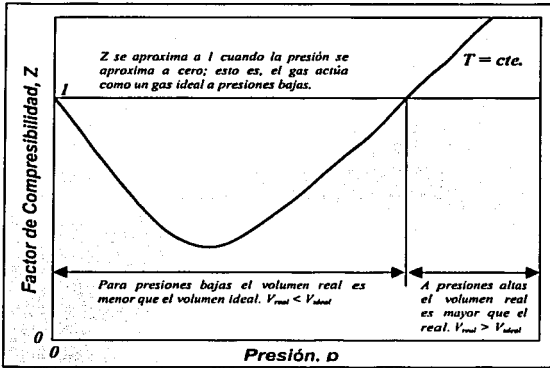


Fig. 3.7 Forma típica del factor de compresibilidad Z , en función de la presión y temperatura²⁴.

Con $n = \frac{m}{M}$, (3.14)

donde m : es la masa del gas.

M : peso molecular del gas.

Sustituyendo la relación anterior en la Ec. 3.14 y agrupando, se puede obtener la densidad de un gas real.

$$pV = \frac{m}{M} ZRT$$

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{ZRT} \quad (3.15)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.2 REOLOGÍA DE LAS SUBSTANCIAS ESPUMA Y NIEBLA

3.2.1 Propiedades de las Espumas

Las características reológicas de la espuma no son fáciles de cuantificar debido a que muchas variables deben ser especificadas, como temperatura, composición química, calidad, textura, viscosidad de ambas fases, tensión interfacial y presión, entre otras. Como ya se mencionó, la espuma corresponde a un espectro de flujo multifásico y es definida como aquel fluido que se compone de una fase líquida continua con la presencia de burbujas de gas como fase discontinua. Las espumas más utilizadas son las poliédricas, las cuales logran mayor calidad por la estructura de las burbujas de gas que dejan menos líquido en el fluido.

Calidad

Una espuma es caracterizada fuertemente por su calidad, Γ **calidad de la espuma**, la cual se define como la relación entre el volumen de gas disperso y el volumen total de la espuma, dando como resultado la calidad en fracción o porcentaje.

$$\Gamma = \frac{V_g}{V_g + V_L} \quad (3.16)$$

Como el gas es compresible, se establece una dependencia de la calidad de la espuma con respecto a la presión y temperatura:

$$\Gamma_{(p,T)} = \frac{V_{g(p,T)}}{V_{g(p,T)} + V_{l(p,T)}}, \quad (3.17)$$

- donde:
- $\Gamma_{(p,T)}$: Calidad de la espuma a una presión y temperatura dadas.
 - $V_{g(p,T)}$: Volumen de gas a una presión y temperatura.
 - V_L : Volumen de líquido.

Aplicando la Ley de Boyle, considerando que la fase líquida es incompresible y despreciando la solubilidad del gas en la solución se obtiene:

$$V_{k(p,T)} = V_{k_{atm}} \left(\frac{p_{atm}}{p} \right) \quad \text{y} \quad V_{L(p,T)} = V_{L_{atm}} = V_L ;$$

substituyendo las ecuaciones anteriores en la Ec. 3.17 de calidad y simplificando, se obtiene:

$$\Gamma_{(p,T)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{1}{\Gamma_{atm}} - 1 \right) \left(\frac{p}{p_{atm}} \right)}, \quad (3.18)$$

donde: Γ_{atm} : Calidad de la espuma a condiciones atmosféricas.

p_{atm} : Presión atmosférica.

A las espumas de baja calidad se les conoce como *espumas húmedas*, por su alto contenido de líquido en la mezcla del fluido, en comparación con las espumas de alta calidad, conocidas como *espumas secas*.

Textura

Otro de los parámetros importante utilizado en la espuma es la **textura** de ésta, referida al tamaño, distribución y forma de las burbujas. Las espumas con textura fina están conformadas por burbujas pequeñas y las espumas gruesas son aquellas con burbujas de gas grandes. La calidad y la textura de la espuma se relacionan de modo que una espuma de baja calidad será representada con una textura fina y la espuma de alta calidad será una espuma tosca, que de acuerdo a una de las clasificaciones dadas en el capítulo anterior las espumas de baja calidad son las esféricas y las de alta calidad las poliédricas.

La textura de la espuma depende de varios factores como la calidad, presión condiciones de flujo, la técnica para generar la espuma y la composición química.

A calidades bajas, las burbujas de gas son comúnmente esféricas y casi no hay contacto entre ellas; por el contrario, a calidades altas las burbujas se deforman.

La estabilidad de la espuma es importante para el diseño de las operaciones de perforación, ésta se refiere a la habilidad de la espuma de resistir las fallas, resultado del colapso entre las burbujas o por el drene del líquido de la espuma, incrementando como consecuencia la calidad de ella.

Viscosidad

El parámetro viscosidad es otro de los factores, el cual ha constituido un objeto de estudio por varios investigadores; se ha encontrado que la viscosidad de la espuma depende de su calidad y es influenciada por otros factores, incluyendo la velocidad de corte y la reología de la fase líquida.

Mitchell²⁵ realizó pruebas a altas velocidades de corte, mayores a 500 seg⁻¹, sobre espumas de agua/nitrógeno fluyendo a través de tubos capilares; obtuvo el comportamiento de la viscosidad de la espuma en función de su calidad y la velocidad de corte, como se muestra en la Figura 3.8. Note que la viscosidad no depende de la velocidad de corte en calidades menores de 0.55, donde la espuma se comporta como un fluido Newtoniano y las burbujas no tienen gran interferencia entre ellas.

En la investigación de Mitchell²⁶ usando tubos capilares, se obtuvo la viscosidad de la espuma en rangos de calidades de 0 a 54 % y de 54 a 96 %, con una ecuación de conservación de masa, en la cual se consideran las masas de líquido y gas en el flujo de líquido; las masas de gas y líquido en el flujo de gas y la transferencia de masa que ocurre entre los dos flujos, debido a la variación de la presión y temperatura a través de los tubos. También se toma en cuenta el factor de desviación del gas y las condiciones medias de la presión, temperatura, calidad y velocidad del flujo, dando como resultado:

$$\mu_F = \mu_L (1 + 3.6\Gamma) \quad (3.19)$$

para el rango $0 < \Gamma < 0.54$ y

$$\mu_F = \mu_L \left(\frac{1}{1 - \Gamma^{0.49}} \right) \quad (3.20)$$

para el rango de $0.54 < \Gamma < 0.96$

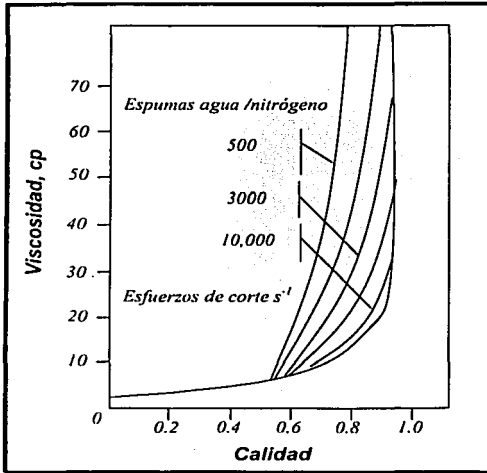


Figura 3.8 Efecto de la calidad y el esfuerzo de corte sobre la viscosidad²⁵.

Con sus experimentos, Mitchell graficó los resultados y los comparó con los desarrollos de Einstein y Hatschek, como lo muestra en la Figura 3.9, la cual se compone de cuatro segmentos: El primero muestra una relación lineal entre la viscosidad y la calidad; ésta es limitada en sus extremos por la viscosidad del agua pura y la región de viscosidad en la cual comienza la interferencia de las burbujas. El segundo segmento representa una relación curvada ligeramente; ésta es limitada en la parte superior final por el punto en el cual la deformación de las burbujas se atribuye a que comienza el empacamiento de ellas. El tercer

segmento distingue la región de calidad en el que la deformación de las burbujas se desarrolla completamente, debido al empaquetamiento totalmente desarrollado. Por último, en el cuarto segmento se genera la región de niebla, teniendo como límite final la viscosidad del aire. Esta figura también representa la variación de la calidad de la espuma con el esfuerzo de cedencia.

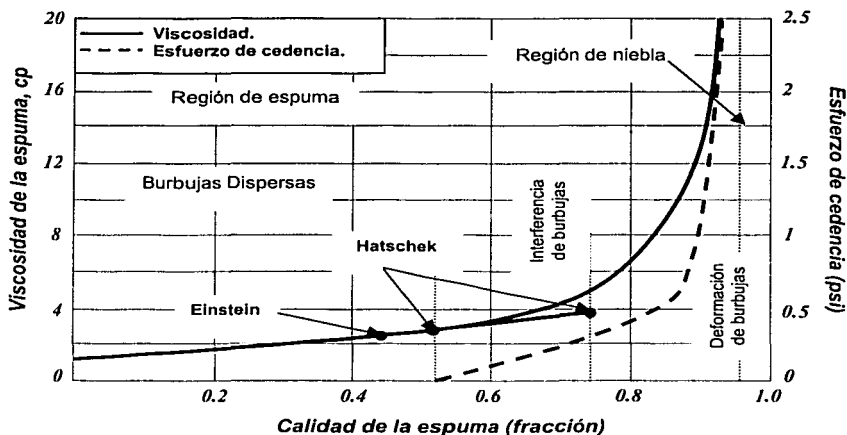


Figura 3.9 Viscosidad y punto de cedencia de la espuma en función de su calidad⁸.

Einstein y Hatschek obtuvieron relaciones que describen la viscosidad de la espuma en función de la calidad y la viscosidad de la fase líquida. La ecuación de Einstein obtiene la viscosidad en un rango de 0 a 45 % de calidad, basada en un balance de energía, y dada por:

$$\mu_f = \mu_L (1 + 2.5\Gamma) \tag{3.21}$$

Hatschek produjo dos ecuaciones de viscosidad; la primera describe la viscosidad de la espuma en un rango entre 0 y 74 %, la cual se basa en la ley de Stoke:

$$\mu_F = \mu_L (1.4 + 4.5 \Gamma). \quad (3.22)$$

Su segunda teoría describe a la viscosidad en un rango de 74 a 100 % de calidad, basada en la ecuación de energía durante la distorsión, interferencia y paso de cierta cantidad de burbujas dentro de un medio fluyendo.

$$\mu_F = \mu_L \left(\frac{1}{1 - \Gamma^{1/2}} \right). \quad (3.23)$$

Sherman²⁷ definió seis fenómenos físicos que afectan las propiedades reológicas de la espuma:

- Viscosidad del gas en la fase interna.
- Viscosidad del fluido en la fase externa.
- Concentración de volúmenes relativos de las fases gas y líquido.
- Tipo de agente surfactante y naturaleza de la película interfacial que es formada.
- Fuerzas eléctricas.
- Distribución del tamaño de las burbujas.

El tipo de agente surfactante tiene relevancia si afecta las fuerzas eléctricas; al igual que el tamaño y distribución de las burbujas, puede ser un factor importante en la perforación, aunque el gas contenido en la espuma, tiene un período relativamente grande para expandirse o colapsarse. No obstante, trabajos muestran que el tamaño de la burbuja es menor a altas presiones, que cuando se trabaja cerca de la presión atmosférica.

Sanghani e Ikoku hicieron un estudio experimental de la reología de la espuma, simulando las condiciones del pozo. La espuma fue generada por inyección simultanea de aire y una solución acuosa de agente espumante de un tubo generador de espuma. Las siguientes conclusiones fueron obtenidas¹⁵:

1. La espuma fluyendo se comporta como un fluido pseudoplástico de Ley de Potencia para velocidades de corte menores de 1000 seg^{-1} .
2. Para una calidad fija, la viscosidad efectiva decrece con el incremento de la velocidad de corte.
3. A una baja velocidad de corte aparente (abajo de 500 seg^{-1}) la viscosidad efectiva se incrementa con la calidad.
4. A una velocidad de corte aparente baja (abajo de 500 seg^{-1}) y una calidad fija, la viscosidad efectiva decrece más rápidamente que a una velocidad alta de corte aparente (entre 500 seg^{-1} y 1000 seg^{-1}).
5. La espuma se convierte en niebla a una calidad aproximada de 0.94, para velocidades de corte abajo 5000 seg^{-1} . Arriba de esta velocidad de corte la niebla prevalece a calidades de 0.96.
6. Una reducción drástica en la viscosidad efectiva ocurre para calidades mayores de 0.98. Así, una pobre capacidad de acarreo prevalece en esa zona, lo cual puede acarrear problemas.
7. La perforación con niebla es una buena opción cuando se realiza entre calidades de 0.96 y 0.975.

De acuerdo a los diferentes estudios realizados por los investigadores antes mencionados, se considera que los modelos que mejor representan el comportamiento reológico de la espuma son: El Modelo de Ley de Potencias y el Modelo Plástico de Bingham.

Algunos autores han propuesto métodos iterativos para predecir la presión en la cabeza del pozo, así como los requerimientos volumétricos de gas y líquido durante la inyección de la espuma. Los primeros métodos propuestos trabajan con fluidos incompresibles, con los cuales es posible estimar la presión hidrostática y de fricción independientemente, determinando así la caída de presión total. Este no es el caso de los fluidos compresibles, como la espuma, debido a que los

componentes de la presión hidrostática y de fricción se afectan entre sí a través de la densidad del fluido.

Los parámetros de operación de la espuma en las operaciones de perforación son:

- Volúmenes de inyección de gas y líquido.
- Presión de inyección.
- Velocidad de penetración.
- Profundidad.

Otros parámetros claves son: velocidad de retorno anular mínima, máxima calidad de la espuma, presión en el fondo del pozo y potencia mínima requerida para la inyección. Estos factores son complicados por las características físicas de la espuma y del pozo. Se obtiene que la espuma es un fluido plástico de Bingham compresible en el flujo descendente en la tubería y expandible en el retorno, acarreado los recortes en el anular.

Otros de los métodos, más recientes, utilizan iteraciones (tomando en cuenta la compresibilidad del fluido) ya sea de longitud y/o presión, los cuales proveen una mejor manera de aproximar los resultados, ya que la dependencia de las presiones es tomada en cuenta.

Beyer²⁸ aplicó una ecuación de flujo semiempírica basada en resultados experimentales, fijando una presión inicial y un método iterativo. Los resultados obtenidos indicaron que la velocidad del flujo de la espuma mostraba una componente de resbalamiento en adición a una de fluidez; la velocidad de resbalamiento fue correlacionada con la fracción de volumen de líquido ($LVF = 1 - \Gamma$) y el esfuerzo de corte en la pared, y la componente de fluidez fue correlacionada por la ecuación de Buckingham - Reiner.

El procedimiento para dividir el flujo total en las componentes de fluidez y resbalamiento, es válido solamente en ausencia de flujo turbulento. La ecuación

utilizada de Buckingham - Reiner es utilizada para flujo laminar en tuberías, desarrollada para un modelo reológico particular. Por esta razón podemos inferir que el flujo es predominantemente laminar. El modelo es valido en un rango de calidad de 0.75 a 0.98, para calidades menores de 0.75 (donde puede presentarse flujo turbulento debido a la reducción de la viscosidad de la espuma) propuso que el gradiente de presión por fricción de la espuma se interpolará entre la calidad de la espuma de 0.75 y el valor para el agua fluyendo a la misma velocidad; sin embargo, se puede encontrar flujo turbulento en el agua, bajo estas condiciones.

A continuación se presentan dos de los métodos más empleados, para determinar los requerimientos volumétricos y presión de inyección en las operaciones de perforación bajo balance, con los cuales se han obtenido resultados más aproximados a la realidad. El método de Krug y Mitchell, que es caracterizado por la facilidad para obtener los requerimientos de volumen y presión, utilizando gráficos de tuberías y diámetros más comunes; además de tomar en cuenta la mezcla de tres fases en el espacio anular. El método de Okpobiri e Ikoku, en el que se utilizan procesos iterativos, tomándose en cuenta las caídas de presión por la presencia de la fase sólida en el espacio anular y permitiendo obtener los requerimiento volumétricos y presión de inyección con dos diferentes métodos, a contrapresión fija y a contrapresión variable.

3.2.2 *Modelo de Krug y Mitchell: Cartas para encontrar el volumen y presión necesarios para la perforación con espuma*

Krug y Mitchell²⁹ propusieron una técnica numérica, basada en una modificación a la ecuación de Buckingham – Reiner, para analizar el flujo en la tubería en el espacio anular; con esta técnica se han calculado incrementos de longitud para incrementos de presión fijas de 5 (psi) en cada incremento. Las variables dependientes de la presión (densidad, esfuerzo de cedencia y viscosidad plástica) se calculan a condiciones medias en cada incremento de presión. Cuando los incrementos de la tubería son igual a la longitud total, los cálculos se terminan.

El resultado de un desarrollo matemático son dos ecuaciones que describen el flujo de la espuma durante la perforación. La ecuación de Buckingham - Reiner describe el flujo de un fluido plástico de Bingham en la tubería como:

$$Q = \frac{\pi R^4 (p_o - p_L)}{8\mu_p L} \left[1 - \frac{4\tau_y}{3\tau_R} + \frac{1}{3} \left(\frac{\tau_y}{\tau_R} \right)^4 \right], \quad (3.24)$$

donde:

Q = Gasto [pie³/seg].

R = Radio de la tubería [pg].

p_o = Presión estática en el inicio del segmento [psia].

p_L = Presión estática al finalizar el segmento [psia].

L = Incremento longitudinal de la tubería [pie].

τ_y = Esfuerzo de cedencia, (psi o lb_f/pie²).

τ_R = Esfuerzo de cedencia en la pared de la tubería, (psi o lb_f/pie²).

Incluyendo las siguientes suposiciones:

1. Flujo estacionario e isotérmico a través de la tubería vertical.
2. Velocidad de corte proporcional al exceso del esfuerzo de corte sobre un valor de cedencia constante, abajo del cual el material se comporta como una unidad continua.
3. No hay resbalamiento en la pared de la tubería.
4. Se presenta flujo laminar.

La ecuación de Buckingham - Reiner fue determinada para un fluido con densidad, viscosidad plástica y esfuerzo de cedencia constantes, en toda la longitud de flujo. No obstante, el flujo vertical de la espuma no tiene propiedades reológicas constantes de una profundidad a otra. Para aproximar el modelo, la longitud total de la tubería es dividida en segmentos iguales, donde los cambios de presión y

propiedades de la espuma son considerados como constantes en cada incremento.

En las operaciones de perforación con la espuma, la temperatura del fluido se incrementa con la profundidad. En el modelo se supone una temperatura de superficie de 60 °F y un gradiente geotérmico de 1.6 °F / 100 pies, para la determinación de la temperatura de formación. No se realizan correcciones por la expansión o compresión del gas y la fricción del flujo.

Se supone que la tubería de perforación es concéntrica dentro de un pozo circular. Mitchell fundamentó que el resbalamiento en las paredes de la tubería es insignificante, a través de sus pruebas de laboratorio. La ecuación modificada de Buckingham que describe el flujo de la espuma en el interior de la tubería es:

$$Q = \frac{\pi R^4 (p_o - p_L)}{8 \mu_e L} \left[1 - \frac{4}{3} \frac{\tau_e}{\tau_R} \right] \quad (3.25)$$

donde el término $\frac{1}{3} \left(\frac{\tau_e}{\tau_R} \right)^4$ se considera despreciable, como resultado del trabajo experimental realizado.

Definiendo la presión estática en la cabeza, en término de la presión y la densidad y considerando el esfuerzo de corte en la pared de la tubería como:

$$p = p_o + \rho g L \quad \text{y} \quad \tau_R = \frac{R(P_o - P_L)}{2L}$$

Substituyendo las expresiones anteriores en la Ec. 3.24 y resolviendo explícitamente para la longitud de flujo se tiene:

$$L = \frac{P_o - P_L}{\frac{8 \tau_e}{3 R} + \frac{8 \mu_e}{R} - \rho g} \quad (3.26)$$

La Ec. 3.26 es una ecuación lineal que describe la longitud de flujo en términos de los cambios de presión y de las propiedades reológicas del fluido; en diferencias finitas la ecuación puede describir el flujo de la espuma en tuberías verticales:

$$\sum_{i=1}^n L = \sum_{i=1}^n \frac{P_{i+1} - P_i}{\rho g - \frac{8 \tau_{i+1}}{3R} - \frac{8 \mu_{i+1} v_i}{R^2}} \quad (3.27)$$

donde v_i = velocidad media de flujo, (pies/seg).
 ρ = densidad de flujo (lb_m/pie³).

Para el flujo ascendente en el espacio anular, para un fluido plástico de Bingham, en un arreglo de tuberías concéntrico, se sigue el mismo procedimiento, obteniendo la longitud de flujo como sigue:

$$L = \frac{P_o - P_i}{\rho g + \frac{8 \mu_{i+1} v_i}{(D_o - D_i)^2} + \frac{6 \tau_{i+1}}{(D_o - D_i)}} \quad (3.28)$$

donde D_o = Diámetro exterior de la tubería de perforación (pg).
 D_i = Diámetro interior del espacio anular (pg).

La ecuación de flujo en el espacio anular expresada en diferencias finitas es:

$$\sum_{i=1}^n L = \sum_{i=1}^n \frac{P_{i+1} - P_i}{\rho g + \frac{48 \mu_{i+1} v_i}{(D_o - D_i)^2} + \frac{6 \tau_{i+1}}{(D_o - D_i)}} \quad (3.29)$$

Se debe tomar en cuenta que en el espacio anular las partículas de roca son levantadas por la espuma dentro del flujo y se deben de realizar los ajustes necesarios. La densidad del flujo, calidad y velocidad deben ser ajustadas para la masa y volumen de los recortes.

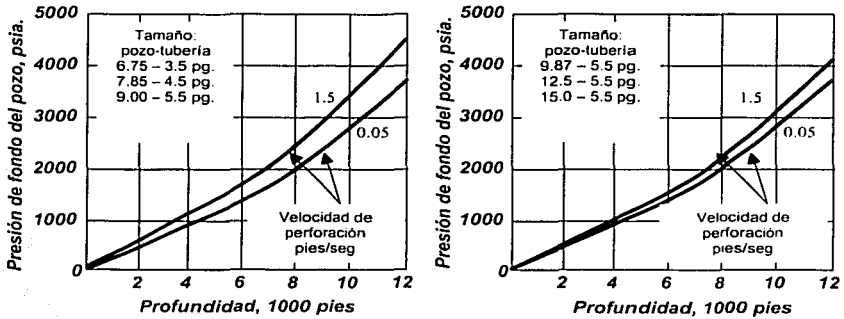


Figura 3.10 Gráfica para obtener la presión de fondo, (Krug and Mitchell)²⁹.

Se han determinado cartas para diferentes tamaños de tubería y diámetros de pozo más comunes, con las cuales se pueden obtener los gastos de aire y de agua, así como la presión de inyección para minimizar la potencia hidráulica; estas cartas se muestran en las Figuras 3.10 y 3.11.

Las condiciones límites que se han utilizado para el desarrollo de estas cartas son: una presión de superficie de 14.7 psia (*p_{atmosférica}*), una calidad de 0.96 y una velocidad anular en el fondo de la tubería de 90 pies/min. En aplicaciones prácticas, los gastos de gas y aire son independientes de la velocidad de perforación, pero con el incremento de ésta, la presión de inyección debe ser incrementada. Al incrementar la profundidad, todas las cantidades deben ser incrementadas de acuerdo a la figura apropiada.

Como ejemplo, supóngase las siguientes condiciones de operación: 4 ½ pg. de diámetro externo de la tubería de perforación en un pozo de 7 7/8 pg. a una profundidad de perforación de 4,500 pies y una velocidad de perforación de 0.5 pies/seg.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Con los diámetros, se busca la gráfica correspondiente en la Figura 3.11; con la profundidad y la velocidad de penetración, se localizan los volúmenes correspondientes al gas y líquido, así como la presión de inyección. Para encontrar la presión en el fondo del pozo se utilizan las gráficas de la Figura 3.10 tomando en cuenta los diámetros, la profundidad y la velocidad de perforación.

Presión de inyección = 108 psia.

Volumen de aire = 305 pies³/min.

Volumen de agua = 122 pies³/min.

Presión en el fondo del pozo = 1,250 psia.

Como resultado de este método se presentan las siguientes conclusiones:

- Permite el cálculo de volúmenes de líquido y gas, así como las presiones de inyección y de fondo del pozo.
- Mínima potencia hidráulica para operaciones de perforación con espuma; ocurre cuando la presión en el anular es de 14.7 psia.
- Cualquier variación de la potencia hidráulica mínima especificada requerirá volúmenes de aire, agua y presión de inyección adicionales.
- Con el incremento de la profundidad, se requiere un incremento en los volúmenes y presión de inyección.
- La presión del fondo del pozo se incrementa con la profundidad y velocidad de perforación.

Reología de los Fluidos

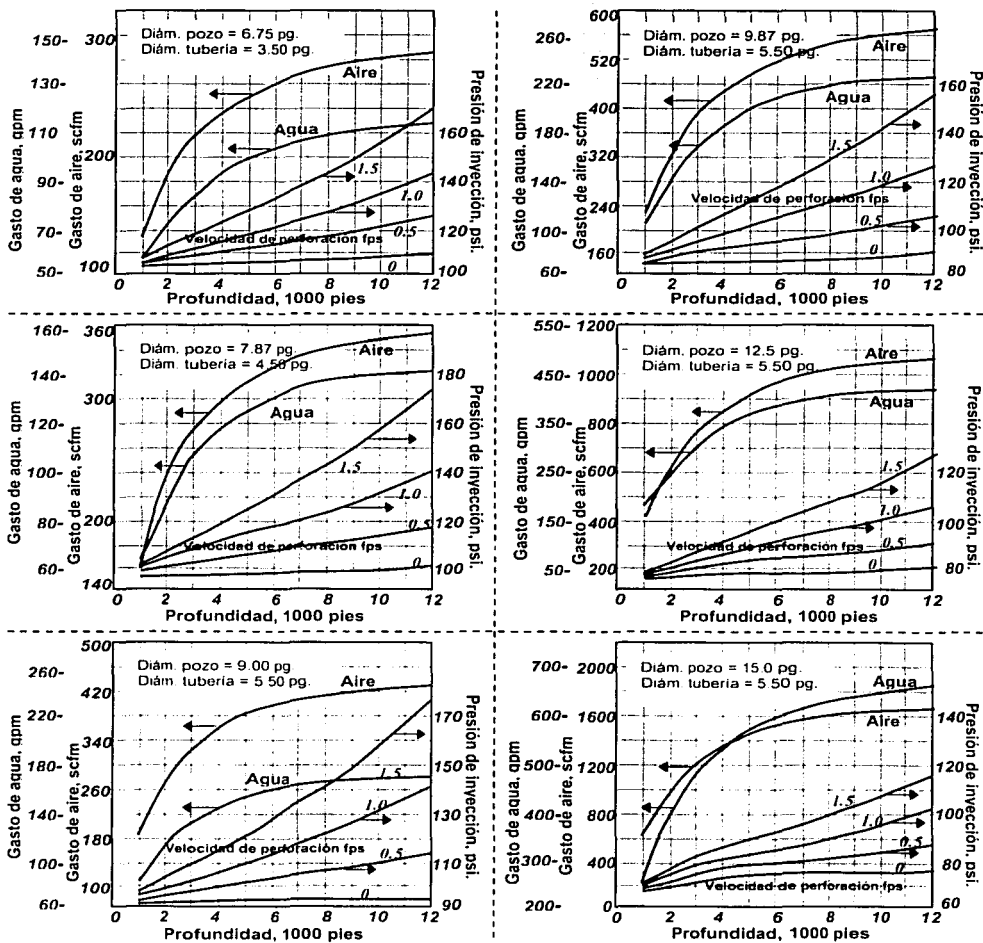


Figura 3.11 (Krug and Mitchell) ²⁹

3.2.3 Modelo de Okpobiri e Ikoku¹⁵.

El objetivo de este método es predecir los requerimientos volumétricos de gas y líquido en la perforación con espuma y niebla, en el cual se toma en cuenta las pérdidas de presión debidas a la fase sólida en el flujo de la mezcla, la velocidad de asentamiento de los mismos y la caída de presión a través de la barrena durante el flujo de la espuma.

Las consideraciones de este método son:

- Todas las variables y factores que envuelven este tipo de operaciones son tomadas en cuenta.
- Flujo vertical y consideración de gas real.
- Sólo se toma un diámetro de tubería, debido a que la longitud de los lastrabarrena es pequeña en comparación con la longitud de la sarta; así como la parte superior de éstos, como área de elevación crítica.
- El rango de la calidad donde la espuma se considera estable es de 0.55 a 0.96.
- La temperatura a través de cada segmento de longitud es considerado constante e igual a la temperatura de formación en la profundidad deseada.
- Se toma en cuenta una temperatura de superficie de 60 °F y un gradiente geotérmico de 1.5 °F /100 pies.
- La segmentación de la tubería también sirve para aproximar la suposición de fluidos incompresibles.
- Para la predicción de los requerimientos volumétricos y presión de inyección, se necesita una evaluación total de las caídas de presión en el sistema: caída de presión en el interior de la tubería, caída de presión a través de la barrena y caída de presión en el espacio anular.

PROCEDIMIENTO

Se calculan los gastos de sólidos, líquidos y gas, en el espacio anular, fijando previamente la contrapresión en la cabeza del pozo. Para los cálculos donde se

involucra el gas, se toma en cuenta el factor de desviación del gas, a la presión y temperaturas promedio de la sección en estudio.

Okpobiri e Ikoku propusieron una correlación para calcular el factor de fricción debido a la fase sólida en las operaciones de perforación con espuma y niebla. Esta correlación es valida para partículas de caliza y arena.

Para partículas de arena:

$$f_s = \frac{39.36}{N_{ReF}^{0.9907}} \left(\frac{gd_s}{V_F^2} \right)^{0.07525} \left(\frac{\rho_s}{\rho_F} \right)^{0.13277} c^{0.42384} \quad (3.30)$$

Para partículas de caliza:

$$f_s = \frac{1.279}{N_{ReF}^{0.5697}} \left(\frac{gd_s}{V_F^2} \right)^{0.313326} \left(\frac{\rho_s}{\rho_F} \right)^{0.70289} c^{0.20657} \quad (3.31)$$

donde

N_{ReF} : Número de Reynolds de la espuma.

d_s : Diámetro de los recortes, (pies).

V_F : Velocidad del fluido promedio, (pies/seg).

ρ_s : Densidad de los sólidos, (lb_m/pies).

ρ_F : Densidad de la espuma, (lb_m/pies).

c : Compresibilidad de los sólidos.

Para calcular la caída de presión es necesario tomar en cuenta un factor de fricción de la mezcla total, debido al fluido y a los sólidos:

$$f_m = f_F + f_s, \quad (3.32)$$

donde

f_F : Factor de fricción de la espuma.

f_s : Factor de fricción debida a los sólidos.

f_m : Factor de fricción de la mezcla.

Con el factor de fricción de la mezcla y el cálculo de las propiedades a condiciones medias, se calcula la caída de presión en el segmento longitudinal con:

$$DPM = \frac{2 f_m \rho_F DLV_F^2}{D_H g_c 144} + \frac{\rho_F DL}{144}, \quad (3.33)$$

donde DL : Incremento longitudinal, (pies).

D_H : Diámetro hidráulico, (pies).

g_c : Constante de conversión, 32.174 (lb_m pie / lb_f seg²).

Uno de los objetivos de este modelo es el obtener la velocidad terminal de asentamiento de las partículas sólidas en un fluido no Newtoniano; esto se realiza con la correlación de Moore, que se obtuvo a partir de experimentos realizados con recortes de caliza y lutita en una mezcla de agua y glicerina, aplicando el número de Reynolds e iterando con las siguientes ecuaciones:

$$N_{Re} = \frac{\rho_F v_t d_s}{\mu_F}, \quad (3.34)$$

para flujo turbulento: $N_{Re} \geq 2000$.

$$v_t = 5.3347 d_s \left(\frac{\rho_s - \rho_F}{\rho_F} \right), \quad (3.35)$$

para flujo viscoso: $N_{Re} < 1.0$.

$$C_D = 40 N_{Re}$$

$$v_t = 1.072 \frac{d_s^2}{\mu_F} (\rho_s - \rho_F), \quad (3.36)$$

para flujo laminar: $1.0 \leq N_{Re} < 2000$.

$$C_D = 22 (N_{Re})^{1.2}$$

$$v_t = \frac{1.56 d_s (\rho_s - \rho_F)^{0.667}}{\rho_F^{0.333} \mu_F^{0.333}}, \quad (3.37)$$

donde

$$\mu_r = K \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^n \left(\frac{12V_r}{D_h - D_p} \right)^{n-1}$$

N_{Re} : Número de Reynolds.

V_r : Velocidad terminal de asentamiento de las partículas (pies/seg).

μ_r : Viscosidad de la espuma (lb_m/pies-seg).

μ_e : Viscosidad efectiva (lb_m/pies-seg).

C_D : Coeficiente de arrastre.

K : Índice de consistencia del fluido.

n : Índice de comportamiento de flujo.

Con la caída de presión total en el espacio anular, se calcula la caída de presión en las toberas con la ecuación:

$$p_{BOT} = p_o \exp \left[\frac{B \Delta p_h}{A - E(V_n'^2 - V_o'^2)} \right], \quad (3.38)$$

donde

p_{BOT} : Presión en el fondo del pozo (lb/pies²).

p_o : Presión arriba de las toberas (lb/pies²).

V_n' : Velocidad en las toberas (pies/seg).

V_o' : Velocidad arriba de las toberas (pies/seg).

Δp_h : Caída de presión a través de la barrena, $p_o - p_{BOT}$.

Posteriormente se procede a calcular las caídas de presión en el interior de la tubería de perforación, teniendo como resultado que al final de las iteraciones, se podrán conocer los gastos correspondientes al gas y al líquido, así como la presión de inyección en la cabeza del pozo, con los resultados de las iteraciones.

Las conclusiones a que se llegó con la utilización del modelo son¹⁵:

1. Las caídas de presión a través de las toberas se obtienen tomando en cuenta la compresibilidad de la espuma.
2. Se presentan correlaciones para obtener las pérdidas de fricción debidas a la fase sólida en el flujo de la espuma.
3. Esta técnica representa mayor acercamiento con la realidad comparado con otros modelos; tiene mayor grado de flexibilidad en la selección de la

presión de inyección en la cabeza del pozo y los requerimientos volumétricos; así como en las especificaciones del compresor.

4. Los gastos de gas y líquido deben ser incrementados al tener una profundidad mayor, debido a la compresibilidad de la fase gaseosa y la reducción de la capacidad de acarreo. También al incrementarse el tamaño del pozo, para compensar el incremento del área de flujo.
5. Las operaciones de perforación y limpieza del pozo con espuma se pueden realizar dentro de la región de flujo laminar, si las calidades de la espuma se encuentran en 0.55 como mínimo en el fondo del pozo y 0.96 como máximo en el espacio anular.
6. Al incrementarse el tamaño de la partícula, se deben de incrementar los requerimientos volumétricos, para compensar la velocidad de asentamiento.
7. Las caídas de presión en las toberas de la barrena se incrementa con el incremento de los recortes debido al incremento de la velocidad del fluido en el fondo del pozo.
8. Para tamaños de toberas grandes la caída de presión es despreciable, en comparación con la caída total del sistema; no obstante, en tamaños pequeños las caídas de presión pueden ser significativas.
9. Para una profundidad constante y la misma contrapresión, el modelo propuesto predice presiones de inyección y de fondo del pozo menores, así como gasto de líquido y gasto volumétrico de gas ligeramente menor, que el modelo de Krug y Mitchell, para recortes menores o iguales que 0.5 pg. Para partículas mayores, el modelo de Okpobiri e Ikoku predice mayores volúmenes de gas y líquido pero mantiene la presión de fondo menor que con el método de Krug y Mitchell, bajo las mismas condiciones de operación.
10. Las velocidades de la espuma en el fondo del pozo para una limpieza adecuada, pueden ser estimadas con el modelo de Moore.

3.3 REOLOGÍA DE LOS FLUIDOS AIREADOS

Como se mencionó, los problemas ocasionados por la pérdida de circulación con fluidos convencionales resultan ser difíciles de solucionar y elevan los costos de perforación. Para evitar el problema, la solución más práctica es reducir la densidad del fluido con la inyección a presión de un gas en el lodo de perforación convencional. Esta práctica ha demostrado ser efectiva cuando las formaciones tienen una gran aportación de fluidos al pozo, cuando tenemos una formación inestable, la cual sería imposible perforar con gas, o cuando se presentan pérdidas de circulación.

Se presenta el método de Poettman y Bergman para obtener el volumen de aire necesario para reducir la densidad del fluido de perforación.

Método de Peottman y Bergman⁴.

Este modelo ha sido empleado para desarrollar cartas que relacionen el volumen de aire por barril de fluido de perforación, para la reducción efectiva de la densidad. Las consideraciones, tomadas en cuenta por este modelo son:

1. Posibilidad de que el aire esté completamente disperso en la columna de lodo estática.
2. Se contemplan los casos de columna de fluido estática o flujo vertical ascendente en el espacio anular.
3. Para el caso de una columna de fluido estática se considera que el cambio en la energía cinética, el trabajo hecho por el fluido mientras fluye y las pérdidas de energía debida a la fricción son iguales a cero.
4. Para el caso de flujo vertical ascendente anular, el cambio en la energía cinética es despreciable, así como el trabajo realizado por el fluido mientras fluye.

El desarrollo del modelo Poettman y Bergman parte de la ecuación de balance de energía:

$$\int_{p_2}^{p_1} V dp + \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + W_f + W_s = 0, \quad (3.39)$$

donde:

V : Volumen específico del fluido fluyendo.

p : Presión

Δh : Diferencia de elevación.

$\frac{\Delta v^2}{2g_c}$: Cambio de energía cinética.

W_s : Trabajo realizado por el flujo del fluido.

W_f : Pérdida de energía debida a la fricción.

Para el desarrollo del modelo se toman en consideración dos casos: uno es que la columna de fluido se mantenga estática y otro es que la columna de fluido tenga un flujo vertical ascendente.

Columna de fluido estático.

Por causa de la condición estática del fluido, la Ec. 3.39 se reduce a:

$$\Delta h = \int_{p_2}^{p_1} V dp \quad (3.40)$$

Definiendo " V_m " con el volumen de la mezcla de gas y líquido a una determinada presión " p " por volumen de fluido de perforación y " M " como el peso del gas y líquido de perforación por barril de fluido de perforación; aplicando las definiciones a la Ec. 3.39, se puede representar de la siguiente manera:

$$\Delta h = \int_{p_2}^{p_1} \frac{V_m}{M} dp, \quad (3.41)$$

donde:

$$V_m = 5.61 + \frac{2117T_{avg} S}{520p} \quad (3.42)$$

$$M = 5.61(62.4) G' + 0.0764 S \quad (3.43)$$

T_{avg} : Temperatura promedio del fluido de perforación.

S : Volumen estándar de aire (14.7 psia y 60 °F por barril de lodo).

G' : Gravedad específica del fluido de perforación.

Sustituyendo las Ecs. 3.42 y 3.43, en la Ec. 3.41 e integrando para encontrar Δh , se obtiene:

$$\Delta h = \frac{5.61(p_1 - p_2) + 4.071 T_{avg} S \ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right)}{350.064 G' + 0.0764 S} \quad (3.44)$$

La presión p_2 en el espacio anular en superficie usualmente puede ser tomada como la presión atmosférica 14.7 psia. La presión p_1 en el fondo del pozo en términos de la gravedad específica del fluido de perforación aireado puede ser calculada de la siguiente forma:

$$p_1 = p_2 + \Delta h (62.4) G \quad (3.45)$$

Flujo Vertical Anular ascendente

Con la Ec. 3.39 de balance de energía, considerando que $\frac{\Delta v^2}{2g_c}$ es despreciable y que el trabajo realizado por el flujo del fluido es nulo ($W_s = 0$); se obtiene la ecuación de balance siguiente:

$$\int_{p_1}^{p_2} V dp + \Delta h + W_f = 0 \quad (3.46)$$

Utilizando la ecuación de Fanning para correlacionar la pérdida de energía W_f :

$$W_f = \frac{4 f \bar{v}^2 \Delta h}{2 g D} = \frac{f Q^2 \bar{V}_m^2}{7.413 * 10^{10} D^5} \quad (3.47)$$

donde Q : Gasto de lodo (bl / día).

\bar{V}_m : Valor promedio integrado de V_m entre los límites de presión p_1 y p_2 .

D : Diámetro equivalente de la sarta de flujo.

Sustituyendo las Ecs. 3.42, 3.43 y 3.47 en la Ec. 3.46 de balance de energía, se obtiene:

$$\Delta h = \frac{\frac{1}{M} \int_{p_2}^{p_1} 5.61 dp + \frac{1}{M} \int_{p_2}^{p_1} \frac{2117 T_{avg} S}{520} \frac{dp}{p}}{1 + \frac{\int Q^2 \bar{V}_m^2}{7.413 * 10^{10} D^5}} \quad (3.48)$$

Integrando:

$$\Delta h = \frac{5.61(p_1 - p_2) + 4.071 T_{avg} S \ln\left(\frac{p_1}{p_2}\right)}{(350.064 G' + 0.0764 S) \left[1 + \frac{\int Q^2 \bar{V}_m^2}{7.413 * 10^{10} D^5} \right]} \quad (3.49)$$

Para flujo en el espacio anular:

$$\bar{V}_m = \frac{\int_{p_2}^{p_1} \bar{V}_m dp}{p_1 - p_2} = \frac{\int_{p_2}^{p_1} 5.61 dp + \int_{p_2}^{p_1} 4.071 T_{avg} S \ln\left(\frac{dp}{p}\right)}{p_1 - p_2} \quad (3.50)$$

3.4 MODELO REOLÓGICO PARA LOS GASES

El empleo de aire o gas como fluido de circulación representa un avance significativo en las operaciones de perforación. Mediante esta técnica se han obtenido mayores ritmos de penetración, debido a la reducida carga hidrostática ejercida por la columna de aire. La roca se ve relevada de los esfuerzos verticales y axiales residuales, dando origen a un efecto de presión inversa, el cual incrementa la perforabilidad de la formación. A causa de este efecto, los recortes aparentemente tienden a explotar al contacto de la barrena con la roca. Cuando la

perforación con aire se utiliza en forma adecuada proporciona las siguientes ventajas:

- Disminuye los costos de perforación al obtener mayores ritmos de penetración.
- Incrementa la vida útil de la de las barrenas.
- Disminuye los tiempos por concepto de viajes redondos.
- Evita el daño a las formaciones productoras.
- Se tienen pruebas de formación continuas.
- Se obtiene ahorro al evitar el uso de materiales químicos en la preparación de lodos convencionales.
- Evita costos por concepto de mantenimiento del fluido.

La eficiencia en la perforación con aire se ve disminuida cuando el flujo de fluidos en las formaciones es considerable, sea éste de agua o aceite. También existen posibilidades de explosiones y fuego en el fondo o derrumbes en formaciones deleznable. Sin embargo, estos problemas pueden manipularse usando agentes espumantes para la generación de nieblas o espumas.

El cálculo más importante para la perforación con aire, resulta ser el volumen requerido para lograr un levantamiento efectivo de los recortes. Los primeros métodos desarrollados, se basaron en la suposición de que para tener una capacidad suficiente de arrastre de los recortes, se requería una velocidad anular mínima de 3000 pies/min (medidos a 1 atm y 60°F); sin embargo, en la práctica estos volúmenes han resultado insuficientes por no tomarse en consideración todos los parámetros involucrados en la perforación.

Modelo de R.R. Angel⁴.

Las principales consideraciones que se tomaron en cuenta para este modelo son las siguientes:

- a) Los volúmenes requeridos para perforar con aire o gas, dependen de las siguientes variables: Ritmo de penetración, profundidad del pozo, flujo de agua, diámetro del agujero, diámetro de la tubería, tipo de formación penetrada, forma y tamaño de los recortes.
- b) El factor de compresibilidad para el aire se considera igual a la unidad, ya que se comporta como un gas ideal.
- c) Aunque en este método se incluye el efecto hidrostático del fluido vertical, se desprecia la resistencia de la pared de las partículas, así como el cambio de energía potencial de los sólidos y el gas o aire.
- d) La temperatura se considera constante.
- e) La velocidad para remover los recortes es de 3000 pies/min.

Partiendo de la ecuación:

$$\rho_s v_s^2 = \rho_f v_f^2 \quad (3.51)$$

- donde
- ρ_s : Densidad del aire @ c. s.
 - v_s : Velocidad del aire medida a condiciones base, 3000 pies/min.
 - ρ_f : Densidad del aire en el espacio anular.
 - v_f : Velocidad equivalente en cualquier punto.

De la definición de densidad y velocidad en cualquier punto se tiene:

$$\rho_f = \frac{\gamma_g \rho_f}{53.3 Z T} \quad (3.52)$$

$$v_f = \frac{5.19 Z Q T}{(D_h^2 - D_t^2) \rho_f} \quad (3.53)$$

- donde
- p_f : presión en el fondo, [lb/pies²].
 - D_h : Diámetro del agujero, [pies].
 - D_t : Diámetro de la tubería, [pies].
 - T : temperatura promedio.
 - Q : Gasto del aire.
 - γ_g : Densidad relativa del gas.

Substituyendo las Ecs. 3.52 y 3.53 en la Ec. 3.51 se obtiene:

$$\rho_s v_s^2 = \left(\frac{\gamma_g P_f}{53.3 Z T} \right) \left(\frac{5.19 Z Q T}{(D_h^2 - D_i^2) \rho_f} \right)^2 \quad (3.54)$$

Despejando la presión y sustituyendo valores, se tiene:

$$\rho_f = \frac{6.61 \gamma_g Q^2 T}{(D_h^2 - D_i^2) v_s^2} \quad (3.55)$$

donde ρ_f : Presión en cualquier punto.

Q : Gasto @ c. s.

La Ec. 3.55 presenta dos incógnitas, la presión y el gasto; por tal motivo es necesario desarrollar otra expresión que contenga ambas incógnitas, para obtener la solución iterativa. Partiendo de la ecuación de energía:

$$dp = \rho_m \left(\frac{g}{g_c} + \frac{f v^2}{2 g_c (D_h - D_i)} \right) dh, \quad (3.56)$$

donde dp : presión en cualquier punto.

ρ_m : Densidad media de la mezcla.

h : profundidad del pozo.

f : factor de fricción.

v : velocidad de flujo.

g_c : 32.17 [lb_m-pie/lb_r-seg²]

g : Aceleración de la gravedad.

Considerando que la mezcla de sólidos-gas es homogénea en el espacio anular, se tiene:

$$\rho_m = \rho_f \left(I + \frac{M_p}{M_f} \right), \quad (3.57)$$

donde M_p : Masa de las partículas, [lb_m].

M_f : Masa del fluido, [lb_m].

ρ_f : Densidad del fluido.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La relación $\frac{M_p}{M_f}$ se obtiene con:

$$\frac{M_p}{M_f} = \frac{28.8 D_h^2 k}{\gamma_g Q} \quad (3.58)$$

donde k : Velocidad de la perforación, [pies/hr].

Q : Gasto medido a condiciones base, [pies³/min].

Considerando el factor de fricción definido por Weymouth⁶:

$$f = \frac{0.014}{(D_h - D_i)^{0.333}} \quad (3.59)$$

Sustituyendo las Ecs. 3.53, 3.57 y 3.59 en la Ec. 3.56 se obtiene:

$$dp = \left(a \frac{p}{T} + ab \frac{T}{p} \right) dh \quad (3.60)$$

donde $a = \frac{\gamma_g}{53.3} \left(1 + \frac{M_p}{M_f} \right)$

$$b = \frac{1.625 \times 10^{-6} Q^2}{(D_h^2 - D_i^2)^2 (D_h - D_i)^{0.333}}$$

Integrando por cambio de variable la Ec. 3.60 se obtiene:

$$p_f = \sqrt{(p_s^2 - bT) e^{\frac{2ah}{T}} - bT^2} \quad (3.61)$$

donde p_f : presión de fondo, [lb/pies²].

p_s : presión en superficie, [lb/pies²].

h : profundidad, pies.

T : Temperatura, °R.

Igualando las Ecs. 3.61 y 3.55 se obtiene una expresión que permite obtener la solución buscada mediante el empleo de un procedimiento de ensayo y error, para determinar la presión de fondo y el gasto de inyección necesarios.

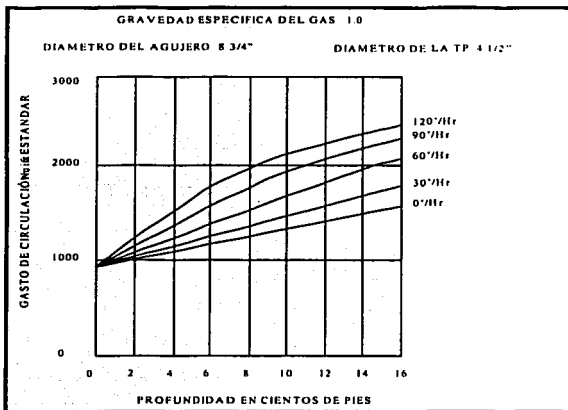


Figura 3.12 Requerimientos de volumen de aire⁴.

En la Figura 3.12 se puede obtener el volumen requerido a diferentes profundidades y ritmos de penetración, con un diámetro de agujero de 8 3/8", tubería de perforación de 4 1/2" y una gravedad específica del gas de 1.0.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.5 COMPORTAMIENTO DE FLUJO

En esta sección se abordará el análisis del comportamiento de los fluidos dentro del sistema, con curvas IPR y algunos de los factores que controlan el paso de los fluidos desde la formación hasta el pozo.

3.5.1 *Índice de Productividad*³⁰

En la producción, que es donde ocurre el proceso de extracción de los hidrocarburos del yacimiento, se produce una caída de presión, debido al flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo. Este abatimiento de presión en el fondo del pozo puede ser representado por la diferencia entre la presión media del yacimiento y la presión del fondo del pozo fluyendo:

$$\text{Abatimiento } \Delta p = \bar{p}_R - p_{wf} \quad (3.62)$$

donde Δp = Abatimiento de presión (lb/pg²).
 \bar{p}_R = Presión media del yacimiento (lb/pg²).
 p_{wf} = Presión de fondo fluyendo (lb/pg²).

La relación del gasto de producción de un pozo y el abatimiento de la presión en ese gasto particular se denomina índice de productividad IP:

$$J = \frac{q}{\bar{p}_R - p_{wf}} \quad (3.63)$$

donde q = gasto de producción en un abatimiento de presión (bl/día).
 J = Índice de productividad (bl/día) / (lb/pg²).

La forma de la gráfica del IP se ve influenciada por el gasto de la formación, que es función principalmente de la caída de presión; es decir, la diferencia de la presión media del yacimiento y la presión de fondo fluyendo. A cada presión de fondo fluyendo, considerando una presión media del yacimiento, le corresponde un gasto dado, como se muestra en la Figura 3.13.

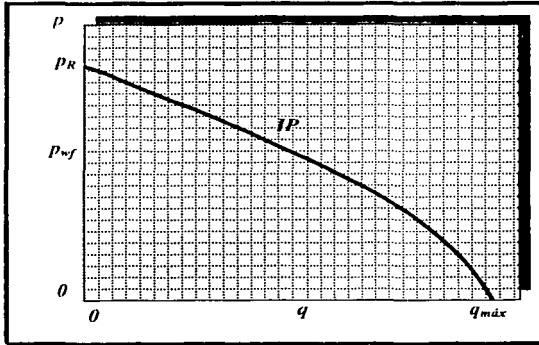


Figura 3.13 Curva del Índice de Productividad³¹.

Cuando la presión de fondo fluendo es igual a la presión media del yacimiento, no existe flujo en el sistema; como lo muestra la figura en este punto, $p_R = p_{wf}$ y el gasto es cero. Por otro lado cuando la presión de fondo fluendo disminuye hasta alcanzar el valor de cero, el gasto obtenido es el máximo.

Como los fluidos del pozo son extraídos, los fluidos del yacimiento se van agotando y la presión media del yacimiento declina consecuentemente. Las curvas de IP tienen diferentes formas para diferentes yacimientos, dependiendo del mecanismo de empuje de estos; un yacimiento con un fuerte empuje por agua o por empuje de gas en solución encima del punto de burbujeo, tendrá un IP representado por una línea recta, Figura 3.14. Para un yacimiento con empuje de gas, la porción de línea recta arriba del punto de burbujeo, refleja un flujo dinámico característico de flujo líquido en una sola fase, a través de la formación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

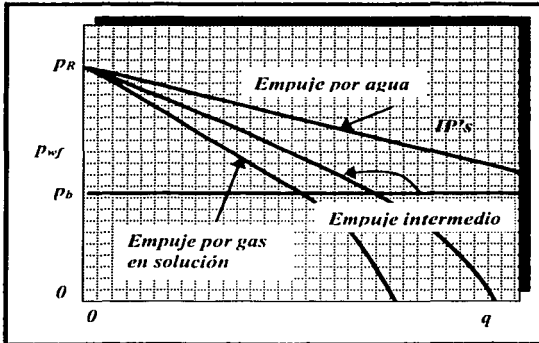


Figura 3.14 Curvas IP dependiendo del mecanismo de empuje³¹.

Cuando la presión en la formación disminuye abajo del punto de burbujeo, p_b , el gas en solución comienza a liberarse, reduciendo la permeabilidad del aceite y disminuyendo el índice de productividad, así como el gasto de aceite dentro de la formación.

La permeabilidad relativa de la fase aceite depende de la saturación de éste en la formación. Al incrementarse la producción, la presión de fondo fluyente disminuye y más gas en solución es liberado dentro de la formación; con el incremento de la saturación de gas, la permeabilidad relativa del aceite decrece considerablemente, trayendo como resultado el decrecimiento de la curva IP a un gasto determinado.

Las permeabilidades relativas del aceite y del gas son importantes, debido a que las dos fases se presentan cuando el abatimiento de la presión cae por debajo de la presión de saturación. La permeabilidad es una medida de la facilidad con la que la roca permite el paso de los fluidos por el medio poroso; ésta puede variar ampliamente en lugares diferentes de la roca del mismo yacimiento; estas

permeabilidades varían de acuerdo a las diferentes saturaciones de los fluidos, como se muestra en la Figura 3.15.

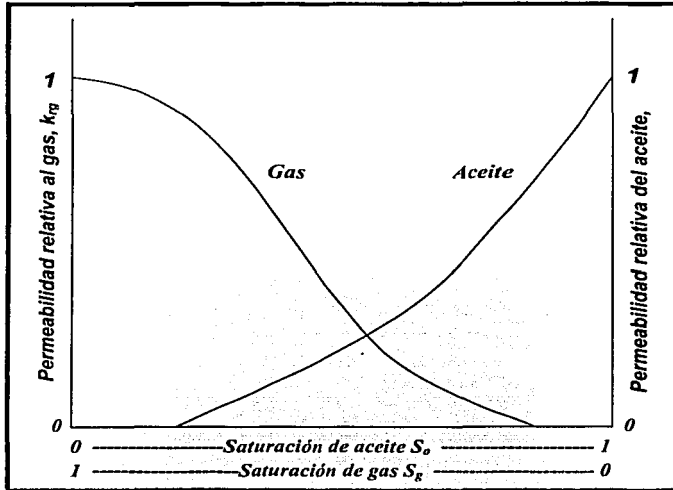


Figura 3.15 Curvas típicas de permeabilidad relativa (sistema gas-aceite)³⁰.

Los puntos sobresalientes de la gráfica son³⁰:

- Aún cuando k_{ro} disminuya rápidamente cuando S_g se incremente a partir de cero, las saturaciones pequeñas de aceite tienen frecuentemente poco efecto en k_{rg} .
- Existen saturaciones críticas de gas S_{gc} y de aceite S_{oc} . La saturación crítica de aceite en un sistema gas-aceite no es necesariamente la misma que la saturación crítica del aceite en un sistema agua-aceite, aún cuando se haya utilizado el mismo núcleo. La saturación crítica de gas, S_{gc} es generalmente del orden de 5 a 10 por ciento.

- Tanto k_{rk} como k_{ro} son menores o iguales a la unidad y $k_{rk} + k_{ro} \leq 1$.

Por otro lado, otros de los factores que afectan al índice de productividad son el incremento de la viscosidad del aceite, compresibilidad de la roca y turbulencia. Como conclusión, yacimientos con empuje de gas disuelto abajo del punto de burbujeo tiene una curva IP descendente. Frecuentemente la curvatura del IP es intermedia entre la línea recta y la curvatura clásica de un curva con empuje de gas en solución.

El conocimiento del comportamiento de afluencia para cada pozo, es una necesidad básica para la selección del equipo y las operaciones en los pozos petroleros; obteniendo así, el máximo provecho de las condiciones de producción. La determinación del índice de productividad permite analizar mucho problemas operativos y provee de información necesaria para predecir el desarrollo de un campo en un futuro. Algunos autores como Vogel, Standing y Fetkovich han propuesto métodos para el cálculo del índice de productividad.

3.5.2 Método de Vogel

El principal objetivo de Vogel fue simular el flujo en dos fases a través de un yacimiento. Analizó varios yacimientos con empuje de gas en solución, estableciendo una relación empírica, la cual puede aplicarse en yacimientos semejantes. Las consideraciones que tomó en cuenta para obtener la ecuación son:

- Yacimiento circular, completamente cerrado.
- Un pozo que lo atraviesa por el centro en toda la formación productora.
- El yacimiento tiene un medio poroso uniforme, isótropo y con una saturación de agua constante.
- Los efectos gravitacionales, la compresibilidad del agua y de la roca se consideran despreciables.
- Se considera que el flujo ocurre en un estado semiestacionario.

- Yacimientos con diferentes permeabilidades relativas.
- Efecto de espaciamiento de pozos, geometría de fracturas y restricciones de daño.
- Análisis limitado a condiciones de flujo abajo del punto de burbujeo.

Vogel fundamenta que como ocurre agotamiento en un yacimiento con empuje de gas en solución, la productividad de un pozo decrece; esto ocurre principalmente porque: la presión del yacimiento decae y el incremento de la saturación de gas causa mayor resistencia al flujo de aceite.

Como consecuencia resulta un deterioro progresivo del IP (Figura 3.16). Los valores de porcentaje en las líneas reflejan el porcentaje de reservas producidas. Con estos porcentajes Vogel construyó curvas tipo dividiendo la presión de fondo fluyendo entre la presión media del yacimiento y los gastos entre el gasto máximo, q' , graficando cada una de ellas como lo muestra la Figura 3.17, reflejando una similitud durante toda la vida productora.

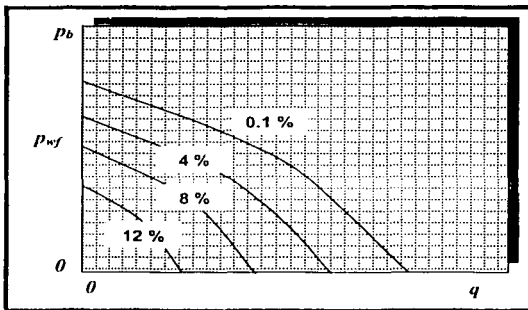


Figura 3.16 Curvas IP, representando el porcentaje de reservas producidas³¹.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

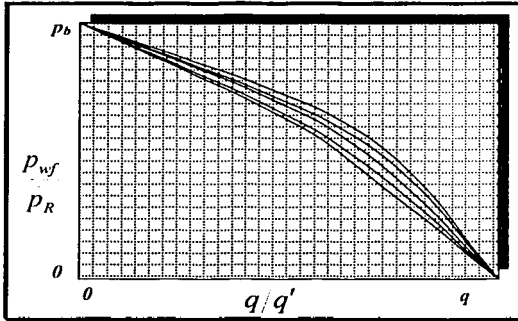
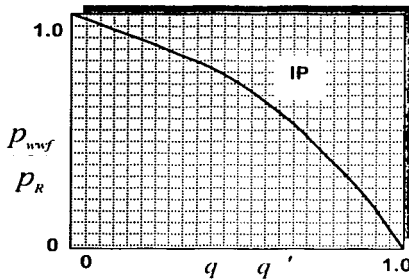


Figura 3.17 Curvas tipo de IP³¹.

Con el análisis de varios yacimientos con diferentes propiedades de crudo, permeabilidades y características de pozos, Vogel concluyó que las curvas generalmente exhiben una forma similar a lo largo de la presión de fondo fluyendo abajo del punto de burbujeo; con lo cual él desarrolló una curva de referencia estándar que puede ser usada para todo yacimiento con empuje de gas disuelto. Esta curva se representa en la Figura 3.18, con los puntos que se muestran en la Tabla 3.1.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 3.18 Curva estándar de Vogel para yacimientos con empuje de gas en solución³¹.

$Y = \frac{P_{wf}}{P_R}$	$X = \frac{q}{q'}$
1.00	0.000
0.95	0.088
0.90	0.172
0.85	0.252
0.80	0.328
0.75	0.400
0.70	0.468
0.65	0.532
0.60	0.592
0.55	0.648
0.50	0.700
0.45	0.748
0.40	0.792
0.35	0.832
0.30	0.868
0.25	0.900
0.20	0.928
0.15	0.958
0.10	0.972
0.05	0.988
0.00	1.000

Tabla 3.1 Datos utilizados por Vogel para construir la curva estándar³¹.

El uso de esta curva no implica que todos los yacimientos sean idénticos, pero puede usarse como una referencia estándar para este tipo de yacimientos, dentro de una tolerancia. La ecuación que describe a la curva estándar es:

$$\frac{q}{q'} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (3.64)$$

donde q' : Es el gasto máximo.

Con la curva tipo de Vogel, una prueba de pozo fluyendo y un valor de presión de yacimiento promedio se puede obtener una curva de IP individual para cada pozo.

3.5.3 Método de Standing

Con ayuda del método de Vogel, Standing desarrolló un método para determinar una curva IP a una presión de yacimiento promedio futura. Sustituyendo la Ec. 3.63 en la Ec. 3.64 de Vogel, se obtiene:

$$J = \frac{q'}{P_R} \left(1 + 0.8 \frac{P_{wf}}{P_R} \right) \quad (3.65)$$

Si J puede ser calculada para alguna presión media del yacimiento futura, con este valor de J y la Ec. 3.65, valores de presión y gasto necesarios para encontrar la curva IP futura puede ser determinada. Standing supone el caso límite, donde la presión de fondo fluyendo tiende a ser igual a la presión media del yacimiento.

$$\frac{P_{wf}}{P_R} = 1.0$$

El valor de J bajo estas condiciones, con la Ec. 3.65 se refiere al índice de productividad como J^* , obteniendo:

$$J^* = 1.8 \frac{q'}{P_R} \quad (3.66)$$

Con el cálculo de J^* cambiando la presión media del yacimiento, Standing observó que J^* a diferentes presiones medias del yacimiento es proporcional a la permeabilidad relativa del aceite e inversamente proporcional al factor de volumen y viscosidad del aceite; esto se conoce como la movilidad relativa:

$$J^* = \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \quad (3.67)$$

Con esta relación, el valor de J_f^* futuro es igual a:

$$J_f^* = J_p^* \left[\frac{\left(\frac{k_{rp}}{B_o \mu_o} \right)_f}{\left(\frac{k_{rp}}{B_o \mu_o} \right)_p} \right] \quad (3.68)$$

Combinando las relaciones anteriores con la Ec. 3.64, se obtiene la relación de Standing para poder obtener las curvas IP futuras con la siguiente ecuación:

$$q = \frac{J_f^* \cdot \bar{p}_R}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_R} \right)^2 \right] \quad (3.69)$$

Con esta ecuación se supone un valor de presión del yacimiento promedio en la cual puede ser similar a una curva IP conocida. Se calcula el valor para J_f^* ; substituyendo después en la Ec. 3.69 para obtener la curva IP futura.

3.5.4 Método de Fetkovich

Fetkovich propuso un método alternativo para el cálculo de curvas IP, para yacimientos de gas en solución. Las suposiciones que él consideró son:

- > Flujo en dos fases.
- > Yacimiento horizontal, uniforme, circular y límite exterior constante.
- > Presión abajo del punto de burbujeo.
- > La permeabilidad relativa al aceite dividida entre la viscosidad por el factor de volumen del aceite varían linealmente con la presión: $p \propto \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o}$.

La última suposición puede representarse aproximadamente por dos segmentos de línea recta, como se muestra en la Figura 3.19; con esta relación básica Fetkovich concluyó que:

$$J_o' = \frac{q}{p_R^2 - p_{wf}^2} \quad (3.70)$$

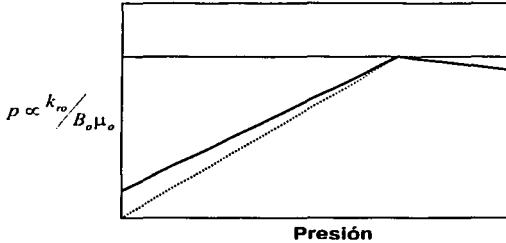


Figura 3.19 Variación lineal de p vs. $k_{ro} / B_o \mu_o$.

Se puede calcular J_o' a la presión original del yacimiento, usando la siguiente ecuación:

$$J_o' = J_{oi}' \frac{\bar{P}_R}{p_i} \quad (3.71)$$

donde

J_{oi}' : Índice de productividad a p_i .

J_o' : Índice de productividad del aceite a p_{wf} .

J_{oi}' está en función de la permeabilidad efectiva del aceite a la presión original del yacimiento, suponiendo la saturación constante. Con estas ecuaciones, se pueden calcular las curvas IP en tiempo presente y en un futuro; con un nuevo valor de p_R futuro en la Ec. 3.70 se obtiene J_o' y se sustituye en la Ec. 3.71. El método de Fetkovich propone dos ecuaciones, con las cuales se puede determinar el comportamiento inicial del yacimiento y otro el comportamiento en una presión media del yacimiento futura.

Comparando la aproximación entre los métodos de Fetkovich y Vogel, se concluye que es generalmente buena en rangos de presión intermedia.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.5.5 Condiciones reales

Los métodos de Vogel y Fetkovich se ven limitados a yacimientos con empuje de gas en solución, suponiendo condiciones idealizadas. Estas condiciones idealizadas, deben ser tomadas en cuenta y discutidas, para considerar factores como: efecto de daño, heterogeneidad del yacimiento, agotamiento diferencial y otros mecanismos de empuje.

Efecto de daño.

Como se mencionó en el Capítulo 2, el daño ocurre en la vecindad del pozo; considerando aquí un pozo fluyendo idealmente como aquel que penetra a la formación completamente, en la cual no se ha generado daño por la perforación o se ha realizado algún tipo de estimulación. Donde, en el perfil de presiones se considera sólo a p_{wf} y p_R . Por otra parte, en condiciones reales de perforación, en la formación se genera un daño cerca de la vecindad del pozo, por invasión de fluido de perforación, causando una caída de presión adicional, esta misma caída de presión existe si el pozo penetra parcialmente a la formación o si existe turbulencia en la formación, en los límites con el pozo.

Por lo anterior, la caída de presión total en un yacimiento dañado es:

$$(\bar{p}_R - p_{wf}) + \Delta p_{skin}$$

donde Δp_{skin} : Caída de presión debida al daño.

En cambio, si la formación cerca del pozo es estimulada, el decaimiento de la curva IP será menor que con daño, e inclusive podrá ser mayor que la caída de presión ideal, como se muestra en la Figura 3.20; en este caso, la caída de presión total es:

$$(p_R - p_{wf}) - \Delta p_{skin}$$

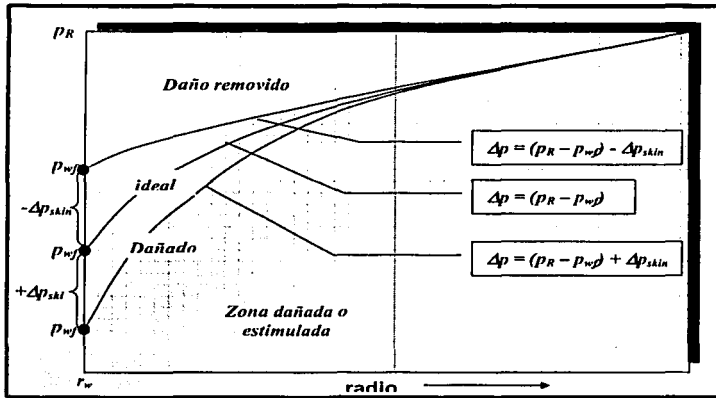


Figura 3.20 Efecto de daño en las curvas IP³¹.

Para determinar si el daño es positivo o negativo y su magnitud, se deben de llevar a cabo pruebas de pozo. Con el valor de Δp_{skin} se puede calcular la eficiencia de flujo del pozo, *FE*, definida como:

Daño	Eficiencia de flujo	FE
Positivo	$FE = \frac{p_R - p_{wf}}{p_R - p_{wf} + \Delta p_{skin}}$	FE < 1
Negativo	$FE = \frac{p_R - p_{wf}}{p_R - p_{wf} - \Delta p_{skin}}$	FE > 1

Standing preparó una serie de curvas con eficiencias de flujo diferentes, para el cálculo del IP de un pozo con daño o donde hubo una estimulación. Estas curvas pueden observarse en la Figura 3.21. Las curvas tienen la siguiente relación:

$$\frac{q}{q'} = 1 - \frac{1}{FE} \left(1 - \frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} \right) \quad (3.72)$$

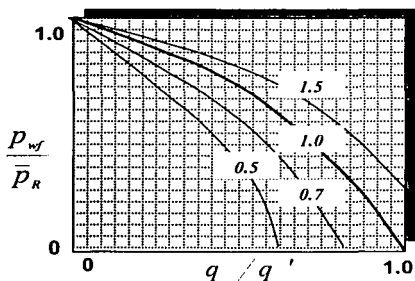


Figura 3.21 Curvas de eficiencia de flujo de Standing³¹.

Conociendo las eficiencias de flujo para un pozo dañado, antes y después de ser estimulado, se puede determinar si la estimulación es económicamente rentable.

Formaciones estratificadas.

Los métodos vistos, suponen la forma del IP para una sola zona productora y homogénea, pero en realidad es difícil que se presenten estas condiciones; los intervalos productores suelen ser separados por capas impermeables de esquistos. Por lo tanto, la producción de un estrato no es representativa de la contribución de otras capas para el pozo.

Considerando un ejemplo en el que un pozo es terminado en un horizonte con tres zonas, una con una permeabilidad de 1 md, la segunda con 10 md y la tercera con 100 md; se supone que las zonas no tienen comunicación vertical entre ellas. Inicialmente la zona de 100 md será la que tenga mayor aportación y la de menor será la de 1 md; así como, una presión media del yacimiento menor y mayor respectivamente, después de un tiempo de explotación.

Considerando el caso en el que la presión media del yacimiento en la zona de 100 md es de 1000 psi, en la de 10 md es de 1200 psi y en la de 1 md la presión es de 1500 psi; probando el pozo a diferentes gastos para establecer el IP de cada una de las zonas. Si los IP de las diferentes zonas se grafican como lo muestra la Figura 3.22, entonces la curva del IP total será la suma de las curvas de cada zona.

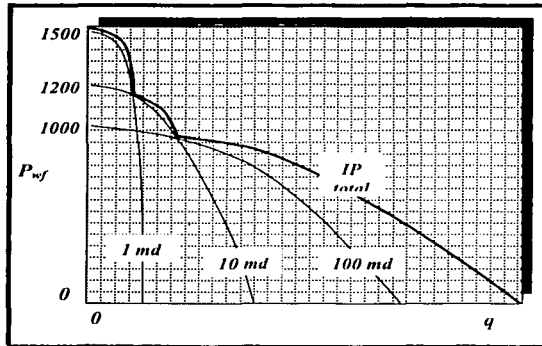


Figura 3.22 IP individual y total para formaciones estratificadas³¹.

En general, un pozo productor de una formación estratificada, puede exhibir una curva IP total como la que se muestra en la Figura 3.23, en la que se observa que el Índice de productividad mejora al incrementar la producción en gastos bajos; pero el Índice se deteriora con la producción a altos gastos.

Como se ha visto, los métodos de Vogel y Fetkovich se aplican a yacimientos con empuje de gas en solución y se han revisado algunas de las modificaciones que se les han realizado, obteniendo las siguientes limitaciones de los métodos:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1. Se aplican sólo a yacimientos con empuje de gas en solución, donde existen otros mecanismos de empuje, funcionan bien solamente debajo de la presión de burbujeo.
2. Se aplican solamente a flujo de dos fases, aunque bajo ciertas condiciones, puede obtenerse buenos resultados en flujo de tres fases.
3. Todos los resultados deben ser sujetos a comparación con datos de campo.

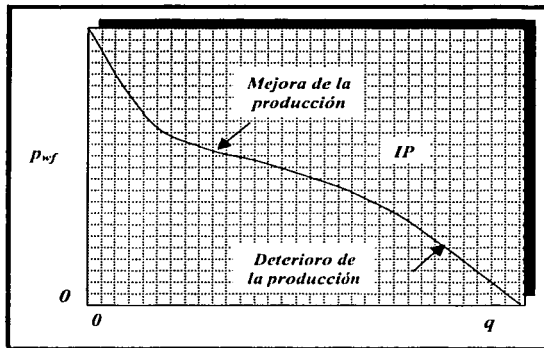


Figura 3.23 Curva del IP para un yacimiento estratificado³¹.

Comparando ambos métodos, se puede observar que las curvas de Fetkovich dan lugar a un gasto mayor que las de Vogel. El método de Fetkovich predice curvas IP de modo más simple que el de Vogel-Standing y produce buenos resultados.

3.5.6 Otros métodos

Existen más métodos para obtener el Índice de productividad, de los cuales la mayoría se deriva de los métodos anteriores; por tal motivo sólo se presentarán brevemente:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Método de Harrison³¹: Éste se deriva de los métodos de Standing y Vogel, presentando problemas a valores de presiones fluyentes bajas y valores de eficiencia de flujo altos, obteniendo valores de presiones fluyentes negativos. La ecuación que representa el método de Harrison es:

$$\frac{q_o}{q} = 1.2 - 0.2 e^{\left(1.792 \frac{p_{wf}}{p_R} \right)} \quad (3.73)$$

Método de Eickmier³¹: Método derivado de la ecuación de Fetkovich.

IP presente	$q_{o \text{ máx } 1} = J_{oi} \left(p_{R1}^2 \right)^n$
IP futuro	$q_{o \text{ máx } 2} = J_{oi} \left(p_{R2} / p_{R1} \right) \left(p_{R2}^2 \right)^n$

Método de Couto Golan³¹: Con un procedimiento parecido al de Standing, se obtiene la ecuación para el cálculo del IP; las consideraciones principales de este método son: la ecuación de Vogel donde la eficiencia de flujo y daño son constantes.

Método de Punto Pivote³¹: Uhri y Blount desarrollaron una técnica para predecir las curvas del IP, proponiendo dos métodos numéricos y con ayuda de la utilización del método de Vogel, para determinar gastos máximos y para construir las IP's futuras.

CAPÍTULO 4

**SISTEMA PARA ANALIZAR
LA PERFORACIÓN BAJO
BALANCE**

4.1 INTRODUCCIÓN

El uso de la espuma en la industria petrolera ha probado ser efectivo y económico, como fluido de circulación en operaciones de limpieza del pozo, de perforación y fracturamiento; debido a las ventajas que la espuma ha presentado sobre los lodos convencionales de perforación como: alta velocidad de penetración, una alta relación de transporte y minimización del daño a la formación; así como en áreas donde la presión de fondo fluyendo es baja o en lugares donde el agua escasea, siendo difícil generar fluidos de perforación.

Los mecanismos de flujo que involucran las operaciones de perforación con espuma, los gastos de líquido y de gas; las presiones en superficie y en el fondo del pozo; así como el correcto monitoreo para modificar las variables controlables y optimizar los resultados, han sido objeto de un extenso estudio por parte de los investigadores.

Maurer Engineering Inc³². ha desarrollado un programa "MUDLITE 1.0", el cual aplica un modelo avanzado en las operaciones de perforación con tecnología bajo balance, utilizando aire, niebla y espuma. El programa fue escrito en Visual Basic, presentando una interfase amigable para el usuario. Es compatible con versiones Windows 3.0 o posteriores y se recomienda un procesador 486 o mayor para una ejecución eficiente.

MUDLITE 1.0 es un programa de computación especialmente diseñado para simular las operaciones de perforación bajo balance, usando aire, niebla o espuma; éste puede ser usado para evaluar y desarrollar parámetros operacionales en la perforación bajo balance.

Con base en modelos reológicos para la espuma existentes y en ecuaciones de balance de energía mecánica en estado estacionario, Maurer Engineering Inc. ha desarrollado este programa de MUDLITE 1.0. El objetivo de este sistema es formular un problema de flujo de espuma y utilizar técnicas numéricas para resolver las ecuaciones de flujo de un fluido no Newtoniano compresible, en un pozo, considerando tres dimensiones; se utilizan ecuaciones de estado que describen la interacción entre la presión, el volumen y la temperatura para una espuma compresible y toma en cuenta los diferentes rangos de régimen de flujo (laminar a turbulento) e incluyendo también análisis de sensibilidad.

Características del Software³².

- Ventanas estándar que utilizan una interfase gráfica.
- Soporte para monitor a color y monocromático.
- Permite utilizar los sistemas de unidades métrico e inglés.
- Admite hasta 600 estaciones para medir la trayectoria del pozo.
- Soporta hasta 15 diferentes tuberías de perforación y 20 intervalos del pozo.
- Proporciona tablas de datos y gráficas como resultado del análisis.
- Cuenta con una barra de herramientas que permite realizar las tareas más comunes.
- El programa calcula los siguientes parámetros:
 - Presión.
 - Calidad de la espuma (fracción de volumen aire/gas)

Sistema para Analizar la Perforación Bajo Balance

- Densidad de la mezcla.
 - Velocidades anulares de la mezcla y los recortes.
 - Velocidad de transporte de los recortes.
 - Factor de Fricción.
 - Factor de desviación del gas.
- Calcula la influencia del tamaño de los recortes, velocidad de perforación, presión en el estrangulador, gasto de inyección de gas y de líquido, sobre la velocidad de levantamiento de las partículas.
- Permite al usuario variar todos los parámetros controlables para analizar como afecta la presión, las velocidades anulares de la espuma y los recortes, calidad de la espuma y densidad en el espacio anular.
- En operaciones de tubería flexible, el programa calcula cambios en la presión, calidad y densidad de la espuma, a través del tubo restante en el carrete.
- Cuenta con tres modelos reológicos que describen el comportamiento de la espuma.
- Proporciona datos para cuatro tipos de gases comunes y sus propiedades. Para un gas multicomponente, una utilería del programa puede ser usada para seleccionar entre 30 componentes de gas, para formar la mezcla; el peso molecular de la mezcla se calcula automáticamente de acuerdo al porcentaje de cada gas.
- Proporciona la calidad de la espuma en la superficie y la contrapresión; el programa puede calcular la combinación apropiada de volúmenes de inyección del gas y líquido, para obtener la calidad deseada de la espuma en la superficie.
- La técnica iterativa que el programa utiliza requiere de una presión específica, la cual el usuario puede variar, dentro de un rango apropiado.

4.2 MODELOS REOLÓGICOS DE "MUDLITE 1.0"

La espuma puede ser tratada como un fluido homogéneo con densidad y viscosidad constantes. Durante las operaciones con espuma, su calidad depende de la presión y temperatura en el interior de la tubería y en el espacio anular; en este caso la presión ha sido determinada usando una ecuación de balance de energía mecánica, en la cual las caídas de presión se obtienen del modelo reológico de la espuma, por lo cual es muy importante tener un buen modelo reológico que describa su comportamiento.

Los modelos más comúnmente usados, que describen el comportamiento de un fluido no Newtoniano, son el plástico de Bingham y el de Ley de Potencias; estos modelos fueron incluidos en el Capítulo 3.

Pero debido a la complejidad del flujo de la espuma, estos modelos no representan con alta aproximación su comportamiento, lo cual ha motivado a muchos investigadores a desarrollar mejores aproximaciones de modelos, con estudios teóricos y experimentales, para describir el comportamiento de la espuma; dentro de estos modelos se pueden mencionar los de Einstein, Hatschek, Mitchell, etc., vistos en el Capítulo 3.

Krug presentó datos de viscosidades plásticas y esfuerzos de cedencia de la espuma como función de su calidad, los cuales se presentan en la Tabla 4.1.

También con los experimentos de Sanghani e Ikoku, con los cuales concluyeron que la espuma es un fluido pseudo-plástico y en el cual los índices de comportamiento de flujo n y de consistencia de flujo K , son función de la calidad de la espuma, presentados en la Tabla 4.2 para diferentes rangos de calidad.

Calidad [%]	Viscosidad plástica [cp]	Esfuerzo de cedencia [lb/100 ft²]
0	1.02	0
0 – 25	1.25	0
25 – 30	1.58	0
30 – 35	1.60	0
35 – 45	2.40	0
45 – 55	2.88	0
55 – 60	3.36	0
60 – 65	3.70	14
65 – 70	4.30	23
70 – 75	5.00	40
75 – 80	5.76	48
80 – 86	7.21	68
86 – 90	9.58	100
90 – 96	14.38	250

Tabla 4.1 Viscosidad plástica y esfuerzo de cedencia, en función de la calidad de la espuma³².

A partir de las investigaciones realizadas, MUDLITE 1.0 utiliza tres tipos de modelos reológicos: el de Ley de Potencias, Plástico de Bingham y el modelo de Chevron. Los parámetros de MUDLITE 1.0, para el modelo Plástico de Bingham, se basan en las Ecs. 3.19 y 3.20 propuestas por Mitchell; así como, en los datos de la Tabla 4.1. Para el modelo de Ley de Potencias, los datos son tomados de la Tabla 4.2. El modelo de Chevron se describe en el artículo de Bayer²⁸.

Rango de calidad, Γ	Calidad promedio, Γ	K_a' [lb _f sec ^{n'} /pie ²]	Índice de consistencia del flujo, K [lb _m seg ^{n'-2} /pie]	n'
0.96 – 0.977	0.970	0.0946	2.5660	0.326
0.94 – 0.96	0.950	0.1228	3.3230	0.290
0.91 – 0.92	0.915	0.2262	6.1550	0.187
0.89 – 0.91	0.900	0.2079	5.6470	0.200
0.84 – 0.86	0.850	0.1828	4.9580	0.214
0.79 – 0.81	0.800	0.1344	3.6350	0.262
0.77 – 0.78	0.775	0.1236	3.3430	0.273
0.74 – 0.76	0.750	0.1078	2.9180	0.295
0.72 – 0.73	0.715	0.1061	2.8716	0.293
0.69 – 0.71	0.700	0.1026	2.7770	0.295
0.65 – 0.69	0.670	0.1022	2.7660	0.290

Tabla 4.2 Propiedades de los fluidos en función de la calidad³².

4.3 ECUACIONES DE FLUJO DE LA ESPUMA

Para el caso especial de un sistema de flujo de dos fases como la espuma, éste consta de un componente incompresible (líquido), el cual es fácil de manejar, debido a que la densidad es constante; pero el componente compresible (gas) requiere de mayor atención, ya que su densidad depende de la presión y la temperatura.

4.3.1 Ecuaciones de Estado

La relación entre la variación de la densidad de un fluido con la presión y la temperatura se llama ecuación de estado; para propósitos de ingeniería, la forma más práctica de la ecuación de estado es:

$$V_g = \frac{ZRT}{M_g p} \quad (4.1)$$

donde V_g : Volumen específico del gas [pie³/lb].

Z : Factor de compresibilidad del gas.

M_g : Peso molecular del gas [lb_m/lb-mole].

R : Constante del gas, 10.73 [psia pie³/ lb-mole °R].

T : Temperatura absoluta [°R].

p : Presión absoluta [psia].

Otra ecuación de estado con la que trabaja MUDLITE 1.0, es la propuesta por Virial, truncada después del segundo término:

$$V_g = \frac{RT}{M_g} \left(\frac{1}{p + p^c} + B' \right), \quad (4.2)$$

donde p^c : presión debida a la tensión superficial.

$$p^c = \frac{4\sigma}{r} \quad (\sigma : \text{tensión de superficie, } r : \text{radio de las burbujas})$$

B' : Segundo coeficiente de Virial modificado.

La presión debida a la tensión de superficie puede ser despreciada, con lo cual:

$$V_g = \frac{RT}{M_g} \left(\frac{1}{p} + B' \right). \quad (4.3)$$

Las ecuaciones de estado para los flujos de la espuma descendente y ascendente pueden expresarse como³²:

Flujo en el interior de la TP.	$V = \frac{W_g ZRT}{M_g p} + (1 - W_g) V_l \quad (4.4)$
--------------------------------	---

Flujo en el espacio anular.	$V = \frac{W_g ZRT}{M_g p} + W_l V_l + W_s V_s \quad (4.5)$
-----------------------------	---

donde V : Volumen específico de la espuma.

$$W_g = \frac{m_g}{m_g + m_l}, \text{ para el interior de la TP.}$$

$$W_g = \frac{m_g}{m_g + m_l + m_s}, \text{ para flujo en el espacio anular.}$$

$$W_l = \frac{m_l}{m_g + m_l + m_s}, \text{ para flujo en el espacio anular.}$$

$$W_s = \frac{m_s}{m_g + m_l + m_s}, \text{ para flujo en el espacio anular.}$$

V_l : Volumen específico del líquido.

V_s : Volumen específico de los sólidos.

Como puede observarse, la diferencia entre estas ecuaciones es que en el flujo del espacio anular existe la presencia de la fase sólida.

4.3.2 Ecuaciones de Energía Mecánica

El siguiente paso es el uso de las ecuaciones de energía y de momento, para analizar el comportamiento dinámico de la espuma; la ecuación de energía mecánica puede ser considerada a partir de la ecuación de momento o de la de energía total.

Interior de la tubería.

Para flujo descendente por el interior de la tubería, la ecuación diferencial del balance de energía mecánica es³²:

$$\frac{u \, du}{g_c} + \frac{g \, d(VD)}{g_c} + V dp - \frac{2u^2 f \, d(MD)}{g_c D} = 0, \quad (4.6)$$

donde

u : Velocidad promedio de la espuma, [pies/seg].

f : Factor de fricción de Fanning.

g : Aceleración debida a la gravedad.

g_c : 32.2 [pie-lb_m / lb_f seg²].

MD : Profundidad medida, [pies].

Sistema para Analizar la Perforación Bajo Balance

VD : Profundidad vertical, [pies].

D : Diámetro interior de la tubería, [pg]

La velocidad promedio de la espuma puede obtenerse de la ecuación de continuidad, en términos del volumen específico, y puede expresarse como:

$$u = cV = \frac{ac}{p} + bc, \quad (4.7)$$

Sustituyendo la Ec. 4.7 en la Ec. 4.6, se obtiene la ecuación de balance de energía mecánica para flujo por el interior de la tubería como:

$$F_p = \frac{S_p p^3 + \frac{2f a b c^2}{25.8} p^2 + \frac{f}{25.8} a^2 c^2 p}{b p^3 + a p^2 - a b c^2 p - a^2 c^2} \cdot \frac{I}{D}, \quad (4.8)$$

donde
$$S_p = \frac{f}{25.8} b^2 c^2 - D \frac{d(VD)}{d(MD)}$$

$$a = \frac{W_g ZRT}{M_g}$$

$$b = (1 - W_g) V_l$$

$$c = \frac{4}{\pi D^2} (m_g + m_l).$$

Espacio anular.

Para flujo ascendente en el espacio anular, la ecuación diferencial de balance energía mecánica toma la forma:

$$u \frac{du}{g_c} - \frac{g d(VD)}{g_c} + V dp - \frac{2u^2 f d(MD)}{g_c (D_h - D_p)} = 0, \quad (4.9)$$

donde D_h : Diámetro de pozo, [pg].

D_p : Diámetro exterior de la tubería, [pg].

La Ec. 4.7 también se utiliza para sustituirla en la ecuación anterior, sólo teniendo cuidado de ocupar el factor "c" correspondiente; substituyendo la ecuación de velocidad en la Ec. 4.9 se obtiene:

$$F_A = \frac{S_A p^3 + \frac{2f a b c^2}{21.1} p^2 + \frac{f}{21.1} a^2 c^2 p}{b p^3 + a p^2 - a b c^2 p - a^2 c^2} \cdot \frac{1}{D_h - D_p}, \quad (4.10)$$

donde
$$S_A = \frac{f}{21.1} b^2 c^2 + (D_h - D_p) \frac{d(VD)}{d(MD)}$$

$$b = W_l V_l + W_s V_s$$

$$c = \frac{4}{\pi(D_h^2 - D_p^2)} (m_g + m_l + m_s).$$

4.3.3 Caída de Presión a Través de las Toberas con Espuma

Para calcular las caídas de presión en las toberas de la barrena, Figura 4.1, se tiene las siguientes suposiciones:

- > El cambio en la elevación es despreciable
- > La velocidad a la entrada de las toberas es despreciable.
- > Las pérdidas de presión por fricción a través de las toberas es despreciable.

Así, con las consideraciones anteriores y la Ec. 4.6, se tiene:

$$\frac{U}{g_c} du + V dp = 0 \quad (4.11)$$

Aplicando la Ec. 4.7 en la Ec. 4.11 e integrando se obtiene la siguiente expresión:

$$b(p_2 - p_1) + a \ln\left(\frac{p_2}{p_1 N}\right) + 8.1 \times 10^{-4} U_n^2 = 0, \quad (4.12)$$

donde p_1 : Presión antes de las toberas.

p_2 : Presión en el fondo del pozo.

U_n : velocidad en las toberas, la cual se define como:

$$U_n = \frac{ac'}{p_2} + bc' \quad (4.13)$$

c' : se define como $c' = \frac{m_g + m_l}{\text{Área de flujo total}}$

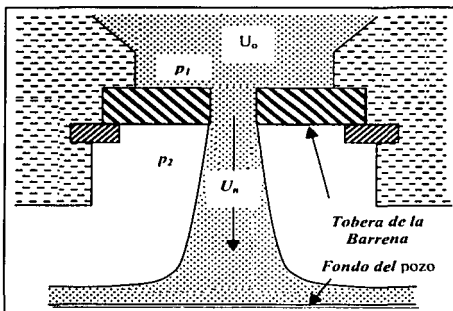


Fig. 4.1 Flujo a través de las toberas³².

La Ec. 4.12 se puede resolver numéricamente para obtener la presión p_1 antes de la tobera. La presión de fondo p_2 se calcula con la Ec. 4.10.

4.3.4 Caída de Presión a Través de las Toberas con Aire y Niebla.

Para maximizar la turbulencia del aire/gas y elevar los recortes a la superficie, un flujo con velocidad supersónica del aire/niebla debe ser mantenido en la tobera, durante las operaciones de perforación normal. El procedimiento de cálculo de caída de presión a través de las toberas es el siguiente:

- Calcular la caída de presión en el fondo del pozo p_2 , con la Ec. 4.10, para flujo de aire, niebla o espuma.

- b) Asumir la magnitud de la presión en la sarta de perforación arriba de la barrena.

$$p_a \geq \left(\frac{2}{k+1} \right)_c^{k-1} p_b, \quad (4.14)$$

donde k : Cociente de calores específicos para el aire (o gas).
 p_b : Magnitud de la presión en el fondo del pozo por el espacio anular (lb/pie²_{abs}).

Para este caso, el flujo sónico o supersónico existirá a través de las toberas. La Ec. 4.14 es conocida como el cociente de presión crítica³². El flujo de aire/gas a través de las toberas es, sin embargo, gobernado por la expresión³²:

$$G = \left[\frac{\gamma_g g k \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}}{R} \right]^{0.5} \frac{A_n p_a}{T_a^{0.5}}, \quad (4.15)$$

donde G : Gasto másico de gas a través de las toberas, [lb/seg].
 γ_g : Gravedad específica del gas (aire = 1).
 R : Constante del gas [53.3 pie-lb / lb-°R]
 A_n : Área total de las toberas de la barrena, [pie²].
 T_a : Temperatura de aire arriba de las toberas, [°R].

- c) Si el cociente de presiones $\frac{p_a}{p_b}$ es menor que el cociente crítico, la consideración de flujo supersónico se justifica. El flujo de aire/gas a través de las toberas esta gobernado por la siguiente expresión³²:

$$G = A_n \left\{ \frac{2 g k}{k-1} p_b \gamma_b \left[\left(\frac{p_a}{p_b} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \right\}^{0.5}, \quad (4.16)$$

donde γ_b : peso específico del aire arriba de la barrena, [lb/pie³].

4.4 MODELO DE AFLUENCIA AL POZO

Una de las ventajas de perforar con espuma es la baja presión de fondo que se genera, la cual incrementa los ritmos de penetración; sin embargo, la entrada de gas, agua o hidrocarburos puede ocurrir como resultado de la baja presión. Esta entrada de fluidos puede alterar la consistencia de la espuma existente, provocando un cambio en los perfiles de presión en el interior de la sarta de perforación, así como en el espacio anular.

La densidad del líquido total puede ser calculada de los gastos y densidades de los líquidos de inyección y estos de la afluencia de agua/aceite:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \sum_{i=1}^N \rho_i f_i \quad (4.17)$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + \sum_{i=1}^N q_i} \quad (4.18)$$

$$f_i = \frac{q_i}{q_o + \sum_{i=1}^N q_i} \quad (4.19)$$

- donde
- ρ_o : densidad del líquido inyectado.
 - q_o : Gasto de líquido de inyección.
 - q_i : Gasto de afluencia agua y aceite.
 - N : Número de entradas agua y aceite.

La viscosidad del líquido se puede calcular en forma similar.

El peso molecular de la mezcla del gas inyectado y gas aportado, puede ser calculado usando factores similares a los usados para calcular la densidad y viscosidad del líquido³²:

$$M_g = M_{go} f_o + \sum_{i=1}^M M_{gi} f_i \quad (4.20)$$

$$f_o = \frac{m_{go}}{m_{go} + \sum_{i=1}^N m_{gi}} \quad (4.21)$$

$$f_i = \frac{m_{gi}}{m_{go} + \sum_{i=1}^N m_{gi}} \quad (4.22)$$

- donde
- M_{go} : peso molecular del gas inyectado.
 - M_{gi} : Peso molecular del gas aportado por la formación
 - m_o : Gasto másico del gas.
 - m_{gi} : Gasto másico del gas aportado por la formación.

4.4.1 Capacidad de Acarreo de Recortes

Dada la importancia que representa el aseguramiento de la limpieza del agujero para incrementar los ritmos de penetración y evitar pegaduras por acumulación de recortes alrededor de los lastrarrenas, es necesario conocer las velocidades de resbalamiento de los recortes con respecto al flujo del fluido de perforación. Esto para asegurar que los recortes puedan ser elevados hasta la superficie.

4.4.2 Velocidad de Asentamiento de las Partículas en el flujo de espuma

Otra ventaja de la perforación con espuma es su alta capacidad de acarreo. Por ejemplo, tanto el punto de cedencia como la viscosidad plástica de la espuma en el modelo Plástico de Bingham, se incrementan conforme se incrementa la calidad de la espuma. Esto incrementa la viscosidad específica de la espuma y la capacidad de acarreo de recortes. La velocidad de resbalamiento, define el ritmo al cual un recorte de un diámetro y gravedad específica dados, se asienta en el fluido. El programa MUDLITE 1.0 emplea la correlación de Moore para determinar la velocidad de resbalamiento a través de un sistema de espuma (ver Capítulo 3).

4.4.3 Velocidad de Asentamiento de las Partículas en Aire y Niebla.

La velocidad de resbalamiento en el flujo de aire o niebla se calcula usando la ecuación derivada por Gray⁴, la cual se basa en las siguientes consideraciones:

- Los sólidos son partículas esféricas, incompresibles y no porosas.
- El fluido es incompresible y de extensión infinita, para eliminar los efectos de confinamiento.
- Las fuerzas gravitacionales están derivadas en un campo gravitacional uniforme.
- Las otras partículas no afectan el movimiento de la partícula bajo análisis, que es la partícula que está cayendo.

Con estas suposiciones Gray estableció la ecuación básica para la velocidad de resbalamiento³²:

$$v_{st} = \frac{4(\rho_s - \rho_f)gD}{3\rho_f f_D} \quad (4.23)$$

donde

- v_{st} : Velocidad de resbalamiento, [pie/seg].
- ρ_s : Densidad de los sólidos, [lb/pie³]
- ρ_f : Densidad del fluido, [lb/pie³]
- f_D : Coeficiente de arrastre
- D : Diámetro de la partícula, [pg].

Gray estableció experimentalmente el valor del coeficiente de arrastre de 1.4, para partículas planas (lutitas y arcillas); obteniendo la velocidad de resbalamiento en un rango de presión desde la p_{atm} a 500 psia, como sigue:

$$V_{st} = 1.6 \left[d_p \left(\frac{0.371\rho_s}{\rho_f} - 1 \right) \right]^{1/2} \quad (4.24)$$

Para partículas semi-redondeadas de arenas y tomando en cuenta un coeficiente de arrastre de 0.81, la velocidad de resbalamiento es:

$$V_u = 2.1 \left[d_i \left(\frac{0.31 T p_i}{\rho} - 1 \right) \right]^{1/2} \quad (4.25)$$

donde T : Temperatura de fondo [°R].
 p : Presión de inyección [psia].

4.4.4 Relación de Transporte

La relación de transporte es definida por la siguiente ecuación³²:

$$F_r = 1 - \frac{V_u}{U_A} \quad (4.26)$$

donde U_A : Velocidad anular promedio.

Para relaciones de transporte positivas, los recortes serían transportados a la superficie con más o menos eficiencia de transporte. Para valores negativos, los recortes pueden ser concentrados en el espacio anular. Sin embargo, esta es una excelente medida de la capacidad de acarreo de un fluido de perforación en particular.

Es conveniente mencionar que las ecuaciones anteriores de velocidad de resbalamiento, son para flujo vertical.

4.5 DATOS Y VENTANAS DEL SOFTWARE

Existen 5 archivos relacionados con la entrada de datos en el programa MUDLITE 1.0, los cuales se muestran en la Tabla 4.3. Estos archivos de entrada permiten que los datos sean ocupados en varios proyectos; en las Figuras 4.2a hasta 4.2d muestran las diferentes ventanas con las que se puede trabajar e introducir los diferentes datos en MUDLITE 1.0.

Archivo	Extensión	Características
Datos del pozo	(WDI)	Identificación y se emplea para documentación
Trayectoria	(SDI)	Consiste de una secuencia de medidas de profundidad e inclinación
Datos tubulares	(MT1)	Especifica características de TP, TR y agujero
Parámetros	(MP1)	Permite especificar los parámetros operacionales
Proyecto	(ML1)	Agrupar a los archivos anteriores

Tabla 4.3 Descripción general de los archivos manejados en el programa MUDLITE 1.0

MUDLITE 1.0 [Well Data Input Window]

File

MLTEST.WDI

Company Name:	Maurer Engineering Inc.
Project Name:	DEA-101
Well Name:	Lotus
Well Field:	Territory
Well City/State:	Austin
Date:	10/10/96
Comments:	Example

Figura 4.2a Ventana de datos del pozo de MUDLITE 1.0³².

Figura 4.2b Ventana de datos de la trayectoria del pozo de MUDLITE 1.0³².

Figura 4.2c Ventana de datos del estado mecánico del pozo y afluencia de las formaciones de MUDLITE 1.0³².

Sistema para Analizar la Perforación Bajo Balance

MUDLITE 1.0 (Parameter Data Input Window)

File

SDI MD-5000.0(N) MLTEST.MPI
BR MD-5000.0(N)

Injection Data:

Gas Injection Rate (scfm)	800.00	G A
Liquid Injection (gpm)	60.00	
Injection Temp. (F)	60.0	

Geothermal Information:

Surface Temperature (F)	60.0
Geothermal Gradient (F/100ft)	1.6

Gas Data:

Equation of state:
 Engineering Gas Law
 Virial Equation
 Help

Gas Type and Properties:

Gas	Molecular Weight	Ratio of S. Heats(K)	Gas S.G.
Air	28.964	1.4	1.00

Liquid Data:

Liquid Name	Polymer Mud
Density (ppg)	8.35
Viscosity (cp)	5.0

Surface Annular Restriction:

Choke Press. (psig)	10.0
Bloody Line I.D. (in)	7.000
Length (ft)	50.0
Calc. Surf. Ann. Quality	Analysis...

Drilling Data:

Rate of Penetration (ft/hr)	10.0
Rock Density (S.G.)	2.59
Cuttings Diameter (in)	125

Rheology Model:

Bingham Plastic Power-Law
 Chevron's with Const. YP: (lb/100ft²)

Motor Speed:

RPM/GPM Ratio	1.2
---------------	-----

Cutting type (air/mist drilling only):
 No slip Shales/Limestones Sandstone

Figura 4.2d Ventana de parámetros de operación de MUDLITE 1.0³².

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4.5.1 Datos del Pozo

Este archivo contiene nombres e información únicamente para documentación, como son:

- Nombre de la compañía.
- Nombre del pozo.
- Nombre del campo.
- Ubicación.
- Comentarios.

4.5.2 Trayectoria del Pozo.

El archivo de información de la trayectoria del pozo consiste de una secuencia de medidas de profundidad, asociadas con el ángulo de inclinación y el ángulo de azimut.

Los datos de inclinación se manejan en grados o en minutos y segundos. Por su parte los datos de azimut se pueden manejar en forma angular o en formato de campo.

4.5.3 Datos Tubulares

En forma resumida, los datos tubulares contemplados en la Tabla 4.4 son:

Datos de la sarta de perforación	Descripción
Geometría de TR y agujero	Longitud de la sección
	Diámetro interior
	Diámetro exterior
	Descripción
	Posición del intervalo
Datos de afluencia	Diámetro interior
	Presión de poro y fractura
	Profundidad medida de los datos de afluencia
	Gasto de afluencia
	Peso molecular del gasto de afluencia
	Gasto de afluencia del agua
	Gasto de afluencia del aceite
Selección del tipo de equipo	Viscosidad del aceite de afluencia
	Densidad del aceite de afluencia
Información de las toberas	Equipo convencional o tubería flexible
Caída de presión a través del motor y aparejo de fondo	Diámetro interior de las toberas
	Caída de presión

Tabla 4.4 Entrada de datos tubulares³².

4.5.4 Parámetros de Operación

Los parámetros operacionales se muestran en la Tabla 4.5:

En el caso de gases, MUDLITE 1.0 puede manejar una combinación de ellos, incluyendo para esto 13 diferentes tipos de gases.

Datos de entrada	Gasto de inyección de gas Gasto de inyección de líquido Temperatura de inyección
Ecuación de estado del gas	Ley de gas real o ecuación Virial
Datos del gas	Nombre del gas Peso molecular del gas Relación de calores específicos Coeficiente B de la ecuación Virial
Datos de líquido	Nombre, densidad y viscosidad del líquido
Modelo reológico para la espuma	Plástico de Bingham, Ley de Potencias, Modelo de Chevron
Datos de temperatura	Temperatura de la superficie, Gradiente geotérmico
Datos de perforación	Ritmo de penetración Densidad de la roca Diámetro de los recortes Tipo de recortes
Restricción anular en superficie	Presión de estrangulamiento Longitud de la línea de descarga y diámetro interior
Velocidad del motor de fondo	Relación RPM/GPM

Tabla 4.5 Parámetros operacionales considerados³².

4.6 RESULTADOS DE "MUDLITE 1.0"

Como resultado MUDLITE 1.0 presenta una tabla, la cual tiene cuatro secciones, en las que se presentan diferentes resultados como siguen:

1. Perfil de presiones, calidad de la espuma y velocidades en el interior y en el espacio anular.
2. Viscosidad aparente y factor de fricción en el interior de la tubería de perforación y espacio anular; así como la relación de transporte de los recortes en el espacio anular.
3. Patrón de flujo en las diferentes secciones del pozo y el correspondiente Número de Reynolds.
4. Factor de compresibilidad Z en el interior de la tubería y en el espacio anular; así como la temperatura.

Por otro lado, el Software muestra diferentes ventanas en las que presentan gráficas y un reporte resumido en cada una de ellas, mostrando valores característicos en zonas de importancia como en la inyección, fondo del pozo, cambios de diámetro, superficie, etc.; estas gráficas son:

1. Perfiles de presión vs. profundidad y la presión de inyección requerida; se toma en cuenta la presión de poro y de fractura.
2. Calidad de la espuma vs. profundidad.
3. Densidad de la espuma.
4. Velocidad anular y la velocidad de los recortes; la velocidad de la espuma en la superficie es mayor debido a la expansión del gas.
5. Relación de transporte de los recortes vs. profundidad.

6. Análisis de la velocidad de levantamiento de los recortes; en esta ventana se permite variar algunos parámetros para observar la influencia en la velocidad de levantamiento de los recortes.
7. Factor de fricción en el interior de la tubería y en el espacio anular.
8. Factor de desviación del gas Z.
9. Esquema del pozo (Figura 4.3), en el cual se presentan varias características como: la variación de la presión, patrón de flujo, calidad de la espuma, densidad, velocidad de la espuma, relación de transporte y características físicas del pozo.
10. Diseño de operación. Permite al usuario observar los efectos que provoca la variación de los gastos de inyección de gas y líquido; así como la variación de la presión en el estrangulador.

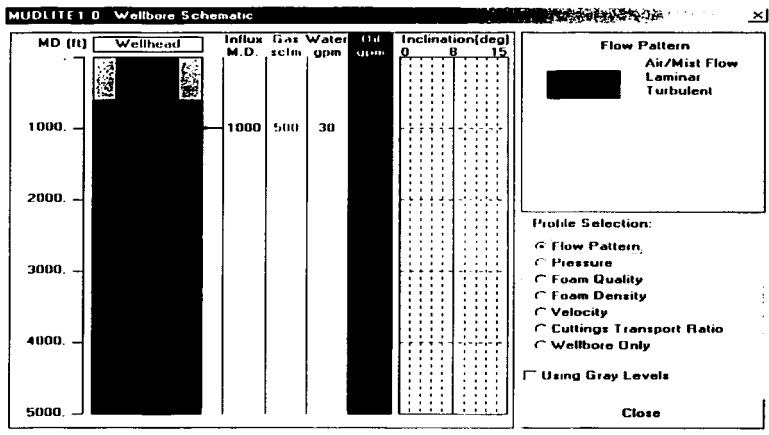


Figura 4.3 Esquema del pozo que representa el patrón de flujo, MUDLITE 1.0³².

4.7 EJEMPLO DE APLICACIÓN EN "MUDLITE 1.0"

Como se ha mencionado, en la perforación bajo balance se permite la entrada de los fluidos confinados en las formaciones, hacia los pozos; por lo cual el análisis de cómo afecta la entrada de éstos a la condición de bajo balance es muy importante; con el fin de poder controlar que el bajo balance no se pierda o que se puedan ocasionar problemas de estabilidad por una pobre contención en las paredes del pozo.

Por lo anterior, se utiliza MUDLITE 1.0 para realizar un análisis de la perforación bajo balance con espuma; sin embargo, este programa maneja también la perforación bajo balance con flujo de aire y niebla. Se utilizará espuma debido a que su empleo en la industria petrolera ha aumentado considerablemente en diversas operaciones como fracturamientos, estimulaciones y terminaciones.

MUDLITE 1.0 permite hacer un el análisis de algunos de los parámetros importantes en la perforación, como lo es la presión hidrostática generada por el fluido de perforación, la calidad, la relación de transporte, la densidad del fluido, la velocidad del fluido y de los recortes en el espacio anular, etc.; así como observar su variación de estos con el aporte de fluidos de las formaciones.

MUDLITE 1.0 toma en cuenta los modelos reológicos vistos en los Capítulos 3 y 4, así como un análisis de la perforación bajo balance en condiciones estáticas del pozo, seccionando la longitud del pozo. A continuación se presenta un ejemplo general en el cual hay diferentes puntos de afluencia.

Caso A.

Este ejemplo se refiere a un pozo direccional, el cual fue empleado con anterioridad para desarrollar un modelo que pueda analizar la perforación bajo balance en condiciones dinámicas³³. Los datos de longitud y dirección del pozo se presentan en la siguiente tabla:

DATOS DE LA TRAYECTORIA DEL POZO.		
<i>Estación de medición</i>	<i>Profundidad medida [pies]</i>	<i>Angulo de inclinación [grados].</i>
1	0	0
2	1969	30
3	2133	52
4	2297	65
5	2461	73
6	2625	80
7	2789	90
8	3117	90

Tabla 4.6 Datos de la trayectoria del pozo para el análisis de MUDLITE 1.0.

En este caso el análisis con MUDLITE 1.0 se realizará para el caso de equipo de tubería flexible, la cual tiene una longitud total de 3937 [pies]; la información de las tuberías de perforación del pozo son:

Tubería lastrabarrena: Diámetro interior: 1.8 [pg].
 Diámetro exterior: 3.25 [pg].
 Longitud: 328 [pg].

Tubería Flexible: Diámetro interior: 2 [pg].
 Diámetro exterior: 2.375 [pg]
 Longitud: 2789 [pg].

Barrena: Diámetro de toberas: 12/32 [pg].
 Número de toberas: 3

Las condiciones mecánicas del pozo son las siguientes:

- Tubería de revestimiento de 0 a 2461 [pies], con diámetro interior de 5 [pg].
- Pozo descubierto de 2461 a 3117 [pies], con diámetro interior de 4.375 [pg].

Sistema para Analizar la Perforación Bajo Balance

- Se presenta afluencia de 100 scfm de gas a los 2625 pies, a la profundidad de 2789 pies hay una afluencia de aceite de 90 gpm y en los 3117 pies, el agua que aporta un acuífero asociado al yacimiento es de 30 gpm.
- Las presiones de poro y fractura en la superficie son: 20 y 170 psig respectivamente, así como, 950 y 1280 psig en el fondo del pozo.

Los parámetros de operación para llevar a cabo la perforación bajo balance son:

- Gastos de inyección de gas y líquido de 800 scfm y 60 gpm, respectivamente, a una temperatura de inyección de 50 °F.
- La temperatura de superficie es de 50 °F, con un gradiente geotérmico de 1°F / 100 pies.
- Se utilizará la ecuación de estado de los gases reales.
- El tipo de gas utilizado es Nitrógeno.
- El líquido utilizado en la inyección tiene una densidad de 9.18 lb/gal y una viscosidad de 11.5 cp.
- Los recortes tienen un diámetro de promedio de 0.125 μ m, con una densidad específica de 2.59.
- La velocidad de penetración es de 25 [pies/hr], con un tipo de formación de calizas y lutitas.
- Se utilizará el modelo reológico de Plástico de Bingham.
- La presión en el estrangulador es de 40 psig.

Cabe recordar que los datos que tendrán variación, para realizar ajustes y mantener la perforación bajo balance, serán los gastos de inyección y la presión en el estrangulador. También, como puede observarse en la Figura 4.4, las condiciones mecánicas del pozo permitirán tener un sobre balance en la zona ademada.

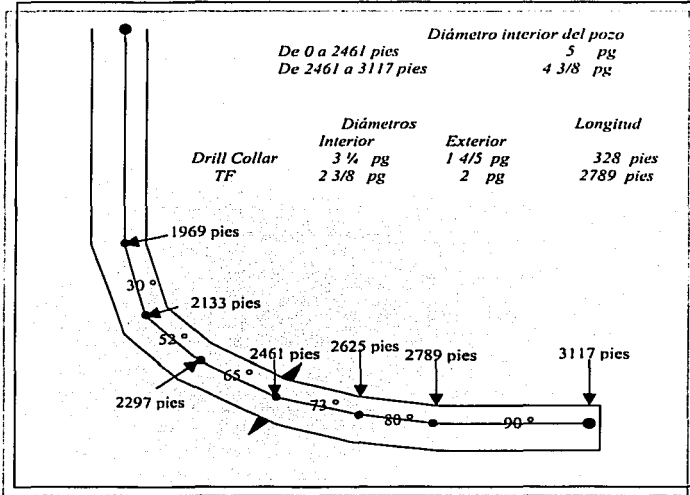


Figura 4.4 Esquema del pozo.

Resultados y Análisis.

1. Con los gastos iniciales de inyección de 800 scfm de gas y 60 gpm de líquido, se proporciona el bajo balance en toda la zona descubierta, pero la diferencia entre las presiones hidrostática y de poro podría ocasionar que las paredes del pozo no tengan una buena contención y se derrumben; así como, permite que haya una mayor entrada de fluido de la formación al pozo, de tal manera que puede sobrepasar la capacidad del manejo, de éste en la superficie (Figura 4.5). Por tales motivos, se deberán ajustar los gastos de inyección para que proporcionen una menor diferencia de presión entre la columna hidrostática y la presión de poro.

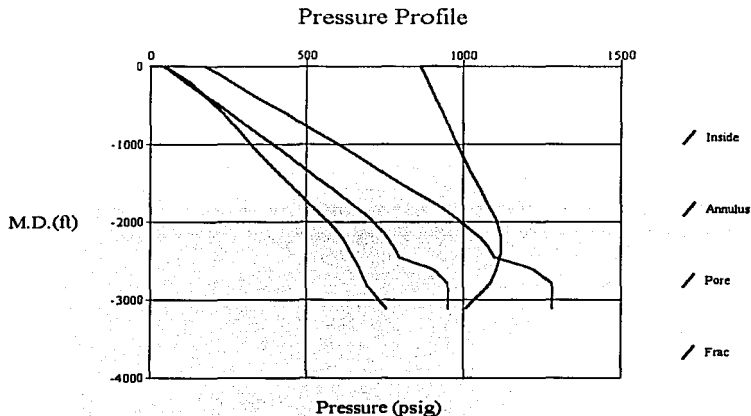


Figura 4.5 Gráfica de presiones para las condiciones iniciales.

2. Los gastos de inyección podrán variar, de acuerdo a las limitantes del equipo y de superficie, como son la capacidad de manejo de los fluidos en la superficie, la capacidad de presiones y en gastos de inyección o en la cantidad de gas que se pueda generar. Al realizar los ajuste en los gastos y presión en el estrangulador, puede haber muchas combinaciones como por ejemplo: 200 scfm de gas y 85 gpm de líquido; con una presión en el estrangulador de 40 psig. Otra combinación con la cual se obtienen mejores resultados en la calidad de la espuma es con un gasto de 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una presión en el estrangulador de 245 psig; con estos datos, la variación de la presión que se obtiene es menor que con los gastos iniciales, esta variación se muestra en la siguiente gráfica:

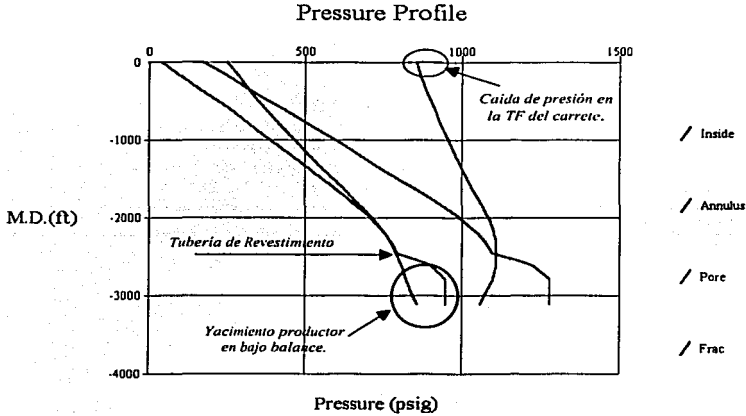


Figura 4.6 Gráfica de presiones en el pozo para 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

Como se puede observar en la gráfica, la presión en el espacio anular es menor que la presión de poro en la zona del yacimiento; en esta lo que se pretende es minimizar el daño, principalmente. La diferencia de presiones hidrostática y de poro, permite controlar de una mejor manera la entrada de fluidos al pozo y minimizar el riesgo de derrumbe.

En la gráfica se muestra que se tienen condiciones de sobre balance de 0 a 2100 pies, aproximadamente e inclusive la presión en el espacio anular sobrepasa la presión de fractura de 0 a 350 pies; sin embargo, no tiene ningún efecto sobre las formaciones, debido a la tubería de revestimiento que se localiza de 0 a 2461 pies.

Como resultado del análisis, la presión en inyección deberá ser de 934.6 psig, para mantener las condiciones mostradas y un bajo balance apropiado. La

presión en el fondo del pozo es de 860.3 psig y en el estrangulador de 245.6 psig.

3. La elección de los gastos de inyección y la presión en el estrangulador se debe a la propiedad de la calidad de la espuma. Con un gasto menor de gas la calidad en el interior y en el espacio anular caerá casi en el extremo de los líquidos, desestabilizando completamente a la espuma. Por tal motivo se eligió el gasto de 700 scfm de gas; aún así, la calidad sufre una disminución, debido a la entrada de agua y aceite que se tiene en el pozo, recordando que la calidad de la espuma se ve afectada por la presencia de aceite. La siguiente gráfica muestra la variación de la calidad de la espuma en el interior de la tubería flexible y en el espacio anular, para las condiciones dadas.

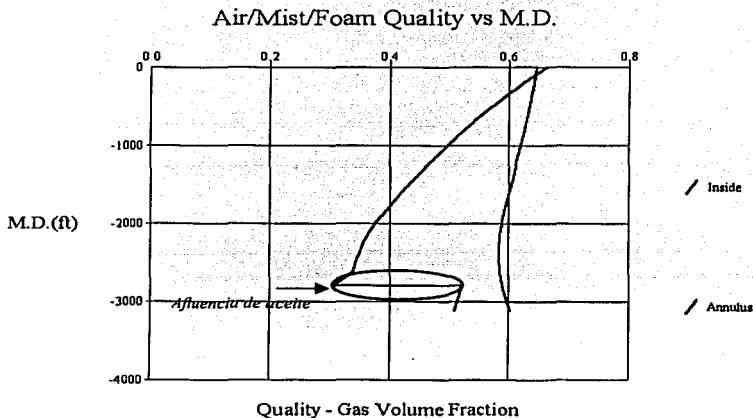


Figura 4.7 Gráfica de calidad de la espuma con inyección de 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

Como puede observarse, la calidad en el interior de la tubería decrece debido al incremento de la presión y la temperatura, ya que la espuma se compone de gas, el cual es muy compresible y está en función de estos dos factores.

Al salir el fluido al espacio anular, el gas comienza a expandirse, aumentando la calidad de la espuma; normalmente la expansión del gas aumentará conforme decrece la presión en el espacio anular, debido a que la columna hidrostática es menor. Pero en este caso, la calidad decrece drásticamente a la profundidad de 2789 pies debido a la afluencia de 90 gpm de aceite, aumentando después con la afluencia y expansión del gas, hasta alcanzar la calidad de 0.684.

4. La siguiente gráfica representa la variación de la densidad de la espuma en el pozo.

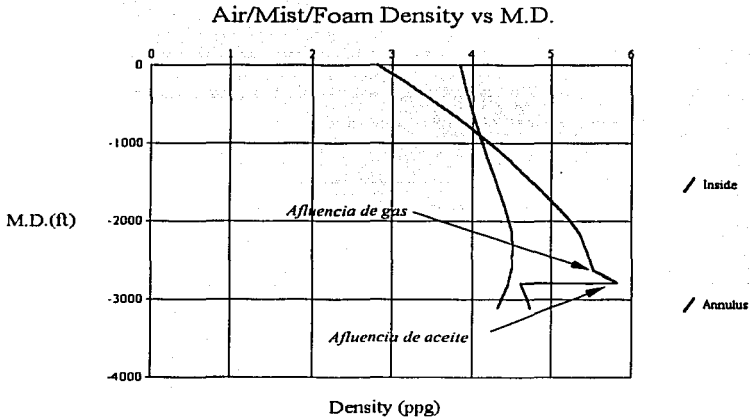


Figura 4.8 Densidad de la espuma con inyección de 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

Sistema para Analizar la Perforación Bajo Balance

En el interior de la tubería, la densidad aumenta debido a la presión, en la parte final del interior de la tubería se muestra como la densidad comienza a disminuir, ya que parte de la presión se convierte en energía cinética al cambiar el diámetro de la tubería flexible a los lastrabarrena. En el espacio anular es afectada por tres factores; uno la disminución de la presión con la profundidad, lo cual provoca que el gas se expanda y la densidad disminuya; segundo por la afluencia de aceite, que provoca que la densidad aumente drásticamente a los 2789 pies y tercero la afluencia de gas a los 2625 pies generando un mayor aligeramiento de la columna; aunado a esto, la expansión del gas de afluencia y del inyectado será otro factor para que la densidad disminuya.

5. La comparación de las velocidades entre el fluido y los sólidos, es importante para observar si se tiene un adecuado acarreo y limpieza de los recortes hacia la superficie.

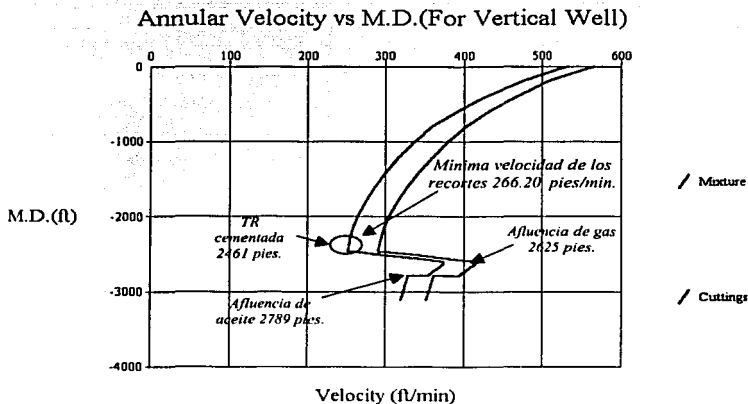


Figura 4.9 Velocidad del fluido y de recortes con inyección de 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una p estrangulador = 245 psig.

Si en la velocidad de los sólidos se obtuvieran valores negativos, indicará que los sólidos se estarán asentando o generando anillos alrededor de la tubería de perforación, lo cual puede provocar serios problemas en la perforación.

La gráfica anterior muestra la comparación de estas velocidades; como se puede observar, la velocidad del fluido anular es mayor que la velocidad de los recortes en todo el pozo; además, en ningún punto se generan velocidades negativas de los recortes, lo cual indica que los sólidos están siendo llevados correctamente a la superficie.

Por lo general, al pasar del diámetro de los lastrabarrena a la tubería de perforación, la velocidad del fluido tiende a disminuir; sin embargo, en este ejemplo sucede lo contrario debido a la afluencia de agua a los 3117 pies y de aceite generada a los 2789 pies. Aumentando la velocidad hasta alcanzar la profundidad donde hay afluencia de gas, donde comienza a disminuir por la presencia de este fluido (de análisis realizados por R. R. Ángel se concluyó que el gas debe alcanzar una velocidad determinada para proporcionar un acarreo eficiente) alcanzando una velocidad mínima de 251.90 pies/min a los 2461 pies. De este último punto hacia la superficie, la velocidad se incrementa de manera uniforme.

6. MUDLITE 1.0 permite realizar un análisis de sensibilidad de la influencia de algunos parámetros de operación sobre la velocidad de levantamiento de los recortes, particularmente donde se presenta la velocidad mínima de éstos; los parámetros son: los gastos de inyección, la presión en el estrangulador, la velocidad de penetración y el tamaño de los recortes que se estén generando en la perforación.

Como se observa en la Figura 4.10, la velocidad de los recortes disminuirá con el aumento del tamaño de éstos y con el aumento de la presión en el estrangulador; por el contrario, su velocidad aumentará si los gastos de inyección aumentan, ya sea de gas o líquido, presentándose mayor velocidad

con el aumento del gasto de gas. Por otro lado, la velocidad de los recortes no se ve afectada con el aumento o disminución de la velocidad de penetración. Cabe recordar que el análisis es en la profundidad de 2461 pies, donde se presenta la velocidad mínima de los recortes, tomando como base que, en esta profundidad es donde se podrían generar problemas al variar algunos de estos parámetros.

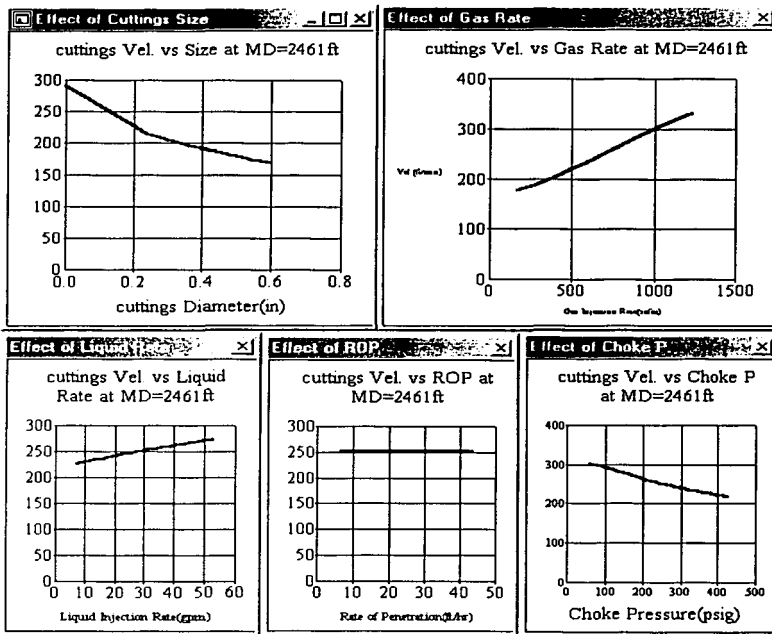


Figura 4.10 Análisis de sensibilidad de la velocidad de los recortes con la variación de algunos parámetros.

7. Con una velocidad del fluido apropiada, además de otros factores como viscosidad, densidad, etc., se tendrá una relación de transporte adecuada como sucede en este caso.

La relación de transporte es positiva en todo el espacio anular, lo que indica que no se tiene asentamiento de sólidos. En este caso, el valor más bajo de relación de transporte es de 0.863 a la profundidad de 2461 pies, que es donde se presenta la velocidad mínima de los recortes y del fluido en el anular.

En este caso, la relación de transporte se ve afectada en una pequeña proporción por las afluencias y la disminución de la velocidad.

Cuttings Transport Ratio vs MD(For Vertical Well)

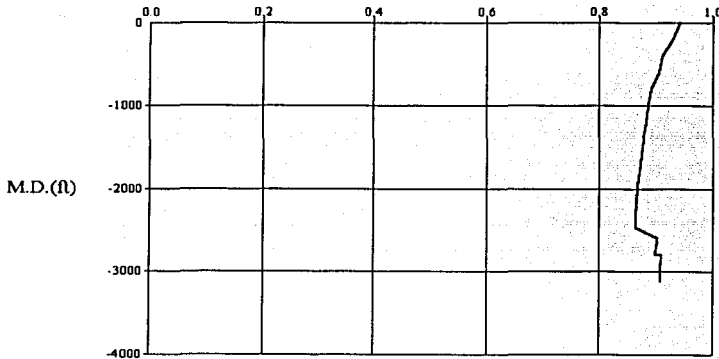


Figura 4.11 Relación de transporte con inyección de 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

8. La gráfica correspondiente al factor de fricción se muestra en la Figura 4.11. En el interior de la tubería flexible enrollada en el carrete, el factor de fricción aumenta debido a que el gasto de gas es mayor, generando mayor velocidad

y por consiguiente aumentando el factor de fricción. Ya en el interior de la tubería, la presión y temperatura hacen que el gas se comprima generando que el factor de fricción disminuya.

En el espacio anular el gas comienza a expandirse y aumenta la velocidad; con esto el factor de fricción aumenta en una proporción pequeña por la presencia de agua en el fondo, hasta que se presenta la afluencia de aceite; donde la afluencia de aceite hace que el factor de fricción disminuya drásticamente por el aumento de la viscosidad y la velocidad que se presenta, al mezclarse con el fluido de perforación.

Esto se puede observar a partir de la ecuación del Número de Reynolds, donde la velocidad y la viscosidad intervienen, para después determinar el factor de fricción. Para esta ecuación, la velocidad de flujo es directamente proporcional, mientras que la viscosidad es inversamente proporcional, con lo cual se puede observar el comportamiento de la gráfica.

Fanning Friction Factor vs M.D. (Trans. Foam Qual. =97%)

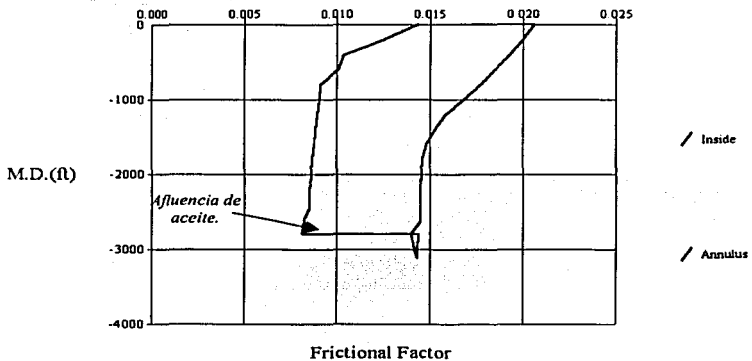


Figura 4.12 Factor de fricción con inyección de 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

La entrada de aceite aumenta la viscosidad de la mezcla a los 2789 pies, por lo que el factor de fricción disminuye; mientras que la entrada de gas incrementa la velocidad de la mezcla en el anular, aumentando el factor de fricción.

9. MUDLITE 1.0, también muestra la gráfica de la variación del factor de compresibilidad Z en el interior de la tubería y en el espacio anular, Figura 4.13.

En el interior de la tubería de perforación Z disminuye, por el efecto de la presión y temperatura sobre la fase gaseosa que compone al fluido de perforación; por otro lado éste aumenta en la parte de los lastrabarrenas, que es donde se transforma la energía potencial en energía cinética por la reducción del diámetro, permitiendo que el gas se expanda ligeramente.

En el espacio anular, el gas comienza a expandirse y la temperatura disminuye, por lo cual el factor Z comienza a aumentar casi de manera lineal, como se muestra en la gráfica, hasta llegar a la profundidad de 2625 pies donde el factor Z aumenta con una mayor pendiente en un longitud pequeña del pozo relativamente; esto se debido a la afluencia de gas a esta profundidad; después, el factor Z aumenta con una tendencia lineal, hasta alcanzar el valor máximo de 0.910 en la superficie.

10. MUDLITE 1.0 también permite ver la variación de los resultados anteriores en un esquema del pozo, en el cual muestra detalladamente las profundidades de afluencia de los diferentes fluidos de las formaciones; así como, la inclinación del pozo.

Como resultado de este ejemplo, se muestra solamente el esquema del pozo (Figura 4.14), ya que la variación de los diferentes parámetros se detallan más en las gráficas presentadas anteriormente.

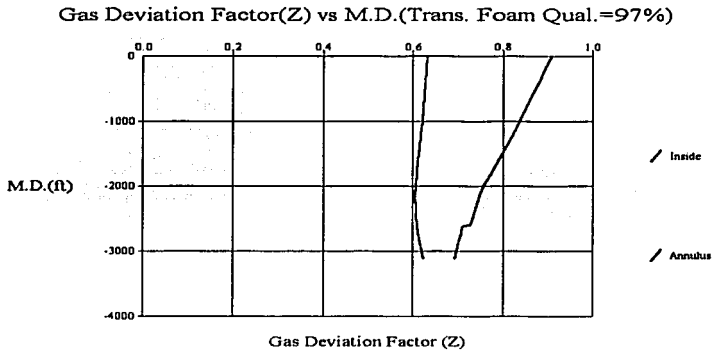


Figura 4.13 Factor de compresibilidad Z con inyección de 700 scfm de gas, 30 gpm de líquido y una $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

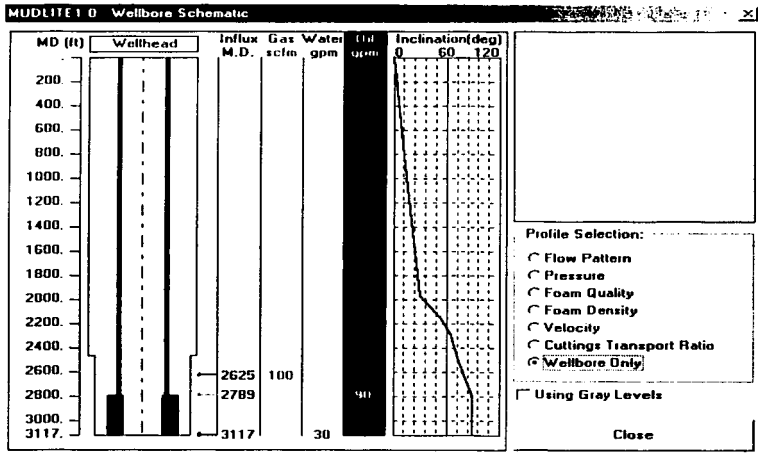


Figura 4.14 Esquema del pozo, MUDLITE 1.0.

11. MUDLITE 1.0 puede realizar otro análisis de sensibilidad, ahora sobre algunos de los parámetros como presión, calidad, velocidad y densidad anular, dentro de un rango de gastos de inyección, de presión en el estrangulador y de velocidad de penetración. Para este ejemplo, las gráficas obtenidas se muestran en las Figuras 4.15 a 4.18, donde se pueden observar las variaciones.

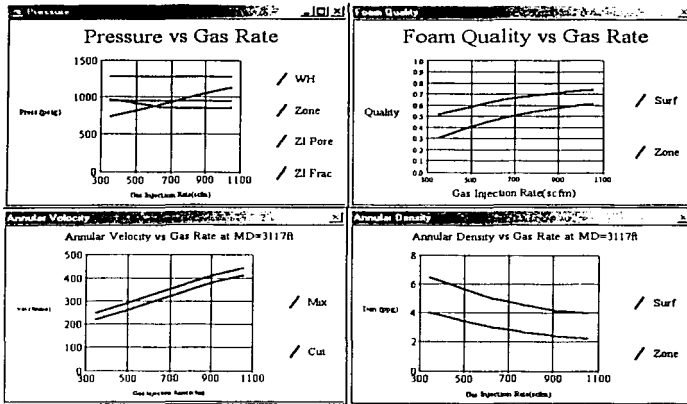


Figura 4.15 Análisis de parámetros con la variación del gasto de gas de inyección.

12. Para concluir con los resultados, MUDLITE 1.0 arroja una serie de tablas donde se especifican las variaciones de cada parámetro cada 200 pies y en cada punto de interés, como en el caso del cambio de diámetro, zonas de afluencia, en la inyección, fondo del pozo, superficie, etc.

Por razones prácticas, se presenta la Tabla 4.7 resumida con los resultados obtenidos por el programa en la inyección, fondo del pozo y superficie, entre otros.

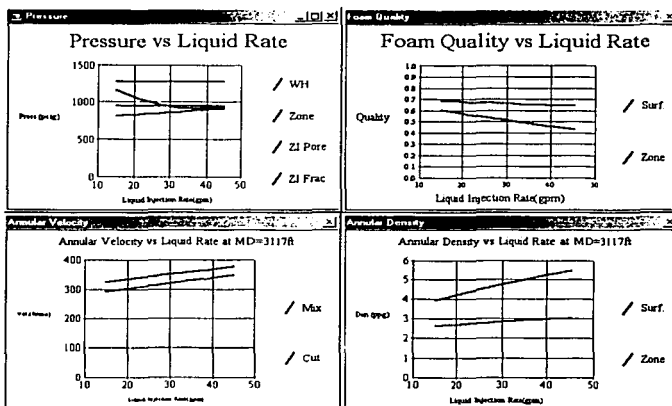


Figura 4.16 Análisis de parámetros con la variación del gasto de líquido de inyección.

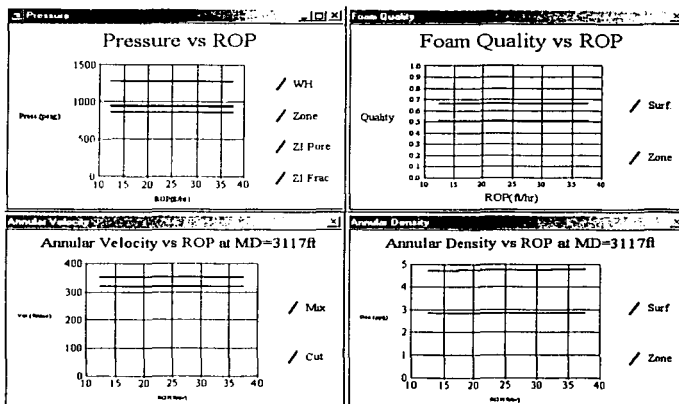


Figura 4.17 Análisis de parámetros con la variación de la velocidad de penetración.

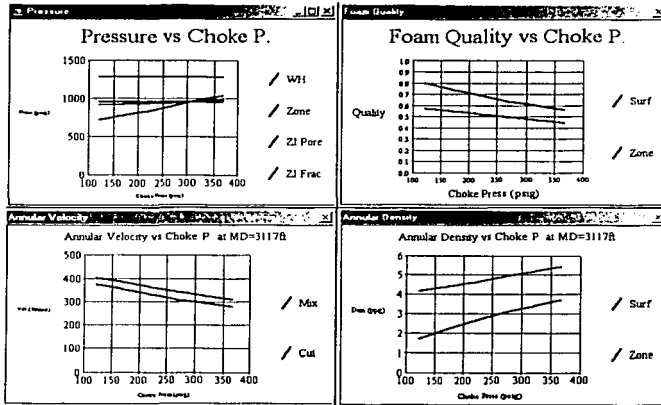


Figura 4.18 Análisis de parámetros con la variación de la presión en el estrangulador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Reporte MUDLITE1 con $q_r = 700$ scfm, $q_l = 30$ gpm y $P_{estrang.} = 245$ psig.	
$P_{inyección}$ [psig].	856.1
$P_{arriba\ de\ la\ bna}$ [psig].	886.0
$\Delta P_{en\ la\ bna}$ [psig].	25.8
BHP [psig].	860.3
$P_{estrangulador}$ [psig].	245.6
$\Gamma_{inyección}$	0.647
$\Gamma_{arriba\ de\ la\ bna}$	0.604
Γ_{BH}	0.510
Γ_{sup}	0.663
$P_{inyección}$ [ppg].	3.85
$P_{arriba\ de\ la\ bna}$ [ppg].	4.32
P_{BH} [ppg].	4.75
$P_{sup. (anular)}$ [ppg].	2.83
U_{BH} [ft/min]	351.59
$U_{recortes\ en\ el\ BH}$ [ft/min].	319.34
$U_{fluido\ en\ la\ sup.}$ [ft/min].	564.13
$U_{recortes\ en\ la\ sup.}$ [ft/min].	532.71
$U_{mínima\ de\ los\ recortes}$ [ft/min].	251.90
MD (velocidad mínima) [ft]	2461.0
RT_{BT}	0.908
$RT_{sup.}$	0.944
$RT_{mínima\ de\ los\ recortes}$	0.863
Factor $f_{inyección}$	0.021
Factor $f_{arriba\ de\ la\ bna}$	0.014
Factor f_{BH}	0.014
Factor $f_{sup. (anular)}$	0.014
Factor $Z_{inyección}$	0.632
Factor $Z_{arriba\ de\ la\ bna}$	0.625
Factor Z_{BH}	0.696
Factor $Z_{sup. (anular)}$	0.910

Tabla 4.7 Resultados de los parámetros analizados en la perforación bajo balance.

Como se ha observado, los resultados han sido satisfactorios para llevar a cabo la perforación bajo balance, variando los gastos de inyección y la presión en el estrangulador. Ahora se realizarán cambios en los gastos de afluencia de la formación hacia el pozo, para analizar el efecto de estos en la perforación bajo balance. Los resultados se presentarán en tablas, así como en algunas de las gráficas para ver los efectos.

Caso A.1 (sin afluencia de las formaciones).

En este caso se suprimirá la afluencia de gas, aceite y agua de las formación hacia el pozo y se mantendrán los gastos de inyección de 700 scfm y 30 gpm de gas y líquido respectivamente, con una presión en el estrangulador de 245 psig, para ver como afecta al bajo balance.

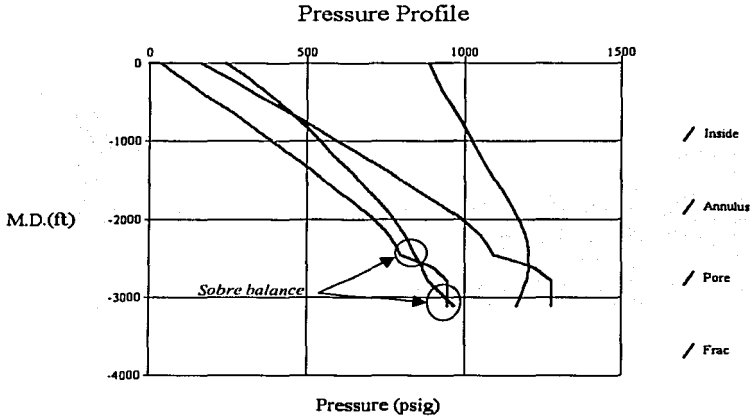


Figura 4.19 Perfil de presión sin afluencia y gastos de 700 scfm de gas y 30 gpm de líquido; $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

Como se puede observar en la gráfica de presiones, la presión de poro es excedida por la hidráulica, y la velocidad del fluido y de los recortes presenta cambios donde anteriormente se presentaban las afluencias. Ahora la velocidad de ambos disminuye por los cambios de diámetro y por la expansión de gas, en vez de aumentar (fenómeno que se presenta por la afluencia de aceite).

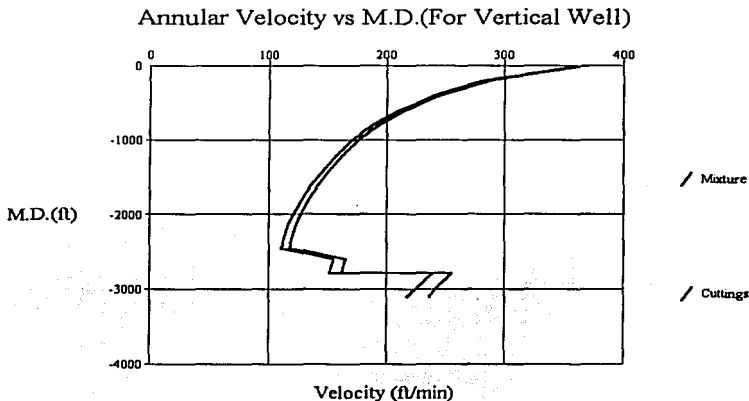


Figura 4.20 Velocidad del fluido y recortes sin afluencia con gastos de 700 scfm de gas y 30 gpm de líquido; $p_{\text{estrangulador}} = 245$ psig.

Las demás gráficas tienen una variación mínima con respecto a las gráficas anteriores; por ejemplo, la calidad de la espuma aumenta debido a que la afluencia de aceite y agua ya no se presenta, el factor de fricción ya no disminuye drásticamente por la presencia de aceite, la densidad aumenta, etc. Estas gráficas no se incluyen por la similitud y poca variación.

El siguiente paso es realizar el ajuste de los gastos de inyección para que la diferencia de presiones proporcione nuevamente un bajo balance. Los gastos de inyección obtenidos para ajustar la presión hidrostática son 750 scfm de gas y 47 gpm de líquido, con una presión en el estrangulador de 200 psig. La variación de la presión se muestra en la Figura 4.21 y los resultados en la Tabla 4.8.

Como se puede observar, se variaron los gastos y la presión de inyección, sin embargo, se puede obtener la condición de bajo balance tan solo con variar uno de los parámetros, como se muestra a continuación:

Gasto de gas [scfm]	Gasto de líquido [gpm]	p estrangulador [psig].
700 (constante)	30 (constante)	[57 – 73]
700 (constante)	[45 – 50]	245 (constante)
[500 – 550]	30 (constante)	245 (constante)

Como se puede observar en los resultados obtenidos en la Tabla 4.8, después de hacer los ajustes de gastos de inyección y presión en el estrangulador, la calidad de la espuma se encuentra dentro del rango descrito por Mitchell de 55 – 97 %, proporcionando una espuma estable, y condiciones de bajo balance en el pozo descubierto, como lo muestra la gráfica de presiones en la Figura 4.21.

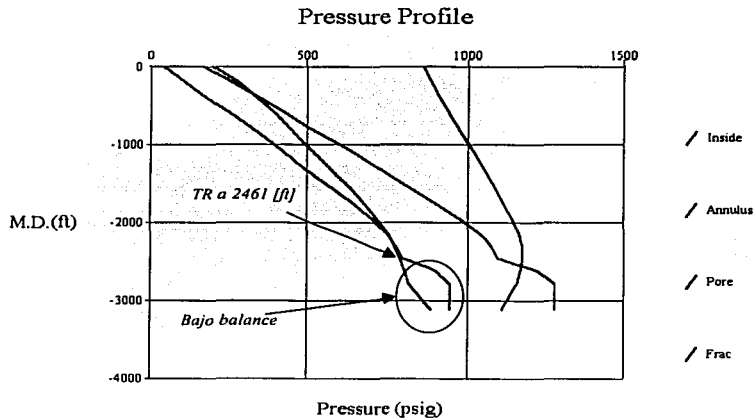


Figura 4.21 Perfil de presión sin afluencia y gastos ajustados a 750 scfm de gas y 45 gpm de líquido; $p_{\text{estrangulador}} = 200$ psig.

El que se varíe un o varios parámetros de operación, dependerá de factores tales como:

- Capacidad de manejo de fluidos en la superficie (separadores, almacenamiento, etc.)
- Características del equipo de control (p. ej. presión máxima de operación del preventor).
- Capacidad del equipo de inyección.
- Capacidad del equipo para genera el nitrógeno (en este caso).
- Disponibilidad de material para ajustar el fluido de perforación.

Caso A.2 (sólo afluencia de gas).

Después de analizar la perforación sin ningún tipo de afluencia, se procederá a variar la afluencia de sólo gas a diferentes profundidades y con gastos de inyección de 200 scfm de gas, 85 gpm de líquido y una presión en el estrangulador de 40 psig. Como inicio se supondrá afluencia de 250 scfm de gas a profundidades de 2500, 2625, 2789 y 3117 pies, respectivamente.

En todos los casos en los que la afluencia de gas de 250 scfm varía de profundidad, el bajo balance pudiese provocar que el pozo se desestabilice. Por lo cual habrá que ajustar los parámetros de operación; los resultados obtenidos con los ajustes se presentan también en la Tabla 4.8 y se obtienen gráficas de presiones similares a la Figura 4.22.

Si se varía sólo un parámetro al tener el gasto de gas a diferentes profundidades, los resultados que se obtienen son los siguientes:

Gasto de gas [scfm]	Gasto de líquido [gpm]	p estrangulador [psig].
200 (constante)	85 (constante)	[190 - 205]
200 (constante)	[140 - 160]	40 (constante)
[-]	85 (constante)	40 (constante)

Como se puede observar, no hay gasto de gas debido a que aunque se deje de inyectar gas, la diferencia de presiones puede provocar que el pozo se desestabilice.

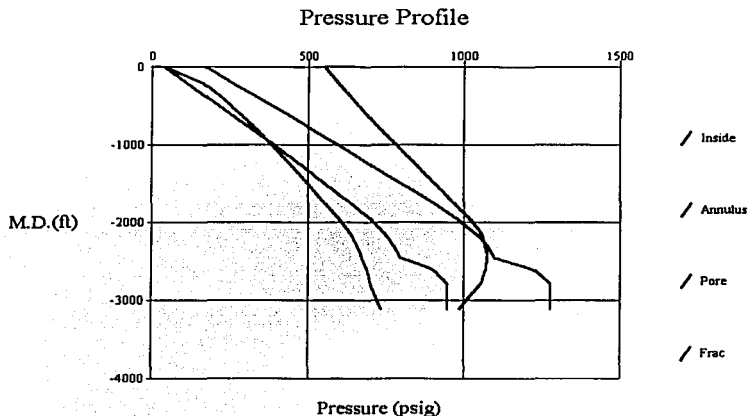


Figura 4.22 Perfil de presión con afluencia de gas y gastos ajustados a 200 scfm de gas y 85 gpm de líquido; Pestrangulador = 40 psig.

No se presentan las gráficas de los demás parámetros en cuestión, por que su variación no es muy diferente a la obtenida con anterioridad; la capacidad de acarreo y la velocidad en el anular son aceptables, como se aprecia en la tabla anterior, su comportamiento es similar en todos los casos. Esta tabla muestra los resultados después de los ajustes realizados a los gastos de inyección y presión en el estrangulador para tener un bajo balance adecuado.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

REPORTES	Sin ningún tipo de afluencia		Gasto de afluencia 250 [scfm] de gas a 2500 [ft]	Gasto de afluencia 250 [scfm] de gas a 2625 [ft]	Gasto de afluencia 250 [scfm] de gas a 2789 [ft]	Gasto de afluencia 250 [scfm] de gas a 3117 [ft]				
Q _g iny. [scfm]	700	750	200	80	200	90	200	90	200	90
Q _l iny. [qpm]	30	47	85	125	85	125	85	125	85	125
P _{estrangulador} [psig]	245	200	40	90	40	90	40	90	40	90
P _{inyección} [psig]	892.2	867.9	539.5	846.9	539.8	853.4	539.3	854.2	548.4	869.6
P _{arriba de la bna} [psig]	994.5	938.3	783.3	1013.2	782.5	1010.7	783.1	1011.7	798.3	1029.0
Δ P _{en la bna} [psig]	22.8	46.0	73.3	128.4	73.3	129.4	73.3	129.4	72.8	129.2
P _{BHP} [psig]	971.6	892.3	710.0	884.7	709.2	881.3	709.8	882.3	725.5	899.8
P _{estrangulador} [psig]	245.1	200.2	40.2	99.2	40.2	99.5	40.2	99.5	40.2	99.5
Γ _{inyección}	0.631	0.550	0.264	0.049	0.264	0.054	0.264	0.054	0.260	0.052
Γ _{arriba de la bna}	0.568	0.492	0.152	0.034	0.153	0.038	0.152	0.038	0.149	0.037
Γ _{BH}	0.633	0.574	0.215	0.052	0.215	0.059	0.215	0.058	0.381	0.204
Γ _{sup}	0.897	0.880	0.905	0.694	0.905	0.699	0.905	0.699	0.905	0.699
P _{inyección} [ppg]	4.03	4.66	6.88	8.78	6.88	8.74	6.88	8.74	6.92	8.75
P _{arriba de la bna} [ppg]	4.71	5.26	7.93	8.91	7.93	8.88	7.93	8.88	7.96	8.89
P _{BH} [ppg]	4.04	4.45	7.38	8.78	7.38	8.72	7.38	8.72	5.89	7.44
P _{sup} [anular] [ppg]	1.14	1.25	0.91	2.86	0.91	2.81	0.91	2.81	0.91	2.81
U _{BH} [ft/min]	236.35	317.31	310.63	377.73	310.73	380.32	310.65	380.28	394.05	450.05
U _{recortes en el BH} [ft/min]	217.09	293.10	286.59	353.54	286.70	356.16	286.62	356.12	368.92	425.97
U _{fluido en la sup} [ft/min]	371.61	499.80	1132.10	517.92	1132.10	526.97	1132.10	526.97	1132.10	526.97
U _{recortes en la sup} [ft/min]	367.89	494.90	1127.04	503.85	1127.04	513.16	1127.04	513.16	1127.04	513.16
U _{mínima de los recortes} [ft/min]	111.76	137.07	158.69	180.13	158.69	181.40	158.69	181.40	158.69	181.40
MD _{velocidad mínima} [ft]	2461	2641	2641	2461	2641	2461	2641	2461	2641	2461
RT _{BH}	0.919	0.924	0.923	0.936	0.923	0.936	0.923	0.936	0.936	0.947
RT _{sup}	0.990	0.990	0.996	0.973	0.996	0.974	0.996	0.974	0.996	0.974
RT _{mínima de los recortes}	0.939	0.882	0.862	0.882	0.862	0.882	0.862	0.882	0.862	0.882
Factor f _{inyección}	0.018	0.012	0.009	0.007	0.009	0.007	0.009	0.007	0.009	0.007
Factor f _{arriba de la bna}	0.014	0.011	0.008	0.007	0.008	0.007	0.008	0.007	0.008	0.007
Factor f _{BH}	0.084	0.039	0.013	0.010	0.013	0.010	0.013	0.010	0.015	0.012
Factor f _{sup} [anular]	0.488	0.249	0.149	0.034	0.149	0.034	0.149	0.034	0.149	0.034
Factor Z _{inyección}	0.615	0.627	0.782	0.637	0.782	0.634	0.782	0.633	0.778	0.626
Factor Z _{arriba de la bna}	0.593	0.609	0.660	0.588	0.660	0.588	0.660	0.588	0.655	0.584
Factor Z _{BH}	0.655	0.684	0.752	0.687	0.753	0.688	0.752	0.688	0.829	0.829
Factor Z _{sup} [anular]	0.904	0.922	0.986	0.976	0.986	0.975	0.986	0.975	0.986	0.975

Tabla 4.8 Resultados de MUDLITE1 para afluencia de gas.

A continuación se variará la afluencia de gas de 500 y 750 scfm a tres profundidades distintas. Los resultados arrojados por el programa se muestran en la Tabla 4.9 y como se puede observar, las afluencias de gas al pozo podrán provocar, dentro de cierto rango, que el pozo se desestabilice. Con los ajustes realizados en los gastos de inyección, se genera menor diferencia en las presiones reduciendo el gasto de inyección y aumentando el del líquido, combinado con un aumento en la presión del estrangulador.

Por otro lado, el fluido en el interior de la tubería tenderá a ser fluido aireado ya que la inyección de gas se reduce y la del líquido aumenta.

Como se mencionó anteriormente, los ajustes dependerán de la capacidad de manejo de fluidos en la superficie y de operación del equipo, por lo que los ajustes pueden variar drásticamente.

Como muestra de lo anterior, por ejemplo, con una afluencia de gas de 750 scfm a 3117 pies, los gastos de inyección de líquido y gas son 50 scfm y 130 gpm, con una presión en el estrangulador de 150 psig; con los cuales se tiene una condición bajo balance, velocidad del fluido, capacidad de acarreo de los recortes y calidad en el espacio anular apropiados.

Sin embargo, con gasto de inyección de 300 scfm de gas, 80 gpm de líquido y una presión en el estrangulador de 100 psig, también se tienen condiciones de bajo balance apropiadas.

En este caso de pozo inclinado, si el gasto de gas excede los 1000 scfm, en vez de aumentar el bajo balance, se comenzará a perforar en condiciones de sobre balance; esto debido a que la cantidad de gas será mayor y tenderá a fluir más rápido que el fluido de perforación, generando presión en el fondo por expansión. Lo contrario sucede en un pozo vertical, donde el área de flujo se cubre completamente con la entrada de gas.

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

REPORTES	Afluen de 500 [scfm] de gas a 2625 [ft]	Afluen de 500 [scfm] de gas a 2789 [ft]	Afluen de 500 [scfm] de gas a 3117 [ft]	Afluen de 750 [scfm] de gas a 2625 [ft]	Afluen de 750 [scfm] de gas a 2789 [ft]	Afluen de 750 [scfm] de gas a 3117 [ft]
Q _g iny. [scfm]	200	80	200	75	200	80
Q _l iny. [gpm]	85	130	85	130	85	130
P _{estrangulador} [psig]	40	130	40	135	40	135
P _{inyección} [psig]	556.3	885.8	557.2	888.1	575.6	921
P _{camba de la bna} [psig]	811.3	1009.9	812.8	1016.6	842.7	1048.2
Δ P _{en la bna} [psig]	72.4	138.8	72.3	138.2	71.5	138.3
BHP [psig]	738.9	870.7	740.5	878.4	771.2	909.9
P _{estrangulador} [psig]	40.3	145.4	40.3	150.3	40.3	145.4
f _{inyección}	0.256	0.044	0.256	0.041	0.248	0.041
f _{camba de la bna}	0.147	0.033	0.147	0.031	0.141	0.031
f _{BH}	0.206	0.051	0.206	0.048	0.48	0.305
f _{sup}	0.936	0.734	0.936	0.726	0.936	0.734
inyección [ppg]	6.96	8.82	6.96	8.85	7.03	8.85
P _{camba de la bna} [ppg]	7.98	8.92	7.98	8.94	8.03	8.94
P _{BH} [ppg]	7.46	8.78	7.47	8.81	5.02	6.54
P _{sup. (anular)} [ppg]	0.61	2.51	0.61	2.58	0.61	2.51
v _{BH} [ft/min]	307.14	392.48	306.96	390.98	468.88	535.99
v _{recortes en el BH} [ft/min]	283.15	368.28	282.96	366.76	442.64	511.41
v _{fluido en la sup.} [ft/min]	1700.28	619.9	1700.28	603.11	1700.28	619.9
v _{recortes en la sup.} [ft/min]	1696.67	608.1	1696.67	590.92	1696.67	608.1
v _{mínima de los recortes} [ft/min]	173.92	225.96	196.85	224.85	196.85	225.96
MD _{velocidad mínima} [ft]	2789	2641	2461	2641	2461	2641
RT _{BH}	0.992	0.938	0.992	0.938	0.944	0.954
RT _{sup.}	0.998	0.981	0.998	0.98	0.998	0.981
RT _{mínima de los recortes}	0.879	0.901	0.88	0.9	0.88	0.901
Factor f _{inyección}	0.009	0.007	0.009	0.007	0.009	0.007
Factor f _{camba de la bna}	0.008	0.007	0.008	0.006	0.008	0.006
Factor f _{BH}	0.013	0.01	0.013	0.01	0.015	0.012
Factor f _{sup. (anular)}	0.209	0.039	0.209	0.038	0.209	0.039
Factor Z _{inyección}	0.775	0.618	0.774	0.617	0.776	0.601
Factor Z _{camba de la bna}	0.650	0.589	0.650	0.587	0.639	0.579
Factor Z _{BH}	0.742	0.692	0.741	0.689	0.848	0.857
Factor Z _{sup. (anular)}	0.998	0.971	0.998	0.97	0.988	0.971

Tabla 4.9 Resultados de MUDLITE1 con afluencia de gas.

Caso A.3 (sólo afluencia de aceite).

El procedimiento para el caso del aceite se realiza a las mismas profundidades de 2625, 2789 y 3117 pies, con gastos de 25, 50 y 100 gpm. Los resultados obtenidos por MUDLITE 1.0 se presentan en las Tablas 4.10 y 4.11, para los diferentes datos.

Primeramente se realizarán las corridas con los datos de 150 scfm, 95 gpm y 48 psig, los cuales son otros parámetros con los cuales se puede generar la condición de bajo balance, correspondientes al caso en el que no hay afluencia en la formación; posteriormente, se ajustarán dependiendo de los requerimientos de la perforación bajo balance, mostrándose los resultados en las Tablas 4.10 y 4.11.

Las gráficas que representan el comportamiento de la perforación con una afluencia de aceite, son similares con la variación de ésta; por lo cual se muestran a continuación los resultados con una afluencia de 100 gpm.

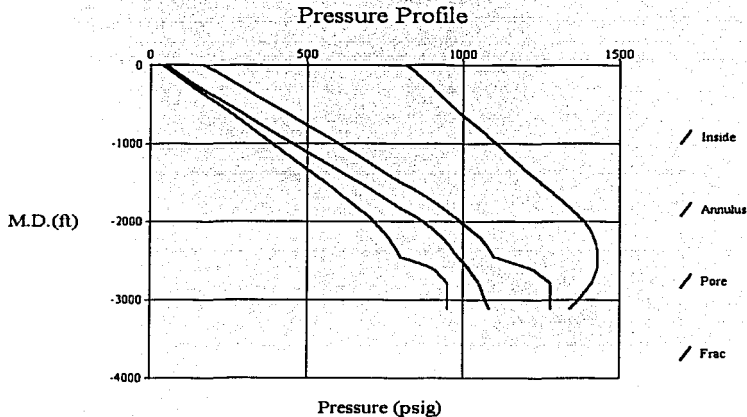


Figura 4.23 Perfil de presión con afluencia de aceite de 100 gpm.

Como se observa, la presión hidrostática es mayor que la presión de poro, con lo cual se pierde el bajo balance. Los datos de ajuste para seguir manteniendo el bajo balance se presentan en las Tablas 4.10 y 4.11.

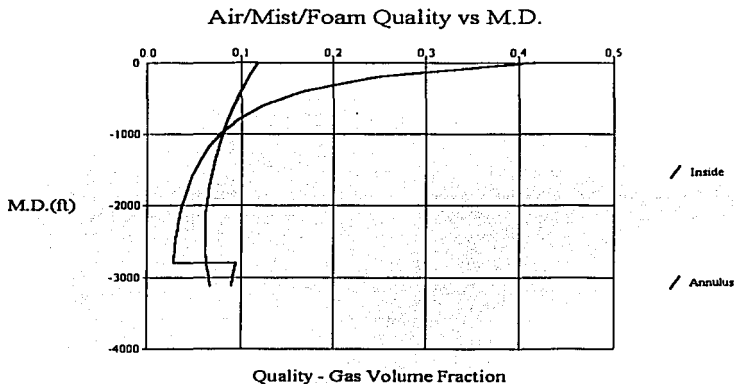


Figura 4.24 Calidad de la espuma con afluencia de aceite de 100 gpm.

Se muestra cómo la afluencia de aceite reduce drásticamente la calidad de la espuma.

- La densidad del fluido de perforación se muestra en la Figura 4.25.
- La velocidad de los recortes y del fluido de perforación se muestra en la Figura 4.26.
- La relación de transporte, en la Figura 4.27.
- El factor de fricción, en la Figura 4.28.
- El factor de compresibilidad Z , en la Figura 4.29.

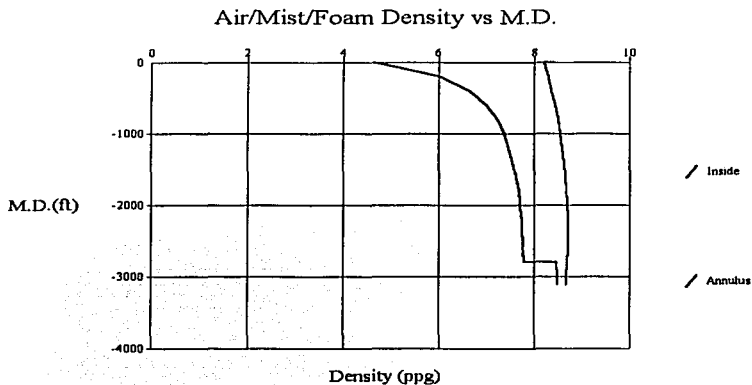


Figura 4.25 Densidad de la espuma con afluencia de aceite de 100 gpm.

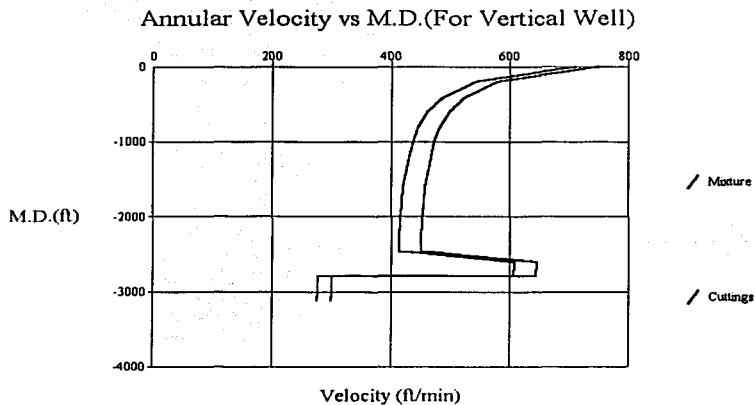


Figura 4.26 Velocidad del fluido y de los recortes con afluencia de aceite de 100 gpm.

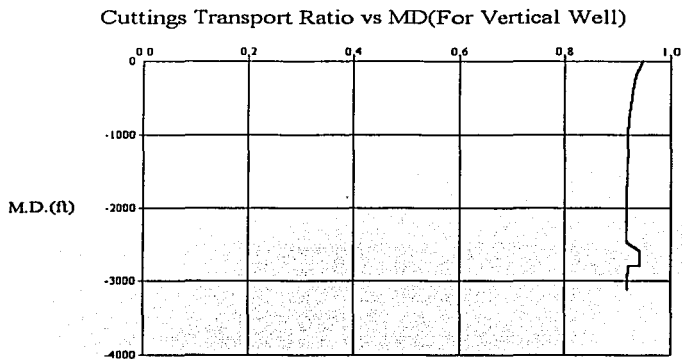


Figura 4.27 Relación de transporte con afluencia de aceite de 100 gpm.

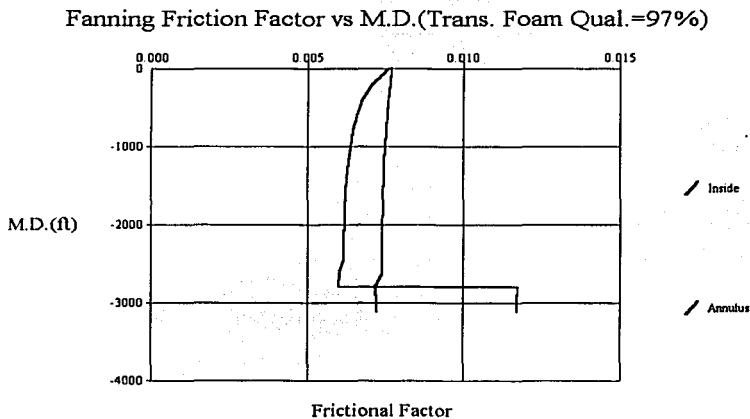


Figura 4.28 Factor de fricción con afluencia de aceite de 100 gpm.

Gas Deviation Factor(Z) vs M.D.(Trans. Foam Qual.=97%)

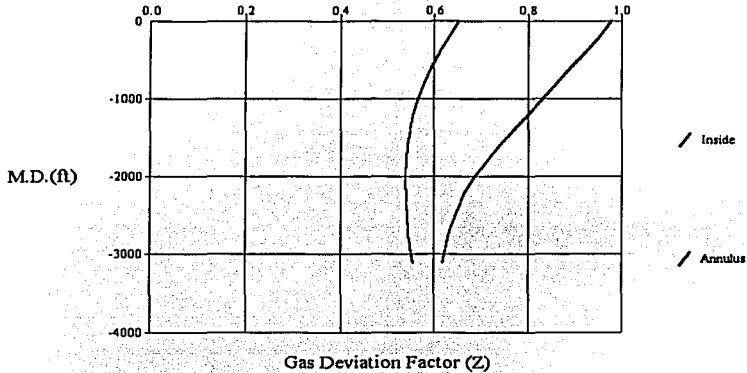


Figura 4.29 Factor de compresibilidad Z con afluencia de aceite de 100 gpm.

Como se puede observar en las gráficas, la presión hidrostática excede la de poro y se acerca mucho a la de fractura (Figura 4.23), pudiendo provocar problemas, como pérdida de circulación o pegadura por presión diferencial. El efecto del aceite en la calidad de la espuma, como ya se mencionó en el Capítulo 2, puede afectar su estabilidad como en este caso, en el que la calidad de la espuma baja demasiado.

En la densidad, el efecto dependerá más que nada del tipo de aceite que aporte la formación; si es ligero, la densidad tenderá a disminuir por la presencia de gas o del fluido de perforación y/o el gas que libere el aceite. En cambio si es un aceite pesado, elevará la densidad dentro del espacio anular y generará más presión hidrostática.

En todos los casos que se corrieron, la relación de transporte fue apropiada para proporcionar una buena limpieza al pozo.

Sistema para Analizar la Perforación Bajo Balance

Como se mencionó anteriormente, el factor de fricción disminuye o es menor con la entrada de aceite (por la viscosidad), que en la entrada de gas, y éste irá aumentando conforme se avanza hacia la superficie por la expansión del gas contenido en el fluido de perforación.

Caso A.4 (sólo afluencia de agua).

En el caso del agua, el efecto que tiene sobre la perforación bajo balance es similar al del aceite; ésta generará presiones anulares mayores que la presión de poro y hasta podrá ocasionar fractura a la formación (por ejemplo en este caso). Con una presión afluencia de 150 gpm se sobre pasa la presión de poro.

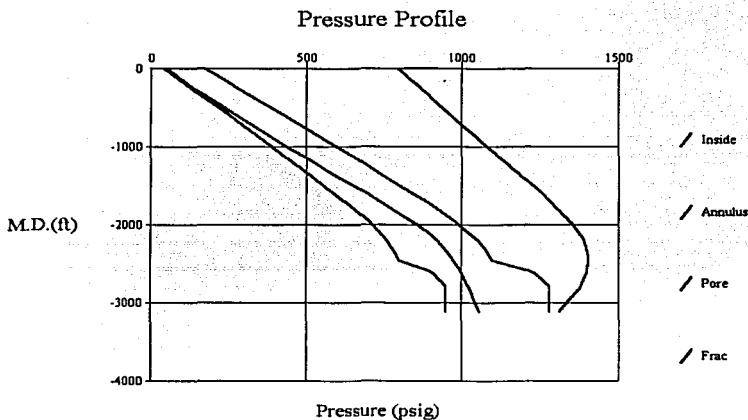


Figura 4.30 Perfil de presión con afluencia de agua y gastos de inyección: 150 scfm de gas y 95 gpm de líquido; $p_{\text{estrangulador}} = 48$ psig.

En general, las gráficas son similares a las obtenidas con la afluencia de aceite, por tal motivo se omiten las gráficas. La variación, en cuestión a valores, también resulta similar a las obtenidas con el aceite.

REPORTE	Afluen de 25 [gpm] de aceite a 2625 [ft]		Afluen de 25 [gpm] de aceite a 2789 [ft]		Afluen de 25 [gpm] de aceite a 3117 [ft]		Afluen de 50 [gpm] de aceite a 2625 [ft]		Afluen de 50 [gpm] de aceite a 2789 [ft]		Afluen de 50 [gpm] de aceite a 3117 [ft]	
Q _{g iny.} [scfm]	150	180	150	180	150	180	150	200	150	200	150	200
Q _{l iny.} [gpm]	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
P _{estranquizador} [psig]	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
P _{inyección} [psig]	633.4	672.8	664.2	673.6	672.4	681.5	680.7	698.38	682.5	700	699.9	716.3
P _{cámba de la bna} [psig]	967.8	942.8	968.9	943.9	979.7	954.8	990.7	953.9	993.1	956.3	1015.8	979.3
Δ P _{en la bna} [psig]	80.5	83.8	80.5	83.3	80.3	83.1	80.2	84.7	80.1	84.6	79.8	84.1
BHP [psig]	887.2	859.4	888.4	860.6	899.4	871.8	910.6	869.2	912.9	871.7	936.1	895.2
P _{estranquizador} [psig]	52	52.9	52	52.9	52	52.9	51.3	52.5	51.3	52.5	51.3	52.5
f _{inyección}	0.154	0.177	0.154	0.176	0.152	0.174	0.15	0.184	0.149	0.184	0.145	0.179
f _{cámba de la bna}	0.089	0.103	0.084	0.103	0.083	0.101	0.082	0.111	0.082	0.111	0.08	0.108
f _{BH}	0.119	0.145	0.119	0.145	0.095	0.116	0.115	0.156	0.114	0.156	0.076	0.104
f _{sup.}	0.664	0.7	0.664	0.7	0.664	0.7	0.623	0.684	0.623	0.684	0.623	0.684
P _{inyección} [ppg]	7.86	7.67	7.86	7.68	7.88	7.7	7.91	7.61	7.91	7.62	7.95	7.67
P _{cámba de la bna} [ppg]	8.51	8.36	8.51	8.36	8.52	8.38	8.53	8.3	8.54	8.3	8.56	8.33
P _{BH} [ppg]	8.23	8.01	8.23	8.01	8.11	7.93	8.27	7.91	8.27	7.92	8.05	7.82
P _{sup. (anular)} [ppg]	3.01	2.69	3.01	2.69	3.01	2.69	3.28	2.76	3.28	2.76	3.28	2.76
U _{BH} [ft/min]	309.08	318.51	309.01	318.42	379.78	388.99	307.7	322.81	307.57	322.6	449.13	463.53
U _{recortes en el BH} [ft/min]	285.17	294.63	285.1	294.54	353.61	362.89	283.79	298.93	283.66	298.72	421.03	435.58
U _{flujo en la sup.} [ft/min]	452.81	507.73	452.81	507.73	452.81	507.73	487.69	581.38	487.69	581.38	487.69	581.38
U _{recortes en la sup.} [ft/min]	435.13	492.41	435.13	492.41	435.13	492.41	460.15	562.2	460.15	562.2	460.15	562.2
U _{mínima de los reportes} [ft/min]	144.37	149.23	144.37	149.23	144.37	149.23	172.98	181.26	173.42	181.26	173.42	181.26
MD _{velocidad mínima} [ft]	2461	2461	2461	2461	2461	2461	2789	2461	2461	2461	2461	2461
RT _{BH}	0.923	0.925	0.923	0.925	0.931	0.933	0.922	0.926	0.922	0.926	0.937	0.94
RT _{sup.}	0.961	0.97	0.961	0.97	0.961	0.97	0.944	0.967	0.944	0.967	0.944	0.967
RT _{U_{mínima de los reportes}}	0.847	0.851	0.847	0.851	0.847	0.851	0.879	0.866	0.861	0.866	0.861	0.866
Factor f _{inyección}	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008
Factor f _{cámba de la bna}	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007
Factor f _{BH}	0.012	0.012	0.012	0.012	0.01	0.011	0.012	0.012	0.012	0.012	0.009	0.01
Factor f _{sup. (anular)}	0.029	0.034	0.029	0.034	0.029	0.034	0.015	0.023	0.015	0.023	0.015	0.023
Factor Z _{inyección}	0.726	0.721	0.725	0.721	0.721	0.717	0.717	0.709	0.716	0.708	0.708	0.7
Factor Z _{cámba de la bna}	0.600	0.607	0.600	0.607	0.597	0.604	0.594	0.604	0.593	0.603	0.587	0.597
Factor Z _{BH}	0.686	0.696	0.686	0.696	0.681	0.692	0.677	0.693	0.676	0.692	0.668	0.683
Factor Z _{sup. (anular)}	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.976	0.977	0.976	0.977	0.976	0.977	0.976

Tabla 4.10 Resultados de MUDLITE1 con afluencia de aceite.

185

REPORTES	Afluen de 75 (gpm) de aceite a 2625 (ft)	Afluen de 75 (gpm) de aceite a 2789 (ft)	Afluen de 75 (gpm) de aceite a 3117 (ft)	Afluen de 100 (gpm) de aceite a 2625 (ft)	Afluen de 100 (gpm) de aceite a 2789 (ft)	Afluen de 100 (gpm) de aceite a 3117 (ft)
Q _{g iny.} [scfm]	150	250	150	230	150	300
Q _{i iny.} [gpm]	95	85	95	90	95	77
D _{estrangulador} [psig]	48	65	48	48	48	95
P _{inyección} [psig]	697.9	678.8	700.8	691.7	728.6	701.1
P _{arriba de la bna} [psig]	1013.3	935.8	1017	945	1052.7	961.7
Δ P _{en la bna} [psig]	79.8	72.7	79.7	78.9	79.2	63.2
BHP [psig]	933.5	863.1	937.2	866.1	973.5	898.4
P _{estrangulador} [psig]	50.8	70.2	50.8	52.6	50.8	101.8
Γ _{inyección}	0.145	0.248	0.144	0.218	0.137	0.294
Γ _{arriba de la bna}	0.08	0.152	0.08	0.133	0.076	0.187
Γ _{BH}	0.111	0.207	0.111	0.184	0.062	0.142
Γ _{sup}	0.587	0.658	0.587	0.686	0.587	0.636
P _{inyección} [ppg]	7.95	7.07	7.95	7.33	8.02	6.69
P _{arriba de la bna} [ppg]	8.55	7.97	8.56	8.12	8.59	7.7
P _{BH} [ppg]	8.3	7.49	8.31	7.68	8	7.31
P _{sup} (anular) [ppg]	3.53	2.92	3.53	2.69	3.53	3.1
Q _{BH} (ft/min)	306.42	307.49	306.22	316.39	518.62	507.31
U _{recortes en el BH} (ft/min)	282.51	283.57	282.31	292.5	488.84	477.01
U _{fluido en la sup} (ft/min)	521.61	593.65	521.69	665.92	521.69	530.43
U _{recortes en la sup} (ft/min)	490.67	569	490.67	644.05	490.67	501.99
U _{mínima de los recortes} (ft/min)	172.09	173.99	202.77	208.91	202.77	200.46
MD _{velocidad mínima} (ft)	2789	2789	2461	2461	2461	2641
RT _{BH}	0.922	0.922	0.922	0.924	0.943	0.94
RT _{sup}	0.941	0.958	0.941	0.967	0.941	0.946
RT _{mínima de los recortes}	0.878	0.879	0.872	0.876	0.872	0.869
Factor f _{inyección}	0.008	0.009	0.008	0.008	0.008	0.009
Factor f _{arriba de la bna}	0.007	0.008	0.007	0.008	0.007	0.008
Factor f _{BH}	0.012	0.013	0.012	0.013	0.009	0.009
Factor f _{sup} (anular)	0.013	0.016	0.013	0.018	0.013	0.015
Factor Z _{inyección}	0.709	0.718	0.708	0.712	0.694	0.708
Factor Z _{arriba de la bna}	0.588	0.609	0.587	0.607	0.578	0.602
Factor Z _{BH}	0.669	0.695	0.668	0.694	0.655	0.682
Factor Z _{sup} (anular)	0.977	0.97	0.977	0.976	0.977	0.958

Tabla 4.11 Resultados de MUDLITE1 con afluencia de aceite.

186

CONCLUSIONES

Las conclusiones de este trabajo son las siguientes:

1. El objetivo de la perforación bajo balance tiene dos aspectos fundamentales: resolver problemas durante la perforación y minimizar el daño ocasionado a la formación durante la perforación. Aparte de estos dos aspectos fundamentales, la técnica de bajo balance se ha empleado para reducir los tiempos de perforación, logrando mayor velocidad de penetración en las formaciones, lo cual además reduce los costos de operación.
2. MUDLITE 1.0 es un programa de cómputo que realiza el análisis bajo condiciones estables en el pozo, que representa con buena aproximación las condiciones reales de operación. Este programa permite realizar el análisis, seccionando la longitud total de la tubería, utilizando modelos descritos en este trabajo. El Software cuenta con la opción de permitir realizar un análisis de sensibilidad del efecto de las variaciones de los parámetros de operación, sobre algunas características como la calidad de la espuma, velocidad de recortes, de flujo en el espacio anular, presiones, etc.
3. Las diferentes situaciones presentadas fueron comparadas con un análisis realizado por investigadores, mostrando un resultado muy parecido a las obtenidas por ellos. Estos resultados se tomaron como parámetros de comparación, obteniendo las conclusiones mostradas en este trabajo.

4. La afluencia de gas, de las formaciones hacia el pozo, tendrá los siguientes efectos sobre la perforación bajo balance con espuma:

- Aumentará la cantidad de gas en la mezcla en el espacio anular, ocasionando una transición a niebla dentro del pozo. En este caso, si la velocidad de la niebla no es la adecuada, los recortes podrán no ser acarreados eficientemente hacia la superficie y la relación de transporte se verá disminuida, presentándose asentamiento de partículas o formación de anillos en el espacio anular; esto traerá como consecuencia una disminución en la velocidad de penetración o atrapamiento de la tubería. La presencia de gas también provocará una mayor erosión en las paredes del pozo y corrosión de las tuberías.
- La densidad del fluido en el espacio anular disminuirá considerablemente y el factor de fricción aumentará, generando mayores pérdidas por fricción, debido a la afluencia y la expansión del gas. Esto originará en que la presión hidrostática generada por el fluido de perforación disminuirá, generando una mayor diferencia entre las presiones de formación e hidrostática; como consecuencia, las formaciones podrán desestabilizarse, ocasionando una pobre limpieza del pozo o atrapamiento de la sarta de perforación, por derrumbes. También, se permitirá que ingrese más fluido de las formaciones hacia el pozo, excediendo la capacidad del equipo en superficie.
- Como consecuencia de lo anterior, se tendrá una elevación de costos, por el reacondicionamiento continuo del fluido de perforación.
- En el caso de perforación con aire, aparte de desestabilizar a la formación, se podría generar una mezcla explosiva y provocar fuego en el pozo.

En estos casos se sugiere aumentar el gasto de líquido en la inyección y/o aumentar la presión en el estrangulador, observando que el bajo balance no se pierda.

Conclusiones

5. La afluencia de aceite de las formaciones hacia el pozo tendrá los siguientes efectos sobre la perforación bajo balance con espuma:

- La presión hidrostática, en el espacio anular, aumentará pudiendo sobrepasar la presión de poro y permitiendo la invasión del fluido de perforación, ocasionando daño a la formación. Esto se debe al aumento de la densidad de la mezcla en el espacio anular por la presencia del aceite, además de que las pérdidas de presión por fricción son menores que en el caso de afluencia con gas.
- El aumento de la presión hidrostática dependerá, en mayor o menor grado, de la viscosidad y densidad del aceite de afluencia.
- Si la afluencia de aceite es demasiada, desestabilizará a la espuma reduciendo su vida útil. Además, como se ha mencionado, la producción excesiva de fluidos de perforación, deberá ser controlada para no sobrepasar la capacidad del equipo de superficie, tanto en presiones como en volumen.

En este caso se recomienda disminuir la cantidad de líquido, combinando un aumento en el gasto de gas de inyección y un ajuste de presión en el estrangulador. Además, como el aceite afecta la estabilidad de la espuma, también se recomienda ajustar el volumen de surfactante.

6. La afluencia de agua de las formaciones hacia el pozo tendrá los siguientes efectos sobre la perforación bajo balance con espuma:

- El agua tendrá efectos similares a los del aceite; tenderá a incrementar la presión de la columna hidrostática por el aumento de la densidad de la mezcla en el fluido de perforación, además de que las pérdidas de presión por fricción serán mayores que el aceite, pero menores que el gas, permitiendo que la presión aumente por la densidad y la menor pérdida de presión por fricción.

- Aunque la velocidad del fluido de perforación, con afluencia de agua resultó ser aceptable, una gran cantidad de afluencia de agua mojará los recortes y puede provocar que estos se adhieran en alguna sección de la sarta de perforación. También, por el aumento de la presión hidrostática, se pueden presentar condiciones de sobre balance, pudiendo afectar propiedades como la mojabilidad de las formaciones o también que formaciones hidratables atrapen la sarta de perforación.

7. En la perforación bajo balance, los parámetros de operación que podrán variar rápidamente y los factores que de ellos dependen son:

<i>Parámetros de operación</i>	<i>Factores de los que depende la variación de los parámetros.</i>
➤ <i>Gasto de inyección de gas.</i>	➤ Capacidad de operación.
➤ <i>Gasto de inyección de líquido.</i>	➤ Capacidad del manejo de volúmenes de gas, agua, aceite, sólidos y los mismos fluidos de perforación.
➤ <i>Presión en el estrangulador.</i>	

8. En formaciones que tengan presiones anormalmente altas, se recomienda la utilización de fluidos aireados o convencionales ligeros, con una baja densidad, para el mejor control de las presiones. Por otro lado, en formaciones donde se presenten presiones anormalmente bajas o se tengan pérdidas de circulación, se recomienda la utilización de fluidos ligeros como aire, niebla o espuma.
9. La aportación que se tenga de la formación hacia el pozo, permitirá observar el comportamiento de ésta, conforme a la variación de presión y el gasto; esto se puede lograr con las curvas IP y obteniendo los datos correspondientes de la formación.
10. La selección del fluido se puede basar, en lo general, en el cumplimiento de dos objetivos: no afectar las condiciones de la formación y optimizar el proceso de perforación. En el primero se debe tomar en cuenta que los fluidos no alteren los parámetros del yacimiento y que cubran los requerimientos de

Conclusiones

presión y esfuerzo en los yacimientos. En el segundo es importante conocer la manejabilidad del fluido, como rango de densidades, análisis de explosividad, que no tengan efectos adversos en el medio ambiente y que haya disponibilidad del material para su acondicionamiento, entre otras.

Dentro de estos fluidos, se ha observado que la espuma es uno de los más manejables, debido a la facilidad que presenta una rápida transición a niebla y a fluidos aireados. Además de proporcionar un eficiente acarreo a bajas velocidades.

11. Las ventajas que ofrece la perforación bajo balance recaen en dos aspectos: en la perforación y en el yacimiento.

En la perforación: Minimiza riesgos que se pueden presentar en la perforación convencional, como pegaduras de tubería por presión diferencial y pérdida del fluido de circulación; incremento en la velocidad de penetración y la vida de la barrena; así como disminución del tiempo – equipo.

En el yacimiento: Minimiza el daño a la formación, permite una mejor evaluación de la formación, reduce la necesidad de estimulación y hay producción al momento de estar perforando.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

1. Bourgoyne, A. T. y col.: "Applied Drilling Engineering". Society of Petroleum Engineers. 2ª edición, Richardson, Tx. 1991.
2. Chilingarian, G. V. y Vorabuto, P.: "Drilling and Drilling Fluids". Elsevier 1989.
3. McCray, A. W. y Cole, F. W.: "Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros". Editorial Continental. Octubre de 1993.
4. De la Rosa, A. E. y Hernández, M. O.: "Sistema para la Simulación de la Hidráulica en Pozos Perforados Bajo Balance, Empleando Aire, Niebla o Espuma (HIDRABB 1.0)". Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM. 1998.
5. Islas, S. C.: "Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros". Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Marzo de 1991.
6. Arroyo, C. A.: "Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos". División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra; Departamento de Geofísica, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1996.
7. Eresman, D.: "Underbalanced Drilling Guidelines Improve Safety Efficiency". Oil and Gas Journal Technology. Febrero de 1994.
8. Cazariego, V.: "Perforación a Contra Presión". Notas sobre la Tecnología para Perforar Usando un Fluido de Circulación que Proporciona una Carga Hidrostática menor a la de Formación.

Perforación Bajo Balance

9. McLellan, P. y Hawkes, C.: "Borehole Stability Analysis for Underbalanced Drilling". Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol. 40, No. 1. Mayo del 2001.a
10. Rehm, W. y Purvis, D.: "Underbalanced Drilling". Petroleum Technology Transfer Council, PTTC. Julio del 2001.
11. León, L. J. G.: "Hidráulica de la Perforación". PEMEX Exploración y Producción. Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Norte. Poza Rica de Hgo. Veracruz. Mayo del 2001.
12. Lummus, J. L. y Azar, J. J.: "Optimization Drilling Fluids. A Practical Field Approach". PenWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1986.
13. Razo, Z. C.: Un Siglo de la Perforación en México". Pemex Exploración y Producción, 2000.
14. <http://www.vcn.cl/Facultades/Institutos/laboratorio/criterioMh.htm> "Criterio de Morh".
15. Okpobiri, A. e Ikoku, C. U.: "Volumetric Requirements for Foam and Mist Drilling Operation". Artículo SPE 11723. Marzo 23 – 25 de 1993.
16. http://www.igme.es/internet/web_aguas/igmepublica/libro51_54pdf/lib51/in_a_nexo%201b.pdf "Utilización de Espumas como Fluidos de Perforación".
17. <http://www.actisystems.com/spanishpres.ppt> "Afrones".
18. Hernández, M. J. y Meneses, C. J.: "Conceptos Básicos para la Selección de Fluidos de Control". Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM 2003.
19. Leading Edge Advantage: "Manual de Perforación Bajo Balance". <http://www.leadtd.com> 2002.
20. Gorian, S. y Rodríguez, S. J.: "Coiled-Tubing-Conveyed Perforating for Maximizing Underbalanced in Hard Rock". Artículo SPE 74422 presentado en Villahermosa, Mex. Febrero 10-12 del 2002.
21. http://www.idm_eqip.com/images/hydra_snubb.jpg "Equipo Snubbing"

22. García, Z. R.: "Mediciones y Registro Durante la Perforación de Pozos Petroleros". Tesis de Licenciatura. Facultad de Ingeniería, UNAM 1999.
23. Streeter, V. L. y Wylie, E. B.: "Mecánica de Fluidos". McGraw - Hill, 1979.
24. McCain, W. D.: "The Properties of Petroleum Fluids". 2ª Edición. PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma 1986.
25. Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E. y Veatch, R. W.: "Recent Advances in Hydraulic Fracturing" 1ª Edición. Serie Society of Petroleum Engineers. Richardson, Tx. 1989.
26. Mitchell, B. J.: "Test Data Fill Theory Gap on Using Foam as a Drilling Fluid". Oil and Gas Journal. Septiembre 6 de 1971.
27. Lord, D. L.: "Analysis of Dynamic and Static Foam Behavior". Journal of Petroleum Technology, JPT. Enero de 1981.
28. Beyer, A. H., Millhone, R. S. y Foote, R. W.: "Flow Behavior of Foam as a Well Circulating Fluid". Artículo SPE 3986. Octubre 2 - 5 de 1972.
29. Krug, J. A. y Mitchell, B. J.: "Charts Help Find Volume, Pressure Needed for Foam Drilling". The Oil and Gas Journal. Febrero 7 de 1972.
30. Nind, T. E. W.: "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". Editorial Limusa, 1987.
31. Donohue, D. y Nind, T. E. W.: "PE 102, Inflow Performance". Petroleum Production Performance, Video Library for Exploration and Production Specialists.
32. Maurer Engineering Inc.: "Air/Mist/Foam Hydraulics Model MUDLITE". Octubre de 1996.
33. Rommetveit, R., Vefring, E. H. y Zhihua, W.: "A Dynamic Model for Underbalanced Drilling With Coiled Tubing". Artículo SPE/IADC 29363. Amsterdam Febrero 28 - Marzo 2 de 1995.