

25.
201



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

SISTEMA PARA LA SIMULACION DE LA
HIDRAULICA EN POZOS PERFORADOS BAJO
BALANCE, EMPLEANDO AIRE, NIEBLA O ESPUMA
(HIDRABB 1.0)

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
EDGAR FRANCISCO DE LA ROSA ACEVEDO
OSWALDO HERNANDEZ MENA



ASESOR: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO.

MEXICO, D. F.

1998.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

267771



Universidad Nacional
Autónoma de México

Biblioteca Central

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM



UNAM – Dirección General de Bibliotecas

Tesis Digitales

Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-040

SRS. OSWALDO HERNANDEZ MENA
EDGAR FRANCISCO DE LA ROSA ACEVEDO
Presente

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

**SISTEMA PARA LA SIMULACION DE LA HIDRAULICA EN POZOS PERFORADOS
BAJO BALANCE, EMPLEANDO AIRE, NIEBLA O ESPUMA (HIDRABB 1.0)**

- INTRODUCCION
- OBJETIVO
- I DESCRIPCION Y DEFINICION DE LA PERFORACION BAJO BALANCE**
- II FLUIDOS DE PERFORACION**
- III TECNICAS DE PERFORACION BAJO BALANCE**
- IV MODELOS HIDRAULICOS PARA LA PERFORACION CON AIRE, NIEBLA Y ESPUMA**
- V SISTEMA PARA LA SIMULACION DE LA HIDRAULICA EN POZOS PERFORADOS CON AIRE, NIEBLA O ESPUMA**
- CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitario a 26 de octubre de 1998
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS
JMCS*RLLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumnos:

Edgar Francisco De la Rosa Acevedo
Número de Cuenta: 8819380-9

Oswaldo Hernández Mena
Número de Cuenta: 8731448-7

Tesis: "SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LA
HIDRÁULICA EN POZOS PERFORADOS BAJO
BALANCE EMPLEANDO AIRE, NIEBLA O ESPUMA
(HIDRABB 1.0)"

Director de Tesis: M.I. Néstor Martínez Romero

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL

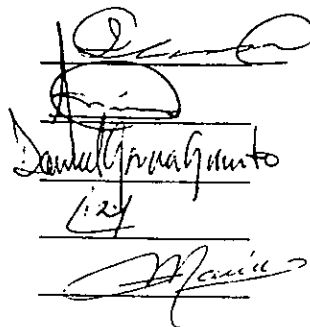
PRESIDENTE: Ing. Ignacio Alonso Cárdenas

VOCAL: M.I. Néstor Martínez Romero

SECRETARIO: Dr. Daniel García Gavito

PRIMER SUPLENTE: Ing. Carlos Lira Sil

SEGUNDO SUPLENTE: Ing. Salvador Macías Herrera



Ciudad Universitaria, Octubre de 1998.

EDGAR JO. DE LA ROSA ACEVEDO.

A Dios por darme la satisfacción de cumplir con una más de mis metas.

A mis Padres, primero que nada por darme la vida.

A mi adorada Madre por sus privaciones y sacrificios en aras de mis estudios; por el amor y cuidado que en todo momento hizo sentir en mi, y que constituyo la fuerza vital para el logro de mis aspiraciones. En donde te encuentre siempre estarás en mi mente, en tu Ausencia (†).

A mi Padre por sus valiosos consejos que me alentaban a seguir adelante. Gracias por enseñarme las virtudes y disciplinas que rigen la vida, gracias por ser algo más que un Padre, gracias por ser mi mejor amigo.

A mis hermanos Marisela, Guillermo y Edith a quienes debo mucho de mis objetivos alcanzados, pues en todo momento me han brindado su apoyo y ayuda, sin la cual me hubiera sido difícil rebasar los obstáculos presentes en el transcurso de mi vida estudiantil.

A mi familia que de alguna manera me contagio de animo para lograr esta meta.

A mis amigos (que siempre los considero parte de mi familia) por haber compartido las horas de estudio, y que gracias a ello hoy puedo ver realizada esta meta, además por brindarme su apoyo y consejos en los tropiezos que en la Facultad tuve.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y al excelente profesorado a quien debo y donde obtuve mi formación profesional. Especialmente al M. I. Néstor Martínez Romero por la comprensión y paciencia cuando acudí a él buscando un amigo.

OSWALDO HERNÁNDEZ MENA

A Dios por prestarme la vida necesaria para cumplir mi sueño.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, que me brindó la oportunidad de forjar mi futuro, dándome mi formación profesional para servir a mi país.

A mis profesores, en especial al M. I. Mario Becerra Zepeda y al M.I. Nestor Martínez Romero, quienes compartieron sus conocimientos y experiencias conmigo, ayudándome a ser crítico y deductivo ante los problemas.

A mi incomparable madre quien fue la persona que además de darme la vida fue quien dejó de llevarse el pan a la boca para ofrecérmelo, la persona que educó al niño, orientó al joven y forjó al hombre. A ella le dedico este trabajo como un resultado de su esfuerzo, a ella le doy las "GRACIAS".

A mis hermanos Leonel, Zoila, Isau y Nadia quienes me brindaron su apoyo durante los momentos más difíciles de mi carrera y para quienes espero servir de ejemplo.

A mi padre quien sembró en mí la semilla del estudio, el amigo que al final pude encontrar.

A mis dos abuelos que hoy no están presentes físicamente pero que su recuerdo permanecerá por siempre.

A mis amigos, los cuales no nombraré para no omitir a ninguno, quienes expresaron sus sentimientos desinteresados y fueron capaces de brindarme consejos constructivos, sin matices de ironía ni falsedad.

A todos los agradezco por hacerme comprender que "nada ni nadie podrá derrotar ni vencer al hombre que jamás se desanima".

Agradecemos al Instituto Mexicano del Petróleo y en particular a la Línea de Investigación de Mantenimiento de Pozos, por habernos permitido dar nuestros primeros pasos en nuestra vida profesional, muy en especial a los Ingenieros: David Velázquez Cruz, José Martínez Pérez, Jorge Mancilla Castillo, Fernando Torres Rodríguez, Diego Bautista Pastrana, David Aspeitia Hernández, Arturo E. Zavala Fernández, José Simón Cabrera y Eduardo Guzmán Quiroga por haber confiado en nosotros y por compartir todos sus amplios conocimientos.

CONTENIDO.

INTRODUCCIÓN.

CAPITULO 1. Descripción y definición de la perforación bajo balance.

1.1 Condiciones de balance y desbalance de presiones

1.1.1 Condiciones de sobre balance

1.1.2 Condiciones de balance

1.1.3 Condiciones de bajo balance

1.2 Perforación Bajo Balance

1.2.1 Objetivo

1.2.2 Definición

1.2.3 Ambitos de aplicación

1.2.4 Ventajas y Desventajas de la Perforación Bajo Balance

1.2.5 Limitaciones de la Perforación Bajo Balance

CAPITULO 2. Fluidos de Perforación.

2.1 Clasificación de los Fluidos de perforación

2.1.1 Aire

2.1.2 Gas (Nitrógeno)

2.1.3 Niebla

2.1.4 Espumas Estables

2.1.5 Espumas Rígidas

2.1.6 Fluidos Gasificados

2.1.7 Agua Aceite o Nitrificados

2.1.8 Aceite o Emulsión Inversa

2.1.9 Agua y lodos ligeros

2.1.10 Fluidos con esferas de cristal

2.2 Selección del Tipo de Fluido

CAPITULO 3. Técnicas de Perforación Bajo Balance.

3.1 Formas de generación de la condición Bajo Balance

3.1.1 Generación de la condición Bajo Balance con fluidos de baja densidad

3.1.2 Generación de la condición Bajo Balance en Forma Natural

3.1.3 Generación de la condición Bajo Balance en Forma Artificial

Inyección por el Interior de la Tubería de Perforación

Inyección de Gas por Espacio anular

3.2 Equipos y Herramientas para Perforación Bajo Balance

CAPITULO 4. Modelos Hidráulicos para Aire, Niebla y Espuma.

4.1 Propiedades del Aire, Niebla y Espuma

4.1.1 Propiedades del Aire y Gas

4.1.2 Propiedades de la Espuma

4.2 Modelos para el Cálculo del Volumen Requerido de Aire o Gas

4.2.1 Modelo de R. R. Ángel

4.2.2 Modelo Simplificado

4.2.3 Presión de Circulación

4.2.4 Método de Machado – Ikoku

4.3 Modelos para el Cálculo del Volumen de Aire y Líquidos Requeridos para las Operaciones con Espuma

4.3.1 Modelo de Krug – Mitchell

4.3.2 Modelo de Okpobiri e Ikoku

4.4 Volumen Requerido de Aire para la Perforación con Fluidos Aereados

4.4.1 Método de Poettman y Bergman

CAPITULO 5. Sistema para la Simulación de la Hidráulica en Pozos Perforados Bajo Balance, Empleando Aire, Niebla o Espuma (HIDRABB 1.0).

5.1 Objetivo

5.2 Requerimientos para el Sistema

5.2.1 Requerimientos de Hardware y Software

5.2.2 Información Fuente

5.3 Estructura del Sistema

5.3.1 Estructura Principal

5.3.2 Estructura para la creación y Lectura de Archivos

5.4 Ventanas para la Elaboración y Lectura de Archivos

5.4.1 Ventanas del Sistema (Archivos [.hbb])

5.4.2 Ventana de Información General (Archivos [.gen])

5.4.3 Ventana para la Trayectoria del Pozo (Archivos [.mdl])

5.4.4 Ventana para el Estado Mecánico (Archivos [.esm])

5.4.5 Ventana para Parámetros Operacionales

5.5 Ventana para la Impresión de Resultados

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFÍA

APÉNDICE A

APÉNDICE B

APÉNDICE C

INTRODUCCIÓN

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

En muchos yacimientos alrededor del mundo, se ha aplicado la tecnología PBB principalmente cuando se perforan pozos horizontales o de alcance extendido, en donde el daño a la formación en la sección horizontal es mucho mayor, debido al tiempo de exposición del fluido de perforación con las paredes del pozo en condiciones de sobre balance.

El primer pozo petrolero del que se tiene conocimiento que se haya perforado en condiciones de bajo balance data de 1932, en Estados Unidos.

Sin embargo, esto no significa que no se haya perforado, antes, algún pozo bajo estas condiciones, ya que muchos pozos (la mayoría de ellos exploratorios), se perforan sin desearlo en condiciones de bajo balance, debido a la presencia de zonas de presión anormalmente alta que rebasa la densidad equivalente de circulación, presentándose lo que se denomina "brote", punto en el cual se alcanzan las condiciones de bajo balance inesperadas. Estas condiciones no son favorables, ya que las consecuencias pueden ser fatales (pérdida del pozo), si no se cuenta con un adecuado control del pozo.

A partir de 1990, gracias a innovaciones en esta tecnología, se han resuelto otros problemas tales como el daño a la formación, la inestabilidad cuando se perfora con niebla, corrosión de la tubería de perforación y fuego en el fondo del pozo. Con la solución de estos problemas la perforación bajo balance se ha extendido a campos de Kansas, Canadá, Omán, Yemen, México, Venezuela, Brasil, Argentina y el medio Oriente.

Sin embargo, la Perforación Bajo Balance requiere de equipo adicional específico como: preventores rotatorios que permiten desviar el flujo mientras se perfora, separadores multifásicos, líneas de descarga, quemadores, tanques de almacenamiento, presas de descarga, de desechos, sistemas de quema, recolección, almacenamiento, recirculación, estrangulamiento, etc. La complejidad del equipo superficial utilizado para el manejo de fluidos dependerá de la cantidad y naturaleza de los fluidos producidos durante la perforación.

La PBB, se ve limitada cuando se tienen formaciones poco consolidadas que pueden considerarse inestables, por causar derrumbes. La entrada de agua al pozo puede causar problemas, ya que los recortes mojados pueden adherirse fácilmente sobre la cima de los lastrabarrenas o bien la acumulación de estos en las paredes del pozo, pueden formar anillos de lodo y atrapar la sarta de perforación. Otra limitación importante es el fuego o las explosiones de fondo, ya que sus consecuencias pueden llegar a ser críticas, sin embargo, el riesgo de explosividad se puede disminuir utilizando un fluido no flamable, tal como la espuma o una mezcla a base de nitrógeno que disminuye el rango de explosividad.

La PBB también esta limitada con respecto al equipo de perforación direccional, debido a que los motores de fondo no fueron diseñados para operar con fluidos compresibles, sin embargo, se están diseñando actualmente motores de fondo para este tipo de condiciones.

La factibilidad de que se perfore un pozo en condiciones de bajo balance, depende de un análisis técnico-económico. Por lo general, los pozos candidatos para perforar en condiciones de bajo balance, serán aquellos situados en campos que se encuentren en desarrollo y donde se tenga una adecuada cantidad de pozos de correlación o en campos depresionados que sean económicamente rentables para su explotación. Ejemplo de ello, es la aplicación de la PBB exclusivamente en zonas consideradas como productoras, donde se pretende evitar el daño a la formación. Las etapas anteriores ha esta zona pueden ser perforadas con fluidos y sistemas convencionales en donde no tiene objeto mantener las condiciones de bajo balance, siempre y cuando no existan problemas asociados, que la perforación bajo balance pueda evitar.

Además, el equipo adicional de perforación bajo balance que actualmente se encuentra en el mercado es para una capacidad de aproximadamente 2000 lb/pg² de presión en el preventor rotatorio en condiciones dinámicas. Sin embargo, el empleo de tubería flexible o equipo snubbing permite soportar presiones de 5000 lb/pg² o más, su empleo bajo estas condiciones, debe ser evaluado técnica y económicamente.

El equipo empleado en superficie presenta algunas variantes con respecto al equipo utilizado en la perforación convencional, debido a las condiciones de flujo a presión que se manejan y en cuanto a la separación de sólidos y muestreo. Se debe tener especial cuidado en el manejo de las presiones de empuje y succión, ya que el bajo balance puede perderse, debido a las conexiones periódicas de la tubería durante la perforación del pozo.

La creciente aplicación de la perforación bajo balance, se ha debido principalmente al desarrollo de nuevas tecnologías alrededor de la ingeniería petrolera, como son la gran variedad de fluidos (aireados, espumas, gas nitrógeno con diesel y/o la combinación de estos), así como la diversidad de equipo, herramientas, accesorios y software.

El cálculo de la hidráulica es la base de la perforación bajo balance, permite además, conocer, controlar y mantener la presión de fondo, de tal manera que ésta sea menor que la presión de formación, así mismo, nos proporciona las herramientas para el cálculo de los gastos de inyección entre otros parámetros. Existen varios modelos para el cálculo de la hidráulica, en el "Sistema para la Simulación de la Hidráulica en Pozos Perforados Bajo Balance, Empleando Aire, Niebla y Espuma (HIDRABB 1.0)" se consideran: el modelo de R. R. Ángel, modelo simplificado y el modelo de Machado - Ikoku aplicable para aire y niebla, modelo de Okpöbiri aplicable para espuma (plástico de Bingham y ley de potencias) y el modelo de Poettmann y Berman aplicable para fluidos aireados.

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN Y DEFINICIÓN DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

Para poder asimilar el concepto de la perforación bajo balance y algunos de los fenómenos que la involucran, se presentan a continuación algunas generalidades y definiciones básicas.

1.1 CONDICIONES DE BALANCE Y DESBALANCE DE PRESIONES.

Durante la perforación de pozos existe una diferencial de presión entre los fluidos de perforación y aquellos fluidos contenidos en la formación. De la condición de balance en que estén estos fluidos, dependerá el comportamiento de ciertos parámetros que influyen positiva o negativamente en las operaciones de perforación y en el yacimiento. La perforación de pozos se puede clasificar de acuerdo a esta diferencia de presión, que existe entre la presión ejercida por los fluidos de perforación y la presión de poro, y puede ser positiva (condición sobre balance), igual a cero (condición en balance), o negativa (condición bajo balance).

1.1.1. CONDICIONES DE SOBREALANCE

En la perforación de pozos en condiciones de sobre balance la densidad del fluido de perforación debe ser la necesaria para controlar la presión del yacimiento. Esta situación disminuye el ritmo de penetración, causa la pérdida de fluido y genera pegaduras por presión diferencial. Los yacimientos sufren taponamientos y daño generado por la migración de finos y filtrado del fluido de perforación. Esto altera la permeabilidad natural del yacimiento, debido al bloqueo de los sólidos, la formación de emulsiones y/o por el cambio en la mojabilidad de la matriz rocosa.

Estas condiciones no son recomendables en pozos exploratorios, ya que no se cuenta con suficiente información litológica y de los perfiles de presión del subsuelo o en yacimientos que presentan presiones anormalmente altas, en donde existen situaciones altamente riesgosas para la seguridad del personal y equipo.

1.1.2. CONDICIONES DE BALANCE

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

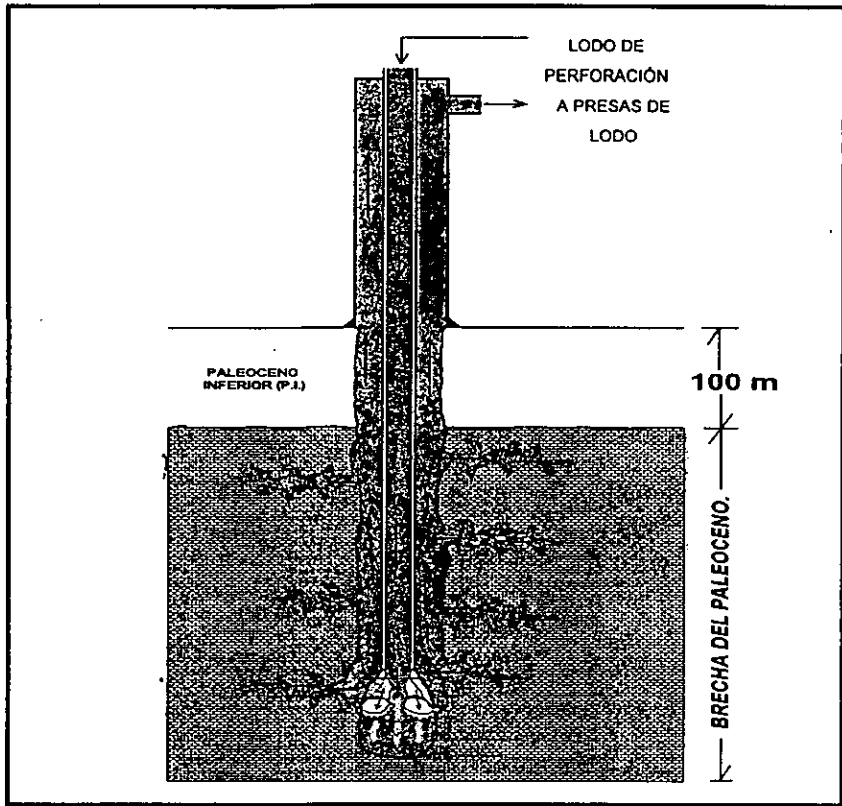


Figura 1.1. Perforación en Condiciones de Sobre Balance.

1.1.3. CONDICIONES DE BAJO BALANCE

Las condiciones bajo balance se presentan cuando la presión de circulación efectiva del sistema de fluidos en el fondo del pozo, es menor que la presión ejercida por los fluidos contenidos en la formación.

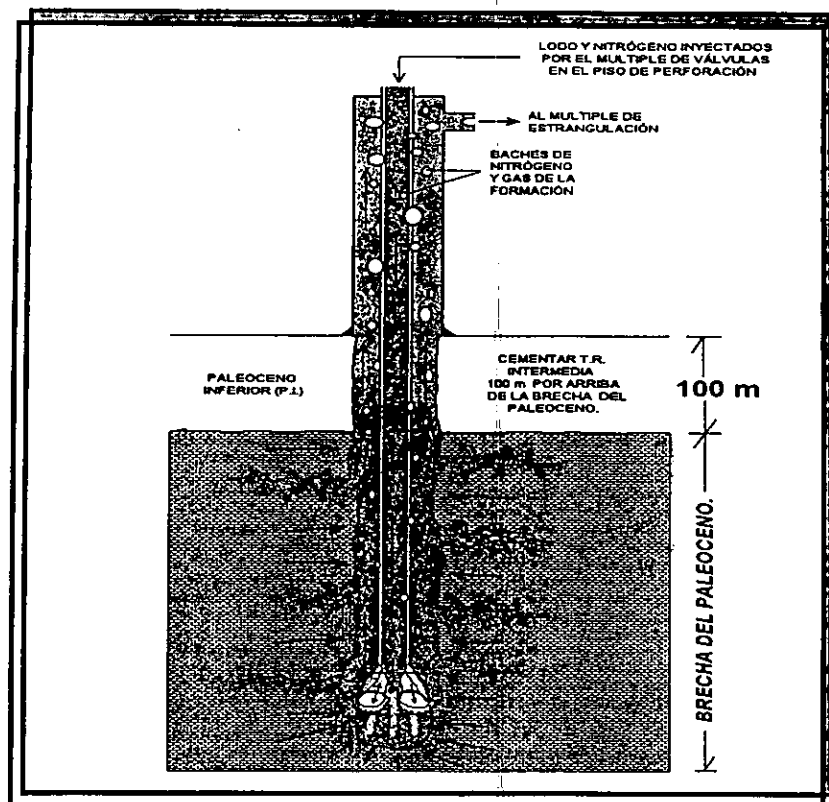


Figura 1.2. Perforación en Condiciones de Bajo Balance.

1.2 PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

1.2.1. OBJETIVO:

El objetivo de la perforación bajo balance es el de establecer las condiciones favorables (presión hidrostática menor a la presión de formación) que permita resolver problemas presentes durante la perforación, reducir el daño a la formación o una combinación de ambos casos.

Los beneficios de la perforación bajo balance caen dentro de dos categorías: directamente sobre la perforación y sobre el yacimiento. Ambos pueden justificar el costo inicial de la perforación bajo balance, sin embargo juntos crean una formidable ventaja económica a favor de esta tecnología.

1.2.2. DEFINICIÓN:

Según el API RP53 la perforación bajo balance es ***"Toda aquella operación de perforación en la que se presenta la afluencia de fluidos de la formación hacia el pozo, mientras se circula y se mantiene controlada la presión en superficie"***.

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

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

Para fines de comparación en un pozo horizontal Canadiense que fue perforado utilizando esta metodología, la primera parte (15 %) de la porción horizontal se perforó sobre balance, la restante en condiciones de bajo balance. Se observó que en la porción que se perforó sobre balance, se tenía un daño considerable, ya que cuando se probó el intervalo no fluyó aceite. Sin embargo, en el intervalo perforado bajo balance se tuvo una producción de 75 bls/hr de aceite.

La velocidad de penetración fue de 6 a 9 veces más alta en el intervalo con perforación bajo balance, no se presentaron problemas de pegaduras por presión diferencial, torque o arrastre; a diferencia de la zona perforada sobre balance.

1.2.3 AMBITOS DE APLICACIÓN

La perforación bajo balance ofrece una alternativa en donde las operaciones con equipo convencionales presentan dificultades que elevan los costos u ocasionan la pérdida total del pozo. Los ámbitos donde se debe considerar la perforación bajo balance como una alternativa son los siguientes:

1.2.3.1. FORMACIONES CON PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN

En el caso de perforación sobre balance, los fluidos de perforación, son llevados hacia la formación debido a que la presión ejercida por la columna de fluido de perforación es mayor que la presión de formación, como en el caso de las fracturas abiertas, cavernas o canales en la formación que tienen menor presión que la ejercida por la columna de fluido de perforación. La solución obvia es reducir el peso de la columna de fluido de perforación u obstruir de alguna forma la fractura. La perforación bajo balance, ofrece la posibilidad de poder perforar este tipo de formaciones, debido que la presión hidrostática es menor que con la que se efectúan este tipo de operaciones.

1.2.3.2. FORMACIONES DE BAJA PRESIÓN

Las formaciones de baja presión en campos viejos (con una amplia explotación) originan pérdidas de circulación en la perforación de nuevos pozos, reentradas o reparaciones (en condiciones sobre balance). Las reentradas dentro de las formaciones de baja presión han sido comunes en los últimos años. Las formaciones que tienen una presión anormalmente baja presentan problemas de pérdidas de circulación o pegaduras de tubería por presión diferencial. La presión de la columna de lodo necesita ser reducida, por abajo de la presión de formación o la presión del yacimiento para prevenir además el daño a la formación.

El efecto de pegadura de tubería por presión diferencial se presenta cuando la presión ejercida por la columna de fluido de perforación es mayor que la presión de formación (matar el pozo). Una forma de resolver el problema de pegadura de tubería por presión diferencial es el empleo de la tecnología de perforación bajo balance. Para cada uno de los diferentes tipos de gradientes de presión se empleará un fluido de perforación de menor densidad.

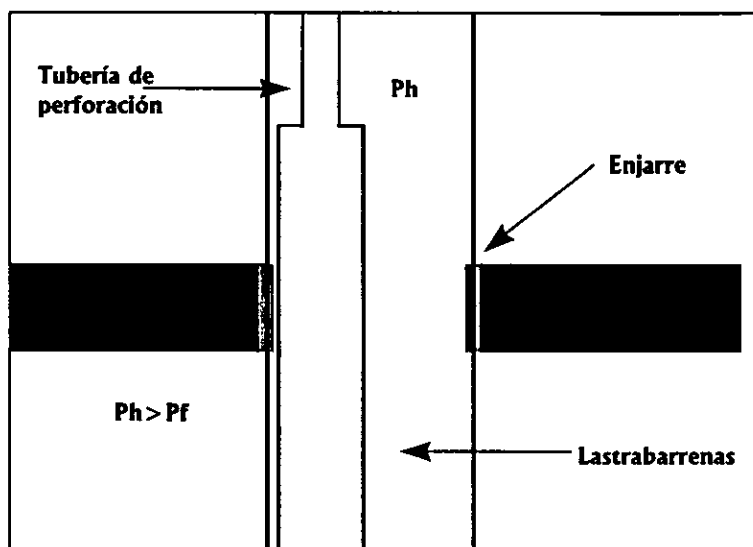


Figura 1.3 Pegadura por presión diferencial².

1.2.3.3. DAÑO A LA FORMACIÓN.

La perforación bajo balance se ha incrementado alrededor del mundo para reducir los problemas de daño a la formación en las vecindades del pozo. Sin embargo, la perforación bajo balance no es la PANACEA a todos los problemas de daño a la formación, de hecho, si se tienen operaciones de perforación bajo balance mal diseñadas y ejecutadas, existiría una daño mayor que si se tuvieran operaciones de perforación sobre balance adecuadamente diseñadas y ejecutadas.

El daño a la formación representa un problema potencial. Particularmente en pozos horizontales y en yacimientos depresionados. El daño a la formación en la mayoría de los pozos, no puede remediarse aunque se lleven a cabo tratamientos o estimulaciones.

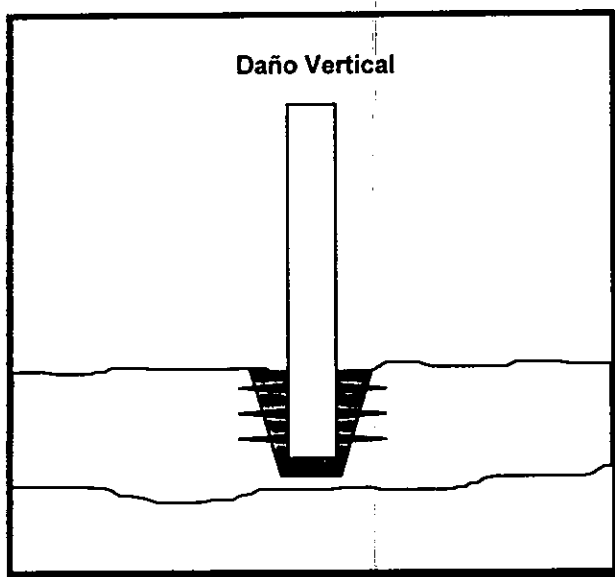


Figura 1.4 Daño a la Formación en un Pozo Vertical³.

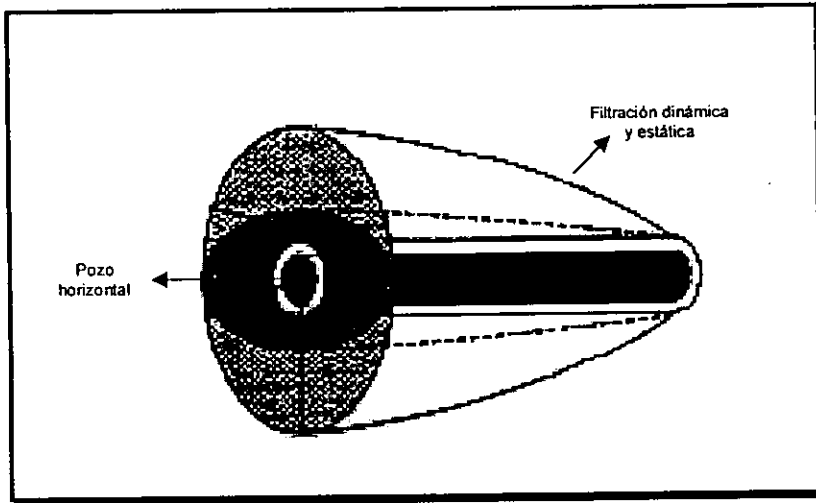


Figura 1.5 Daño a la Formación en un Pozo Horizontal

DEFINICIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Resulta importante establecer el concepto de daño a la formación y la forma en que puede presentarse. Se define como daño a la formación, a toda alteración de las condiciones originales del yacimiento debidas a las operaciones de perforación, terminación y producción del pozo. Los mecanismos que pueden originar daño a la formación en condiciones bajo balance son los siguientes:

- Invasión de sólidos tales como 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 del filtrado del 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.

Van Everdingen y Hurst⁴ introdujeron el concepto de factor de daño, en donde señalaron que las presiones medidas en el pozo frecuentemente no se ajustan a las soluciones ideales calculadas para el problema en consideración. Propusieron, que la diferencia era una caída adicional de presión causada por la restricción al flujo cercana a la pared del pozo, además, pensaron que esta caída de presión era resultado de una película infinitesimal en la superficie de la cara del pozo. Este efecto quedo representado por la siguiente ecuación:

$$S = \left[\left(\frac{K}{K_s} \right) - 1 \right] \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right) \quad 1.1$$

Donde:

- S = Factor de daño.
- k = Permeabilidad original del yacimiento.
- k_s = Permeabilidad de la zona dañada.
- r_w = Radio de drenaje.
- r_s = Radio de la zona dañada.

MECANISMO DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Los mecanismos de daño que se pueden presentar durante la perforación son los siguientes:

Incompatibilidad de fluidos. El filtrado del fluido de perforación puede reaccionar con el fluido de la formación formando emulsiones estables, precipitados insolubles, lodos asfálticos.

Interacción roca fluido. El hinchamiento o defloculación de arcillas pueden generar reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

Invasión de sólidos. La invasión de los sólidos contenidos en el fluido de perforación o de microfinos generados por la acción de triturado de la barrena puede conducir a una reducción en la permeabilidad de la formación.

Alteración de la mojabilidad/adsorción química. La mayoría de los fluidos utiliza una gran variedad de aditivos químicos, lo que ocasiona reducción en la permeabilidad debido a adsorción de polímeros o alteraciones en la mojabilidad debido a la adsorción de surfactantes.

El daño ocasionado por la condición de sobre balance, en la perforación convencional, se presenta con frecuencia alterando la permeabilidad original del yacimiento y en consecuencia origina una invasión de los fluidos de perforación.

Durante la perforación bajo balance se pueden presentar problemas de daño a la formación, debido a las dificultades que presentan las operaciones para generar y mantener las condiciones bajo balance. De esta manera se observa la importancia de seleccionar un fluido de perforación adecuado para evitar el daño a la formación cuando se carezca de bajo balance. La tabla 1.1 muestra la relación entre las formaciones y los mecanismos de daño.

Existen casos en los que la perforación bajo balance a proporcionado buenos resultados, lo que ha incrementado su popularidad. Sin embargo, también existen casos en donde no ha sido tan efectiva, no debido a deficiencias en la tecnología básica, sino a la mala aplicación y ejecución de la técnica bajo balance.

La perforación bajo balance puede incrementar en forma significativa la producción de hidrocarburos, sobre todo si la perforación en condiciones sobre balance ha tenido experiencias adversas de daño a la formación o problemas de pegaduras por presión diferencial. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la técnica bajo balance no mejora las condiciones de baja permeabilidad en los yacimientos.

DESCRIPCIÓN Y DEFINICIÓN DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

MECANISMOS DE DAÑO	INCOMPATIBILIDAD DE FLUIDOS	INCOMPATIBILIDAD DE ROCA-FLUIDO	INVASIÓN DE FLUIDOS	ATRAPAMIENTO DE FLUIDOS	ABSORCIÓN QUÍMICA	IMPRONIZACIÓN DE FINOS	DAÑO BIOLÓGICO	EFFECTO DE SOBRE BALANCEADO
ARENAS HOMOGÉNEAS LIMPIAS	POSS	POSS	POSS	POSS	POSS	UNL	POSS	POSS
ARENAS HOMOGÉNEAS SUCIAS	POSS	PROB	POSS	POSS	PROB	PROB	POSS	POSS
ARENAS LAMINARES LIMPIAS	POSS	POSS	POSS	POSS	POSS	UNL	POSS	POSS
ARENAS LAMINARES SUCIAS	POSS	PROB	POSS	POSS	PROB	PROB	POSS	POSS
ARENAS NO CONSOLIDADAS	POSS	POSS	PROB	UNL	POSS	POSS	POSS	PROB
ARENAS FRACTURADAS CON MATRIZ PERMEABLE	POSS	POSS	PROB	POSS	POSS	POSS	POSS	PROB
ARENAS FRACTURADAS CON MATRIZ DE BAJA PERMEABILIDAD	POSS	UNL	PROB	POSS	POSS	UNL	POSS	PROB
CARBONATOS HOMOGÉNEOS	PROB	UNL	POSS	PROB	POSS	UNL	POSS	POSS
CARBONATOS FRACTURADOS CON MATRIZ IMPERMEABLE	PROB	UNL	PROB	POSS	UNL	UNL	POSS	PROB
CARBONATOS FRACTURADOS CON MATRIZ PERMEABLE	PROB	UNL	PROB	POSS	POSS	UNL	POSS	PROB
CARBONATOS VULGARES	PROB	UNL	PROB	UNL	UNL	UNL	POSS	PROB

PROB- Probables mecanismos de daño bajo muchas condiciones.

POSS- Posibles mecanismos de daño bajo condiciones específicas.

UNL - Mecanismo de daño improbable bajo la mayoría de las condiciones.

Tabla 1.1. - Mecanismos potenciales de daño a la formación en diferentes tipos de yacimientos⁵.

Por lo anterior, es conveniente seguir algunos criterios generales cuando se inicia un proyecto de perforación bajo balance.

Los principales criterios que se deben tomar en cuenta para implementar o no la perforación bajo balance en un yacimiento en particular son:

- Verificar si es posible perforar y terminar utilizando tecnología bajo balance.
- Realizar una evaluación del yacimiento para verificar si existen ventajas técnicas o económicas.
- Verificar los posibles problemas o riesgos asociados con la perforación bajo balance.
- Justificar si es necesaria la perforación bajo balance comparándola con la perforación convencional.

EJEMPLIFICACIÓN DEL DAÑO

No todos los yacimientos son candidatos ideales para la perforación bajo balance, ya que podrían existir más complicaciones que si se perforará en condiciones sobre balance. Las experiencias de campo han sido importantes en el desarrollo de ciertos criterios clave y consideraciones de diseño que deberían examinarse cuando se evalúa un pozo, ya que permiten determinar al candidato idóneo para perforar bajo balance.

Esta técnica de perforación se aplica en donde el daño a la formación tiende a ser de importancia, debido al tiempo prolongado de contacto del fluido con la matriz rocosa, donde existe pérdida de fluido parcial o total, problemas con arcillas hidrófilas, precipitaciones y emulsificaciones. Además de que se obtiene producción de hidrocarburos antes de su terminación, este tipo de perforación es aplicable en yacimientos que presentan las siguientes características:

- Arenas o carbonatos altamente fracturados en donde la mayoría de la permeabilidad se encuentra contenida dentro del sistema de fracturas.
- Donde existe heterogeneidad en la permeabilidad, principalmente en carbonatos vugulares.
- En carbonatos o arenas naturalmente fracturados, con presiones de yacimiento bajas y donde las pérdidas de fluido son considerables.
- En formaciones que presenten una permeabilidad alta, como aquellas que contienen macrofracturas, cavernas vugulares interconectadas, carbonatos intercristalinos, etc.

Todos esos tipos de yacimientos pueden resultar con daño debido a las pérdidas de fluidos y sólidos. Esto ocasiona que se tengan que realizar estimulaciones que muchas veces no son efectivas.

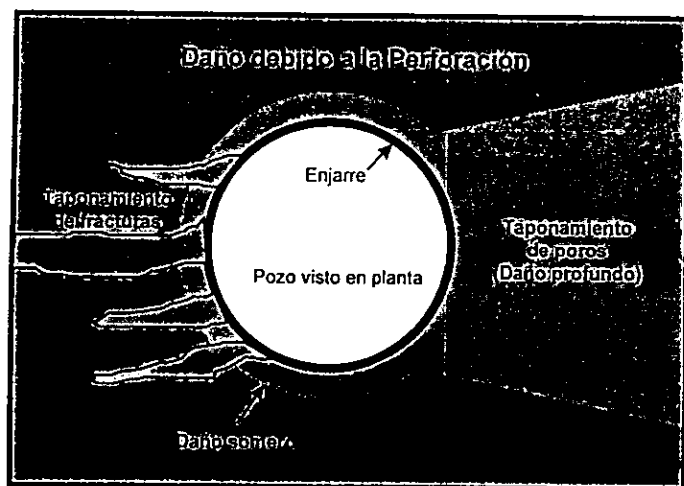


Figura 1.6. Daño a la Formación Durante la Perforación³.

Yacimientos con Pérdidas de Circulación o Sensibles a la Invasión de Fluidos. Estos pueden incluir zonas con permeabilidad intercristalina (más de 1000 md de permeabilidad), con fracturas macroscópicas, carbonatos heterogéneos con porosidad vugular masiva o zonas depresionadas que pudieran generar presiones diferenciales positivas mayores a 1000 lb/pg². El caso más crítico para la perforación sobre balance podría ser la combinación de zonas con alta permeabilidad y depresionadas.

Se debe tener en cuenta que la pérdida de fluidos puede ocurrir en pozos horizontales donde exista permeabilidad generada por macrofracturas, ya que se presentan efectos de drene gravitacional (figura 1.7).

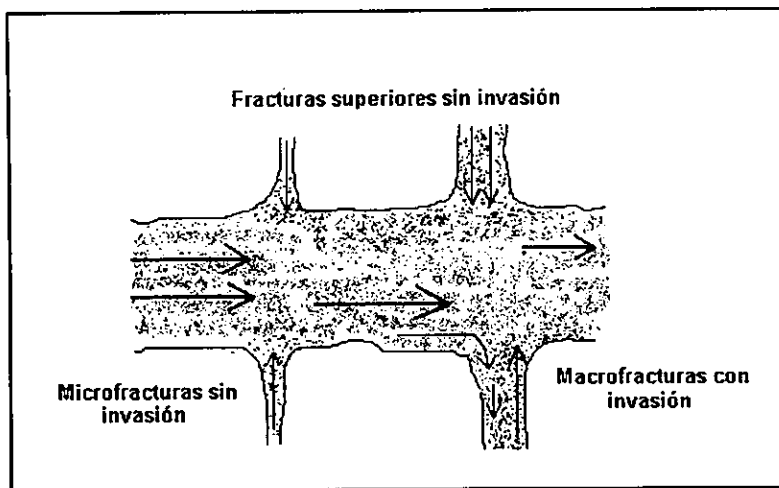


Figura 1.7- Invasión del fluido de perforación por efectos de drenaje gravitatorio³.

Interacción Roca-Fluido. Las reacciones entre el filtrado de los lodos base agua y las arcillas u otros materiales de las rocas pueden causar daños significativos a la formación. Muchas formaciones pueden contener arcillas hidratables. Estas arcillas se expanden al contacto con los fluidos base agua sin inhibidores lo que puede afectar la productividad y en algunos casos, consolidaciones en las vecindades del pozo.

Algunas formaciones pueden contener arcillas o finos defloculantes, o materiales migrables tales como la kaolinita, fragmentos detríticos de roca o anhidrita. La mayoría de esos problemas se pueden manejar adecuadamente con la técnica bajo balance o utilizando fluidos base aceite o fluidos base agua con inhibidores durante la perforación sobre balance.

Interacción Fluido de perforación –Fluido de formación: La perforación bajo balance puede prevenir la interacción entre el filtrado del fluido de perforación y los fluidos presentes en la formación, ya que se pueden generar reacciones adversas entre las salmueras de la formación o el aceite.

Una de estas reacciones puede ser una emulsión altamente viscosa de aceite en agua, la cual se puede generar en las vecindades del pozo, reduciendo el flujo de fluidos. Otras reacciones incluyen la formación de incrustaciones y la precipitación de sólidos debido a la mezcla del filtrado de fluidos base agua con la salmuera de la formación.

Las pruebas geoquímicas y de compatibilidad pueden ayudar a evitar estos problemas en la mayoría de las operaciones de perforación sobre balance. Sin embargo, en situaciones extremas, la perforación bajo balance puede evitar la introducción de fluidos potencialmente reactivos a la formación.

Formaciones Sensibles a Imbibición Espontánea. La perforación bajo balance, diseñada adecuadamente, puede ser un medio para reducir los problemas de retención de fluidos y los efectos de atrapamiento. Al utilizar un fluido cuya base no afecte la fase mojante en las operaciones de perforación bajo balance, se puede prevenir el efecto de imbibición espontánea y reducir los problemas de atrapamiento de fases, el tiempo que permanezca la condición de bajo balance. Esto podría prevenir el desplazamiento directo y atrapamiento del fluido base de perforación dentro de la formación.

Formaciones de Calidad Variable. Son formaciones laminares, areniscas masivas o carbonatos que presentan variaciones en la permeabilidad, porosidad o distribución de fracturas, lo cual representa un reto para el diseño de los sistemas sobre balance. En esta situación, los sistemas sobre balance se diseñan para proteger las porciones del yacimiento de las que se espera la mayor producción. Esto puede ocasionar daños severos a otras porciones del yacimiento, que pueden ser potencialmente productoras. La utilización de la técnica bajo balance en alguna de estas situaciones podría resultar en una producción más uniforme del intervalo objetivo.

Formaciones que Presentan Baja Velocidad de Penetración. En algunas formaciones duras o extremadamente duras, se pueden obtener ritmos de penetración 10 veces mayores utilizando la técnica bajo balance, con lo cual se reducen los tiempos de perforación y los costos asociados. En algunos casos, la perforación bajo balance ha sido motivada por el incremento en las velocidades de penetración más que en evitar el daño a la formación.

1.2.4. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

1.2.4.1. VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Los beneficios de la perforación bajo balance caen dentro de dos categorías: directamente sobre la perforación y sobre el yacimiento. Ambos pueden justificar el costo inicial de la perforación bajo balance, sin embargo juntos crean una formidable ventaja económica en favor de esta tecnología. Las ventajas en la perforación son las siguientes⁵:

- Incrementa la velocidad de penetración
- Minimiza las pérdidas de circulación total o parcial
- Reduce pegaduras por presión diferencial
- Disminuye días equipo
- Incrementa la vida de la barrena

En el yacimiento se tiene las siguientes ventajas:

- Minimiza el daño a la formación
- Se obtiene producción mientras se perfora
- Identificación rápida de zonas productoras
- Reduce la necesidad de estimular los pozos
- Mejora la evaluación de la formación, ya que se pueden realizar pruebas del flujo y tipo de fluidos del yacimiento antes de terminar la perforación del pozo.

Incrementa la velocidad de penetración. Uno de los beneficios de la perforación bajo balance es el incremento en la velocidad de penetración. En la Columbia Británica se obtuvieron ritmos de penetración 10 veces mayores a lo normal mientras se perforaba una formación con gas. En Colombia, una compañía de perforación reportó un incremento en la velocidad de penetración 50 veces mayor a lo normal, utilizando como fluido de perforación una espuma para generar las condiciones de bajo balance⁵.

La disminución del tiempo de equipo de perforación, puede justificar la utilización de la técnica bajo balance en formaciones donde la velocidad de penetración es muy baja y el intervalo a perforar es de espesor considerable.

Minimiza las pérdidas de circulación total o parcial: Las pérdidas de circulación ocurren cuando los fluidos de perforación entran en la formación. Esto es posible debido a que el fluido de perforación se pierde por el flujo dentro de zonas muy permeables. Más frecuentemente, las pérdidas de circulación comprenden el flujo dentro de las fracturas naturales que intersectan el pozo o dentro de las fracturas inducidas por el exceso de presión del fluido de perforación. Las pérdidas de circulación pueden ser muy costosas durante la perforación convencional.

Reduce las pegaduras por presión diferencial: En un pozo perforado convencionalmente, se forma un filtrado en las paredes del pozo por la deposición de sólidos cuando fluyen los fluidos dentro de la zona permeable, debido a la presión de sobrebalance. Si la sarta de perforación se incrusta en el enjarre, la presión diferencial, entre el pozo y los fluidos del filtrado, puede actuar a lo largo de la sarta requiriendo una fuerza axial mayor a la capacidad de tensión para mover la sarta.

Incrementa la vida de la barrena: La perforación bajo balance remueve el confinamiento impuesto en la roca por la presión de sobre balance. Esta disminuye la resistencia de la roca aparente y reduce el trabajo realizado para perforar un volumen de roca, a demás incrementa la eficiencia de la perforación debida al incremento en la capacidad de perforación de la barrena antes de alcanzar un estado de deterioro critico.

Reducción del Daño a la Formación. Si la perforación bajo balance es diseñada y ejecutada adecuadamente; se obtiene como resultado directo, un incremento en los ritmos de recuperación de aceite o gas. Esto es debido a la disminución del daño a la formación durante el proceso de perforación. Como se ha mencionado, los ritmos de recuperación de aceite o gas al perforar bajo balance se pueden incrementar en un 50 % o hasta 10 veces más que cuando se perfora en condiciones de sobre balance⁶.

Se Produce Mientras se Perfora. La producción de hidrocarburos líquidos durante las operaciones de perforación, permite obtener ganancias antes de terminar el pozo y empezar a producir formalmente. Esto permite amortizar; en parte, los costos de las operaciones de perforación bajo balance. Como un ejemplo, alrededor de 11,000 barriles de aceite o hidrocarburos líquidos se han producido durante algunas operaciones de perforación bajo balance en Canadá³.

Identificación de las Zonas Productoras. Debido a que la presión hidrostática equivalente de circulación en las operaciones bajo balance es menor que la presión de formación, se produce una condición de afluencia de fluidos de la formación. Por lo anterior y con un adecuado monitoreo en la superficie de los fluidos producidos, permite una rápida identificación de las zonas productoras.

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

Pruebas de Producción Mientras se Perfora: Muchos operadores aprovechan las ventajas del flujo continuo del pozo para realizar pruebas de producción mientras se perfora. Estas pruebas ayudan a evaluar la capacidad productiva y algunas propiedades de la formación en condiciones estáticas.

1.2.4.2. DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

A continuación se presentan algunas desventajas de la perforación bajo balance, sobre todo si es mal diseñada y ejecutada:

- Estabilidad el agujero.
- Seguridad y control de los pozos, sobre todo en zonas de alta presión y con presencia de H_2S .
- Incrementa los costos en la terminación debido a lo complejo que es terminar un pozo fluyendo.
- Fallas al mantener las condiciones bajo balance.
- Fuego en el fondo.
- Problemas en la perforación direccional.
- Producciones excesivas de hidrocarburos.
- Problemas de corrosión si se utiliza aire.
- Incrementa los costos si se utilizan fluidos especiales como el nitrógeno.

Estabilidad del agujero. Debido a las condiciones de pozo fluyendo y al tipo de fluido para generar las condiciones de bajo balance, se pueden tener problemas de estabilidad de pozo como colapsos o derrumbes de agujero. Es necesario realizar simulaciones a este respecto para determinar si el fluido utilizado para perforar, puede mantener la estabilidad del agujero bajo ciertas condiciones de flujo.

Incrementa Costos en la terminación. Existen pequeñas ventajas en la perforación de un pozo bajo balance si el pozo no se termina en estas condiciones. Las terminaciones bajo balance se traducen en costos adicionales por el uso de equipo snubbing requerido para sacar y meter las diferentes tuberías en el agujero.

Pérdida de la Condición de Bajo Balance. El no mantener una condición continua de bajo balance puede ocasionar pulsos de presión en condiciones de sobre balance, lo que genera daño a la formación. Esos pulsos pueden ser debidos a:

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

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

Fuego en el fondo del pozo: El fuego en el pozo puede quizás ser menos problemático que periodos cortos de explosión en el fondo. Estos no son frecuentes pero sus consecuencias son espectaculares, las barrenas y tuberías lastrabarrenas pueden derretirse o incendiarse. Para que el fuego ocurra, la composición de hidrocarburos en el fondo del pozo y la mezcla de aire deben estar en un rango inflamable.

Este problema puede ser evitado si se usa un fluido de circulación no inflamable. Además no es práctico cambiar aire por un gas no inflamable, tal como el nitrógeno, durante la perforación de un pozo. En este caso, cambiar el aire por una niebla puede ayudar a reducir la probabilidad de utilizar un espumante. Debido a que la estructura de la espuma se hace con aire aislado, el aire separado por burbujas, no facilita la combustión. Esta es una de las razones por las que el aire en la espuma es mucho más usado para extinguir el fuego de hidrocarburos; usando esto en el fluido de perforación se puede proporcionar al pozo un punto medio para evitar el fuego de fondo.

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

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

1.2.5. LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación bajo balance no se recomienda, si se presentan las siguientes condiciones durante la perforación de la sección del agujero abierto:

- 1) En formaciones débiles que puedan colapsarse. Algunas formaciones débiles pueden derrumbarse, a menos que sean soportadas por una columna de lodo pesado (condiciones sobre balance). Los primeros trabajos en el Golfo de México indicaron que las lutitas del Mioceno se derrumban en condiciones bajo balance de 600 lb/pg². (42.2 kg/cm²). Otras formaciones similares en diferentes áreas presentan diferentes límites.
- 2) Formaciones fracturadas que presenten buzamiento. Las formaciones inclinadas fracturadas se derrumban a menos que estén soportadas por la columna del lodo. Si las fracturas están selladas por silicatos estas capas pueden ser muy estables. Las lutitas fracturadas pueden hacerse parcialmente estables con algunos materiales en el lodo o fluidos especiales. La geología regional y los registros de calibración deben ser los mejores indicadores de este problema.
- 3) Capas gruesas de carbón. Los estratos carboníferos en el Oeste de los Estados Unidos y el Canadá son frecuentemente fracturados por actividad tectónica y son muy inestables. Estos se derrumban fuera del ángulo crítico de reposo. Esto no debe ser necesariamente aceptado para capas de carbón masivas sin fracturar. El resultado de perforar estas secciones es el dejar escombros en el pozo y la presión de surgencia, todo lo cual agrava el problema. Esto es comprobable con los registros de calibración.
- 4) En lutitas arcillosas (recientes) geopresionadas. No se ha visto en la observación casual que una lutita sea sensible a la presión. Por ejemplo la lutita Mancos de Colorado y su equivalente la lutita Pierre en Montana y la Forst ST. en Canadá, permanecen únicamente contra la presión reducida del pozo por 5 ó 7 días, después de los cuales empiezan a derrumbarse en el agujero, para el caso de una pequeña cantidad de agua en la niebla como fluido de perforación agravará el problema.

- 5) Secciones gruesas de lutitas. En general las secciones gruesas de lutitas se comportan muy mal en condiciones bajo balance, debido a que tienen algunos elementos de laminación, represionados naturalmente o con sensibilidad al agua.
- 6) Secciones gruesas de sal. La sal, como es conocido, fluirá al punto de menor presión, para el caso de la perforación bajo balance este será el pozo; sin embargo existen reportes que cuando se perfora con aire estas secciones no presentan los problemas mencionados.

Las operaciones bajo balance no son económicamente factibles, pero si potencialmente riesgosas en:

- Formaciones con afluencias de agua a alta presión. Cuando se perfora con un fluido base agua, la aportación de agua puede ser tolerante y manejada, sin embargo cuando se perfora con aire, gas, espumas, nieblas o lodos aireados la contaminación de estos resulta en un tratamiento demasiado costoso.
- 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 al manejo seguro en superficie.
- Formaciones con altos contenidos de H_2S . Esta desventaja puede evitarse utilizando un sistema cerrado para el control del fluido.
- Y cuando el flujo de aceite en bajo balance con aire/niebla o aire/espuma causa brotes que no pueden ser controlados. El flujo de aceite en la perforación con aire es difícil de vencer, además de lo peligroso para el personal y equipo por los incendios que puede provocar.

CAPITULO 2

FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En la perforación bajo balance, la etapa de selección del fluido de perforación constituye una de las partes más importantes dentro del proceso de diseño. Esto debido a que el fluido permitirá resolver problemas durante la perforación del pozo, tales como: pérdidas de circulación, pegaduras de tubería por presión diferencial, daño a la formación, presión diferencial positiva o una combinación de los problemas anteriores. Los fluidos de perforación a usar tienen que ser cuidadosamente seleccionados, para determinar cual es el tipo más conveniente, se debe analizar desde que este se mezcla con los contenidos de la formación durante las operaciones de perforación bajo balance. Dependiendo de la mezcla, emulsiones y precipitados que pueden ser formados y pueden causar estragos con el equipo.

Hay muchos casos donde no se puede encontrar un fluido suficientemente ligero para permitir una situación de bajo balance mientras se perfora. El peso de lodo se puede reducir más con la inyección de gas dentro del fluido. Algunos gases escogidos para esto son el aire, gas natural o nitrógeno. El uso de gas dependerá del lugar o fuente que lo proporcione que no esta siempre disponible. El gas más popular en este caso es el nitrógeno, debido a su estado inerte y su gran disponibilidad. El nitrógeno puede ser proporcionado en tanques de gran volumen o a través del uso de una unidad de generación de nitrógeno.

Otra limitante a considerar es la disponibilidad para transmitir una señal del equipo de fondo MWD hasta la superficie vía los pulsos del lodo que son obstruidos una vez que el lodo es gasificado. Existen otros sistemas que se han desarrollado para permitir la transmisión de datos por medio de ondas electromagnéticas a través de la superficie de las rocas.

A demás en las operaciones de perforación bajo balance se debe considerar la posibilidad de tener situaciones de condiciones de bajo balance y sobre balance en algún momento durante las operaciones perforación. El tipo de yacimiento, presión de fondo estática y de flujo, permeabilidad y porosidad son algunos de los parámetros que influyen en la selección correcta del tipo de fluido de perforación. Otra consideración que es de importancia en la selección del fluido de perforación es el contar con inhibidores de corrosión así como de desemulsificantes.

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se pueden establecer diversas clasificaciones de los fluidos empleados en la perforación bajo balance, cada una de estas clasificaciones contempla algunas de sus características físicas. Sin embargo para el caso de la perforación bajo balance podemos clasificarlos como sigue, (tabla 2.1 y 2.2):

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 poco diesel
Aceite mineral	Espuma	Emulsión inversa
Combinaciones entre los 3 grupos para formar fluidos ligeros.		

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

Otra clasificación contempla el estado físico que presentan los fluidos, tal como se muestra:

GASES	GAS LIQUIDO	LIQUIDOS
AIRE	NIEBLAS	AGUA
GAS NATURAL	ESPUMAS ESTABLES	SALMUERAS
NITROGENO	ESPUMAS RIGIDAS	LODOS SALADOS
OTROS	FLUIDOS GASIFICADOS	LODOS BENTONÍTICOS
		EMULSIONES

TABLA 2.2 Clasificación de fluidos de perforación para las operaciones de perforación bajo balance de acuerdo a las fases que se presenten.

Cada uno de los fluidos presentados anteriormente también se puede clasificar en función de su peso específico, tal como se muestra en la figura 2.1.

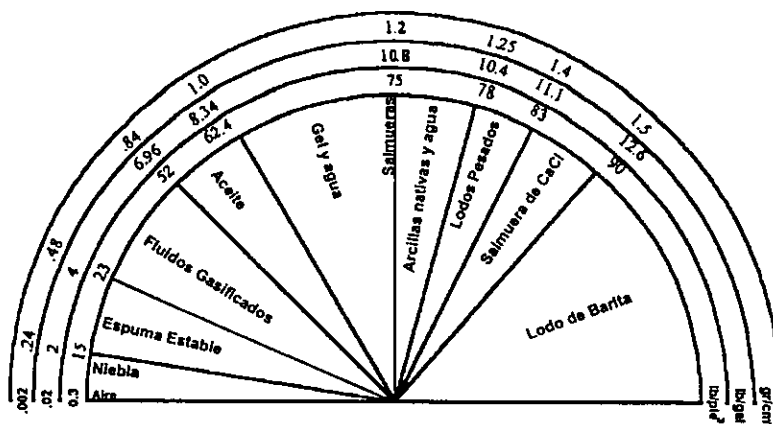


FIGURA 2.1. Rangos de densidad de los fluidos de perforación¹.

2.1.1 AIRE.

Desde 1950 que se ha estado empleado el aire (seco) como fluido de perforación, su objetivo principal era incrementar los ritmos de penetración en formaciones duras y en donde se presentaban bajos aportes de agua de formación.

Esta técnica de perforación, emplea una corriente de aire como fluido de perforación, proporcionando altos ritmos de penetración e incrementa la vida útil de las barrenas en comparación con otros fluidos. Este fluido se aplica cuando se tienen pequeñas cantidades de agua de formación, las cuales se pueden manejar en forma adecuada hasta la superficie. Si las afluencias de agua son considerables, los recortes mojados pueden generar lodo en alguna sección del sistema circulatorio, lo cual podría llegar a generar pegaduras de tubería por presión diferencial o pérdidas inducidas debido al incremento en el peso del fluido.

APLICACIÓN:

Las principales consideraciones que se deben tomar en cuenta para emplear el aire como fluido de perforación son:

- Se emplea en formaciones sin problemas de estabilidad o erosión.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Bajos o nulos requerimientos de agua.
- Bajo costo por uso de aditivos químicos.
- Minimiza el costo de perforación.

DESVENTAJAS:

- Problemas en el levantamiento de recortes si se tiene presencia de afluencias de agua.

- Posibilidad de erosión en las paredes del pozo si la formación presenta pobre consolidación.
- Posibilidad de incendios si se presentan hidrocarburos.
- Altos costos si se emplea en pozos de diámetro grande, debido a los altos volúmenes requeridos para levantar los recortes.
- Propensa a derrumbes.
- No es posible emplear esta técnica en presencia de H_2S .
- Incrementa los esfuerzos de torque y arrastre.
- Incrementa las caídas de presión.
- Presentan problemas de limpieza en pozos con más de 50° de inclinación.
- Problemas de corrosión.

2.1.2 GAS (NITRÓGENO).

Los procesos de perforación con nitrógeno son similares a la perforación con aire. Lo principal que se debe considerar cuando se escoge el sistema para proporcionar el nitrógeno es:

- Los ritmos de evaporación en el transporte.
- La cantidad de nitrógeno requerida para el trabajo.
- La disponibilidad del equipo.
- Las limitaciones de espacio.
- La logística y el 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 el aire es que la mezcla de nitrógeno y gases hidrocarburos no son inflamables. Esto elimina la posibilidad de incendios en el fondo del pozo.

APLICACIÓN:

Las principales consideraciones para su aplicación son:

- Se emplea en formaciones sin problemas de estabilidad o erosión.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- No genera incendios en el fondo del pozo.
- El nitrógeno no es corrosivo y muy seguro.
- Permite la perforación a grandes profundidades.

DESVENTAJAS:

- Incrementa los costos, cuando se utiliza nitrógeno.
- Altos costos en diámetros grandes, por requerir grandes volúmenes para elevar los recortes.
- Problemas de estabilidad.

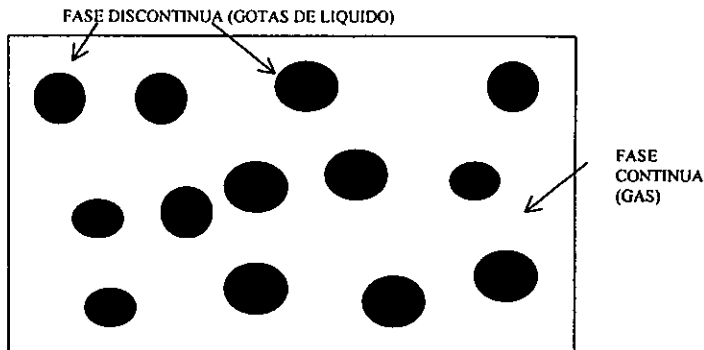
2.1.3 NIEBLA.

Se define a la niebla como aquel fluido en dos fases donde el gas se presenta como fase continua y el líquido como fase discontinua (en forma de gotas suspendidas en el gas). La perforación con niebla es una extensión de la perforación con aire. La razón para emplear la niebla como fluido de perforación es que incrementa la limpieza de recortes en el pozo.

Se considera perforación con niebla, cuando se inyectan pequeñas cantidades de agua en la corriente de aire, figura 2.2. Este fluido se utiliza cuando se presenta una afluencia moderada de agua de formación, en donde la perforación con aire presentaría complicaciones.

APLICACIÓN:

- Se emplea en formaciones sin problemas de estabilidad o erosión.
- Formaciones con poca presencia de flujos de agua.
- En localizaciones con escasez de agua para generar fluidos.

FIGURA 2.2 Niebla².**VENTAJAS:**

- Altos ritmos de penetración.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Bajos requerimientos de agua.
- Bajos costos en químicos y aditivos.
- Puede manejar moderados flujos de agua.

DESVENTAJAS:

- Problemas de erosión en las paredes del pozo si la formación presenta pobre consolidación.
- Posibilidad de incendios si se encuentran hidrocarburos.
- Altos costos en pozos de diámetro grande, debido a los altos volúmenes de aire o gas requeridos.
- Problemas de corrosión en las tuberías.
- Puede presentar problemas con lutas hidrófilas.
- Problemas de estabilidad en las paredes del pozo.

2.1.4 ESPUMAS.

Se define a la espuma como aquella mezcla compleja de gas, líquido y agente espumante empleada como fluido de perforación. La espuma cae dentro de la clasificación de los fluidos que se rigen por un comportamiento multifásico, al igual que las nieblas y los fluidos aereados, como se muestra en el espectro de flujo de la figura 2.3. Las espumas pueden clasificarse como espumas estables y rígidas.

ESPUMA ESTABLE.

Las espumas estables es un regimen en el cual el liquido es la fase continua y el aire es la fase dispersa. Las espumas estables, a demás, pueden convertirse en inestables o en niebla cuando la calidad excede el 97 %.

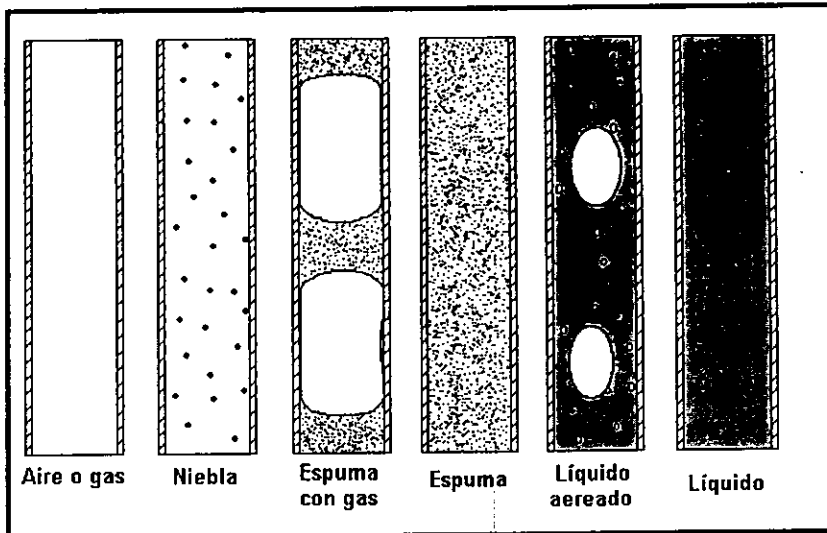


FIGURA 2.3. Espectro de flujo multifásico.²

La diferencia entre las espumas y los fluidos aereados es el empleo de los surfactantes, los cuales tiene como función impedir el efecto de tensión superficial. Las espumas además se clasifican de acuerdo a su morfología, es decir a su forma y generalmente caen dentro de 2 grupos: espumas esféricas, las cuales consisten de burbujas esféricas separadas una de otra por líquido, y espumas poliédricas, las cuales consisten de burbujas de forma poliédrica. Para este tipo de espuma, cuando se juntan 3 burbujas de igual tamaño, estas forman 3 ángulos de 120 grados.

Este tipo de espumas frecuentemente esta sujeta a tres factores:

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

En líquidos puros, el drene en los bordes causa que la película que rodea la burbuja de gas, se adelgace o se rompa. Sin embargo, si se cuenta con la presencia de un surfactante, se puede retardar este efecto substancialmente. Actualmente se han identificado cuatro mecanismos que retardan el drene del líquido de una burbuja:

1. El incremento de la viscosidad en la superficie de la burbuja disminuye el drene del líquido en los bordes.
2. La creación de un recubrimiento sólido para la burbuja. Esto se consigue empleando aditivos que reaccionan con la presencia de oxígeno en la interfase, reduciendo la tendencia de las paredes a romperse.
3. La película superficial que rodea una burbuja fluye de una región de baja tensión superficial a una de alta tensión superficial. Cuando una porción de la película se adelgaza, se produce alta tensión superficial donde la concentración del surfactante disminuye por la concentración del solvente. Por lo que se debe adicionar surfactantes al espesor de la película de la burbuja para incrementar la vida de la espuma durante el transporte a la superficie. Esta es el área con mayor potencial de ruptura de la burbuja.
4. El cuarto mecanismo de estabilización de una espuma se refiere a su naturaleza eléctrica. Cuando un material de actividad superficial se adiciona a la solución de la espuma queda cargado eléctricamente.

Con el empleo de estas técnicas para retardar el drene del líquido, se ha extendido la aplicación de los sistemas de perforación con espumas. 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 del pozo. La selección de un agente espumante apropiado es crítica para el éxito de las operaciones de perforación con este tipo de fluido. Las consideraciones para su selección dependen de la concentración, contaminación, temperatura y solubilidad a las que se van a encontrar.

La concentración adecuada del agente espumante ocasiona la estabilidad de la espuma ya que incrementando la concentración se incrementa la vida de la espuma. La contaminación de la espuma con agua salada o aceite, altera la estabilidad de la espuma, por lo que al incrementar la cantidad de contaminantes se disminuye la vida de la espuma, esto es debido principalmente por disminución de la solubilidad del agente espumante durante el proceso de contaminación. La temperatura afecta la espuma de igual forma que a los fluidos de perforación, ya que un incremento en la temperatura disminuye la estabilidad de la espuma. Se considera que una espuma es estable cuando presenta una calidad menor del 96 %, teniendo presente lo anterior estas se pueden clasificar como espumas secas (de alta calidad) o espumas húmedas (de baja calidad).

APLICACIÓN:

- Cuando existen altos flujos de líquidos.
- Cuando existe presencia de hidrocarburos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- Presión variable sobre la pared del pozo.
- Permite un adecuado control de las presiones en el pozo.
- Alta eficiencia en la capacidad de acarreo.
- Bajos requerimientos de gas.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Buena limpieza del agujero.
- Permite una adecuada configuración de la pared del pozo.
- Bajos requerimientos de agua.
- Puede manejar grandes volúmenes de agua.

DESVENTAJAS:

- Costos considerables para su elaboración.
- Equipo especializado, empleado para la medición y regulación de las proporciones y cantidades de líquido y gas.
- Para espumas reutilizables se requiere equipo adicional en superficie.

- Dificultad para el control de sólidos.

2.1.5 ESPUMAS RÍGIDAS.

Se define a la espuma rígida como aquella que emplea un fluido de perforación base gel como fase líquida, gas y un agente espumante. El uso principal de la espuma rígida, en comparación con la espuma estable, es que proporciona una buena estabilidad del pozo en las formaciones no consolidadas, además de que puede ser usada 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.

APLICACIÓN:

- Formaciones con afluencia de líquidos.

VENTAJAS:

- Altos ritmos de penetración.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Altas capacidades de acarreo de recortes.
- Buena limpieza del agujero.
- Buena configuración de la pared del pozo.

DESVENTAJAS:

- Considerables costos en el fluido de perforación y los aditivos químicos.
- La consistencia del fluido se rompe con la presencia del aceite, agua salada y calcio.

ADITIVOS PARA NIEBLA Y ESPUMA.

Los aditivos se usan según su función. En un sistema de agua dulce, se debe usar cloruro de potasio para el control del pH, un espumante aniónico simple o un detergente común como agente espumante. Cuando se utiliza agua dura o agua salada con entrada de aceite, el agente espumante llega a ser más complejo y costoso.

La corrosión que existe con el agua dulce es mínima, pero puede llegar a ser severa si se utiliza agua salada en las operaciones de perforación bajo balance. Cuando se tiene producción de agua, la corrosión puede ser un factor muy perjudicial y cuando se tiene producción de agua con baches de H_2S , el control de la corrosión es mucho más difícil.

FACTOR	CAMBIO	EFFECTO EN EL ORENE	EFFECTO DE LA ESTABILIDAD DE LA ESPUMA
CONCENTRACIÓN	INCREMENTA	DECRECE	INCREMENTA
CONTAMINACIÓN	INCREMENTA	—	DECRECE
TEMPERATURA	INCREMENTA	INCREMENTA	DECRECE
SOLUBILIDAD	INCREMENTA	DECRECE	INCREMENTA

TABLA 2.3- Efectos de los agentes espumantes.

2.1.6 FLUIDOS GASIFICADOS.

La perforación con fluidos gasificados es aquella que se realiza empleando fluidos convencionales de perforación mezclados con algún gas. Generalmente, estos no contienen surfactantes y tienen una fracción de volumen de líquido mayor en el fondo del pozo. La densidad efectiva de los fluidos gasificados se encuentra generalmente entre los 4 y los 7 lb/galón. Los líquidos base normalmente son agua viscosificada, o aceite crudo, gasificado con nitrógeno o en menor frecuencia con gas natural. Este tipo de fluido puede ser requerido cuando la capacidad de los sistemas anteriores es rebasada.

APLICACIÓN:

- Formaciones con altos flujos de líquido.

VENTAJAS:

- Incrementa los ritmos de penetración.
- Reduce los problemas de pérdida de circulación.
- Incrementa la vida útil de las barrenas.
- Permite incrementar su densidad con facilidad.

- Solo es limitada por el equipo superficial.

DESVENTAJAS:

- Puede cambiar la mojabilidad de la formación.
- Incrementa la posibilidad de corrosión, cuando no se usa un gas inerte.
- Riesgo de descontrol debido a surgencia.
- No puede emplearse el MWD, si se tiene fase gaseosa por el interior y espacio anular de las tuberías.
- Las vibraciones en la sarta son más severas.
- Se dificultan los cálculos de hidráulica, debido al incremento de fases.

2.1.7 AGUA O ACEITE NITRIFICADOS.**APLICACIÓN:**

- Formaciones con altos flujos de líquido.

VENTAJAS:

- No es corrosivo (solo si es una mezcla de aceite y nitrógeno).
- Poca o ninguna corrosión con agua dulce.
- Permite utilizar el MWD (Solo cuando no existe fase gaseosa en el interior y exterior de las tuberías).
- Bajo costo (en caso de usar solo agua como fluido de perforación).

DESVENTAJAS:

- Riesgos de descontrol debido a surgencia.
- Potencialmente corrosivo en presencia de H_2S .
- Incrementa los costos por el uso de nitrógeno.

2.1.8 ACEITE O EMULSIÓN INVERSA.**APLICACIÓN:**

- Formaciones con altos flujos

VENTAJAS:

- Minimiza el riesgo de descontrol por surgencia de fluidos de formación.
- Son fluidos simples.

DESVENTAJAS:

- Son costosos.
- Presentan problemas con el medio ambiente.
- Presentan problemas de disposición.

2.1.9 AGUA Y LODOS LIGEROS.

APLICACIÓN:

- Formaciones con altos flujos de líquido.

VENTAJAS:

- Minimiza el daño a la formación por influencia de sólidos.
- Minimiza el riesgo de descontrol por surgencia de fluidos de la formación.

DESVENTAJAS:

- Pueden propiciar la formación de emulsiones en el lodo.
- Puede reaccionar con las formaciones.

2.1.10 FLUIDOS CON ESFERAS DE CRISTAL.

La Perforación bajo balance en yacimiento depresionados requiere un fluido con una densidad menor que la del agua ($SG < 1.0$). Un nuevo agente reductor de densidad se ha concentrado en el uso de huecos o vacíos, formados 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 los procedimientos de control de sólidos y la capacidad para el uso de tecnología convencional de MWD con pulsos de lodo.

Las esferas de cristal con una densidad relativa de 0.38 pueden reducir efectivamente la densidad del fluido de perforación. Como se muestra en la figura 2.4 la densidad del fluido de perforación disminuye de 8.8 a 6.0 lb/gal tanto como la concentración de las esferas de cristal se incrementa de 0 a 50 por ciento. Las esferas de cristal se seleccionan basándose en las propiedades físicas y habilidad para mantener estas propiedades bajo condiciones de alta presión y temperatura encontradas en los pozos de aceite y gas. Los aspectos más importantes son la gravedad específica y los esfuerzos de colapso de las esferas.

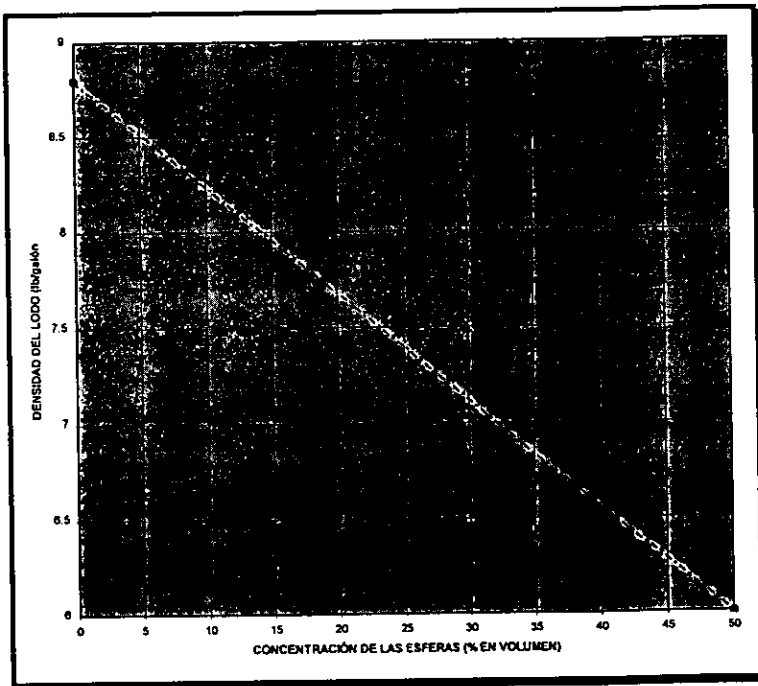


Figura 2.4. Variación de la densidad del lodo con respecto a la concentración de esferas de cristal³.

APLICACIÓN.

- Altos flujos de líquidos

VENTAJAS.

- Minimiza el riesgo de descontrol por surgencia de fluidos de la formación.
- Reduce el costo de los fluidos al eliminar el empleo de compresores y/o nitrógeno.

DESVENTAJAS.

- Se requiere de equipo especial para el control de sólidos
- La concentración de esferas debe ser de 35 y 40%.

2.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE FLUIDO.

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

1 Análisis de las propiedades de la formación

Especificar los parámetros del yacimiento para analizar la compatibilidad del fluido de perforación seleccionado.

- ♦ Tipo de fluidos
- ♦ Condiciones de presión y esfuerzos en el yacimiento

2 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
- ♦ 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

FLUIDOS PARA DISMINUIR EL DAÑO A LA FORMACIÓN.

1 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

2 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 2.4 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 inyectadas 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 geESTABLE	600-800	1,000-1,200	100-350	150-500	La espuma preformada en la superficie esta constituida por una mezcla de aire, agua y surfactante.	La espuma debe tener, y mantener, una densidad y consistencia capaz de suspender y transportar los recortes hasta la superficie a una velocidad anular relativamente baja (similar para el fluido).
FLUIDOS AEREADOS	400-1,600	400-1,600	Extremadamente variable. Abajo de 1,000 ft 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 2.4. Comparación de parámetros de perforación con diferentes fluidos ligeros en agujero de 12 1/4".

CAPITULO 3

TÉCNICAS DE PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación convencional contempla como fundamento, evitar la entrada de los fluidos de la formación hacia el pozo mediante la presión ejercida por los fluidos de perforación, contrario a esto, la técnica de perforación bajo balance contempla el uso de fluidos ligeros para permitir que las formaciones con suficiente presión y permeabilidad aporten fluidos hacia el pozo (disminución de la presión de fondo).

La entrada de fluidos de formación se debe realizar en forma controlada, manteniendo con esto una producción de hidrocarburos o bien para resolver un problema de perforación, sin producir una situación que lleve a la pérdida total del pozo. La entrada de fluidos implica una disminución de la presión hidrostática del fluido de perforación, por tal motivo se deben establecer las formas de generar la condición bajo balance.

3.1. FORMAS DE GENERACIÓN DE LA CONDICIÓN BAJO BALANCE

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

3.1.1. GENERACIÓN DE LA CONDICIÓN BAJO BALANCE CON FLUIDOS DE BAJA DENSIDAD.

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

3.1.2. GENERACIÓN DE LA CONDICIÓN DE BAJO BALANCE EN FORMA NATURAL.

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

3.1.3. GENERACIÓN DE LA CONDICIÓN BAJO BALANCE EN FORMA ARTIFICIAL.

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

- Inyección de gas por el interior de la tubería de perforación.
- Inyección de gas por el espacio anular:
 - Tubería parásita con inyección de gas por el espacio anular.
 - Tubería concéntrica con inyección de gas por el espacio anular.

INYECCIÓN POR EL INTERIOR DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN.

La inyección por la tubería de perforación es la técnica más común de perforación bajo balance y comprende la inyección de gas dentro de la corriente de líquido a través de la tubería vertical. Como se ilustra en la figura 3.1, la mezcla de gas y la corriente de líquido, como una sola, es bombeada hasta el fondo de la sarta de perforación. Cuando una formación es abatida en condiciones de bajo balance la presión se extiende hasta la superficie resultando una presión menor en el yacimiento hasta el pozo. El radio de esta región de abatimiento temporal puede variar a lo largo del pozo dependiendo de las características del yacimiento y condiciones de circulación de fondo.

Con la inyección por la tubería de perforación se provoca el aligeramiento de toda la columna en el espacio anular por encima de la barrena, siendo muy efectiva para proveer una presión de fondo consistente. Desgraciadamente, las condiciones de circulación de fondo son interrumpidas, cuando se perfora con tuberías con juntas debido a que el gas no puede ser inyectado para asegurar que las condiciones de bajo balance se mantengan durante las conexiones, viajes u otros períodos de circulación de cierre. La separación de fluidos ocurre en el espacio anular y en el interior de la sarta de perforación inmediatamente después que la inyección de gas se ha detenido.

Un incremento en la presión de fondo se debe tener para restablecer la circulación como resultado de la fuerza adicional requerida para remover los líquidos acumulados en el espacio anular. La formación puede estar expuesta a nuevos incrementos de presión de fondo debido a la separación de líquidos dentro de la sarta de perforación y posteriormente circularlos al espacio anular. La presión de fondo solo disminuye una vez que el líquido acumulado comienza a ser circulado fuera del pozo.

VENTAJAS:

- No requiere de equipo adicional de fondo y tiene un costo más bajo que la gasificación con tubería parásita o tubería concéntrica.
- Las presiones de fondo son bajas debido a que el fluido gasifica por entero el espacio anular.
- Por esta misma razón el gasto de inyección de gas para presiones de fondo específicas, es menor que el utilizado en la inyección por el espacio anular.
- Se tiene una mejor hidráulica de la barrena.

DESVENTAJAS:

- Es imposible continuar la gasificación debido a que se tiene que suspender la circulación para realizar conexiones o viajes. Como resultado de esto es muy difícil mantener las condiciones bajo balance con esta técnica ya que no se puede alcanzar el control de la presión de fondo.

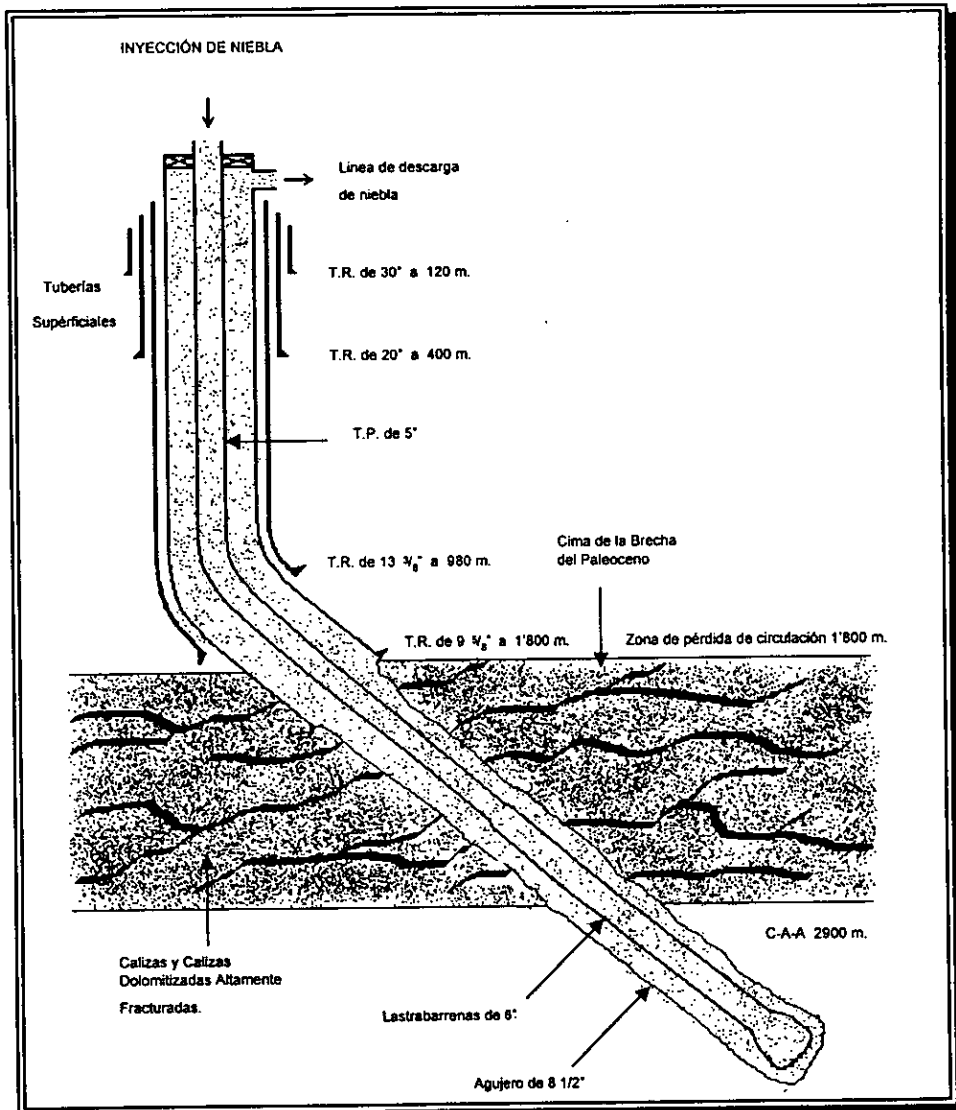


Figura 3.1. Generación de la Condición Bajo Balance a través de la Tubería de perforación.

- La descompresión de la sarta requiere de un tiempo determinado para su conexión y desconexión durante los viajes, debido a la presencia de válvulas de contra presión o flotadoras que se utilizan en la sarta de perforación, lo cual hace más lentas las operaciones.
- El flujo de dos fases por el interior de la tubería de perforación, causa altas pérdidas por fricción lo cual implica presiones de superficie mucho más altas que en la inyección por el anular. La compresibilidad de la fase gaseosa disminuye la precisión de las señales de pulsos de lodo en el MWD y este mismo efecto reduce la eficiencia del motor de fondo causando vibraciones que pueden reducir la vida útil de este equipo.
- La sarta de perforación esta expuesta a una gran corrosión debida a los altos gastos.

Para concluir es posible utilizar más de una técnica de gasificación al mismo tiempo, que de acuerdo a las circunstancias y requerimientos de la operación pueda convertirse en una alternativa para la solución de algún problema específico.

INYECCIÓN DE GAS POR ESPACIO ANULAR:

La técnica de inyección de gas por el espacio anular elimina el problema de la discontinuidad de inyección inherente en otras técnicas. El método de la sarta parásita y el de inyección con tubería concéntrica son dos métodos de inyección de gas por el espacio anular.

TUBERÍA PARÁSITA.

La técnica de tubería parásita es ilustrada en la figura 3.2 y utiliza la inyección de gas vía una sarta de tubería flexible colocado fuera de la sarta de tuberías de revestimiento. Durante la perforación, el gas es bombeado a través del espacio anular y mezclado con el fluido de perforación en la corriente de retorno, teniendo como resultado la reducción de la presión de fondo por el aligeramiento de la columna hidrostática por arriba del punto de inyección. El punto de inyección cuando se usa una sarta parásita se localiza cerca del punto medio de la desviación de la sección horizontal del pozo. Esta técnica no aligera la columna de fluido por abajo del punto de inyección y generalmente se requieren de mayores gastos de inyección de gas (asumiendo una sola fase líquida bombeada bajo la sarta de perforación) para llevar acabo una reducción similar a la inyección por la tubería de perforación¹.

La ventaja de la inyección por el espacio anular es que la circulación de gas es posible continuarla durante las conexiones y viajes, suministrando menos fluctuaciones en la presión de fondo comparada cuando se utiliza la inyección por la tubería de perforación. Existen además costos relativamente significativos para los requerimientos de inyección por sartas, incremento del tamaño del agujero necesario para adaptarse a la sarta de inyección, e incrementa los requerimientos de los gastos de inyección. Además, la inyección a través del espacio anular no es práctica para muchas aplicaciones de reentradas debido a que se tiene espacio del agujero insuficiente para colocar la sarta de inyección.

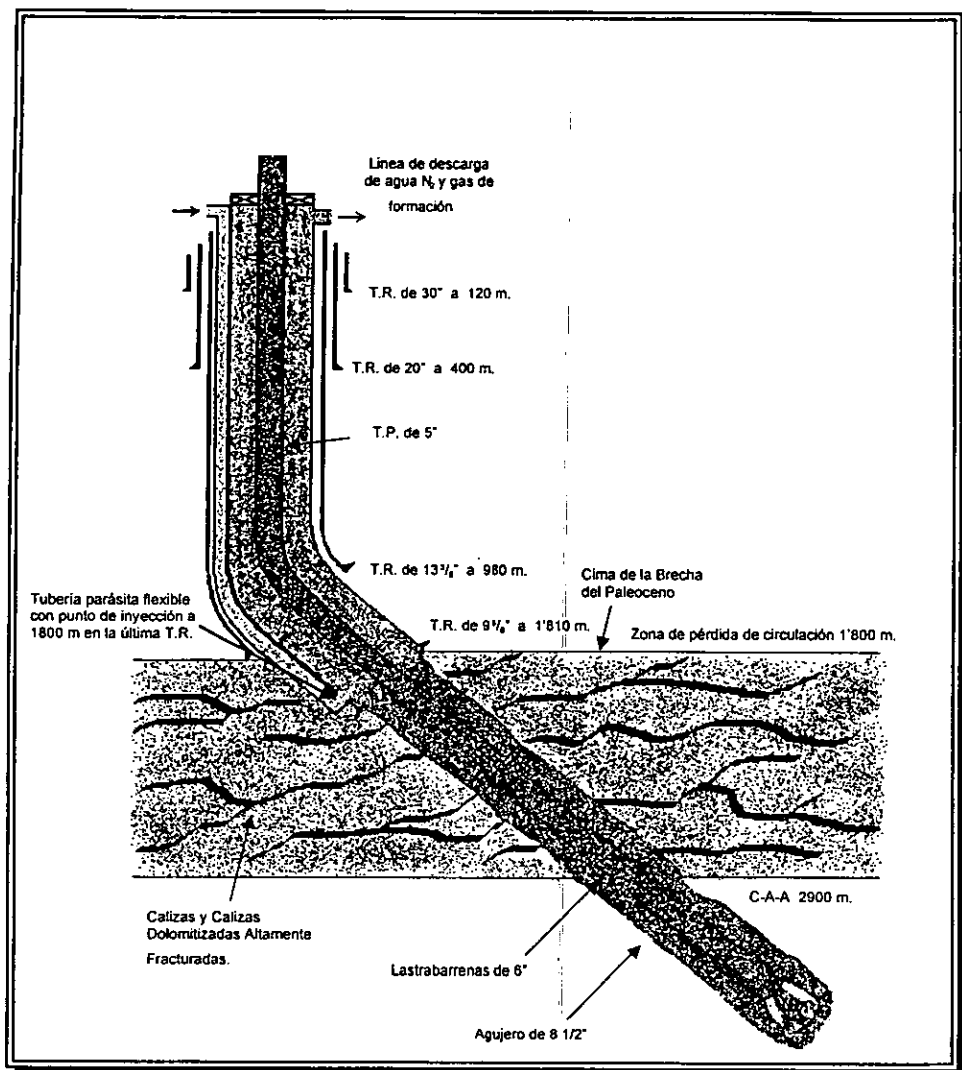


Figura 3.2. Generación de la Condición Bajo Balance a través de una Tubería Parásita

Solo cuando se perfora con tubería flexible pueden estabilizarse las condiciones de presión de fondo para lograr y mantenerla durante la perforación bajo balance. No se requiere de conexiones cuando se perfora con tubería flexible y la inyección de gas es posible durante los viajes dentro y fuera del pozo. Aunque la perforación bajo balance con tubería flexible puede tener significativas ventajas en el control de la presión de fondo, el desarrollo de la tecnología es lento y tiene notables limitaciones mecánicas cuando se compara con la perforación con tubería de juntas.

TUBERÍA CONCÉNTRICA.

Este método consiste en introducir una tubería concéntrica; entre la última TR cementada y la tubería de perforación que tenga el diámetro suficiente para permitir la rotación de la tubería en caso necesario, aunque la mayoría de las aplicaciones se realizan tanto en pozos direccionales, como horizontales en el se perfora con un motor de fondo, lo que se minimiza los problemas desprendimiento de la tubería concéntrica. El fluido se inyecta por el espacio anular de la última TR cementada. Tiene el mismo propósito que la tubería parásita. Una variante de esta técnica, es la inyección de gas por el espacio anular a través de una terminación, en este caso la tubería concéntrica se encuentra ranurada y con un empacador arriba de la zapata de la última TR cementada. Esta técnicas se muestran en la figura 3.3.

A continuación se presentan algunas ventajas y desventajas de la inyección de gas por el espacio anular el cual abarca estas dos técnicas.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS:

- Permite continuar con la gasificación del fluido en el espacio anular aún cuando se realicen viajes o conexiones. Sin embargo como se suspende la circulación del líquido durante las conexiones, el control de la presión de fondo tampoco es perfecto.

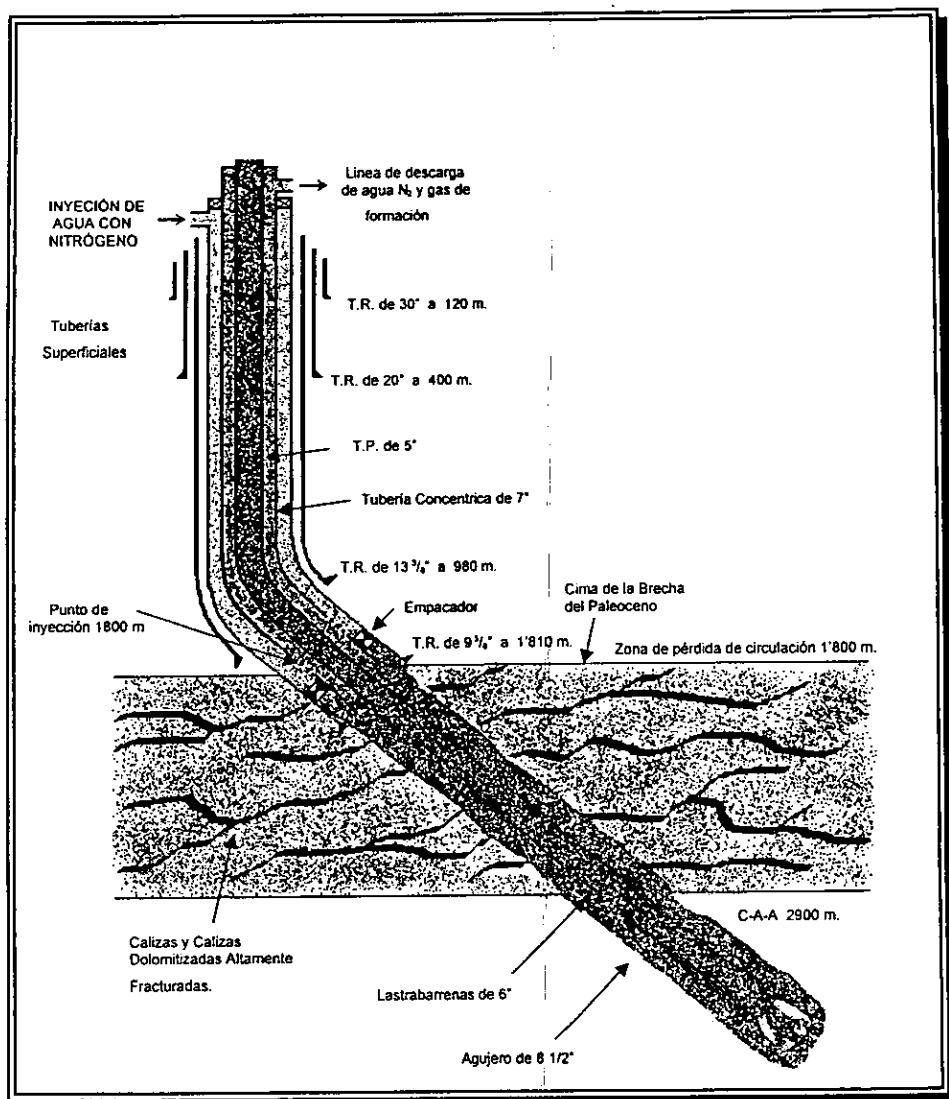


Figura 3.3. Generación de la Condición Bajo Balance a través de una Tubería Concéntrica.

- El flujo por el interior de la sarta de perforación se realiza en una sola fase por lo tanto el sistema de pulsos de lodo en el MWD, resulta adecuado para recibir las señales de este equipo, los motores de fondo trabajan eficientemente y el nivel de vibraciones es muy bajo.
- El punto de inyección de gas dentro de la tubería de revestimiento elimina la posibilidad de inyección de gas a la formación.
- La presión de gas requerida para iniciar la inyección puede ser más alta que la inyección de gas por el interior de la sarta de perforación, pero es más baja que la presión de inyección por el tubo vertical. Por lo tanto la potencia de inyección de gas por el espacio anular es menor que la requerida en la inyección por la sarta de perforación.
- Finalmente como el gas de inyección no esta comprimido no toda la sarta de perforación estará expuesta a la corrosión del fluido gasificado.

3.2. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

La perforación bajo balance presenta diferencias con respecto a la perforación convencional, por lo que se requiere de equipo con características especiales, debido principalmente a la presencia de flujo durante la perforación. La perforación bajo balance puede realizarse con diversos equipos como:

- ♦ Equipo Convencional
- ♦ Equipo de tubería flexible
- ♦ Equipo Snubbing

El tipo de fluido empleado en las operaciones de perforación bajo balance, influyen demasiado en el tipo y distribución del equipo en el sitio de la perforación. Si las operaciones durante la perforación convencional (sobre balance), requieren de planeación y consideraciones para su realización, las operaciones bajo balance requieren de consideraciones adicionales que permitan establecer la distribución de los equipos empleados. La figura 3.4 muestra la distribución de los equipos para los diferentes casos de perforación bajo balance.

Para diseñar la distribución general del equipo en una localización, se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- ♦ Relieve del terreno
- ♦ Patrones de drenaje natural
- ♦ Dirección prevaleciente del viento
- ♦ Dirección y tipo de la mayoría de las tormentas
- ♦ Radios de zonas de seguridad
- ♦ Equipos en la localización
- ♦ Tamaño, tipo de desecho y depósitos de almacenaje
- ♦ Caminos de acceso
- ♦ Estacionamientos para vehículos y camiones
- ♦ Salidas de emergencia

♦ Localización del campamento

Las consideraciones especiales relacionadas a la perforación bajo balance contemplan lo siguiente:

- ♦ Se deben considerar aspectos tales como: dirección del viento, tanques para el aceite producido, línea de descarga y quema, cuartos para personal extra, zonas de seguridad u otras zonas.
- ♦ La dirección del viento no es siempre constante, pero cuando se usan líneas de descarga y quema, los separadores, tanques para el aceite producido, los cuartos del personal, oficinas, los compresores de aire y la sección de máquinas deben estar fuera de la dirección del viento.
- ♦ Las normas establecidas para la separación entre el cabezal del pozo y las líneas de descarga y quema recomiendan una longitud de 100 metros.
- ♦ Las líneas de quema tienen un sistema de ignición confiable, pero debido a la rapidez en la salida del gas o fluido; para el caso de bajo balance, pueden soplar hacia fuera la ignición regular o apagar esta, lo cual no permitiría el funcionamiento del sistema.
- ♦ La línea de descarga de polvo o gas deben estar dirigidas en la dirección más frecuente del viento. Los cuartos del personal, las oficinas, los compresores de aire, equipo de perforación y la unidad de membrana de nitrógeno necesitan protegerse del polvo de descarga.
- ♦ Las líneas de descarga, cuando se perfora con aire o gas pueden ofrecer un problema desde el punto de vista del medio ambiente. Cada diseño debe contener un sistema de eliminación de polvo y niebla o depósito de los mismos.

El problema básico en la perforación bajo balance es el equipo y depósitos requeridos para las operaciones. Por tal motivo se requiere de una planeación para la disposición del equipo y personal en la localización.

Los depósitos para el aceite producido pueden requerir un mayor espacio y una adecuada planeación para la ruta de camiones o líneas de tubería temporales para cargar los tanques.

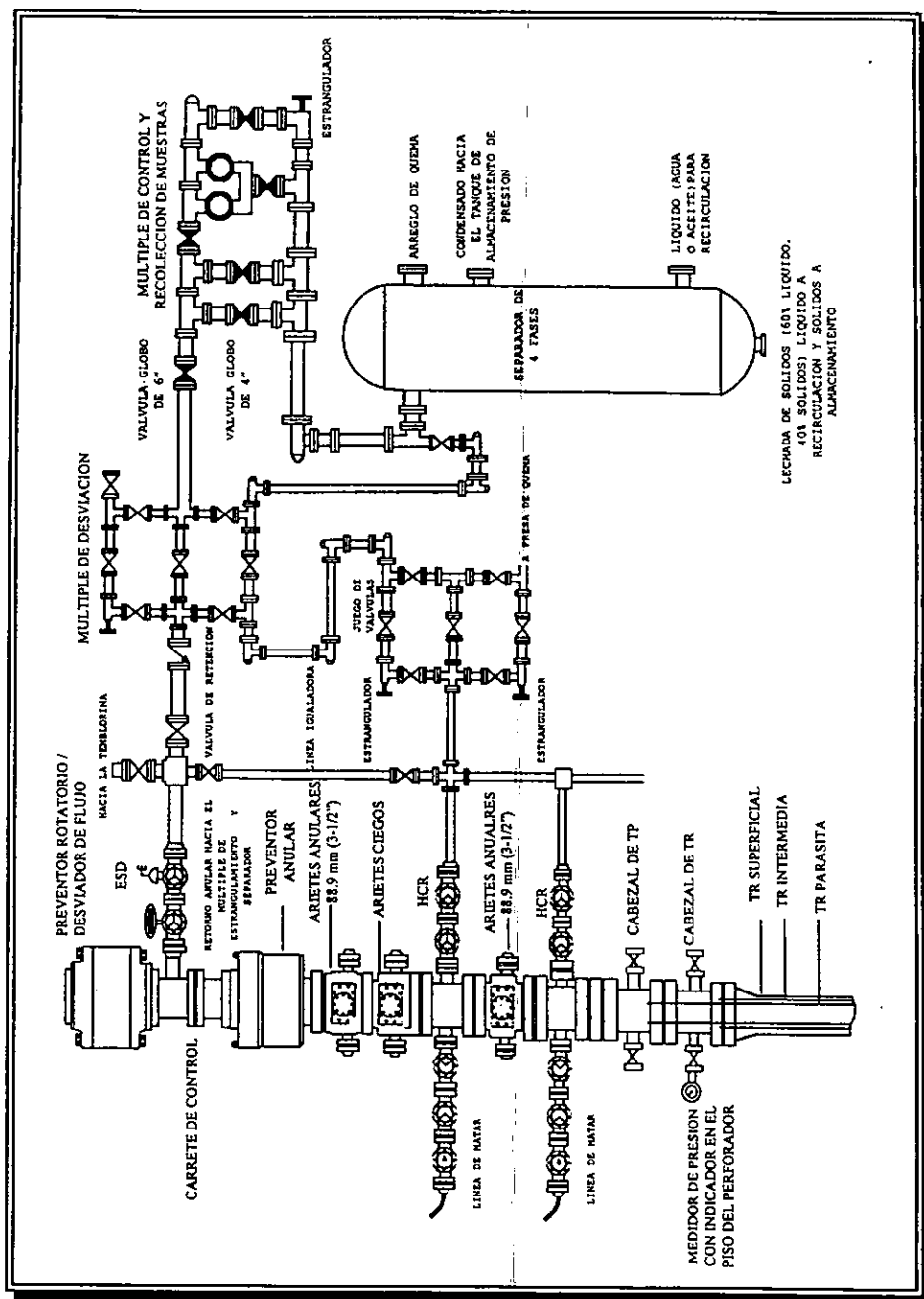


Figura 3.4. Distribución general del equipo superficial para la perforación bajo balance².

Los sistemas de separación, especialmente en sistemas cerrados usados en la presencia de H_2S , están integrados al espacio de los tanques por medio del sistema circulatorio del fluido de perforación. Los sistemas cerrados y abiertos necesitan un espacio alrededor para que el área de producción de gas sea ventilada.

3.2.1- EQUIPO CONVENCIONAL

El equipo empleado para efectuar las operaciones de perforación sobre balance pueden emplearse para efectuar la perforación bajo balance, siempre y cuando sean implementados y se tomen las consideraciones necesarias para brindar seguridad al personal y al pozo. El equipo se encuentra constituido de la siguiente forma:

- ◆ Equipo superficial
 - Equipo de control
 - * Conjunto de preventores
 - * Cabezal rotatorio
 - * Preventor rotatorio
 - * Múltiple de estrangulamiento
 - * Desviador de flujo
 - * Acumuladores (bomba Kooimey)
 - * 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

3.2.1.1. -EQUIPO SUPERFICIAL

EQUIPO DE CONTROL.

CABEZAL ROTATORIO.- El cabezal rotatorio, se usa fundamentalmente para perforar bajo balance e introducir o extraer tuberías de perforación, producción, revestimiento, lastrabarrenas y otras herramientas de perforación. El nombre de cabezal rotatorio es debido al sello de goma o elementos sellantes rotatorios, los cuales proporcionan el control del flujo durante la perforación. El cabezal rotatorio se muestra en la figura 3.5.

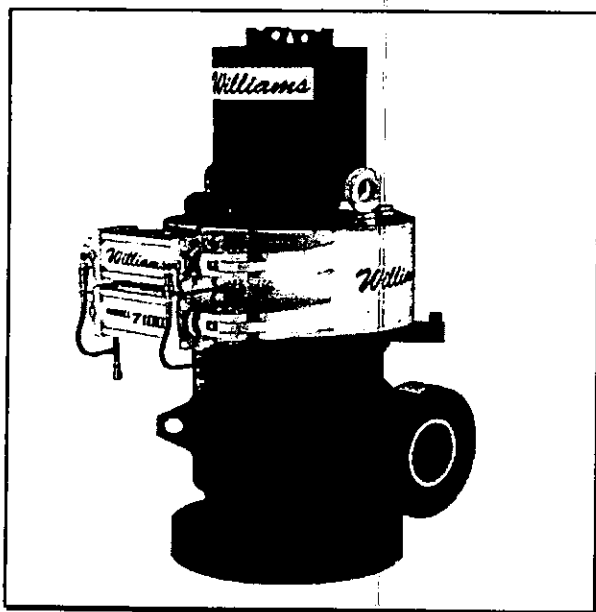


Figura 3.5. Cabezal rotatorio para operaciones de perforación bajo balance.

El cabezal rotatorio brinda rotación y sello que permite la perforación de un pozo sometido a presión en la cabeza. En el pasado la presión del cabezal estaba limitada a unos cuantos cientos de lb/pg^2 . Actualmente las operaciones de perforación rotatoria con presión en la cabeza se efectúan con 1500 lb/pg^2 de presión mientras los fluidos y recortes son circulados a la superficie. Existen unidades que manejan 3000 lb/pg^2 en condiciones estáticas.

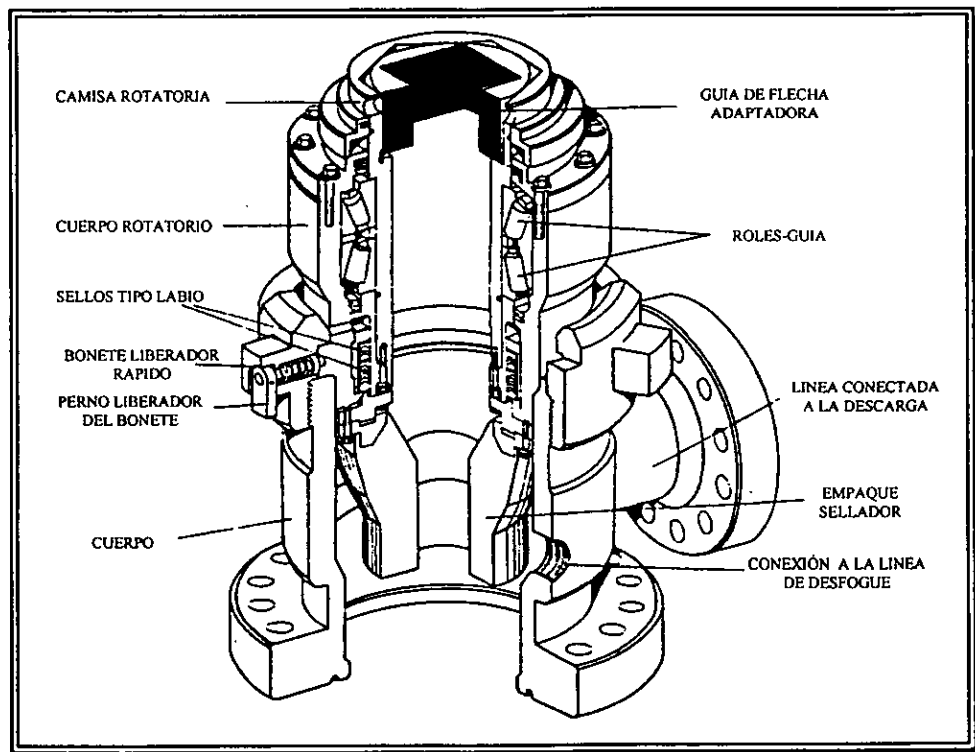


Figura 3.6. Esquema de cabezal rotatorio³.

El cabezal rotatorio cuenta con un dispositivo donde se aloja el empaque, el cual se acopla a la flecha de perforación y se baja para conectarse a la parte inferior de la cabeza. El cabezal rotatorio usa la interferencia mecánica entre la tubería y el elemento sellante para generar el sello primario. Este sello es reforzado por la presión diferencial en el sellante, entre la presión del pozo que actúa contra el lado exterior del elemento y la presión atmosférica actuando contra el lado interior.

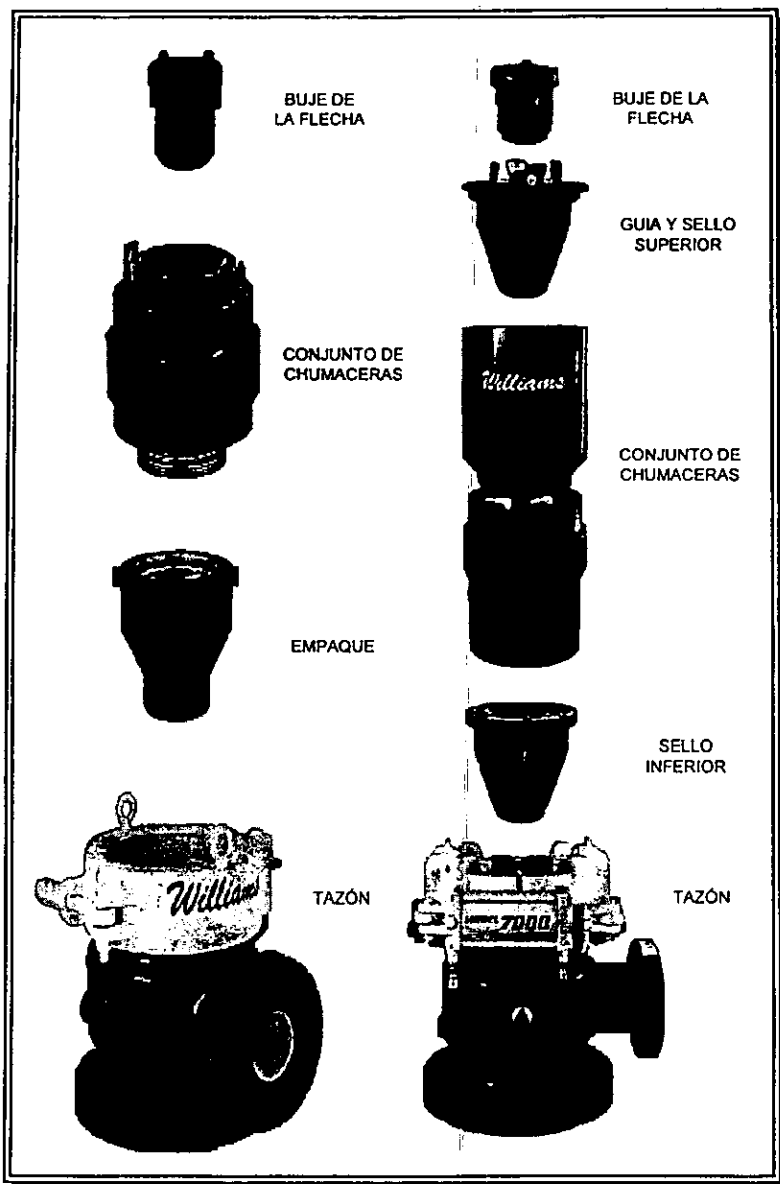


Figura 3.7. Cabezal rotatorio convencional y modelo 7000 para operaciones de perforación bajo balance

A medida que el elemento se desgasta, la presión diferencial entre el elemento provee la mayoría de la energía sellante. Por lo que el elemento desgastado con presión anular baja pudiera no proveer un sello efectivo. Existen dos tipos básicos, uno con elemento sellante sencillo y otro con elemento sellante doble. El tipo doble (cabezal rotatorio de alta presión) provee una capacidad extra de sello y una presión de trabajo mayor. En el cabezal rotatorio de alta presión el acero refuerza los elementos de goma brindando un sello extra y permitiendo que todo el flujo sea desviado a la línea de descarga o múltiple de estrangulación. El tipo de goma usado, puede brindar una protección óptima según la composición de los fluidos y la temperatura esperada en el retorno de los fluidos. El cabezal rotatorio esta localizado en la parte superior del arreglo de preventores del equipo convencional y brinda una barrera entre el piso de perforación y la salida de los fluidos de perforación. El objetivo principal es el de brindar seguridad al personal y protección al medio ambiente. Si se tiene flujo, el cabezal rotatorio brinda el sello primario o fundamental para aislar los fluidos de la formación. El arreglo de preventores suministra seguridad adicional, si el cabezal rotatorio falla o si la presión de trabajo es superada.

PREVENTOR ROTATORIO (RBOP). - Los RBOP utilizan un elemento sellante que actúa hidráulicamente, esta soportado por unos cojinetes y aislado por sellos mecánicos dentro de una carcaza. La carcaza tiene una brida para poderlo montar encima de los preventores y una brida para la descarga de los fluidos de retorno. Se utiliza aceite hidráulico para accionar el elemento de empacamiento, el cual sella la tubería de perforación. La presión del aceite puede variarse automáticamente conforme varía la presión en el pozo. Algunos preventores pueden mantener una presión hidráulica de cierre de entre 200 y 300 lb/pg² por encima de la presión del pozo, en donde el elemento de empacamiento crea un sello entre éste y la flecha.

El preventor rotatorio combinado con el conjunto de preventores convencional y el doble preventor anular, es la manera más segura de control del pozo. Existen conexiones del RBOP al arreglo de preventores de 3, 4 ó 6 pulgadas.

La presión de trabajo del preventor rotatorio es de 2,000 lb/pg² (incluyendo trabajos con H₂S, con uniones para martillos, juntas de tubería de perforación, juntas largas, ángulos en las tuberías y aparejos de fondo). Puede proporcionar una presión máxima mientras se perfora de 1,500 y 1,000 lb/pg² mientras se recupera tubería. Su altura es de 1.5 metros y tiene un diámetro de agujero de 11".

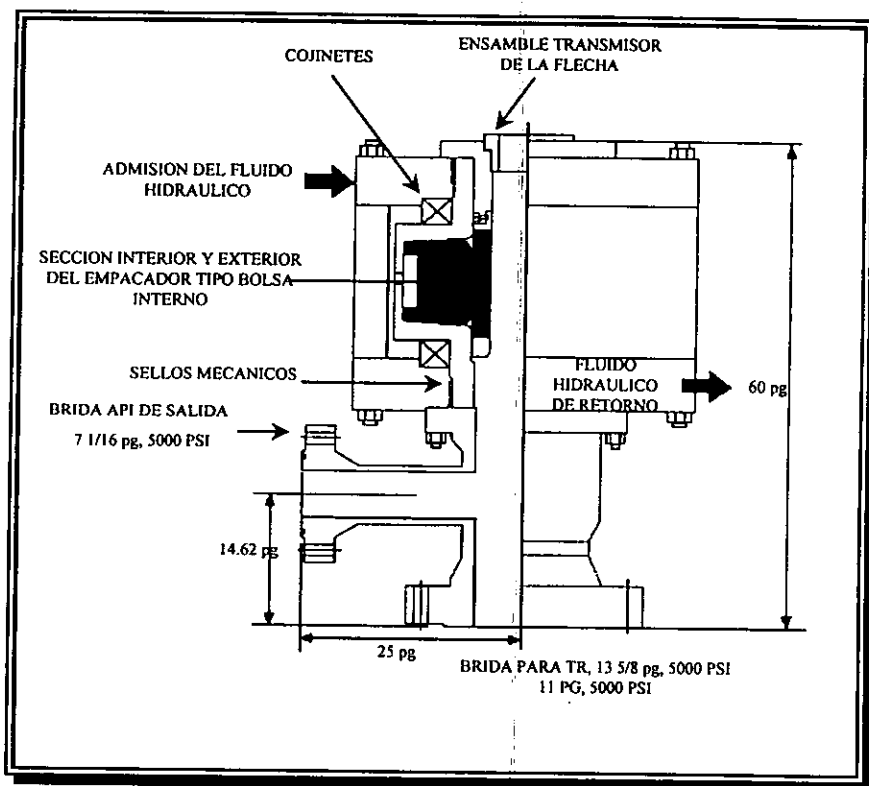


Figura 3.8. Preventor rotatorio⁷.

MÚLTIPLE DE ESTRANGULACIÓN.- El múltiple de estrangulación es necesario por seguridad en las operaciones de manejo de los fluidos de retorno bajo presión y para controlar el gasto de afluencia de hidrocarburos dentro del pozo. Un múltiple de estrangulación típico para operaciones de perforación bajo balance se muestra en la figura 3.9.

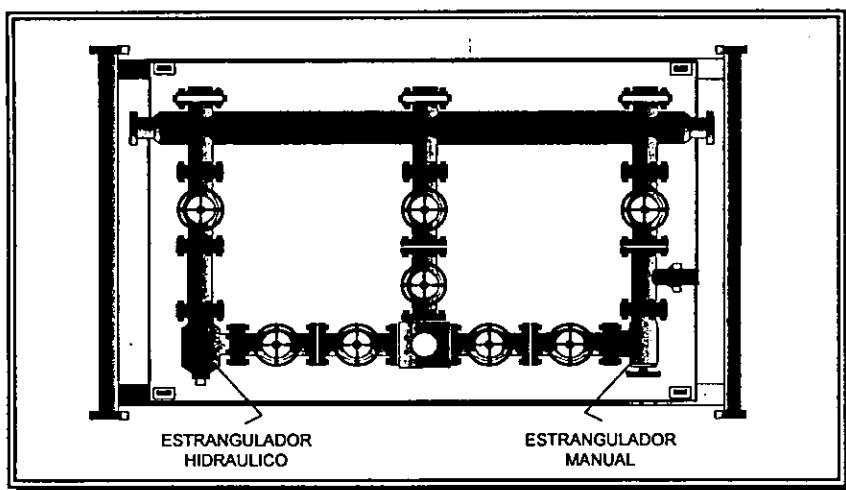


Figura 3.9. Múltiple de estrangulación típico para operaciones de perforación bajo balance⁴.

El múltiple de estrangulación 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. El múltiple debe estar diseñado de tal forma que el flujo pueda ser desviado a través de cualquiera de sus estranguladores (hidráulico o manual). Se requieren válvulas a la entrada y salida de cada estrangulador, para que este pueda ser aislado y reparado en caso de ser necesario. Los componentes del múltiple, deben colocarse de tal forma que todas sus partes sean accesibles para su mantenimiento y servicio. Se puede instalar un tanque de almacenamiento temporal a la salida de los estranguladores, además de una línea para desviar el flujo a algún otro lugar, independientemente del tipo de estrangulador que este siendo usado.

Se debe disponer de una línea de ventilación que rodee a los estranguladores, para purgar grandes volúmenes de fluidos y así aliviar las presiones excesivas en el espacio anular. Esta línea de ventilación debe tener un diámetro interior cuando menos igual al de la línea de estrangulación. Durante las operaciones normales de perforación, el múltiple debe permanecer abierto al flujo y todas sus válvulas deben probarse en cada turno para ver que estén alineadas adecuadamente y en buen estado.

DESVIADOR DE FLUJO.- El desviador de flujo básicamente 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.

El desviador de flujo, es colocado en la parte superior del arreglo de preventores convencional, entre el preventor rotatorio anular o esférico anular, especialmente en este tipo de operaciones de perforación bajo balance.

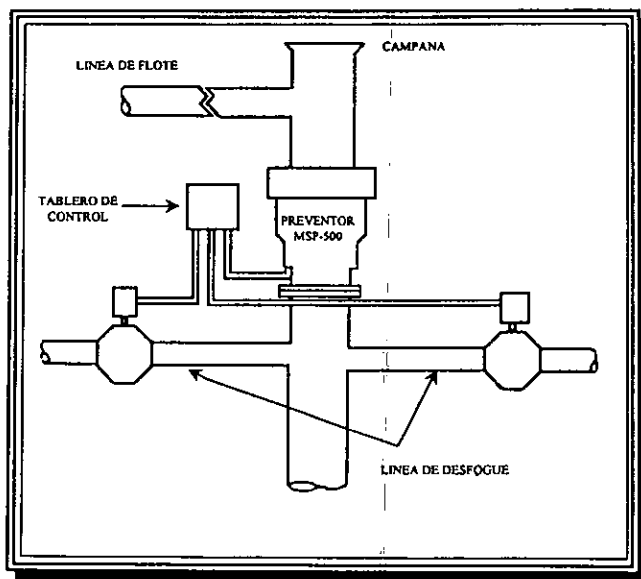


Figura 3.10. Desviador de flujo con líneas de desfogue.

LÍNEAS DE MATAR.- Las líneas de matar, permiten el bombeo dentro del pozo durante las operaciones para el control del mismo y además, se utiliza para probar el conjunto de preventores. La conexión de la línea de matar debe localizarse de tal manera que se pueda bombear el fluido por debajo del juego de arietes de tubería. Las líneas de matar deben diseñarse a una presión nominal por lo menos igual a la del conjunto de preventores.

Dentro de la línea de matar se debe instalar una válvula de retención, cerca de los preventores, para poder aislar la presión dentro del pozo, además de una válvula manual que sirva como respaldo. La línea de matar debe probarse bajo presión junto con los demás componentes del conjunto de preventores y no debe usarse para el llenado del pozo (al sacar tubería durante los viajes), sino que debe mantenerse en reserva en caso de emergencias. También se debe inspeccionar por si existen desgastes por abrasión cada vez que haya sido usada durante las operaciones para el control del pozo.

NIPLE DE CAMPANA.- Consiste de una tubería corta instalada en la parte superior del preventor. La parte superior del niple está ensanchada (o acampanada) 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. La línea de llenado es conectada en el niple de campana por debajo de la línea de descarga de lodo, para permitir que los fluidos de perforación sean integrados hasta el pozo mientras pasan a través de la sarta de perforación.

EQUIPO PARA EL MANEJO DE FLUIDOS.

SEPARADOR.- La mayoría los separadores utilizados en operaciones de perforación bajo balance, han sido modificados de los separadores de producción. La función de este elemento es la de separar las cuatro fases de los fluidos de retorno, agua o fluidos acuosos de perforación, gases (tanto de producción como de inyección), aceite de la formación y sólidos. Normalmente los separadores empleados en la perforación bajo balance se operan en rangos de 20 a 50 lb/pg², pero se pueden utilizar a una presión máxima de 200 a 500 lb/pg². La separación de los gases desde la línea retorno es más eficiente a presiones bajas. Además, es necesario utilizar 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. En la mayoría de los casos, el diseño de las partes internas del separador evita el "enlodamiento" cuando los baches entran al separador. Algunos separadores especiales para este tipo de operaciones, tienen una entrada en forma de espiral, con el propósito de desviar el flujo y así comenzar a liberar el gas. Utilizando una vasija de alta presión se puede reducir la tendencia al flujo tipo bache, sin embargo, se puede reducir la eficiencia en la remoción del gas en el líquido.

La vasija del separador es capaz de descargar rápidamente grandes volúmenes de líquido, provenientes de grandes baches. La vasija a presión necesita ser ajustada en forma precisa y se activa mecánicamente a la salida de la descarga.

La vasija tiene que ser lo bastante grande para permitir un tiempo de retención adecuado para la separación de los sólidos. Algunos de los separadores utilizados en las operaciones de perforación bajo balance, son de tal tamaño, que puedan contener dentro del separador todos los recortes generados en la perforación, para descargarlos hasta que la profundidad total (para el intervalo en cuestión) sea alcanzada. Si esto se cumple, la capacidad de retención de sólidos de la vasija debe ser de por lo menos tres veces el volumen del agujero perforado, por razones del volumen de los fragmentos de roca y por un posible aumento en el volumen de roca debido a derrumbes. Los separadores diseñados para estas operaciones, incluyen selladores y bombas para remover los recortes desde el separador de baja presión.

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.

Un separador horizontal típico utilizado en la bajo balance se muestra en la figura 3.11. Este es un tanque cilíndrico de nueve pies de diámetro y cuarenta pies de longitud, con una presión de trabajo de 200 lb/pg². El máximo gasto de gas para este separador es de 35 millones de pies cúbicos por día, con una capacidad de total líquido de 425 Bls. La vasija a presión es montada y calentada en operaciones con climas fríos.

En el separador horizontal, los fluidos entran y son detenidos por un reductor-desviador de velocidad. Los sólidos se asientan principalmente en el primer compartimento, en donde son removidos por la bomba. Los líquidos se derraman dentro del tercer compartimento donde se completa la separación. Los hidrocarburos líquidos y los fluidos de perforación son descargados a diferentes niveles en este compartimento por diferencia de densidades.

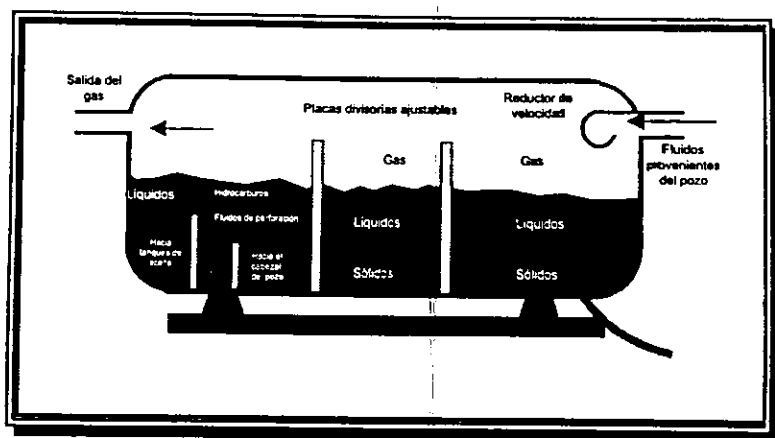


Figura 3.11. Separador horizontal de cuatro fases para la perforación bajo balance⁴.

Si se utiliza un sistema cerrado con un fluido de perforación que contenga parte de oxígeno, el separador debe contar con un sistema que permita purgar la vasija del separador con un gas inerte, tal como el nitrógeno, para disminuir el potencial explosivo de la mezcla de gases en el separador.

DESGASIFICADOR.- El exceso de gas que se encuentra en el separador y el tanque de succión abierto es potencialmente peligroso, particularmente si tiene alguna posibilidad de producción de H_2S . El gas presente durante la reinyección de líquido puede causar un decremento anticipado de la presión de fondo y como consecuencia un aumento en la producción, afectando la seguridad del personal y equipo e interfiriendo en la eficiencia de las bombas de lodo. Todo el gas debe ser eliminado para cualquier líquido que sea reinyectado dentro del pozo. En algunas circunstancias, es necesario utilizar un desgasificador adicional después del separador primario. Una desgasificación secundaria es muy importante cuando se tiene alta presión o si el volumen de gas disuelto es grande, principalmente esto se presenta cuando se perfora a grandes profundidades o en un yacimiento sobre presionado. Los separadores atmosféricos o desgasificadores al vacío puede ser usados para esta segunda fase de desgasificación.

SEPARADOR LODO/GAS.- Este tipo de separador lodo/gas (vertical), es de gran tamaño y con soporte de altura ajustable para remover el gas en el separador. Este sistema abierto (o vasija a presión atmosférica), debe ser mínimo de 6 pies de diámetro por 12 pies de altura, con líneas de quema de gas suficientemente grande (entre 6 y 12 pg), además de contar con líneas adecuadas de bombeo de líquido para manejar las velocidades de flujo instantánea.

El arreglo hacia la línea de quema, con adaptador variable de altura para diferentes gastos o condiciones de localización, debe ser equipado con un sistema automático de ignición.

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

EQUIPO DE CONTROL DE SÓLIDOS.- Los métodos para la remoción de los sólidos, pueden variar demasiado en sistemas de perforación bajo balance con respecto a las de operaciones convencionales de perforación (sobre balanceadas). Los sistemas de control de sólidos, necesitan ser diseñados para operarse dentro de los parámetros requeridos por el sistema, regulaciones ambientales y gubernamentales. Los parámetros incluyen:

- ♦ Fluidos de perforación.
- ♦ Volumen de recortes que son generados.
- ♦ Tamaño de la localización.
- ♦ Presencia de H_2S .

- ♦ Requerimientos de circuitos cerrados.
- ♦ Limitaciones y leyes ambientales.

EQUIPO DE FONDO.

MOTORES DE FONDO.- Los pozos horizontales de radio medio y largo son perforados usando motores de fondo para establecer la inclinación y frecuencia a perforar en la sección horizontal del pozo. Los motores de desplazamiento positivo (PDM) han sido usados en la perforación direccional desde los 60's. Los motores son diseñados para ser corridos utilizando lodos de perforación como fuente de potencia. El 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 recortes mucho menor que el lodo y la velocidad anular debe ser mucho mayor. Desafortunadamente, los altos excesos de volumen de aire para tener la velocidad de flujo recomendada en el motor, generan fallas prematuras.

Generalmente el volumen de aire requerido para la limpieza del agujero es tres veces mayores que el recomendado para la velocidad de flujo del motor. Una forma de reducir el flujo a través del motor, se logra desviando un volumen de aire antes de pasar por la sección del motor. Esto puede realizarse con un sustituto de chorro (jet sub) sobre el motor permitiendo que algo de aire escape desde la sarta de perforación hasta fuera del motor. En los motores con rotor hueco, la válvula de desviación puede ser remplazada por una de orificio. En cada caso, el orificio puede ser de tamaño predeterminado para desviar el aire necesario en el espacio anular antes de entrar a la sección del motor.

Se deben colocar toberas a la barrena para proveer una adecuada limpieza en el agujero y un enfriamiento extra al motor. La expansión del aire a través de las toberas proporciona el enfriamiento. La fricción entre el estator y el rotor dentro del motor causan un abatimiento de calor, esto permite que el motor trabaje con mayor eficiencia.

Además el motor requiere de lubricación, por lo que es conveniente utilizar niebla o espuma para proporcionar la lubricación necesaria al motor. En algunas ocasiones, la inyección de agua dentro del pozo provoca problemas de estabilidad en las lutitas, siendo más deseable un agujero seco. La inyección de una pequeña cantidad de aceite en la corriente de aire puede proporcionar una efectiva lubricación en el motor.

Recientemente, se ha diseñado un motor de desplazamiento positivo para perforar con aire específicamente. La experiencia ha mostrado que el motor es confiable. La ventaja de utilizar un motor para operaciones con aire es que no requiere de sistema de lubricación.

SISTEMA DE MONITOREO.- Para pozos horizontales y direccionales se requiere que la localización y dirección de la trayectoria del pozo sea monitoreada durante la perforación. Esto se realiza con el Sistema de Medición continua mientras se perfora (MWD). Existen tres tipos de sistemas MWD comercialmente disponibles y estos son:

- **PULSACIONES EN EL LODO:** Este sistema utiliza pulsaciones a presión para transmitir la información a través del lodo de perforación. Este sistema es el más utilizado, desafortunadamente, el método no trabaja adecuadamente con fluidos compresibles.
- **LÍNEA DE ACERO:** Esta técnica utiliza un codificador convencional de transmisión de señales eléctricas. El sistema de línea de acero puede ser difícil de manejar cuando la sarta de perforación esta distribuida por segmentos, así como cuando se dispone de poco tiempo para adicionar o remover un tramo a la sarta de perforación, o bien la línea de acero tiene que ser retirada e introducida. El uso de un sistema de conexión, el cual es adaptado en los segmentos de la línea de acero, ha simplificado y acelerado las operaciones.

- **ELECTROMAGNÉTICO:** El sistema electromagnético (EMR) requiere de una cierta conductividad en los fluidos de la formación, condiciones que no siempre se logran. Depende demasiado de la localización durante la transmisión de la señal a través de los fluidos de formación. Además la señal es atenuada, de acuerdo a la distancia que tenga que viajar, por lo que tiene como limitante la profundidad.

EQUIPO MWD.- La herramienta MWD principalmente trabaja para medir la trayectoria de los pozos. La herramienta proporciona las siguientes mediciones:

MEDICIONES DIRECCIONALES:

- ♦ azimut
- ♦ Inclínación
- ♦ Superficie de la herramienta magnética
- ♦ Superficie de la herramienta gravitatoria
- ♦ Componentes del campo magnético de la Tierra

MEDICIONES DE REGISTROS DE LA FORMACIÓN:

- ♦ Espectro de rayos gamma
- ♦ Registro de resistividad

El registro de medición continua mientras se perfora (MWD) necesita que el interior de la sarta de perforación se encuentre lleno de un fluido incompresible (líquidos), ya que las herramientas MWD que están actualmente en uso, utilizan pulsos presión para transmitir datos hasta la superficie a través de la columna de líquidos.

En situaciones donde se inyecta gas por el interior de la tubería de perforación, se generan problemas a causa de la introducción de una fracción de fluido compresible. Por lo que podría tener la limitante de usarse con algunos sistemas de fluidos.

Por suerte, con el mejoramiento de las herramientas MWD electromagnéticas, el inconveniente tiende a ser resuelto, ya que este tipo de herramientas no requiere de una fase líquida homogénea para transmitir la información.

El aire es un fluido compresible y no transmite las pulsaciones con facilidad. Por lo que, los sistemas del MWD de pulsaciones no funciona en pozos perforados con aire. Un sistema de medición electromagnético cuando se perfora (EMWD) puede trabajar en pozos perforados con aire. El sistema EMWD envía información hasta la superficie por medio de señales electromagnéticas (radios de agitación) en vez de pulsaciones en el todo.

El sistema EMWD ha sido utilizado en agujeros de aire con resultados, algunos han sido buenos pero otros no. Las señales procesadas obtienen un respaldo en superficie y la información es bastante aceptable. Uno de los problemas con el EMWD es que no se tiene buena confianza en los resultados obtenidos, ya que han experimentado fallas en agujeros perforados con aire.

En muchas aplicaciones, se ha hecho necesario el uso de una herramienta de registro de línea de acero, debido a las frecuentes fallas del EMWD, principalmente por los excesivos rangos de vibración.

Las herramientas electrónicas telemétricas, pueden transmitir directamente información desde el fondo del pozo hasta la superficie mientras se perfora, aun en pozos bajo balance. Existen limitaciones de profundidad y temperatura de estas herramientas, lo que restringe su aplicación en algunos pozos, sin embargo con los avances tecnológicos podrían hacerse aplicables estas herramientas incluso en pozos muy profundos.

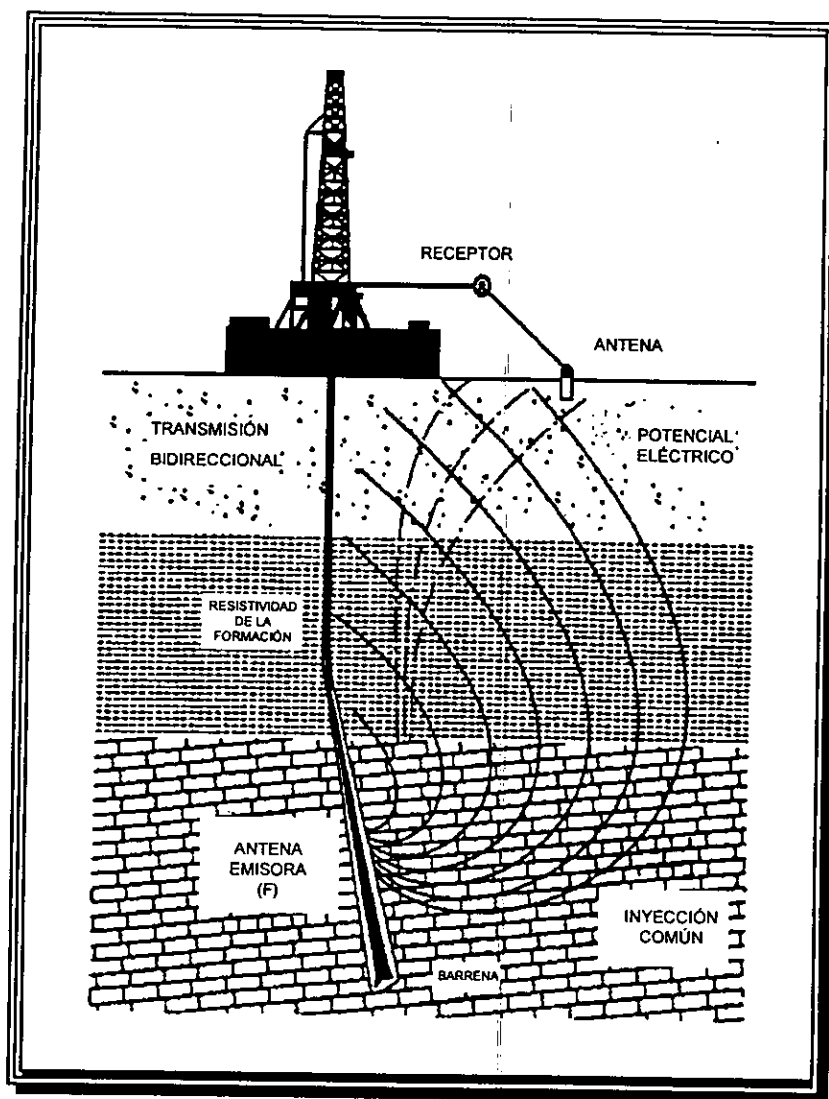


Figura 3.12. Sistema de medición EMWD⁶.

EQUIPO LWD.- El uso comercial de tecnología para la toma de registros geofísicos durante la perforación, ha crecido exponencialmente en Latinoamérica en los últimos dos años. Las compañías petroleras han visto en el sistema una manera eficiente y segura de obtener información petrofísica y geológica durante la perforación del pozo. En zonas Marina, el sistema LWD (Logging While Drilling) se está estableciendo como una alternativa para la toma de registros y su potencial aumenta diariamente a medida que se introducen nuevas mediciones.

El sistema LWD tiene numerosas ventajas sobre los sistemas de registros tomados con cable, entre ellas destacan:

- Permite obtener registros de mejor calidad, debido a que las formaciones no están tan invadidas durante la perforación, como lo están durante la toma de registros con cable.
- Permite orientar la barrena mediante un sistema de "geonavegación" durante la perforación de pozos altamente desviados u horizontales.
- Garantiza la toma de información en pozos difíciles y de alto riesgo.
- Se puede definir con precisión la profundidad exacta de toma de núcleos, apertura de ventanas y para el asentamiento de tuberías de revestimiento.

HERRAMIENTAS ESPECIALES

VÁLVULAS FLOTADORAS.- Normalmente se colocan una o dos válvulas flotadoras en la sarta de perforación; una de ellas cerca de la superficie y la otra justo arriba de la barrena. Las válvulas pueden ser de charnela tipo dardo o válvula de retención, cada una de ellas realiza una función específica y son necesarias durante las operaciones de perforación bajo balance.

La sarta nunca debe ser corrida sin la válvula flotadora inferior. Las válvulas más utilizadas son las de tipo dardo, esta válvula previene que los recortes que viajan a contra flujo pasen a través de la barrena y la tapen, o en caso de que sé este utilizando algún motor de fondo o martillo lo dañen. El uso de una sarta flotadora, permite que la válvula inferior evite el flujo desde el espacio anular a la sarta. Esto impide también el flujo de gas ascendente dentro de la sarta de perforación durante los viajes.

La válvula flotadora superior, comúnmente se coloca donde termina la sarta flotadora, y normalmente es una válvula tipo flapper. Su función es evitar que el aire comprimido en la sarta de perforación se pierda cuando se realizan las conexiones. Una de las ventajas de utilizar estas válvulas es reducir el tiempo para realizar las conexiones. Esto no es necesario cuando la presión en el tubo vertical es baja. Si se utiliza un motor de fondo o martillo de percusión, la presión en el tubo vertical podría ser más alta que la requerida en operaciones de perforación convencional. En tal caso, una sarta flotadora podría ser adicionada a la sarta de perforación a profundidades someras.

Cuando se abre el múltiple del tubo vertical para purgar la presión del aire (antes de realizar las conexiones), el flujo en la sarta puede tapar la válvula. Por lo que se recomienda purga la presión debajo de la válvula a través del espacio anular, ya que la válvula puede quedarse abierta. Una desventaja de las válvulas flotadoras, es que los trabajos con línea de acero no pueden realizarse. Esto limita su uso en la perforación direccional y trabajos de pesca.

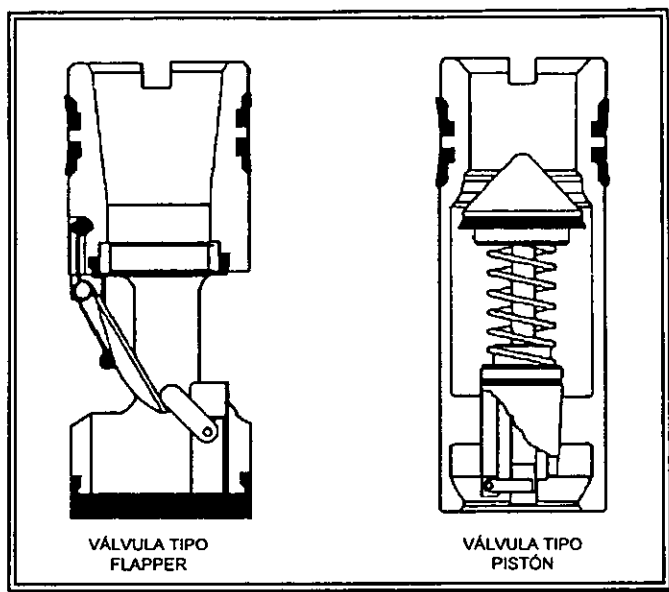


Figura 3.13. Válvulas flotadoras⁴.

CAPITULO 4

MODELOS HIDRÁULICOS PARA AIRE, NIEBLA Y ESPUMA

GENERALIDADES

En el desarrollo de este capítulo se presenta la base teórica de los modelos empleados en el "Sistema para la Simulación de la Hidráulica en Pozos Perforados Bajo Balance, Empleando Aire, Niebla o Espuma (HIDRABB 1.0)". Estos modelos nos van a permitir cuantificar:

- ♦ Las principales propiedades del fluido de perforación (aire, niebla o espuma).
- ♦ El volumen requerido de gas de inyección para la perforación con aire o gas.
- ♦ Los principales parámetros reológicos de la espuma.
- ♦ Los cálculos hidráulicos de la espuma, niebla y aire.
- ♦ El volumen de gas para fluidos aereados.

En cada uno de los modelos presentados se establecen las principales consideraciones para su empleo, así como su correspondiente desarrollo matemático. Lo anterior permitirá disponer de un panorama más amplio de la hidráulica en pozos perforados con aire, niebla o gas.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

4.1 PROPIEDADES DEL AIRE, NIEBLA Y ESPUMA

El desarrollo de los modelos hidráulicos para el aire, niebla o espuma requieren del conocimiento de algunas características de los fluidos tales como densidad, viscosidad, calidad, capacidad de acarreo, etc., estas características serán descritas, considerando principalmente las que presenten mayor importancia para cada fluido.

4.1.1 Propiedades del aire o gas

Volumen y Densidad

Diversos estudios se han efectuado para demostrar que la presión y la temperatura afectan el volumen de cualquier cantidad determinada de gas.

Hacia 1660 Robert Boyle efectuó una serie de experimentos con los cuales determinó el efecto que la presión tiene sobre el volumen de una determinada cantidad de aire. De forma cuantitativa se estableció que al incrementar la presión en una cantidad de aire confinado, su volumen se reduce; es decir el volumen de un gas varía en forma inversamente proporcional a la presión, considerando la temperatura constante (proceso isotérmico).

$$P = \frac{\text{Constante}}{V} \quad (4.1.1)$$

donde:

P = Presión

V = Volumen

El comportamiento de la relación P-V presenta formas hiperbólicas denominadas isotermas (figura 4.1).

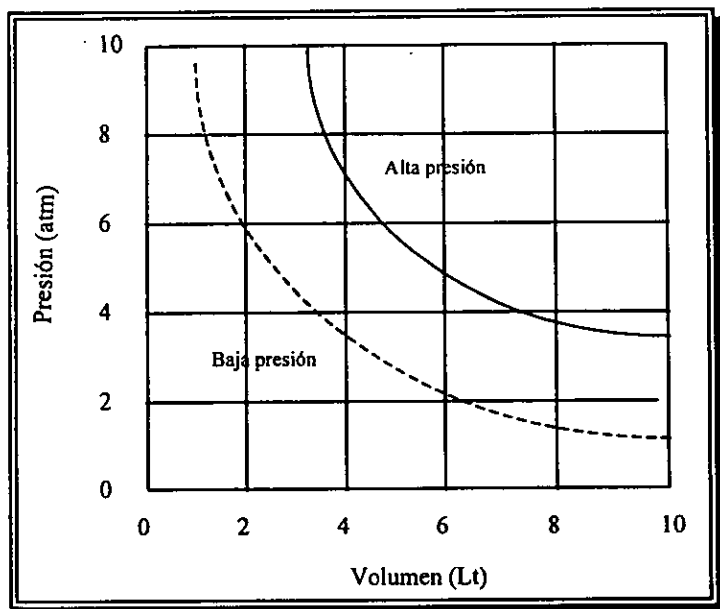


Figura 4.1 Comportamiento de la relación P-V de acuerdo a la ley de Boyle.

Posteriormente Charles y Gay-Lussac demostraron que si la presión se mantiene constante, el volumen del gas varía en forma lineal con la temperatura, tal como se observa en la siguiente figura.

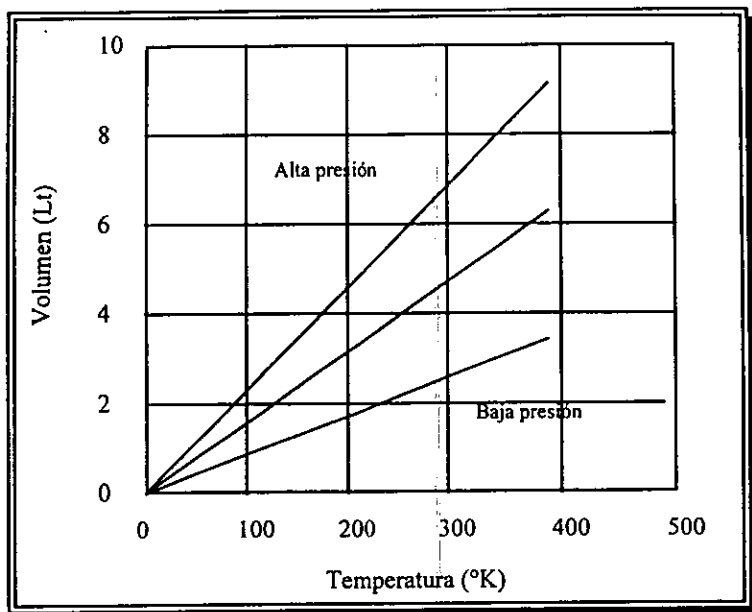


Figura 4.2 Comportamiento de la relación T-V de acuerdo a la ley de Gay-Lussac.

$$V = \text{Constante} * T \quad (4.1.2)$$

La combinación de las dos leyes anteriores permiten obtener una expresión adecuada que muestra la dependencia del volumen del gas con la presión y la temperatura.

$$\frac{PV}{T} = \text{Constante} \quad (4.1.3)$$

Empleando la hipótesis de Avogadro, en la que establece que volúmenes iguales de diferentes gases, a la misma presión y temperatura, contienen el mismo número de moléculas, se estableció que el comportamiento de todos los gases que cumplen con la ley de Boyle, Gay-Lussac y la hipótesis de Avogadro, pueden expresarse con la siguiente relación:

$$PV = nRT \quad (4.1.4)$$

Donde R es una constante, la cual es la misma para todos los gases. Esta expresión se conoce como la ley de los gases ideales.

Cuando las mediciones se generalizan a altas presiones o se realizan con mucha precisión a la presión ordinaria, aparecen desviaciones de esta ley. Los gases reales, los cuales presentan esta desviación, pueden comportarse como un gas ideal en ciertos intervalos de presión y temperatura. De una forma más general, los gases presentan una desviación de esta ley que da origen a lo que se le llama comportamiento de gas no ideal o gas imperfecto. Por lo tanto se puede obtener una expresión para este tipo de gases, la cual se establece de la siguiente forma:

$$P V = Z R T \quad (4.1.5)$$

Dividiendo la ecuación 4.1.5 entre el peso específico del gas y empleando el concepto de volumen específico se obtiene una ecuación para de la densidad de un gas.



$$\rho_f = \frac{P M}{Z R T} \quad (4.1.6)$$

donde:

- ρ_f = Densidad del fluido
- Z = Factor de compresibilidad
- M = Masa molecular
- v = Volumen específico

Capacidad de acarreo

Generalmente la perforación con aire o gas se efectúa en formaciones duras y se realiza con barrenas tricónicas, provocando el fracturamiento de la formación y la generación de recortes.

Las partículas generadas y subsecuentemente removidas son afectadas por la interacción de las presiones existentes arriba y abajo de cada partícula, esta interacción es generada por la pequeña presión diferencial que se presenta en el fondo del pozo debido a la columna de aire (figura 4.3). La alta compresibilidad y baja viscosidad del aire le permiten a este la facilidad de entrar a las fracturas más rápidamente y, además, generar bajas fuerzas de cohesión entre los recortes en comparación a las que se presentan al emplear un fluido líquido.

De acuerdo a observaciones hechas en campo, los ritmos de penetración se ven disminuidos al incrementar la saturación de agua. El flujo de agua dentro del espacio anular incrementa la presión de fondo, ocasionando incrementos en la presión diferencial sobre cada partícula y la disminución del ritmo de remoción de estas.

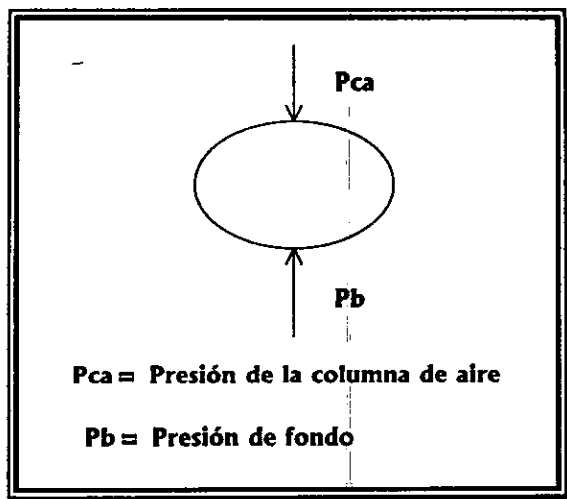


Figura 4.3 Presiones que interactúan con la partícula en el fondo del pozo.

Los recortes removidos a la superficie son generalmente finos o partículas de tamaño polvo. Partículas de mayor tamaño son recuperadas mientras se efectúan operaciones de repaso del pozo o cuando se emplea niebla o espuma como fluido de perforación.

La velocidad con la cual un sólido cae libremente a través de un fluido se incrementará hasta que la fuerza de resistencia (flotación), debido al fluido desplazado por la partícula, y la fricción debida al movimiento relativo de la partícula a través del fluido, se igualan con la fuerza de gravedad.

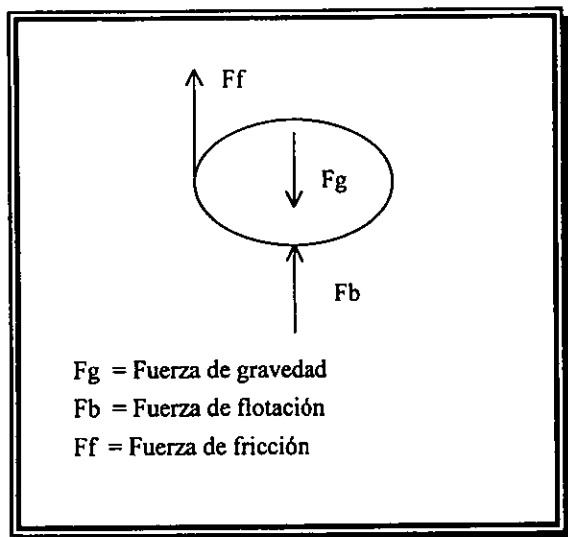


Figura 4.4 Fuerzas actuantes sobre una partícula que cae libremente en una columna de aire.

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.

La derivación de la ecuación básica para la velocidad de resbalamiento de una partícula en el aire o gas, según K. E. Gray¹, esta basada en las siguientes consideraciones:

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

Con lo anterior se obtiene la ecuación básica para la velocidad de resbalamiento. El desarrollo detallado de la ecuación se presenta en el apéndice:

$$v_{sl} = \sqrt{\frac{4(\rho_s - \rho_f) g D}{3 \rho_f f_0}} \quad (4.1.7)$$

donde:

v_{sl} = Velocidad de resbalamiento, (ft/seg)

ρ_s = Densidad de sólidos, (lb/ft³)

ρ_f = Densidad del fluido, (lb/ft³)

f_0 = Coeficiente de arrastre

D = Diámetro de la partícula, (pg)

Gray estableció experimentalmente el valor del coeficiente de arrastre de 1.4 para partículas pequeñas (lutitas y calizas) y 0.81 para partículas angulares a sub-redondeadas (arenas), con lo cual la ecuación 4.1.7 puede ser simplificada.

Empleando el valor experimental de f_0 de 1.4 para el caso de partículas pequeñas y recordando que para el aire: $M = 29$, $R = 10.73$ y $Z = 1$ (a 100 °F, el rango de Z es de 1 a 0.996, para un rango de presión que va desde la atmosférica hasta 500 psia.)

$$\rho_f = \frac{P(29)}{(1)(10.73)T} \quad (4.1.8)$$

Con la sustitución de la ecuación 4.1.8 y el valor de f_0 de 1.4 en la ecuación 4.1.7 se obtiene la siguiente expresión:

$$v_{sl} = 1.6 \left[D \left(\frac{.371 T \rho_f}{P} - 1 \right) \right]^{1/2} \quad (4.1.9)$$

donde:

T = Temperatura de fondo, °R

P = Presión de inyección, psia

La ecuación 4.1.9 puede ser aproximada con la siguiente ecuación:

$$v_{sl} = 0.0001 \frac{D^{1/2} T^{1/2}}{P^{1/2}} \quad (4.1.10)$$

Un proceso similar es empleado para las partículas de arena, siendo el valor de f_0 de 0.81, obteniéndose la siguiente expresión:

$$v_{st} = 2.1 \left[D \left(\frac{.371 T \rho_f}{P} - 1 \right) \right]^{1/2} \quad (4.1.11)$$

y

$$v_{st} = \frac{1.44 T \rho_f}{P} \quad (4.1.12)$$

La gráfica 4.5 es representativa del comportamiento de la velocidad de resbalamiento con respecto a la presión de inyección en el fondo.

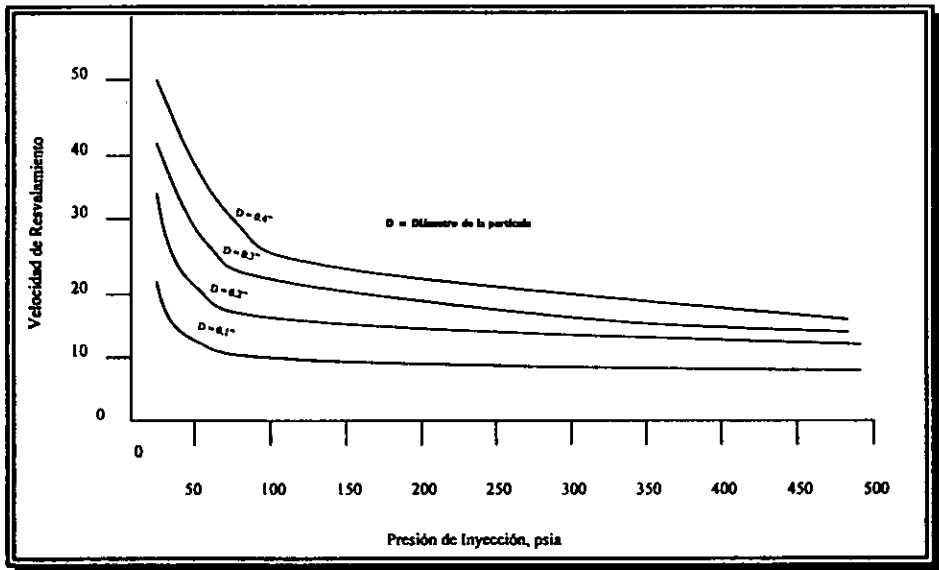


Figura 4.5 Velocidad de Resbalamiento vs. Presión de inyección en el fondo.

4.1.2. Propiedades de la espuma

Una espuma se puede definir como un agregado de burbujas de gas en una matriz continua de líquido, el cual además contiene un surfactante o agente espumante. El agua por si sola no puede generar espuma, debido a que las posibles burbujas que se generarán colapsarían unas contra otras. Por tal motivo se emplean los agentes surfactantes o agentes espumantes, en la fase líquida, los cuales estabilizan la película que forma la pared de la burbuja, permitiendo con esto que la estructura de la burbuja persista.

La espuma se encuentra clasificada dentro del espectro de flujo multifásico, entre la niebla y los fluidos aereados, tal como se muestra en la figura 2.3 (Capítulo 2).

En la perforación bajo balance, especialmente en la perforación con espuma, se establece la siguiente clasificación:

- ♦ Espuma Rígida: Es una combinación de fluido de perforación base gel y surfactante, los cuales presentan excelentes características de limpieza del pozo y generación de enjarre. Sin embargo en presencia de agua salada o calcio se provoca que el gel se rompa.
- ♦ Espuma Estable: Es aquella espuma que establece un régimen en el cual el líquido es la fase continua y el gas es la fase discontinua. La espuma se vuelve inestable o se convierte en niebla cuando la calidad de la espuma excede el 96-97 %.
- ♦ Espuma Seca y Espuma Húmeda: Las espumas de baja calidad son conocidas como espumas húmedas, mientras que las espumas de alta calidad son llamadas espumas secas.

Forma de la burbuja, calidad y textura

La espuma también puede ser clasificada de acuerdo a la forma de las burbujas que contenga. En una espuma que contenga burbujas muy pequeñas éstas se presentarán en forma esférica, por tal motivo se les denomina espumas esféricas. Consecuentemente, las espumas poliédricas contienen burbujas de forma poliédrica. Generalmente las espumas esféricas presentan una fracción de volumen de líquido mayor que las espumas poliédricas, debido a que el líquido existente entre las burbujas esféricas resulta ser el espesor de la pared de la burbuja poliédrica. En una espuma poliédrica ideal, constituida de burbujas del mismo tamaño, las burbujas se encuentran formadas por doce lados y cada cara resulta ser un pentágono. Resulta posible obtener empaquetamientos de líquido con este tipo de forma, minimizando el volumen de líquido requerido para formar la película entre cada burbuja.

Otros dos términos empleados en la caracterización de la espuma son la calidad y la textura. La calidad de la espuma se define como el porcentaje del volumen del gas con respecto al volumen total del fluido. Como el gas es compresible, se establece una dependencia de la calidad de la espuma con respecto a la presión y temperatura:

$$\Gamma_{(p,T)} = \frac{V_{g(p,T)}}{V_{g(p,T)} + V_L} \quad (4.1.13)$$

donde:

$\Gamma_{(p,T)}$ = Calidad de la espuma a una presión y temperatura

$V_{g(p,T)}$ = Volumen de gas a una presión y temperatura

V_L = Volumen de líquido

Una espuma con calidad baja (espuma húmeda) contiene más líquido que una espuma de calidad alta (espuma seca).

El concepto de textura va dirigido a describir el tamaño y distribución de las burbujas. Combinando los términos anteriores se considera que una espuma esférica tiende a presentar una calidad baja (espuma fina) y consecuentemente una espuma poliédrica tiende a presentar una calidad alta (espuma tosca).

El hecho de exceder algunos niveles en la calidad de la espuma origina que la fase líquida se vuelva discontinua (ruptura de espuma), dando como resultado la formación de una niebla constituida de gotas dispersas en una fase continua de gas. El límite superior para la estabilidad de la espuma no se ha definido con claridad. Beyer en 1972 reportó que la estabilidad de la espuma se mantenía con calidades entre 97 y 98 %, y que se presenta flujo intermitente de espuma y gas al exceder 98% de calidad.

Por su parte Okpobiri e Ikoku en 1986 fundamentaron que la espuma se transforma en niebla si se alcanza una calidad del 94%, para una velocidad de corte por debajo de 5000 s^{-1} , por encima de esta velocidad de corte, la niebla se presenta en calidades superiores al 96%.

Para el límite inferior de la estabilidad de la espuma, las burbujas dispersas en el líquido pueden permanecer estables hasta que las fracciones de volumen de gas desvanezcan. La interacción entre las burbujas se observa hasta que la calidad de la espuma alcanza el 55%. Si la calidad excede el 75%, el flujo es dominado por la deformación de la burbuja adyacente y la viscosidad comienza a incrementarse rápidamente con el incremento de la calidad. Un fluido aligerado será clasificado como espuma estable si este presenta una fase continua de líquido y su calidad excede 55%.

Considerando que la espuma actúa como un fluido compresible debido a la presencia de una fase gaseosa y además que la fase líquida es incompresible, se contempla la aplicación de la ley de Boyle, y despreciando la solubilidad del gas en la solución se tiene:

$$V_{g(p,T)} = V_{go} \left(\frac{P_o}{P} \right)$$

$$V_{L(p,T)} = V_{Lo} = V_L \quad (4.1.14)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.1.14 en la ecuación 4.1.13 se obtiene:

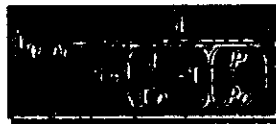
$$\Gamma_{(p,r)} = \frac{V_{go} \left(\frac{Po}{P} \right)}{V_{go} \left(\frac{Po}{P} \right) + V_L} \quad (4.1.15)$$

Expresando la ecuación anterior como una función de la calidad se tiene:

$$\Gamma_{(p,r)} = \frac{\frac{V_{go}}{(V_{go} + V_L)} \left(\frac{Po}{P} \right)}{\frac{V_{go}}{(V_{go} + V_L)} \left(\frac{Po}{P} \right) + \frac{V_L}{(V_{go} + V_L)}}$$

$$\Gamma_{(p,r)} = \frac{\Gamma_o \left(\frac{Po}{P} \right)}{\Gamma_o \left(\frac{Po}{P} \right) + FVL}$$

$$\Gamma_{(p,r)} = \frac{\Gamma_o}{\Gamma_o + (1 - \Gamma_o) \left(\frac{P}{Po} \right)}$$



(4.1.16)

donde:

P_o = Presión atmosférica.

Γ_o = Calidad de la espuma a condiciones atmosféricas.

V_{go} = Volumen de gas a condiciones atmosféricas.

FVL = Fracción de volumen de líquido.

Considerando lo anterior se determina que la calidad de una espuma a una presión dada depende de la calidad a condiciones atmosféricas.

Reología

Diversos estudios se han efectuado para determinar las propiedades reológicas de la espuma. Sherman² enumeró 6 fenómenos físicos los cuales pueden afectar las propiedades reológicas de la espuma, estos son:

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

Durante la perforación de pozos petroleros los 3 primeros fenómenos presentan mayor importancia que los 3 últimos fenómenos. El tipo de agente surfactante es importante únicamente si afecta las fuerzas eléctricas. El tipo de película interfacial formada por el agua con el aire o gas son del tipo mono capa o de doble capa y no es de mayor importancia. Sin embargo, las fuerzas eléctricas suelen ser sustanciales en la aplicación de un pozo, ya que estas fuerzas son rápidamente dispersas en el contorno de roca y agua. El tamaño y distribución de burbujas pueden ser sustanciales en la perforación de pozos petroleros, sin embargo el gas contenido en la espuma tiene un tiempo relativamente largo para expandirse y colapsarse.

Einstein² describe el comportamiento de la viscosidad de la espuma para un intervalo de calidad de 0 a 54%, aplicando ecuaciones hidrodinámicas y una ecuación de conservación de energía para el flujo de un fluido alrededor de un sistema de burbujas y considerando la cantidad de energía necesaria para impulsar estas, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\mu_f = \mu_l (1 + 2.5\Gamma) \quad (4.1.17)$$

donde:

μ_f = Viscosidad de la espuma

μ_l = Viscosidad del líquido

Γ = Calidad de la espuma

Hatschek estableció dos teorías para la viscosidad de la espuma. La primera indica que el comportamiento de la viscosidad de la espuma en un intervalo de calidad de 0 a 74% se basa en la ley de Stokes. La segunda teoría establece que el comportamiento de la viscosidad de la espuma entre 74 y 100% de calidad se encuentra basado en la ecuación de energía durante la distorsión, interferencia y paso de un paquete de burbujas en un medio fluyendo.

$$\mu_1 = \mu_1 \left(\frac{1}{\Gamma} \rightarrow \frac{1}{\Gamma_0} \right) \quad 0 \leq \Gamma \leq 74\%$$

$$\mu_2 = \mu_2 \left(\frac{1}{\Gamma} \rightarrow \frac{1}{\Gamma_0} \right) \quad 75\% \leq \Gamma \leq 100\% \quad (4.1.18)$$

Mitchell³ en 1971 midió las propiedades reológicas de la espuma fluyendo a través de tubos de diámetro pequeño, estableciendo que la espuma con calidad entre 0 y 54% se comporta como fluido Newtoniano y que para valores entre 55% y 96% el fluido se comporta como Plástico de Bingham, además observo que para calidades superiores al 96% se considera la presencia de niebla tal como se muestra en las figuras 4.6 y 4.7.

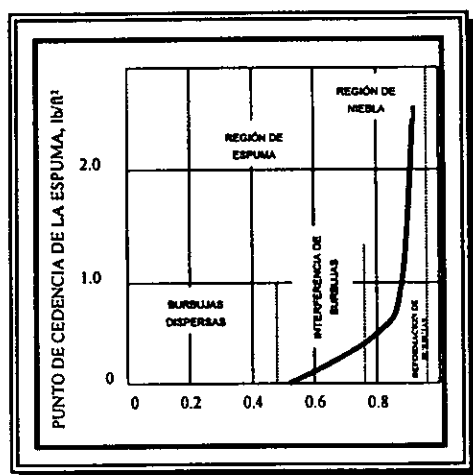


Figura 4.6 Comportamiento del esfuerzo de corte vs. Calidad de la espuma.

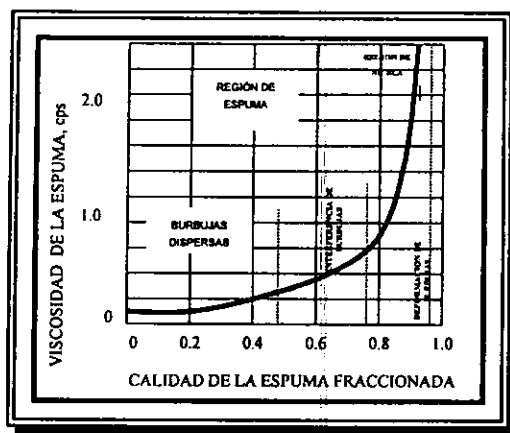


Figura 4.7 Comportamiento de la viscosidad vs. Calidad de la espuma.

Mitchell obtuvo experimentalmente ecuaciones de viscosidad de la espuma como una función de la calidad, estas son:

$$\mu_f = \mu_g (1.0 + 3.0 \Gamma)$$

$$0 \leq \Gamma \leq 54\%$$

$$\mu_f = \mu_g \left(\frac{1}{1 - 10\Gamma} \right)$$

$$54\% < \Gamma \leq 100\%$$

$$(4.1.19)$$

Krug y Mitchell presentaron valores de viscosidad plástica y de esfuerzo de cedencia como una función de la calidad de la espuma, estos valores se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Viscosidad Plástica y Esfuerzo de corte de la espuma (Krug, 1971).

Calidad (%)	Viscosidad Plástica (po)	Esfuerzo de corte (lb/100in²)
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

Beyer⁴ en 1972 formuló un modelo reológico a partir de datos experimentales. Sus observaciones sugieren que la espuma se comporta como un fluido plástico de Bingham.

Sanghani e Ikoku⁵ en 1983 estudiaron experimentalmente la reología de la espuma con un viscosímetro anular concéntrico que simulaba las condiciones del pozo. Ellos concluyen que la espuma es un fluido Pseudoplástico de ley de potencias con un índice de comportamiento, "n", e índice de consistencia, "K", los cuales son función de la calidad de la espuma. Estos valores se encuentran en la siguiente tabla:

Tabla 4.2 Propiedades del flujo para la espuma (Okpobiri e Ikoku, 1986).

Rango de Calidad ($\bar{f}$)	Calidad Promedio ($\bar{f}$)	γ_s ($\text{lb/seg}^2/\text{sqft}$)	Índice de consistencia, K ($\text{lbm sec}^2/\text{ft}$)	n
0.96 a 0.977	0.97	0.0946	2.566	0.3260
0.94 a 0.96	0.95	0.1228	3.323	0.290
0.91 a 0.92	0.915	0.2262	6.155	0.187
0.89 a 0.91	0.90	0.2079	5.647	0.200
0.84 a 0.86	0.85	0.1828	4.958	0.214
0.79 a 0.81	0.80	0.1344	3.635	0.262
0.77 a 0.78	0.775	0.1236	3.343	0.273
0.74 a 0.76	0.75	0.1078	2.918	0.295
0.72 a 0.73	0.715	0.1061	2.8716	0.293
0.69 a 0.71	0.70	0.1026	2.777	0.295
0.65 a 0.65	0.67	0.1022	2.766	0.290

De acuerdo a lo establecido por diversos trabajos de laboratorio desarrollados, tal como el de Beyer y Sanghani e Ikoku, 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.

Modelo Plástico de Bingham

Son un caso idealizado de los fluidos no-Newtonianos, debido a que para iniciar su movimiento se requiere vencer un esfuerzo inicial finito, denominado punto de cedencia. Posterior al inicio de su movimiento el fluido exhibe una relación lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte; debido a esto resultan ser los fluidos más simples. La pendiente de la porción lineal del reograma (figura 4.8) es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica y su expresión matemática se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}\tau &= \mu_p \dot{\gamma} + \tau_y ; \tau > \tau_y \\ \dot{\gamma} &= 0 ; \tau_y \geq \tau \geq -\tau_y \\ \tau &= \mu_p \dot{\gamma} - \tau_y ; \tau < -\tau_y\end{aligned}\tag{4.1.20}$$

Modelo de Ley de Potencias

El modelo de Ostwal de Waele es conocido como el modelo de Ley de Potencias, el cual es uno de los más empleados en la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas. La relación esfuerzo y velocidad de corte esta caracterizado por dos constantes, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\tau = K \dot{\gamma}^n\tag{4.1.21}$$

donde:

K = Índice de consistencia

n = Índice de comportamiento

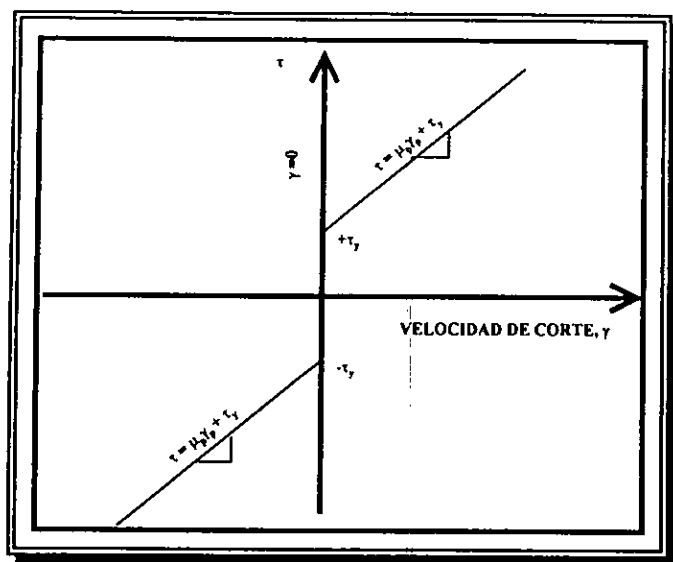


Figura 4.8 Modelo Plástico de Bingham.

El término "K" es semejante a la viscosidad y es un indicativo de la consistencia del fluido. En tanto que la constante "n" es una medida de la no – Newtonianidad del fluido. Entre más alejado este de la unidad, más no – Newtoniano es el carácter del fluido.

- Si $0 < n < 1$; Fluido Pseudoplástico
- Si $n > 1$; Fluido Dilatante
- Si $n = 1$; Fluido Newtoniano

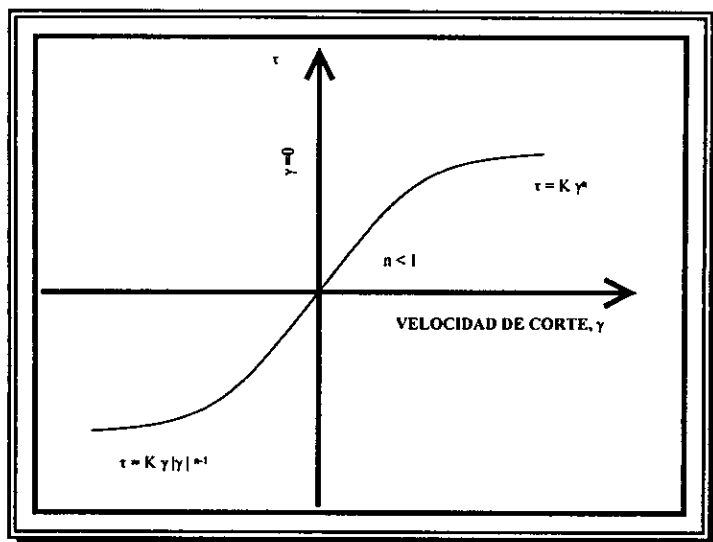


Figura 4.9 Modelo de Ley de Potencias.

Capacidad de acarreo

Cuando la viscosidad efectiva de la espuma se incrementa es de esperarse que este debe ser un medio eficiente para transportar recortes. La figura 4.10 muestra la fuerza de elevación como una función de la calidad de la espuma, expresada como una fracción de la máxima fuerza que ellos pueden presentar. Esta gráfica compara la capacidad de elevación de la espuma con aire y líquido. La máxima fuerza de elevación se localiza al encontrar calidades entre 98 y 95% (2 y 5% de fracción de líquido), posteriormente al ir incrementando la calidad disminuye su capacidad de acarreo.

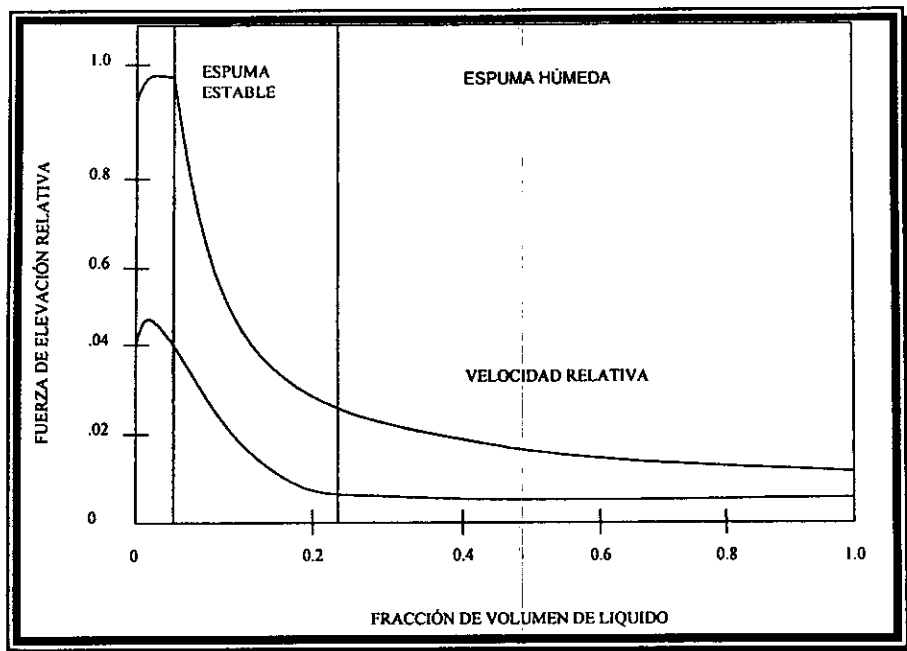


Figura 4.10 Capacidad de elevación de la espuma.

En 1972, Moore propuso un modelo para predecir la velocidad terminal de los recortes. Las técnicas que él propuso son para fluidos no-Newtonianos de ley de potencias. Las correlaciones fueron obtenidas de experimentos desarrollados con recortes de caliza y lutita en una mezcla de agua y glicerina obteniéndose las siguientes expresiones:

Flujo laminar $N_{Re} \leq 1.0$

$$v_t = 1.072 \frac{ds^2}{\mu_e} (\rho_s - \rho_f) \quad (4.1.22)$$

$$C_D = \frac{40}{N_{Re}} \quad (4.1.23)$$

Flujo transición $1 < N_{Re} < 2000$

$$v_t = \frac{1.56 ds (\rho_s - \rho_f)^{0.677}}{\rho^{.333} \mu_e^{.333}} \quad (4.1.24)$$

$$C_D = \frac{22}{N_{Re}^{1/2}} \quad (4.1.25)$$

donde:

$$\mu_e = K \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^n \left(\frac{12 \bar{v}}{d - d_p} \right)^{n-1} \quad (4.1.26)$$

flujo turbulento $N_{Re} \geq 2000$

$$v_i = 5.3347 \sqrt{ds \left(\frac{\rho_s - \rho_f}{\rho_f} \right)} \quad (4.1.27)$$

donde:

ρ_s = Densidad de los sólidos

ρ_f = Densidad de la espuma

$\bar{v}$ = Velocidad promedio

N_{Re} = Numero de Reynolds

μ_e = Viscosidad efectiva

$$N_{Re} = \frac{15.47 \rho_f v_i ds}{\mu_e} \quad (4.1.28)$$

4.2. MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN REQUERIDO DE AIRE O GAS

Los modelos empleados para el cálculo del volumen requerido de gas de inyección suelen ser complejos y normalmente no se hacen en campo, para esto se cuentan con gráficas, cartas o programas de computo que permiten su cálculo.

La importancia de mantener un adecuado ritmo de circulación de aire durante las operaciones de perforación es reconocida por los operadores, sin embargo existen muchas discrepancias acerca de la cantidad adecuada de gasto de circulación. En la perforación de cantera, donde las velocidades anulares pueden ser debidamente determinadas, se estableció una velocidad anular de 3000 ft/min para obtener buenos resultados en este tipo de roca y en rocas que presenten una densidad similar, como suelen ser las comúnmente encontradas en la perforación de pozos petroleros.

En la elaboración del sistema se emplean 3 modelos para el cálculo del volumen requerido de aire o gas de inyección para la perforación, los cuales no presentan la gran complejidad que muchos otros modelos tienen, con esto se hace más práctica su aplicación en la elaboración de programas de computo.

4.2.1. MODELO DE R.R. ANGEL

Los métodos desarrollados anteriormente al presentado por R.R. Angel, no consideraban el ritmo de penetración, tampoco el efecto de contenido de sólidos sobre la presión y la velocidad del flujo anular que pueden resultar en cálculos inferiores a los requeridos (aproximadamente 50%). En el presente modelo se contemplan estas características así como el efecto de la temperatura de fondo en el gasto de circulación requerido y otras consideraciones.

Consideraciones

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

1. 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 y de la tubería
 - ♦ Tipo de formación penetrada
 - ♦ Forma y tamaño de los recortes
2. El factor de compresibilidad para el aire se considera igual a la unidad, ya que se considera el comportamiento de un gas ideal.
3. Aunque en éste método se incluye el efecto hidrostático del fluido, se desprecia la resistencia debido al contacto de los recortes con la pared del pozo, así como el cambio de energía potencial de los sólidos y el gas o aire.
4. La temperatura se considera constante. La velocidad para remover los recortes es de 3000 ft/min.

Desarrollo Matemático

Partiendo de la ecuación de Rittinger, se tiene:

$$\rho_s v_s^2 = \rho_f v_f^2 \quad (4.2.1)$$

donde

ρ_s = Densidad del aire medida a condiciones estándar

ρ_f = Densidad del aire en el espacio anular

v_s = Velocidad del aire medida a condiciones base, 3000 ft/min.

v_f = Velocidad equivalente en cualquier punto

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

$$\rho_f = \frac{S P_f}{53.3 Z T} \quad (4.2.2)$$

$$v_f = \frac{5.19 Z Q T}{(Dh^2 - Dt^2) P_f} \quad (4.2.3)$$

donde:

- P_f = Presión en el fondo, lb/ft²
 Dh, Dt = Diámetro del agujero y diámetro de la tubería, ft
 T = Temperatura promedio
 Q = Gasto del aire
 S = Densidad relativa del gas

Sustituyendo las ecuaciones 4.2.2 y 4.2.3 en la ecuación 4.2.1 se obtiene:

$$\rho_f v_f^2 = \left(\frac{S P_f}{53.3 Z T} \right) \left(\frac{5.19 Z Q T}{(Dh^2 - Dt^2) P} \right)^2 \quad (4.2.4)$$

Despejando la presión y sustituyendo valores, se tiene:

$$P_f = \frac{0.67 S Q^2 T}{(Dh^2 - Dt^2) v_f^2} \quad (4.2.5)$$

donde:

- P_f = Presión en cualquier punto
 Q = Gasto medido a condiciones estándar

La ecuación 4.2.5 presenta dos incógnitas, la presión y el gasto, por tal motivo es necesario desarrollar otra expresión que contenga ambas incógnitas, para obtener su solución iterativa.

Partiendo de la ecuación de energía:

$$dp = \rho_m \left(\frac{g}{g_c} + \frac{f v^2}{2 g_c (Dh - Dt)} \right) dh \quad (4.2.6)$$

donde:

dp = Presión en cualquier punto

ρ_m = Densidad media de la mezcla; lbm/ft³

h = Profundidad del pozo

f = Factor de fricción

v = Velocidad de flujo, ft/min

g_c = 32.17 lbm-ft/lbf-seg²

g = Aceleración de la gravedad, 32.17 ft/seg²

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

$$\rho_m = \rho_f \left(1 + \frac{M_p}{M_f} \right) \quad (4.2.7)$$

donde:

M_p = Masa de la partículas, lbm

M_f = Masa del fluido, lbm

ρ_f = Densidad del fluido

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

$$\frac{M_p}{M_f} = \frac{28.8 Dh^2 k}{S Q} \quad (4.2.8)$$

donde:

k = Velocidad de perforación, ft/hr

Q = Gasto medido a condiciones base, ft³/min

Considerando el factor de fricción definido por Weymouth⁶:

$$f = \frac{0.014}{(Dh - Dt)^{0.333}} \quad (4.2.9)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.2.3, 4.2.7 y 4.2.9 en la ecuación 4.2.6 se obtiene:

$$dp = \left(a \frac{P}{T} + a b \frac{T}{P} \right) dh \quad (4.2.10)$$

donde:

$$a = \frac{S}{53.3} \left(1 + \frac{Mp}{Mf} \right) \quad (4.2.11)$$

$$b = \frac{1.623 \cdot 10^{-6} Q^2}{(Dh^2 - Dt^2)^2 (Dh - Dt)^{1.333}} \quad (4.2.12)$$

Integrando por cambio de variable la ecuación 4.2.10 se obtiene:

$$P_f = \left(P_s - \frac{a b T^2}{2} \right) e^{-\frac{a}{T}} - \frac{a b T^2}{2} \quad (4.2.13)$$

donde:

P_f = Presión de fondo, lb/ft²

P_s = Presión en superficie, lb/ft²

h = Profundidad, ft

T = Temperatura, °R

Igualando las ecuaciones 4.2.5 y 4.2.13 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.

4.2.2 MODELO SIMPLIFICADO

En forma general los requerimientos de aire durante las operaciones de perforación, empleando este fluido como un medio para limpiar el pozo, contemplan el uso de las cartas elaboradas por R.R. Angel. Los valores obtenidos de estas cartas son del 20 al 25% inferiores a los requerimientos y/o necesidades en campo. Estudios posteriores a los efectuados por Angel han brindado resultados más aproximados, sin embargo, estos cálculos resultan ser más complejos y tediosos y en muchos casos se carece de toda la información necesaria dando como resultado su limitada aplicación en forma práctica. Los investigadores P. S. Pound y S. Ameri desarrollaron en 1984 un modelo simplificado que toma en cuenta el balance de materia y el balance de presiones en el espacio anular. Tanto el aire como los recortes han sido tratados independientemente en este balance. El modelo también considera la capacidad de elevación del aire en el espacio anular como un factor dominante en la determinación de los requerimiento del aire o gas.

Consideraciones

Las principales consideraciones que toma en cuenta el modelo son:

1. El diámetro del agujero y el diámetro de la TP se consideran constantes.
2. Los diámetros de los drill collars son omitidos en el modelo.
3. Considera la región anular de un pozo vertical.
4. Se considera que los recortes y aire fluyen a una velocidad diferente.

Desarrollo Matemático

Partiendo de la ecuación de balance de presiones que toma en cuenta los efectos del aire y los recortes, se tiene la siguiente expresión:

$$dp + dp_f + dp_g = 0 \quad (4.2.14)$$

donde:

- dp = Caída de presión
- dp_f = Caída de presión por fricción
- dp_g = Caída de presión debida a la gravedad

Empleando los conceptos establecidos por Mitchell, en donde dP_f y dP_g son definidos en la siguiente forma:

$$dP_f = \frac{f}{2g(Dh - Dp)} (G^2 v + G_s v_s) dh \quad (4.2.15)$$

$$dP_g = (\bar{\rho} + \bar{\rho}_s) dh \quad (4.2.16)$$

donde:

- f = Factor de fricción
- G = Flujo másico del aire
- G_s = Flujo másico de sólidos
- Dh = Diámetro del agujero
- Dp = Diámetro de la tubería

Para un diámetro del agujero y un diámetro exterior de la tubería de perforación, "G" y "Gs" son considerados constantes y pueden ser expresados de la siguiente forma:

$$G_s = \frac{w_s}{A} = \bar{\rho} v_s \quad (4.2.17)$$

$$G = \frac{w}{A} = \bar{\rho} v \quad (4.2.18)$$

donde:

$$\bar{\rho} = (1 - f v_s) \rho \quad (4.2.19)$$

$$\bar{\rho} = f v_s \rho_g \quad (4.2.20)$$

$\bar{\rho}$ = Densidad del aire en la mezcla

$\bar{\rho}_s$ = Densidad de los sólidos en la mezcla

ρ = Densidad del aire

ρ_s = Densidad de los sólidos

f_{vs} = Factor de volumen de sólidos

Si la concentración de recortes es mayor al 5% se considera que $\bar{\rho}$ y ρ son iguales.

Además se define:

$$r = \frac{Gs}{G} \quad (4.2.21)$$

$$\beta = \frac{vs}{v} \quad (4.2.22)$$

Con lo anterior las ecuaciones 4.2.15 y 4.2.16 pueden ser escritas de la siguiente forma:

$$dP_f = \frac{f}{2g(Dh - Dp)} (Gv + Gs vs) dh$$

$$dP_f = \frac{f}{2g(Dh - Dp)} (\bar{\rho} v^2 + \bar{\rho} v vs) dh$$

$$dP_f = \frac{f \rho v^2}{2g(Dh - Dp)} [(1-r) - r \beta] \quad (4.2.23)$$

para la ecuación 4.19 se tiene:

$$dP_s = (\bar{\rho} + \bar{\rho}_s) dh$$

$$dP_s = \left(\bar{\rho} + \frac{r \bar{\rho} v}{v(1-\beta)} \right) dh$$

$$dP_s = \left(\bar{\rho} + r \bar{\rho} \left(\frac{1-\beta+\beta}{(1-\beta)} \right) \right) dh$$

$$dP_g = \left(\bar{\rho} + r\bar{\rho} + r\bar{\rho} \left(\frac{\beta}{1-\beta} \right) \right)$$

$$dP_g = \rho \left[(1+r) + \frac{r\beta}{(1-\beta)} \right] dh \quad (4.2.24)$$

Rescribiendo la ecuación 4.2.14:

$$dP = \frac{f \rho v^2}{2g(Dh-Dp)} ((1+r)-r\beta) dh + \rho \left((1+r) + \frac{r\beta}{(1-\beta)} \right) dh$$

Desarrollando:

$$dP = \left(\frac{f \rho v^2}{2g(Dh-Dp)} (1+r) - \frac{f \rho v^2 r \beta}{2g(Dh-Dp)} + \rho(1+r) + \frac{\rho r \beta}{(1-\beta)} \right) dh$$

$$dP = \left[\rho(1+r) \left(1 + \frac{f \rho v^2}{2g(Dh-Dp)} \right) + \rho(r\beta) \left(\frac{1}{1-\beta} - \frac{f v^2}{2g(Dh-Dp)} \right) \right] dh$$

$$dP = \rho(1+r) \left(1 + \frac{f \rho v^2}{2g(Dh-Dp)} \right) dh + \rho(1+r) \left(\frac{r \beta}{1+r} \right) \left(\frac{1}{1-\beta} - \frac{f v^2}{2g(Dh-Dp)} \right) dh \quad (4.2.25)$$

Para simplificar la ecuación anterior los términos son arreglados de la siguiente forma:

$$\rho(1+r) = \frac{P}{R T_{av}} (1+r) = a \frac{P}{T_{av}} \quad (4.2.26)$$

$$a = \frac{1+r}{R} = .01876 + .54 \frac{Dh^2 K}{Q} \quad (4.2.27)$$

El factor de fricción f , derivado por Angel a partir de la ecuación de Weymouth es usado como sigue:

$$\rho(1+r) \frac{f v^2}{2g(Dh-Dp)} = a \frac{T_{av}}{P} B \quad (4.2.28)$$

donde B ha sido definido por Angel y se expresa como:

$$B = \frac{1.625 \cdot 10^{-6}}{(Dh-Dp)^{1.333} (Dh^2 - Dp^2)^2} \quad (4.2.29)$$

así mismo, agrupando términos podemos definir:

$$E = 1 + \left(\frac{r\beta}{1+r} \right) \left(\frac{1}{1-\beta} \right) \quad (4.2.30)$$

$$F = 1 - \frac{r\beta}{1+r} \quad (4.2.31)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.2.27 a la 4.2.31 en la ecuación 4.2.25 se tiene:

$$dP = \left(a E \frac{P}{T_{av}} + \frac{a B F T_{av}}{P} \right) dh \quad (4.2.32)$$

Multiplicando por P y T en ambos miembros de la ecuación y despejando dh se tiene:

$$\int dh = \int \frac{P T_{av} dP}{a E P^2 + a B F T_{av}^2} \quad (4.2.33)$$

Integrando por partes se obtiene la siguiente expresión:

$$dh = \frac{1}{a E} \left(\frac{P T_{av}}{P} + \frac{a B F T_{av}^2}{P^2} \right) dP \quad (4.2.34)$$

La ecuación 4.2.34 es similar a la obtenida por Angel y como consecuencia puede ser resuelta en forma similar, considerando una velocidad anular de 3000 ft/min como requerimiento mínimo, la Pb puede ser calculado con:

$$P_b = \frac{6.61(T_s + \gamma h) Q^2}{(D_h^5 - D_p^5) N^2}$$

(4.2.35)

donde:

P_b = Presión de fondo, lb/ft²

El proceso para obtener la solución emplea un método de ensayo y error, empleando las ecuaciones 4.2.34 y 4.2.35.

4.2.3 PRESIÓN DE CIRCULACIÓN

Para el caso de perforación de pozos empleando un fluido de perforación convencional (fluido incompresible), resulta fácil establecer una relación entre la presión en el Stand Pipe y la presión en el fondo del pozo. Para el caso de un fluido compresible esta relación se vuelve más compleja. El valor de la presión en el Stand Pipe se obtiene a partir de la presión registrada bajo la barrena, a través de la barrena y del cambio de presión a través del interior de la sarta de perforación. Por tal motivo resulta importante el cálculo de estos parámetros.

Caída de Presión a Través de la Barrena

En las operaciones de perforación con aire no es común emplear toberas en la barrena. No obstante se emplean Jets de descarga, los cuales son comúnmente menores a una pulgada, restringiendo el paso del aire a través de la barrena. Como el aire fluye a través del jet, este experimenta una dilatación en respuesta al decremento de presión y a su incremento de velocidad. Sin embargo, si la caída de presión excede un cierto nivel, la velocidad del aire alcanza la velocidad del sonido.

En este punto el aire no puede contraerse muy rápidamente y la presión corriente arriba resulta independiente de la presión con la cual descarga el jet. Esto origina que, bajo condiciones de descarga sónica, la presión en el Stand Pipe es independiente de la presión en el espacio anular. El flujo presente, a través de un jet, se puede considerar crítico o sónico. La condición para el flujo sónico esta dada por:

$$\frac{P_a}{P_b} = \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}} \quad (4.2.36)$$

donde:

P_b = Presión corriente abajo (psia)

P_a = Presión corriente arriba al comenzar el flujo sónico (psia)

K = Relación de calores específicos a una presión constante para obtener un volumen constante (adimensional)

Para el caso del aire $K=1.40$, se tiene:

$$P_a = 1.89 P_b \quad (4.2.37)$$

Si se obtiene esta condición se establece que existe el flujo sónico a través de la barrena. Por lo tanto para obtener la presión de la corriente arriba barrena se puede emplear la siguiente expresión:

$$P_a = \frac{G}{A_n} \left[\frac{R T_a}{g} \left(\frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K}{K-1}} \right] \quad (4.2.38)$$

donde:

P_a = Presión del aire (o gas) sobre la barrena, lb/ft²

G = Gasto másico del aire en (lbm/seg)

A_n = Área total de las toberas (in²)

T_a = Temperatura del aire sobre la barrena

R = Constante universal de los gases

g = Aceleración de la gravedad

Si la velocidad del flujo del aire a través de los jets es sub-sónico, la presión sobre la barrena esta relacionada con el gasto másico y la presión anular bajo la barrena, P_b (psia) con:

$$P_a = P_b \left(1 + \frac{R(g-1)G^2 T_b}{2gKs4\pi rh^2} \right)^{\frac{g}{g-1}} \quad (4.2.39)$$

$$G = \frac{Q \rho}{60} \quad (4.2.40)$$

donde:

T_b = Temperatura bajo la barrena (°R)

ρ_g = Densidad del gas (lbm/ft³)

$\rho_{aire} = 0.0764$ a presión estándar (lbm/ft³)

La presión bajo la barrena puede ser calculada con el modelo de Angel o el método simplificado.

Presión en el Stand Pipe

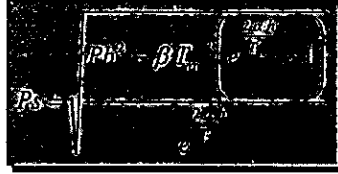
Una vez determinada la presión en la barrena, esta puede ser usada para determinar la presión en el Stand Pipe, empleando para esto algunos de los diversos factores de fricción que existen. El cambio de presión presente en algún elemento de la sarta resulta de la diferencia entre la caída de presión por fricción y la presión debida a la columna hidrostática.

Se considera que el flujo descendente en la sarta de perforación se efectúa en una tubería lisa y no existen partículas de roca en el flujo de aire. Basados en lo anterior se toma la ecuación de Weymouth para representar la fricción entre el aire fluyendo y las paredes internas de la sarta de perforación. Con un desarrollo similar al empleado para obtener la ecuación 4.2.13 se obtiene la siguiente expresión:

$$P_b = \sqrt{\left(P_s^2 + \beta T_{av}^2 \right) e^{\frac{2\alpha h}{T_{av}}} - \beta T_{av}} \quad (4.2.41)$$

De la cual la presión en superficie queda representada por P_s y la presión sobre la barrena se considera a P_b . Despejando P_s se tiene:

$$P_b^2 = P_s^2 e^{\frac{2\alpha h}{T_w}} + \beta T_w^2 e^{\frac{2\alpha h}{T_w}} - \beta T_w^2 \quad (4.2.42)$$



$$(4.2.43)$$

donde α y β se expresan como:

$$\alpha = \frac{S}{53.3}$$

$$\beta = \frac{1.625 \cdot 10^{-6} Q^2}{D_i^{4.33}}$$

y

D_i = Diámetro interior de la sarta de perforación

4.2.4 Método de Machado – Ikoku

Existen muchas variables alrededor de las operaciones de perforación empleando aire o gas como fluido de perforación; las cuales no son consideradas en muchas correlaciones desarrolladas para predecir el volumen de aire requerido, dando como resultado un rango limitado de validez para las condiciones de perforación establecidas.

Fundamentalmente el modelo presentado por Machado e Ikoku se basa en el desarrollo de una correlación empírica para determinar el factor de fricción considerando la presencia de recortes de arena, lutita o caliza; así como una técnica más realista para predecir el mínimo requerimiento de volumen; ofreciendo un análisis completo de la presión a través del sistema.

Factor de fricción para sólidos

Para efectuar el análisis teórico se parte del principio de balance de fuerzas aplicado al flujo en donde una partícula esta suspendida en un fluido que se mueve a través del espacio anular.

Las siguientes consideraciones básicas son empleadas:

1. El fluido puede ser considerado incompresible en una sección de longitud diferencial.
2. La suspensión en algún instante esta en el rango de una fase diluida. Esto quiere decir que la concentración de sólidos es menor a 4% del volumen.
3. Unicamente el valor promedio de la velocidad es afectado por el tiempo en forma significativa y todas las demás propiedades son independientes del tiempo.
4. La presión estática en alguna sección transversal de la tubería es la presión promedio sobre esta sección.
5. Tanto la tubería exterior como la tubería interna son concéntricas.

Considerando el equilibrio de un pequeño elemento de volumen de la suspensión en la tubería se establece que el elemento del volumen está sujeto a fuerzas de presión, gravitacional y fricción. La caída de presión ΔP_m ocurre a lo largo de una longitud $L = X_1 - X_2$

Caída de Presión
debido a la mezcla = $\frac{\text{Caída de Presión}}{\text{por gravedad}} + \frac{\text{Caída de Presión}}{\text{por Fricción}} + \frac{\text{Caída de Presión}}{\text{por aceleración}}$
ó suspensión

$$\Delta P_m = \Delta P_{mg} + \Delta P_{mf} + \Delta P_{ma} \quad (4.2.44)$$

$$\Delta P_m = \int_{x_1}^{x_2} \rho_m \frac{g}{g_c} \sin \theta dx + \frac{4}{d_H} \int_{x_1}^{x_2} \tau_{om} dx + \frac{v_{gm}}{g_c} (v_{g2} - v_{g1}) + \frac{v_{gm}}{g_c} (v_{s2} - v_{s1}) \quad (4.2.45)$$

Después de entrar a la tubería, las partículas son aceleradas hasta registrar una velocidad sensiblemente constante, provocando que el tercer y cuarto término en el lado derecho de la ecuación 4.2.45 sean despreciables reduciendo la ecuación a:

$$\Delta P_m = \rho_m \frac{g}{g_c} \sin \theta L + \frac{2 f_m \rho_g v_g^2 L}{g_c d_H} \quad (4.2.46)$$

La ecuación 4.2.46 es la ecuación básica para el cálculo del factor de fricción de la fase sólida en la suspensión.

Es considerado en la literatura de transporte neumático que el factor de fricción, en la suspensión, es igual a la suma del factor de fricción de la fase gaseosa y el factor de fricción causado por la presencia de sólidos.

$$f_m = f_g + f_s \quad (4.2.47)$$

$$f_m = \frac{g_c d_H}{2 \rho_g v_g^2 L} \left(\Delta P_m - \rho_m \frac{g}{g_c} \sin \theta L \right) \quad (4.2.48)$$

El factor de fricción del gas a sido estudiado ampliamente por muchos investigadores, y puede ser expresado por:

$$f_g = \phi \left(\frac{\rho_g v_g d_H}{\mu}, \frac{\varepsilon}{d_H} \right) \quad (4.2.49)$$

Para el caso del factor de fricción originado por la presencia de sólidos en la suspensión se puede expresar:

$$f_s = \phi \left(\frac{g_c ds}{v_g^2}, \frac{w_s}{w_g} \right) \quad (4.2.50)$$

Apoyados en un análisis de regresión lineal para los datos de cada tipo de partícula se obtienen los siguientes resultados:

Para arena:

$$f = 0.22056 \cdot 10^{-4} \left(\frac{g \cdot d}{v_g} \right)^{0.75} \left[\frac{w_s}{v_g} \right]^{0.75} \quad (4.2.51)$$

Para caliza:

$$f = 0.247354 \cdot 10^{-4} \left(\frac{g \cdot d}{v_g} \right)^{0.75} \left[\frac{w_s}{v_g} \right]^{0.75} \quad (4.2.52)$$

Para lutita:

$$f = 0.1110 \cdot 10^{-4} \left(\frac{g \cdot d}{v_g} \right)^{0.75} \left[\frac{w_s}{v_g} \right]^{0.75} \quad (4.2.53)$$

donde:

- g_c = Constante gravitacional
- d_s = Diámetro de sólidos
- v_g = Velocidad del gas
- w_s = Flujo másico de sólidos
- w_g = Flujo másico de gas
- ε = Rugosidad de la tubería

Diversos métodos han sido desarrollados para predecir los requerimientos mínimos de volumen de gas para las operaciones de perforación. Los resultados obtenidos de estos estudios son validos en un rango limitado de ritmos de penetración. Las operaciones de perforación con aire no presentan resultados correctos debido a que el volumen de aire es insuficiente para limpiar el pozo eficientemente bajo un rango variado de condiciones de perforación.

La presión de fondo debe ser la suficiente para vencer las caídas de presión causadas por el peso y fricción de la suspensión. Es también importante destacar que el punto de mayor dificultad para elevar los recortes es la parte superior de los lastrarrenas. Si el volumen de aire es demasiado bajo para elevar los recortes de mayor tamaño en esta zona relativamente corta, la acumulación de recortes origina la caída de estos. Por esto y debido a que el drill collar representa una sección pequeña de la longitud total de la sarta de perforación, se considera únicamente un diámetro de tubería, el cual es el de la tubería de perforación.

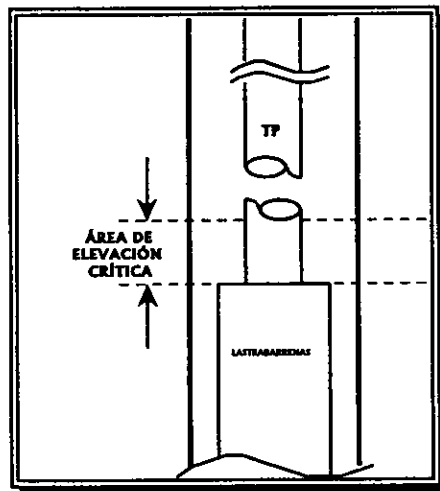


Figura 4.11 Área de elevación crítica.

4.3. MODELOS PARA EL CÁLCULO DEL VOLUMEN DE AIRE Y LÍQUIDO REQUERIDO PARA LAS OPERACIONES CON ESPUMA

Las operaciones de perforación con espuma presentan varias ventajas comparadas con las operaciones de perforación con aire, entre las cuales destacan:

- ♦ Presenta menos problemas de estabilización en formaciones deleznales
- ♦ Ayuda a la remoción del agua de formaciones afluentes
- ♦ Usada con fluidos de perforación convencionales reduce la presión de fondo.

Los principales parámetros operacionales en la perforación, reparación y terminación de pozos empleando espuma incluyen:

- ♦ Volumen de agua y gas de inyección
- ♦ Presión de inyección
- ♦ Ritmo de penetración
- ♦ Profundidad

Para obtener cada uno de estos parámetros se emplearon dos modelos, modelo de Krug- Mitchell y modelo de Okpobiri e Ikoku.

4.3.1 Modelo de Krug – Mitchell

El modelo desarrollado por Krug y Mitchell permite la elaboración de cartas para determinar el volumen y presión de inyección requeridos en las operaciones de perforación con espuma.

Consideraciones

1. La espuma se comporta como un fluido Newtoniano en el rango de calidad de 0 a 60% y como fluido Plástico de Bingham en el rango de 60 a 96%.
2. La espuma se convierte en niebla al rebasar el 96% de calidad.
3. Emplea la ecuación modificada de Buckingham –Reiner para un fluido Plástico de Bingham en la tubería y el espacio anular.

4. Considera caídas de presión de 5 psi así como el empleo del método de diferencias finitas para la obtención de la solución.

Desarrollo Matemático

Basados en la ecuación de Buckingham – Reiner, desarrollada para un fluido Plástico de Bingham, en la tubería se tiene:

$$Q = \frac{\pi R^4 (P_o - P_L)}{8\mu_p L} \left(1 - \frac{4\tau_y}{3\tau_R} + \frac{1}{3} \left(\frac{\tau_y}{\tau_R} \right)^4 \right) \quad (4.3.1)$$

donde:

Q = Gasto, ft³/seg

R = Radio de la tubería, pg

P = Presión estática, psia

L = Incremento de longitud

La ecuación 4.3.1 es aplicable bajo las siguientes consideraciones:

1. Flujo estacionario e isotérmico a través de la tubería vertical.
2. No se considera el resbalamiento con la pared de la tubería.
3. El flujo es laminar.

Para el flujo descendente en la tubería de perforación, la ecuación 4.3.1 se modifica obteniéndose:

$$Q = \frac{\pi R^4 (P_o - P_L)}{8\mu_p L} \left(1 - \frac{3\tau_y}{4\tau_R} \right) \quad (4.3.2)$$

Donde el término $\frac{1}{3} \left(\frac{\tau_y}{\tau_R} \right)^4$ resulta ser despreciable. Desarrollando la ecuación 4.3.2 se tiene:

$$vA = \frac{\pi R^4 (P_o - P_L)}{8\mu_p L} \left(1 - \frac{4\tau_y}{3\tau_R} \right)$$

$$L = \frac{R^2 (P_o - P_L)}{8\mu_p v} \left(1 - \frac{4\tau_y}{3\tau_R} \right) \quad (4.3.3)$$

Considerando:

$$\tau_R = \frac{R(P_o - P_L)}{2L} \quad (4.3.4)$$

Sustituyendo la ecuación 4.3.4 en la ecuación 4.3.3 y desarrollando se tiene:

$$L = \frac{R^2 (P_o - P_L)}{8\mu_p v} - \frac{4R\tau_y 2L}{24\mu_p v} \quad (4.3.5)$$

Factorizando L de la ecuación anterior y considerando la carga hidrostática de la espuma se tiene:

$$L + \frac{2L R \tau_y}{24\mu_p v} = \frac{R^2 (P_o - P_L)}{8\mu_p v}$$

$$L \left(1 + \frac{8 R \tau_y}{24 \mu_p v} \right) \frac{8\mu_p v}{R^2} = (P_o - P_L) + \rho g L$$

$$L = \frac{P_o - P_L}{\frac{8\mu_p v}{R^2} + \frac{8\tau_y}{3\mu_p R} - \rho g} \quad (4.3.6)$$

La ecuación 4.3.6 es una ecuación lineal que describe la longitud del flujo en términos del cambio de presión y de las propiedades reológicas del fluido. En forma de diferencias finitas la ecuación puede describir el flujo de la espuma en la tubería vertical.

$$\sum_{i=1}^n \Delta L_i = \sum_{i=1}^n \frac{P_{i+1} - P_i}{\rho g + \frac{48 \nu \mu_p}{(D_o - D_i)^2} + \frac{6 \tau_y}{(D_o - D_i)}} \quad (4.3.7)$$

Para el flujo ascendente en el espacio anular Molrose mostró que la ecuación de flujo para un fluido Plástico de Bingham, en un arreglo de tuberías concéntricas, puede ser aproximado o representado con su ecuación, el cual al aplicarle un proceso similar al presentado para el flujo descendente en la TP se obtiene:

$$L = \frac{P_o - P_L}{\rho g + \frac{48 \nu \mu_p}{(D_o - D_i)^2} + \frac{6 \tau_y}{(D_o - D_i)}} \quad (4.3.8)$$

donde:

- ν = Velocidad promedio del flujo
- ρ = densidad promedio del flujo
- D_o = Diámetro exterior de la TP
- D_i = Diámetro interior de la TP

La ecuación anterior expresada en forma de diferencias finitas es:

$$\sum_{i=1}^n \Delta L_i = \sum_{i=1}^n \frac{P_{i+1} - P_i}{\rho g + \frac{48 \nu \mu_p}{(D_o - D_i)^2} + \frac{6 \tau_y}{(D_o - D_i)}} \quad (4.3.9)$$

Para el caso anterior, flujo ascendente anular, la densidad, calidad y velocidad del flujo deben ser ajustados debido a la masa y volumen de los recortes que se generan.

4.3.2 Modelo de Okpobiri e Ikoku

Este método tiene como principal objetivo la predicción de los requerimientos de volumen de aire y líquido, tomando en cuenta la pérdida de presión por fricción causada por la fase sólida en el flujo de la mezcla espuma/sólidos, la velocidad de asentamiento de sólidos y la caída de presión a través de la barrena durante el flujo de espuma.

Consideraciones

Las principales consideraciones que se toman en cuenta para la aplicación del modelo son:

1. Considera a la parte superior de los drill collars como el área de elevación crítica.
2. Todas las variables y factores que envuelven este tipo de operaciones son tomadas en cuenta.
3. El flujo vertical y no – idealizado del componente gaseoso es considerado.
4. Debido a que la longitud de los drill collars es relativamente pequeño en comparación con la longitud de la sarta de perforación, se considera un solo diámetro de tubería.
5. Se considera el 96% y 55% como límite superior e inferior, respectivamente, de la estabilidad de la espuma.
6. La temperatura a través de cada segmento de longitud es considerado constante e igual a la temperatura de la formación, a la profundidad deseada.

Desarrollo Matemático

Para determinar el factor de fricción de los sólidos en la perforación con espuma y niebla, Okpobiri e Ikoku desarrollaron una correlación para el caso de caliza y arenas, esta es:

$$C_D = \frac{39.36}{N_{Re}^{0.5807}} \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} \right)^{0.0245} \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} \right)^{1.401} \quad (4.3.10)$$

Diversas correlaciones se han desarrollado para estimar la velocidad de las partículas en un flujo turbulento o laminar. Para determinar el rango de aplicabilidad se emplea el criterio del número de Reynolds:

$$N_{Re} = \frac{\rho_f v_t d_s}{\mu_f} \quad (4.3.11)$$

Moore en 1972 propuso un modelo para predecir la velocidad terminal de una partícula en un fluido no - Newtoniano. Las correlaciones se obtuvieron a partir de experimentos realizados con recortes de caliza y lutita en una mezcla de agua y glicerina, obteniéndose los siguientes resultados:

$$N_{Re} \geq 2000$$

$$v_t = 0.3597 \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} \right)^{0.3333} \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} \right)^{0.3333} \quad (4.3.12)$$

$$N_{Re} < 1.0$$

$$C_D = \frac{40}{N_{Re}} \quad , \quad v_t = 0.3597 \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} \right)^{0.3333} \left(\frac{\rho_p}{\rho_f} \right)^{0.3333} \quad (4.3.13)$$

donde:

$$\mu = K \left(\frac{dh}{dt} \right)^{1/n} \quad (4.3.14)$$

K = Índice de consistencia
 dh = Diámetro del pozo

dp = Diámetro de la tubería

n = Índice de comportamiento

$\bar{v}$ = Velocidad anular promedio

Abbott en 1974 complementó el estudio enfocándolo a partículas esféricas, empleando los modelos reológicos desarrollados por Mitchell, obteniendo los siguientes resultados:

$$C_{DF} = 568 N_{ReF}^{-0.72} \quad (4.3.15)$$

y

$$N_{ReF} = 0.069 N_{ReF}^{1.15} \left(\frac{k_s \sqrt{\rho_s \mu_s}}{2 \rho_s} \right) \quad (4.3.16)$$

Para $5 \leq N_{ReF} \leq 200$ y $0 \leq \Gamma \leq 0.54$

$$N_{ReF} = \left(0.072 N_{ReF}^{1.15} k_s \sqrt{\frac{\rho_s}{\rho_f}} \right) \left(\frac{\mu_s}{\mu_f} \right) \left(\frac{\rho_f}{\rho_s} \right) \quad (4.3.17)$$

Para $4.4 \leq N_{ReF} \leq 78$ y $0.54 < \Gamma \leq 0.96$

4.4. VOLUMEN REQUERIDO DE AIRE PARA LA PERFORACIÓN CON FLUIDOS AEREADOS.

Los problemas ocasionados por la pérdida de circulación resultan ser difíciles de solucionar y altamente costosos. Cuando este problema se presenta, la solución práctica más común es la de reducir la densidad del fluido de perforación con la adición de algún agente externo. Al emplear agua o aceite como fluido de circulación se pueden manejar rangos de densidad del orden de 7 a 8.3 lb/gal, obteniéndose gradientes de presión que van desde 0.37 a 0.43 lb/gal. Los gradientes de presión más bajos se pueden obtener empleando aire o gas como fluido de perforación. Esta técnica presenta gran aceptación por los incrementos en el ritmo de penetración y la vida de la barrena. También pueden obtenerse fluidos de bajo gradiente de presión, inyectando aire o gas a la corriente del fluido de perforación convencional, presentando ventajas importantes sobre la perforación con gas, tales como:

- ♦ Los incendios en el fondo del pozo y son eliminados.
- ♦ Es aplicable a cualquier tipo de formación (duras, suaves, secas o húmedas, donde la perforación con aire presenta algunos problemas).
- ♦ Cuando es requerido, el gradiente de presión o peso específico del lodo puede ser rápidamente incrementado para detener la presencia de un brote o descontrol.

El sistema HIDRABB1.0 presenta una opción que permite calcular el volumen de aire, a condiciones estándar, necesario para reducir el peso específico del fluido de perforación, empleando el método presentado por Poettman y Bergman.

4.4.1 Método de Poettman y Bergman

La inyección de aire a sido practicada aparentemente desde de 1941. Esta técnica fue tomada posteriormente por Phillips Petroleum Company, presentando unas cartas que relacionan el volumen de aire por barril de fluido de perforación, para la reducción efectiva del peso específico del fluido de perforación a 1000 ft. Se han efectuado análisis posteriores para ampliar el rango de aplicación y exactitud.

Consideraciones

Las principales consideraciones empleadas en el método presentado por Poettman y Bergman son:

1. Se considera la posibilidad de que el aire este 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.

Desarrollo Matemático

Partiendo de la ecuación de balance de energía:

$$\int_1^2 V dp + \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + W_f + W_s = 0 \quad (4.4.1)$$

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 hecho por el fluido en el flujo

W_f = Pérdida de energía debida a la fricción

Para el desarrollo de cada modelo se consideran 2 casos:

a) Columna del fluido estático

Para este caso la ecuación general de flujo se reduce, debido a la condición estática:

$$\Delta h = \int_{P_2}^{P_1} V dp + \Delta h \quad (4.4.2)$$

Definiendo "Vm" como el volumen de la mezcla de aire y fluido de perforación a una presión "P" por volumen de fluido de perforación, y "M" como el peso del aire y fluido de perforación por barril de fluido de perforación, la ecuación 4.4.2 puede ser redefinida como:

$$\Delta h = \int_{P_2}^{P_1} \frac{Vm}{M} dp \quad (4.4.3)$$

donde:

$$Vm = 5.61 + \frac{2117 T_{avg} S}{520 P} \quad (4.4.4)$$

$$M = 5.61(62.4)G' + 0.0764 S \quad (4.4.5)$$

T_{avg} = Temperatura promedio del fluido de perforación

S = ft³ estándar de aire (14.7 psia y 60 °F por barril de lodo)

G' = Gravedad específica del fluido de perforación

Sustituyendo la ecuación 4.4.4 en la ecuación 4.4.3 se tiene:

$$\Delta h = \frac{1}{M} \int_{P_2}^{P_1} 5.61 dp + \frac{1}{M} \int_{P_2}^{P_1} \frac{2117 T_{avg} S}{520 P} dp \quad (4.4.6)$$

Integrando:

$$\Delta h = \frac{5.61}{M} (P_1 - P_2) + \frac{2117 T_{avg} S}{520 P M} \ln \frac{P_1}{P_2} \quad (4.4.7)$$

sustituyendo la ecuación 4.4.5 en la ecuación 4.4.7:

$$\Delta h = \frac{5.61(P_1 - P_2) + 4.071 T_{avg} S \ln \left(\frac{P_1}{P_2} \right)}{350.06 G' + 0.0764 S} \quad (4.4.8)$$

La presión P_2 en el espacio anular en superficie usualmente puede ser tomada como la presión atmosférica 2117 lb/ft² (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:

$$P_1 = P_2 + \Delta h (62.4) G \quad (4.4.9)$$

b) Flujo vertical anular ascendente

Para el flujo vertical ascendente la ecuación 4.4.1 se puede reducir a:

$$\int_1^2 V dp + \Delta h + W_f = 0 \quad (4.4.10)$$

donde:

$$\frac{\Delta v^2}{2g_c} = \text{Despreciable}$$

$$W_s = 0$$

La pérdida de energía W_f puede ser correlacionada con la ecuación de Fanning:

$$W_f = \frac{4 f \bar{v}^2 \Delta h}{2gD} = \frac{f Q^2 \bar{V} m^2}{7.413 * 10^{10} D^5} \quad (4.4.11)$$

donde:

Q = Gasto de lodo (bls/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

Con la introducción de " $V m$ " y " M " sustituidos de las ecuaciones 4.4.4, 4.4.5 y 4.4.11 en la ecuación 4.4.10 se obtiene:

$$\Delta h = \frac{\frac{1}{M} \int_1^2 5.61 dp + \frac{1}{M} \int_1^2 \frac{2117 T_{\sigma\sigma} S}{520} \frac{dp}{P}}{1 + \frac{f Q^2 \bar{V} m^2}{7.413 * 10^{10} D^5}}$$

Integrando:

$$\Delta h = \frac{5.61 (P_1 - P_2) + 4.07 T_{avg} S \ln \frac{P_1}{P_2}}{(350.06 G' + 0.0764 S) \left(1 + \frac{f Q^2 \bar{V}_m^2}{7.413 \cdot 10^{10} D^5} \right)}$$

Para el flujo anular:

$$\bar{V}_m = \frac{\int_{P_2}^{P_1} V_m dp}{P_1 - P_2} = \frac{\int_{P_2}^{P_1} 5.61 dp + \int 4.071 T_{avg} S \ln \frac{dp}{P}}{P_1 - P_2}$$

$$\bar{V}_m = 5.61 + \frac{4.071 T_{avg} S}{P_1 - P_2} \ln \frac{P_1}{P_2}$$

Poettman y Carpenter en 1952 determinaron el factor de fricción, f , usando una correlación con un número de Reynolds reducido, para flujo de mezclas de gas y líquido ascendente en pozos de gas. Para determinar el número de Reynolds reducido, R_{epc} , se definió (en unidades de campo) de la siguiente forma:

$$R_{epc} = \frac{1.4737 \cdot 10^{-4} M Q}{D_1 + D_2}$$

donde:

Q = Gasto medidos a condiciones superficiales (bls/día)

Las gráficas elaboradas por Poettman y Carpenter empleadas para calcular el volumen de gas de inyección para obtener la gravedad específica de un fluido aereado, se presentan en la siguiente figura:

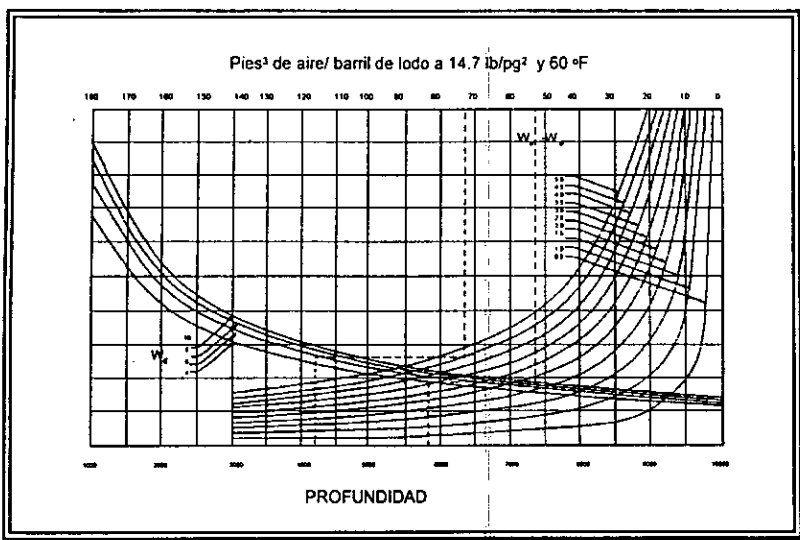


Figura 4.12 Nomograma para determinar el gasto de aire, reducción de la presión hidrostática del fluido de perforación, a una temperatura media de 150 °F.

CAPITULO 5

SISTEMA PARA LA SIMULACIÓN DE LA HIDRÁULICA EN POZOS PERFORADOS BAJO BALANCE, EMPLEANDO AIRE, NIEBLA O ESPUMA (HIDRABB 1.0)

GENERALIDADES

El presente capítulo tiene como objetivo describir el funcionamiento del Sistema para la Simulación de la Hidráulica en Pozos Perforados Bajo Balance, Empleando Aire, Niebla o Espuma (HIDRABB 1.0), contemplando:

- ♦ Estructura del sistema
- ♦ Descripción de ventanas para elaboración y lectura de archivos
- ♦ Descripción de ventana para impresión de resultados
- ♦ Características y limitaciones del sistema

Lo anterior permite al usuario comprender el funcionamiento del sistema en una forma sencilla, antes de aplicarlo.

5.1. OBJETIVO

El objetivo del sistema HIDRABB 1.0 es proporcionar los parámetros de hidráulica óptimos en pozos perforados en condiciones de bajo balance, empleando como fluido de perforación aire, niebla o espuma. Los parámetros calculados son: volumen de fluido requerido, dependiendo del tipo de fluido a utilizar, presión en superficie, espacio anular e interior de TP, considerando la afluencia de gas o líquido en algún punto de la formación atravesada. Como una característica adicional, el sistema maneja el caso de fluidos aireados o gasificados.

5.2 REQUERIMIENTOS PARA EL SISTEMA

En esta sección se describen los requerimientos de Hardware, Software y la información fuente necesaria para que el sistema realice la estimación de los cálculos hidráulicos.

5.2.1 Requerimientos de Hardware y Software

Enseguida se enlistan los requerimientos de hardware y software para las aplicaciones del sistema

CONCEPTO	ESPECIFICACION
Tipo de computadora	IBM PC AT ó compatible
Microprocesador	486 ó superiores de 66 Mhz de velocidad
Monitor	SVGA ó superior
Tarjeta de vídeo	SVGA ó superior
Memoria principal	640 Kb ó superior
Ambiente	Gráfico GUI (Graphical User Interface)
Sistema operativo	Microsoft Windows 3.1 ó mayor, (WIN95)
Espacio en disco duro	15 MB mínimo
Memoria dinámica (RAM)	8 MB

5.2.2 Información fuente

El algoritmo empleado para los cálculos de la hidráulica en pozos perforados bajo balance requiere de la información de pozos perforados en el área o de las condiciones actuales del pozo en operación, los cuales incluyen:

GENERAL	Nombre de la compañía
	Nombre del proyecto
	Región o activo
	Campo
	Estado
	Pozo
	Nombre del responsable
	Fecha
Comentarios	

Esta información tiene como objetivo la identificación del pozo en una forma rápida y sencilla.

TRAYECTORIA	Profundidad de las estaciones
	Inclinación
	Tipo de unidades

Con esta información se puede obtener la profundidad vertical.

	Sarta De Perforación	Diámetro interior Diámetro exterior Longitud
	Sarta De Revestimiento	Diámetro interior Diámetro exterior Longitud
	Agujero	Diámetro del agujero Intervalo sin ademar
	Toberas	Diámetro
	Afluencia de aceite	Gasto de aceite Peso específico Viscosidad
	Afluencia de gas	Gasto de gas Peso molecular
	Afluencia de agua	Gasto de agua

Con esta información se puede configurar la forma o estado mecánico del pozo bajo estudio. Lo sobresaliente de esta información es que considera la zona de afluencia de fluido como la zona más profunda del pozo.

Parámetros Operacionales	Información Geotermal	Temperatura en superficie Gradiente geotérmico
	Condiciones Superficiales	Presión de descarga Calidad de la espuma
	Datos del Gas	Nombre del gas Peso molecular Relación de calor específico Gravedad específica
	Modelos Reológicos	Modelos para aire o niebla Modelos para espuma Modelo para fluido aereado
	Datos del Líquido	Nombre del líquido Densidad Viscosidad
	Datos De Perforación	Ritmo de penetración Densidad de la roca Diámetro de los recortes

De los parámetros operacionales destacan los datos del gas, debido a que pueden manejarse mezclas de gases

5.3 ESTRUCTURA DEL SISTEMA

El sistema está diseñado en el software Microsoft Visual Basic 3.0, el cual fue desarrollado para crear aplicaciones en Microsoft Windows, es decir, en un ambiente gráfico (Graphical User Interface, GUI). El sistema maneja fundamentalmente 2 estructuras:

Estructura principal

Estructura de creación y lectura de archivos

La descripción de estas estructuras permitirá al usuario comprender el funcionamiento del sistema.

5.3.1 Estructura Principal

La estructura principal del sistema esta basado en un proceso que incluye una serie de ventanas para el manejo de archivos, en donde además se establece el fluido empleado así como el modelo hidráulico correspondiente. El diagrama de flujo correspondiente a esta estructura se muestra en la figura 5.1, el cual surge a partir del siguiente algoritmo:

- 1. Presentar carátula.*
- 2. Incursionar al proceso para el manejo de archivos denominado "Ventana para la captura de información".*
- 3. Seleccionar el caso de acuerdo al tipo de fluido.*
- 4. Si el fluido es "AIRE/NIEBLA", seleccionar el modelo hidráulico correspondiente.*
- 5. Si el caso es "ANGEL", llamar a SUB ANGEL*
- 6. Si el caso es "SIMPLIFICADO"; llamar a SUB SIMPLIFICADO*
- 7. Si el caso es "MACHADO-IKOKU", llamar a SUB MACHIKOK*

8. Si el fluido es "ESPUMA", seleccionar el modelo correspondiente
9. Si el caso es "PLASTICO DE BINGHAM", llamar SUB OKPOBIRI-IKOKU.
10. Si el caso es "LEY DE POTENCIAS", llamar SUB OKPOBIRI-IKOKU
11. Si el fluido es "AIREADO", llamar al modelo POETTMAN-CARPENTER
12. Imprimir resultados
13. Fin.

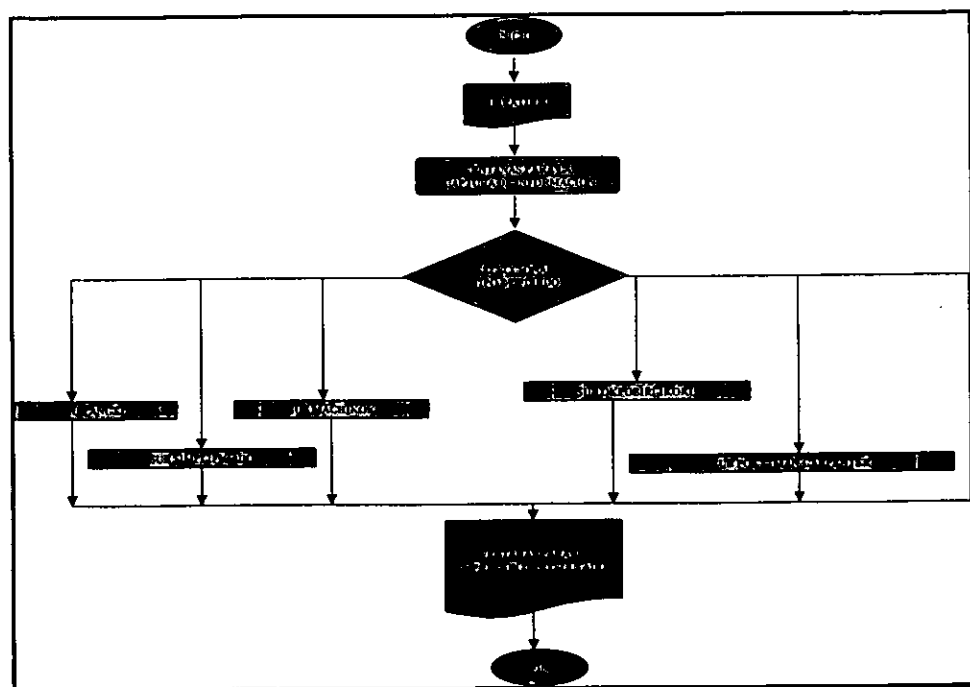


Figura 5.1 Estructura principal del sistema HIDRABB1.0.

5.3.2 Estructura para la creación y lectura de archivos

El ingreso a esta estructura se efectúa desde la ventana principal, donde el usuario puede viajar a cuatro ventanas adicionales, tal como se muestra en la figura 5.2.

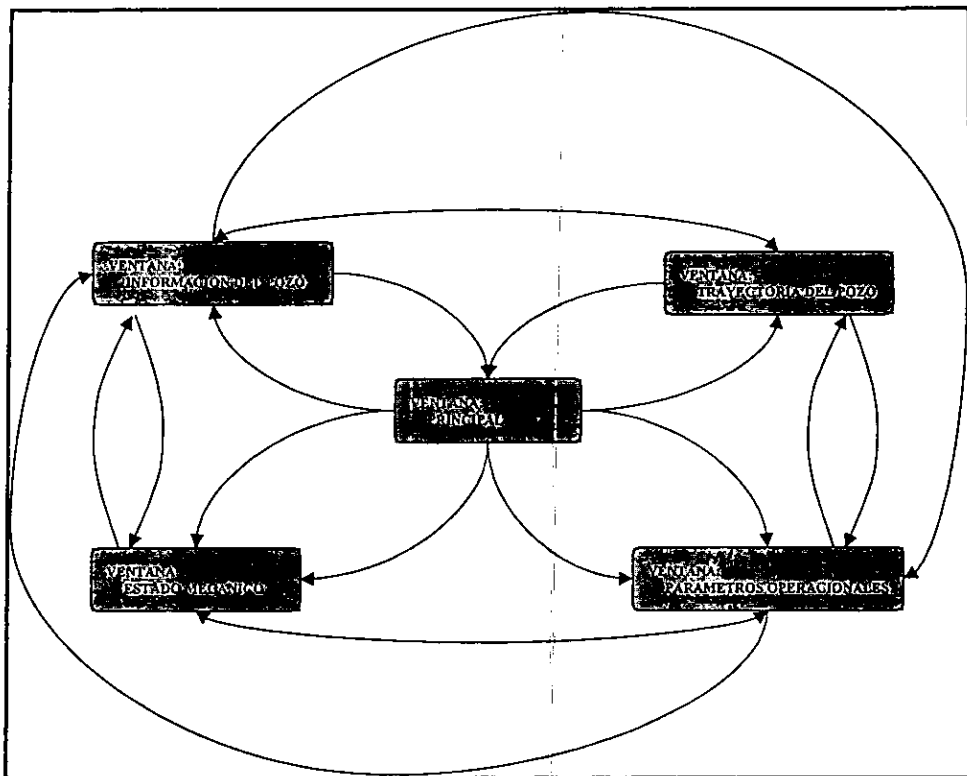


Figura 5.2 Estructura para la creación y lectura de archivos

La salida de esta estructura se efectúa de igual forma por la ventana principal, una vez que se ha establecido el tipo de fluido y modelo a emplear. La salida del sistema también se efectúa desde la ventana principal.

5.4 Ventanas para la elaboración y lectura de archivos

El sistema HIDRABB1.0 consta en total de 8 ventanas para su uso, de las cuales la primera corresponde a la carátula del sistema figura 5.3, las siguientes 6 ventanas permiten le elaboración y lectura de archivos y la octava pantalla presenta los resultados obtenidos para cada caso, esta última será discutida más adelante.

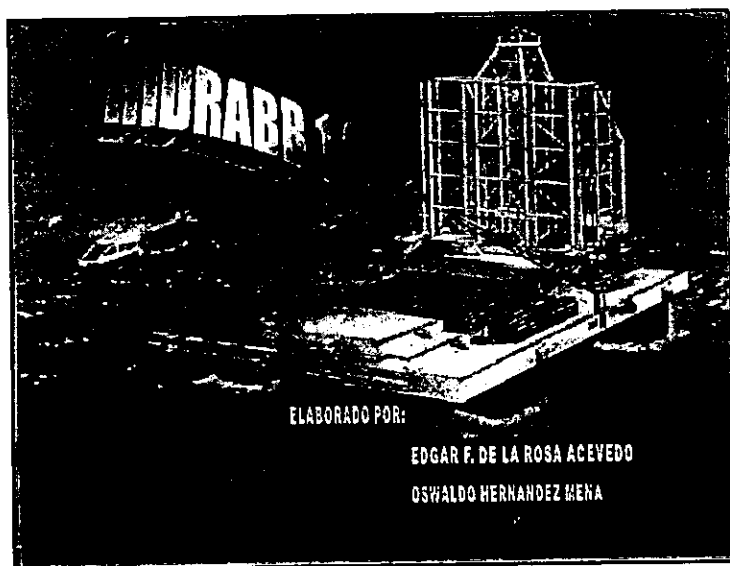


Figura 5.3 Portada del Sistema para la Simulación de la Hidráulica en Pozos Perforados Bajo Balance, Empleando Aire, Niebla o Espuma (HIDRABB 1.0).

Para ingresar a las ventanas correspondientes a la elaboración y lectura de archivos se debe efectuar el evento "CLICK" sobre la carátula.

5.4.1 Ventana del sistema (Archivos [.hbb])

La figura 5.4 corresponde a la ventana del sistema, la cual tiene como función principal entrar y salir del mismo así como alojar los directorios raíz de los diferentes archivos generados en las otras ventanas. Esta ventana genera archivos con extensión ".hbb", que al ser llamado carga automáticamente los archivos de las ventanas restantes.

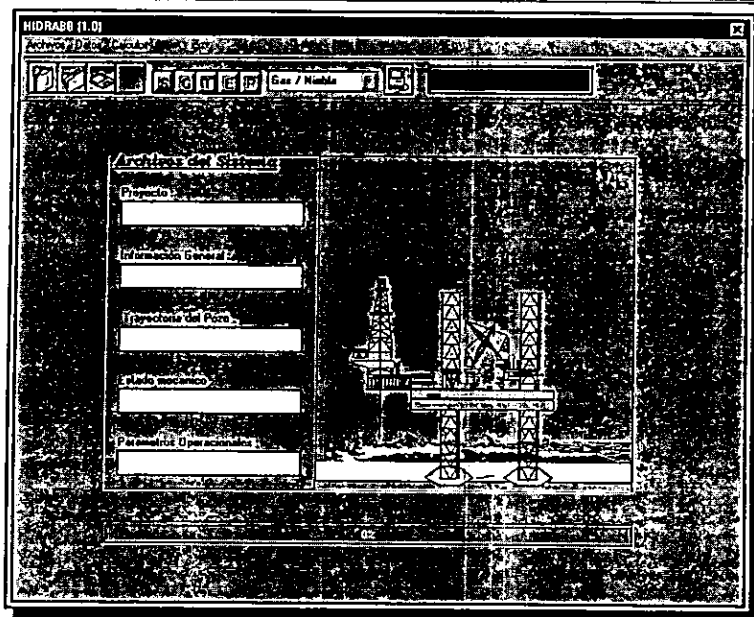


Figura 5.4 Ventana del sistema

La ventana del sistema se divide en 3 secciones las cuales presentan las siguientes funciones:

Barra del menú: Su función es permitir al usuario el manejo de archivos, desplazamiento a las ventanas restantes así como efectuar los cálculos para el fluido seleccionado, para lo cual consta de 3 secciones, "Archivos", "Datos" y "Cálculos".

Barra de herramientas: Se localiza en la parte inferior de la barra del menú y su función es similar a esta, para las ventanas restantes.

Área para archivos del sistema: Su función es presentar los directorios raíz de los diferentes archivos generados en el sistema.

5.4.2 Ventana de información general (Archivos [.gen])

Su función es la de generar los archivos que contienen la información relevante del pozo para el cual se desea efectuar la simulación, los archivos elaborados presentan la extensión ".gen"

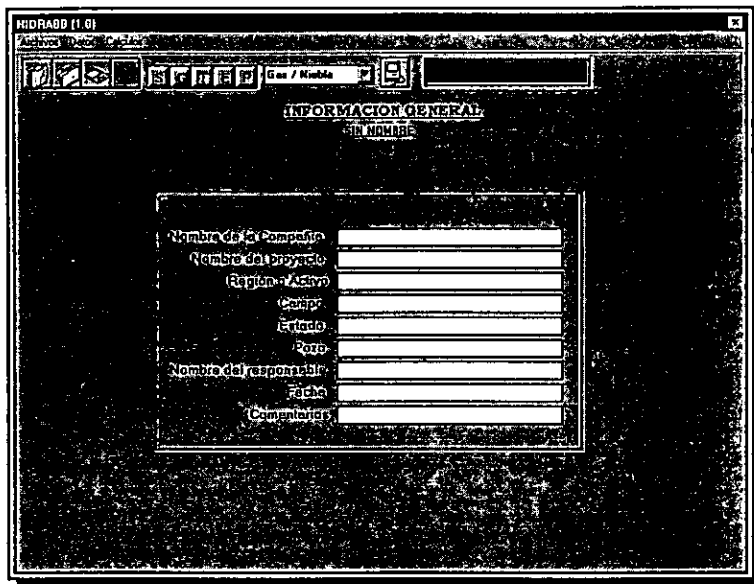


figura 5.5 Ventana de Información General

Esta información no es de relevancia para efectuar los cálculos.

5.4.3 Ventana para la trayectoria del pozo (Archivos [.mdl])

Esta ventana permite al usuario establecer la profundidad del pozo así como la desviación para diferentes estaciones. Si el usuario desea manejar más de una estación de monitoreo de la desviación, deberá presionar el botón "Insertar" localizado en la parte inferior, en caso contrario se deberá presionar el botón "Eliminar". La información que se maneja en esta ventana puede estar dada en pies o metros y grados o radianes, dependiendo de la opción seleccionada. Los archivos generados presentan la extensión ".mdl".

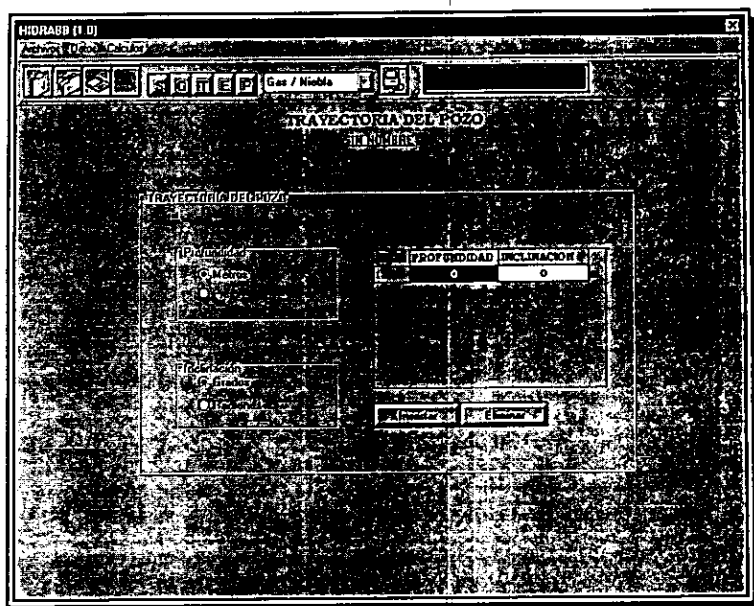


Figura 5.6 Ventana para la Trayectoria del Pozo

5.4.4 Ventana para el estado mecánico (Archivos [.esm])

La ventana para el estado mecánico, figura 5.7, permite al usuario crear archivos que manejen la información referente a los diámetros de la tubería de revestimiento, tubería de perforación, agujero, toberas así como las afluencias de fluidos que entran al pozo. Los archivos generados presentan la extensión “.esm”.

HIDRABB 1.0

Acción: [Iconos] Gas / Nitrógeno

ESTADO MECANICO
SIN NOMBRE

Datos de Perforación:

Diámetro Interior (pulg)	Diámetro Exterior (pulg)	Longitud (ft)
0.00	0.00	0.00

Datos de Características de la Carga:

Diámetro (pulg) (R)	Diámetro Ext. (R) (pulg)	Intervalo (R) (ft)
0.00	0.00	0.00
Diámetro (pulg) (L)	Intervalo (L) (ft)	Intervalo (L) (ft)
0.00	0.00	0.00
Profundidad Total (ft)		
0.00		

Datos de Características del Fluido:

Profundidad (ft)	Q _o (gal/min)	Peso Esp. (ppg)	Viscosidad (cp)	Pres. Op. (psi)	Pres. (psi)	Pres. (psi)	Pres. (psi)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Resumen:

Profundidad (ft)	Q _o (gal/min)	Peso Esp. (ppg)	Viscosidad (cp)	Pres. Op. (psi)	Pres. (psi)	Pres. (psi)	Pres. (psi)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Figura 5.7 Ventana para el Estado Mecánico

Las unidades para cada dato se encuentran indicados.

5.4.5 Ventana para parámetros operacionales

Esta ventana tiene como función fijar los parámetros referentes a las condiciones que se presentaran durante la perforación contemplando:

- Información Geotermal
- Características de los fluidos empleados para cada caso
- Condiciones de descarga
- Condiciones de perforación
- Modelos reológicos

Estos parámetros se muestran en la figura 5.8.

PARAMETROS OPERACIONALES
SIN NOMBRE

Temperatura en superficie (°F) 0.00
Gradiente geotérmico (°F/100°) 0.00

Presión de escape (psig) 0.00
Presión de la espuma 0.00

Datos del Gas

GAS	NOMBRE DEL GAS	PESO MOLECULAR	RELACION DE GRAVEDAD	CALORES ESPECIFICOS
1	Aire	28.964	1.4	1

Datos del Líquido

Nombre del líquido:
Densidad (lb/gal): 0.00
Viscosidad (cp): 0.00

Datos de la Espuma

Presión de penetración (psig): 0.00
Densidad de la espuma (lb/gal): 0.00
Diámetro de las burbujas (in): 0.00

Modelo de Espuma

☐ Simple
☐ Mishchenko
☐ Mishchenko-Kelly
☐ Mishchenko-Kelly-2

Figura 5.8 Ventana para Parámetros Operacionales.

Esta ventana cuenta con una sección adicional figura 5.9, la cual permite el manejo de mezcla de gases para la obtención del peso molecular, relación de calores específicos y gravedad específica.

COMBINACION

Componentes: **Aire**

Nombre: **N2**

N61 N2

G3

Nº	Nombre	MW	SG	K ₁
1	CH4			
2	CO2			
3	R2S			
	E2H4			
	CSH8			
	CH10			
	CSH12			
	CSH12			
	CSH14			
	CH16			

Relacion de Gases

Relacion de Gases	Relacion de Gases	(z) Mole	(z) Acumulado
Molecular	ColEsp(k)		
34.076	1.33	100	100
34.076	1.33		

Insertar **Eliminar** **Limpiar**

Acceptar **Cancelar**

Figura 5.9 Ventana para el Manejo de Mezcla de Gases

Los diferentes gases que puede manejar esta ventana se despliegan al efectuar el evento "CLICK" sobre la columna nombre del Gas. Si el usuario desea insertar más renglones se debe presionar el botón "Insertar", en caso contrario presionar el botón "Eliminar".

En cada una de las ventanas anteriores se tiene un recuadro en la parte superior derecha en donde se indica la actividad que pueden ejecutar los elementos contenidos en la barra de herramientas. Cabe aclarar que también en cualquiera de estas ventanas se puede presionar el botón de "Cálculo" el cual permitirá hacer la simulación.

5.5 Ventana para la impresión de resultados

La ventana empleada en la impresión de resultados se muestra en la figura 5.10, la cual consta de 5 ventanas que despliegan diferentes gráficos de los resultados obtenidos, dependiendo del tipo de fluido, modelo seleccionado, profundidad, etc., y una ventana donde tabula los valores graficados así como alguna información adicional tal como nombre del archivo, tipos de fluidos empleados, modelo seleccionado. La forma de presentación de las ventanas puede darse en 3 formas:

- Mosaico Vertical
- Mosaico Horizontal
- Cascada

Estas pueden ser observadas en las figuras 5.10, 5.11 y 5.12 respectivamente.

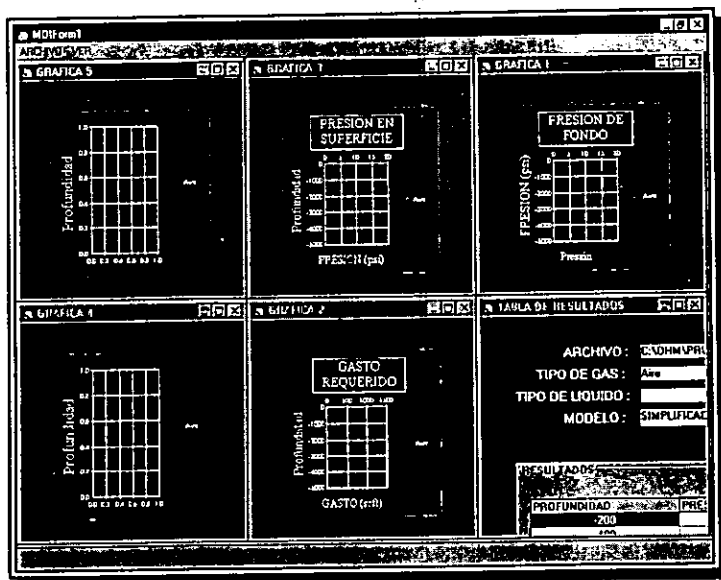


Figura 5.10 Ventana para Impresión de resultados en forma de mosaico vertical.

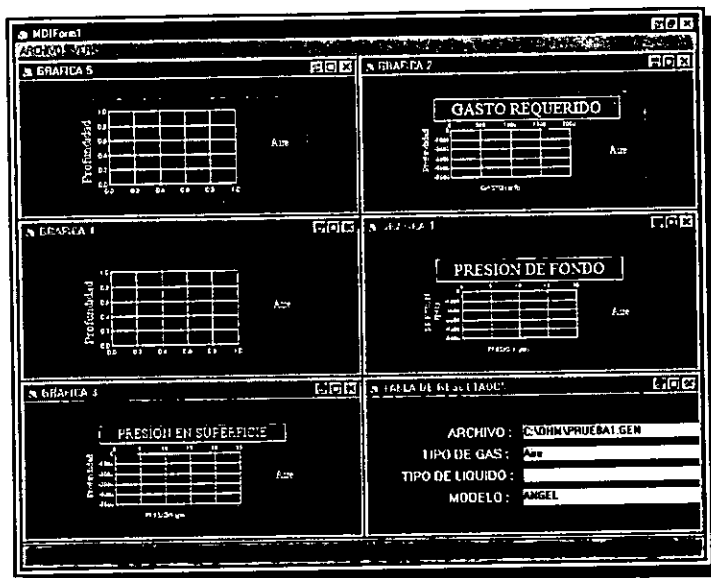


Figura 5.11 Ventana para Impresión de resultados en forma de mosaico horizontal.

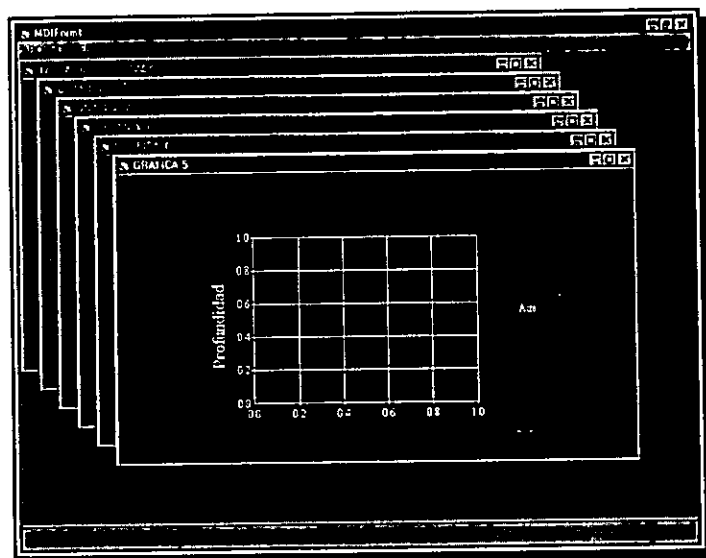


Figura 5.12 Ventana Para Impresión de Resultados en forma de cascada.

Las ventanas localizadas en el interior pueden ser desplegadas para tener una mejor visión de los resultados, un ejemplo de esto se observa en la figura 5.13.

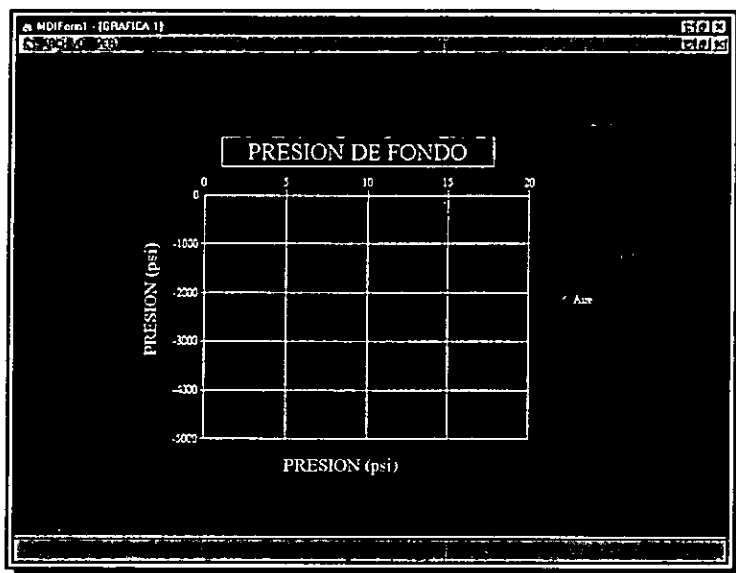


Figura 5.13 Ejemplo de ventana para graficar.

Por su parte la ventana empleada para tabular los resultados se presenta en la figura 5.14. Para regresar a la ventana del sistema se selecciona la opción Archivo.

MDIForm1 - [TABLA DE RESULTADOS]

ARCHIVO: E:\OHN\PRUEBA1.GEN

TIPO DE GAS: Aire

TIPO DE LIQUIDO:

MODELO: ANGEL

RESULTADOS

PROFUNDIDAD (m)	PRESION DE FONDO	GASTO REQUERIDO	PRESION EN SUPERFICIE
0	14.7	1641.448	0
-200	14.84622	1149.017	17.18604
-400	14.99361	1153.6	17.335
-600	15.14218	1158.152	17.48513
-800	15.29132	1162.754	17.63643
-1000	15.44284	1167.404	17.78889
-1200	15.59495	1172.024	17.94253
-1400	15.74825	1176.652	18.09735
-1600	15.90278	1181.29	18.25336

Figura 5.14 Ventana para tabular resultados.

CONCLUSIONES

Las conclusiones obtenidas del trabajo desarrollado se contemplan en los siguientes ámbitos:

- a) Criterios para la aplicación de la perforación bajo balance.
- b) Ventajas y desventajas del aire, niebla o espuma y sus modelos hidráulicos correspondientes.
- c) Ventajas y desventajas del sistema HIDRABB 1.0.

Los cuales podrán servir de base para el desarrollo de trabajos futuros en esta área.

a) Criterios para la aplicación de la perforación bajo balance.

Debido a las necesidades de satisfacer el consumo de hidrocarburos a nivel mundial surgen las nuevas tecnologías capaces de afrontar las dificultades que se presentan durante la explotación de los yacimientos petroleros.

La perforación bajo balance, la cual definiremos como aquella técnica en donde el fluido de perforación es intencionalmente diseñado o seleccionado para ejercer una presión en el fondo del pozo menor a la presión de formación, con el consecuente flujo de fluidos de la formación a la superficie y con el equipo necesario para controlar estos fluidos mientras se perfora, es una tecnología que puede ser aplicada en los diversos campos petroleros de México, de acuerdo a las características que presentan las formaciones y los objetivos que se persiguen, estos pueden ser:

CONCLUSIONES

- ♦ *Medio de solución para resolver problemas presentes durante la perforación*
- ♦ *Alternativa de solución para mejorar las condiciones de producción*

Los criterios para analizar la aplicabilidad de la perforación bajo balance se agrupan en dos, estos son:

1) Análisis Técnico

- a) Manejo de presiones en el pozo
- b) Estabilidad del pozo
- c) Producción de agua
- d) Zonas múltiples permeables
- e) Presencia de gas amargo
- f) Análisis de compatibilidad con los fluidos de la formación

2) Análisis Económico

- a) Accesibilidad de la tecnología disponible
- b) Comparación de costos tangibles e intangibles
- c) Evaluación del costo por pie
- d) Evaluación del valor presente neto

Lo anterior permitió elaborar un diagrama de flujo en el cual se observan las etapas durante el diseño de un pozo perforado en condiciones bajo balance, este diagrama se presenta en el apéndice B.

b) Ventajas y desventajas del aire, niebla o espuma y sus modelos hidráulicos correspondientes

Los fluidos ligeros como el aire, niebla o espuma ofrecen ventajas sobre los fluidos de perforación convencionales, fundamentalmente en los casos donde sus densidades no cubren el rango requerido para efectuar las operaciones de perforación.

Dentro de las ventajas que ofrecen estos fluidos se tienen principalmente:

- ◆ *Incremento en el ritmo de penetración*
- ◆ *Incremento en la vida útil de la barrena*
- ◆ *Bajos o nulos requerimientos de agua*
- ◆ *Minimiza los costos de perforación*
- ◆ *Permiten afrontar problemas de pérdida de circulación*
- ◆ *Disminución del daño a la formación*

Esto vuelve atractivo a la perforación bajo balance, una vez que se conocen las condiciones y características de las formaciones a perforar.

Por su parte el hecho de emplear estos fluidos con lleva a una serie de desventajas que es necesario considerar si se contempla la utilización de esta técnica. Las desventajas principalmente son:

- ◆ *Posibilidad de erosión en formaciones con pobre consolidación*
- ◆ *No ofrecen muy buena estabilidad ni conformidad del pozo*
- ◆ *Presentan dificultades con la presencia de H_2S , fundamentalmente en el manejo de fluidos en superficie.*
- ◆ *Los problemas de corrosión son presentes*
- ◆ *Posibilidad de problemas de incendio con la presencia de hidrocarburos*
- ◆ *Altos costos en pozos de diámetros grande*
- ◆ *Dificultad en el manejo de fluidos en superficie*

Es importante poner énfasis en no descuidar las desventajas debido a que ayudarán en el análisis de posibles consecuencias que podría ocasionar el emplear esta técnica de perforación en situaciones donde no es conveniente.

Los modelos hidráulicos para estos tipos de fluidos fueron seleccionados de acuerdo a sus características.

Para el caso de "aire" se busco ofrecer una serie de programas que fueran lo suficientemente accesibles y lo más exacto posible a los casos reales. Cada modelo presenta la siguientes características:

Modelo de Angel: Es la base de los modelos desarrollados posteriormente, necesita un mínimo de información y suele ser más exacto en sus cálculos que los modelos anteriores. El modelo no considera las variaciones en el factor de compresibilidad y la fuerza de resistencia por efecto del choque de la partícula contra la pared del pozo, lo cual propicia un error en comparación con los datos reales.

Modelo Simplificado: Este modelo considera el cambio en las propiedades del aire debido a los cambios de presión y temperatura. A diferencia de otros modelos posteriores, los cuales presentan una gran complejidad para su programación, este ofrece una metodología similar al propuesto por Angel.

Modelo de Machado-Ikoku: Es uno de los que más se asemeja a la realidad, este considera características que los dos modelos anteriores no contemplan, principalmente el efecto de los recortes y los cambios en las propiedades del fluido debido a los cambios de presión y temperatura a través del sistema circulatorio. La desventaja más importante es la mayor cantidad de información empleada para efectuar los cálculos, los cuales en muchas ocasiones no se encuentran disponibles.

Cada uno de los tres modelos descritos puede ser empleado en los cálculos de la hidráulica para niebla, modificando los efectos de la entrada de agua a la corriente de aire sobre el ritmo de penetración.

Por su parte los cálculos de hidráulica para la "espuma" se efectúan empleando el modelo de Okpobiri-Plástico de Bingham y Okpobiri-Ley de potencias, estos modelos validan la consideración del comportamiento de la espuma como un fluido plástico de Bingham o un Ley de Potencias. El modelo ofrece una metodología que considera los efectos de los sólidos y los cambios en las propiedades de la espuma debido a la presión y temperatura, así como la opción de variar las condiciones de presión y gasto de descarga, junto con el gasto para cumplir satisfacer los requerimientos de limpieza del agujero y característica de la espuma. La principal desventaja que presenta este modelo es la complejidad para ajustar los cálculos de presión y gasto requeridos.

Como una opción adicional se incluye un modelo para fluidos aerados o gasificados el cual fue propuesto por Poettman y Bergman, este es un modelo sencillo que ofrece dos metodologías una para fluidos en condiciones estáticas y otro en condiciones dinámicas, los cuales presentan resultados similares y la diferencia entre ellos es despreciable, por lo cual se programa dentro del sistema HIDRABB 1.0 el método para condiciones estáticas.

c) Ventajas y desventajas del sistema HIDRABB 1.0

El desarrollo de este trabajo ofrece a los usuarios una serie de ventajas que vuelve al programa muy accesible, la descripción de las ventajas son desarrolladas de la siguiente forma:

- ♦ **Manejo de Archivos:** *La disponibilidad de diferentes ventanas permite la elaboración de diferentes archivos, dependiendo del tipo de información que se desea almacenar, esto permite al usuario efectuar combinaciones de información.*
- ♦ **Variedad en selección de modelos hidráulicos:** *Para cada tipo de fluido se ofrece al usuario varios modelos hidráulicos con la intención de seleccionar aquel que se ajuste más a las necesidades.*

- ♦ **Modificación de las condiciones para cada simulación:** Las características del estado, de los fluidos y de las condiciones de operación pueden ser manejadas con mayor facilidad por el sistema, en comparación con los cálculos efectuados a mano o la consulta de gráficas.
- ♦ **Permite el manejo de diferentes tipos de fluidos:** El sistema maneja principalmente 3 tipos de fluidos (aire, niebla o espuma) los cuales cubren rangos de densidad y presión de fondo, dependiendo de las condiciones necesarias para cada situación. Una opción adicional se pone a disposición del usuario, el cual le permite estimar el volumen de aire o gas necesario para aligerar una columna de líquido.

Las desventajas del sistema radican fundamentalmente en la carencia de manejar diferentes secciones de afluencia, debido a que el sistema solo una sola zona.

Finalmente el trabajo expuesto puede servir de base para el desarrollo de trabajos posteriores, los cuales podrán considerar algunas características adicionales que asemejen a situaciones reales.

BIBLIOGRAFÍA.

CAPITULO 1

1. D. Eresman; "Underbalanced Drilling Guidelines Improve Safety Efficiency". Oil and Gas Journal, Technology, Feb. 1994.
2. Maurer Engineering Inc.; "Underbalanced Drilling and Completion Manual". Agosto 1996.
3. Kelly Falk y Craig McDonald; "An Overview of Underbalanced Drilling Applications in Canada". Este artículo (SPE 30129), fue presentado en la conferencia sobre daño a la formación en los países bajos The Hague. Mayo 1995.
4. Valderrano A. , Rayón R. y otros; "Apuntes de evaluación de la formación". UNAM, Facultad de Ingeniería.
5. Maurer Engineering Inc.; "Underbalanced Drilling Manual". Capitulo I. Agosto 1996.
6. Bennion Brant; "Reservoir Sceening Criteria for Underbalanced Drilling". Hycal Energy Research Laboratories Ltd, Calgary, Alberta, Canadá. Febrero 1997.

CAPITULO 2

1. Vogel J.; "Inflow performance relationships for solution-gas drive wells". Journal Petroleum Technology, Enero 1968.
2. Dougall Mac; "Mud/gas Separator Sizing and Evaluation". SPEDE, Diciembre 1991.

3. Medley Geoge; "Development and testing of underbalanced Drilling Products". Topical Report Sep 94 – Sep 95. Work Performed Under Contract No. DE – AC21MC31197. By Maurer Engineering, Inc. Houston, Texas.
4. Roving J.; "The Evolution of Stable Foam as an Underbalanced Drilling Medium". Oil tools International Ltd. Artículo presentado en la primera conferencia de Perforación Bajo Balance, en los Países Bajos. Octubre 1995.
5. Shale Lee; "Underbalanced Drilling with Air Offers Many Pluses". Oil and Gas Journal. Junio 1995.
6. Fried s. And McDonald C.; "Nitrogen Supply Alternatives for Underbalanced Drilling". Nowsco Weel Service LTD (Engineering Department). Agosto 1995.
7. Medley G. H.; "Use of Hollow Glass Spheres for Underblanced Driling Fluids". Artículo presentado en las Conferencias Técnicas en Dallas. Octubre 1995.
8. Guo B. And Hereland G.; "Desing of Aereated Mud Drilling Programs". PD-Vol 65, Drilling Technology ASME 1995.
9. Grace R. D. and Carden R. S.; "Apuntes del curso Air and Gas Drilling". GSM a Robert D. Grace Company.

CAPITULO 3

1. Yurkim F. J., Churcher P. L. and Edmunds A. C.; "Optimization of Underbalanced Drilling Operations to Improve Well Productivity". Nowsco Well Service Ltd. The Journal of Canadian Petroleum Technology. Septiembre 1997.
2. Saponja j.; "Challenges whit Jointed Pipe Underblanced Operations". Artículo (SPE 37066) presentado en la Conferencia Internacional sobre Tecnología de Pozos Horizontales, Alberta Canadá. Noviembre 1996.

3. Shale Les; "Underbalanced Drilling Equipment and Techniques". PD-Vol. 65, Drilling Technology ASME 1995.
4. McLennan John; "Underbalanced Drilling Manual". Gas Research Institute. 1997.
5. Tangedhal M. J. And Stone C. R.; "Rotating Preventers: Technology for Better Well Control". World Oil. Octubre 1992.
6. Husband J. and Palomo R.; "LWD cobra bríos en Latinoamérica". Petróleo Internacional. Septiembre - Octubre 1995.
7. Cuthbertson R. L. and Vozniak J.; "New Surface Equipment for Underbalanced Drilling". Harts Petroleum Engineer International. Marzo 1997.
8. Comeau L.; "Integrating Surface Systems with Downhole Data Improves Underbalanced Drilling". Oil and Gas Journal. Marzo 1997.Hi

CAPITULO 4

1. Gray, K. E.; "The Cutting Carrying Capacity of Air at Pressure Above Atmospheric"; AIME (1958), 285, 180-185.
2. Mitchell, B.J.; "Test Data Fill Theory Gap on Using Foam as a Drilling Fluid"; OGJ (1971); 96-100.
3. Krug, J.A.; J.A.; "Charts Help Find Volume, Pressure needed for foam drilling", OGJ (1972); 61-64.
4. Beyer, A.H.; Millhone, R.S.; Foote, R.W.; "Flow Behavior of Foam as a well Circulation Fluid";
5. Okpobiri, G.A.; Ikoku, CH. U.; "Volumetric Requiriments for Foam and Mist Drilling Operation", SPE Drilling Engineering; (1986),71-88.

6. Angel, R.R., "Volume Requirements for Air or Gas Drilling"; AIME (1957), 325-330.
7. Poun, P.S.; Ameri, S.; "Simplified Approach to Air Drilling Operations"; SPE 13380, 1984.
8. Ramírez, B.J.; Solano, A. J.; León, L. J.J.; "Estudio de Técnicas de Perforación con Aire"; Informe Final del Proyecto D-1112; IMP, Agosto de 1980.
9. Mitchell, R. F.; "Simulation of Air and Mist Drilling for Geothermal Wells"; JPT, Noviembre de 1983, 2120-2126.
10. Blauer, R.E.; Kolhass, C. A.; "Formation Fracturing with Foam"; SPE 5003; AIME 1974.
11. Marsden, S.S.; Khan S. A.; "The Flow of Foam Through short Porous Media and Apparent Viscosity Measurements"; SPE Journal; March 1966, 17-23.
12. Poettman, F.H.; Bergman, W.E.; "Density of Drilling Muds Reduced by Air Injection"; World Oil, Agost 1955.
13. David, A.; Marsden, S.S.; "The Reology of Foam"; SPE 2544; 1969.
14. Pinks, A.H.G.; "Aerated Fluid Drilling Can Be Effective"; World Oil.
15. Higgins, B.; "Modified Stable Foam Can Give Lower Drilling Coats"; Petroleum International; Vol. 5; No 2, February, 1975; 12-16.
16. Urrutia, R.L.; Rojas, E. L.; "Perforación con Espuma-Agua Aireada en los Yacimientos Agotados del Edo. Zulia Venezuela"; Segundo Congreso Latinoamericano de Perforación.
17. Hillman, Mike; "Performed Stabilized Foam"; Drill Bit; Janury 1971; 12-17
18. Lorenz, H; "Air, Mist and Foam Drilling Has Worldwide Application"; World Oil; Jun 1980; 39-45.

19. Spöker, H.F.; "Sistem Design For the Measurement of Downhole Dynamics Rheology for Foam Fracturing Fluids".
20. McLennan, J.; Carden R.S.; Curry, D.; Stone, R. C.; "Underbalanced Drilling Manual"; Gas Research Institute; 1997.
21. Grace, R.D.; "Air and Gas Drilling"; GSM Company; 1997.

APENDICE A

ECUACIÓN PARA LA VELOCIDAD DE RESBALAMIENTO

La derivación de la ecuación básica para calcular la velocidad de resbalamiento parte del siguiente balance de fuerzas:

$$F' = ma = mg - wg - F'_R \quad (A-1)$$

mg = Fuerza gravitatorio

wg = Fuerza de flotación

F'_R = Fuerza de resistencia debido a la fricción

Para estimar la fuerza de resistencia debida a la fricción Newton desarrollo la siguiente expresión:

$$F'_R = \frac{f' A \rho_f v^2}{2} \quad (A-2)$$

ρ_f = Densidad del fluido

A = Área representativa

v = Velocidad de la partícula

f' = Factor de fricción

Para una esfera el área representativa esta dada por:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (A-3)$$

sustituyendo (3) en (2) se obtiene la siguiente expresión

$$F'_R = \frac{f_D \pi D^2 \rho_f v^2}{8} \quad (\text{A-4})$$

f_D = Coeficiente de fricción o coeficiente de arrastre

Sustituyendo la ecuación (4) en (1), se puede obtener una velocidad para calcular la velocidad de resvalamiento.

$$m \frac{dv}{dt} = mg - wg - \left[\frac{f_D \pi D^2 \rho_f v^2}{8} \right] \quad (\text{A-5})$$

$$\left(\frac{\pi D^3}{6} \right) \rho_s \frac{dv}{dt} = \left(\frac{\pi D^3}{6} \right) g (\rho_s - \rho_f) - \left(\frac{f_D \pi D^2 \rho_f v^2}{8} \right)$$

$$\frac{dv}{dt} = \frac{g(\rho_s - \rho_f)}{\rho_s} - \frac{3 f_D \rho_f v^2}{4 D \rho_s} \quad (\text{A-6})$$

La ecuación (6) puede ser integrada para cualquier velocidad v en cualquier instante t . Sin embargo la máxima velocidad puede ser obtenida directamente, considerando que la velocidad máxima v_s se logra cuando la variación de la velocidad con respecto al tiempo es cero, por lo tanto

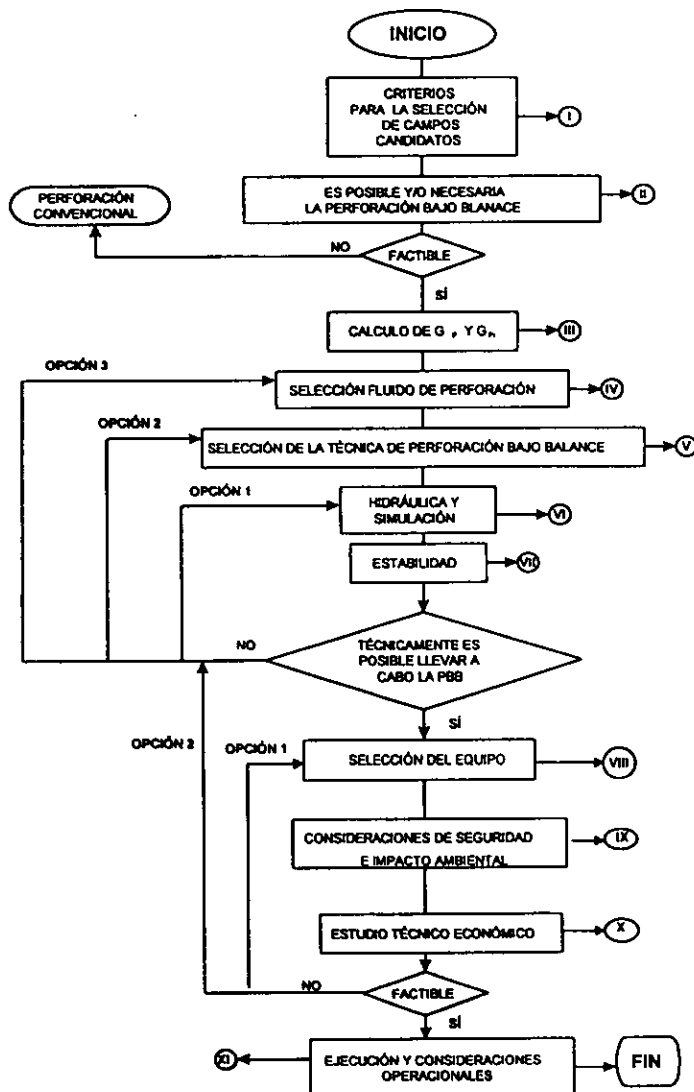
$$\frac{g(\rho_s - \rho_f)}{\rho_s} = \frac{3 f_D \rho_f v^2}{4 D \rho_s}$$

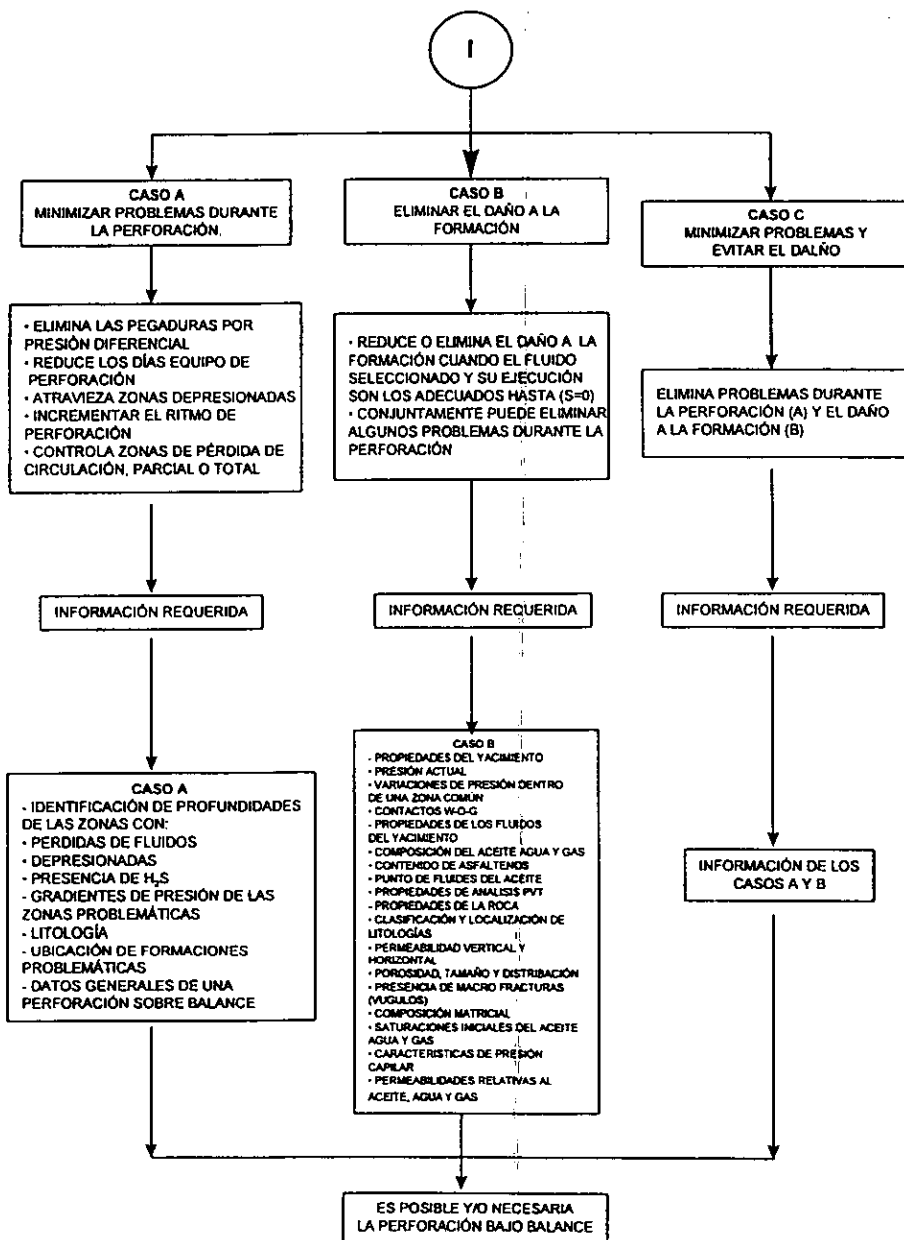
$$v_s = \sqrt{\frac{4 D g (\rho_s - \rho_f)}{3 f_D \rho_f}}$$

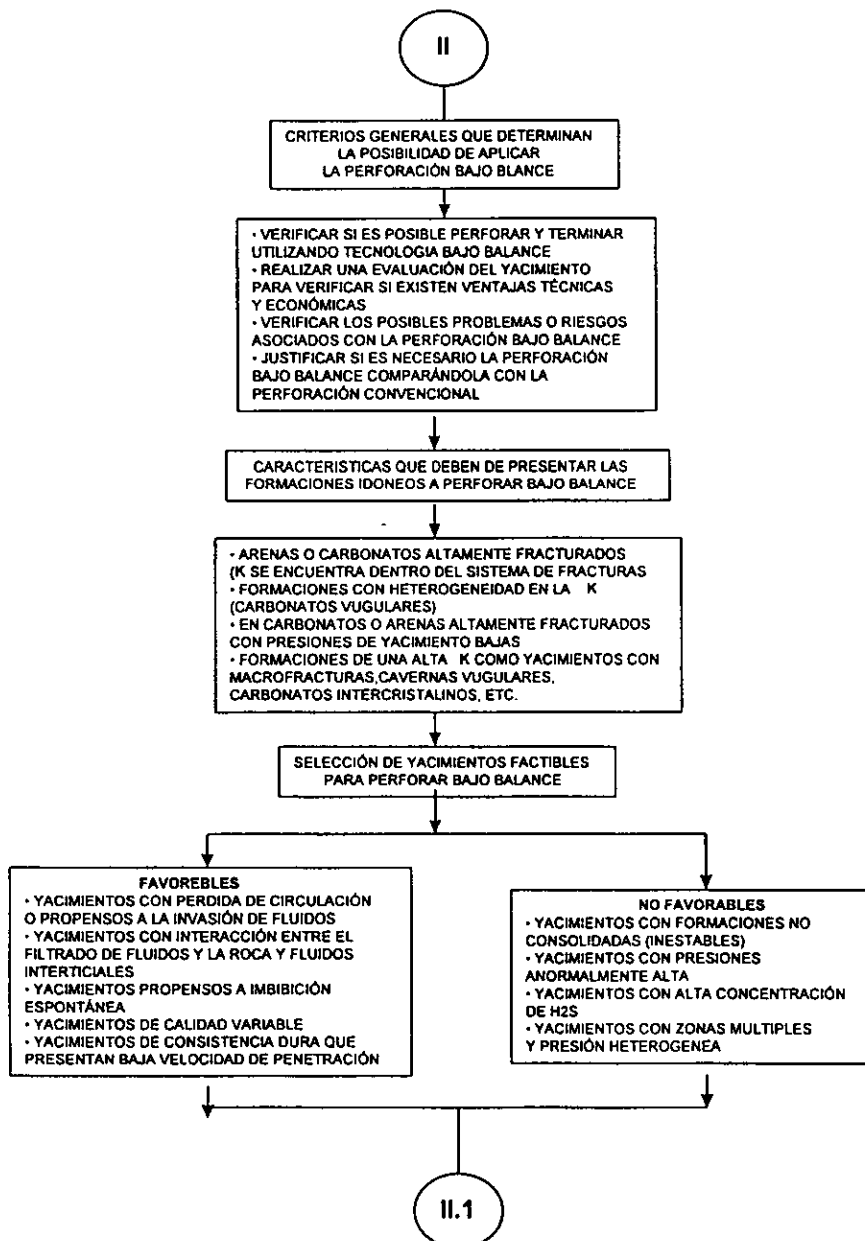
(A-7)

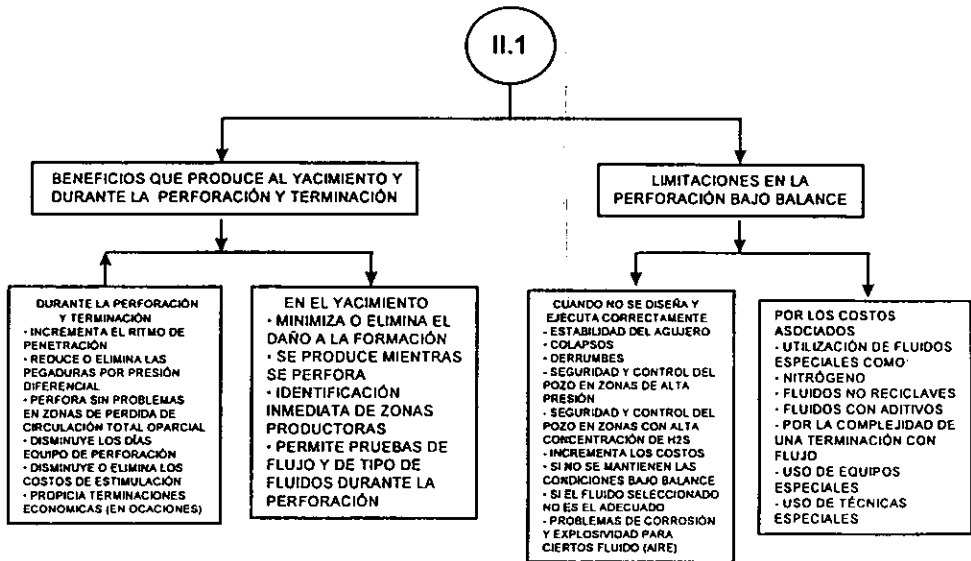
APENDICE B

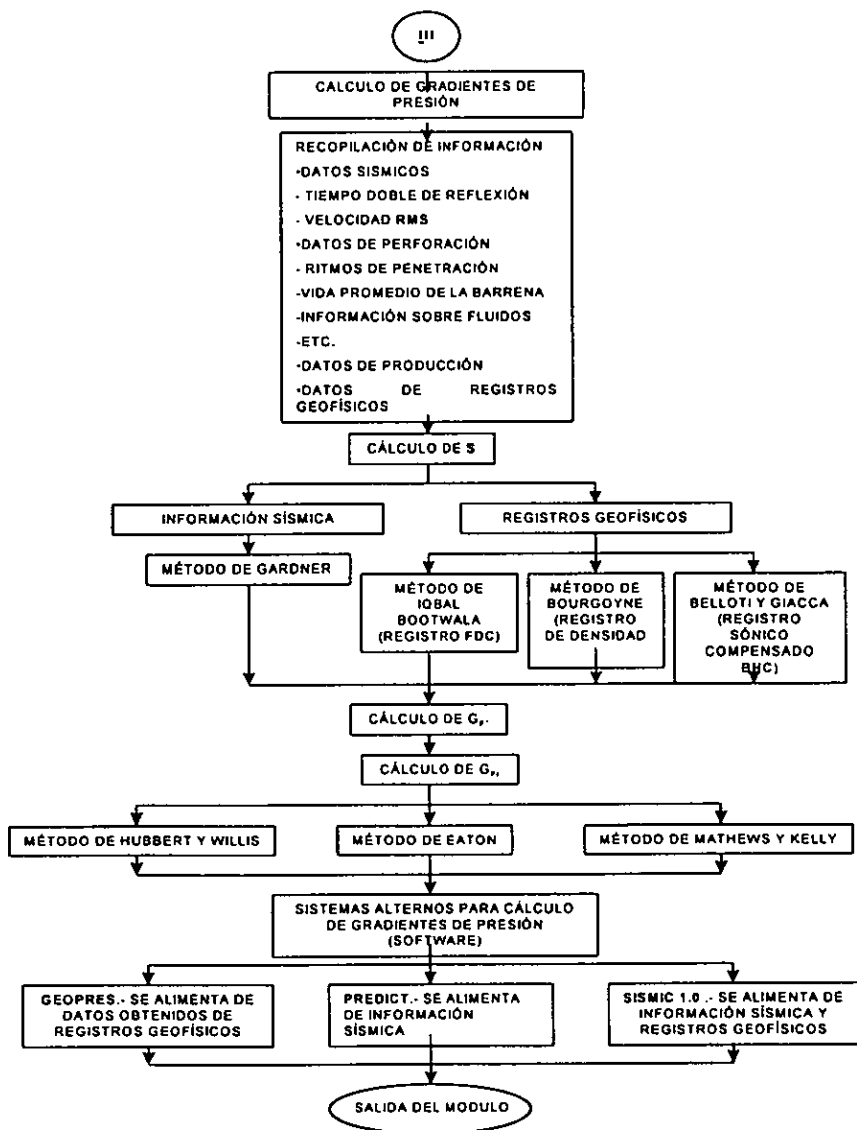
PROCEDIMIENTOS PARA LA PERFORACION BAJO BALANCE

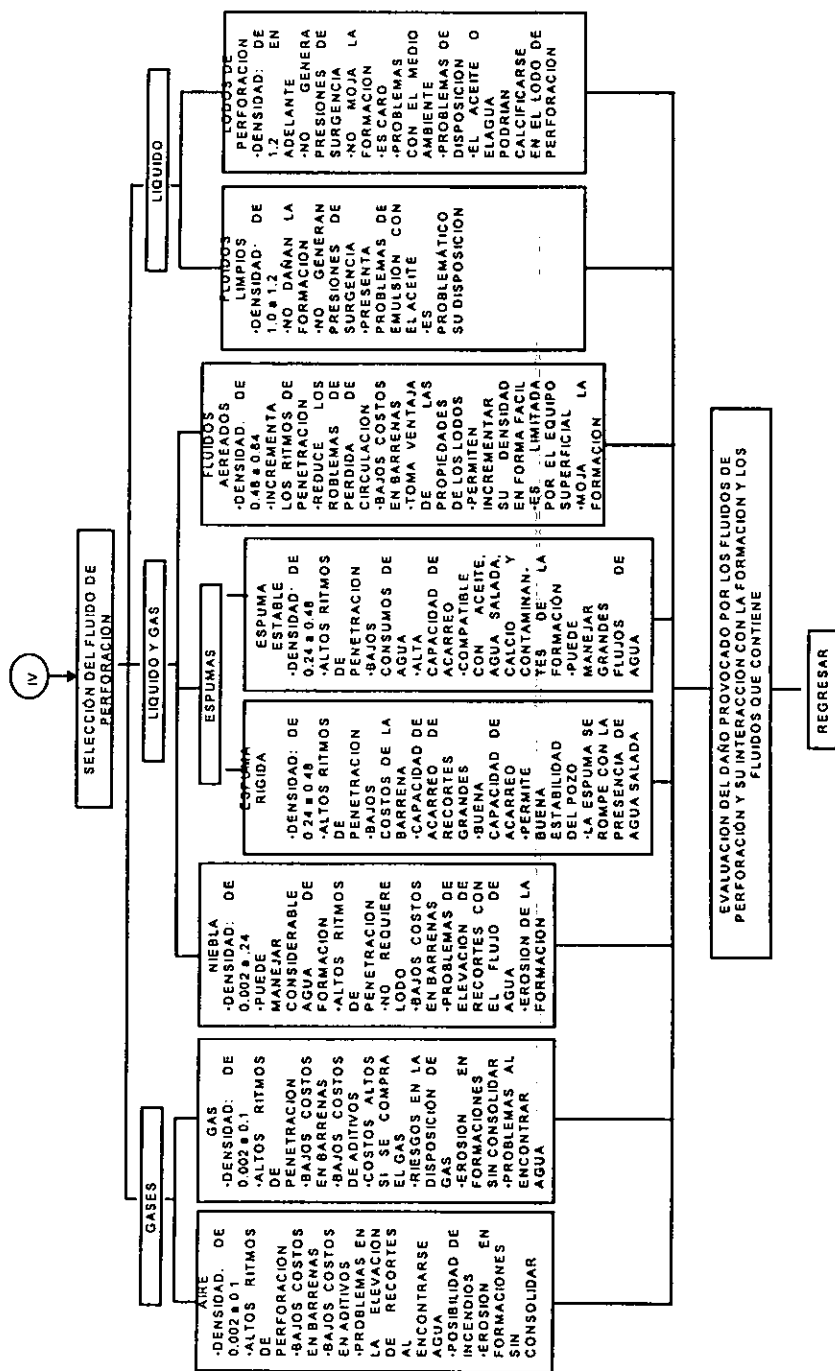


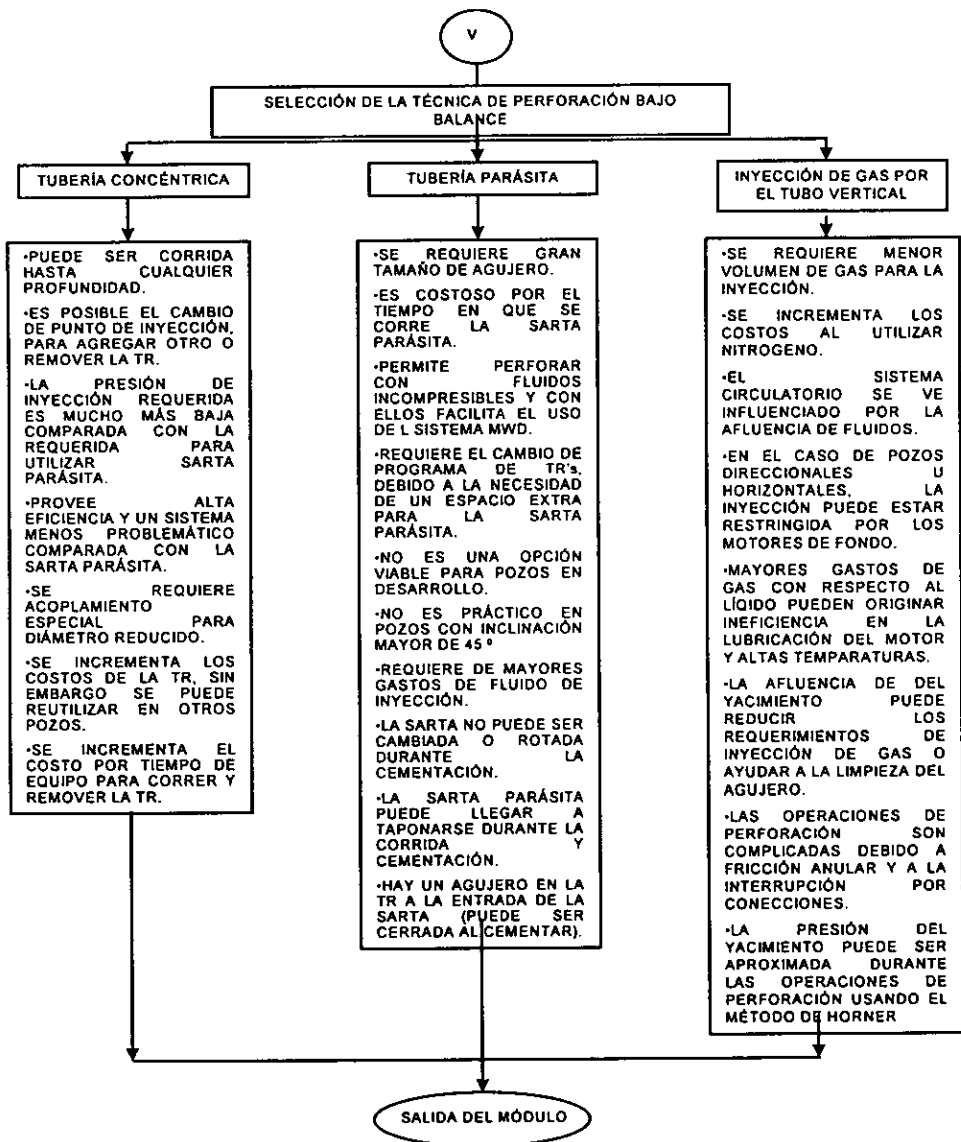


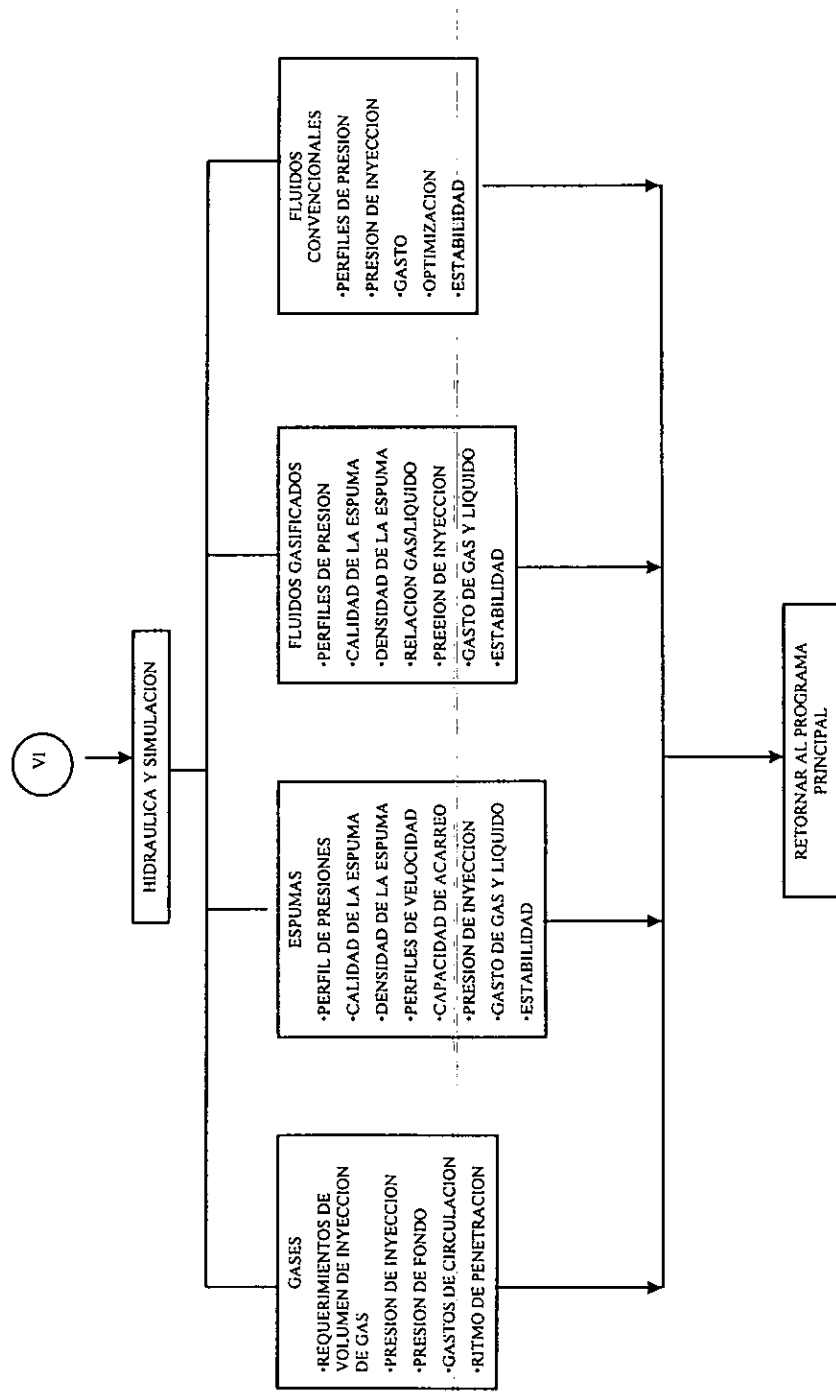


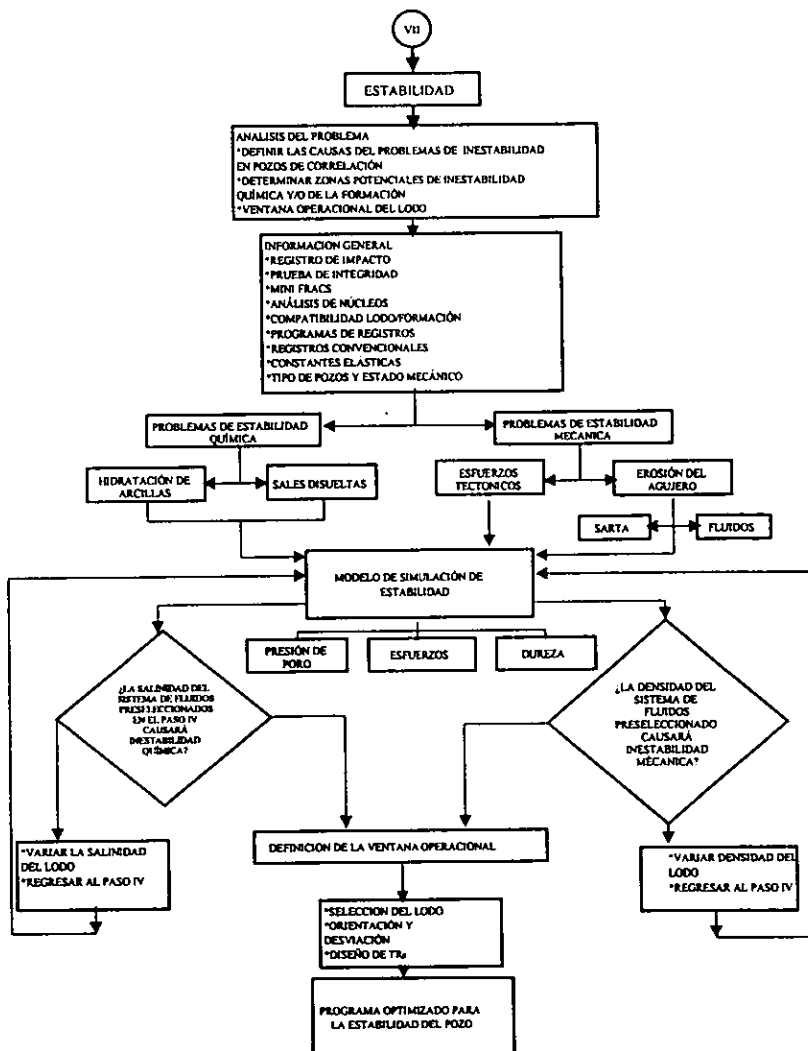


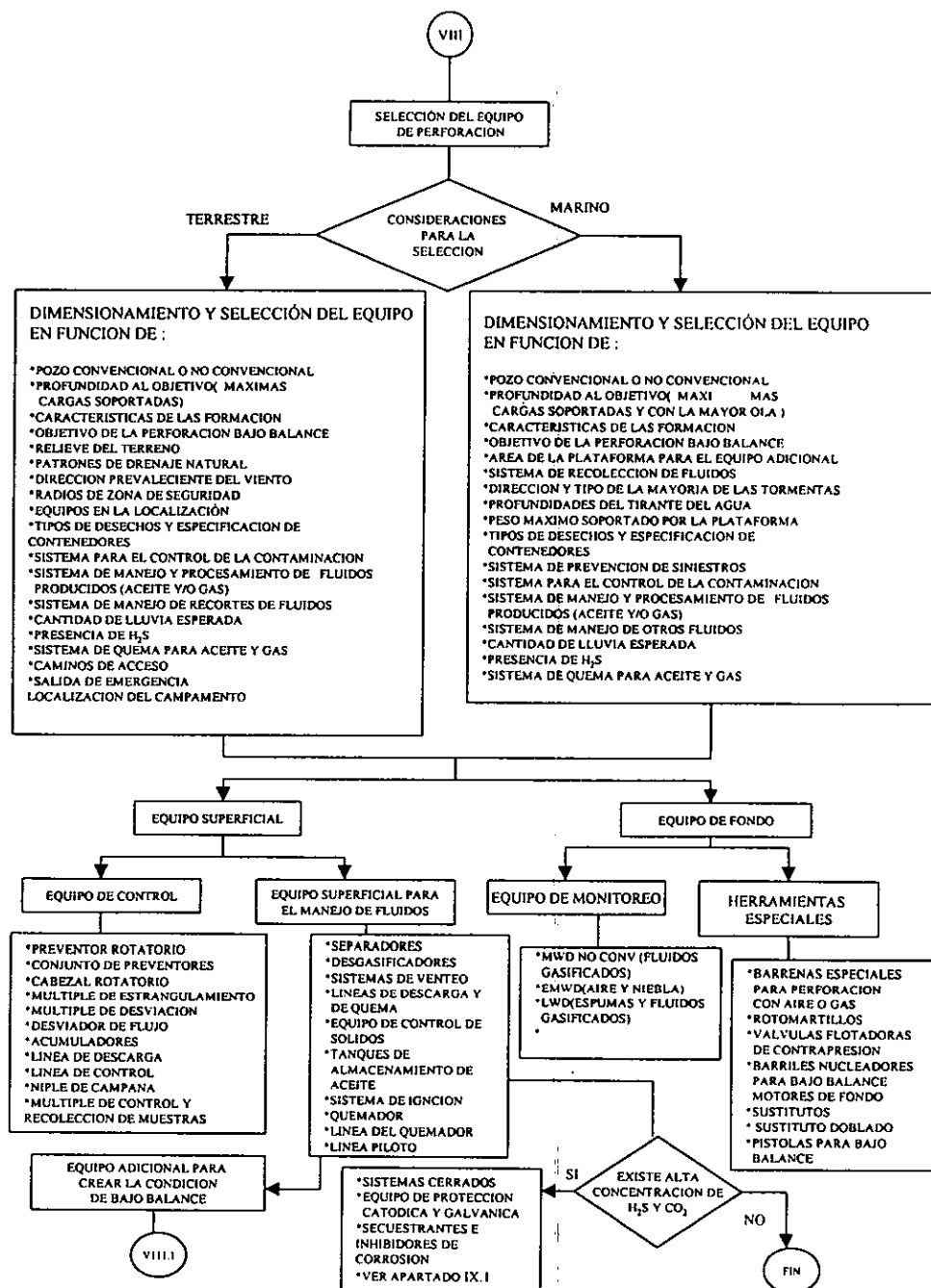


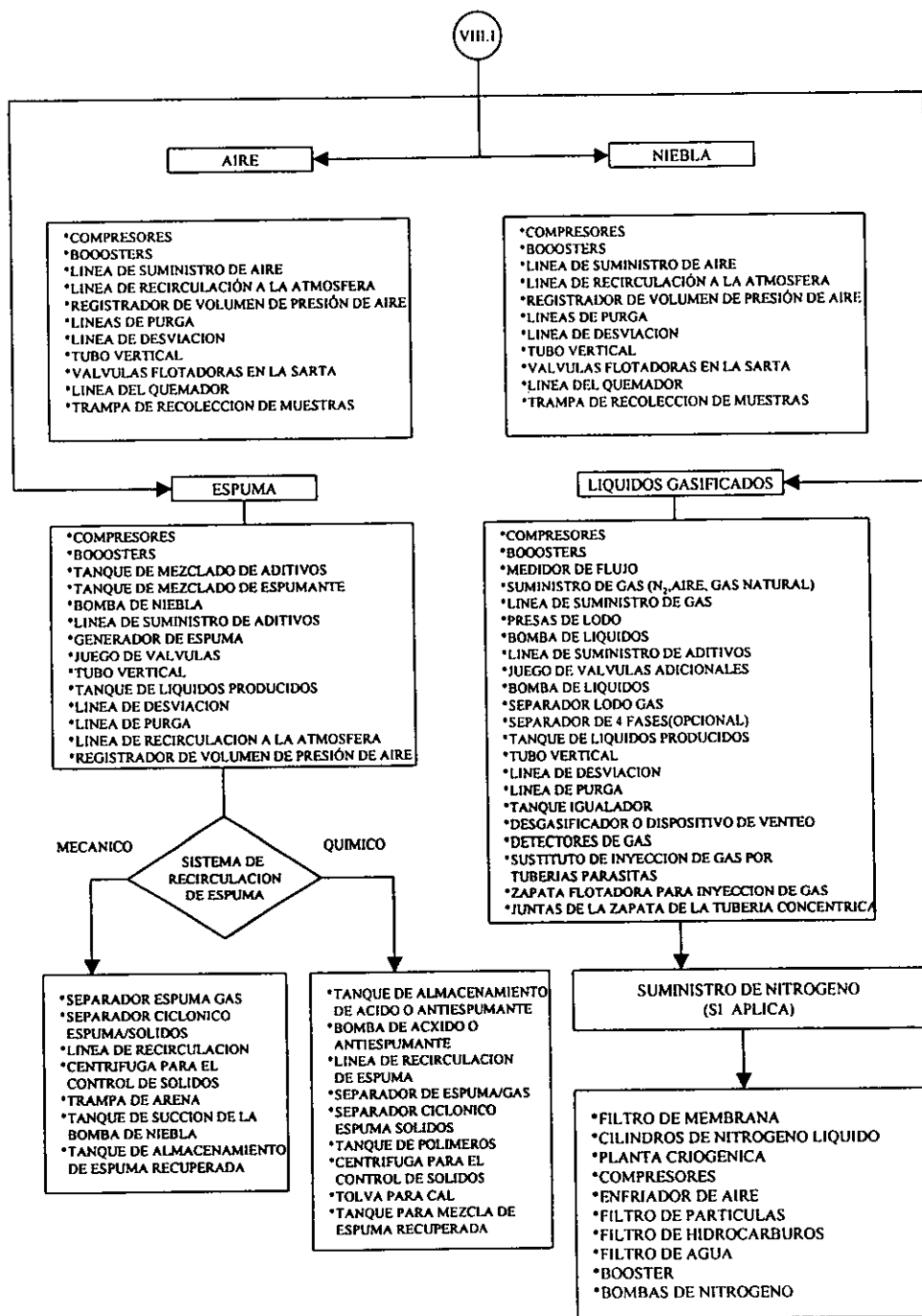


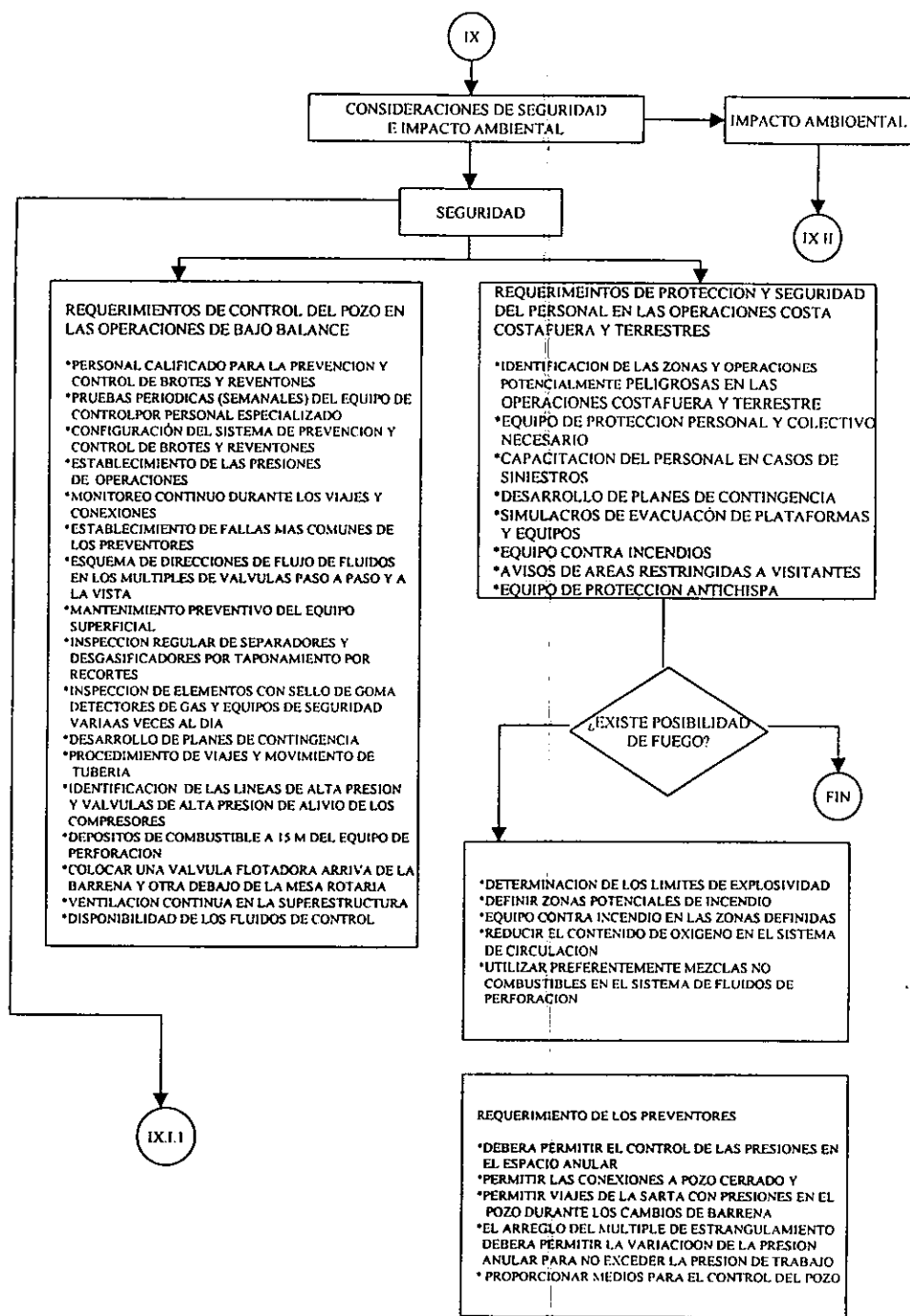




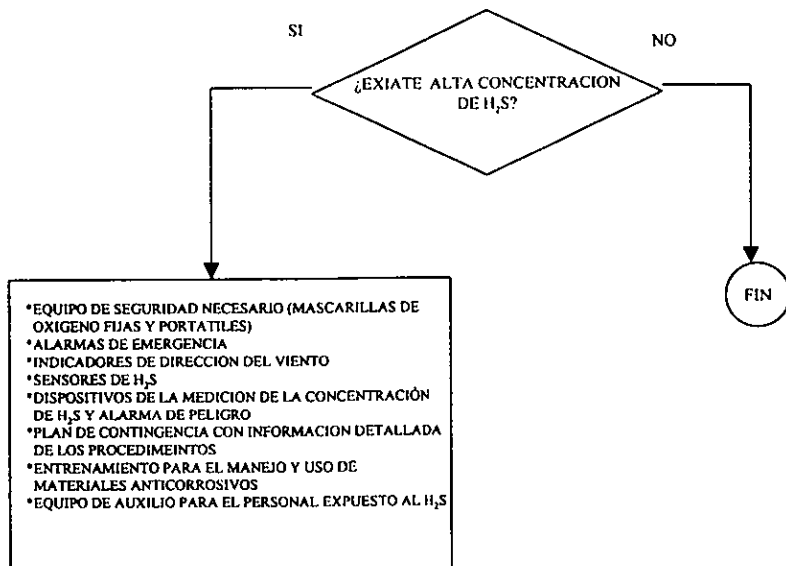


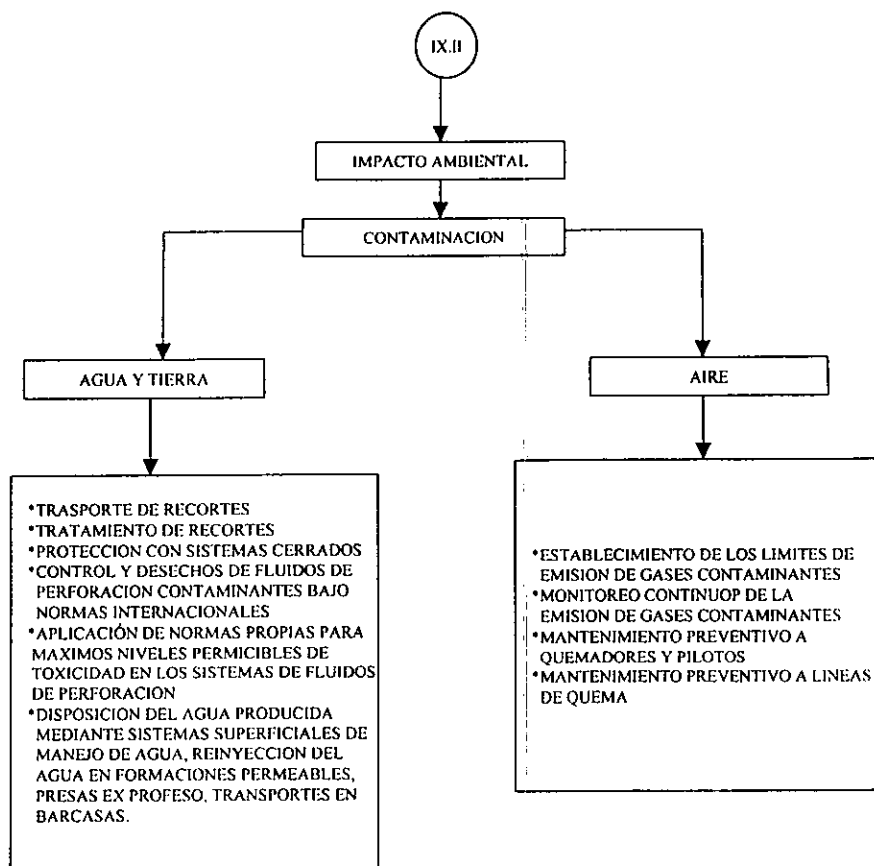






IX.1.1

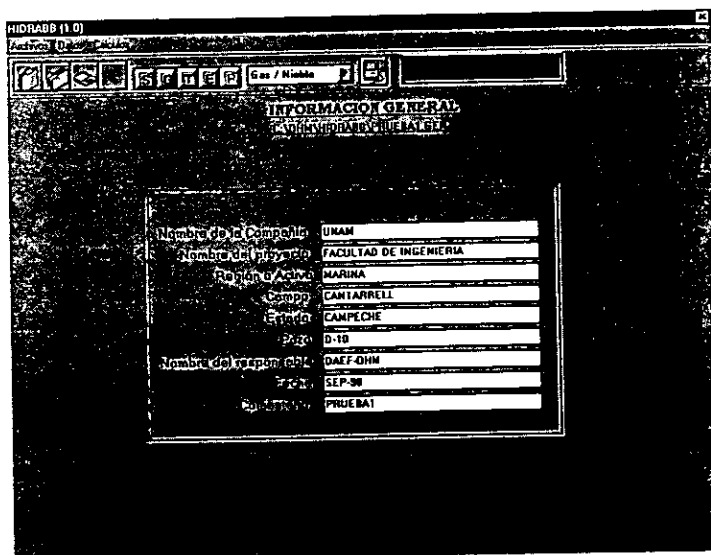




APENDICE C

PRUEBA1: AIRE (MODELO DE ANGEL)

Los datos de la prueba se presentan en las siguientes ventanas y los resultados se presentan al final de estas.



INFORMACIÓN GENERAL	
Nombre de la Competencia	UNAM
Nombre del proyecto	FACULTAD DE INGENIERIA
Región o Área	MARINA
Campo	CANTARRELL
Estado	CAMPECHE
Pago	D-10
Nombre del responsable	DAEF OHM
Fecha	SEP-98
Prueba	PRUEBA1

Figura C1. Información General

Figura C2 Profundidad y trayectoria

Figura C3 Estado Mecánico

Windows - HIDRABB 1.0

File Edit View Options Help

Gas / Hidro

PARAMETROS OPERACIONALES

HIDRABB VIRTUAL S.A.

Propiedades físicas:

Temperatura de ebullición (°C): 50

Densidad a 20°C (kg/m³): 0.7

Propiedades químicas:

Presión de vapor a 20°C (mmHg): 114.7

Peso molecular: 56

Propiedades físicas:

Así: NOMBRE DEL GAS PESO MOLECULAR RELACION DE GRAVEDAD

Así: GAS MOLECULAR CALOR S.F. ESPECÍFICA

Propiedades físicas:

Temperatura de ebullición (°C): NINGUNO

Densidad a 20°C (kg/m³): 0

Propiedades químicas:

Peso molecular: 20

Presión de vapor a 20°C (mmHg): 114.7

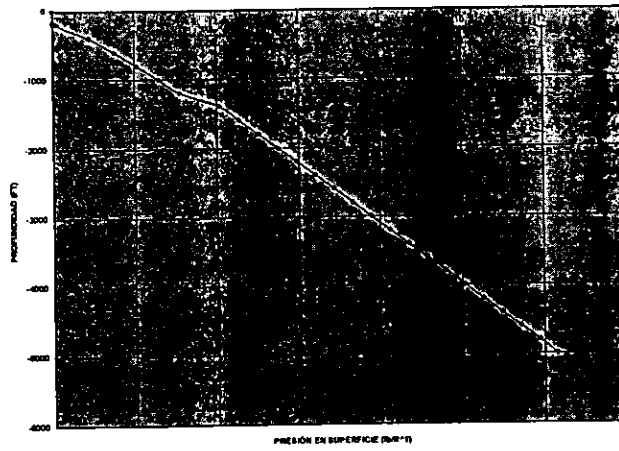
Peso molecular: 56

Figura C4 Parámetros Operacionales

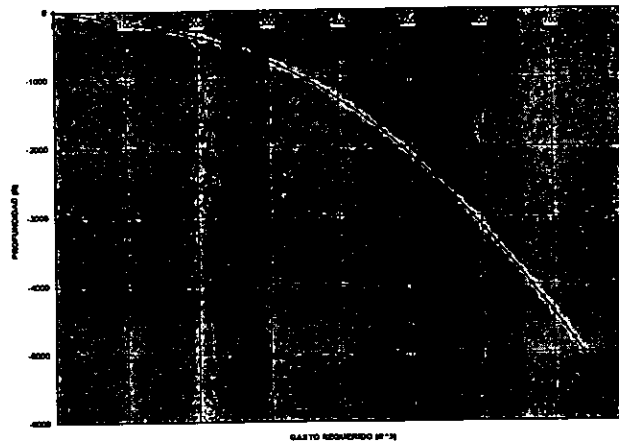
Los cálculos obtenidos para el aire empleando el modelo de Angel se muestran en la siguiente tabla y graficas.

Qg (ft ³ /min)	Ps (lb/ft ²)	Pf (lb/ft ²)	PROFUNDIDAD
0	0	0	0
117.3986	1.8059	0.1021	-200
207.7048	2.5311	0.8941	-400
269.1762	3.1482	1.5045	-600
314.6218	3.7143	2.0594	-800
352.1266	4.2502	2.5845	-1000
384.7108	4.7661	3.0909	-1200
413.8613	5.2678	4.0683	-1400
440.5139	5.7593	4.5447	-1600
465.1689	6.2427	5.0163	-1800
488.2299	6.7203	5.4831	-2000
509.9725	7.1431	5.9468	-2200
530.6021	7.6622	6.4081	-2400
550.2761	8.1285	6.8674	-2600
569.1215	8.5925	7.3252	-2800
587.2359	9.0548	7.7819	-3000
604.7024	9.5159	8.2381	-3200
621.5886	9.9761	8.6937	-3400
637.9517	10.4357	9.1491	-3600
653.8404	10.895	9.6046	-3800
669.2962	11.3542	10.0603	-4000
684.3551	11.8136	10.5164	-4200
699.0487	12.2732	10.9729	-4400
713.4045	12.7333	11.4303	-4600
727.4468	13.1939	11.8883	-4800
741.1974	13.6954	12.3144	-5000

MODELO DE ANGEL



MODELO DE ANGEL



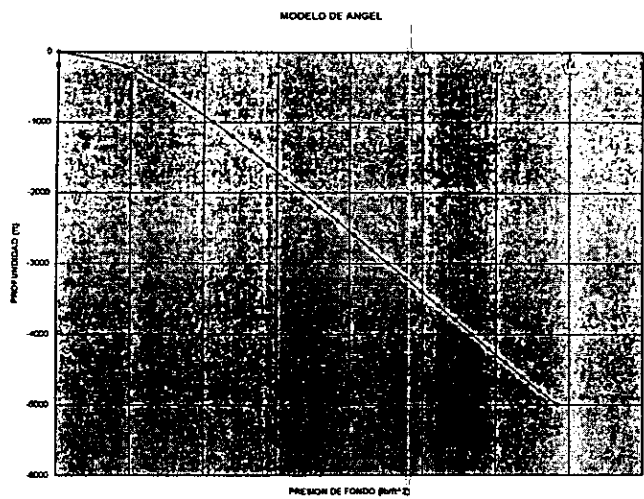


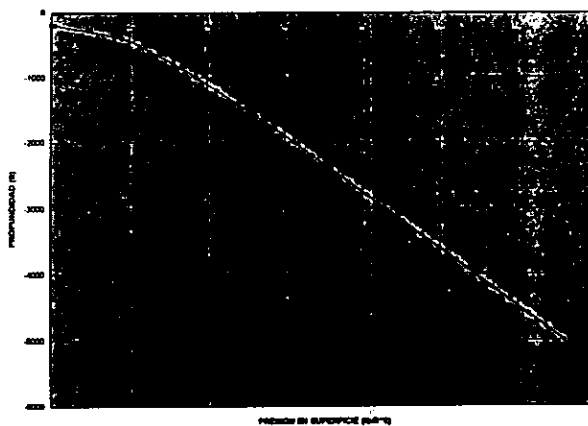
Figura C5 Resultados del modelo de Angel y sus gráficas correspondientes

Aire (MODELO SIMPLIFICADO)

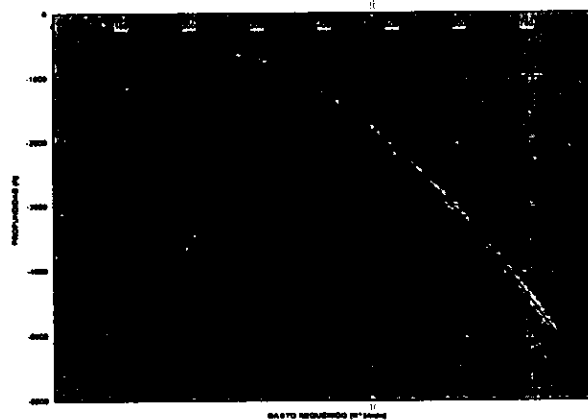
Para este cálculo se emplean los mismos datos del caso anterior, seleccionando el modelo simplificado. Los resultados obtenidos son:

Qg: (ft ³ /min)	RS: (lb/ft ²)	Pf: (lb/ft ²)	Profundidad: (ft)
70.2504	0.1133	0.1021	-200
207.6153	1.8049	0.8933	-400
269.0759	2.5297	1.5034	-600
314.5139	3.1467	2.0579	-800
352.0128	3.7125	2.5829	-1000
384.592	4.2482	3.0889	-1200
413.7582	4.7638	3.5821	-1400
440.3869	5.2654	4.0657	-1600
465.0386	5.7566	4.5422	-1800
488.0965	6.2399	5.0133	-2000
509.8362	6.7173	5.4801	-2200
530.4632	7.1899	5.9437	-2400
550.1355	7.6589	6.4047	-2600
568.9779	8.125	6.8639	-2800
587.0903	8.5888	7.3216	-3000
604.5547	9.0509	7.7782	-3200
621.4389	9.5119	8.2341	-3400
637.8003	9.9719	8.6895	-3600
653.6872	10.4314	9.1448	-3800
669.1413	10.8905	9.6001	-4000
684.1986	11.3496	10.0557	-4200
698.8906	11.8088	10.5116	-4400
713.2449	12.2683	10.9681	-4600
727.2858	12.7282	11.4252	-4800
741.0349	13.1887	11.8831	-5000

MODELO SIMPLIFICADO



MODELO SIMPLIFICADO



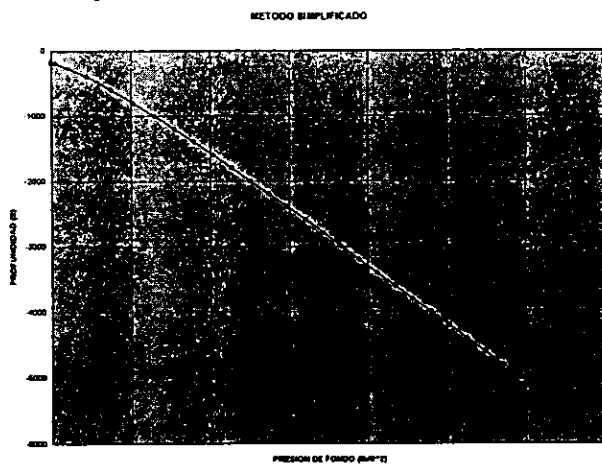


Figura C6 Resultados del modelo Simplificado y sus gráficas correspondientes