



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA EN PERFORACIÓN
BAJO BALANCE”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MADRIGAL ARRIAGA VÍCTOR MANUEL

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MA. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

CO-DIRECTOR DE TESIS:

M. en I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



DICIEMBRE, 2006



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1310

SR. VÍCTOR MANUEL MADRIGAL ARRIAGA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. María Cristina Avilés Alcántara y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA EN PERFORACIÓN BAJO BALANCE

- RESUMEN**
- INTRODUCCIÓN**
- I ANTECEDENTES**
- II TECNOLOGÍA BAJO BALANCE**
- III USOS Y APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE**
- IV VENTAJAS Y DESVENTAJAS CON MÉTODOS CONVENCIONALES**
- V CASO PRÁCTICO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

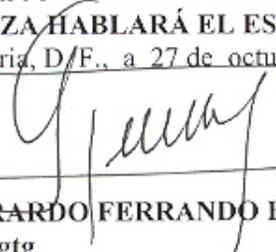
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 27 de octubre de 2006

EL DIRECTOR


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

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Tesis:

“ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA EN PERFORACIÓN BAJO
BALANCE”

Presentada por:

MADRIGAL ARRIAGA VÍCTOR MANUEL.

Dirigida por:

ING. MARÍA CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

Jurado:

Presidente : ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

Vocal : ING. MA. CRISTINA AVILÉS ALCÁNTARA

Secretario : M. en C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ

1er. Suplente : DR. PORFIRIO MENDIZÁBAL CRUZ

2do. Suplente : M.I. ROBERTO PADILLA SIXTO

AGRADECIMIENTOS

A MI QUERIDO COLEGIO SALESIANO... Porque ahí conocí a Dios, quien me permitió terminar mi carrera profesional y pasé los mejores años de mi vida en compañía de todos mis amigos entrañables.

A MIS PADRES... Carolina y Víctor, por todo el amor y apoyo que mi brindan además de enseñarme que lo más importante en la vida es una carrera profesional, para abrir puertas por uno mismo.

A MIS ABUELITOS... Carolina y Miguel, por las enseñanzas en el transcurso de mi vida y por todos los gratos recuerdos que tengo de mi niñez.

A MI HERMANO HUGO... Por ser el mejor amigo que tengo y por compartir todas las cosas de su vida conmigo, espero poder retribuirle todo lo que él me ha dado, además de ser mi cómplice de travesuras y pensamientos.

A MI NOVIA ROSS... Porque desde que la conocí, me alentó para terminar este trabajo que culmina una etapa muy importante de mi vida. Espero que éste sea el primer logro, de muchos, que vamos a tener juntos.

A MI UNIVERSIDAD... Desde la preparatoria hasta la licenciatura, por permitirme ser uno de los muchos orgullosos universitarios de éste país.

AL ING. JOSÉ MARTÍNEZ... En primer lugar, por permitirme en algún momento ser parte de su equipo de trabajo y en segundo, por brindarme su amistad y sus consejos para terminar mi carrera.

A MIS SINODALES... Por tomarse la molestia de revisar y comentar este trabajo para realizar las debidas correcciones.

A MIS AMIGOS... Juan, Lalo, Andrés, Felipe, Tom, Aguado, Quique, Christian, Ale, Felipe Alcántara, Erandí, Iveth, Nancy, Omar, Hiram, Jimena, Javier, y los que faltan ya sean petroleros o de otras carreras, que durante mi estancia en la UNAM hicieron más placentera mi etapa de estudiante.

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

RESUMEN	1
----------------	---

INTRODUCCIÓN	2
---------------------	---

CAPÍTULO I ANTECEDENTES

<i>I.1 PERSPECTIVA HISTÓRICA</i>	3
----------------------------------	---

<i>I.2 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	5
---	---

<i>I.3 EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	5
--	---

<i>I.4 ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	8
--	---

<i>I.5 ATRACTIVO DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	9
--	---

CAPÍTULO II TECNOLOGÍA BAJO BALANCE

<i>II.1 DEFINICIONES BÁSICAS</i>	11
----------------------------------	----

<i>II.2 PERSPECTIVAS GEOLÓGICAS Y DE YACIMIENTO</i>	13
---	----

<i>II.3 TIPOS DE FLUIDOS EMPLEADOS EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	21
--	----

<i>II.3.1 Fluidos Compresibles</i>	22
------------------------------------	----

<i>II.3.2 Fluidos de Perforación Gaseoso</i>	22
--	----

<i>II.3.3 Fluidos de Perforación de Dos Fases Gas-Líquido</i>	25
---	----

<i>II.3.4 Fluidos Líquidos</i>	28
--------------------------------	----

<i>II.4 ADITIVOS EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	31
--	----

<i>II.5 EQUIPO SUPERFICIAL Y DE CONTROL EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	38
---	----

CAPÍTULO III USOS Y APLICACIONES EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE

<i>III.1 POZOS CANDIDATOS PARA LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	46
---	----

<i>III.2 PROCEDIMIENTOS ESPECÍFICOS EN LOS POZOS CANDIDATOS</i>	50
---	----

<i>III.2.1 Instrucciones de Preparación Antes de Iniciar la Perforación Bajo Balance</i>	50
--	----

<i>III.2.2 Programa para Perforar Bajo Balance</i>	51
--	----

<i>III.2.3 Instrucciones para Cuando se Tiene Flujo al Estar Metiendo Tubería</i>	55
---	----

<i>III.2.4 Instrucciones de Operación para Diferentes Casos Durante la Perforación</i>	56
--	----

<i>III.2.5 Instrucciones para Perforar Bajo Balance con Líquidos Nitrogenados</i>	58
---	----

<i>III.3 PROCESO DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	59
--	----

<i>III.3.1 Perforación con Gas</i>	63
------------------------------------	----

<i>III.3.2 Perforación con Niebla</i>	64
---------------------------------------	----

<i>III.3.3 Perforación con Espuma</i>	65
---------------------------------------	----

<i>III.4 MEDICIONES DE PRESIÓN DE FONDO DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</i>	66
<i>III.5 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</i>	72

**CAPÍTULO IV
VANTAJAS Y DESVENTAJAS CON MÉTODOS CONVENCIONALES**

<i>IV.1 BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	75
<i>IV.2 DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	82
<i>IV.3 PERSONAL INVOLUCRADO EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE</i>	91
<i>IV.4 SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE</i>	94

**CAPÍTULO V
CASO PRÁCTICO**

<i>V.1 INTRODUCCIÓN</i>	109
<i>V.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO</i>	110
<i>V.3 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL</i>	111
<i>V.4 COLUMNA GEOLÓGICA PROBABLE SOBRE LA TRAYECTORIA DEL POZO</i>	112
<i>V.5 OBJETIVOS DE LA OPERACIÓN</i>	114
<i>V.6 EQUIPO UTILIZADO EN OPERACIONES DE FLUJO CONTROLADO</i>	114
<i>V.7 CONJUNTO DE PREVENTORES PARA PERFORAR LA ETAPA</i>	116
<i>V.8 ESTADO MECÁNICO DEL POZO</i>	117
<i>V.9 RESUMEN DE LAS OPERACIONES</i>	118
<i>V.10 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE LA OPERACIÓN</i>	121
<i>V.11 PÉRDIDAS DE FLUIDOS</i>	125
<i>V.12 ANÁLISIS CON EL SIMULADOR DE FLUJO DE INYECCIÓN</i>	126
<i>V.13 TIEMPO OPERACIONAL</i>	132
<i>V.14 ANÁLISIS DE RESULTADOS</i>	135

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
---------------------------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	139
---------------------	-----

RESUMEN

El presente trabajo es una recopilación de información y revisión de información obtenida de distintas fuentes (libros, revistas técnicas, artículos técnicos, manuales, etc.) relacionadas con la tecnología que se ha desarrollado en el ámbito de la perforación bajo balance, para poder contribuir a un mejor programa de perforación y por consiguiente a una mejor explotación de los yacimientos petroleros.

En el Capítulo 1, “Antecedentes”, se abordan las necesidades de la industria que llevaron a perforar con nuevas tecnologías incluyendo la perforación bajo balance, así como su evolución, su estado actual y el futuro que le espera a esta tecnología.

En el segundo Capítulo, “Tecnología bajo balance”, se desarrolla de forma detallada los conceptos básicos que involucra este tipo de perforación no convencional, así como el marco y parámetros geológicos que se necesitan para considerar la perforación bajo balance. También el tipo de fluidos y sus aditivos que se pueden usar al perforar bajo balance y el equipo superficial específico para este tipo de proyecto.

En seguida se encuentra el Capítulo 3, “Usos y aplicaciones”, en el cual se señala los desarrollos específicos que se debe seguir para perforar exitosamente un pozo bajo balance, que abarca desde considerar los pozos candidatos a este tipo de tecnología hasta las mediciones que se pueden hacer dentro del pozo mientras se perfora.

En el Capítulo 4, “Ventajas y desventajas con métodos convencionales” se hace un análisis de las ventajas y desventajas que surgen al comparar este tipo de tecnología con el método convencional desde el punto de vista técnico-económico, como el impacto ambiental y el personal capacitado para realizar dicha tarea.

En el último Capítulo “Caso de aplicación de la tecnología bajo balance”, es un ejemplo de un pozo real perforado bajo balance en México (Región Marina), utilizando la tecnología disponible.

INTRODUCCIÓN.

En los últimos años la necesidad de satisfacer la demanda creciente de energéticos ha obligado a las compañías petroleras a intensificar la exploración y producción de hidrocarburos en zonas donde las condiciones geográficas y climáticas son adversas. Se realizan también trabajos de reingeniería en yacimientos depresionados o agotados. Estos objetivos han sido alcanzados gracias a los avances tecnológicos, que han permitido incrementar la productividad de los pozos, disminuir los costos y minimizar el impacto ambiental que conllevan dichas operaciones.

En la industria petrolera no es sorpresa escuchar que un ingeniero de producción o yacimientos defina a un pozo exitoso como aquel que produce con su máxima productividad natural, mientras que un ingeniero de perforación lo defina como aquel que alcanza la profundidad planeada en tiempo y costo.

Pareciera ser que el ingeniero de producción o de yacimientos no se percatara de la gran problemática involucrada en el proceso de perforar un pozo hasta su objetivo y el ingeniero de perforación, en el afán de cumplir con su parte. Perfora el pozo sin tomar en cuenta la relevancia de no causar daño a la formación durante la perforación, y de ésta manera entregar el pozo para que produzca con su máximo potencial.

Desde 1992 la tecnología de perforación bajo balance incursionó en la industria petrolera con el objetivo primario de optimizar la productividad del pozo a través de prevenir el daño a la formación durante la perforación, dejando como objetivo secundario reducir los problemas de perforación. Dado el drástico incremento de la problemática que se presenta durante la perforación en campos depresionados, aunado a la diferente filosofía de la definición de un pozo exitoso, el orden de importancia en los objetivos de la perforación bajo balance se invirtió, y en la actualidad ésta tecnología se utiliza primariamente para reducir problemas durante la perforación tales como pegaduras por presión diferencial y pérdidas de circulación, así como para incrementar el ritmo de penetración.

I. ANTECEDENTES.

I.1 PERSPECTIVA HISTÓRICA.

Durante muchas décadas, la industria petrolera ha considerado a la rama de la perforación de pozos como un “arte” en lugar de considerarla como una “ingeniería”.

En los inicios de la perforación de pozos petroleros tal aseveración pudiera haber sido cierta. Sin embargo desde el principio de los años 20's hasta finales de los 40's, la tecnología de la perforación de pozos petroleros vivió un periodo de desarrollo y durante las dos décadas siguientes (1950-1970) se realizaron investigaciones exhaustivas, tanto en el laboratorio como en el campo, sobre todos los aspectos involucrados en el proceso de la perforación; entrando en su periodo de automatización a partir de finales de la década de los 60's.

Para alcanzar el estado actual de desarrollo de la perforación de pozos petroleros se requirió del concurso de varias ramas de la ingeniería, las cuales al conjugarse dentro de la industria petrolera dieron origen a una **TECNOLOGÍA** propia de perforación de pozos.

Es decir, en la actualidad se puede afirmar que la perforación de pozos petroleros ha evolucionado desde ser simplemente “arte”, hasta convertirse en una verdadera “ingeniería”.

Lo anterior no significa necesariamente que el arte involucrado en la perforación de pozos haya dejado de existir, sino más bien se ha conjuntado con las diferentes disciplinas de la ingeniería.

Lograr perforar un pozo petrolero en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos es el objetivo de la perforación; en tanto que el objetivo de la optimización de la perforación es el de incrementar la eficiencia de las operaciones involucradas.

Uno de los indicadores de la eficiencia de la perforación es la velocidad con que la barrena perfora las formaciones, comúnmente conocida como velocidad de penetración, debido a que este factor afecta sensiblemente al costo por metro perforado y por lo tanto el costo total del pozo.

La modalidad de perforar en condiciones de bajo balance en realidad resulta ser el método más antiguo de perforación, que data desde mediados del siglo XIX.

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

Los requerimientos para el control de pozos, en vías de salvaguardar inicialmente la producción de los hidrocarburos, así como al personal que laboraba y posteriormente también al medio ambiente, agilizaron el desarrollo de la perforación convencional cuyo fundamento es la operación sobre balance.

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

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

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

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

La perforación bajo balance no es nueva. Los primeros perforadores usaron técnicas bajo balance usando cables para herramientas. Con la ventaja de tener herramientas rotatorias, los fluidos de perforación se fueron desarrollando gradualmente hasta el punto de que permitían evitar reventones o golpes bruscos de presión. La perforación bajo balance con aire fue probada primero en formaciones de roca dura o consolidada y en promedio, se incrementó la velocidad de penetración.

El autor Lyons (1984) menciona los estados que tienen pozos de aceite y gas, y que fueron los primeros en usar aire en sus fluidos de perforación; como ejemplo la realizada en Peters Point , Utah, en el año de 1953 por la compañía “El Paso”.

Existen referencias de un documento de la compañía Hughes Tool que fue elaborado para perforar con aire y gas, y Brantley (1975) enlista los pozos de California perforados con gas natural en 1938. Así se sugiere, el principio de la perforación bajo balance.

El primer registro de lodos aireados fue en el campo Big Lake, en Texas en 1934 (Brantly, 1971). Ellos usaron gas natural en el lodo previniendo la pérdida de circulación. Los lodos aireados fueron usados esporádicamente en las décadas de los 30's y 40's. Por ejemplo, Poettmann (1955) refiere equipos de lodos aireados en servicio en un catálogo de compañía en 1945. A principios de 1956, las revistas técnicas estaban llenas de artículos de perforación con aire y gas. Ángel (1957) publicó “El Volumen de Aire Requerido”, y Goins (1961) discutió la perforación con niebla.

En los 50's y los 60's, la perforación bajo balance con fluidos aireados y espumas fueron usados para prevenir o limitar la pérdida de circulación en áreas montañosas de Estados Unidos y Canadá. Las espumas fueron los fluidos que comúnmente utilizaba la Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos (AEC) para perforar pozos de 12 [pies] de diámetro y de 3000-5000 [pies] de profundidad. Chevron en California usó espumas para limpiar de arena los agujeros productores y lavar líneas de producción. Las mismas técnicas fueron utilizadas con aire y lodos aireados en África del norte, Irán y otras áreas dispersas. Los pozos con lodos aireados eran desarrollados antes de 1963 (Rehm, 1963).

La mayoría del énfasis técnico está en el uso del aire, del gas o del nitrógeno como medio que perfora o que reduce el peso del lodo. Sin embargo, puesto que se perforan cada vez más pozos bajo balance simplemente reduciendo la densidad del lodo, los lodos convencionales que crean la

situación bajo balance (es decir, flujo que perfora) son también una parte importante de esta discusión.

I.2 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

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

En el caso de pérdidas de fluidos y daños a la formación, los problemas se incrementan cuando se perfora horizontalmente debido a que el agujero está descubierto por un tiempo más largo (la nueva tendencia para yacimientos depresionados) ya que su longitud es mayor a través de la sección del yacimiento. Los operadores alrededor del mundo vieron rápidamente las ventajas de la perforación horizontal, la cual se volvió una técnica estándar de desarrollo de campos tanto terrestres, como marinos, en donde la geología y el yacimiento sean compatibles con este método de explotación. Lo mismo se aplica ahora a la perforación bajo balance, ya que las ventajas son vistas de la misma forma y su tecnología es compatible con este tipo de proyectos.

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

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

I.3 EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

El perforar con gas era una idea obvia puesto que la ley de Estados Unidos permitió el uso libre del gas. En el comienzo de los años 50, y con el aumento en valor del gas natural, el uso del gas para perforar ha disminuido.

El perforar con aire llegó a ser común en minas en los años 40, pero los compresores portátiles grandes de gas tuvieron que ser desarrollados antes de que se pudiese aplicar en yacimientos petroleros. La Well Completions Co. de Denver fue la primera compañía de servicio que perforó con aire, fundada en 1954 por un jardinero, utilizó compresores de dos etapas de WEN y de WEK, éstos funcionan por dos motores diesel del GM del ciclo de dos etapas (fig. I.1). Los compresores de dos etapas JN 102 eran comunes antes de 1958. Los aumentadores de presión estaban

disponibles en el mismo tiempo y presiones permitidas hasta cerca de 900 [psi]. La introducción del martillo de aire al yacimiento en el mismo período amplió el uso del aire que perforaba en áreas problemáticas en el oeste de Texas. El perforar con aire y lodos aireados, todavía se realiza extensivamente en el oeste de los Estados Unidos, Canadá, también en los campos del vapor en California.

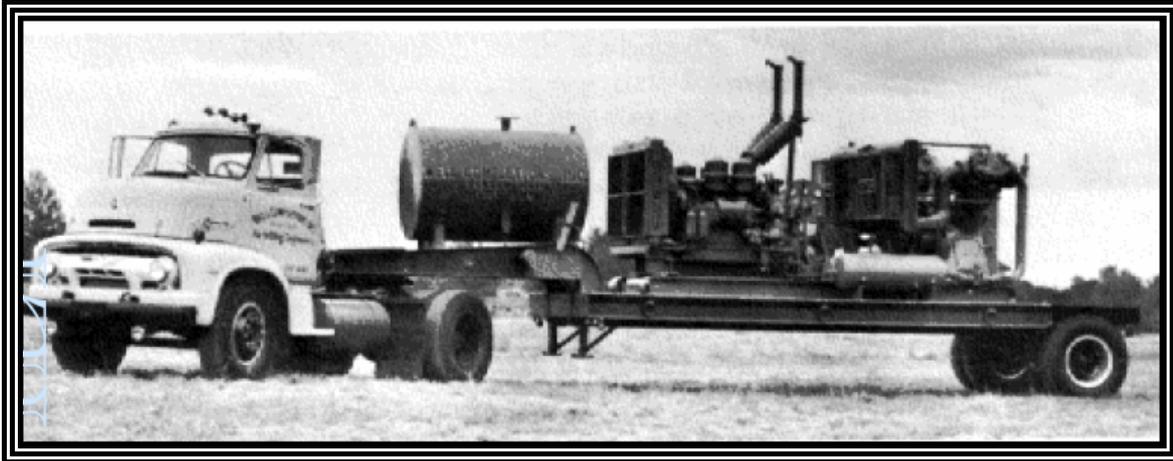


Figura I.1 Compresores de dos etapas

Había y sigue habiendo problemas técnicos al perforar con aire. Había esfuerzos importantes para desarrollar productos químicos durante los años 60 y los años 70 para zonas productoras. Este trabajo era en gran parte un fracaso técnico y económico. Otros problemas incluían a las formaciones hidratables que eran inestables cuando son mojadas con la niebla, corrosión del aparejo de perforación y daño en el fondo del agujero. Algunas de las nuevas tecnologías surgieron en los años 90 ayudando a remediar estos problemas. La corrosión ha sido controlada en gran parte por inhibidores, y el nitrógeno eliminó los fuegos y los problemas de la corrosión ocasionados por el oxígeno.

Los sistemas de espumas para perforar nunca llegaron a ser populares más allá de ciertas aplicaciones especializadas. Un resurgimiento del interés en espuma ocurrió en 1990 en el campo de Hugoton en Kansas, en Canadá, en Omán.

Los lodos mezclados con aire para la pérdida de circulación tenían además problemas con la disminución de la presión, la corrosión en el aparejo de perforación, y en general, operaciones con fluidos de perforación inestables. Muchos de estos problemas se han superado con mejores tecnologías de fluidos, como el uso del nitrógeno como líquido para perforar, así como mejorar, modelar y/o entender de los regímenes del flujo.

El resurgimiento moderno de la perforación bajo balance comenzó en Canadá. A finales de la década de los 80 hasta la fecha, los esfuerzos técnicos formales han sido emprendidos hasta llegar a sistemas con aire en la hidráulica durante la perforación. El desarrollo minucioso del equipo superficial, el nitrógeno como gas para perforar, un mejor almacenamiento de la producción, un análisis exhaustivo en los fenómenos ocurridos en el yacimiento, y las técnicas formalizadas para mantener la presión constante en el fondo del agujero dieron la pauta para llegar a la situación actual de la tecnología bajo balance.

I.4 ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

Cerca de la tercera parte de los pozos perforados hoy en día en tierra firme dentro de los Estados Unidos utilizan equipo y tecnología para la perforación bajo balance. En Canadá es cerca del 43% y China espera que llegue al 25%; de igual forma, México también se ha visto beneficiado desde 1995, continuando con esta tendencia en varios pozos de la Región Sur.

De entre las compañías que ya dominan la técnica de perforar bajo balance se encuentran: Weatherford, Precision Drilling, Sperry Sun, Royal Dutch Shell, entre otras.

Lo anterior corresponde a que:

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

Esta técnica ha sido utilizada con una frecuencia creciente para minimizar los problemas asociados con el daño a la formación por invasión, lo cual reduce por mucho la productividad de los yacimientos de gas y aceite, particularmente en la perforación de pozos horizontales en agujero descubierto. Cuando se diseña y ejecuta apropiadamente, se minimiza o elimina los problemas asociados con la invasión de partículas hacia la formación, así como muchos más aspectos negativos, tales como reacciones adversas con las arcillas, el entrapamiento de fases, las

precipitaciones y emulsificaciones, los cuales pueden ser causados por la invasión de los filtrados de lodo incompatibles durante la condición sobre balance. En muchas operaciones bajo balance los beneficios repercuten en la reducción en el tiempo de perforación, en mayores velocidades de penetración, en el incremento de vida de la barrena, en una rápida indicación de las zonas productivas del yacimiento y en el potencial para realizar pruebas de flujo dinámico mientras se perfora. Si se toma en cuenta un registro de control de pozos perforados en condición bajo balance, se encuentra que esta modalidad es entre un 24% y 30% mejor que los perforados convencionalmente (ref. IADC: Comité UBO, Diciembre 2000), dado que el estado bajo balance es en sí una “manifestación controlada”.

Lo anterior nos lleva a las siguientes premisas:

- El equipo superficial es dimensionado y probado para asegurar su propósito de diseño antes de que la perforación comience.
- Los conjuntos de preventores son probados y mantenidos de forma más meticulosa, ya que se espera que sean utilizados con mayor frecuencia.
- El elemento sorpresa es eliminado, es decir, el flujo de la formación hacia el pozo es esperado.
- Los pozos son generalmente planeados más a fondo, junto con los planes de contingencia.

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

I.5 ATRACTIVO DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

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

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

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

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

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

En otras áreas, la principal atracción de la perforación bajo balance es el de reducir los costos de perforación, ya que se realiza con velocidades más rápidas y menores tiempos no productivos. En adición el volumen de fluido de perforación perdido hacia la formación puede ser reducido de una manera significativa.

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

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

En áreas en donde la profundidad de la formación y la presión de formación son mucho mayores que las presiones de trabajo de los sellos rotatorios, la condición bajo balance no es mantenida durante la operación entera de la perforación y terminación. El pozo generalmente controlado (“matado”) antes de hacer viajes o cuando la presión superficial alcanza un nivel arriba de lo deseado. La mayoría de los hidrocarburos que se están explotando hoy en día se encuentran en campos desarrollados o en yacimientos complejos y de baja calidad. Aquí es en donde la tecnología de perforación bajo balance puede mejorarla recuperación y, en algunos casos, reducir los costos de desarrollo.

II. TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

II.1 DEFINICIONES BÁSICAS.

La perforación bajo balance es la técnica en la cual la presión hidrostática ejercida por el fluido que circula en el fondo del agujero, mientras se realiza la perforación del pozo, es mantenida intencionalmente a un menor valor que la registrada en la formación que se esté atravesando, especialmente si es la formación de interés.

Esta condición puede ser generada naturalmente con fluidos de baja densidad en algunas situaciones en donde exista alta presión natural de la formación. Ésta técnica es referida comúnmente como perforación con flujo.

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

En un aspecto más técnico, al tener una densidad equivalente de circulación del fluido de perforación menor que la presión de poro del yacimiento, los hidrocarburos fluyen hacia el pozo de forma natural durante la misma operación de perforación, con un gasto que controle la densidad equivalente de circulación y con el equipo superficial especializado que se requiera. La principal diferencia con la perforación sobre balance, también referida como convencional, es que en la modalidad bajo balance el control primario del pozo no se apoya principalmente en la presión de la columna hidrostática dentro del pozo, sino en el equipo superficial, en donde la presión es registrada y controlada más fácilmente.

El término “pseudo-bajo balance” ha sido utilizado para describir condiciones donde el pozo se supone va a ser perforado bajo balance, pero realmente durante ciertas operaciones, la presión en la columna hidrostática excede la presión de formación.

El lodo bajo balance puede ser lodo de perforación convencional: agua, aceite, sistemas mezclados (lodo con aire o espumas) o simplemente aire con o sin rocío. Cuando se menciona aire o sistemas airados se refiere a que se puede usar aire, gas natural, nitrógeno, o alguna combinación de gases.

Una amplia generalización para perforar bajo balance comprende tres razones principales.

1. Mejorar el ritmo de perforación.
2. Restringir o disminuye la pérdida de circulación.
3. Proteger la formación productora.

Cada una de estas tres razones contiene numerosas subcategorías. De cualquier manera, si se perfora bajo balance no significa que se disminuyan los costos de perforación o se incremente la producción. Independientemente de las razones antes mencionadas lo que se busca en la perforación bajo balance es reducir costos de producción.

Se tiene una operación bajo balance cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de fluidos de formación al pozo, que deben circularse y controlarse en la superficie. El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión, pues también se aplica en pozos de alta presión, con los mismos objetivos: reducir el riesgo de atrapamiento por presión diferencial y hacer factible la perforación.

Es la técnica que permite perforar con la presión hidrostática del fluido en el pozo menor que la presión de la formación, sus mecanismos pueden ser:

- a) Naturales.- Es cuando se utilizan fluidos de baja densidad, como agua, aceite, gas, niebla o espuma.
- b) Inducida.- Esta operación se realiza cuando se aligera la columna de fluido en el pozo utilizando nitrógeno o aire (éste último elemento es sumamente peligroso usarlo cuando se mezcla con el gas natural de las formaciones productoras que pueden causar explosiones subterráneas).

Dicha técnica permite que el yacimiento aporte fluidos al pozo para circularlo a la superficie y ser recuperados.

Objetivos:

- “ Proteger la formación productora.
- “ Evitar pérdida de circulación y

“ Aumento de la velocidad de penetración.

Perforación bajo balance con lodo.- Consiste en bajar la densidad del fluido de perforación de tal forma que la presión de formación en el pozo sea ligeramente mayor que la presión hidrostática. Ésta técnica permite una mejor estabilidad del agujero y control de presiones pozo abajo.

Perforación con fluido mezclado con aire.- Se aplica el término aireado como el nitrógeno o aire y consiste en bombear al interior de la tubería un volumen calculado de nitrógeno o aire, para que al mezclarse con el fluido del pozo se aligere la columna hidrostática a fin de tratar de reducir las pérdidas de circulación ocasionadas por sistemas convencionales de lodo.

Condiciones de Balance:

$$P_d = P_h - P_f \quad \dots(\text{Fórmula II.1})$$

Donde:

P_d = Presión diferencial

P_h = Presión hidrostática

P_f = Presión de formación (Yacimiento o de Poros)

$P_h > P_f$ Sobre balance: $P_d = +$

$P_h = P_f$ Balance: $P_d = 0$

$P_h < P_f$ Bajo Balance: $P_d = -$

II.2 PERSPECTIVAS GEOLÓGICAS Y DE YACIMIENTO.

Sobre el efecto de las características de las formaciones atravesadas durante la perforación del pozo se han realizado una gran cantidad de investigaciones, principalmente a nivel de laboratorio; sin embargo, las propiedades de la formación que gobiernan la perforación de pozos no han sido claramente definidas; al menos no han sido modeladas cuantitativamente.

Esto se debe a la falta de correlaciones entre las propiedades elásticas y propiedades de resistencia de la roca, medidas a condiciones de laboratorio y a las condiciones de presión y temperatura existentes a la profundidad que se encuentran sometidas en el subsuelo (condiciones in situ).

Para propósitos de perforación, las rocas se pueden clasificar como rocas suaves, medias o duras (Tabla II.1), las cuales son perforadas por las barrenas mediante diferentes mecanismos de corte. Las formaciones suaves o blandas son perforadas principalmente por una acción de rascado y

escariado de la barrena, en tanto que las formaciones duras son básicamente perforadas por una acción de triturado por el diente de la barrena.

Como se puede inferir, basados en la dureza de las formaciones atravesadas por la barrena, las formaciones suaves son más fáciles de perforar que las formaciones medias o duras; por lo que la velocidad de penetración depende en gran medida de la dureza de las rocas.

Las características de la formación son inalterables; es decir, están más allá de nuestro control. Por lo que a primera instancia parece ser que se ha dedicado mucho tiempo y esfuerzo para su estudio. Sin embargo, las investigaciones realizadas a la fecha aún no son suficientes, dada la importancia que estos factores tienen en la perforación, pues son precisamente estas propiedades las que gobiernan totalmente el proceso de perforación.

TABLA II.1	
CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS	
1. ROCAS SUAVES	
▪	ARCILLAS Y LUTITAS SUAVES
▪	ARENAS NO CONSOLIDADAS Y MODERADAMENTE CEMENTADAS
2. ROCAS MEDIAS	
▪	LUTITAS MEDIAS
▪	CALIZAS POROSAS
▪	ARENAS CONSOLIDADAS
▪	YESO
3. ROCAS DURAS	
▪	CALIZAS Y DOLOMÍAS DENSAS
▪	ARENAS CEMENTADAS
▪	CUARCITA
▪	GRANITO
▪	PEDERNAL

El diámetro del agujero, tipo de barrena, fluido de perforación y en general los procedimientos operacionales son dictados por la naturaleza de las formaciones a ser perforadas. Consecuentemente, las características de las formaciones son de primordial importancia.

RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN. La resistencia a la compresión se define como **la resistencia que presentan las rocas a ser penetradas**. Así, en formaciones suaves el diente de la barrena penetra fácilmente a la roca; en tanto que en formaciones duras, una gran porción de peso aplicado a la barrena es utilizado para vencer la resistencia a la compresión y lograr la penetración del diente. Por lo que en términos generales la velocidad de penetración varía inversamente proporcional con la resistencia a la compresión de las formaciones a ser perforadas.

La dureza y abrasividad de las formaciones son propiedades íntimamente relacionadas con la resistencia a la compresión y ambas afectan el ritmo de penetración durante la perforación, debido al efecto que éstas tienen sobre el desgaste de la barrena.

Las formaciones duras, para ser perforadas eficientemente requieren de la aplicación de altos pesos sobre la barrena y como resultado del empleo de cargas elevadas, la barrena tiende a fallar o a desgastarse prematuramente, tanto en su estructura de corte (dientes) como en el sistema de rodamientos (baleros).

La abrasividad de la formación afecta directamente los dientes de la barrena, desgastando la estructura de corte en un mayor grado a medida que ésta se incrementa y como resultado del desgaste de la barrena se tiene una reducción significativa de la velocidad de penetración.

ELASTICIDAD. En las rocas sedimentarias comunes el modo de falla puede variar desde un tipo de falla frágil hasta una falla de tipo plástico, dependiendo de la magnitud de la diferencia entre la presión de confinamiento y la presión de formación (estado de esfuerzos del subsuelo).

Experimentos realizados en laboratorio han demostrado que cuando la presión de confinamiento y la presión de formación son de igual magnitud, la roca presentará un tipo de falla frágil. Sin embargo, cuando esta diferencial de presión se incrementa (presión de confinamiento mayor que la presión de formación), la falla de la roca cambia gradualmente de frágil a plástica.

Lo anterior indica que las propiedades elásticas de las formaciones son principalmente influenciadas por el estado de esfuerzos del subsuelo al cual están sujetas (Figura II.1).

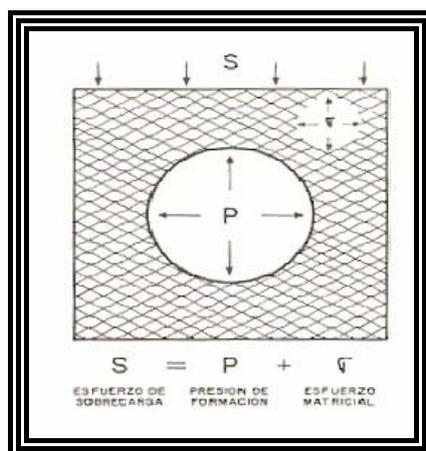


Figura II.1 Estado de esfuerzos del subsuelo (confinamiento)

Basados en la figura II.1 y en el modo de falla que presentan las formaciones se puede expresar que la presión de confinamiento al afectar las características elásticas de las formaciones influye en el ritmo de perforación, reduciendo ésta, a medida que la presión de confinamiento se incrementa. En formaciones suaves el efecto de la presión de confinamiento es más notable que en formaciones duras.

PERMEABILIDAD. El efecto de la permeabilidad de la formación sobre su perforabilidad se debe principalmente a su tendencia para aliviar las presiones impuestas en el fondo del pozo, por el peso de la columna del fluido de perforación, al permitir que el fluido de perforación penetre dentro de los poros de formación.

Considérese la figura II.2, en la cual se muestra un elemento de formación debajo de la barrena. Si el agujero está lleno de fluido, la parte superior del elemento estará sujeta a una presión hidrostática que depende de la densidad del lodo y de la profundidad; en tanto que la parte inferior estará sujeta a una presión hidrostática que depende de la densidad del lodo y la profundidad. De esta manera existe una fuerza resultante sobre el recorte que trata de mantenerlo pegado al fondo del pozo.

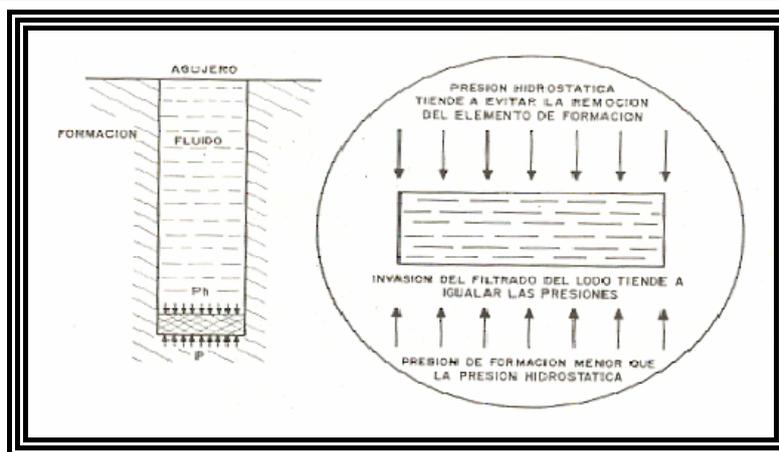


Figura II.2 Elemento de formación debajo de la barrena

En operaciones normales de campo, esta diferencial de presión, la cual actúa en el sentido de la gravedad, dificulta la remoción del fragmento de roca, reduciendo así la velocidad de penetración.

Si la roca fuera lo suficientemente permeable al fluido de perforación (filtrado de lodo), la presión diferencial a través del elemento de formación no existiría, debido a un equilibrio hidrostático de las presiones por lo que este efecto de retención del recorte en el fondo del pozo sería eliminado o minimizado.

Por lo tanto, se puede concluir que las rocas permeables, que permiten una igualación de la presión, a través de la formación inmediatamente enfrente de la barrena, son perforadas con una mayor rapidez debido a que el recorte puede ser removido con facilidad y por lo tanto la velocidad de penetración no experimentará cambios significantes por los efectos de la presión diferencial.

CONTENIDO DE FLUIDOS. Pruebas de laboratorio y campo han demostrado que una roca completamente saturada con fluidos incompresibles (agua) es menos sensitiva a los efectos de la presión diferencial en el fondo del pozo (figura II.2), que en el caso de una formación que contiene fluidos compresibles (gas). Este efecto se debe a que en la primera, una pequeña cantidad de filtrado del lodo es suficiente para lograr un equilibrio hidrostático de las presiones.

En cuanto a la presión de la formación, es un hecho plenamente comprobado que cuando ésta es igual o menor que la presión hidrostática impuesta por la columna del fluido de perforación, la velocidad de penetración se incrementa. Esto se debe a que no existe una diferencial de presión en el fondo del agujero o bien ésta es negativa. (Fig. II.2).

Diversas pruebas de laboratorio y de campo han demostrado que el ritmo de perforación se reduce cuando la diferencial de presión entre la presión hidrostática en el agujero y la presión de formación se incrementa. Asimismo, es un hecho conocido las altas velocidades en la perforación cuando se emplea aire o gas o bien cuando se perforan formaciones con presión de formación anormal alta.

POROSIDAD. Una práctica de perforación muy empleada en el campo para la detección de las zonas de presión de formación anormal alta, es la presencia de un incremento en la velocidad de perforación. Estas zonas geopresionadas se encuentran asociadas a formaciones con porosidades anormalmente altas para la profundidad a la cual se encuentran confinadas.

Naturalmente, una zona porosa presenta una perforabilidad mayor que una zona densa de la misma roca. Este efecto probablemente sea originado debido a que la resistencia a la compresión de las formaciones se incrementa con la reducción en la porosidad.

TEMPERATURA. El efecto de esta variable sobre la perforación no está bien definida, debido a que en el rango de temperaturas encontradas en la perforación de pozos petroleros, el efecto de ésta variable sobre las propiedades de la roca es generalmente despreciable; no obstante, se ha comprobado que la falla de la roca se torna cada vez más plástica conforme la temperatura se incrementa. Por lo tanto, la velocidad de penetración se reducirá a medida que la plasticidad de la formación aumenta con la temperatura.

Sin embargo, este efecto debe ser analizado en un futuro próximo con mayor profundidad y detenimiento, ya que la perforación de pozos petroleros se realiza cada vez a mayores profundidades.

TENDENCIA DE EMBOLAMIENTO. El embolamiento de la barrena ocurre cuando los fragmentos de la formación, generados por la misma barrena, se aglutinan y se adhieren entre los dientes, llegando en casos severos a cubrir parcial o totalmente la barrena, de tal manera que ésta última no es capaz de “cortar” más roca. Esto se atribuye comúnmente a un problema de falta de limpieza, por el fluido de perforación, tanto del fondo del pozo como de la barrena.

Sin embargo, existen formaciones que presentan una marcada tendencia de embolamiento principalmente debido a su composición mineralógica. Así, formaciones con alto contenido de arcillas hidratables, particularmente del tipo de las bentonitas, en contacto con el agua del fluido de

perforación forman una mezcla pastosa y pegajosa, que se adhiere a la barrena. Esto trae como consecuencia una reducción en la acción cortadora de la barrena.

PROFUNDIDAD. Indudablemente *la profundidad a la cual se encuentra una formación en el subsuelo no es propiedad de la misma.* Por el contrario, *casi todas las características de las formaciones dependen en gran medida de la profundidad a la cual se encuentran* al ser penetradas por la barrena.

Un hecho ampliamente conocido es el que una roca perforada a condiciones atmosféricas presenta características de perforabilidad mayores que cuando la formación se encuentra a una cierta profundidad.

Disciplinas Geológicas.

En términos generales esto se debe a que la presión de confinamiento, dureza, resistencia a la compresión, plasticidad, compactación temperatura, etc., se incrementan con la profundidad. Puesto que las disciplinas geológicas son a menudo la base para la toma de decisiones durante la perforación bajo balance, las consideraciones de las necesidades de la perforación bajo balance deben ser repasadas brevemente sobre una base geológica.

- 1. TIPOS Y CONDICIONES DEPOSICIONALES (Estabilidad en el agujero).** Se ha demostrado con el paso de los años, que las rocas calizas y las areniscas duras son buenas formaciones candidatas para perforar bajo balance. Lo que no es obvio y es de llamar la atención, es que existen arcillas “jóvenes” y muchas arenas poco consolidadas que también son excelentes candidatas para la perforación bajo balance.
- 2. PRESIÓN DE PORO (Daño a la formación y/o pérdida de circulación).** La presión de poro es el determinante principal para la presión de la columna del fluido durante la perforación. El obtener los valores correctos de presiones de formación por medio de registros geofísicos confiables, son la fuente de información principal de datos durante la perforación bajo balance. Antes de comenzar un proyecto de perforación bajo balance, hay que tener las valoraciones de las presiones de poro y tener acceso a ellas durante todo el programa de perforación y sobre todo para las secciones abiertas del agujero.
- 3. PRESIÓN DE FRACTURA (Pérdida de circulación).** La presión de fractura, está en función de la presión de poro. La presión de fractura se estima en base a algunos cálculos

usando la presión de poro o algunos datos de campo, es una parte importante de los estudios o proyectos de perforación bajo balance.

- 4. FRACTURAS (pérdidas de circulación y manifestaciones de pozo).** Fracturas abiertas o parcialmente abiertas conllevan sucesos inesperados y problemas durante la perforación y terminación de pozos bajo balance. Durante algún tiempo se creía que las fracturas no se podrían presentar en profundidades significativas. Ahora es evidente que las fracturas pueden mantenerse abiertas debido a la presión de los fluidos del yacimiento contenido en las mismas. En las fracturas abiertas o libremente selladas, la presión de la pérdida de circulación y la presión de los flujos en el pozo son esencialmente iguales. Un pozo puede ser controlado bajo estas condiciones, pero siempre fluirá o se perderá líquido a un cierto grado.

- 5. PERMEABILIDAD (como reflejo de la pegadura por presión diferencial).** La pegadura por presión diferencial ocurre cuando al perforar se escapan fluidos de perforación, dejando una capa bastante permeable de sólidos en el pozo. Si la tubería o barrena están en contacto con el pozo, el líquido filtrado puede escaparse y alojarse detrás del extremo de la tubería y crear una zona de baja presión. La presión diferencial sobre el área implica crear las fuerzas necesarias que causan que la tubería se pegue. Esto no puede suceder si es un pozo bajo balance. La pegadura de la tubería puede ser liberada cambiando la condición del pozo a bajo balance.

- 6. ARCILLAS SENSIBLES AL AGUA (estabilidad de la formación).** Las arcillas son sensibles al agua cuando se empapan de agua y se hinchan. Algunas de las arcillas no son tan sensibles al agua en pruebas de laboratorio, sin embargo que son sensibles bajo las condiciones del pozo. Un claro ejemplo es la arcilla Bakken de la cuenca Williston. Tales arcillas pueden estar mojadas por meses en un laboratorio y no presentar ninguna hinchazón o ablandamiento, en el pozo su reacción es absolutamente diferente.

- 7. MOVIMIENTO TECTÓNICO.** Un trabajo mecánico considerable de rocas puede estar enfocado en la estabilidad de la roca. Estudios y ejemplos de campo demuestran que el esfuerzo elástico de la roca es absolutamente complejo e interviene con grandes diferencias y con menor gasto de lo que se supone. Esto es importante porque el observar la perforación bajo balance en yacimientos depresionados, donde los cálculos son basados en baja presión de formación, nos conducirán a la conclusión de que la estructura del pozo es muy frágil.

Además, Warren, McLellan y Pratt (en 1995) en un estudio de la estabilidad en las arenas no consolidadas de aceite en el Río de la Paz en Alberta, Canadá, precisaron la importancia de la filtración del producto (lodo de perforación) en la zona que se quiere controlar. Ésta es otra área de la perforación bajo balance en donde lo aparentemente obvio puede ser falso, y es necesario un análisis cuidadoso y trabajo de laboratorio para llevarlo a cabo satisfactoriamente.

- 8. DUREZA DE LA ROCA.** La dureza evidente de la roca, esta en parte en función de la presión de la columna del fluido de perforación. Otro factor importante es la fuerza de la roca por sí misma. Finalmente existe el problema de limpiar el fondo del agujero. En los agujeros bajo balance, siempre existe la posibilidad de perorar más rápido ya que son más fáciles de limpiar.

II.3 TIPOS DE FLUIDOS EMPLEADOS EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

Uno de los aspectos más importantes en la planeación y ejecución de la perforación de un pozo a condiciones bajo balance, es la selección del tipo de fluido de perforación que va a ser usado, como el fluido circulante debe realizar las mismas funciones que a condiciones de sobre balance y resolver los problemas que se presentan por la condición bajo balance, éste debe reunir características de densidad, lubricación y su función principal es la de transportar los recortes generados por la barrena, del fondo del pozo hacia la superficie, además de:

- Evitar la corrosión en los elementos tubulares del pozo.
- Evitar que se genere combustión espontánea.
- Evitar inestabilidad química.
- Tener el menor costo posible.

CONSIDERACIONES PARA SELECCIONAR EL FLUIDO DE PERFORACIÓN.

El diseño del fluido de perforación en operaciones bajo balance difiere bastante de los métodos convencionales, por ejemplo:

- En los fluidos de perforación bajo balance no se requiere de materiales que generen enjarre, esto es porque el fluido bajo balance no genera las pérdidas de fluido.
- Materiales pesados no son requeridos para controlar el pozo.

- No se requiere de materiales viscosificantes para la remoción de recortes, debido a la producción de hidrocarburos los cuales incrementan la velocidad anular, si es gas el producido o inyectado, provoca un flujo (de dos fases) turbulento, en el anular, lo que ayuda a una mejor remoción de los recortes generados por la barrena.

Existen diferentes formas de clasificar los fluidos de perforación, ya sea por sus características físicas, con base a su grado de compresibilidad (fluidos compresibles e incompresibles).

II.3.1 Fluidos Compresibles.

Los fluidos compresibles se dividen en fluidos gaseosos y fluidos de perforación de dos fases gas-líquido.

El fluido niebla tiene una fracción baja de líquido (normalmente menor al 4% de volumen).

Los fluidos gasificados contienen nitrógeno y/o oxígeno, dióxido de carbono o metano, el cual es inyectado en la superficie para aligerar la columna de fluido en el anular, generalmente tiene un porcentaje en volumen de gas menor al 55%.

Las espumas, son una mezcla de gas y líquido en el cual, el por ciento de volumen de gas se encuentra entre el 55 y 96%. A continuación se describe de forma más amplia las principales características de cada uno de los fluidos compresibles aquí mencionados.

II.3.2 Fluidos De Perforación Gaseosos.

En todas las operaciones de perforación, se pretende que las distintas actividades se lleven a cabo con un alto nivel de seguridad, en el menor tiempo posible y al menor costo. El gas más económico a emplear en la perforación bajo balance es el aire, pero usarlo implica grandes riesgos de corrosión y combustión espontánea, es por esta razón que el gas más usado en las actividades de la perforación bajo balance sea el nitrógeno, ya sea abastecido en carro tanques, producido en plantas o producirlo en el sitio de perforación por medio de membranas. El nitrógeno criogénico de alta pureza puede ser obtenido, pero el precio es alto. El nitrógeno producido mediante equipos de membrana, tiene un 95% de pureza. El costo del nitrógeno está en función de la presión del aire por pie, la presión y pureza deseada.

Del mismo modo que el nitrógeno, el gas natural también puede ser utilizado como fluido de perforación bajo balance.

Las características, ventajas y desventajas de utilizar los gases mencionados son:

A. Aire Seco.

A finales de los años cuarenta se perforaron los primeros pozos con aire como fluido de perforación, los motivos principales para perforar con aire fueron, el de incrementar los gastos de penetración en formaciones duras y sobretodo resolver los problemas de pérdida circulación.

Como ya se ha mencionado, la técnica de perforación bajo balance más simple y más antigua es usar aire como fluido de perforación. Es cierto que el aire seco es el gas más barato pero el utilizarlo implica un alto riesgo de corrosión y combustión espontánea.

Al igual que los fluidos convencionales la función principal del aire en las actividades de perforación es la de sacar los recortes desde el fondo del pozo hacia la superficie, para ello se requiere determinar el gasto necesario para lograr una limpieza adecuada del agujero.

El flujo del aire ejerce una fuerza de arrastre opuesta a la fuerza de gravedad sobre cada uno de los recortes, si la fuerza de arrastre es mayor a la fuerza de gravedad el recorte es levantado. Se sabe que la fuerza de arrastre se incrementa conforme el gasto de aire se incrementa y a su vez, la velocidad con la cual los recortes son levantados será mayor.

La fuerza de arrastre que se ejerce sobre los recortes se incrementa con el aumento de la presión del aire y, disminuye con la disminución de la velocidad del aire. A medida que la profundidad del agujero es mayor, se requiere de un gasto mayor de aire para levantar los recortes generados, además de todo esto, la densidad del lodo también se ve influenciada por la temperatura, y su vez esta temperatura cambia cuando el aire fluye dentro del pozo.

Si se presentan altos gastos de aire, los recortes se mueven a una velocidad casi similar a del aire, lo que conlleva a un transporte eficiente de los recortes.

B. Gas Natural.

El gas natural puede ser empleado en lugar del aire seco, como fluido de perforación, esté previene la formación de mezclas de gas inflamables en el fondo del pozo, el inconveniente que se tiene al manejar dicho gas, es que el gas natural en la superficie forma mezclas inflamables, por lo cual se requiere de ciertos cambios en los procedimientos de perforación.

En los años cincuenta el gas natural, se empleó para mejorar la velocidad de penetración en áreas de rocas duras y en lugares donde no se tiene abastecimiento suficiente de agua.

Los gases hidrocarburos tienen una gravedad específica baja, la cual aumenta con el incremento de su peso molecular; la gravedad específica del gas natural depende de su composición, pero por lo general su valor se encuentra entre 0.6-0.7, por lo tanto la densidad del gas natural que circula dentro del pozo es muy diferente a la del aire inyectado al mismo gasto volumétrico, lo cual afecta directamente la capacidad de transporte de los recortes. Es por esta razón que el gasto de inyección de gas requerido para un transporte eficaz de los recortes es mayor para el gas natural que para el aire.

C. Nitrógeno.

En las actividades de la perforación bajo balance el gas que mayor uso tiene como fluido de perforación es el nitrógeno, esto se debe a sus propiedades fisicoquímicas.

La ventaja que tiene el nitrógeno sobre los gases mencionados, es que las mezclas de nitrógeno con los gases hidrocarburos no son inflamables, lo que minimiza la posibilidad de explosiones o fuego en el fondo del pozo.

El gas que se emplea durante las operaciones de perforación no necesariamente son nitrógeno puro, algunas mezclas de aire con nitrógeno y gas natural no ocasionan combustión, ya que se mantiene la concentración de oxígeno por debajo del nivel crítico.

La utilización de nitrógeno como fluido de perforación acarrea los recortes y los fluidos de entrada de la formación, de la misma forma que lo hace el aire.

Se sabe que la densidad del nitrógeno es menor a la del aire (alrededor del 3%), a condiciones estándar (presión y temperatura estándar), el transporte de los recortes con nitrógeno es igual de efectivo que con aire, utilizando los mismos gastos de inyección en la superficie.

Cuando se usa aire o nitrógeno, la selección del gasto de inyección se determina con base en la eficiencia de transporte de recortes, el incremento en el ritmo de penetración y los costos del equipo para manejar el nitrógeno.

II.3.3 Fluidos de Perforación de Dos Fases Gas-Líquido.

Durante las décadas de los 50's y 60's, se incrementó la variedad de los fluidos de perforación debido al desarrollo de los fluidos de dos fases, los cuales se han empleado con éxito durante las últimas cuatro décadas con grandes logros en formaciones, donde el empleo de fluidos convencionales habían tenido severos problemas, por ejemplo en formaciones duras o altamente fracturadas, en zonas de alta permeabilidad.

Algunos de los fluidos que están constituidos por dos fases (gas y líquido) son:

- ✓ Nieblas.
- ✓ Espumas.
- ✓ Fluidos Gasificados.

a. NIEBLAS.

Las primeras nieblas que se utilizaron como fluido de perforación, estaban constituidas básicamente por agua y un agente tensoactivo, el cual en un principio era un detergente común. La descripción más simple de la niebla es que son pequeñas gotas de un fluido suspendido en una corriente de gas.

Una forma de niebla es mezclar con agua polímeros de cadena larga. La mezcla de carboxil metil celulosa parece proteger formaciones expuestas, especialmente lutitas sensibles al agua, el pH es controlado con carbonato de sodio.

El nitrógeno, diesel o aceites refinados han sido utilizados como agentes tensoactivos, la niebla es una mezcla de dos fases (gas y líquido), a esta mezcla se le conoce comúnmente como "fluidos de perforación aligerados".

En las nieblas las gotas no se encuentran conectadas entre sí, por lo que el líquido es la fase discontinua, la niebla está formada con una fracción de volumen de líquido que es aproximadamente menor al 2%, a las condiciones de presión y temperatura que prevalecen.

En la mayoría de los casos, las gotas de líquido dispersas dentro de la niebla se mueven a una velocidad similar a la del gas por lo cual, la velocidad de resbalamiento es cero.

La niebla no tiene mayor eficiencia de transporte de recortes que el aire, por lo que teóricamente se requieren velocidades anulares mayores.

Una práctica común cuando se está perforando con aire seco y se presenta la entrada moderada de agua, es inyectar una pequeña cantidad de agua con agente espumante dentro del compresor antes de que el aire entre a la tubería de perforación, este líquido junto con el agua de formación se dispersa dentro de una niebla, en la cual las gotas de agua se mueven a una velocidad casi similar a la del gas.

b. ESPUMAS.

La perforación con espumas se popularizó en las décadas de los 60's y 70's, ya que ofrecen grandes ventajas al manejar intrusiones de líquidos de la formación (agua, aceite), las espumas están constituidas básicamente por una fase líquida y un surfactante o jabón como agente espumante.

La tensión superficial inherente al surfactante ayuda a dispersar los fluidos y prevenir que la fase gaseosa se separe fácilmente del sistema.

Las espumas se pueden dividir en:

- Espumas estables.
- Espumas rígidas o viscosas.

La espuma estable es similar a la espuma de afeitarse y se produce con 1-2% de agente espumante por volumen de líquido.

Las espumas rígidas, también conocidas como espumas viscosas incorporan ligeramente menos agente espumante, que las espumas estables, utilizando únicamente el 1% de agente espumante. La consistencia que ofrece este tipo de espuma permite el transporte de los recortes a velocidades anulares muy bajas, la entrada de gas incrementa la calidad de la espuma, el inconveniente es cuando la cantidad de gas es tal que la espuma se convierte en niebla, lo que ocasiona que pierda su viscosidad.

En cambio, si hay entrada de líquido se reduce la calidad de la espuma, lo que puede originar la pérdida de viscosidad e incremento de la densidad de la espuma.

La espuma rígida puede incluir 3-4% de bentonita o gel en la mezcla, así como una cantidad pequeña de polímero viscosificante de cadena larga (menos de 0.24%), en ocasiones se puede agregar sales e inhibidores de corrosión los cuales no tienen ningún impacto directo en la viscosidad del líquido. El incremento de la viscosidad de la fase líquida, en este tipo de espumas permite una estructura más estable ocasionada por la disminución de la segregación gravitacional y la ruptura de paredes celulares, lo que da origen a una espuma de mayor calidad.

La viscosidad que presenta este tipo de espumas permite, tener velocidades anulares menores que con la espuma estable, de igual forma la limpieza del agujero es más eficiente.

Las principales ventajas que ofrece la perforación con espumas son:

- ✓ La versatilidad de los fluidos de baja densidad como son las espumas.
- ✓ Que el porcentaje de gas y de líquido puede ser fácilmente controlado en la superficie para alcanzar la presión requerida en el fondo del agujero.
- ✓ Que se puede añadir distintos surfactantes con el fin de resolver problemas ocasionados por los fluidos de la formación tales como: corrosión, estabilidad del agujero, hinchamiento de arcillas, etc.
- ✓ Que tienen una excelente capacidad de transporte de sólidos, lo que permite una eficiente remoción de los recortes en el fondo del pozo.
- ✓ Que la capacidad de transporte permite incrementar los gastos de penetración.
- ✓ Que tienen la habilidad de desplazar grandes volúmenes de fluidos de la formación.

c. FLUIDOS GASIFICADOS.

Los fluidos gasificados en un principio fueron utilizados para perforar zonas de rocas duras, ya que eran óptimos, debido a las grandes presiones y cambios de velocidad no causaban desmoronamiento inmediato del agujero.

Los fluidos gasificados son un medio inducido, es decir, que se le induce a éste, corrientes de aire o gas para aligerarlo, con lo cual se pretende reducir la pérdida de circulación si se emplean lodos convencionales.

Los líquidos gasificados son usados en algunas ocasiones para perforar a condiciones bajo balance, este tipo de fluidos generalmente no contienen surfactantes, por lo general tienen una fracción de volumen de líquido alta en las condiciones de fondo del agujero. Éste tipo de fluido genera un régimen de flujo tipo burbuja, la fase líquida, que constituye este tipo de fluidos es generalmente agua, diesel o aceite, los cuales son gasificados con nitrógeno o gas natural.

II.3.4 Fluidos Líquidos.

Generalmente los fluidos de la formación tienen una presión que supera la presión hidrostática ejercida por el agua o salmuera que se encuentra a la misma profundidad, por lo cual es posible perforar a condiciones bajo balance usando líquidos.

La fase líquida que se usa normalmente, es la misma que se emplea a condiciones sobre balance, el diesel es el fluido que se emplea más frecuente sobre todo, porque este líquido es el de menor densidad ($0.87 \text{ [gr/cm}^3\text{]})$ y evita los problemas fisicoquímicos debido a la presencia de arcillas en la formación.

Además del diesel se emplea agua dulce, salmueras, sistema ligno sulfonato, entre otros; este tipo de fluidos tienen en general, la ventaja de ser sistemas seguros y resistencia a la contaminación.

1. Agua Dulce.

El agua dulce puede ser utilizada como fluido de perforación bajo balance, siempre y cuando cumpla con las siguientes funciones.

- Capacidad suficiente de acarreo de recortes.
- No cause daño a la formación por hidratación de arcillas.
- Haya el abastecimiento suficiente o se tenga la infraestructura para reciclar el agua.
- La carga hidrostática del fluido no exceda la presión del pozo.

El agua dulce es quizá el mejor fluido de perforación que puede ser utilizado, ya que ofrece grandes ventajas ecológicas, se puede utilizar agua en formaciones calcáreas depresionadas profundas (mayor de 5000 [m]), con un mínimo contenido de arcillas y gradientes de presión menores de 0.7 [gr/cm³]. Las ventajas principales que ofrece el agua son:

- No es afectado por la contaminación de aceite y/o gas.
- Permite que el aceite y el gas sean separados.
- Permite el fácil asentamiento de los recortes en los tanques.
- Se tiene mayor velocidad de penetración.

Las desventajas:

- Es potencialmente dañina a la formación.
- Se tienen problemas para mantenerse con pérdida de circulación, en áreas donde el abastecimiento es complicado.
- Inadecuada capacidad de acarreo de recortes grandes.
- Limitada lubricación y reducción de fricción.

2. Agua Salada.

El agua salada puede contrarrestar la hidratación de arcillas, pero presenta complicaciones operativas. Las ventajas que ofrece el agua salada son:

- Es menos dañina a la formación que el agua dulce.
- Se puede trabajar en presiones de poro más altas que el agua dulce.

Las principales desventajas son:

- Es extremadamente corrosivo para el equipo.
- Sus costos logísticos son altos.

3. Salmuera.

Las salmueras al igual que el agua salada puede contrarrestar el efecto de la hidratación de arcillas, las ventajas que se tienen al utilizar salmueras son las siguientes:

- Fácil recirculación.
- Control de pérdida de circulación y daño a la formación es intrínseco al sistema.
- Se puede trabajar con presiones de poro mayores a $1.08 \text{ [gr/cm}^3\text{]}$.
- Excelente capacidad de acarreo de recortes en pozos verticales y horizontales.

Las principales desventajas son:

- Son costosos.
- La alta viscosidad hace difícil que se libere el aceite o gas que pueda incorporarse al sistema.
- Son susceptibles a la contaminación.

4. Lodos base aceite, diesel o aceite crudo.

Como ya se ha hecho mención, el diesel es el líquido que ofrece la menor densidad y evita los problemas ocasionados por el hinchamiento de las arcillas, además ofrece las siguientes ventajas:

- Alto grado de lubricación y reducción de fricción.
- Capacidad para aceptar un alto grado de contaminación por presencia de H_2S y CO_2 .
- Si el pozo perforado es productor de aceite, éste es fácilmente incorporado al sistema.

Las principales desventajas son:

- El manejo del aceite en la superficie resulta complicado si hay alta producción de éste, proveniente de la formación.
- Se complica la eliminación de emulsiones indeseables.
- Se dificulta la limpieza del sistema base aceite de sólidos.

5. Sistema Ligno Sulfanato.

Este tipo de sistemas son llamados los caballitos de batalla de los sistemas, debido a su habilidad para ser utilizados en casi cualquier parte del mundo. Estos sistemas resisten contaminación, son fácilmente tratables, pueden ser empleados en formaciones cuyas temperaturas sean altas, altamente versátiles, y además de todo esto, tienen las siguientes ventajas:

- Son muy útiles en pozos que requieren hasta $2.17 \text{ (gr/cm}^3\text{)}$, para controlar la presión.
- Más barato que las salmueras.
- Fácil tratamiento y mantenimiento.
- Menos corrosivos que los sistemas de agua.

La principal desventaja es:

- Que los sólidos se impregnan en altos flujos de aceite.

Puede ocurrir daño potencial en algunas formaciones, especialmente si se pierde en las fracturas del yacimiento productor.

II.4 ADITIVOS EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

Actualmente en la industria petrolera, las presiones y las temperaturas de los pozos cubren un amplio rango que en cualquier otro tiempo.

La composición del cemento se diseña a distintas características, tomando en cuenta:

- a. La temperatura de congelamiento (si se perfora en zonas de climas extremos).
- b. Temperaturas mayores a los $500 \text{ }^\circ\text{F}$, en pozos profundos.
- c. Temperaturas de $450 \text{ a } 500 \text{ }^\circ\text{F}$ en pozos de vapor.
- d. Temperaturas de $1500 \text{ a } 2000 \text{ }^\circ\text{F}$.

Los rangos de presiones van desde la presión atmosférica, hasta la presión de 3000 psi en pozos muy profundos. Con los aditivos es posible manejar las distintas condiciones que se presentan en cada pozo. En la actualidad existen más de 50 aditivos que se usan para distintas clases de cementos

API, con esto se le proporciona ciertas características al cemento de acuerdo a las condiciones de cada pozo.

El uso de los aditivos en la lechada de cemento clase GIH (más flexibles y simples ya que pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura).

Prácticamente todos los aditivos de uso común son en polvo y se mezclan con el cemento antes de ser bombeados al pozo. Sin embargo, la mayoría de estos se pueden mezclar con el agua para el cemento en el sitio donde se realiza el trabajo, o las compañías de servicio, algunas veces, los proporcionan en forma líquida. Dependiendo del tipo de aditivos, que se seleccionaron, estos pueden afectar las características estos pueden afectar las características del cemento de distintas formas, por ejemplo:

1. La densidad puede variar de 6.0 a 21.0 lbm/gal
2. La resistencia a la compresión puede variar de 200 a 20000 psi
3. El tiempo de fraguado disminuye de 25 cm³/30 min.
4. Las propiedades de flujo varían.
5. El cemento fraguado se puede hacer resistente a la corrosión variando su composición química.
6. Se pueden agregar aditivos para agregar la pérdida de cemento por la invasión a la formación.
7. La permeabilidad se puede controlar a temperaturas bajas mediante la densificación y a temperaturas altas cerca de los 230 °F usando silica fluor.
8. Se puede reducir los costos, dependiendo los requerimientos del pozo y de las propiedades deseadas. Los aditivos del cemento se clasifica como sigue:
 - a. Aceleradores.
 - b. Extendedores.
 - c. Dispersantes.
 - d. Retardadores.
 - e. Controladores de pérdida de circulación.
 - f. Controladores de filtrado.
 - g. Dispersantes
 - h. Aditivos especiales.

ACELERADORES. Estos aditivos se usan para cementar pozos muy profundos, formaciones con baja temperatura, que requieren que se reduzca el tiempo de fraguado y se incremente la velocidad de desarrollo de resistencia compresiva, particularmente formaciones con temperatura menor a 100 °F. Usando estos aditivos químicos, en cementos básicos (G y H) se puede realizar una operación en menos de 4 hrs. Con una resistencia de 500 psi.

Esta resistencia es la mínima que se necesita para soportar la tubería, los aceleradores de mayor aplicación son:

- Cloruro de sodio: Actúa como un acelerador en concentraciones de hasta un 10% por peso de agua, entre el 10 y 18% produce un tiempo de bombeo similar al obtenido con agua dulce. A concentraciones mayores del 18% causa retardamiento. La típica concentración de acelerador es del 2 al 5 % por peso de agua.
- Sulfato de calcio: Es un material que por si mismo posee características cementantes y tienen fuerte influencia en expandir el cemento fraguado; como acelerador se dosifica basándose en el tiempo que se desea y la temperatura a la cual va a trabajar.

EXTENDEDORES. Cuando se prepara una lechada de cemento clase A, B, G, ó H, el cemento recomendado para cierta cantidad de agua, puede ocasionar una densidad de hasta 15 lbm/gal.

Muchas formaciones no soportan estas densidades tan altas. Como consecuencia los extendedores o reductores de densidad incrementan el rendimiento y reducen la densidad de la lechada, también tienen la habilidad de manejar volúmenes de agua grandes, reducen el costo de la lechada, incrementan el rendimiento y reducen el filtrado de lodo. La densidad de la lechada se puede reducir incorporando agua o sólidos de baja gravedad específica o ambos.

Los agentes que se usan comúnmente son:

- Bentonita: Este agente se encarga de aumentar la viscosidad y propiedades tixotrópicas del agua aumentando 10 veces su volumen original. La bentonita es uno de los aditivos que más se ha usado en la cementación de pozos, ya que disminuye la densidad de la lechada e incrementa su volumen. Requiere el 530 % de agua de su propio peso; es decir, 5.3 litros de agua por kg. de bentonita; se puede dosificar hasta un 4% por peso de cemento (ppc) sin que perjudique al producto fraguado dado que en concentraciones mayores, el cemento hidratado presenta en corto tiempo, una regresión de su resistencia a la compresión por la alta

hidroscopía de la bentonita presente. Altos porcentajes de bentonita en el cemento reduce la resistencia compresiva y el espesor.

- Puzolana: Son cenizas volcánicas que por sí solas no tienen características cementantes, pero que mezcladas con el cemento, reaccionan con la cal libre de éste y las adquieren. El cemento fraguado con puzolana contiene algunas características benéficas como:
 - Plasticidad, pues soporta vibraciones y golpes de tuberías al seguir perforando.
 - Evita resquebrajamiento del anillo de cemento al efectuar los disparos en las zonas de interés.
- Metasilicato de sodio anhidro: Este extendedor es muy eficiente y económico. Es compatible con el mayor número de aditivos químicos; maneja un porcentaje variable de agua en función del porcentaje que se utilice. Se dosifica del 1 al 3% por peso de cemento.

Existen otros agentes reductores de densidad, tales como el spherelite, el kolite, o el hidrógeno.

DENSIFICANTES. Para compensar las altas temperaturas frecuentemente encontradas en pozos profundos, la lechada requiere de una alta densidad. Para incrementar la densidad, los aditivos:

- Tienen una gravedad específica en el rango de 4.5-5.
- Tienen poca necesidad de agua.
- No reducen significativamente la potencia de las bombas en función de la densidad del cemento.
- Tienen un pequeño efecto en el tiempo de bombeo del cemento.
- Exhiben un tamaño de partículas de masa uniforme.
- Son químicamente inertes y compatibles con otros aditivos.
- No interfieren con los registros geofísicos del pozo.

La hematita es el densificante más usado porque es el más adecuado para las necesidades físicas y logra una gravedad específica máxima efectiva.

RETARDADORES. Son aditivos químicos que incrementan el tiempo de fraguado inicial y brindan la posibilidad de trabajar el cemento en un alto rango de temperatura y presión. Los retardadores más comunes son los lignosulfatos de calcio y los cromolignosulfatos de calcio, así como otros que son mezclas químicas. Unos trabajan a temperaturas bajas y otros a temperaturas altas. Su dosificación es de 0.1 a 25% por peso de cemento.

- **Lignosulfatos:** Se componen de sales de ácidos lignosulfónicos de sodio y de calcio. Son polímeros derivados de la pulpa de la madera. Usualmente son compuestos no refinados y contiene varias cantidades de compuestos sacaroides con un peso molecular promedio muy alto. Debido a que los lignosulfatos purificados pierden mucho poder retardante, la acción retardante de esos aditivos se atribuye a la presencia de carbohidratos de bajo peso molecular.
- **Compuestos Sacáridos:** Los sacáridos son excelentes retardadores del cemento. Se usan ocasionalmente en la cementación de pozos, por ser muy sensibles a pequeñas variaciones en sus concentraciones.
- **Derivados de la Celulosa:** Los polímeros de la celulosa son polisacáridos derivados de la madera o de otros vegetales. Son estables a las condiciones alcalinas de la lechada de cemento. El retardador celuloso más común es el carboximetil hidroxietil celulosa (CMHEC). Es efectivo a temperaturas superiores a 120 ° C. También la CMHEC se usa como agente de control de pérdida de fluido; además incrementa significativamente la viscosidad de la lechada.
- **Organofosfanatos:** Se aplican a temperaturas de circulación tan altas como 204 ° C, no presentan sensibilidad a variaciones sutiles en la composición del cemento, y tienden a bajar la viscosidad de lechadas densificadas.

PARA CONTROLAR LA PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN. Está definida como la pérdida por fracturas inducidas por el fluido de perforación o por la lechada en la terminación del pozo. Usualmente hay dos pasos para combatir la pérdida de circulación el primero, es reducir la densidad de la lechada, el segundo es agregar un “bridging” o “plugging” material.

REDUCTORES DEL FILTRADO. El control de filtrado es un factor de vital importancia en la cementación de tuberías de revestimiento y en las cementaciones forzadas para colocar el cemento en el lugar deseado, sin que sufra deshidratación fuerte al pasar por zonas permeables o bien al estar forzando la lechada. Generalmente, los reductores de filtrado son productos derivados de celulosa y se dosifican del 0.3% al 1.5% por peso de cemento. El valor del filtrado estipulado por la API varía de acuerdo con el tipo de operación y es como sigue:

- Cementación de T.R. = no mayor de 200 cm³
- Tubería corta (liner) = no mayor de 50 cm³
- Cementación forzada = de 30 a 50 cm³

Cuando una lechada de cemento se coloca a través de una formación permeable bajo presión ocurre el proceso de filtración. La fase acuosa de la lechada escapa al interior de la formación y deja las partículas sólidas detrás. Este proceso se conoce comúnmente como filtrado. Si el filtrado no se controla puede afectar seriamente el trabajo que se está realizando. A medida que la fase acuosa decrece la densidad de la lechada se incrementa. Como resultado, el comportamiento de la lechada diverge del diseño original (reología, tiempo de fraguado, etc.). Si es mucho el fluido filtrado a la formación, la lechada no se puede bombear.

La API marca un filtrado para las lechadas de cemento solo, del orden de $1500 \text{ cm}^3/30 \text{ min.}$ para un trabajo adecuado de lechada, por ello se emplean materiales conocidos como agentes de control de filtrado, los cuales están incluidos en el diseño de la lechada. Actualmente, los mecanismos exactos mediante los cuales operan los agentes de control de filtrado no son completamente conocidos aunque se supone que existen varios procesos. Una vez iniciado el filtrado a través de la formación, un enjarre de los sólidos del cemento es depositado sobre la cara de la formación. Los agentes de filtrado disminuyen la velocidad de filtración reduciendo la permeabilidad de enjarre y/o incrementando la viscosidad de la fase acuosa.

Existen dos clases principales de aditivos para el control de filtrado: materiales sólidos con partículas finamente divididas y polímeros solubles en agua.

Todos los aditivos celulosos de filtrado tienen ciertas desventajas, pues como suelen ser efectivos viscosificantes del agua, pueden incrementar la dificultad del mezclado de la lechada y causar viscosidad indeseable en la lechada del cemento.

A temperaturas menores de 150° F , los aditivos de filtrados celulosos son retardadores eficientes; se debe tener cuidado para evitar el retardamiento de la lechada. También la eficiencia de los polímeros celulosos decrece a medida que se incrementa la temperatura. Los agentes de control de filtrado celuloso no se usan a temperaturas de circulación arriba de 200° F .

REDUCTORES DE FRICCIÓN (DISPERSANTES). Son productos que ayudan a obtener con gastos bajos de bombeo, el régimen turbulento. Reducen la fricción entre granos y entre estos y las paredes. De acuerdo con varias investigaciones realizadas en diferentes países se ha demostrado que la mayor eficiencia en la limpieza del lodo del espacio anular se logre en régimen turbulento, es decir, cuando la lechada de cemento y los colchones de limpieza se desplazan a una velocidad tal que corresponda a un número de Reynolds de 3000 a 4000 o mayor, en función de sus

características geológicas. Generalmente, son sales de ácidos grasos y se dosifican del 0.2 al 2.5 % por peso de cemento.

Polímeros: Los sulfonatos son los dispersantes más comunes del cemento. Generalmente, los materiales preferidos para la cementación tienen de 5 a 50 grupos de sulfanatos adheridos a un gran polímero ramificado. Los polímeros ramificados son los más deseables debido a su rango de concentración, con lo cual pueden puntear dos partículas mucho más pequeñas.

ADITIVOS ESPECIALES. Es la miscelánea de aditivos complementarios para la cementación, tales como antiespumantes, controladores de la regresión de la resistencia compresiva, etc. Debido a la velocidad con la que se maneja el cemento en el campo cuando se está haciendo la lechada, el cemento tiende a mantener gran cantidad de aire. Esto propicia que el control de la misma sea erróneo; así mismo, alguno de los productos químicos ayudan a mantener el aire dentro de la mezcla y dificultan el trabajo de las bombas de alta presión con que se maneja ésta para ser bombeada al pozo. El problema se minimiza mediante el uso de los agentes antiespumantes, los que eliminan la mayor parte burbujas de aire. Generalmente son sales orgánicas ácidas de solubilidad media y se dosifican del 0.2 al 0.3% por peso de cemento.

Los antiespumantes son aditivos que dilatan el producto hidratado sin que esto sea originado por efecto de temperatura.

- Cloruro de Sodio: Su máxima dilatación se obtiene al 18 % por peso de agua y a concentraciones mayores se obtiene ligera concentración del cemento fraguado.
- Cloruro de Potasio: Este producto, además de ser un excelente estabilizador de arcillas, al 5% por peso de agua de mezcla exhibe la misma dilatación que el 18% de cloruro de sodio. Otra característica del cloruro de potasio es que al 2% por peso de agua hace que el filtrado de las lechadas que lo contiene sea compatible con la mayoría de los aceites, porque reduce considerablemente la tensión de la interfase, evitando la formación de emulsiones estable y el hinchamiento de las arcillas de la formación. Todas las expansiones de cemento obtenidas con cloruro de sodio y de potasio son controladas. Así no se presentan agrietamientos en el cuerpo del cemento.
- Sulfato de calcio anhidro solo o combinado con cloruro de sodio: Se usa en la dilatación del cemento fraguado del 3 al 5 % por peso de cemento. Estas mismas concentraciones complementadas con cloruro de sodio al 18% por peso de agua, proporcionan máxima eficiencia en expansión lineal.

II.5 EQUIPO SUPERFICIAL Y DE CONTROL EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

Para la tecnología bajo balance se requiere usar equipo superficial adicional para satisfacer las necesidades del manejo de presión y volúmenes de líquido y gas, tanto lo que se inyecta durante la perforación como lo que se obtenga del yacimiento, resultado de la condición de bajo balance que se desee lograr.

Un equipo rotatorio convencional puede ser adaptado para perforar bajo balance con pocas modificaciones, éstas incluyen:

- Equipo de separación de cuatro fases (gas, aceite, agua y recortes)
- Un medio que controle el flujo del pozo, para mantener el nivel de bajo balance deseado.
- Equipo para almacenar los hidrocarburos producidos.
- Válvula flotante, para prevenir el flujo del pozo por arriba de la sarta de perforación.
- Un preventor rotatorio, instalado en la parte superior del preventor convencional.

Un arreglo tiene que cumplir dos funciones principales: perforar rotando la sarta y viajar controlando la presión en el espacio anular.

Conjunto de Preventores.

El diseño típico del conjunto de preventores consiste en 3 preventores de arietes, los cuales permiten colocar un juego adicional de tubos debajo del ciego, con las líneas de estrangulación y de matar entre el ariete superior y el ciego.

Todos los sistemas básicos para perforar bajo balance, emplean una cabeza rotatoria con una capacidad de presión máxima de trabajo de 400 [lb/pg²], quizá de 500 [lb/pg²], la cabeza rotatoria es utilizada como un desviador y no se utiliza para mantener la contrapresión, por lo tanto no existe una contrapresión límite. De hecho esta contrapresión es despreciable para perforar con aire y niebla.

La aplicación de la cabeza rotatoria se debe ajustar a los límites de presión de trabajo, antes de recurrir a un equipo más costoso como los preventores rotatorios (RBOP).

La perforación de pozos profundos o yacimientos de gas, puede generar situaciones en las que la presión exceda los límites de las presiones de trabajo de la cabeza rotatoria, en estos casos se

emplea el preventor rotatorio (RBOP), el cual trabaja con una capacidad de presión máxima de trabajo de 1500 [lb/pg²], algunos equipos operan hasta con 5000 [lb/pg²] de presión estática.

Equipo Superficial de Separación de Fases.

La selección del equipo superficial que se haga, depende del diseño de las operaciones de bajo balance, por lo cual, es muy importante el conocer el tipo de yacimiento que se va a perforar, el grado de bajo balance que se puede o pretende alcanzar, así como los gastos esperados de inyección y de salida tanto de líquidos, como de gas y sólidos.

El equipo superficial especialmente diseñado para realizar operaciones de perforación bajo balance, debe considerar la posible producción de hidrocarburos amargos durante la perforación, todo el equipo debe ser probado con el fin de verificar que satisfacen todas las medidas de seguridad (personal, ambiental).

El desviador es un elemento esencial para el control de pozo, éste y los preventores juegan una parte fundamental en el equipo del diseño del equipo superficial.

Sistema de separación abierto a presión atmosférica. Estos equipos, fueron los pioneros en la perforación bajo balance, se encuentran integrados por:

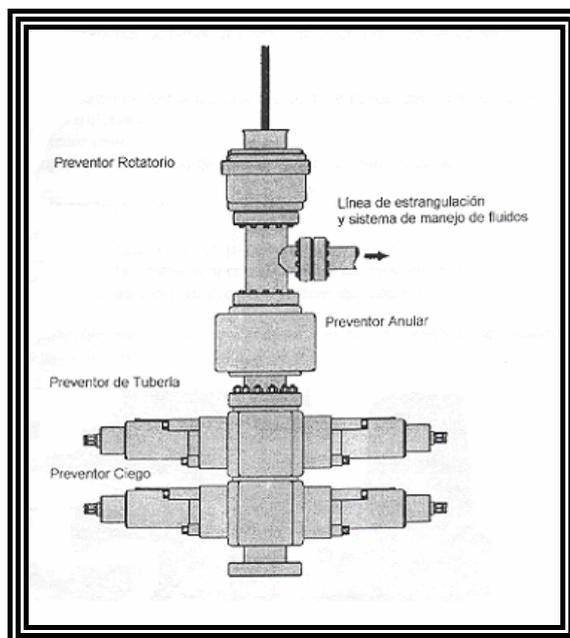


Figura II.3 Conjunto de preventores

- Separador vertical de baja presión, su capacidad varía entre 40 y 50 [mpcd] de gas y 30 y 40 [mbpd] de aceite.
- Separador para fluidos de perforación-hidrocarburos/recuerdos. Por el tipo de fluido esperado del yacimiento y el lodo usado para perforar, es necesario un sistema de separación de desnatado por gravedad (skimmer), integrado por tres presas distribuidas de la siguiente forma: una de recepción, decantación y separación por desnatado de lodo y aceite; otra de acumulación y bombeo de lodo hacia las presas del equipo y la tercera para captar y bombear aceite hacia el tanque vertical.
- Separador de vacío. Cuando se tiene presencia de gases amargos y es necesario asegurar su remoción de lodo, se recomienda emplear separadores de vacío, los que también se deben utilizar cuando el lodo no permite una separación aceptable de gas por el efecto mecánico del separador atmosférico.
- Separador de recortes. Esto ocurre por decantación en el separador vertical y son bombeados junto con el lodo hacia el eliminador de sólidos del equipo de perforación.

Las principales ventajas que se tienen al utilizar el sistema de separación abierto a presión atmosférica son:

- Que puede usarse en forma modular, es decir, se puede instalar sólo una sección de él, según la aplicación.
- Menor costo.
- Compatibles con equipo de sensores y recolección de datos.

Las principales desventajas son:

- Requiere de áreas relativamente grandes para su instalación.
- Ofrece menor control sobre la operación que los sistemas cerrados.
- Sus especificaciones son para trabajar a presión atmosférica.

Sistemas de separación cerrados de baja presión. Son capaces de manejar hasta 60 [mpcd] de gas y 40 mil [bpd] de aceite.

Las ventajas que ofrece son:

- Permite mayor control de los volúmenes de entrada y salida, monitorear la operación.

- Puede trabajar a presión de hasta 250 [lb/pg²].
- Puede manejar mayores volúmenes que los atmosféricos.
- Tienen mejores dispositivos de seguridad y normalmente tienen sistemas integrados de estrangulación.

Desventajas:

- Son más costosos que los equipos atmosféricos.
- No puede modularse su uso, obligando a usar el sistema completo en todos los pozos.

Sistemas de separación en dos etapas. Son el concepto más reciente de sistemas de separación, adquisición de datos y seguridad. Consisten en dos separadores, ya sea verticales u horizontales conectados en serie, que permiten mejorar la separación; además que permite realizar una medición más detallada de parámetros, por lo que resulta una herramienta valiosa si se desea maximizar el potencial de la perforación bajo balance, realizando también evaluaciones del potencial del yacimiento durante la perforación.

Separadores.

La mayoría de los separadores empleados en las operaciones bajo balance, son resultado de modificaciones que se han hecho a los separadores convencionales de producción. La función de los separadores es la de separar las cuatro fases de los fluidos de retorno (agua, aceite, gas y recortes), normalmente los separadores empleados en dichas operaciones operan en rangos de 20 a 50 [lb/pg²], pero se pueden usar a presiones máximas de 200 a 500 [lb/pg²]. Los fluidos producidos durante la perforación bajo balance se presentan en un régimen de flujo tipo bache, es decir, volúmenes intermitentes de líquidos con altos gastos de flujo instantáneo, llegando a inundar un separador convencional.

Algunos separadores cuentan con una entrada en forma de espiral que permite que el gas se libere con mayor facilidad, la vasija del separador tiene la capacidad de descargar rápidamente volúmenes de líquido, esta debe ser lo bastante grande para permitir un tiempo adecuado de retención para la separación de sólidos.

Los separadores verticales son más efectivos cuando los fluidos de retorno son predominantemente líquidos, mientras que los separadores horizontales (Fig. II.4), son capaces de manejar grande

volúmenes de gas eficientemente. Es posible operar separadores verticales en paralelo, con el fin de incrementar la eficiencia de operación.

En los separadores horizontales, los fluidos entran y son detenidos por un reductor-desviador de velocidad.

Los sólidos se asientan principalmente en el primer compartimiento, donde son removidos por la bomba: Los líquidos pasan sobre una placa dentro del segundo compartimiento, en donde se separan los sólidos y los líquidos comienzan a separarse.

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

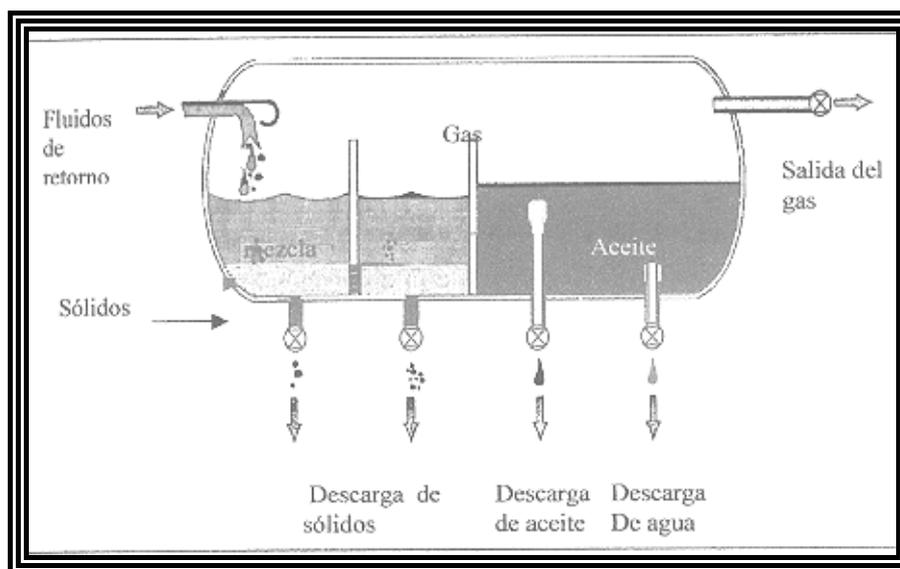


Figura II.4 Separador de cuatro fases

Desgasificador.

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 sobrepresionado. Los separadores atmosféricos o desgasificadores al vacío pueden ser usados para la segunda fase de desgasificación.

Equipo de estrangulación.

Como en el control de brotes en las operaciones de perforación convencional, el estrangulador es el control de la operación y de la seguridad del pozo, este dispositivo administra la contrapresión al yacimiento, durante la perforación bajo balance se usan los mismos tipos de estranguladores que en la perforación convencional.

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

El múltiple debe ser diseñado de tal forma que el flujo pueda ser desviado a través de cualquiera de sus estranguladores (hidráulico o manual).

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

Manejo de los fluidos producidos.

Una vez alcanzadas las condiciones de bajo balance en el pozo, hay que establecer el proceso de circulación acorde a la energía del yacimiento y al grado bajo balance que se programe. Si esta relación lo permite, el pozo aportará aceite y gas. Un análisis económico decidirá si el volumen de hidrocarburos y su valor justifican el costo de transportarlos hacia un centro de proceso o de comercialización, ya sea mediante línea de recolección o por tanques.

Tanques de producción.

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

Tanques de agua.

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

Tanques de sólidos.

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

Clasificación IADC para los pozos perforados bajo balance.

La IADC-UBO (International Association of Drilling Contractors-Underbalanced Operations), propuso una clasificación para los pozos perforados en condiciones de bajo balance, el desarrollo de éste sistema de clasificación proporciona las bases para establecer una referencia de pozos perforados con técnicas bajo balance.

Existe una clasificación de la mayoría de las aplicaciones de la técnica bajo balance conocidas, este sistema combina el manejo de riesgo (definidos por los números del cero al cinco) y con una subdivisión que indica si los pozos se han perforado bajo balance o con un nivel bajo de presión, usando técnicas de bajo balance.

Como ya se mencionó una parte del sistema identifica el pozo o la sección del pozo, basado en la proyección del riesgo asociado con el agujero, estos niveles de riesgo (0-5) se describen a continuación:

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

- **Nivel 3.** Pozos geotérmicos y sin producción de hidrocarburos. Las presiones máximas de cierre son menores a los valores de presión de operación de los equipos de perforación bajo balance, si se tienen graves problemas con el equipo, se presentan consecuencias de forma inmediata.
- **Nivel 4.** Pozos productores de hidrocarburos, las presiones máximas de cierre son menores a los valores de presión de operación de los equipos de perforación bajo balance, si se tienen graves problemas con el equipo, se presentan consecuencias de forma inmediata.
- **Nivel 5.** La presión de superficie máxima esperada, excede los valores de presión de operación de los equipos de perforación bajo balance, pero son menores a los valores del conjunto de preventores. Si se tienen fallas graves en el equipo se tienen consecuencias inmediatas.

III. USOS Y APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

III.1 POZOS CANDIDATOS PARA LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE

El procedimiento de investigación final en el estudio de un pozo candidato para bajo balance es ir de nuevo a la razón original de considerar el bajo balance y relacionarlo con otros de los muchos procedimientos disponibles. Puede haber regulaciones gubernamentales que afecten el proceso de decisión. Cuando es posible utilizar un sistema de líquido

Los yacimientos cuyas características son idóneas, para perforar bajo balance son:

- Arenas intercrystalinas consolidadas, con alta permeabilidad y carbonatos (calizas y dolomías).
- Arenas poco o no consolidadas y alta permeabilidad.
- Formaciones altamente fracturadas
- Formaciones depresionadas donde la perforación convencional ejerce una presión hidrostática mayor de 1,000 [psi]
- Formaciones que presentan problemas de incompatibilidad con los filtrados (emulsiones y precipitados)
- Formaciones con presiones muy altas.
- Yacimientos muy profundos que se encuentran debajo de zonas agotadas o depresionadas.

Para realizar una valoración apropiada de la factibilidad de usar las técnicas de perforación bajo balance se debe hacer una recopilación y análisis detallado de los siguientes datos:

- ✓ Datos de presión del Yacimiento.
- ✓ Compatibilidad de los fluidos del yacimiento con los fluidos de perforación propuestos.
- ✓ Estabilidad de las paredes del pozo, tipo y dureza de la formación.
- ✓ Compatibilidad del fluido de perforación con los equipos direccionales, etc.

Los factores que determinan si un pozo es buen candidato para ser perforado mediante la técnica de perforación bajo balance son las propiedades mecánicas de la roca, las características del yacimiento.

Una mala selección del pozo puede ocasionar y dar lugar a un mal comportamiento del yacimiento, mayores costos, y un gran riesgo en el control del pozo.

POZOS CANDIDATOS.

Para realizar la selección de pozos candidatos se deben determinar cuales son las ventajas técnico-económicas que ofrece la técnica de perforación bajo balance con respecto a las técnicas convencionales.

- Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Cuando se perfora este tipo de yacimientos mediante técnicas convencionales se presenta la reducción de los gastos de producción, ya que los sistemas fracturados pueden ser taponados con los sólidos de la perforación o con los materiales densificantes. La perforación bajo balance reduce o elimina los problemas de taponamiento y la pérdida de circulación relacionada a la perforación de yacimientos de este tipo, debido a que la presión equivalente de circulación es mucho menor que el gradiente de formación.

- Formación con Baja Presión.

Las formaciones que presentan una presión anormalmente baja ocasionan pérdidas de circulación, pegaduras de tubería por presión diferencial, este problema puede verse agravado cuando se esta perforando una zona depresionada y se transforma en una zona de alta presión, en este tipo de problemas la solución es aplicar la técnica de perforación bajo balance.

- Pozos Horizontales.

Muchos de los pozos candidatos para la perforación bajo balance se encuentran en formaciones carbonatadas fracturadas verticalmente, los cuales pueden ser interceptados por medio de pozos horizontales, que permiten ocasionar el mínimo daño a la formación. Si la perforación de estos pozos se realiza mediante la perforación convencional, la invasión de los fluidos en yacimientos de arcillas sensibles puede ser perjudicial debido a los largos

periodos de tiempo en el que la formación se encuentra expuesta a los fluidos de perforación durante la fase de perforación horizontal.

- Pozos de Gas, Aceite y/o Agua.

En la perforación de pozos de aceite y/o gas, la perforación bajo balance ayuda a disminuir o eliminar el daño a la formación. En el caso de pozos de agua, la perforación bajo balance se aplica cuando no es factible (ambientalmente) el fracturamiento hidráulico.

POZOS NO CANDIDATOS.

Como se mencionó anteriormente, no todos los pozos pueden ser candidatos para aplicar la técnica de perforación bajo balance, en algunos casos pueden existir grandes desventajas en tratar de llevarla a cabo, las principales desventajas son:

- Formaciones con alta Presión y Alta Permeabilidad.

Aunque los yacimientos cuya permeabilidad es alta son ideales para perforar bajo balance, si se presenta simultáneamente alta presión, puede ocasionar la máxima producción, la cual puede sobrepasar la capacidad máxima que pueden controlar los equipos superficiales.

- Inestabilidad del Agujero.

Las formaciones compuestas de lutitas con contenido de arcilla de fácil hinchamiento o formaciones no consolidadas, son yacimientos que no pueden ser candidatos en la perforación bajo balance, debido al alto potencial de pérdida de fluidos.

- Formaciones Vugulares o Macrofracturadas.

En este tipo de formaciones se puede presentar la invasión de fluidos y sólidos en la parte más baja de un pozo horizontal, esto ocurre cuando se presentan presiones bajas en conjunto con grandes porosidades.

- Pozos Someros.

En este tipo de pozos la perforación bajo balance no se puede optimizar la velocidad de perforación o minimizar el daño a la formación por lo que no hay una ventaja económica con respecto a la perforación convencional.

CONTROL DE POZOS BAJO BALANCE.

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

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

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

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

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

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

Incluso ahora, las cabezas rotatorias están disponibles con presiones de operación de más de 14,000 [kPa], es decir 2,000 [psi], lo cual permite que los métodos de perforación bajo balance sean aplicados a un rango mucho más amplio de profundidades y presiones de formación.

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

III.2 PROCEDIMIENTO ESPECÍFICOS EN LOS POZOS CANDIDATOS.

III.2.1 Instrucciones de Preparación Antes de Iniciar la Perforación Bajo Balance

- a) Verificar que el equipo de control superficial haya tenido su última prueba programada.
- b) Checar que el equipo se encuentre nivelado y centrado, para no afectar la operación efectiva de sello en la cabeza rotatoria o preventor rotatorio.
- c) Checar que la flecha esté libre de rebordes, desgaste, curvatura y la instalación del sustituto liso.
- d) Colocar los tensores a los preventores, para evitar su movimiento.
- e) Tener disponible un tanque de almacenamiento para aceite crudo, aproximado de 70 [m3]; con una bomba conectada a la línea de la batería más cercana, en caso contrario, tener una solicitud abierta de transporte para el aceite crudo durante este tipo de perforación.
- f) Contar con equipos de intercomunicación local.
- g) Verificar la actualización del permiso de quema.
- h) Tener en la localización al personal de seguridad, equipo de contra incendio y la unidad de alta presión.
- i) Instalar el equipo adicional de la perforación bajo balance.
- j) Verificar en caso de la cabeza rotatoria: Que el carrete adaptador sea del diámetro del preventor superior, condición física aceptable y tener de reserva cuando menos cinco juegos de elementos sellantes, para tubería de mayor diámetro y cuando menos dos juegos para T.P. de menor diámetro.

- k) Tener disponible en el piso la válvula de seguridad (de pié) y la de contrapresión, verificando que sea de la conexión de la tubería en uso y combinación necesaria para el enlace con los lastrabarrenas (se recomienda válvula de contra presión tipo charnela).
- l) Equipo detector de H₂S y de unidades de aire comprimido individuales.
- m) Indicadores de vientos dominantes.
- n) Si se tiene sarta combinada, instalar en el preventor superior de arietes, rams variables.
- o) Checar el uso de rams de corte-ciego.

III.2.2 Programa para Perforar Bajo Balance

I. Planeación.-

- Introducción a los conceptos de Perforación Bajo Balance y objetivos que persigue.
- Descripción del equipo adicional necesario.
- Descripción de operaciones involucradas durante la perforación bajo balance (perforación, registros, núcleos, introducción TR s, etc.).
- Plan de contingencia (H₂S, incendio, fugas, etc.).
- Medidas de seguridad.
- Identificación de riesgos.
- Equipo adicional en la localización.
- Requerimientos de la localización.
- Equipo para control superficial de presiones.
- Equipo para manejo de fluidos (nitrógeno, aire, espuma, lodo, etc.).
- Monitoreo y equipo de medición.

II. Procedimientos Operativos.-

- Control de Brotes.
- Control de Incendios.
- Viajes.
- Desplazamiento de gas o fluidos contaminados por fluidos de perforación.
- Ensamble y registro continuo con equipo MWD. (Registro durante la perforación)
- Control de presiones en superficie.
- Desarrollo de herramientas para toma de registros.
- Núcleo y/o muestra de canal.
- Terminación del pozo.
- Procedimientos misceláneos.

III. Plan Operacional de Contingencias.-

IV. Medida de Seguridad Personal.-

- Orientación hacia la seguridad.
- Entrenamiento de personal.
- Mantenimiento a equipo de seguridad.
- Emergencias y procedimientos de rescate.

V. Identificación de Riesgos en la Perforación Bajo Balance

- Identificación de riesgos con preventor rotatorio o cabeza rotaria.
- Riesgo en equipo de sistema de manejo de fluidos en superficie.
- Riesgo en manejo de gases (nitrógeno, aire, espuma, diesel, etc.).

Operación y Mantenimiento del Equipo Auxiliar

Cabeza Rotatoria

Descripción.- Origina un sello primario entre la tubería y elemento sellante, siendo complementado por la presión diferencial del pozo.

Se puede tener en el mercado dos tipos de cabeza rotatoria:

- Con elemento sellante sencillo.
- Con elemento sellante doble, que provee una capacidad extra de sello, presión de trabajo mayor, tiempo y velocidad de rotación mayor.

Operación.- Brinda rotación y sello que permite la perforación del pozo con presión en la cabeza. Se instala en la parte superior del arreglo de preventores en uso, obstaculizando el paso del fluido de perforación hacia el piso y desviando el flujo a la línea de descarga o al múltiple de estrangulación.

Instalar una válvula de preferencia hidráulica o neumática de 7 1/16" en la salida lateral de la cabeza rotatoria para controlar la salida del fluido de perforación, mantenerla abierta cuando la operación no requiera perforar bajo balance y en caso contrario cerrarla.

Instalar una válvula y línea en la conexión de desfogue (2") hasta el múltiple de tres válvulas.

Mantenimiento.- A medida que el elemento se desgasta, la presión diferencial contra el elemento provee la mayoría de la energía sellante, por lo que el elemento desgastado con presión anular baja podría no hacer un sello efectivo y ocasionar fugas. Ante este problema se cambian sus elementos de sellos deteriorados por nuevos.

Conexiones en el Carrete de Control

Línea Primaria Estrangular.- Se conecta directamente del carrete de control al ensamble de estrangulación auxiliar del equipo P.B.B.

Línea Secundaria de Estrangular.- Su conexión es del carrete de control al ensamble de estrangulación del equipo.

Operación.- La línea primaria de estrangular se utiliza cuando se está perforando bajo balance, siendo a través de ella el flujo con presión proveniente del pozo por el espacio anular y circulando por el equipo bajo balance, la línea secundaria se aplica cuando se requiere controlar el pozo generalmente cuando se tiene una presión mayor de 1500 lb/pg², siendo una alternativa de operación. La válvula hidráulica o manual que se encuentra hacia fuera en el carrete de control de ésta línea, debe estar cerrada.

Ensamble de Estrangulación Auxiliar

Descripción.- Dicho ensamble se asemeja a uno de baja presión, puede tener en sus conexiones cinco válvulas de 4 1/8", líneas de 4", dos estranguladores variables: uno manual y otro hidráulico, con conexión de salida de 4" a 6" y línea al separador gas-lodo.

Operación.- El ensamble se utiliza para cuando se está perforando bajo balance o se requiere circular únicamente. El flujo puede ser a través del estrangulador para el control de la presión del pozo.

Es recomendable trabajar el ensamble con una presión menor de 1500 lb/pg².

Mantenimiento.- Realizar una prueba hidráulica al ensamble a su presión de trabajo, antes de iniciar las operaciones de PBB, cuando se realiza algún cambio en sus conexiones, y a los 21 días de operación en caso de no haber realizado una prueba antes de éste tiempo.

Separador de Fases Líquidos-Gas-Sólidos

Descripción.- Es un tanque cilíndrico con placas deflectoras en el interior para acelerar la agitación o turbulencia del fluido y lograr la separación de las fases, su línea de entrada de fluido puede ser de 6", una línea de salida del gas en la parte superior de 8" y otra en la parte inferior de salida de líquidos y recortes de 8", ésta última línea se conecta a la presa de separación.

Operación.- Este equipo se trabaja cuando se está perforando bajo balance o cuando se circula para controlar el pozo o acondicionar lodo.

Mantenimiento.- Limpiarlo con agua, circulando en el sistema hasta obtener agua limpia.

Vigilar las conexiones de bridas que no tengan fugas y observar el flujo de salida en forma normal.

Presas de Separación

Descripción.- Las presas del sistema para la PBB, tienen como objetivo separar la fase lodo-aceite-recortes y están compuestas de tres presas: precipitación ó asentamiento (de recepción), de aceite y la de lodo. Estas se encuentran comunicadas en diferentes niveles.

Operación.- La función de cada presa consiste en lo siguiente:

- Presa de precipitación ó recepción. Ésta recibe el fluido del separador gas-lodo, en donde se precipitan los recortes y por diferencia de densidad se separa el aceite del lodo en un compartimiento.
- Presa de aceite. Se utiliza para recibir el aceite de la presa anterior para que posteriormente sea bombeado hacia el tanque de almacenamiento.
- Presa de lodo. Recibe el lodo de las presas de recepción para ser bombeado a las presas del equipo para continuar su tratamiento.

Mantenimiento.- Se requiere un monitoreo constante del nivel de las presas para evitar derrames y el buen funcionamiento de las bombas centrífugas.

Checar posibles fugas en las conexiones y líneas.

Nota: Cuando no se requiera utilizar el ensamble de estrangulación auxiliar, por decisiones económicas y/o por seguridad en cuanto a su distancia de instalación, se operará con la instalación del equipo.

III.2.3 Instrucciones para Cuando se Tiene Flujo al Estar Metiendo Tubería

Presión Menor o Igual a 500 lb/pg²

- Cerrar la válvula lateral de la cabeza rotatoria (7 1/16”).
- Igualar la presión del espacio anular por la línea de desfogue de la cabeza rotatoria.
- Abrir el preventor superior de arietes.
- Verificar en la línea de 2” del tubo vertical, la operación efectiva de la válvula de contrapresión.
- Desconectar la flecha.
- Continuar metiendo tubería con la operación de “Stripping” con la cabeza rotatoria.
- Monitorear las presiones.
- Si las condiciones del pozo lo permite, meter la tubería hasta el fondo.

Presión Mayor de 500 lb / pg² (Considerar tipo y rango de la cabeza rotatoria o preventor rotatorio)

- Aumentar la densidad en 0.02 ó 0.03 gr/cm³ (opcional).
- Circular y controlar la presión con el estrangulador variable.
- Si se abate la presión a 500 lb/pg² aplicar la operación de “Stripping” para continuar metiendo.
- Si los incrementos de presión continúan, inyectar fluido a la formación por el espacio anular a través de la línea de matar hasta obtener una presión de cero, cuidando de no llegar a la presión de factura.
- Abrir el estrangulador y observar el pozo si no hay flujo.
- Abrir el preventor.
- Cerrar la válvula hidráulica.
- Observar el pozo.

- Si no hay flujo, desconectar la flecha y continuar metiendo.

III.2.4 Instrucciones de Operación para Diferentes Casos Durante la Perforación

Condiciones de Lodo

- a. La densidad de trabajo durante la perforación se ajustará de acuerdo a las condiciones que se presenten del pozo, de tal forma que no se tenga pérdida de circulación y altas presiones en la superficie, con pozo arrancado.
- b. Suspende la perforación cuando se alcance una presión máxima de 700 lb/pg² en la cabeza rotatoria (rotando).
- c. Recuperar en el tanque de almacenamiento (capacidad 79.5 m³) el aceite del pozo y quemar el gas.
- d. Aumentar dos centésimas (0.02 gr/cm³) a la densidad de lodo, cuando se tenga incrementos bruscos de presión o considerar el rango de presiones que se quiera manejar.
- e. Realizar análisis químico del lodo y dar tratamiento en forma continua.

Pegaduras por acumulación de recortes

- a. Percatarse de los indicios de:
 - Incremento en la torsión de la barrena
 - Fricción al levantar la sarta en un pozo vertical o incremento del arrastre si es direccional.
- b. Circular, levantar y bajar la sarta con rotaria hasta estabilizar el agujero.
- c. Continuar perforando al tener estabilizado el agujero.
- d. En caso de que persista el problema, hacer un viaje a la zapata de reconocimiento, verificando del fondo a la zapata y hacia el fondo, posibles incrementos de arrastre diferentes a las operaciones normales.
- e. Si existe resistencia al meter y un alto arrastre, es conveniente sacar la sarta y modificarla con herramienta para acondicionar el agujero.

Al hacer conexión.-

- a. Levantarse del fondo circulando.
- b. Bajar con rotación y levantarse sin rotación hasta transportar los recortes lo suficiente del fondo.

- c. Parar el bombeo.
- d. Cerrar el estrangulador variable de la línea de estrangulación primaria.
- e. Observar presiones en espacio anular y T.P.
- f. Si se tiene presión en T.P. descargarla, en caso de que se encuentren calzadas las válvulas de contrapresión, circular.
- g. Observar nuevamente las presiones.
- h. Si se tiene la presión programada en el espacio anular y cero en T.P. abrir la válvula de 2" en el tubo vertical para descargar fluido.
- i. Realizar la conexión.
- j. Operar la bomba y abrir el estrangulador lentamente hasta obtener las condiciones de trabajo anteriores a la conexión.
- k. Continuar perforando.

Sacando Tubería.-

- a. Circular el tiempo de atraso como mínimo, observando las presiones.
- b. Aumentar la densidad para controlar el pozo, en caso que lo permita la formación para no tener una pérdida.
- c. Calcular la fuerza de empuje por la presión y compararla con el peso de la sarta.
- d. En caso que el pozo no permita el aumento de la densidad. Sacar la tubería con la operación de "Stripping", manejando una presión de 1000 lb/pg² como máximo.
- e. Llenar el pozo por el espacio anular, de acuerdo al volumen de acero de la tubería que se saca.
- f. Sacar tubería hasta tener una fuerza o peso de la sarta de 10 tons. arriba de la fuerza de empuje por la presión del pozo.
- g. Controlar el pozo de acuerdo a las siguientes condiciones:
 - Si se tiene una longitud mayor de 3000 m. de tubería, aumentar la densidad.
 - Si la barrena se encuentra muy próxima a la superficie, inyectar fluido a la formación cuidando de no aumentar el daño a la misma.
 - En el caso presente, ver la posibilidad de aplicar las dos técnicas.
- h. Continuar sacando la sarta total a la superficie.
- i. Aplicar una de las opciones siguientes en los preventores para el cambio de barrena:
 - Cerrar preventor de arietes para tubería y colocar la tapa de la rotaria, para que en su caso se pueda detectar directamente flujo del pozo.

- Cerrar preventor de rams ciego o corte-ciego, abrir válvula hidráulica de la línea primaria de estrangular y observar constantemente en las presas algún flujo del pozo.
- j. Hacer en el menor tiempo posible las operaciones de cambio de barrena y continuar con el programa del pozo.
- k. Se recomienda usar tubo campana y preventor de cable cuando se tomen registros eléctricos, manteniendo instalada la unidad de alta por si manifiesta el pozo regresar fluidos por el espacio anular.

III.2.5 Instrucciones para Perforar Bajo Balance con Líquidos Nitrogenados

Esta operación de cambiar el sistema del fluido de perforación, es obligada cuando se tienen pérdidas de circulación que no son controladas con el lodo normal y además se obtiene flujo de la formación al establecer las condiciones del sistema de P.B.B. con lodo y nitrógeno.

Para aplicar este sistema se siguen las instrucciones descritas anteriormente complementándolas con las siguientes:

- a. Armar la sarta de perforación con barrena, diseñar la sarta con mayor margen para jalar e instalar una válvula de contrapresión adicional a la sarta al llegar a la profundidad de la zapata.
- b. Meter la sarta de perforación hasta la zapata e instalar el equipo de operación de nitrógeno de acuerdo a las siguientes condiciones:
 - Instalar el equipo de nitrógeno a un lado del ensamble de estrangulación.
 - Conectar líneas de acero (1") de 10,000 lb/pg² del equipo de nitrógeno (termos) al múltiple del tubo vertical y probarlas con nitrógeno al 100% de su presión de trabajo aislando el múltiple del tubo vertical en la prueba.
- c. Instalar la válvula de contrapresión, la flecha y el complemento de la cabeza rotatoria, cerrar la válvula de 7 1/16".
- d. Iniciar el bombeo con el lodo de baja densidad y al mismo tiempo bombear nitrógeno al pozo, para realizar la mezcla o fase lodo-nitrógeno, hasta obtener circulación y establecer las condiciones de la perforación bajo balance.
- e. Monitorear el gasto y presión de bombeo del lodo y nitrógeno.
- f. Controlar el flujo de circulación con el estrangulador variable y obtener las condiciones de la perforación bajo balance trabajar con una presión menor de 500 lb/pg².
- g. Suspender el bombeo de nitrógeno.

- h. Suspender el bombeo de lodo y cerrar el estrangulador.
- i. Descargar la presión de la tubería por la válvula de 2" del tubo vertical.
- j. Desconectar la flecha y mantener instalada la válvula de contrapresión.
- k. Continuar metiendo hasta 30 m arriba del fondo.
- l. Conectar la flecha.
- m. Bombear el lodo y nitrógeno de acuerdo a las condiciones establecidas anteriormente.
- n. Conectar los últimos tramos de tubos y reparar cada uno con rotación y circulación, verificando las presiones, arrastre, torsión, peso de la sarta de perforación y el buen funcionamiento del equipo auxiliar de la PBB.
- o. Iniciar la perforación y monitorear continuamente el peso de la sarta de perforación para observar sus cambios (variación del efecto de flotación) y el aumento de la torsión de la misma.
- p. Aplicar las instrucciones anteriormente descritas para problemas durante la perforación y cambio de barrena de la perforación con líquidos.

III.3 PROCESO DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

Como ya se ha mencionado antes, la perforación bajo balance ocurre cuando la presión de la formación es superior a la de la presión hidrostática que ejerce el fluido de perforación, permitiendo la entrada de los fluidos de la formación al pozo, para lograr esta condición se tienen tres formas de generarla:

- a) El uso de fluidos ligeros (de baja densidad).
- b) En forma Natural.
- c) De forma Artificial.

Se debe entender que la entrada de los fluidos de la formación se debe realizar de forma controlada, evitando que ocurra algún contratiempo, el cual conlleve a la pérdida total del pozo.

a) Generación de condiciones bajo balance mediante la aplicación de fluidos ligeros (fluidos de baja densidad).

De los tres mecanismos para alcanzar las condiciones bajo balance, el más simple es el uso de fluidos ligeros o de baja densidad (agua, salmuera, fluidos base aceite, etc.), éste tipo de fluidos pueden ser utilizados en pozos donde la presión de formación es normal.

El problema primario que se tiene al usar este tipo de fluidos en muchos yacimientos, es que la presión hidrostática no puede ser reducida lo suficiente, para mantener el bajo balance.

b) Generación de condiciones bajo balance de forma natural.

Durante la perforación de formaciones de alta presión, se pueden presentar las condiciones de bajo balance a una cierta profundidad. Es sabido que las formaciones cuya permeabilidad y presión son altas, presentan las condiciones óptimas para la perforación bajo balance, esto con el fin de reducir el daño a la formación, sin embargo se presentan grandes dificultades en el control del pozo con lo que el riesgo de perforación se incrementa.

c) Generación de condiciones bajo balance de forma artificial.

En formaciones donde la presión es muy baja para establecer las condiciones de bajo balance, mediante el uso de fluidos de baja densidad, se generan dichas condiciones de manera artificial, a través de la inyección de un gas simultáneamente con el fluido de perforación con el fin de aligerar la columna hidrostática en el fondo del pozo. Dicho proceso tiene cierta similitud con el proceso de bombeo neumático, en el cual la inyección de un gas (nitrógeno, CO₂) aligera la columna de aceite, permitiendo que la presión natural del pozo lleve los hidrocarburos hasta la superficie.

La inyección del gas se puede realizar de tres formas distintas que son:

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

En este procedimiento se introduce una tubería concéntrica, colocada entre la última TR que se encuentra cementada y la tubería de perforación la cual debe tener diámetro suficiente para permitir la rotación de la tubería en caso de ser necesario.

El gas se inyecta por el espacio anular de la última TR cementada, posteriormente éste ingresa al espacio anular formado por la tubería concéntrica y la tubería de perforación, por medio de ranuras hechas en la tubería concéntrica.

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

Ésta técnica consiste en recorrer una segunda tubería (generalmente es una sarta de tubería flexible), por fuera de la TR intermedia hasta el fondo del pozo, durante la perforación, el gas es bombeado por el espacio anular y mezclado con el fluido de perforación en la corriente de retorno lo que ocasiona que la presión de fondo se reduzca debido al aligeramiento de la columna hidrostática por arriba del punto de inyección.

Las ventajas de ésta técnica son:

- ✓ La circulación de gas no se interrumpe durante las conexiones y viajes.
- ✓ Se tienen menos fluctuaciones en la presión de fondo en comparación con la técnica de inyección por tubería de perforación.
- ✓ Permite el uso de equipo MWD.

Las desventajas de ésta técnica son:

- ✓ Costos adicionales para la inyección por la sarta.
- ✓ Se requiere incrementar el tamaño del agujero para adaptar la sarta de inyección.
- ✓ Se incrementan los gastos de inyección.
- ✓ Requiere mayor tiempo.

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

La inyección de gas por la tubería de perforación es la técnica más común de perforación bajo balance, ésta comprende la inyección de gas a la corriente de líquido a través de la tubería vertical, la mezcla de gas y líquido es bombeado 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 de gas por el interior de la tubería de perforación se logra aligerar toda la columna de fluido, en el espacio anular por encima de la barrena, siendo muy efectiva para mantener una presión de fondo constante.

Cuando se perfora usando una tubería con juntas, las condiciones de circulación de fondo son interrumpidas, debido a que el gas no puede ser inyectado, para asegurar que las condiciones de bajo balance se mantengan durante las conexiones, viajes, etc.

La separación de los 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. Se debe tener un incremento en la presión de fondo para reestablecer 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.

Las principales ventajas son:

- ✓ No requiere equipo adicional de fondo.
- ✓ Tiene un costo menor en comparación con las técnicas de inyección que emplean tubería parásita o concéntrica.
- ✓ Las presiones de fondo son bajas debido a que el fluido se gasifica por completo el espacio anular.
- ✓ Se tiene una mejor hidráulica de la barrena.

Las principales desventajas son:

- ✓ Se interrumpe la gasificación cuando se realizan conexiones o viajes, por lo cual es difícil mantener las condiciones de bajo balance con esta técnica ya que no se puede alcanzar el control de la presión de fondo.
- ✓ Durante la conexión, desconexión y los viajes de la sarta se requiere de cierto tiempo para la descompresión de ésta, debido a la presencia de válvulas de contrapresión que se utilizan en la sarta de perforación, lo que hace que las operaciones sean más lentas.

- ✓ El flujo de dos fases por el interior de la tubería de perforación, causa altas pérdidas por fricción, lo cual implica presiones de superficie más altas que en la inyección por el espacio anular.
- ✓ La sarta de perforación está expuesta a una gran corrosión debida a los altos gastos.

III.3.1 Perforación con Gas

Los operadores del compresor hacen de la perforación con gas una rutina. Sus procedimientos generales deberán ser seguidos porque ellos conocen ambos, el de área local y/o sus compresores.

Al descargar el agujero de aire, el cemento y la zapata de cementación, deberían ser limpiadas con agua o con lodo, y los recortes circularlos hacia fuera del agujero.

1. Dentro del agujero, en el fondo de la tubería de revestimiento se bombea gas y agua a la presión límite de los compresores para disminuir la presión en el fondo y posteriormente poder inyectar gas. Después de llenar la tubería de revestimiento con gas, las presiones empezarán a bajar, conforme el agujero es descargado.
2. Cuando casi toda el agua está fuera del agujero, se bombean cinco galones de agente espumante dentro de la tubería y se hace circular alrededor del agujero. Los detergentes subirán una alta cantidad de agua.
3. Luego, ir al fondo y repetir el proceso.
4. Prender el quemador.
5. Perforar una pequeña formación y luego recuperar la tubería con una junta.
6. Continuar este proceso hasta que el pozo empiece a producir.
7. Sí, después de dos horas, el pozo aún no ha producido:
 - a) Adicionar cinco galones de mezcla de 50% espuma/agua y continuar en el paso 4.
 - ó
 - b) Cerrar los arietes y aumentar la presión del agujero con aire, luego abrir los arietes, dejar que el aire comprimido salga y luego seguir en el paso 4.
 - c) Cerrar el radiador, o usar una pieza de cartón sobre el compresor antes del enfriador para incrementar el calor del aire que va hacia el agujero. (Esto es teóricamente cuestionable, pero a veces ha sido efectivo).

Si el agujero es cementado, secaría en algunas horas dependiendo la profundidad. Por eso es que la tubería de revestimiento debe secarse primero.

En un agujero abierto, los procedimientos anteriores podrían ser utilizados, pero es algunas veces necesario para niebla, algunas horas antes de que el lodo sea limpiado. Es difícil secar un agujero abierto por que la superficie rugosa retiene el lodo. Mientras mayor cantidad de lodo exista, mayor dificultad habrá al secar el agujero.

Otro importante problema en el secado en un agujero es que existe tal vez una pequeña filtración de agua y el agujero nunca secará por completo. Esta situación puede ser desconcertante porque las causas no son aparentes.

III.3.2 Perforación con Niebla.

Antes de empezar la perforación con niebla hay que descargar el lodo del agujero como en la perforación con aire, pero sin secar el agujero.

Se inician el bombeo de niebla y la circulación de gas. Se tiene que perforar alrededor de un pie de formación y la sarta recuperada, conectarla a la junta. Continuar este procedimiento para al menos cinco pies. Podemos continuar una perforación con niebla regular si no hay resbalamiento sobre la toma después de cinco pies. Tan pronto como existe retorno estacionario (indicado por un flujo continuo de niebla o un flujo con un pequeña turbulencia), las cantidades de niebla pueden ser ajustadas. Después de un ajuste al volumen de niebla o mezcla, esperar al menos 30 minutos antes de realizar ajustes adicionales. Al sistema se le debe permitir estabilizarse. Si hay demasiados cambios en tiempos muy cortos, es difícil determinar el impacto de los ajustes.

La niebla hecha con agua, agua y polímeros o lodo pueden seguir los procedimientos anteriores teniendo en cuenta que el volumen del fluido del pozo necesita ser comparado con el volumen de fluido bombeado, para determinar si no hay filtración desde el agujero del pozo. La filtración del pozo puede ser tratada con altos gastos de gas, con más fluido para incrementar la presión en el fondo del agujero, o puede ser simplemente ignorada.

La niebla hecha con aceite y nitrógeno siguen los mismos pasos excepto que se usen un sistema cerrado y un separador. Los tanques deben ser llenados con líquido al nivel de operación y los

volúmenes de la presa ser medidos antes de comenzar a hacer la niebla. Este enfoque permitirá una más acertada medición del volumen de la filtración. Las filtraciones con niebla de aceite son manejables al igual que la niebla de agua.

III.3.3 Perforación con Espuma.

El lodo debe ser descargado del agujero como en la perforación con aire. Sin embargo, el agujero no debe secarse. Si se usa un separador y una presa de lodo hay que parar antes de usar la espuma y checar los volúmenes y niveles en los tanques y separadores.

Se inicia el bombeo de espuma y el compresor. Se tiene que perforar alrededor de un pie de formación y la sarta recuperada, conectarla a la junta. Continuar este procedimiento para al menos cinco pies. Podemos continuar una perforación con niebla regular si no hay resbalamiento sobre la toma después de cinco pies. Tan pronto como existe retorno estacionario (indicado por un flujo continuo de niebla o un flujo con una pequeña turbulencia), las cantidades de niebla pueden ser ajustadas. Después de un ajuste al volumen de niebla o mezcla, esperar al menos 30 minutos antes de realizar ajustes adicionales. Al sistema se le debe permitir estabilizarse. Si hay demasiados cambios en tiempos muy cortos, es difícil determinar el impacto de los ajustes. Si el flujo no se estabiliza hay que checar lo siguiente:

1. ¿Hay demasiado gas para el volumen de fluido? ¿Está la bomba de espuma bombeando fluido a la lingada?
2. ¿El espumante no esta haciendo espuma con el agua? Hacer una pequeña prueba en el campo. Este es el problema más común.
3. Si hay una filtración de fluido en la parte baja del agujero que aplane la espuma (agua, aceite o agua salada).
4. ¿Esta la bomba de espuma produciendo mucho agua?.

Es común tener un espumante que no produzca suficiente espuma en el entorno actual de operación. Los agentes espumantes no son universales y algunos funcionan mejor que otros en circunstancias particulares. Si se usan polímeros de cadenas largas, es recomendable hacer una prueba para saber si son compatibles con el agua.

Un problema común en la perforación con espuma en el campo es que “lo que se ve no es lo que se tiene abajo en el agujero”.

III.4 MEDICIONES DE PRESIÓN DE FONDO DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

El uso simultáneo de un registrador de fondo durante la perforación bajo balance, representa una alternativa indispensable para optimizar el proceso, logrando simultáneamente perforar a la profundidad programada y evitar el daño a la formación durante la perforación.

Existen tres tipos de registradores de presión de fondo que pueden utilizarse durante la perforación; los de tipo memoria, los de pulsos y los electrónicos. Como se muestra en la tabla III.1, los de memoria, aunque limitados por temperatura, miden en condiciones de flujo de líquido y gas. Por otro lado, los de pulso están limitados por la compresibilidad del gas y los electrónicos por la resistividad de la formación. Dado que en la perforación bajo balance comúnmente existe flujo simultáneo de líquido y gas, el registro de presión de fondo durante la perforación bajo balance esta restringido al sensor de memoria con la desventaja de que la información de presión no se obtiene en tiempo real.

Sensor para pbb	Líquido	Líquido-Gas	Tiempo Real	Limitación
Memoria	SI	SI	NO	Temperatura
Pulsos (PWD)	SI	NO	SI	Gas
Electromagnético (EM-PWD)	SI	SI	SI	Res. Y Prof.

Tabla III.1 Características de registradores de presión de fondo.

Para la perforación bajo balance es necesario utilizar equipo adicional al utilizado en la perforación convencional. Este equipo consiste principalmente en un preventor rotatorio, un árbol de estrangulación adicional, un separador de fluidos de tres o cuatro etapas, un sistema de adquisición de datos y unidades de inyección de nitrógeno. Obviamente, este equipo adicional incrementa el costo de la perforación en un rango de 20 a 40 por ciento. Es claro entonces comprender que una vez tomada la decisión de utilizar el equipo de perforación bajo balance debe cumplirse primariamente con el objetivo de evitar el daño a la formación y secundariamente con minimizar problemas durante la perforación. Esto para compensar el costo adicional de la perforación con el incremento de productividad de un pozo sin daño.

Para evitar el daño a la formación durante la perforación es necesario lograr condiciones de bajo balance antes de iniciar a perforar la zona de interés. Es decir, la presión de fondo del pozo, causada por las pérdidas de presión por hidrostática, fricción y aceleración de los fluidos del sistema hidráulico más la presión en el estrangulador ($P_{FP}=P_H+P_F+P_A+P_{est}$), debe ser menor que la presión del yacimiento durante el proceso de perforación. La figura III.1 Muestra las condiciones ideales de bajo balance durante la perforación.

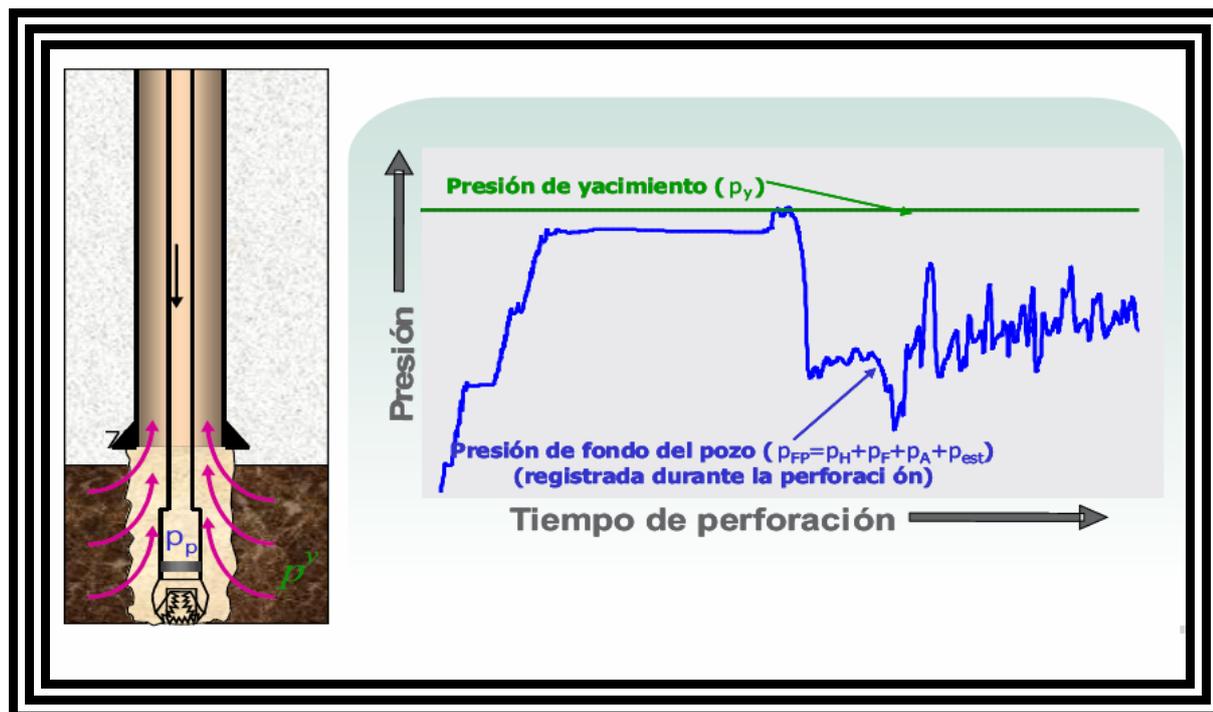


Figura III.1 Condiciones ideales para la condición bajo balance.

Se deben perforar pozos ubicados estratégicamente en posiciones estructurales cercanas a los mejores pozos productores para incrementar la producción (de gas o aceite). Se debe evaluar si el contacto agua/aceite es un factor limitante, de ser así, se debe perforar bajo balance efectuando pruebas de producción intercaladas durante la perforación hasta obtener la producción estimada. Con este panorama se puede representar una curva de aprendizaje que permita lograr los beneficios de utilizar la ingeniería, el equipo de perforación bajo balance y el registrador de presión de fondo, en forma multidisciplinaria.

El registrador de presión tipo memoria se instalará en la sarta de perforación unos metros por arriba de la barrena y se lleva un registro cronológico a detalle de todos los eventos que se presentarán en la superficie, tales como: conexiones, gastos de inyección, ROP, volumen de presas, entre otros. El comparar el registro de los eventos de superficie con los valores de presión registrados con el sensor de fondo, facilitará la interpretación del registro de presión y el hallazgo de los fenómenos que causaban el comportamiento de la presión de fondo.

Basándose en una buena caracterización del yacimiento, se puede saber qué valor promedio tiene la presión del mismo. Por lo tanto apoyados en simulaciones realizados con algunos de los softwares comerciales, se puede perforar los pozos con distintos tipos de fluidos de perforación combinados con la inyección de nitrógeno, con el propósito de causar condiciones de bajo balance desde el inicio de la perforación. La figura III.2 muestra un ejemplo fallido de un pozo en el cual se buscaba la condición bajo balance.

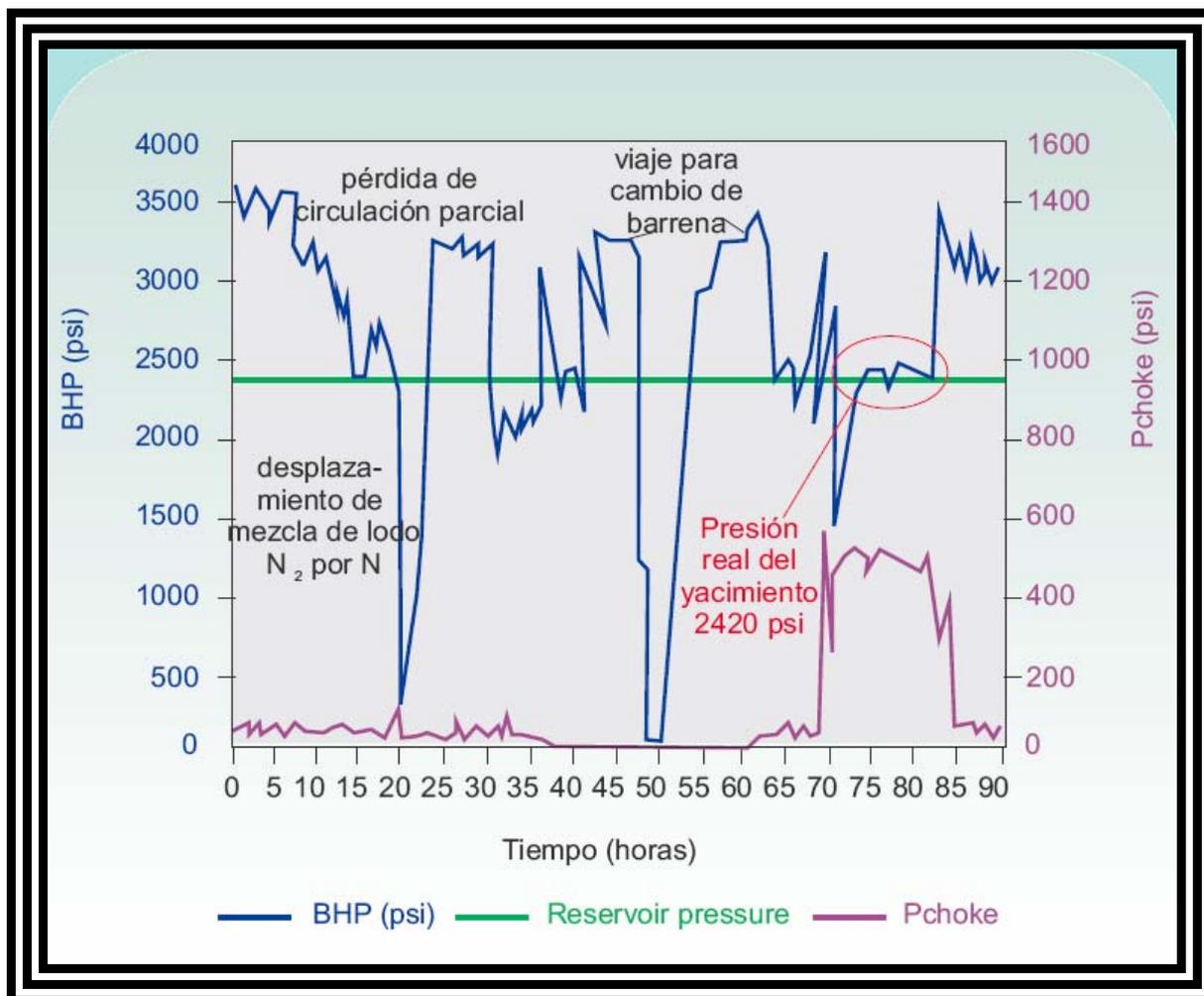


Figura III.2 Pozo perforado bajo balance de forma fallida.

Como puede observarse en la figura III.2, no obstante se inyectó nitrógeno y fluido de perforación a gastos programados, en contraste con las condiciones de bajo balance.

Cabe mencionar que en la gráfica se aprecia un cierre de pozo por cambio de barrena y al cabo de unas horas se igualaron las presiones, tanto del fondo como la del yacimiento y se pudo calcular la presión real del mismo.

Conociendo el valor de la presión de fondo registrada por el sensor en condiciones estáticas y durante la circulación de algún fluido (condiciones dinámicas), así como la presión en el estrangulador, un simple despeje algebraico nos permite conocer las caídas de presión por fricción en el sistema y determinar si el diseño de la sarta de perforación es el adecuado o no. En la perforación bajo balance el sistema hidráulico de circulación esta compuesta por dos o más fases (fluidos del yacimiento, fluido de perforación y nitrógeno), esto genera que se presenten diferentes patrones de flujo a lo largo del sistema de circulación. Como se muestra en la figura III.3, debido a la compresibilidad de la fase gaseosa, en el fondo del pozo el patrón de flujo es tipo burbuja dispersa, a medida que los fluidos ascienden en el espacio anular, el gas se expande y los patrones de flujo cambian a burbuja, tapón, caótico y anular al llegar a la superficie.

El cálculo de esta expansión de gas es extremadamente complejo y se requiere un software que maneje flujo multifásico.

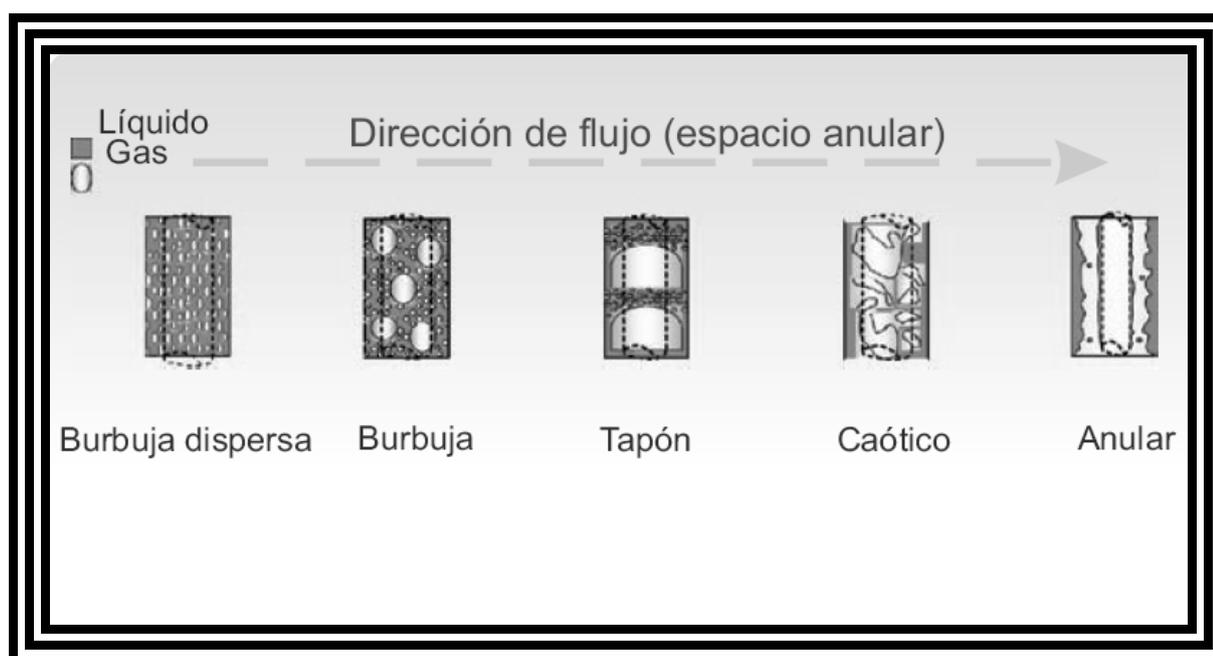


Figura III.3 Patrones de flujo

Hay ocasiones que no obstante la inyección de nitrógeno y el uso de equipo bajo balance durante la perforación, no se alcanzan las condiciones bajo balance. Este hecho, además de no lograr el objetivo de evitar el daño a la formación, provoca realizar operaciones adicionales (viajes adicionales, toma de registros e inyección de nitrógeno a altos gastos, entre otras), lo cual representa ahorros potenciales en tiempo y los costos respectivos de las operaciones descritas.

Cuando se hace una comparación del registro de eventos de superficie con los valores de la presión de fondo, se puede observar que después de cada conexión, al reiniciar la circulación se puede ver altos picos de presión. Esto es causado por la secuencia operativa de la conexión. La corrección para disminuir esta fluctuación de presión es simple, se invierten los pasos operativos para llevar a cabo la conexión, es decir, se suspende primariamente la inyección de fluido de perforación y se continua desplazando con nitrógeno, posteriormente; se desfoga el nitrógeno y se realiza la conexión.

Realizando este tipo de acciones correctivas, se puede lograr llegar a las condiciones de bajo balance ya que en la figura III.2 únicamente durante la operación del viaje se generaron condiciones sobre balance. En este pozo la inyección simultánea de nitrógeno y fluido de perforación, con los gastos adecuados, permitió generar condiciones bajo balance durante la perforación y realizar dos pruebas de producción durante la misma. Adicionalmente, manipulando la presión del estrangulador, se logró perforar utilizando la propia energía del yacimiento, optimizando la inyección de nitrógeno.

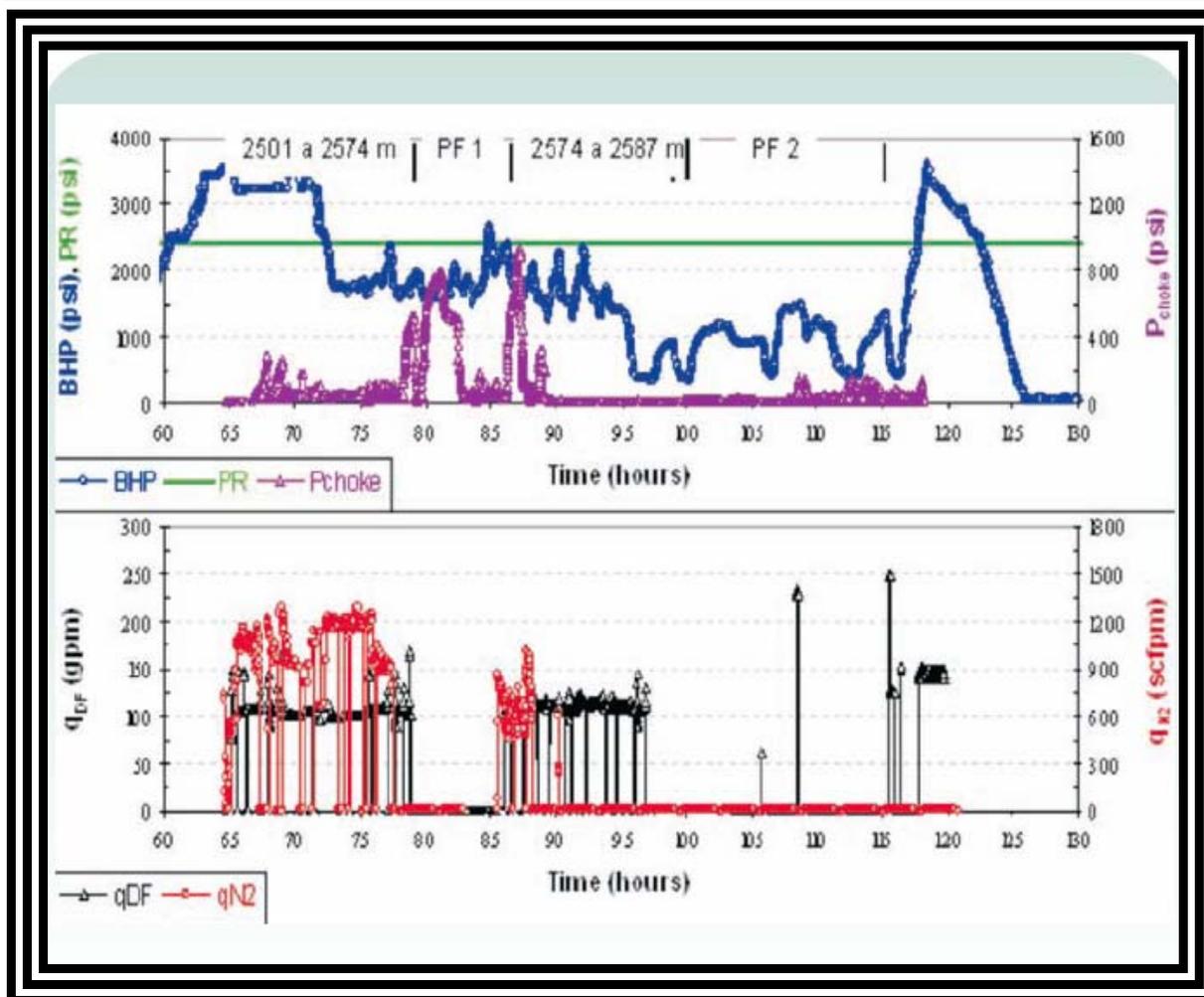


Figura III.4 Pozo perforado bajo balance exitosamente.

Por último el objetivo común de estas mediciones es evitar el daño a la formación y perforar el pozo a la profundidad programada.

El uso de sensores de presión de fondo durante la perforación bajo balance, permite lograr simultáneamente prevenir el daño a la formación y perforar el pozo a la profundidad planeada en tiempo y costo.

Mediciones de presión de fondo muestran que pozos perforados utilizando la tecnología de bajo balance con inyección de nitrógeno son potencialmente dañados, debido a las condiciones sobre balance presentes durante la perforación.

El incremento de costo causado por el uso del equipo de perforación bajo balance es nada comparado con los beneficios obtenidos después de perforar un pozo sin daño.

III.5 PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE.

Los siguientes son algunos de los muchos problemas que se pueden solucionar cuando se está perforando bajo balance.

1. Velocidad de Penetración Lento en Rocas Duras.

La velocidad de perforación en sedimentos aumenta conforme la presión diferencial entre el pozo y la presión de poro en la roca disminuye.

2. Velocidad de Penetración en Pozos Desviados.

Perforar es un trabajo duro, “recargarse” en la formación durante la perforación, da lugar a bajas velocidades de penetración, esto, debido a que en la barrena es necesario un bajo peso para el efecto de péndulo y mantener el pozo recto. Una reducción en la presión diferencial permite una velocidad de penetración más alta en el peso ligero de la barrena. El martillo de aire, requiere un peso muy pequeño en la barrena y proporciona una velocidad de penetración espectacular y también permite que el pozo se mantenga recto.

3. Pérdidas de Circulación.

El líquido con el que se perfora se pierde en la formación porque la presión ejercida por la columna del líquido es mayor que la presión de fractura de formación, o de la fractura, o de los vórgulos, o los canales abiertos a la formación. La solución obvia es reducir el peso de la columna de lodo en lugar de intentar tapar las fracturas y/o agujeros.

4. Formaciones Agotadas (Formaciones de Baja Presión).

El agotamiento de la presión en los yacimientos de petróleo viejos conduce a la pérdida de circulación en pozos, re-entradas y reparación de pozos nuevas. Re-entradas horizontales en formaciones agotadas se han convertido en un procedimiento común en los últimos años. En una formación de presión anormal, la pérdida de circulación y la pegadura de tubería debido a la presión diferencial deben ser esperadas. La presión debida a la columna de lodo necesita ser reducida por debajo de la presión de poro de la formación o de la presión de yacimiento para prevenir estos problemas.

5. Pegadura por Presión Diferencial.

Una reducción en la pegadura por presión diferencial es un “extra” que tiene la perforación bajo balance cuando es aplicada por alguna otra razón. Cabe mencionar que los pozos bajo balance no solamente se perforaron con el propósito de eliminar la pegadura por presión diferencial. Este problema fue tratado más a menudo con una reducción en el peso del lodo a un valor mínimo o con el uso de lodos base aceite.

6. Disponibilidad de Agua.

En el desierto o en áreas secas, los abastecimientos de agua son limitados, por eso, conviene perforar con aire, espumas o lodos aireados que combaten la pérdida de circulación.

7. Daño debido a Taponamiento Mecánico a la Garganta de Poro.

El daño por taponamiento mecánico (o reducción de la permeabilidad) en el área inmediata alrededor del pozo, es una de las mayores restricciones de la producción. El taponamiento puede estar en la superficie del pozo o internamente, es decir en la garganta del poro. Son varios métodos para evitar este problema.

- a. Fluidos de perforación libres de sólidos.
- b. No invasión de los productos del enjarre.
- c. Perforación bajo balance

La perforación bajo balance evita que el flujo entre al yacimiento, lo que nos disminuye notablemente el taponamiento mecánico en la cara del pozo.

Una solución prometedora es emplear dos o más métodos antes mencionados. Todo esto representa algunos problemas aunados con todas las ventajas que se han mencionado.

Es imposible tener un fluido para perforar completamente libre de sólidos, aunque sí es posible mantenerlo bastante limpio para limitar el daño al pozo. Los productos que evitan la filtración a la formación pueden causar problemas en las operaciones de terminación. Y es difícil mantener el aceite producido de emulsionar el lodo para poderlo separar y vender.

8. Daño debido a la Hidratación de Lutita.

Las formaciones “sucias” que contienen elementos de lutitas o arcillas son otro de los principales factores de daño al pozo o formación. Existen algunos métodos para tratar de solucionar este problema

- A. Perforación bajo balance.
- B. Un lodo inhibidor o fluidos de circulación.
- C. Fluidos especiales en la perforación.

En este caso una combinación de los métodos será lo mejor. Los principales problemas son que los lodos inhibidores pueden causar problemas de daño de tipo mecánico, y los fluidos especiales en la perforación sean caros en cuanto a costo de producción y tiempo.

9. Sensibilidad del líquido del Yacimiento.

Algunos, o quizá todos los yacimientos, son sensibles a la invasión de fluidos. Una de las razones obvias es que no se debe penetrar a la formación con el fluido de perforación o terminación, o limitar la penetración de los fluidos incluso con fluidos no perjudiciales.

10. Yacimientos Fracturados con Producción por Medio de las Fracturas.

En yacimientos fracturados, el equilibrio entre la columna del lodo y la presión del líquido en el sistema de la fractura, se describe de una mejor manera como la perforación con la presión balanceada o en equilibrio (Joseph, 1995). Las técnicas sísmicas y de registros modernas están demostrando que hay más yacimientos produciendo por las fracturas de los que se creían previamente.

IV. VENTAJAS Y DESVENTAJAS CON MÉTODOS CONVENCIONALES.

IV.1 BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

El candidato para perforar bien bajo balance debe resolver algunos criterios simples de la evaluación. Puesto que un nuevo proyecto bajo balance que perfora puede implicar costo adicional y/o el riesgo adicional, allí necesita ser razón por lo menos una económica y técnica firme de cambiar del programa que perfora convencional. No es realista asumir que si un nuevo proyecto resuelve los criterios de la evaluación, será un éxito técnico o financiero. Todavía hay el fenómeno de la curva que aprende. La evaluación de un solo pozo, del candidato, obviamente no se puede determinar si la perforación bajo balance es la correcta o no. El éxito que mide, sin embargo, requiere una visión más estadística proporcionada evaluando varios pozos (Surewaard en 1995).

El perforar bajo balance puede ayudar a resolver problemas de costos durante la perforación o problemas de daño de la terminación.

Hay que considerar problemas importantes cuando la presión de la columna de fluido contra la formación se reduce. La mayoría de los procedimientos de perforación utilizan la presión de la columna hidrostática como un sello contra las manifestaciones del pozo o en contra de brotes imprevistos, también para lutitas geopresionadas, para formaciones rotas o fracturadas y en general, a la inestabilidad durante la perforación debido a los esfuerzos tectónicos.

La tecnología que se encarga de proteger al yacimiento todavía se está desarrollando, pero la literatura y la experiencia de campo muestra que la perforación bajo balance y las terminaciones usando alguna de estas tecnologías, no solucionarán todos los problemas de la baja producción. La perforación bajo balance no es una técnica que eleve la producción o una panacea para todos los problemas.

Si un yacimiento no produce sin fracturar, probablemente no sea un candidato para ser perforado bajo balance.

Los nuevos proyectos de la perforación bajo balance se aplica a menudo en pozos donde la probabilidad de éxito es muy pequeña, y por lo tanto es pequeño el riesgo de dañar al yacimiento o de incurrir en costos extraordinarios.

Lo que sigue, es solamente un proceso de investigación parcial para perforar un pozo candidato. Si aparecen cualesquiera de estas condiciones, los pozos no deben estar considerados para perforar bajo balance. Sin embargo, muy poco es absoluto y las condiciones y las prácticas locales pueden modificar este proceso.

NO PERFORAR BAJO BALANCE, SI:

1. **Existen formaciones débiles propensas a derrumbarse.** Las formaciones débiles se derrumbarán a menos que sean apoyadas por una columna de lodo. El trabajo inicial que se realizó en el Golfo de México, indicó que se derrumbaría la capa del Mioceno cuando se perforaba bajo balance cerca de las 600 psi. Otras formaciones tienen otros límites. En la literatura actual se menciona sobre este problema, pero se dan pocos datos específicos. Lo que es claro, en la experiencia y reconocimiento de las autoridades, es que el derrumbamiento de los pozos no siguen reglas simples y no son comunes. El límite de la perforación bajo balance, es cuando tenemos una presión diferencial mínima.
2. **Formaciones fracturadas con echado.** Se podrá perforar siempre y cuando se cuente con el apoyo de una columna de lodo.
3. **Capas gruesas de carbón.** Las capas de carbón en los Estados Unidos y el occidente de Canadá se fracturan debido al movimiento tectónico y son a menudo muy inestables, inmediatamente se derrumban. Esto no es necesariamente cierto para todas las formaciones de carbón, solamente es común en el oeste de los Estados Unidos.
4. **Arcillas o lutitas geopresionadas.** Éstas representan una “receta para el desastre. No siempre es evidente que una arcilla es sensible a la presión. La arcilla de Mancos en Colorado y sus equivalentes, de Pierre en Montana, y la de San Juan de la Fortaleza, en Alberta, Canadá estarán sólidas solamente contra reducción de presión por cinco a siete días. Después de este tiempo comenzarán a derrumbarse hacia el pozo. En todos los casos con arcillas, el uso de un volumen pequeño de agua, incluso el perforar con niebla agrava el problema. Sin embargo, algunos de los agentes nuevos pueden estabilizar a las arcillas durante un periodo más largo de tiempo.
5. **Secciones gruesas de arcillas.** En general las capas gruesas de arcillas causan problemas en la perforación bajo balance. Se derrumban dentro del agujero. Esto debido probablemente a que en una sección de arcilla gruesa, existen elementos que son geopresurizados o sensibles al agua. En todos los casos el uso de un volumen mínimo de agua, agrava el problema. Estas formaciones deben ser cubiertas por las tuberías de revestimiento antes de seguir perforando.
6. **Camas delgadas de sal.** La sal fluirá hacia el punto de menos presión. En la perforación bajo balance, ese punto será el pozo. Sin embargo hay algunos informes anecdóticos que se perforan exitosamente zonas de sal con aire.

COSTOSO EL PERFORAR BAJOBALANCE, SI:

7. **Flujos de agua a alta presión (Flujo artesiano).** Este tipo de flujos hace de la perforación bajo balance una técnica difícil pero sobre todo costosa. Es posible, pero muy costoso el perforar bajo balance con aire, niebla, espumas o lodo aireado en presencia de un flujo artesiano de agua.
8. **H₂S.** Nos plantea un problema especial en la perforación bajo balance pero puede ser controlado con los sistemas cerrados nuevamente de desarrollo.

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

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

- 1) **REDUCCIÓN EN EL DAÑO A LA FORMACIÓN.** Muchas formaciones tienden a ser susceptibles a una variedad de daño durante las operaciones de perforación sobre balance, pero que una modalidad bajo balance prácticamente son evitados en su totalidad, tales como:
 - Migración de arcillas in situ, causada por las altas velocidades de admisión de fluidos en situaciones de alta presión sobre balance.
 - Invasión de los sólidos (artificiales o naturales) presentes en el sistema de fluido de perforación hacia la matriz de la formación; en la condición bajo balance se espera que el diseño del sistema no incluya tales sólidos.
 - El diseño y formación de un filtrado de lodo (sellador de muy baja permeabilidad) que inhiba a la invasión profunda es muy difícil si no existe un buen conocimiento de la distribución del tamaño del poro en la formación; con la perforación bajo balance se elimina la necesidad de contar con un enjarre, debido al influjo de la zona productora hacia el agujero.
 - Las zonas de alta permeabilidad presentan una gran probabilidad de pérdida severa de fluido (macro fracturas, vórgulos interconectados, arenas de alta permeabilidad o carbonatos cristalinos).
 - Susceptibilidad al entrapamiento de fases una vez que ha ocurrido la invasión dentro de la formación, lo cual reduce la capacidad productiva de la región cercana al agujero, debido a los efectos adversos sobre la permeabilidad efectiva.

- Posibles reacciones adversas entre el filtrado y la formación (arcillas hinchadas, disolución de la formación, absorción química, alteraciones en la mojabilidad de la roca, etc.)
 - Reacciones potencialmente adversas entre el filtrado y los fluidos in situ (emulsiones, precipitaciones e incrustaciones).
- 2) **AUMENTO EN LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN.** Muchas operaciones de perforación bajo balance resultan en velocidades de penetración (ROP) significativamente mayores que en las condiciones sobre balance. El beneficio más tangible es la reducción de los tiempos de perforación (sobre todo en secciones horizontales), la extensión de la vida activa de la barrena y la reducción de los mismos costos de perforación.
- 3) **INDICACIÓN TEMPRANA DE LA ZONA DE INTERÉS.** Ya que la presión hidrostática de un sistema de fluido circulante en una verdadera operación bajo balance es menor que la presión de formación, debería ocurrir un flujo de retorno neto (fluido de perforación junto con aceite, gas y/o agua). El monitoreo apropiado del flujo de retorno en la superficie puede proveer una buena indicación en las zonas potencialmente productoras del yacimiento así como actuar como una ayuda valiosa en el direccionamiento del pozo (si es una ampliación horizontal). La producción significativa de hidrocarburos líquidos (ya que el gas natural es usualmente quemado) durante la operación de perforación puede proveer un ingreso temprano de efectivo, para así poder diferir parcialmente algunos de los costos adicionales asociados con la operación bajo balance.
- 4) **MEDICIÓN DE PARÁMETROS MIENTRAS SE PERFORA.** Una de las mayores desventajas que se presentaba en las operaciones bajo balance del pasado era la ineficacia para realizar mediciones mientras se perforaba (MWD) y para direccional al pozo, ya que se utilizaban sistemas de fluidos que contenían algún tipo de gas. Sólo en el caso de que el diseño comprendía una configuración de tubería parásita o concéntrica, esto no representaba problema alguno, ya que el pulso generado por las herramientas MWD sí puede viajar a través de una columna totalmente líquida.

Ahora el desarrollo de las herramientas de telemetría electromagnética (EMT) ha hecho posible el transmitir directamente la información desde el fondo del agujero hasta la superficie mientras se perfora, aún en la modalidad bajo balance. Los rangos de profundidad y temperatura, junto con algunas restricciones debidas al tipo de formación

que se esté penetrando, siguen limitando a la eficiencia actual de las herramientas EMT en los pozos más profundos, pero se espera que el rápido avance de la tecnología logre superar tales restricciones. Como opción también se ha utilizado exitosamente a la tubería flexible para los propósitos MWD en la perforación bajo balance, ya que integra una línea de acero en su interior, sustituyendo a los pulsos mecánicos con eléctricos.

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

- **DRILL STEM TEST (sobre balance).** La filtración excesiva o invasión total de lodo puede desenmascarar la identificación de una formación potencialmente almacenada de hidrocarburos, mellando su capacidad productora. Debido a tal fenómeno, muchas formaciones han sido pasadas por alto por la inhabilidad de obtener una prueba de producción viable y útil durante el proceso de perforación.

El intentar probar una zona potencial con una DST, después de perforar sobre balance, resulta seguidamente ineficaz, ya que el daño puede ocurrir durante el tiempo que se requiere para posicionar a la herramienta en el agujero descubierto y completar tal prueba. Incluso, muchas veces la DST tomará varios días sólo para acondicionar al agujero, colocar las herramientas en el intervalo y probar, así como recuperar las herramientas. El amplio espectro de datos adquiridos durante la DST no es procesado hasta varios días después, debido al proceso convencional de adquisición e integración de la información. En adición, se corre el peligro de que el yacimiento pueda no haber sido penetrado enteramente, lo que arroja un potencial no representativo.

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

- **PERFORACIÓN FLUYENTE (bajo balance).** Mientras se perforan formaciones almacenadas de hidrocarburos con la modalidad bajo balance, los fluidos del yacimiento fluyen hacia el agujero, por lo que la capacidad productora del intervalo puede ser conocida inmediatamente. Cabe destacar que lo anterior no puede cumplirse sin la pre-planeación adecuada y el equipo especializado.

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

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

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

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

El costo incremental de proveer un flujo bajo balance vs. Una DST es generalmente en ambos procesos cuando se considera el valor del conocimiento inmediato, salvo si se toma en cuenta que el flujo.

- 6) **REGISTROS PARA SOBRE BALANCE EN AGUJERO DESCUBIERTO.** La industria petrolera está estructurada de tal forma que los servicios de evaluación geológica y los registros con línea de acero sean diseñados par su uso en agujeros saturados completamente con lodo de perforación convencional. Virtualmente, cualquier aspecto de la litología, características de la formación y el agujero pueden ser medidos y almacenados

en línea mientras se registra, teniendo un soporte básico para los de tipo resistivo y de densidad/porosidad.

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

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

- 7) **REGISTROS PARA BAJO BALANCE EN AGUJERO DESCUBIERTO.** El perforar un pozo en bajo balance con la expectativa de obtener registros con línea de acero de forma convencional presenta ciertos obstáculos. El más significativo de éstos es la falta de un fluido correcto dentro del agujero para permitir la toma deseada de registros; los pozos terrestres perforados en bajo balance generalmente lo son con fluidos gasificados, espuma estable o niebla.

Los registros convencionales de línea de acero en agujero descubierto están limitados a los aspectos de resistividad lateral dual, rayos gamma y de densidad, siendo el mismo caso para la modalidad sobre balance. Sin embargo, el riesgo de pegadura de la herramienta es reducido en gran medida (prácticamente no existe), ya que la caída de presión es hacia el agujero en vez de hacia la formación.

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

IV.2 DESVENTAJAS DE LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

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

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

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

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

MODELO DE ANÁLISIS ECONÓMICO. La única razón para emplear la tecnología de perforación bajo balance, o cualquier otra tecnología, es la de aprovechar su rentabilidad. La tecnología mal aplicada no sólo afectará a la economía del proyecto, sino también daña a la factibilidad de su uso (si es que llega a tener un futuro empleo).

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

La regla de campo ha establecido que un proyecto bajo balance puede incrementar a los costos en 125%-200% por día en base a uno convencional, pero se finalizará de una cuarta a décima parte del tiempo. De igual forma, se predice que la velocidad de penetración será incrementada de 30-300%

en zonas permeables, y de 100-200% en zonas impermeables; siendo una característica de peso dentro del esquema de perforación en México.

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

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

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

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

RENTABILIDAD DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE. Mientras se perforan formaciones almacenadoras de hidrocarburos en la modalidad de bajo balance, el fluido del yacimiento fluye desde el mismo, hacia el agujero, y la capacidad productiva de la formación puede ser conocida inmediatamente. Esto no se puede cumplir sin la pre-planeación y el equipo especializado adecuados.

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

EL beneficio de planear una perforación bajo balance y la detección del flujo de hidrocarburos de una forma controlada, ocurren ambas en tiempo real. La formación no es encubierta por los fluidos invasores, sino que le es permitida el fluir hacia el agujero.

Los fluidos producidos y los recortes son separados en la superficie, por lo que son medidos independiente y adecuadamente. Cuando se detectan a los hidrocarburos, la siguiente perforación permite que todo el potencial del yacimiento se produzca hacia le agujero. Con el equipo en el sitio de perforación, todas las pruebas, muestreo de fluidos y demás características pueden ser analizadas inmediatamente.

El costo incremental para proveer al bajo balance contra un DST es generalmente despreciable cuando se considera el valor de un conocimiento inmediato, mientras que el flujo de datos en un yacimiento intacto es usualmente dos veces mayor que aquel obtenido de los perforados convencionalmente. Es más, la perforación bajo balance en yacimientos altamente productivos puede permitir al operador el producir directamente hacia el oleoducto o gaseoducto y así incrementar un ingreso sustancial antes de que la misma perforación termine; sobre comentar que esto no es posible cuando se perfora en sobre balance.

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

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

ECONOMÍA BASADA EN EL RIESGO. Debido a lo desconocido en la economía de la perforación bajo balance, el análisis económico basado en el riesgo permitirá al administrador el tener una visión adicional del rango de costos y beneficios de tal tipo de operación.

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

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

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

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

ESTABILIDAD DEL AGUJERO. Los problemas de estabilidad del agujero han sido una preocupación inicial en la perforación bajo balance, particularmente en formaciones de poca consolidación o sumamente depresionadas.

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

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

FALLA EN LA MANUTENCIÓN DE LA CONDICIÓN BAJO BALANCE. Un factor importante en los resultados negativos de muchas operaciones de modalidad bajo balance es que tal condición no es mantenida al 100% del tiempo que dura la perforación y la terminación.

El mayor problema es que no existe depósito de algún tipo de filtrado de lodo, el cual sella la superficie de la roca alrededor del agujero, ya que la presión de la formación es mayor que la del fluido circulante (bajo el esquema bajo balance). Obviamente, esto es ventajoso con respecto al daño a la formación y la pegadura diferencial, por que virtualmente los elimina; pero la protección

de una barrera contra la invasión de fluidos y sólidos es nula en caso de que se presente una condición sobre balance (aún cuando se trate de pulsos periódicos).

Éste problema se da por el hecho de que se utilizan un sistema de fluidos de baja viscosidad y muy ligeros en la mayoría de las operaciones bajo balance. En algunas situaciones de la modalidad de bajo balance, el daño por invasión es más significativo que si se hubiese utilizado un sistema sobre balance diseñado apropiadamente, ya que la profundidad y perfil de invasión pueden ser minimizados en muchas operaciones convencionales con el buen diseño de un lodo y sus agentes de sello.

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

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

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

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

Los trabajos periódicos de control hidrostático para llevar a cabo programas convencionales de registros mediante pulsos a través del lodo, para propósitos de MWD y geodirecciónamiento,

pueden tener efectos adversos. El uso de la herramienta EMT para la MWD puede eliminar tales problemas en pozos de menos de 8000 [pies] de profundidad vertical verdadera.

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

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

La posible condición de lavado y de presión sobre balance podría manifestarse directamente en la interfase roca-barrena, que pudiese no ser detectada por los registradores de presión (colocados cerca de la barrena), ya que la presión descenderá rápidamente a como el fluido deje el área inmediata a la barrena.

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

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

De igual forma, la consideración de los regímenes de flujo dentro de la sarta de perforación es importante para predecir el comportamiento de las condiciones de presión en el pozo. El flujo tipo bache y el colgamiento de la fase líquida ocurren en la sección vertical del agujero en la mayoría de las operaciones bajo balance (si el sistema de fluido se compone de gas y líquido). Esto resulta en problemas de dimensionamiento del equipo superficial para manejar surgencias periódicas de alto gasto, comparables en magnitud con el efecto de conexión de tubería, resultando en la invasión de zonas de menor presión (depressionadas) del yacimiento.

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

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

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

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

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

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

Las formaciones mojadas por agua, en general, no imbibirán a los fluidos base aceite, e inversamente, las formaciones mojadas por aceite, no imbibirán a los fluidos base agua. De ésta forma, un entendimiento apropiado de la mojabilidad de la formación con la selección del fluido

base por un programa bajo balance puede minimizar algunos de los problemas asociados con los efectos de imbibición.

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

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

Endurecimiento: Es el resultado de pulir la superficie del agujero, causado por la acción directa de la barrena sobre la cara de la formación (particularmente severo cuando se perforan formaciones duras a bajas velocidades de penetración o con barrenas gastadas o dañadas). Generalmente consiste en partículas de la formación, que son generadas y molidas por la acción de la barrena, lo cual forma una costra delgada y arcillosa (tipo pasta) que afecta a la superficie de la misma roca.

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

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

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

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

características de gran porosidad. Las formaciones relativamente homogéneas de arenas o carbonatos, penetrados con un pozo terminado en agujero descubierto, tienden a ser las más susceptibles a éste tipo de daños. En las formaciones carbonatadas, el endurecimiento tiende a ser dominado por los constituyentes de dolomía solubles en ácido y puede ser removido mediante un ligero lavado con tubería flexible. En presencia de silicatos, generados a partir de las arenas, es más difícil de remover.

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

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

DIFICULTAD DE EJECUCIÓN Y CONTROL EN LAS ZONAS DE PERMEABILIDAD EXTREMA. Desafortunadamente, una de las aplicaciones de la tecnología bajo balance, en formaciones de muy alta permeabilidad (carbonatos macrofracturados o kársticos, arenas no consolidadas), también presente uno de los mayores retos para tal modalidad.

El control efectivo de éstas formaciones, cuando tienen un presión inicial naturalmente alta, posibilitando condiciones de presión bajo balance también relativamente alta, se vuelve problemático; además los riesgos asociados con el manejo de grandes volúmenes de fluidos producidos y las altas presiones en la superficie involucran más costos de lo normal (sobre todo en las operaciones marinas). En contraste, las mejoras en el equipo de manejo y control superficial pueden permitir que la tecnología bajo balance sea aplicable en un espectro más amplio de formaciones conforme avancen en el tiempo.

RIESGOS PROFESIONALES. La perforación bajo balance, como cualquier tecnología avanzada, necesita de una compañía fuerte (líder en su ramo) para que sea seleccionada y presente casos de

aplicaciones exitosas. Para las demás compañías, el tener tal ejemplo es importante para que se considere a la tecnología en operaciones futuras.

Por lo tanto, la selección apropiada de un yacimiento apto para perforarse bajo balance, tiene el doble de importancia para una primera operación, ya que una aplicación mal ejecutada que resulte en fracaso será descartada debido a su riesgo, en vez de proveer ventaja económica en comparación con una de modalidad sobre balance.

IV.3 PERSONAL INVOLUCRADO EN LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

El elemento humano es la pieza fundamental del proceso de perforación de pozos, sus funciones inician con el diseño del pozo a perforar, terminan con el pozo como la obra. En un departamento de perforación se ven involucrados:

- Jefe de la unidad o departamento.
- Personal de diseño.
- Personal de operación.
- Personal de servicio a pozos.
- Personal de servicios auxiliares.
- Personal de administración y finanzas.
- Personal de seguridad y protección ambiental.
- Personal técnico y obrero.

La descripción de las actividades y personal que labora en cada una de las divisiones es:

Jefatura de la Unidad Operativa: Representada por un Jefe de Unidad, el cual es el responsable directo ante la Gerencia Divisional de Perforación, de todas las actividades y operaciones realizadas en la Unidad Operativa.

ASEC (Administración de la Seguridad, Ecología y Calidad): Es la Representación que se encarga de normar en cuanto a seguridad y protección ambiental se refiere, así como administrar el equipo de protección y supervisar la calidad de las operaciones.

BOSERAP (Base Operativa de Servicio a Pozos): Es el área encargada de proporcionar el servicio a los pozos, ahí están comprendidos y administrados los suministros y requerimientos en cuanto al empleo de registros eléctricos, la línea de acero y logística de las cementaciones.

SERAP (Servicios auxiliares a Pozos): Es la representación encargada del mantenimiento mecánico, eléctrico y estructural de los equipos, de la logística de la unidad y servicios de apoyo en conexiones superficiales de control, así como el control y supervisión de las compañías de servicios orientadas a todo lo que es el mantenimiento.

Ingeniería de Diseño: Es el grupo de profesionistas encargados de la elaboración de los Programas de los Pozos, tanto de diseño como de operación, entre ellos realizan los diseños de Cementaciones, tuberías, barrenas, pruebas técnicas, etc., son responsables de elaborar los informes finales, y las estadísticas, así como de llevar el seguimiento de la perforación del pozo.

Ingeniería de Operación: Son profesionistas encargados de realizar y dirigir las operaciones, seleccionar y supervisar el personal técnico y obrero, hacer ejecutar programas y es responsable del suministro a los equipos de los materiales necesarios durante la perforación, así como de la logística y el seguimiento de la perforación de los pozos.

Administración y Finanzas: Integrados por personal de diferentes niveles, profesionistas y técnicos, avocados a las actividades administrativas de:

- La contratación, supervisión y seguimiento de recursos humanos.
- Elaboración y seguimiento del costo de la perforación.
- Seguimiento financiero de la Unidad.
- Abastecimiento, localización y adquisición de materiales.
- Elaboración y supervisión de los contratos.
- Proceso de capacitación del personal técnico y obrero.

Además de las áreas mencionadas anteriormente (pertenecientes a PEMEX) existe el personal técnico que se encarga de la operación de perforar y que se encuentra en campo, este personal es el siguiente:

Supervisor.- También conocido como coordinador o superintendente, según el nombramiento interno de la compañía, es el responsable del equipo de perforación. Generalmente esta disponible las 24 hrs. Sus conocimientos provienen de años de experiencia escalando los diversos puestos. Dirige las operaciones, puede ser el encargado de las nuevas contrataciones de obreros y participa en las negociaciones entre la compañía operadora y la contratista.

El término de “cuadrilla” de perforación se refiere al número de personas que involucra la operación de perforación de un pozo y depende del tamaño de la instalación, de la política de la empresa, del tipo de equipo de perforación (marino o terrestre) y de las operaciones programadas. Básicamente esta compuesta por:

Perforador: Son los encargados de operar el equipo (malacate, bombas de lodo, rotaria, llaves de apriete y desenrosque), llevan acabo el control sobre las condiciones de operación y los metros perforados, está a cargo de las tareas rutinarias de la perforación, controla la maquinaria de perforación, es el jefe de la cuadrilla, junto con los demás miembros de la cuadrilla hacen el trabajo directo de perforar el pozo.

Auxiliar del perforador: Es el segundo a cargo después del perforador, dada su experiencia y habilidades en ausencia del perforador lo sustituye, durante las operaciones de meter y sacar tubería del pozo asiste a los ayudantes de piso, puede manejar la consola del perforador, maneja los motores auxiliares.

Encuellador (chango): conocido como chango, torrero o enganchador, trabaja en el piso de enganche, le sigue de rango al perforador supliéndolo en su ausencia, cuando se esta sacando tubería manipula el extremo superior de las lingadas, y mientras se esta perforando es responsable de mantener las propiedades del lodo, supervisar el desempeño de las bombas y demás equipos de circulación.

Obrero de piso: Es el encargado de realizar todas las maniobras de ayudantía (es el menor rango de la cuadrilla de perforación), su labor principal es conectar y desconectar tubería durante la introducción o sacada de la misma, cuando no se “corre” tubería, se encarga del mantenimiento y limpieza del equipo, esta disponible para cualquier requerimiento o necesidad en el equipo.

Mecánico: Se encarga del mantenimiento general de todos los componentes mecánicos de la instalación, puede hacer reparaciones y arreglos menores en los motores, bombas y otras máquinas de la instalación, auxilian al control de la maquinaria de combustión interna y centrífugas (partes mecánicas y eléctricas), son los encargados de llevar el control del consumo de combustible y lubricantes.

Electricista: Mantiene y repara los sistemas de generación de energía y distribución de la instalación, puede hacer reparaciones menores en los generadores o motores eléctricos, además de inspeccionar y mantener la línea eléctrica.

Soldador: Son los que proporcionan el mantenimiento preventivo y correctivo de la parte estructural del equipo de perforación, auxiliando además en la introducción de TR's y en conexiones superficiales de control.

Ayudantes: Dependiendo del tamaño del equipo, el tipo de instalación (marina o terrestre), las políticas de la empresa y las necesidades, se podrá disponer de ayudantes para el mecánico, el soldador y el electricista, quines asistirán al titular en su labor, así como se estarán capacitando para suplirlos en su ausencia o cuando sean ascendidos.

Químico: Profesionista técnico encargado de supervisar y garantizar las propiedades reológicas del fluido de perforación. Prepara, mantiene y da tratamiento al fluido de perforación. Es responsable de la existencia adecuada de materiales necesarios para el lodo, así como del control de pegaduras de tubería durante la perforación. Reporta un análisis del lodo periódicamente (usualmente cada 12 horas en equipos marinos y cada 24 horas en terrestres) y debe reportarle al personal operativo y al responsable del equipo cualquier anomalía en el lodo.

IV.4 SEGURIDAD INDUSTRIAL E IMPACTO AMBIENTAL EN LA TECNOLOGÍA BAJO BALANCE.

En esta sección se tomará como referencia a una empresa líder mundial dentro de la industria petrolera, con el fin de conocer las normas que rigen al organismo, así como los problemas que se han presentado en algún momento y las medidas preventivas o correctivas que se realizaron en el ámbito de la ecología, todo esto con el fin de explotar los yacimientos con responsabilidad y con respeto hacia la naturaleza, comunidades y entorno que rodean a un yacimiento o campo petrolero.

La empresa en cuestión será Petróleos Mexicanos ya que es una de las empresas mas importantes a nivel mundial y es la empresa más importante de este país.

Petróleos mexicanos es la quinta empresa petrolera del mundo. Es la única responsable del desarrollo de los recursos de hidrocarburos de México, los cuales se ubican entre las diez primeras reservas de petróleo crudo del mundo.² Por medio de un ente corporativo, de cuatro organismos

subsidiarios y de sus empresas filiales, Pemex también produce y distribuye en el país productos refinados del petróleo y productos petroquímicos, y mantiene relaciones comerciales con todo el mundo.

El corporativo es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción.

Pemex Exploración y Producción (PEP) explora y desarrolla las reservas de petróleo crudo y gas natural de México, localizadas principalmente en las regiones noreste y sureste del país, y costa afuera en el Golfo de México.

Pemex Refinación (PR) transforma el petróleo crudo en gasolina, turbosina, diesel, combustóleo y gas licuado. También distribuye y comercializa la mayoría de estos productos en el territorio nacional.

Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) procesa gas natural y líquidos del gas natural; transporta, distribuye y comercializa gas natural y gas licuado en el territorio nacional, y produce y comercializa varios productos petroquímicos básicos.

Pemex Petroquímica (PPQ), por medio de sus empresas filiales, elabora y comercializa una variedad de productos petroquímicos que incluyen derivados del metano y del etano, como amoníaco, metanol y polietilenos, así como otras olefinas y aromáticos.

PMI Comercio Internacional, empresa filial de Pemex, proporciona servicios de comercio exterior, distribución y otros relacionados a los cuatro organismos subsidiarios de Pemex y a una creciente lista de clientes independientes.

El Instituto Mexicano del Petróleo proporciona a Pemex apoyo tecnológico y de investigación, tanto en la extracción de hidrocarburos como en la elaboración de productos petrolíferos y petroquímicos.

En 1995 y 1996 petróleos mexicanos sufrió una serie de accidentes graves. La magnitud de esos hechos movió a la empresa a reflexionar sobre las prácticas de seguridad y protección ambiental y a llevar a cabo una exhaustiva evaluación en la que se identificaron las fortalezas y debilidades en la administración de estos aspectos, que, por primera vez en la historia de Pemex, fueron llevados al

más alto nivel en la estructura organizacional mediante la creación de la Dirección Corporativa de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (inicialmente de Sistemas de Seguridad Industrial).

Esta instancia fue creada con el propósito de concebir e implantar los sistemas de administración que permitieran tener operaciones más seguras y más respetuosas del medio ambiente, incorporando las mejores prácticas conocidas.

Como resultado de lo anterior se estableció una estrategia en este campo: enfocarse en el corto plazo al cumplimiento normativo, a la administración de los riesgos y al desarrollo interno, y en el largo plazo, a buscar la competitividad económica y el desarrollo sustentable. El programa estratégico comenzó por definir, en mayo de 1998, la política de seguridad y protección ambiental, a partir de la cual se construyó un moderno sistema de administración, el Sistema Integral de Administración de la Seguridad Industrial y la Protección Ambiental (SIASPA), que es la herramienta que permite implantar esa política y asegurar su cumplimiento.

La política se compone de una visión general y de once principios rectores que definen los objetivos que la empresa deberá alcanzar.

El buen desempeño de Pemex en seguridad industrial y protección ambiental debe ser motivo de orgullo para sus trabajadores y empleados en particular, y para todos los mexicanos en general. Pemex desarrollará sus actividades para hacer compatibles sus objetivos económicos con los de la seguridad de sus empleados e instalaciones y la protección del medio ambiente.

La seguridad industrial y la protección ambiental son responsabilidad de todos los trabajadores y empleados de Pemex. La dirección pugnará porque se mantenga una conciencia sobre estos aspectos y se integren como parte de la cultura de la institución.

En el esfuerzo para alcanzar el éxito, la administración de la seguridad industrial y la protección ambiental es un componente medular, ya que su aplicación efectiva produce valor económico, asegura la productividad del personal y los activos de PEMEX y consolida la armonía con las comunidades y los diversos segmentos de la sociedad relacionados con la empresa.

Pemex deberá ser líder nacional en todos los aspectos relativos a la seguridad industrial y protección ambiental. El mínimo nivel de desempeño aceptable es el cumplimiento cabal de todos los requerimientos legales y normativos. Sin embargo, Pemex deberá ir más allá del simple

cumplimiento normativo utilizando las buenas prácticas administrativas de la industria global en la materia.

SALUD OCUPACIONAL. Los servicios médicos de petróleos mexicanos tienen a su cargo la prevención, el mantenimiento y la restauración de la salud de los trabajadores. Se pretende proteger su salud presente y futura con la identificación, la evaluación y el control de los riesgos, mediante una gestión de la salud de los trabajadores apoyada en cuatro actividades:

1. **El análisis de la aptitud** para el trabajo, que busca asignar los puestos de trabajo de acuerdo con las capacidades de las personas, teniendo en cuenta las condiciones mismas del trabajo y el estado de salud de los trabajadores.
2. **La higiene industrial**, que busca minimizar los riesgos ocupacionales por medio de equipos de protección personal y prácticas responsables de trabajo.
3. **La vigilancia médica**, que permite tener un monitoreo del estado de salud de las personas para prevenir y detectar la ocurrencia de enfermedades.
4. **El tratamiento adecuado** de enfermedades y lesiones, en caso de afección o de accidentes.

SEGURIDAD INDUSTRIAL. Petróleos Mexicanos ha incorporado la seguridad industrial como parte esencial de su política empresarial. Se ha comprometido, por medio de su política de seguridad y protección ambiental, a administrar los riesgos inherentes a sus actividades para proteger la seguridad de sus empleados, de sus instalaciones y de las comunidades cercanas a sus centros de trabajo.

Las acciones derivadas de los sistemas de administración de la seguridad adoptados en Pemex han permitido ejercer un control más estricto, disminuyendo los accidentes y logrando operaciones más seguras. Asimismo, desde 1998 se ha fortalecido el sistema de información de accidentes, lo que permite un mejor seguimiento del comportamiento de los índices de accidentalidad.

En el periodo 1994-1999,3 el índice de frecuencia (véase glosario) de accidentes ha disminuido 77% y el índice de gravedad de los mismos se redujo 57%. Pemex registró en 1999 las mayores disminuciones anuales de ambos índices desde 1994: con respecto a 1998 los índices de frecuencia y gravedad bajaron 49 y 44%, respectivamente. En promedio, durante el año ocurrió un accidente

incapacitante por cada 724 000 horas laboradas, aproximadamente. No obstante, en 1999 diez trabajadores petroleros perdieron la vida en accidentes de trabajo. Esta pérdida irreparable para sus familias y para Pemex nos obliga a tener un mejor desempeño en el futuro.

Pemex Exploración y Producción. No obstante que es uno de los dos organismos subsidiarios más grandes en términos de horas laboradas, en 1999 PEP logró la mayor disminución del índice de frecuencia de accidentes con respecto al año anterior: 62%. Las horas perdidas por accidentes incapacitantes también registraron un importante descenso, en este caso de 59%.

Pemex Refinación. Junto con PEP, PR es el organismo que acumula el mayor número de horas trabajadas. La disminución de su índice de frecuencia con respecto a 1998 fue de 44%. Es notable que, desde 1994, PR ha venido reduciendo cada año la frecuencia de accidentes. En cuanto al número de días perdidos por accidentes incapacitantes, el índice de gravedad se redujo en una cuarta parte de 1998 a 1999.

Pemex Gas y Petroquímica Básica. PGPB es el organismo que logró los índices de frecuencia y gravedad más bajos en 1999. La reducción con respecto a 1998 de los días perdidos por accidentes incapacitantes fue la más significativa en Pemex: 64%. Es muy satisfactoria la importante disminución en cerca de 90% de ambos índices en los últimos tres años.

Pemex Petroquímica. El comportamiento del índice de gravedad de PPQ ha sido estable en los últimos tres años; con respecto a 1998 no presentó cambios. Empero, la frecuencia de accidentes ha presentado variaciones más importantes: en 1998 bajó 35%, mientras que en 1999 aumentó 22%.

Pemex Corporativo. A pesar de no realizar actividades industriales, el personal del corporativo también se ve expuesto a accidentes. Aun así, en 1999 los índices de frecuencia y gravedad del corporativo fueron los más bajos desde 1994.

EMISIONES Y DESCARGAS TOTALES. Las actividades propias de la industria petrolera conllevan efectos ambientales indeseables a lo largo de la producción, el procesamiento, el almacenamiento y la distribución de hidrocarburos y productos petroquímicos. Estos efectos se manifiestan como emisiones al aire, descargas al agua, generación de residuos peligrosos y derrames de hidrocarburos.

Petróleos Mexicanos ha dedicado un esfuerzo muy importante al desarrollo y a la implantación de un sistema de información ambiental. Así, desde 1997, se ha venido registrando un conjunto de indicadores previamente acordados entre los cuatro organismos subsidiarios y el corporativo. La consolidación de este sistema de información permitirá eliminar los vacíos de información existentes que se mencionan en las secciones subsecuentes y en las notas metodológicas, al final del documento.

Las emisiones al aire comprenden los principales compuestos producto de la combustión y la evaporación de hidrocarburos, así como de la combustión de corrientes con azufre. De esta manera, los compuestos reportados son los óxidos de azufre (SO_x), los óxidos de nitrógeno (NO_x), las partículas suspendidas totales (PST) y los compuestos orgánicos volátiles totales (COVT).

Las descargas al agua incluidas en la figura IV.1 se refieren a los compuestos sujetos a control por parte de la autoridad ambiental que se encuentran presentes en las corrientes de agua como resultado de la utilización del líquido en el procesamiento de hidrocarburos y petroquímicos. Se identifican tres parámetros principales: grasas y aceites (G y A), sólidos suspendidos totales (SST) y nitrógeno total (Ntot). Se registra un cuarto parámetro que incluye otros compuestos tales como sulfuros, fenoles y metales pesados (Otros).

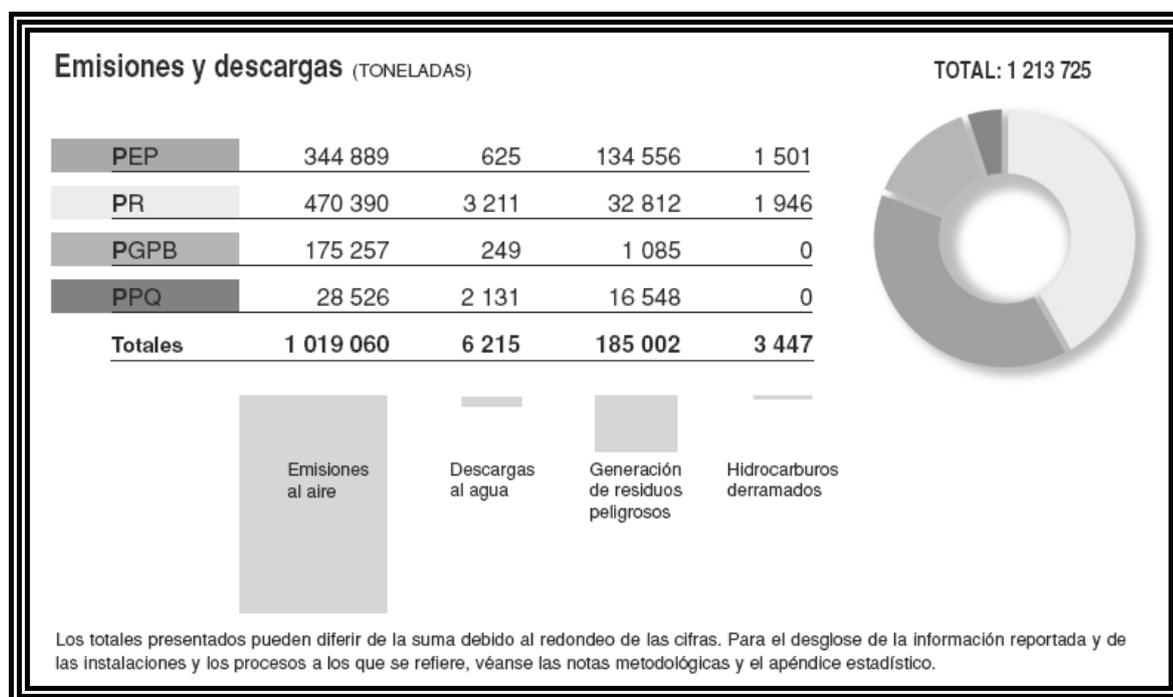


Figura IV.1 Emisiones y descargas totales

En materia de residuos, se registra la generación de aquellos que son considerados peligrosos por la legislación nacional. Se consignan igualmente los derrames de hidrocarburos ocurridos en el mar y en tierra.

La liberación de contaminantes al medio ambiente está en función de la naturaleza y de los niveles de actividad de las diferentes áreas operativas. A fin de establecer índices que permitan la comparación periódica, se ha establecido que las emisiones y descargas de PEP se refieran a la producción de crudo y gas; las de PR al proceso de crudo en refinerías; las de PGPB a la producción de hidrocarburos en ese organismo y las de PPQ a la producción de petroquímicos.

EMISIONES AL AIRE. Las emisiones al aire constituyen 84% de las emisiones y descargas totales. Cerca de 70% de las emisiones al aire se refieren a SO_x, mientras que casi 20% son COVT.

El 32% de los SO_x se originan en las instalaciones marinas de PEP, principalmente en los quemadores. En el periodo enero–diciembre de 1999, la cantidad de gas enviado a quemadores por las instalaciones marinas disminuyó 46%.

Aproximadamente 23% de los SO_x fueron emitidos por las plantas endulzadoras y de recuperación de azufre de los centros procesadores de gas (CPG). Durante 1999 la relación semestral entre las emisiones de SO_x y la producción de los CPG de Nuevo Pemex y Ciudad Pemex disminuyó 21 y 17%, respectivamente.

El 25% de las emisiones de SO_x se originaron en los calentadores y calderas de las refinerías debido al uso de combustóleo.

Cerca de 70% de las emisiones de SO_x se liberaron por las instalaciones de PEMEX en el sureste del país, de las cuales 45% corresponde a instalaciones costa afuera.

El 91% de las emisiones de COVT proviene de la evaporación de hidrocarburos, mientras que 9% se refiere a hidrocarburos liberados por procesos de combustión parciales.

Las refinerías, con 87% del total, son la principal fuente de las emisiones por evaporación registradas. Esta evaporación se da principalmente en los tanques de almacenamiento. (Figura IV.2).

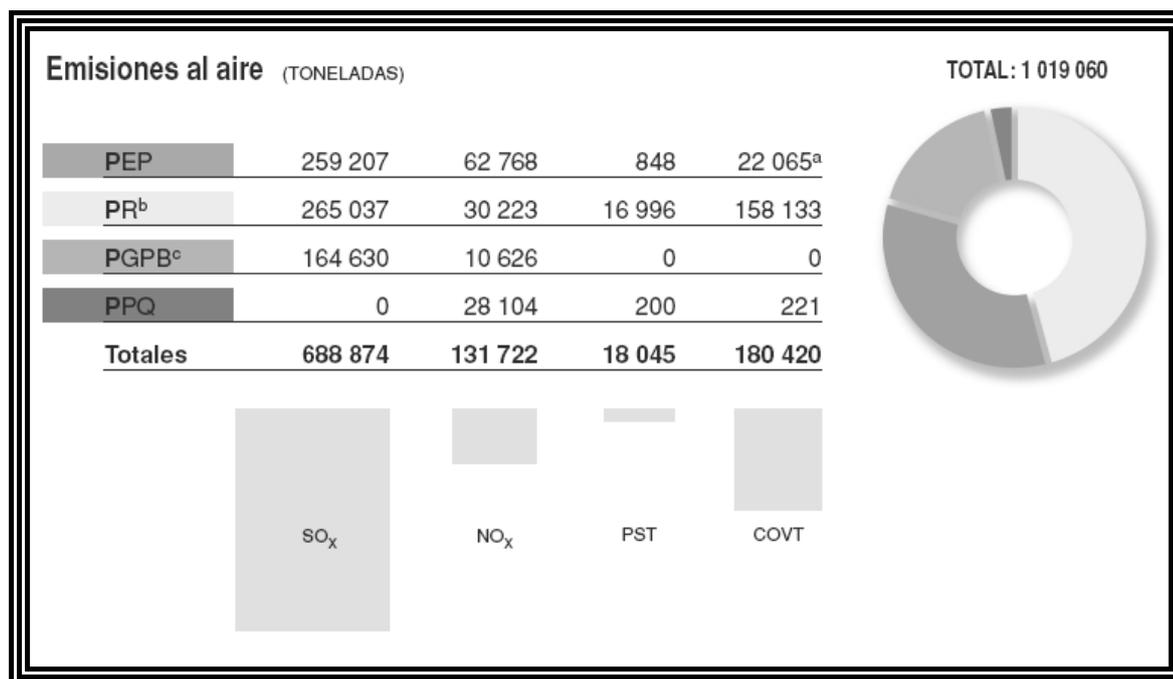


Figura IV.2 Emisiones al aire.

Nota: Las emisiones consignadas aquí son estimaciones basadas en factores de emisión definidos por la Environmental Protection Agency de Estados Unidos. En este aspecto, Petróleos Mexicanos buscará confirmar la validez de estos factores, así como la integridad del inventario de fuentes de emisión.

a. Durante 2000 se realizará la cuantificación de COVT en todos los tanques de PEP.

b. Incluye sólo refinерías, salvo en COVT, en donde también se incluye información de las terminales de almacenamiento y distribución y de las terminales marítimas.

c. Incluye sólo centros procesadores de gas, salvo en SO_x, en donde también se incluye información del centro procesador de gas de Cangrejera, en el Área Coatzacoalcos.

Pemex Refinación ha adoptado medidas importantes para reducir las emisiones de hidrocarburos por evaporación. Estas iniciativas comprenden la instalación de membranas internas en tanques de almacenamiento, la modificación del llenado de autos-tanque y la construcción de plantas de recuperación de vapores.

Se han invertido más de 1 250 millones de pesos para la instalación de 600 membranas internas, 840 sistemas de llenado por el fondo y de 21 plantas de recuperación de vapores.

Petróleos Mexicanos ha emprendido en los últimos años una serie de acciones para reducir las emisiones atmosféricas de sus centros de trabajo. Entre ellas, en 1997 se comprometieron dos proyectos: por un lado, la reducción de las emisiones de SO_x en los CPG de Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex; por otro, la reducción de las emisiones de 20 quemadores mediante la rehabilitación de los mismos y la recuperación de los componentes líquidos.

Asimismo, en mayo de 1999 se concluyó el diagnóstico para la recuperación de vapores de hidrocarburos en operaciones de carga de buques-tanque en la Terminal Marítima Pajaritos, de Veracruz. Este análisis permitirá evaluar las emisiones de COVT en las principales terminales marítimas y definir estrategias para su reducción.

CALIDAD DE LOS COMBUSTIBLES. Los requerimientos de calidad de los combustibles derivados del petróleo han evolucionado en las últimas dos décadas como resultado de los efectos en la salud y en el medio ambiente asociados a las emisiones generadas por su utilización en motores y procesos industriales. De manera específica se ha limitado el contenido de plomo y azufre en combustibles.

Debido a la naturaleza del petróleo crudo, los combustibles derivados contienen compuestos tóxicos tales como el azufre y los hidrocarburos aromáticos. Además, hasta la década de 1980, los procesos de elaboración de las gasolinas incluían la incorporación de compuestos de plomo para aumentar el octanaje. Tanto el azufre, como los hidrocarburos aromáticos y el plomo, se liberan como emisiones atmosféricas en la combustión de los derivados del petróleo. Producto de esta combustión, también se producen emisiones de compuestos que son precursores en la formación de ozono.

La legislación mexicana ha incorporado normas que limitan el contenido de contaminantes en los combustibles, y también ha definido los límites permisibles de emisiones de los vehículos. Esto ayudó a impulsar una serie de desarrollos tecnológicos en la industria de automotores que han dado pie a su vez a una demanda cada vez mayor de mejores combustibles.

A partir de 1986 Petróleos Mexicanos inició un ambicioso programa de inversiones para mejorar la calidad de los combustibles. Los esfuerzos se han enfocado principalmente en la reducción del contenido de plomo, azufre y compuestos fotorreactivos, por medio de obras como las expansiones de las refinerías de Tula y Salina Cruz, el “Paquete ecológico”, el proyecto “H-Oil” en Tula, la reconfiguración de cinco refinerías y la conversión de residuales en Cadereyta.

En septiembre de 1990 se introdujo al mercado la gasolina sin plomo Magna Sin (hoy Pemex Magna), sustituyendo gradualmente la demanda de gasolina con plomo. En 1998 se logró la eliminación completa de gasolina con plomo. De manera simultánea, desde 1992 el contenido de compuestos fotorreactivos en la gasolina ofrecida en la Zona Metropolitana del Valle de México ha disminuido en promedio 23%, mientras que la volatilidad ha bajado 11%.

La formulación del diesel para vehículos y de los combustibles industriales ha sido modificada para disminuir el contenido de azufre. De 1986 a 1992, con la introducción del diesel desulfurado, se redujo a la mitad el contenido de azufre, pasando de 1 a 0.5%. A partir de 1998 se completó a su vez el remplazo del diesel desulfurado por el Diesel Sin (hoy Pemex Diesel) con 0.05% de azufre.

La estrategia para los combustibles industriales se ha planteado en dos sentidos.

Por un lado se ha disminuido el contenido de azufre, pero también se ha emprendido la sustitución de combustóleo por gas natural. En el periodo de 1990 a 1998, el contenido de azufre pasó de 3 a 0.6%. El gas natural ya es el combustible más importante en el sector industrial. Por ello, se espera que el proceso de sustitución de combustóleo por gas natural que se ha ido dando en los últimos años, siga su curso para elevar la demanda sectorial de este hidrocarburo, obteniendo como resultado un gradual aumento de su participación, de 58.5% en 1998, a 68.2% en 2007.

En el marco del programa institucional de investigación y desarrollo en medio ambiente y seguridad se ha emprendido una investigación para el desarrollo de combustibles de bajo impacto ambiental. Se busca establecer las ventajas ambientales y económicas de diferentes escenarios que consideren nuevas especificaciones de los combustibles (contenido de azufre, oxigenados, etc.), o nuevas distribuciones de la “canasta” de combustibles, tomando en cuenta los esquemas de producción y refinación actuales y futuros, los avances tecnológicos en los procesos de combustión y las tendencias de la legislación ambiental, así como los efectos potenciales derivados de medidas locales de sustitución de combustibles.

DERRAMES DE HIDROCARBUROS. El volumen de hidrocarburos líquidos derramado por petróleos Mexicanos en el año representa 0.3% de las emisiones y descargas totales. El 56% de este volumen fue consecuencia de los 93 derrames ocurridos en instalaciones de Pemex Refinación. El volumen restante se debió a los 763 derrames en instalaciones de Pemex Exploración y Producción.

El 94% del volumen derramado por PR se registró en los cuatro sectores de ductos del país, con una incidencia de 67% en el sector Centro. En el caso de PEP, 97% del volumen fue derramado en instalaciones en tierra; en particular en la región Norte se derramó 74%. Durante el año ocurrieron cinco derrames importantes en instalaciones de PR que constituyen prácticamente 70% del volumen total derramado por este organismo.

El mayor de estos derrames, estimado en 4 780 barriles, es decir 35% del volumen derramado por PR, se debió al deslave del terreno por el que corrían un oleoducto y un poliducto por las lluvias torrenciales del mes de octubre. La causa de otros tres de estos cinco eventos fue el robo de producto por medio de tomas clandestinas; el volumen correspondiente ascendió a 4 179 barriles: 30% del total derramado por PR.

Los seis principales derrames en instalaciones de PEP en 1999 representan 43% del volumen total derramado por este organismo. El segundo en importancia por el volumen involucrado (1 000 barriles), ocurrió a raíz de un acto de vandalismo, mientras que el resto se debió a la corrosión de los ductos en la región Norte.

En términos de hidrocarburos líquidos transportados por ductos en tierra, PEP derramó 14.3 barriles por cada millón de barriles transportados⁵ mientras que PR derramó 17.1. PGPB y PPQ no registraron derrames de hidrocarburos.

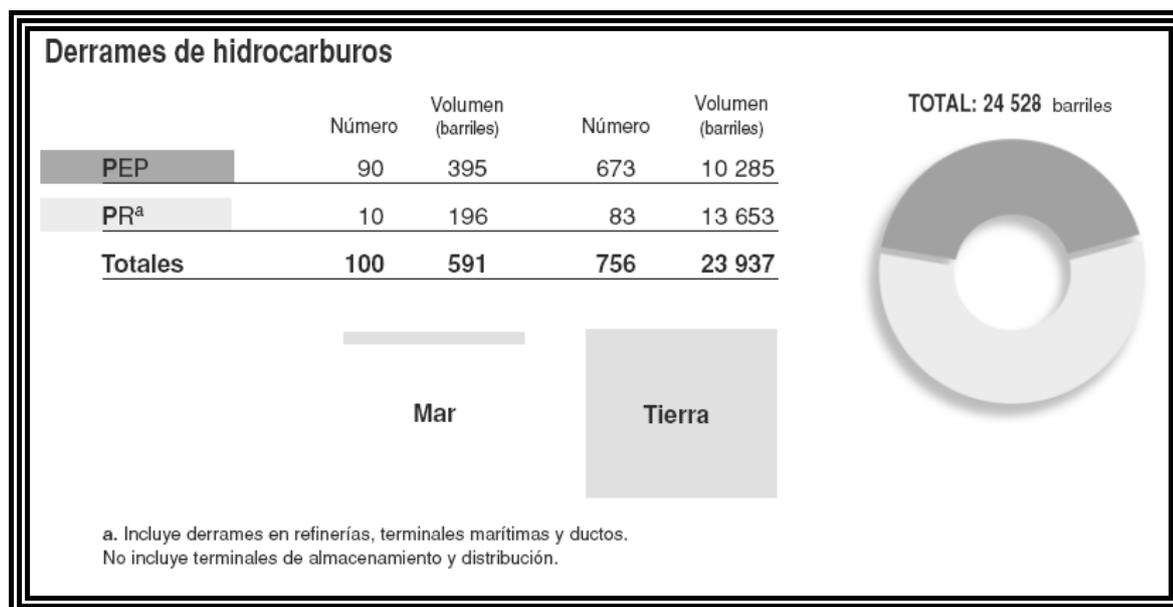


Figura IV.3 Derrames de hidrocarburos.

SUSTANCIAS TÓXICAS. Los residuos peligrosos generados por las operaciones de Pemex representan 15% de las emisiones y descargas totales. Aproximadamente 90% de la generación total se compone de tres tipos de residuos: cerca de 70% corresponde a lodos y recortes de perforación, 13% a lodos aceitosos de refinerías y 6% a clorohidrocarburos pesados del complejo petroquímico Pajaritos.

PEP generó 126 327 ton de recortes y lodos de perforación; cerca de la mitad se originó en la unidad operativa Reynosa de la Unidad de Perforación y Mantenimiento a Pozos y prácticamente 25% en las unidades operativas marinas. El inventario total de estos residuos disminuyó 10% durante el año.

Las refinerías del país generaron 23 401 ton de lodos aceitosos: 90% en la de Minatitlán, principalmente durante las actividades de retiro de sedimentos en tanques. El complejo petroquímico Pajaritos generó 66% de los residuos peligrosos de PPQ. En particular produjo 10 338 ton de clorohidrocarburos pesados, de las que eliminó 96%.

Durante el año se eliminaron 343.4 ton de bifenilos policlorados (BPC), con lo que el inventario de este residuo se abatió 84%. En particular, la eliminación de BPC en PR representó una disminución de 78% del inventario de este residuo en Pemex. PPQ logró eliminar por completo su inventario de BPC en almacenamiento temporal. Por su parte, PGPB redujo su inventario de residuos peligrosos en 56%, que representa al final del año 0.04% del inventario total de Pemex.

GASES DE EFECTO INVERNADERO. En petróleos mexicanos estamos conscientes de la problemática del cambio climático y del papel preponderante que la actividad humana, en particular el consumo de combustibles fósiles, parece desempeñar. Si bien es verdad que todavía existe quien reconoce cierta incertidumbre científica al respecto, creemos que es vital participar en, y promover de manera responsable el debate en torno al origen y el alcance de este fenómeno. Sólo la comprensión integral del problema permitirá alcanzar soluciones duraderas.

Petróleos Mexicanos ha emprendido un esfuerzo voluntario por cuantificar la generación de gases de efecto invernadero (GEI) de sus operaciones con el fin de identificar áreas de oportunidad para su reducción. En una etapa inicial de este diagnóstico, se ha prestado atención a las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en vista de que este es el gas de efecto invernadero más abundante y en el cual se basan los potenciales de efecto invernadero de los demás GEI.

Cerca de 63% de las emisiones de CO₂ se debe a la utilización de combustibles fósiles en los equipos de proceso. Las iniciativas de ahorro de energía emprendidas permitirán reducir estas emisiones, sin embargo, las mayores oportunidades de reducción se refieren al CO₂ generado en los quemadores de las instalaciones costa afuera en el golfo de Campeche, debido a la capacidad

insuficiente de compresión de gas. El 23% de las emisiones de CO₂ se genera ahí. Durante el año, el volumen de gas enviado a quemadores por estas instalaciones disminuyó 46%, provocando una disminución proporcional de las emisiones de CO₂. Durante 2000, PEP reducirá 40% sus emisiones de CO₂ al entrar en operación dos plataformas de compresión. Complementariamente, se está explorando el secuestro de carbono mediante la ejecución de acciones de forestación en regiones petroleras.

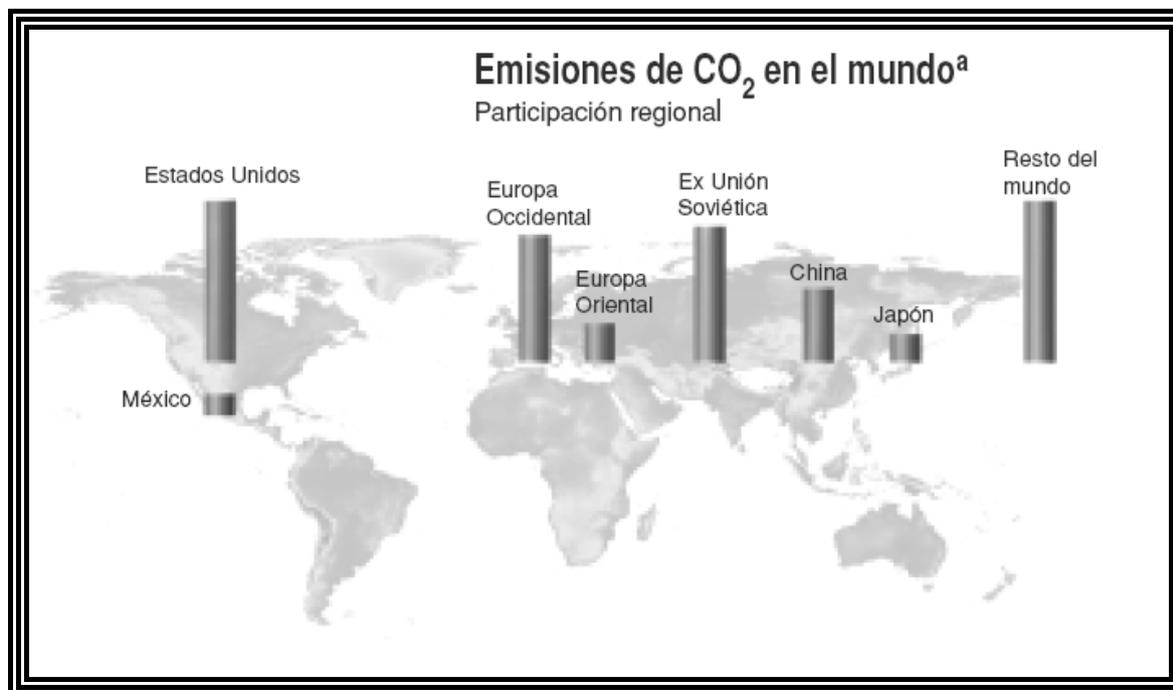


Figura IV.4 Emisiones de CO₂ en el mundo.

CONSUMO DE ENERGÍA. La energía utilizada por las distintas operaciones de Pemex en 1999 es equivalente a 107.9 millones de barriles de petróleo crudo (MMBPCE).

Con respecto a la producción, las operaciones de PEP consumen una energía que equivale a 1.48% de su producción de crudo y gas. La refinación del crudo consume, a su vez, la energía equivalente a 7.34% de los petrolíferos elaborados por PR. Por su lado, el procesamiento y distribución de gas consume energía equivalente a 5.53% de los hidrocarburos producidos por PGPB. Las diferencias en el consumo de energía referido a la producción son importantes y se explican por la propia naturaleza de cada una de las operaciones. La refinación del crudo, por ejemplo, implica procesos de calentamiento altamente consumidores de energía; el procesamiento de gas requiere también cantidades importantes de energía en los procesos criogénicos, mientras que la producción de crudo y gas emplea sobre todo la energía indispensable para el transporte de los hidrocarburos. Por su parte, PPQ consume 3.56 barriles de petróleo crudo equivalente por tonelada de petroquímicos producidos.

Prácticamente la totalidad de la energía consumida proviene de combustibles fósiles; una cantidad inferior a 1% corresponde a compras externas de electricidad. La mezcla de combustibles utilizados contiene 82% de gas y 17% de combustóleo, con cierta utilización mínima de diesel. La totalidad del combustóleo utilizado es consumido por las operaciones de refinación.

ESTUDIOS AMBIENTALES. Con objeto de prevenir, controlar o remediar la contaminación ambiental que pudiera tener origen en la actividad petrolera y con el propósito de favorecer el desarrollo sustentable de esta industria, Petróleos Mexicanos estableció un fondo en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) para desarrollar proyectos multidisciplinarios de investigación que estudien de una manera integral todos esos aspectos. Estas investigaciones constituyen el programa institucional de investigación y desarrollo en medio ambiente y seguridad, el cual está estructurado según los lineamientos establecidos para todos los programas estratégicos de investigación del IMP y para el que se han especificado criterios de selección de proyectos que aseguren un claro valor agregado para las actividades de Pemex.

En el marco de este programa se están desarrollando los siguientes proyectos:

1. Tecnologías complementarias para el proceso de hidrodesulfuración de diesel.
2. Tratamiento biológico de efluentes: aguas amargas, fenólicas y gases de cola.
3. Estudio regional del transporte de partículas PM10 y PM2.5 producidas en la zona metropolitana del valle de México.
4. Investigación y desarrollo de procesos de destilación diabática.
5. Investigación para el desarrollo de combustibles de bajo impacto ambiental.
6. Estudio de la contaminación ambiental generada por los procesos de refinación del petróleo en México.

Por otra parte, en la búsqueda de los efectos de la actividad petrolera sobre el medioambiente y sus posibles medidas de mitigación, Petróleos Mexicanos ha emprendido estudios de diagnóstico que incluyen:

- El diagnóstico de los efectos ambientales de la industria petrolera asociados a la región Sur de Pemex Exploración y Producción, en colaboración con la UNAM, el Battelle Memorial Institute y el IMP.

-
- La clasificación de los ríos Coatzacoalcos, Cazones, Conchos y Florido, en colaboración con el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, estudio promovido por PPQ.

Asimismo, está por iniciarse una serie de estudios que permitirá conocer con mayor detalle una extensa región del sur del país que comprende la cuenca de los ríos Grijalva y Usumacinta, los pantanos de Centla, la laguna de Términos, el litoral y la sonda de Campeche; estudios que harán posible el ordenamiento ecológico y el desarrollo sustentable de esas zonas. Entre estos estudios están los siguientes:

- Programa para la evaluación de los efectos de la actividad petrolera costa afuera e instalaciones costeras asociadas en el ambiente marino de la sonda de Campeche.
- Efecto arrecife de las plataformas petroleras en la sonda de Campeche.
- Estrategia para la gestión ambiental de la reserva de la biósfera Pantanos de Centla.
- Proyecto de conservación de la cuenca de los ríos Grijalva y Usumacinta.

De igual manera, Petróleos Mexicanos ha participado en el financiamiento de investigaciones que rebasan el ámbito de la industria petrolera como el “Estudio global de la calidad del aire en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México” y la “Investigación sobre materia particulada y deterioro atmosférico”, ambos cofinanciados por Pemex y el Departamento de Energía de Estados Unidos.

V.CASO PRÁCTICO

V.1 INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se mostrará el proceso que se lleva a cabo para perforar una etapa de un pozo con la tecnología bajo balance. Se menciona que es una etapa. Porque es muy difícil que un pozo se perfora completamente bajo balance, ya que el objetivo principal de la tecnología bajo balance es disminuir el daño a la formación productora, además de que es muy costoso la renta y el uso de la tecnología bajo balance.

Esta información pertenece al pozo Chuc 42, proporcionada por la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX), por lo tanto los resultados son ciertos y confiables.

Cabe mencionar que en la región marina de México, no se perfora completamente bajo balance, ya que esto implicaría que durante la perforación se tendría una cierta cantidad de producción y debido al poco espacio disponible en las plataformas es prácticamente imposible almacenar la producción. Sin embargo, hay una variante de la perforación bajo balance la cual se denomina “perforación con flujo controlado” que a diferencia del bajo balance, existe producción de hidrocarburos pero en volúmenes pequeños los cuales son factibles de manipular e incluso de quemar dentro de las plataformas.

El proyecto consiste en determinar la densidad del fluido de perforación, para cumplir los objetivos establecidos en esta etapa del pozo. Todo esto auxiliado por un software de inyección de fluidos de la compañía Weatherford. Se realizarán varias corridas con el simulador para determinar el escenario óptimo de la perforación de la última etapa del pozo.

Para desarrollar el proyecto de encontrar acumulación comercial de hidrocarburos en rocas carbonatadas de la formación Brecha Paleoceno se perfora el pozo Chuc 42, pozo marino de desarrollo proyectado hasta 4002 mts. La perforación de la etapa se inicia a 3730 mts y la última tubería de revestimiento será de 5 7/8”. El departamento de perforación de PEMEX decidió utilizar el equipo de perforación bajo balance con el fin de evitar el daño a la formación y disminuir las pérdidas de circulación.

Para determinar los parámetros iniciales de gastos de nitrógeno y lodo, se utilizó el software simulador, haciendo uso de los datos del pozo, suministrada por PEMEX, además de determinar los

gastos adecuados se obtuvieron los ritmos de penetración necesarios para garantizar una buena limpieza del pozo.

Se inició a trabajar con la sarta armada para perforar convencionalmente el cemento, haciendo uso de un lodo de baja densidad de 0.89 gr/cc y barrena tricónica con toberas de 20/32. Perforado el cemento, se continua con flujo controlado con lodo de densidad comprendida entre 0.88 gr/cc a 0.91 gr/cc, hasta la profundidad del programa de 4002 metros, conservando, con sarta empacada, la inclinación de 25,4 grados.

V.2 LOCALIZACIÓN DEL POZO.

El pozo chuc 42 se encuentra ubicado en el golfo de México, estado de Campeche - Ciudad del Carmen. A continuación se detalla la ubicación exacta.

Distrito: Campeche Campo: Chuc Pozo : Chuc 42

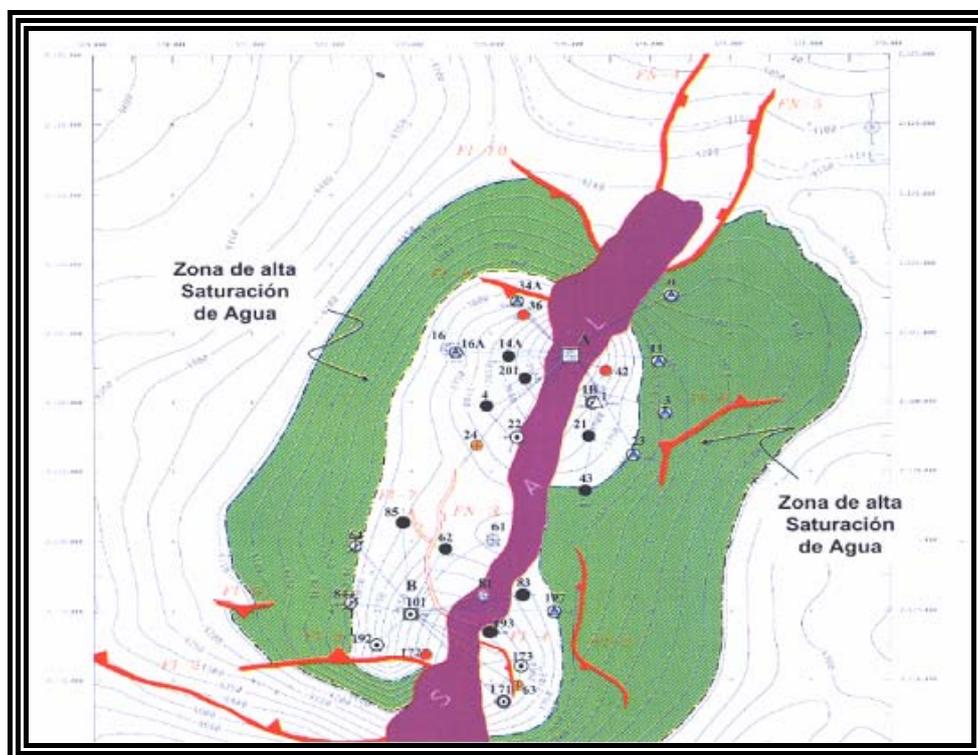


Figura V.1 Localización del pozo Chuc 42.

V.3 DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL.

Está ubicado en el NE de la estructura, la cual tiene forma anticlinal con orientación N-S, originada por la intrusión de un domo salino y limitada en sus flancos por dos fallas inversas con la misma orientación y caída al centro de la estructura.

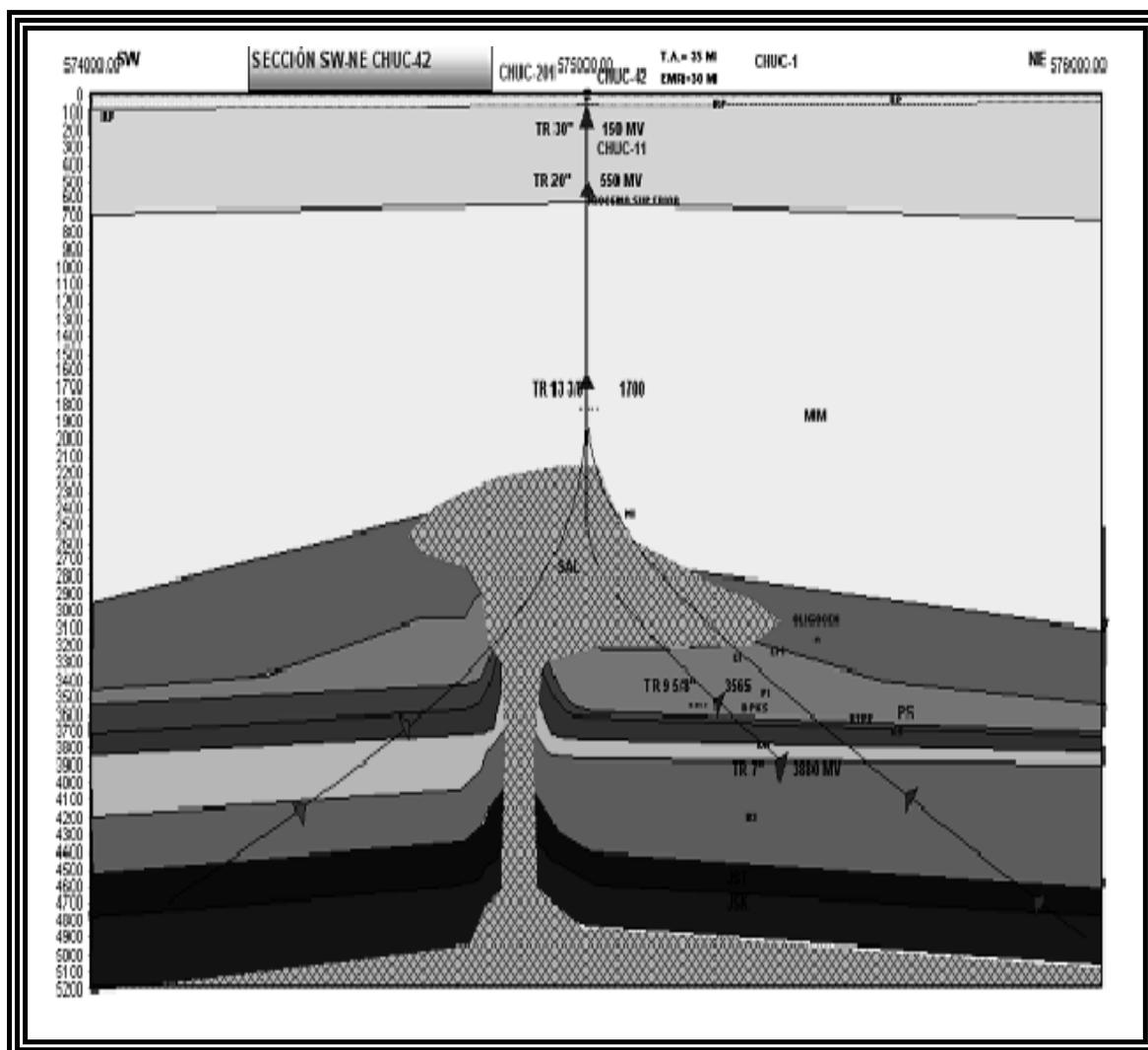


Figura V.2 Descripción estructural del pozo Chuc 42.

V.4 COLUMNA GEOLÓGICA PROBABLE SOBRE LA TRAYECTORIA DEL POZO

Las mediciones se hicieron a partir de la mesa rotatoria.

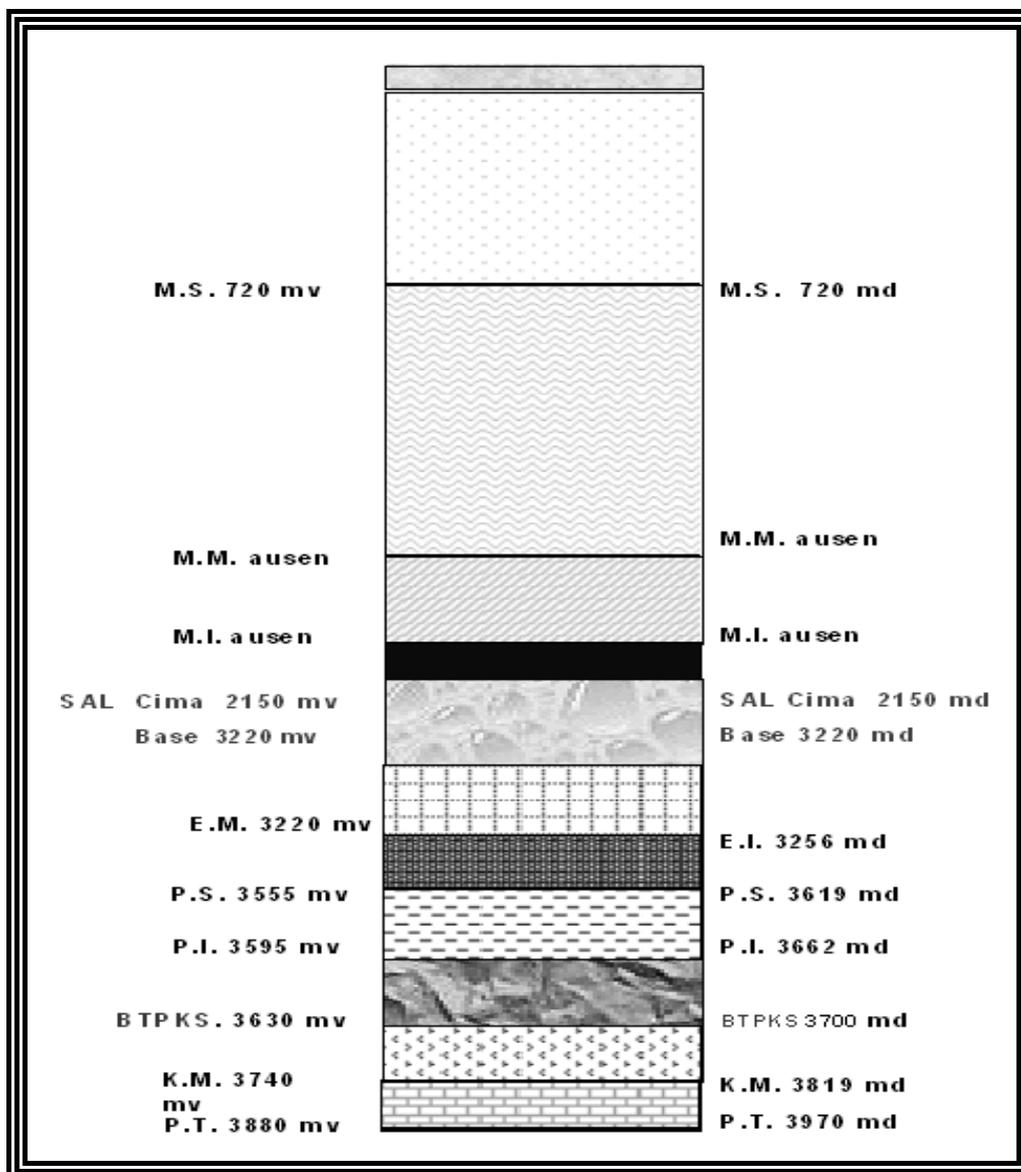


Figura V.3 Columna geológica del pozo Chuc 42

Formación	Profundidad vertical (m.v.b.m.r.)	Profundidad Desarrollada (m.d.b.m.r)	Espesor (m.v.)	Litología Considerando la información del pozo Chuc-101
Reciente pleistoceno	FM	FM	655	
Mioceno superior	720	720	1430	Lutita gris verdosa, suave, plástica y calcárea, en partes bentonítica y ligeramente arenosa, con intercalaciones areniscas de grano fino a medio, cementadas en material arcillo calcáreo y esporádicos fragmentos de mudstone y hacia la base con trazas de anhidrita.

Mioceno medio	Ausente	Ausente	-	Lutita gris verdosa, suave, plástica y calcárea, con intercalaciones en la base de areniscas de grano fino, cementadas en material arcillo calcáreo y esporádicos fragmentos de mudstone, duro y compacto.
Mioceno inferior	Ausente	Ausente	-	Lutita gris verdoso a gris claro, suave a dura, laminar y calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino a medio, bien cementada en material calcáreo y esporádicos fragmentos de mudstone duro y compacto.
Sal	2150	2150	1070	Sal blanca translúcida, de aspecto sacaroide; trazas de yeso blanco de aspecto masivo, suave; trazas de lutita gris claro y café rojizo, dura y ligeramente calcárea; yeso blanco a grisáceo, suave, de aspecto masivo; huellas de anhídrita blanca y café claro translúcida y compacta; trazas de sal blanca translúcida.
Oligoceno	Ausente	Ausente	-	Ausente
Eoceno superior	Ausente	Ausente	-	Ausente
Eoceno medio	3256	3220	50	Lutita gris claro, gris verdoso y gris oscuro, suave a duras, en partes laminar y calcárea, huellas de bentonita verde claro
Eoceno inferior	3310	3270	285	Lutita gris claro a verdoso, y lutita gris claro y café claro semidura a dura, laminar y calcárea; mudstone cretoso, crema, suave claro y esmeralda.
Paleoceno Superior	3619	3555	40	Mudstone cretoso, café a crema, suave y deleznable, en partes arenoso; lutita gris claro a verdoso dura, laminar y calcárea; mudstone cretoso de color crema, suave, en partes arcilloso, lutita gris oscuro, calcárea, semidura, arenisca gris claro, grano fino a medio, cementada en material arcilloso calcárea
Paleoceno Inferior	3662	3595	35	-
Brecha T.P.-K.S.	3700	3630	85	Mudstone cretoso crema claro, semidura, en partes arcilloso; dolomia crema, micro a criptocristalina, compacta con textura sacaroide e impregnación de aceite.
Cretácico Superior	3792	3715	25	Dolomia crema claro y oscuro por impregnación de aceite, micro y criptocristalina compacta, con textura sacaroide en partes con fracturas rellenas de asfalto, trazas de arenisca gris oscuro, de grano fino a medio regularmente cementada con material arcilloso, trazas de lutita gris verdoso suave a dura ligeramente calcárea
Cretácico Medio	3819	3740	140	Dolomía crema claro-oscuro, impregnación de aceite, compacta, sacaroide fracturas rellenas de asfalto, trazas de arenisca gris oscuro, cementada con material arcilloso, trazas de lutita gris verdoso suave-dura, ligeramente calcárea.
Profundidad total	3970	3880.00		-

V.5 OBJETIVOS DE LA OPERACIÓN.

- Realizar la perforación para encontrar acumulación comercial de hidrocarburos en rocas carbonatadas de la formación Cretáceo medio, productoras en el campo Chuc.
- Usar simultáneamente con la inyección de nitrógeno un lodo de baja densidad 0.88 - 0.89 gr/cc compuesto con un 70% diesel y 30 % agua que no permita el hinchamiento de arcillas en la zonas lutíticas que se presenten y que además de aligerar la columna hidrostática mejore el transporte de los recortes a superficie, y evite el daño a la formación por invasión de sólidos y fluidos de perforación.
- Determinar los parámetros de inyección adecuados para realizar la perforación del intervalo con flujo controlado, llevando una densidad de 0.89 gr/cc a una densidad equivalente en fondo menor.
- Mantener las propiedades reológicas adecuadas del fluido de perforación una vez se tenga retorno en superficie, para obtener la presión de circulación en fondo programada.
- Obtener circulación normal del pozo durante la perforación de la brecha BTPKS, la cual es una formación de baja presión minimizando los costos generados por la pérdida del lodo.
- Realizar una buena estabilidad y limpieza del hueco para evitar atrapamientos de sarta, esto se consigue empleando un ritmo de penetración controlada moderada e implementando los procedimientos de circulación del pozo posteriores a cualquier detención de la sarta de perforación sea para viajes o para simples conexiones.
- Obtener una presión de circulación de 150 psi por encima de la presión de poro de la formación para así obtener un flujo controlado donde no se induzca la formación perforada y se eviten pérdidas totales de fluido de control.
- Reducir tiempos y costos de operación con respecto a la perforación convencional del intervalo demostrando con esto la rentabilidad del método.

V.6 EQUIPO UTILIZADO EN OPERACIONES DE FLUJO CONTROLADO

Los siguientes son los equipos que se utilizaron para llevar a cabo la operación.

- Cabeza rotatoria de alta presión Williams 7100 para 5000 psi - No. 760720
- Brida Soldable 7 1/16 x 5000 psi Adaptadora
- 1 Válvula de 7 1/16" X 5000 psi
- 1 Válvula de 4 1/16" X 5000 psi
- 1 Tee de 7 1/16" X 5000 Psi
- Líneas de alta 4" X 6000 psi.

- Estrangulador No. 601 para 5000 psi de 3 " 1/8 manual y 1 9/16" hidráulico.
- Separador Vertical Trifásico No. 760024 de 100 Bls (15.9 m³) de capacidad, con 150 psi de presión de trabajo y una capacidad de manejo de gas de 30 MPCD y de 2400 m³/día de líquido.
- 2 Líneas de Baja 4" X 2000 psi
- Líneas de Baja 2" X 2000 psi
- Sistemas de comunicación, radios.

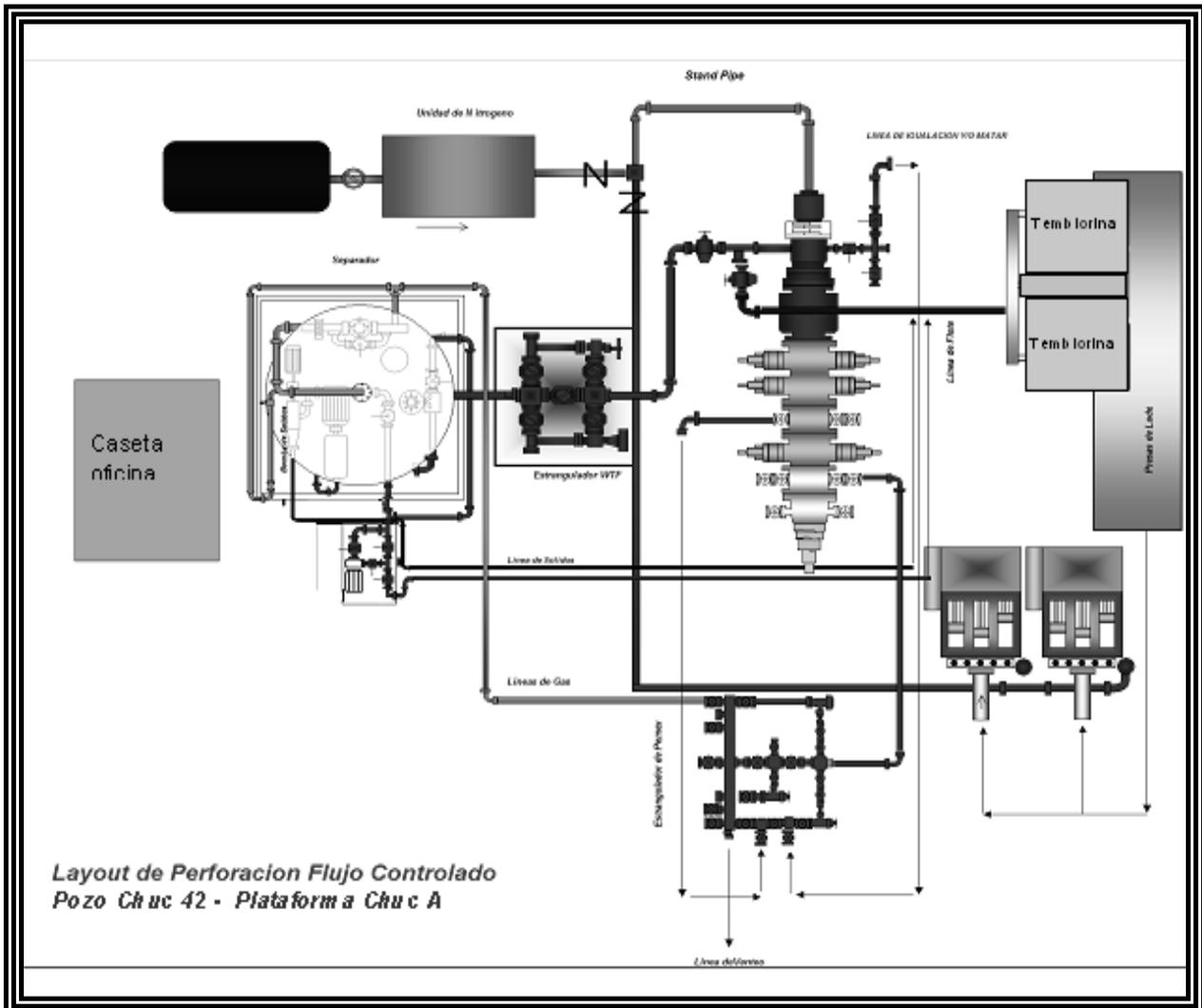


Figura V.4 Equipo superficial del pozo Chuc 42

V.7 CONJUNTO DE PREVENTORES PARA PERFORAR LA ETAPA.

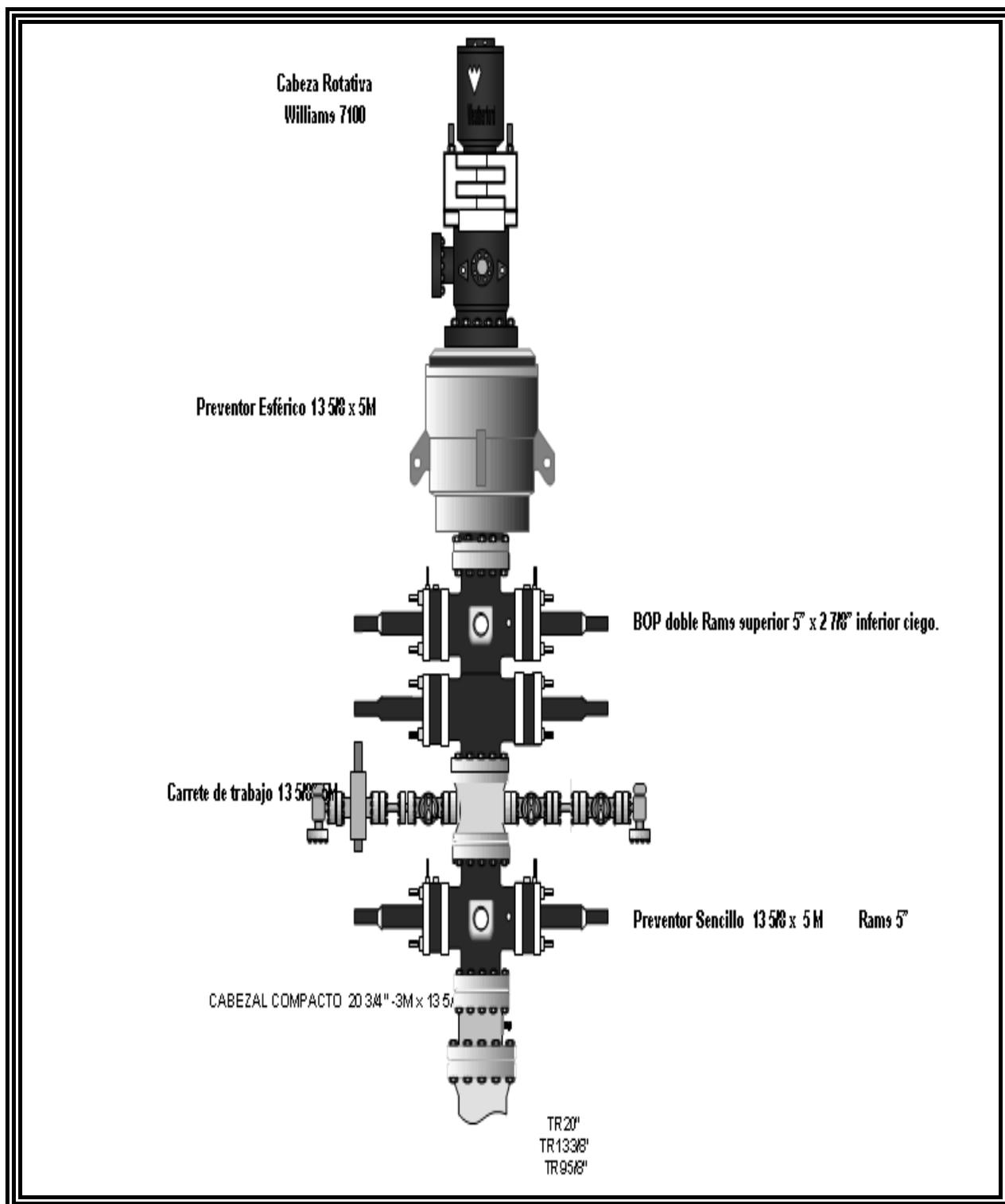


Figura V.5 Conjunto de preventores del pozo Chuc 42

V.8 ESTADO MECÁNICO DEL POZO.

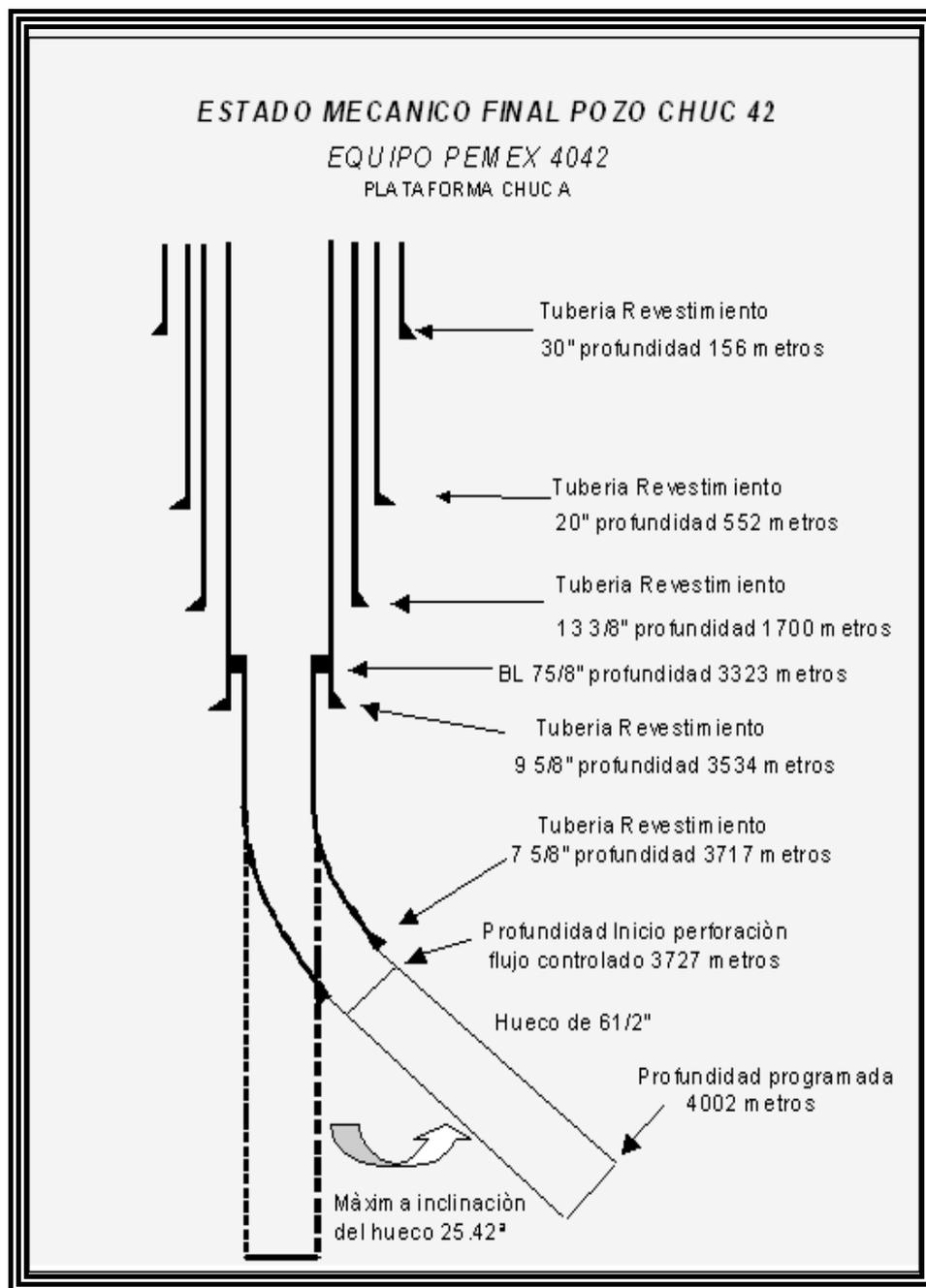


Figura V.6 Estado mecánico del pozo Chuc 42

V.9 RESUMEN DE OPERACIONES

A continuación se describen las operaciones desarrolladas de mayor importancia durante la perforación del pozo Chuc 42, etapa 6 ½”, con el equipo de flujo controlado, desde la profundidad 3717 hasta 4002 mts.

Día 5. Con barrena de 61/2” a 3716 [m], con movimiento de sarta libre hacia arriba y hacia abajo se circula pozo, por espacio de 8.5 horas se presenta una falla en la calibración del límite de torque del top drive. Se rebaja zapata y cemento de 3717 [m] a 3727 [m]. De 11:00 a 12:00 se circuló limpiando pozo y se levanta barrena a la zapata para instalar balero. De 12:00 a 13:00 se instaló balero de la cabeza rotatoria. Se instalaron cuñas hidráulicas. Por espacio de dos horas se circuló con sarta quieta para nitrogenar columna de fluido en el anular del pozo (lodo de 0.89 gr/cc y 33 m³/min de N₂). Se rebajaron 3 metros de cemento faltantes y se perforó con flujo controlado hasta la profundidad de 2750 [m] con los siguientes parámetros:

Peso sobre barrena : 3-4 Toneladas
RPM : 60
Presión stand pipe : 1000 / 1300 Psi
Gasto Lodo : 150 – 160 gpm
Gasto N₂ : 30 – 33 m³/min

Día 6. Con barrena de 61/2” se perfora con flujo controlado, con un gasto de N₂ de 33- 35 m³/min desde 3750-3824 [m]. Volumen acumulado N₂ = 47735 m³. *Nota:* Al perforar a 3785 [m], se observó en horario de 12:00 a 13:00 horas pérdida parcial de lodo de 14 m³, modificando condiciones de operación, incrementa gasto de N₂ de 33 a 35 m³/min y disminuye caudal de lodo de 160 a 150 gpm, perdiéndose de 13:00 a 24 :00 12 m³, promedio de 1.09 m³/hr. Total lodo perdido 26 m³.

Parámetros:

Peso sobre barrena : 3-5 Toneladas
RPM : 60 – 65
Presión stand pipe : 1050 / 1200 Psi
Gasto Lodo : 150 – 158 gpm
Gasto N₂ : 33 – 35 M3/min

Día 7. Con barrena de 61/2” se perfora con flujo controlado con un caudal de N₂ de 35 m³/min y un gasto de lodo de 150 gpm, desde 3824 [m] hasta 3863 [m]. A las 11:00 se suspende perforación por

falta de N₂ y diesel, se procedió a levantar barrena hasta la zapata. A las 16:30, habiendo recibido Nitrógeno y diesel, se baja barrena desde la zapata al fondo perforado, allí se intenta restablecer circulación sin éxito, se procede a reducir gasto de lodo a 130 gpm y a incrementar el Nitrógeno a 40 m³/min, continuando la pérdida total, se pierden 40 m³ de lodo durante la hora, se levanta barrena a la zapata para esperar barco lodero. Lodo perdido durante las 24 horas: 73 m³.

Parámetros:

Peso sobre barrena : 3-4 Toneladas
RPM : 60
Presión stand pipe : 1100 / 1200 Psi
Gasto Lodo : 150 gpm
Gasto N₂ : 35 m³/min

Día 9. Con barrena de 6 1/2", posicionada en la zapata se esperó barco lodero, mientras, se cortó 27 [m]. de cable y deslizó 13.5 [m], acoderado el barco lodero se bajó con barrena a fondo, allí se inició bombeo con 130 gpm de lodo y 45 m³ de N₂, restableciendo circulación luego de 36 minutos, se perforó bajo balance y sin pérdida desde 3863 a 3900 [m] profundidad total programada, se procedió a realizar una circulación completa para asegurar limpieza del pozo, se realizó viaje corto a la zapata, se esperó 30 minutos allí, se realiza viaje de reconocimiento encontrando fondo libre, se regresa a la zapata y se circula la capacidad interior de la sarta con lodo para desnitrógeno el pozo y se observa comportamiento en temblorinas.

Parámetros :

Peso sobre barrena : 3-4 Toneladas
RPM : 55 – 60
Presión stand pipe : 1000 / 1200 Psi
Gasto Lodo : 130 – 146 gpm
Gasto N₂ : 40 – 45 m³/min

Día 16. Se sacó molino 6 1/2" a superficie, eliminó mismo. Se armó barrena 6 1/2" nueva y baja hasta 3700 [m], bombeando interior de TP cada/ 500 [m] sin observar espejo. Se deslizó 13.5 [m] de cable, instaló balero a cabeza rotatoria y válvula de contrapresión en TP, se baja barrena de 3700 a 3903 [m], (fondo libre), con sarta en movimiento homogenizó columnas con 146 gpm de lodo y 35 m³/min de N₂, Presión de bombeo 118 kg/cm², se reanudó perforación con equipo bajo balance, avanzando con metros controlados de 3904 a 3926 [m].

Parámetros :

Peso sobre barrena : 3-4 Toneladas

RPM	: 50 – 60
Presión stand pipe	: 882 / 1595 Psi
Gasto Lodo	: 146 gpm
Gasto N2	: 35 – 37 m ³ /min

Día 17. Con barrena 6 ½” y sarta convencional perforó bajo balance con metros controlados desde 3926 a 3987 [m], se suspende por falta de nitrógeno. Lodo perdido 13 m³, con sarta en movimiento se circuló tiempo de atraso con 35 EPM y 42 m³/min de N2, presión de bombeo 70 kg/cm². Se intentó reanudar perforación y se suspende por falla en unidad de nitrógeno, se levantó barrena a la zapata en espera de reparación de la unidad de nitrógeno.

Parámetros :

Peso sobre barrena	: 3 – 4 Toneladas
RPM	: 60 – 62
Presión stand pipe	: 867 / 1047 Psi
Gasto Lodo	: 146 gpm
Gasto N2	: 37 – 42 m ³ /min

Día 18. Con barrena 6 ½” y sarta convencional en la zapata terminó de reparar unidad de nitrógeno, bajó barrena a 3987 [m], (fondo perforado) libre, circula para nitrogenar columna con sarta en movimiento hasta obtener circulación, se perfora bajo balance con metros controlados desde la profundidad de 3987 hasta 4002 [m]. (profundidad programada), record 99 [m] en 23:27 horas. Con sarta en movimiento circuló tiempo de atraso a 35 EPM de lodo y 42 m³/min., de nitrógeno, levantó barrena de 4002 a 3717 [m] por agotarse el nitrógeno, se bajó libre a fondo, circuló aligerando columna con N2 con 35 EPM y 42 m³/min., con sarta en movimiento circuló tiempo de atraso para limpiar pozo, levantó libre a la zapata y bombea capacidad de TP con lodo para desnitrógeno espacio anular a 35 EPM, se procedió a sacar barrena de 3693 [m] a 2640 [m], se eliminó balero de cabeza rotatoria e instaló campana de viaje, continuó sacando de 2640 a 350 [m], llenando cada 2 lingadas volumen de acero extraído.

Parámetros :

Peso sobre barrena	: 3 – 4 Toneladas
RPM	: 60 – 61
Presión stand pipe	: 867 / 1706 Psi
Gasto Lodo	: 146 - 155 gpm
Gasto N2	: 42 – 45 m ³ /min

V.10 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE OPERACIÓN.

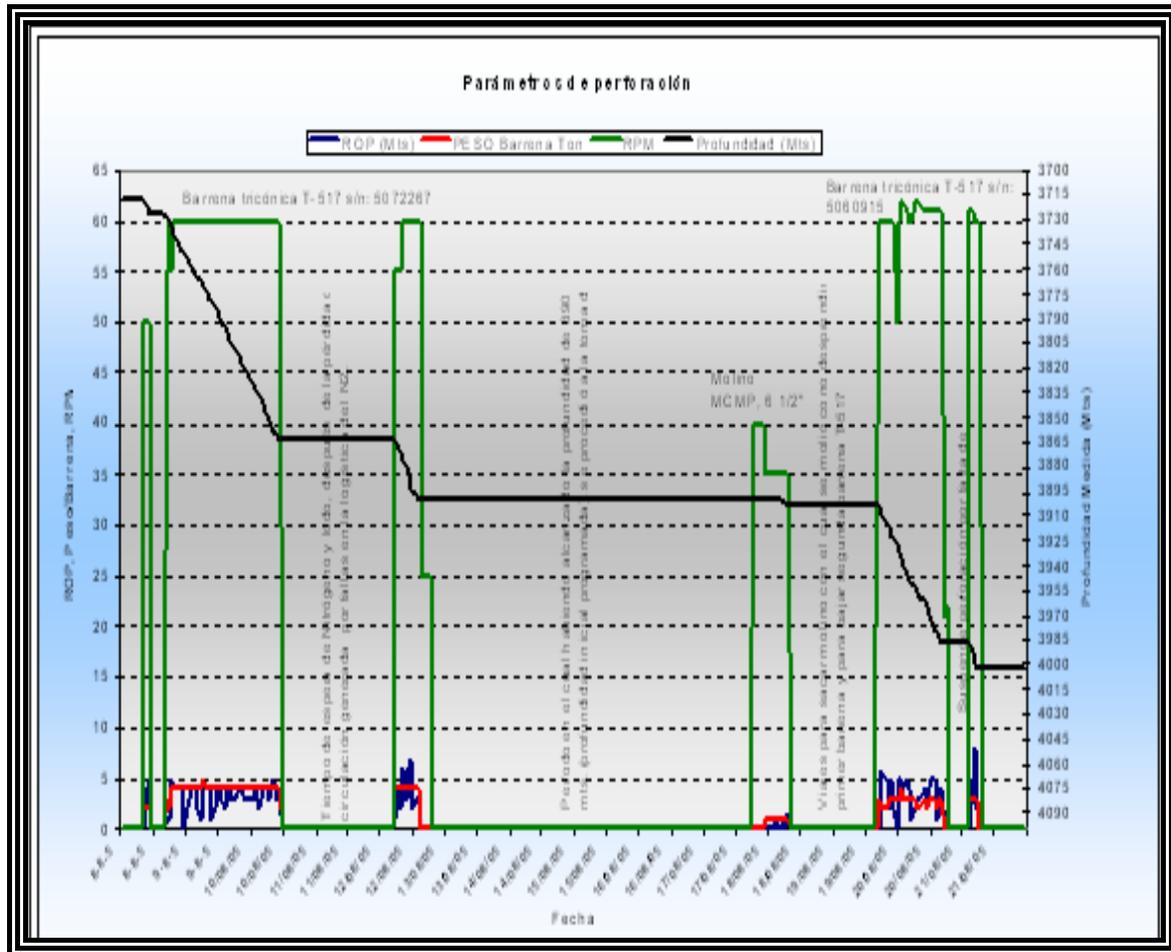


Figura V.7 Parámetros de la perforación del pozo Chuc 42

La grafica anterior nos muestra que la ROP o velocidad de penetración estuvo en un promedio de 4 metros perforados por hora con un peso sobre la barrena promedio de 3 a 4 toneladas y una RPM de 60. Cabe anotar que la velocidad de penetración fue controlada, siempre se trató de mantener en máximo 4 metros perforados por hora para garantizar una buena limpieza del hueco, el torque de la sarta se mantuvo siempre entre 350 –400 Amperes..

En el período que se trabajó con el molino de 61/2”, las RPM estuvieron entre 35 y 40 con un peso de 0.5 a 1 tonelada. Con este molino se logró un avance en la perforación de 3.4 metros.

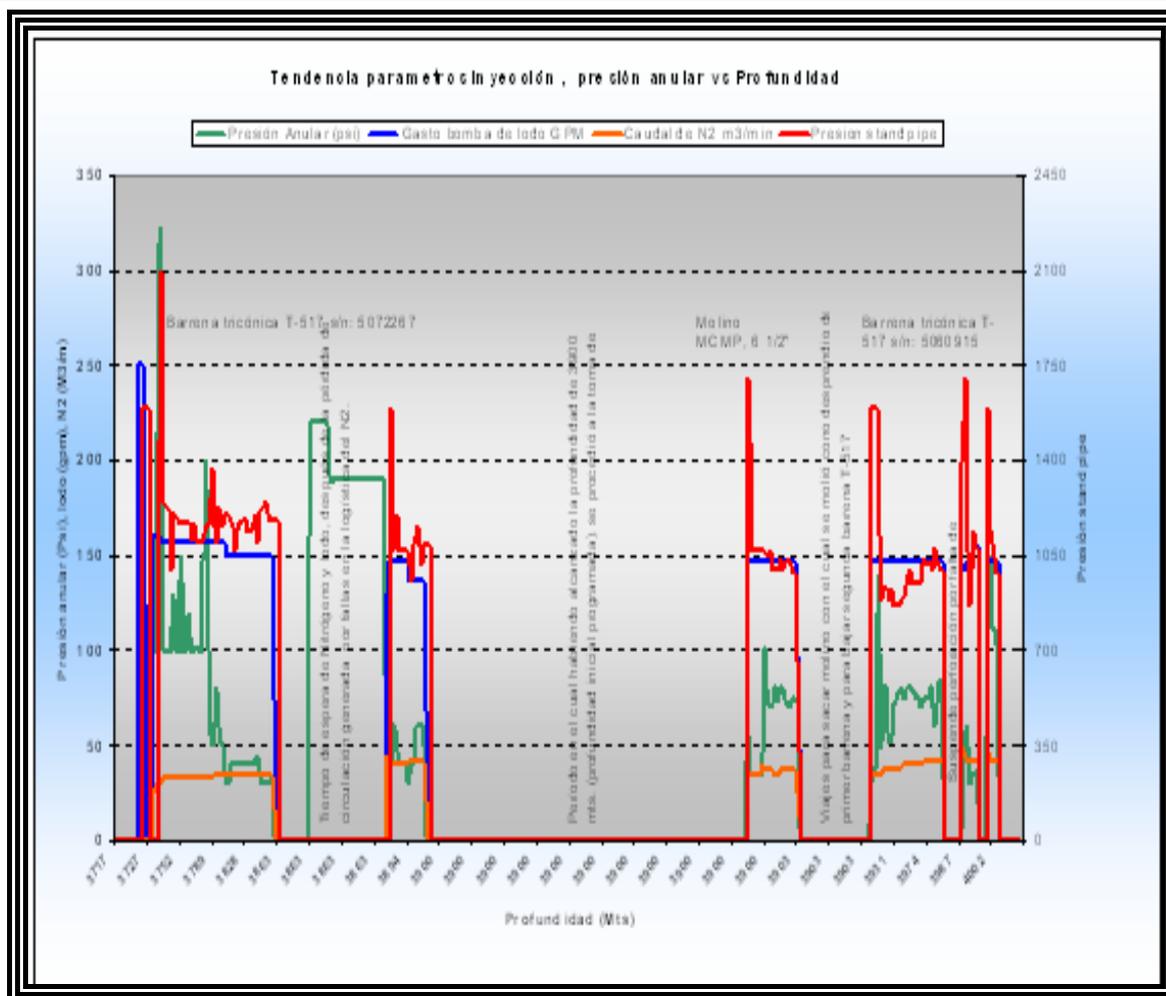


Figura V.8 Parámetros de inyección del pozo Chuc 42

Los datos iniciales corresponden a la rebajada de accesorios y cemento con perforación convencional, aquí se puede observar un gasto de lodo promedio de 250 GPM y una presión de bomba promedio de 1590 psi. Una vez se inicio a perforar con nitrógeno se mantuvieron los gastos iniciales sugeridos por el simulador de 160 GPM y 33 m³/min,

los cuales tuvieron que ser modificados durante el transcurso de la perforación debido al cambio en la reología del lodo, el incremento en profundidad y a las condiciones de la formación (posiblemente a rocas más fracturadas y/o zonas de menor presión de poro). También se variaron los gastos durante los períodos iniciales de circulación, esto para conseguir vencer la inercia del lodo y de los cortes de perforación; la existencia de este período crítico inicial de circulación se evidencia en el incremento de la presión del stand pipe.

El comportamiento en el aumento y disminución de la presión de bomba se debe a la parada e inicio de circulación durante las conexiones.

La presión de bomba durante la perforación con flujo controlado se mantuvo en un promedio de 1132 Psi. Y la presión de inyección de N₂ en promedio de 1100 Psi.

Inicialmente la operación se desarrolló con una contrapresión en el espacio anular de 100 psi, controlada mediante el estrangulador. Se pretendió mantener un sobre balance de 100 psi con respecto a la presión de poro; sin embargo por razones previamente expuestas, esta contrapresión debió reducirse a 40 psi para evitar la pérdida de los fluidos de control.

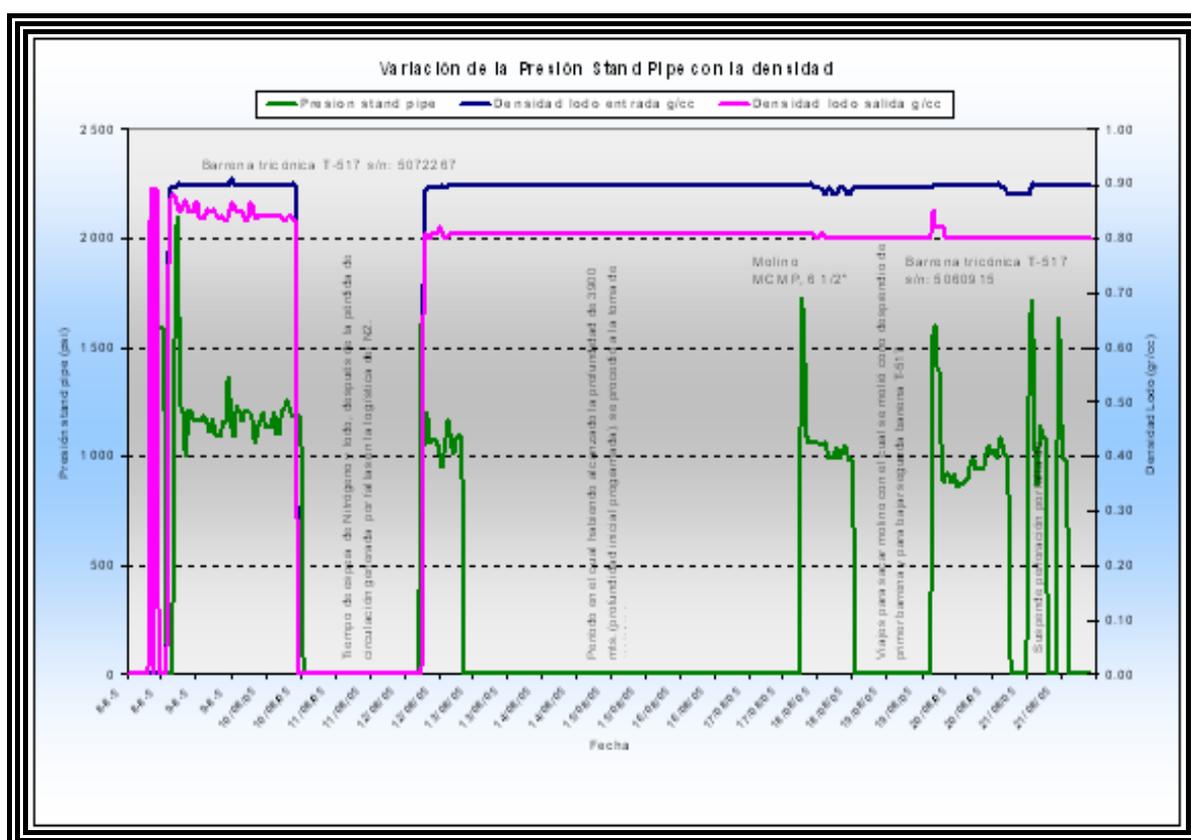


Figura V.9 Variación de la presión con la densidad de los fluidos del pozo Chuc 42

La densidad inicial del lodo polimérico de baja densidad de 0.89 gr/cc no se pudo mantener estable debido a los recortes de perforación y al uso de agua para reducción de la viscosidad en la medida que esta aumentó con la agitación y circulación continua. Esta densidad estuvo variando entre 0.88 gr/cc y 0.91 gr/cc, estabilizándose en 0.89 gr/cc.

Con la densidad promedio de 0.89 gr/cc durante los períodos continuos se controló la pérdida, siendo esta mínima cuando la hubo, las pérdidas de fluido de control importantes se presentaron durante las paradas generadas por falla en la logística para el abastecimiento de nitrógeno. Durante las conexiones, las pérdidas fueron mínimas. En algunas ocasiones el lodo gastado en el

desplazamiento del nitrógeno a la válvula de contrapresión más cercana era recuperado tiempo después de restablecida la circulación.

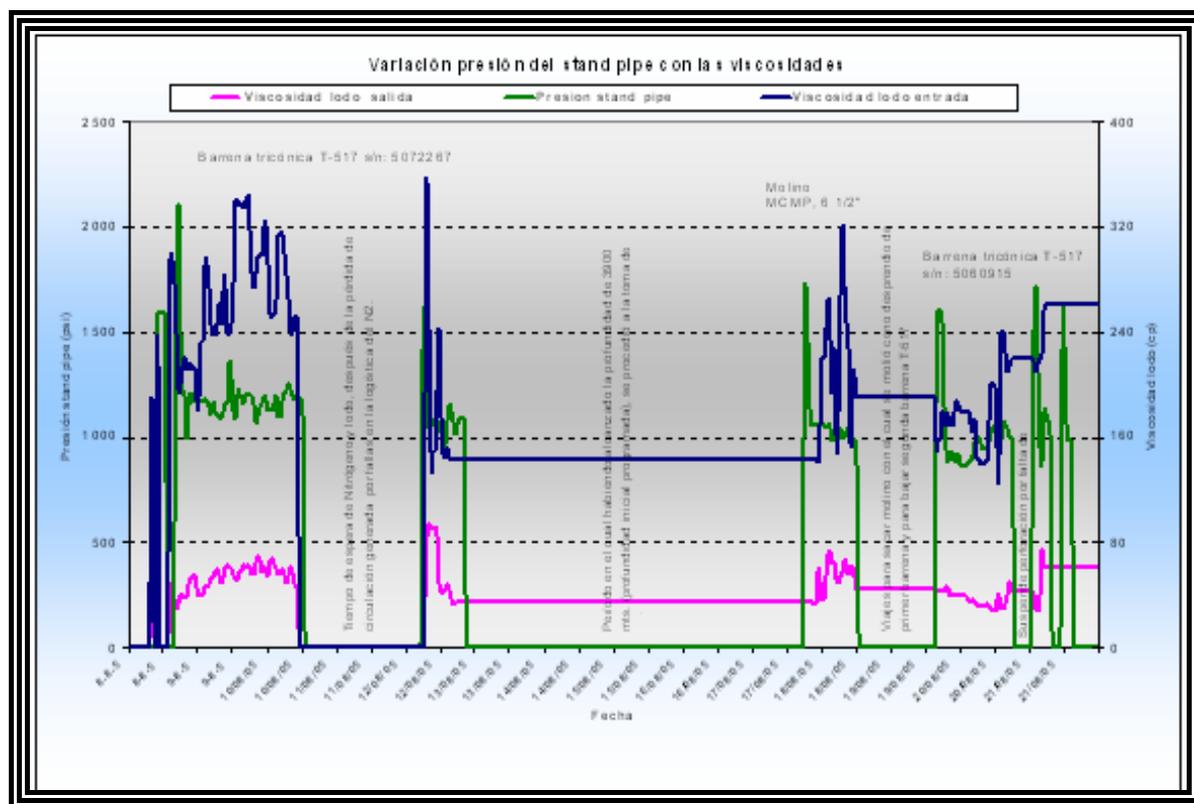


Figura V.10 Variación de la presión con la viscosidad del fluido del pozo Chuc 42

La viscosidad del fluido de entrada se mantuvo en un valor promedio de 226 segundos y la de salida un promedio de 308.57. De acuerdo a la gráfica se observa cierta relación entre la viscosidad y la presión del stand pipe, como si guardaran una proporcionalidad directa.

Es de tener en consideración que los períodos de presión alta en la tubería de pie coincidieron con un incremento considerable de los cortes de perforación recuperados en las temblorinas.

V.11 PÉRDIDAS DE FLUIDOS

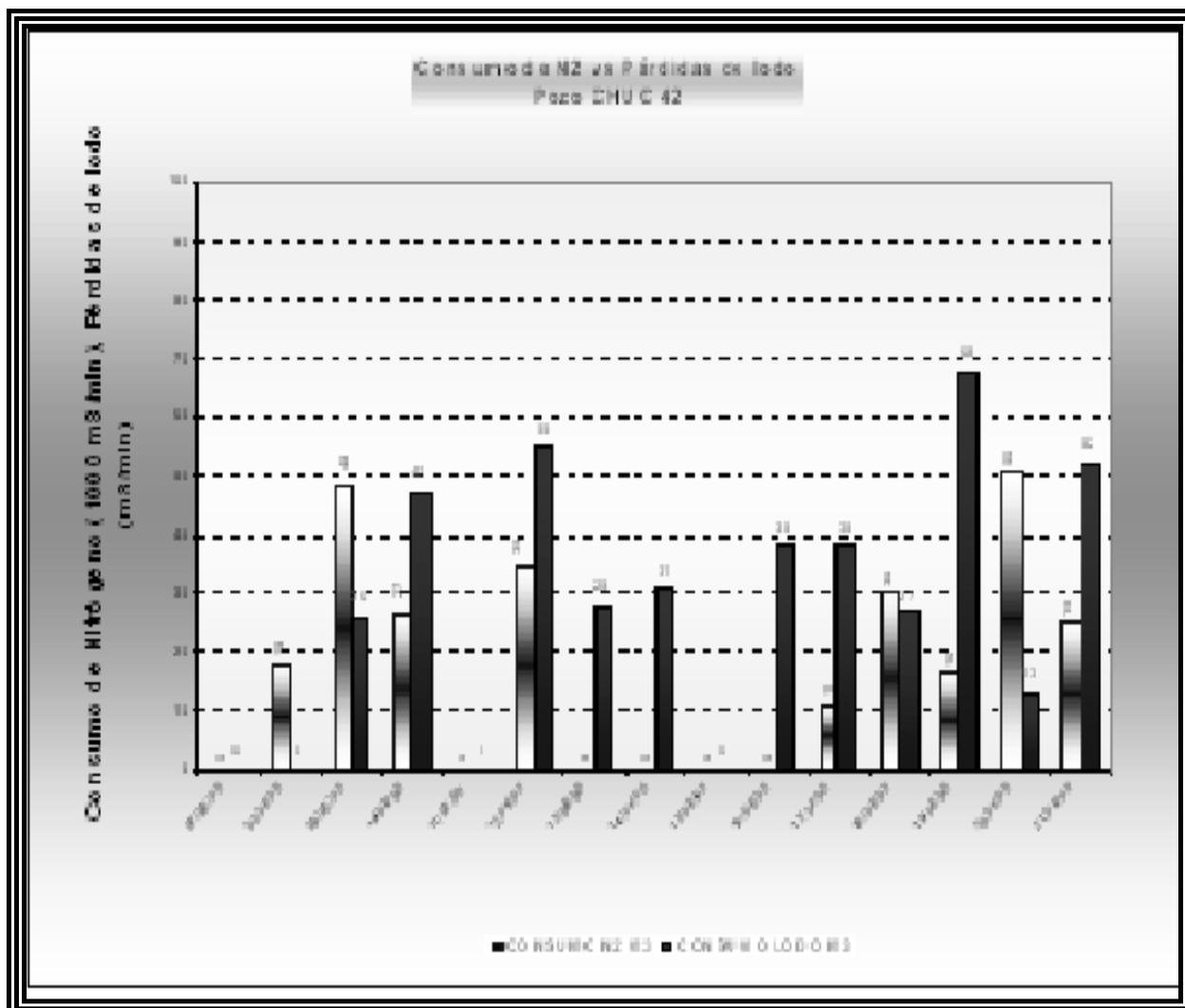


Figura V.11 Consumo de N_2 vs. Pérdida de circulación en el pozo Chuc 42

Las pérdidas de lodo asociadas con la perforación, fueron mínimas, teniendo en cuenta las condiciones de fractura y baja presión de la formación, gracias al uso de la técnica de perforación con flujo controlado. La mayor parte de las pérdidas relacionadas en la anterior figura obedecen al llenado durante la sacada de tubería, toma de registros y los tiempos de espera, durante los desplazamientos para desnitrogenar y los períodos iniciales de bombeo para restablecer circulación luego de las paradas. Nota: Durante el llenado para sacada de tubería, el gasto de lodo es de 6 m³ promedio y en los desplazamientos de la TP para desnitrogenar, de 26 m³.

V.12 ANÁLISIS CON EL SIMULADOR DE FLUJO DE INYECCIÓN.

Para los casos iniciales se trabajo con un lodo polimérico de baja densidad y una presión de poro de $200 \text{ kg/cm}^2 = 2845 \text{ Psi}$.

Corrida con DENSIDAD LODO 0.89 gr/cc (Visc 600: 70, Visc. 300:45)

L600 = 70; L300 = 45; $V_a = 35 \text{ cps}$; $V_p = 25 \text{ cps}$; $Y_p = 20 \text{ lb/ft}^2$.

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

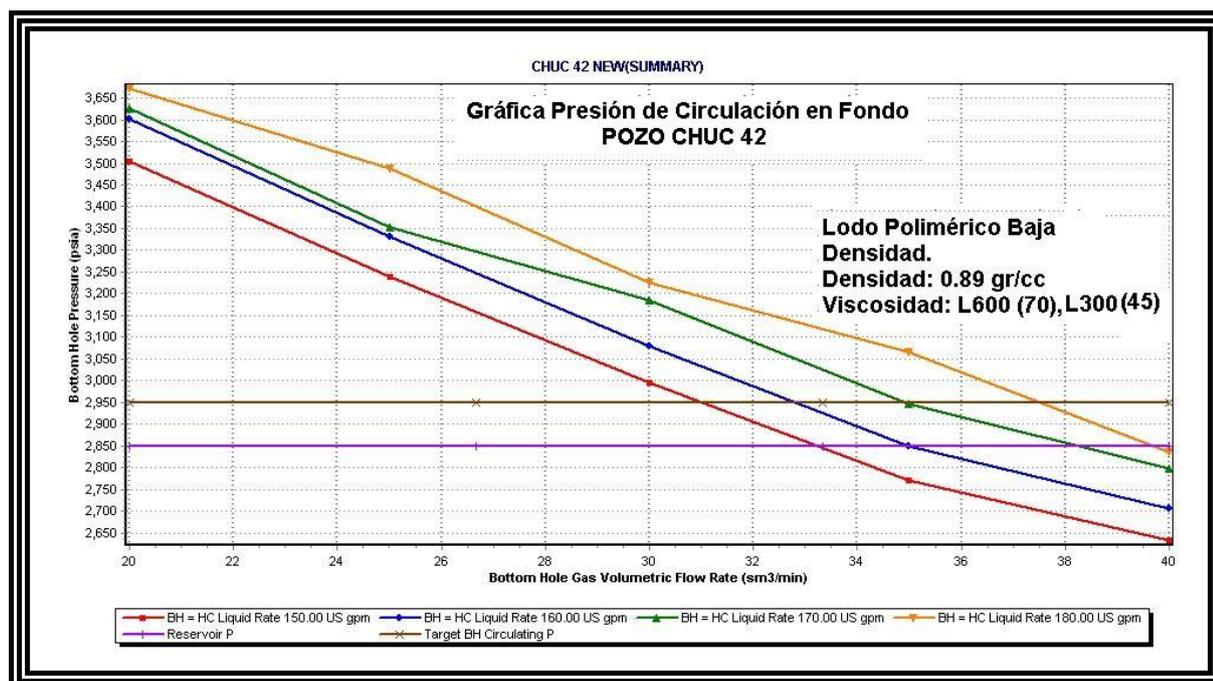


Figura V.12 Corrida con DENSIDAD LODO 0.89 gr/cc (Visc 600:70, Visc. 300:45)

En este primer caso se utilizó un gasto de nitrógeno de $33 \text{ m}^3/\text{min}$ y un gasto de lodo de 160 gpm , los cuales nos dan una presión de circulación en fondo cercana a 2950 psi , con la cual se cumplía el objetivo de estar sobrebalanceados en 100 psi por encima de la presión de poro. Los coeficientes de transporte de recortes estaban por encima de 0.8 , indicando una buena limpieza del hueco.

Corrida con DENSIDAD de LODO 0.89 gr/cc (Visc 600: 142, Visc. 300:83)

L600 = 142; L300 = 83; $V_a = 71 \text{ cps}$; $V_p = 59 \text{ cps}$; $Y_p = 24 \text{ lb/ft}^2$.

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

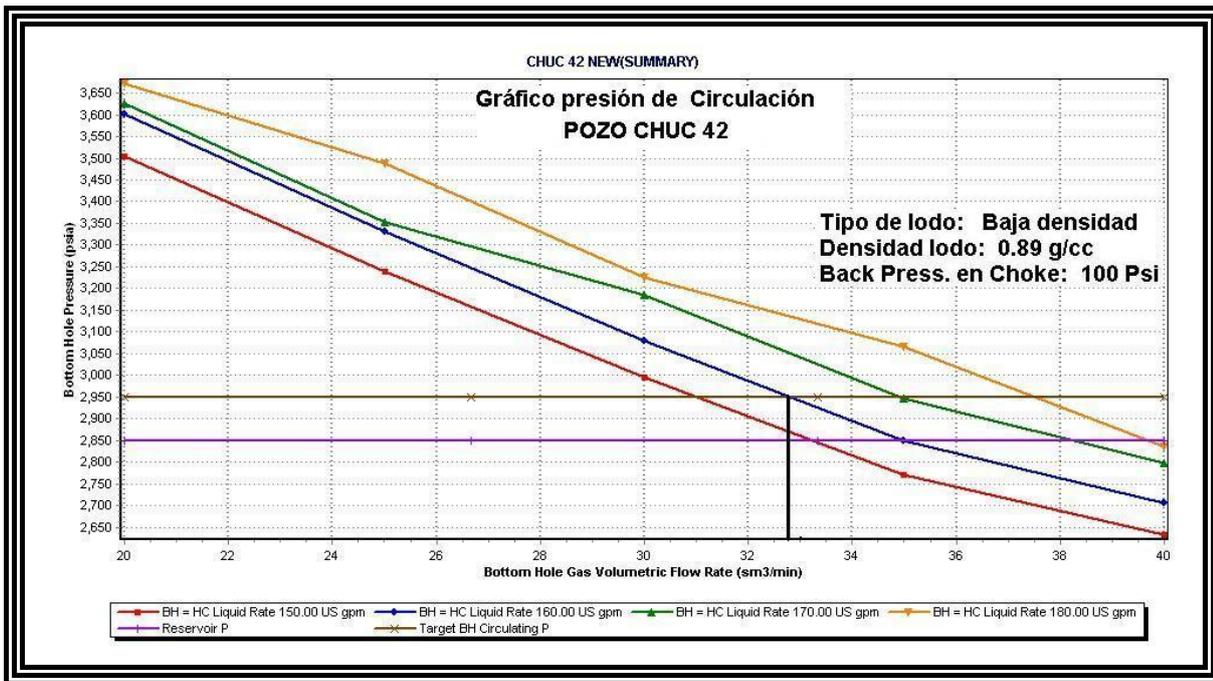


Figura V.13 Corrida con DENSIDAD de LODO 0.89 gr/cc (Visc. 600: 142 Visc. 300: 83)

En este segundo caso, observamos que a pesar de que las viscosidades incrementaron, el comportamiento de la presión de circulación y el coeficiente de transporte de sólidos fue el mismo, se mantuvieron por lo tanto los mismos gastos de inyección.

Corrida con DENSIDAD de LODO 0.90 gr/cc (Visc 600: 88, Visc. 300:53)

L600 = 88; L300 = 53; Va = 44 cps; Vp = 35 cps; Yp = 18 lb/ft2.

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

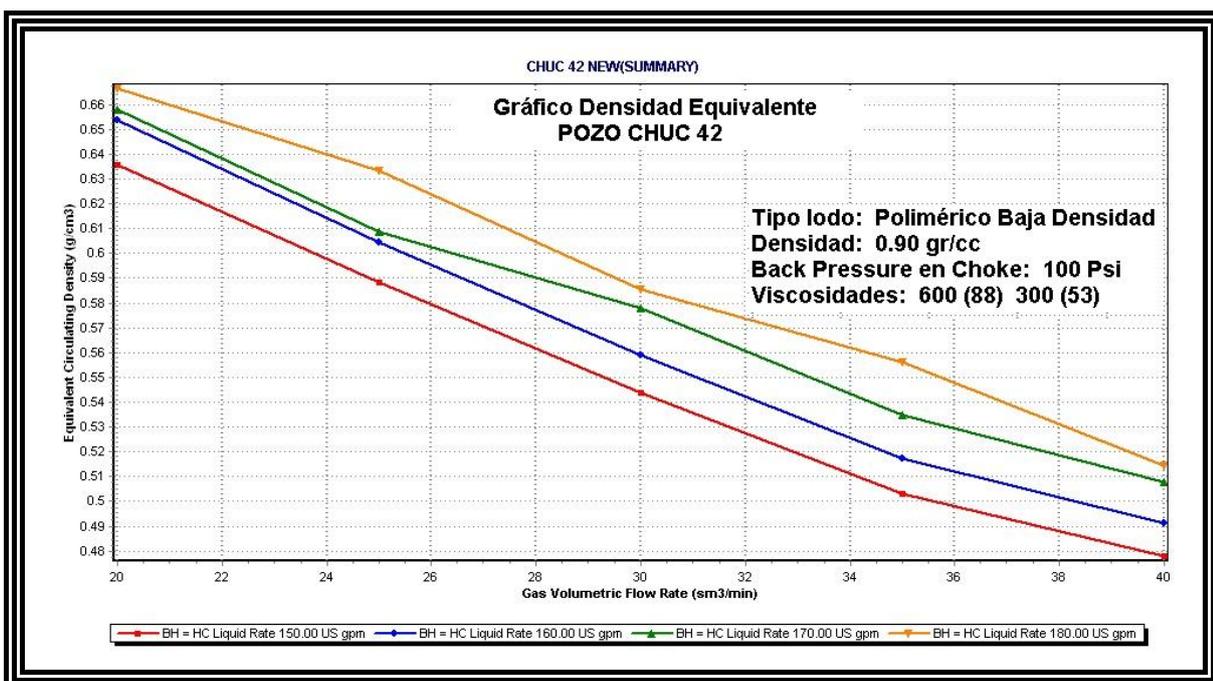


Figura V.14 Densidad equivalente del pozo Chuc 42.

En este caso para continuar manteniendo el back pressure propuesto, habiéndose incrementado la densidad de 0,89 gr/cc a 0.90 gr/cc y habiendo variado las viscosidades del lodo, se incrementó de 33 a 35 m³/min el caudal de inyección de N₂, obteniendo de esta manera, una presión de circulación de 2932 psi, a pesar de esto el coeficiente de transporte de cortes continuó estando por encima de 0.80 para todos los casos simulados.

Corrida con DENSIDAD LODO 0.90 gr/cc (Visc 600: 88, Visc. 300:53)

L600 = 88; L300 = 53; Va = 44 cps; Vp = 35 cps; Yp = 18 lb/ft².

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

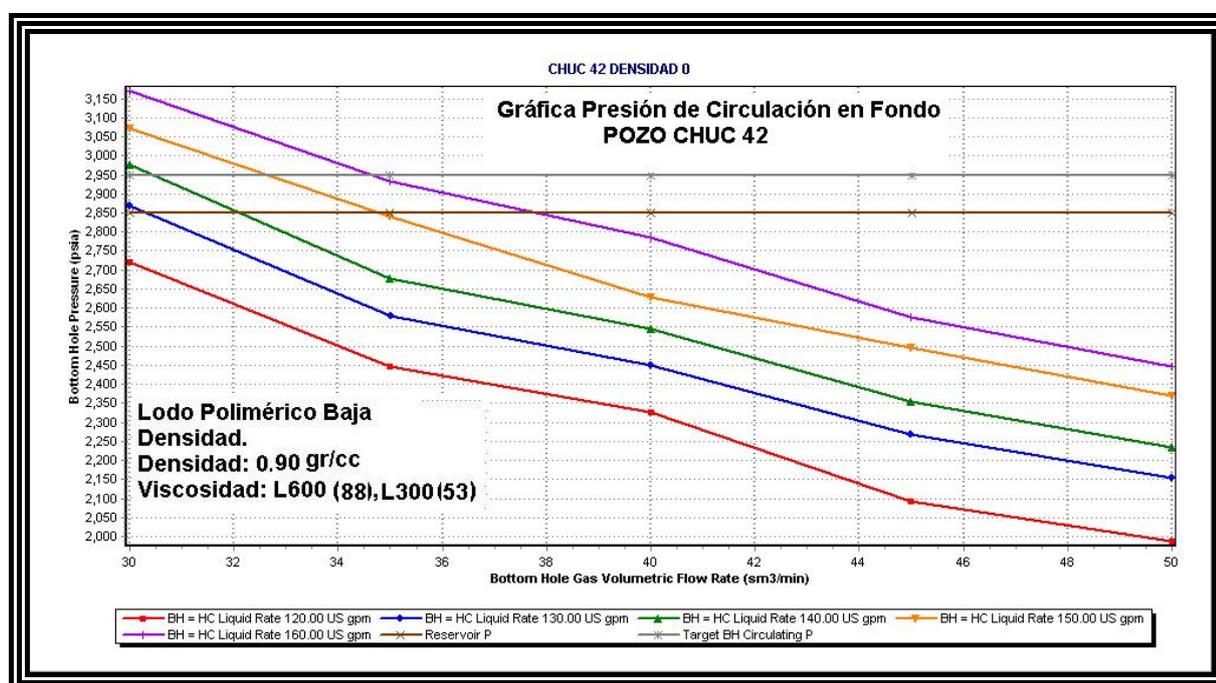


Figura V.15 Corrida con DENSIDAD LODO 0.90 gr/cc (Visc 600:88, Visc. 300:53)

En este caso, debido a una leve pérdida en el fluido de control se decidió reducir gradualmente la contrapresión (back pressure) en el estrangulador de 100 a 50 psi, para así de este modo tener una presión de circulación en fondo más baja, controlando así la pérdida.

Corrida con DENSIDAD LODO 0.91 gr/cc

L600 = 88; L300 = 53; Va = 44 cps; Vp = 35 cps; Yp = 18 lb/ft².

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

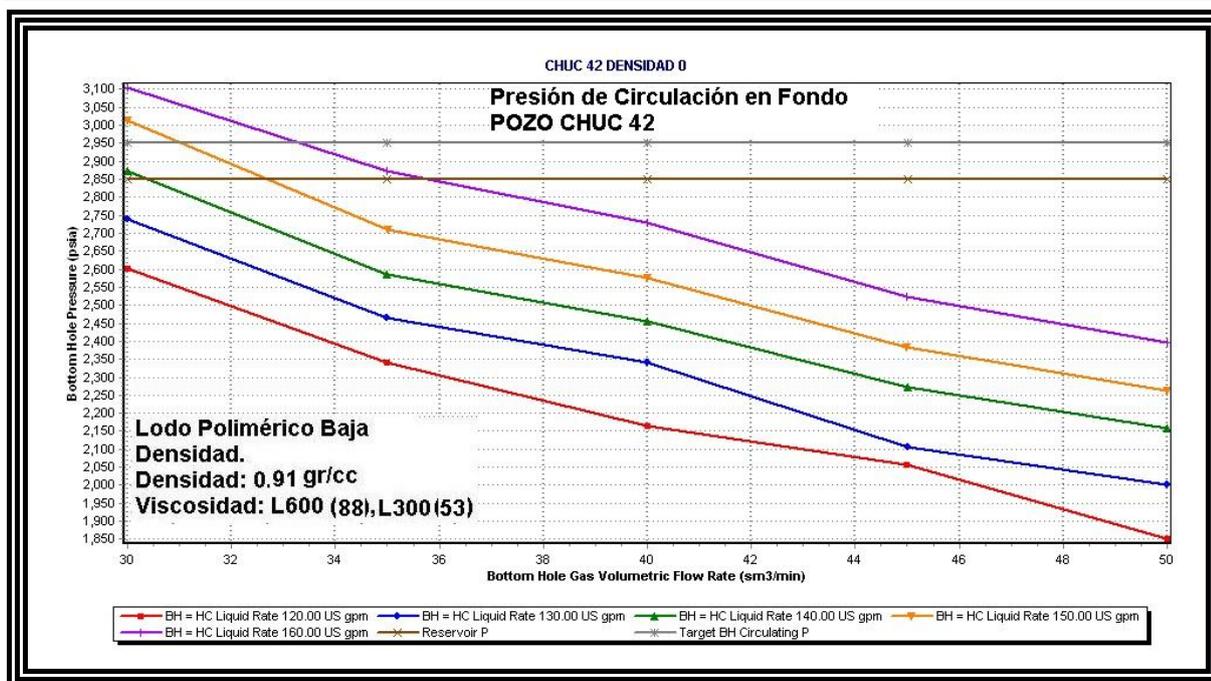


Figura V.16 Corrida con DENSIDAD LODO 0.91 gr/cc

En este caso, ligado al anterior, continuó presentándose una leve pérdida de 1 a 1.5 m³ de lodo por hora muy seguramente asociada con el incremento de la densidad de 0.9 a 0.91 gr/cc, se decidió rebajar el gasto de lodo a 150 gpm, obteniendo según el simulador, una presión de circulación de 139 psi por debajo de la presión de poro, indicándonos que entramos en un proceso de bajo balance.

Durante la primera interrupción de la perforación por agotarse el nitrógeno (deficiencias de logística), alrededor de 5 horas parados, al intentar restablecer circulación para continuar perforando el gasto de inyección de N₂, debió incrementarse hasta 40 m³/min y el gasto de lodo reducirse hasta 130 gpm, obteniéndose una buena respuesta en la presión del stand pipe, indicándonos una posible circulación, la cual hubo que interrumpir por bajar las existencias de lodo lo cual llevó a regresar a la zapata para esperar lodo.

Después de una espera del lodo, se regresó a fondo y se inició proceso de restablecimiento de la circulación, ahora debió incrementarse el consumo de N₂ hasta 45 m³/min con un gasto de lodo de 130 gpm, luego de normalizada la circulación se bajó el gasto de N₂ a 40 m³/min y se incrementó el de lodo a 146 gpm, debido a que se empieza a presentar una leve pérdida de fluido de control, se incrementa nitrógeno a 142 m³/min y se reduce el gasto de lodo a 137 gpm.

Se trabajó durante esta etapa de la perforación con presiones de circulación en fondo comprendidas entre 2350 y 2550 psi, y coeficientes de transporte de cortes por encima de 0.8

Cabe hacer énfasis en que gran parte del trastorno de los parámetros de inyección de fluidos de control, fue el resultado de la parada ocasionada por las fallas de logística en cuanto al suministro de fluidos.

Corrida con DENSIDAD LODO 0.91 gr/cc

L600 = 106; L300 = 65; $V_a = 53$ cps; $V_p = 41$ cps; $Y_p = 24$ lb/ft².

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

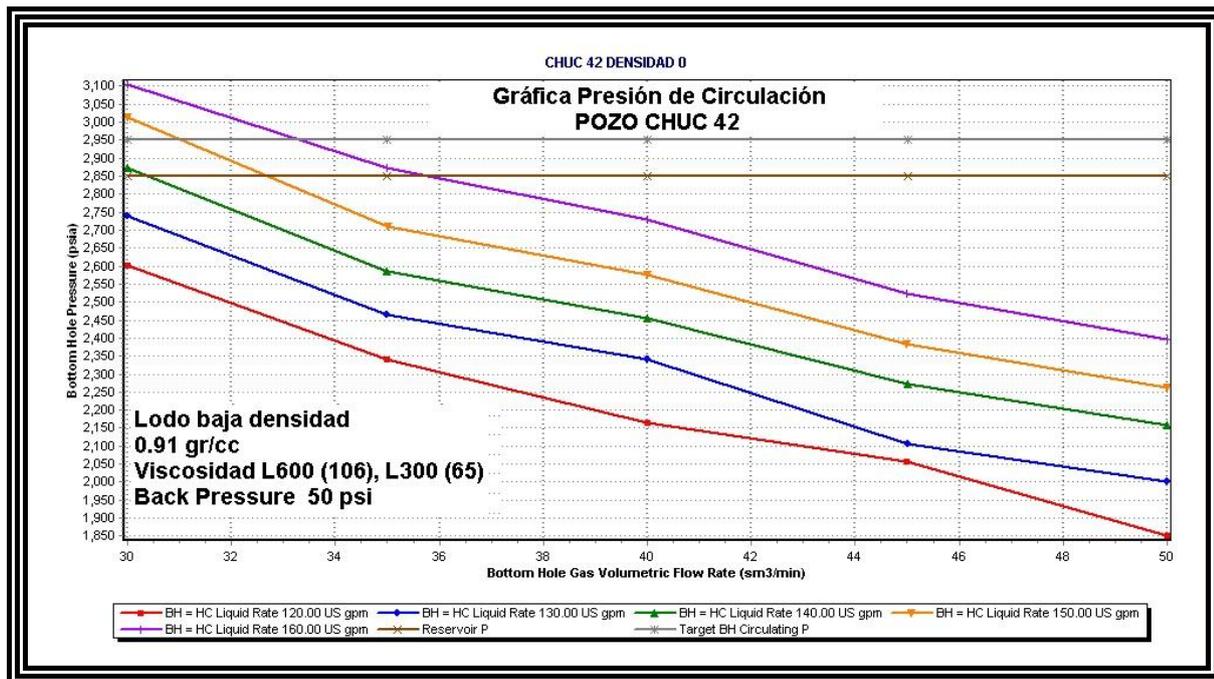


Figura V.17 Corrida con DENSIDAD LODO 0.91 gr/cc L600 = 106; L300 = 65; $V_a = 53$ cps; $V_p = 41$ cps; $Y_p = 24$ lb/ft².

Este caso se corre a manera de información con un aumento en viscosidades, se observó que el comportamiento es exactamente el mismo del caso anterior.

Corrida con DENSIDAD LODO 0.90 gr/cc (Uso de Molino 6 1/2", 5 toberas 20/32)

L600 = 106; L300 = 65; $V_a = 53$ cps; $V_p = 41$ cps; $Y_p = 24$ lb/ft².

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

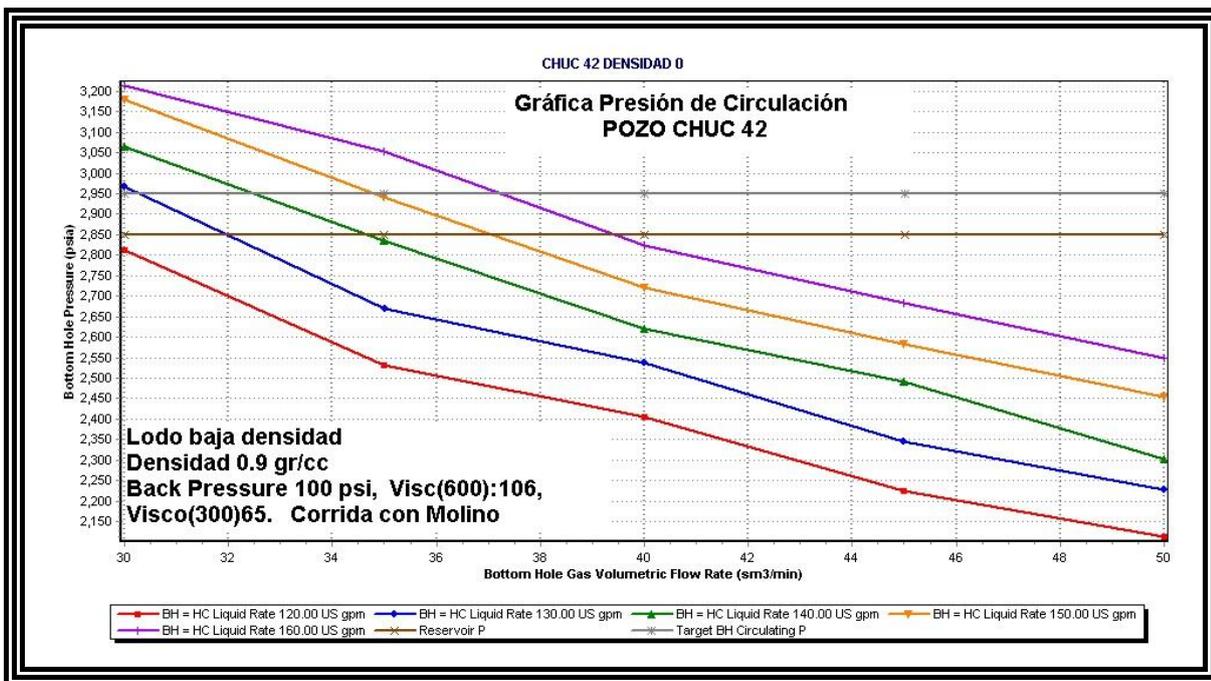


Figura V.18 Corrida con DENSIDAD LODO 0.90 gr/cc (Uso de Molino 6 1/2", 5 toberas 20/32)

El restablecimiento de circulación fue rápido debido a que el pozo se encontraba lleno debido al bombeo continuo de lodo que se hizo para mantenerle controlado cuando se realizó el viaje para cambio de barrena por molino. Para restablecer la circulación se inició con 35 m³/min de nitrógeno y 146 gpm de lodo, luego se incrementó el nitrógeno a 37 m³/min para controlar leves pérdidas, se experimentaron presiones de circulación según el simulador comprendidas entre 2720 a 2940 psi y coeficientes de transporte de cortes superiores a 0.8.

Corrida con DENSIDAD LODO FINAL 0.90 bp 100 Psi L600(112)/L300(68) . Profundidad de 4000 Mts.

L600 = 112; L300 = 68; Va = 56 cps; Vp = 44 cps; Yp = 24 lb/ft².

Diferencial de presión en fondo = 100 a 150 psi por encima presión de poro.

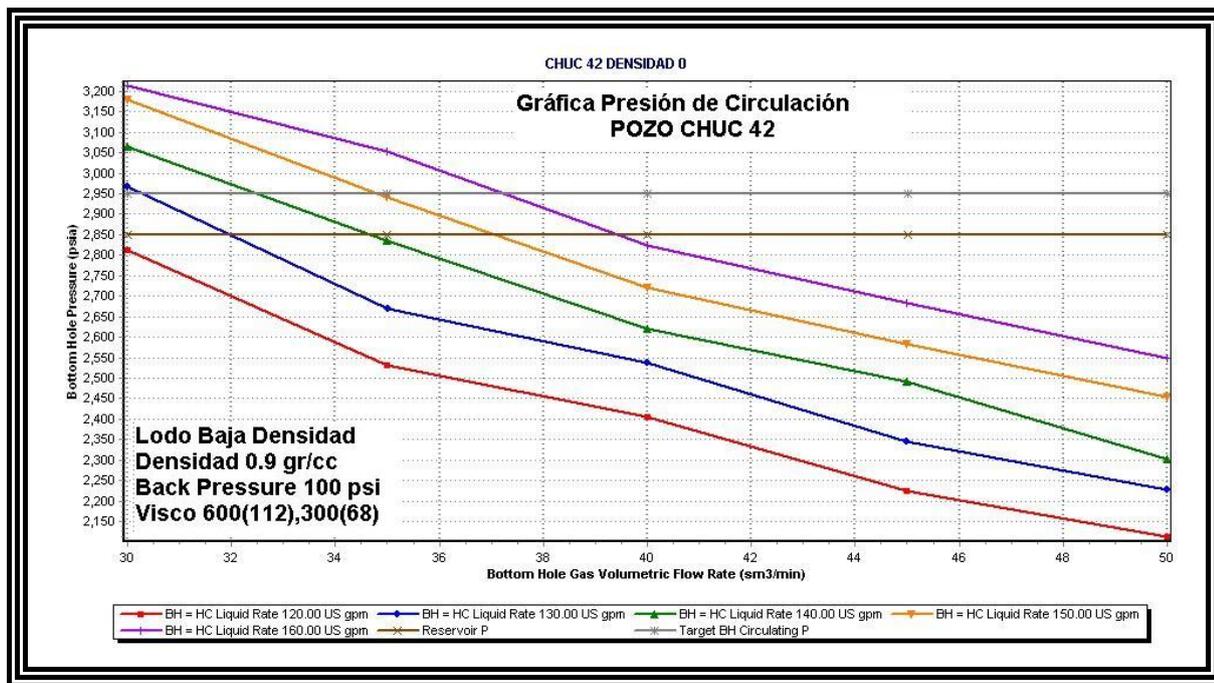


Figura V.19 Corrida con DENSIDAD LODO FINAL 0.90 gr/cc

En esta última etapa de perforación se trabajó con gastos de lodo de 146 gpm y de nitrógeno entre 35 y 42 m³/min, estabilizándose en 42, controlando de esta manera las pérdidas de fluido de control, trabajando presiones de circulación en fondo comprendidas entre 2720 y 2940 psi y variando la apertura del choke entre 2 ½” y 3 1/8”, manteniendo un back pressure promedio de 76 psi. Los coeficientes de transporte de cortes igual estuvieron por encima de 0.8.

Para cada densidad de entrada, el simulador realizó de 20 a 25 combinaciones con gastos de fluido de control variando cada 10 GPM desde 120 hasta 160 GPM y gastos de nitrógeno variando cada 5 m³/min desde 20 a 50 m³/min. De todas las combinaciones se trabajó con las comprendidas entre 30 y 45 m³/min de N₂ y 140 a 160 gpm de lodo, estas estuvieron de acuerdo a nuestra presión de circulación en fondo deseada y al coeficiente de transporte de cortes.

V.13 ANÁLISIS DE TIEMPO OPERACIONAL

La distribución de tiempos para esta sección del pozo, teniendo en cuenta que se está atravesando la brecha paleoceno BTPKS donde siempre se han registrado pérdidas de fluido de control, muestra que la operación de flujo controlado realizada se llevó a cabo de una forma eficiente, utilizando únicamente 15 días incluyendo el arme del equipo hasta la terminación de la etapa de 6 1/2”, esto es el 50% de los 30 días presupuestados para perforar esta etapa. De los 15 días utilizados, solo 3.5 fueron de perforación efectiva, los días restantes fueron usados en el arme del equipo, las esperas de N₂ y lodo, los registros y los viajes de tubería, esto se puede apreciar más claramente en la torta de

distribución de tiempos. De estos días restantes, es importante resaltar el tiempo de espera por nitrógeno y barco lodero los cuales fueron de 2.7 días, esto equivale a un 20.9% del tiempo total.

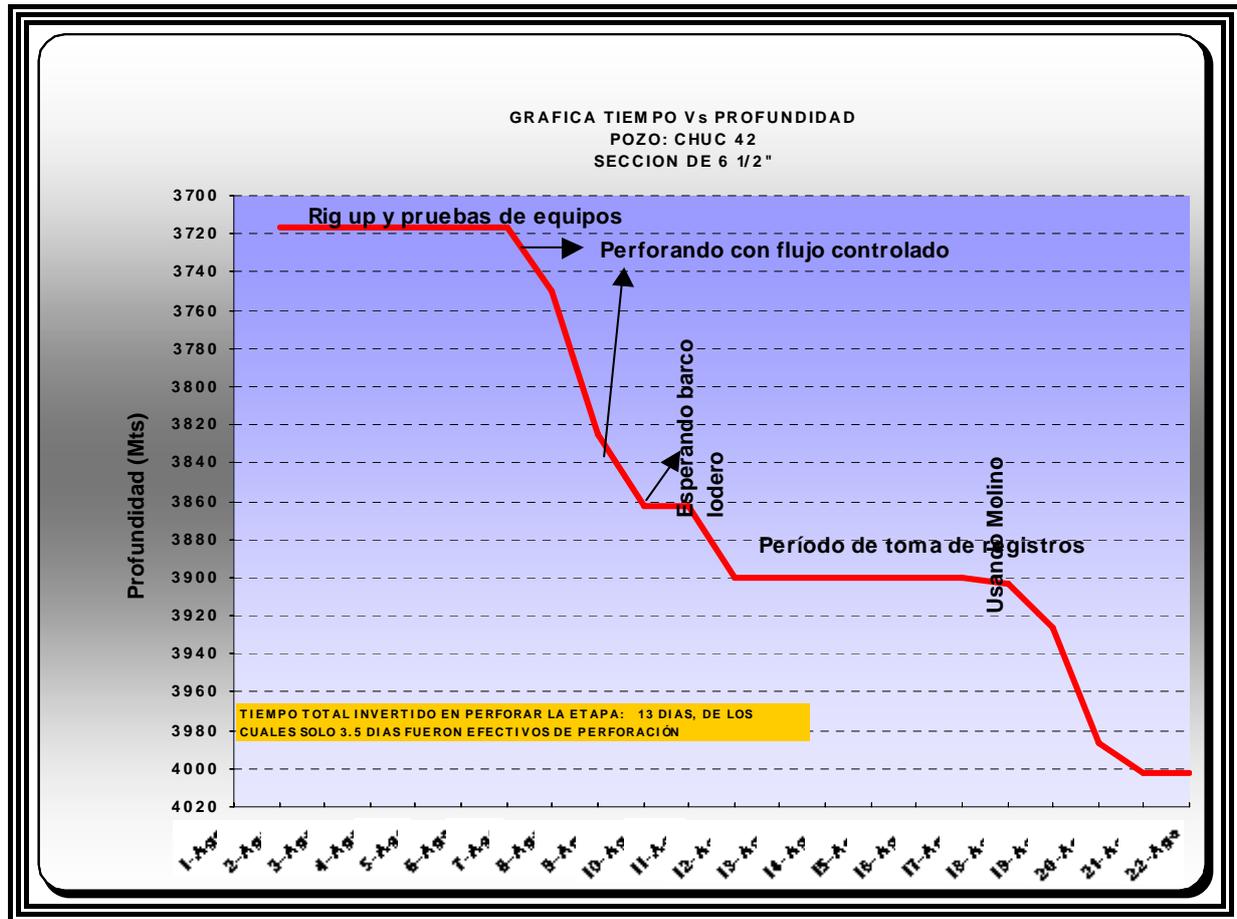


Figura V.20 Tiempo vs. Profundidad del pozo Chuc 42

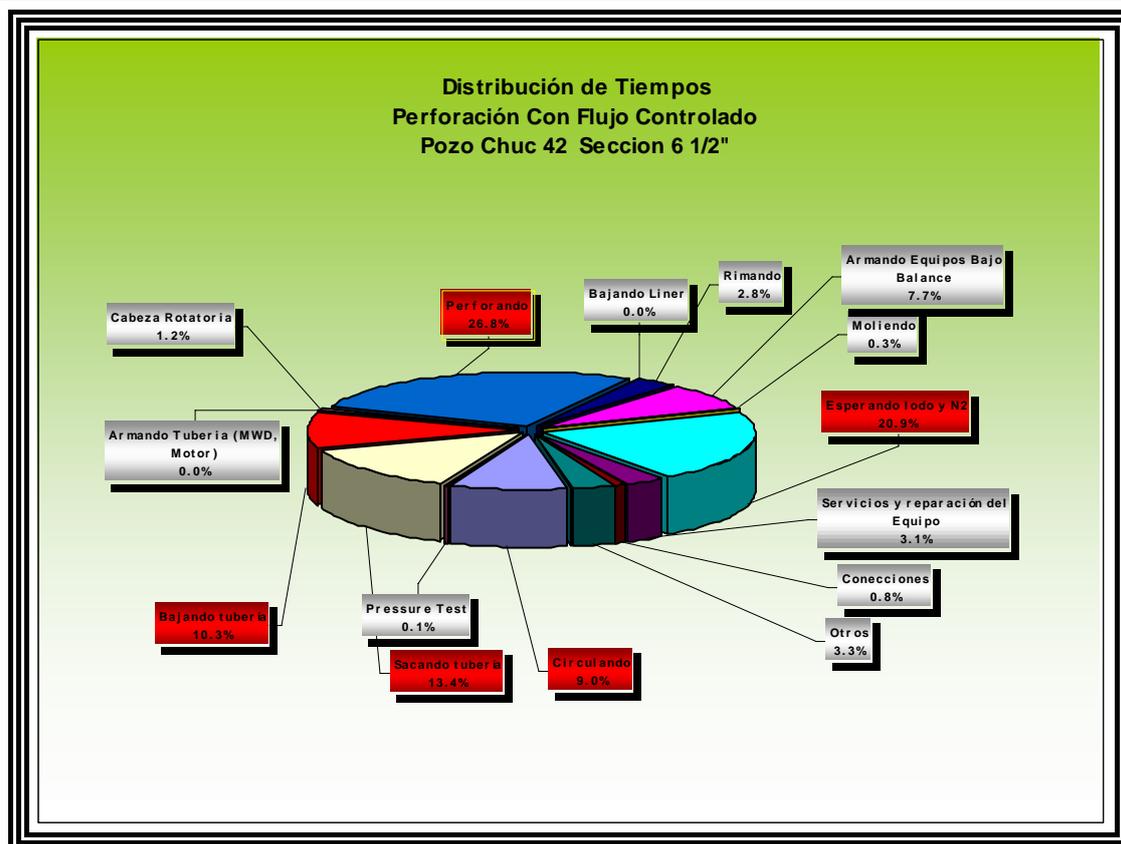


Figura V.21 Distribución de tiempos en el pozo Chuc 42

La eficiencia de la operación se refleja en el alto porcentaje de perforación 23.3%, sobresale el porcentaje de circulación de 9.0% indicándonos que se realizó una buena limpieza del pozo y que se circularon los tiempos de atraso y ciclos necesarios de una forma correcta.

El porcentaje de viajes de 23.7 % incluye tres viajes cortos que se hicieron a la zapata y dos viajes a superficie, uno de ellos por finalización del programa inicial el cual era solo hasta 2900 mts y el segundo por cambio de molino bajado para moler cono desprendido de la primera barrena, por barrena para continuar perforando hasta 4000 mts por cambio de programa.

Esperando lodo se presenta con un 20.9% como el más importante después del tiempo usado en perforación, esto demuestra las consecuencias de las deficiencias en logística, *sin embargo el porcentaje pudo haber sido mucho más alto de no haber sido por la técnica del flujo controlado, por estadísticas de trabajos anteriores conocemos que la terminación constante del lodo conlleva a lapsos de tiempo perdido bastante largos ya sea para la preparación del lodo, o porque simplemente no se tiene lodo disponible.*

El porcentaje de arme de equipos de 7.7% se muestra relativamente alto dado que se compara con un tiempo total de perforación, el cual es pequeño.

V.14 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Según el programa, usando el equipo y con el soporte técnico del personal, se cumplió con el objetivo de perforar con flujo controlado el intervalo 3730 - 4002 mts del pozo Chuc 42, el cual corresponde cretácico superior, zonas de baja presión, sin pérdidas de fluido de control. Es importante resaltar que a esa profundidad de inicio, la pérdida ya estaba inducida, no obstante se logro circulación desde el inicio hasta el final de la etapa.

Para mantener controladas las pérdidas, fue conveniente corregir y mantener los parámetros reológicos del lodo durante la operación, la densidad se corrigió agregándole diesel y las viscosidades agregándole agua. Además de esto se variaron los parámetros de inyección de N₂, incrementándolo, y de bombeo de lodo, reduciéndolo.

El diferencial de presión de fondo programado como sobrebalance no se pudo mantener como inicialmente estaba programado, debido a las condiciones de la formación y a las paradas en el equipo generaron la falta de continuidad en la perforación. En las graficas y datos se muestra que se pasó de un sobrebalance de 100 psi a un balance y posteriormente a un aparente bajo balance de 300 psi con respecto a la presión de poro de la formación inicial esperada.

Durante la perforación, el nivel de fluido en el espacio anular siempre se mantuvo arriba ya que durante el reinicio de la circulación, después de las conexiones, esta se obtenía entre 3 a 5 minutos una vez iniciado el bombeo de fluido de control y nitrógeno. En los viajes cortos a la zapata el nivel no se mantenía por lo cual se llevo tiempos relativamente largos lograr circulación.

CONCLUSIONES

1. Durante la perforación bajo balance se reduce el daño a la formación, ya que aumenta el ritmo de penetración y permite que los hidrocarburos fluyan por su propia energía hacia el pozo.
2. En la perforación bajo balance se incrementa la producción de hidrocarburos que son enviados a baterías de separación, tanques de almacenamiento o en caso de no tener infraestructura para envío o almacenamiento, se envía a quemador.
3. Con este tipo de operación se pueden identificar rápidamente zonas de formaciones productoras, esta condición permite realizar diversas pruebas de identificación de fluidos en el campo.
4. Con la perforación bajo balance se reduce el riesgo de pegaduras de tubería debido a presión diferencial dentro del agujero.
5. Durante la perforación se presentan fallas durante el control de la condición bajo balance por lo que es difícil operar en zonas de alta presión o con alta concentración de H₂S.
6. En la perforación bajo balance se elevan los gastos de producción debido a los equipos especiales empleados en dicha técnica y a la complejidad de la terminación.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario realizar una excelente caracterización del yacimiento para que los datos sean confiables y lo más cercano a la realidad, durante la operación bajo balance.
2. Se recomienda evaluar el espacio disponible y el equipo superficial para llevar a cabo la perforación bajo balance, exitosamente.
3. Se sugiere emplear esta técnica debido a que la producción de un pozo perforado bajo balance, es más redituable ya que la recuperación se incrementa considerablemente.
4. Es aconsejable hacer uso de herramientas auxiliares que puedan apoyar la perforación bajo balance como en este caso los sensores de monitoreo de la presión de fondo.
5. Se recomienda realizar un estudio técnico-económico para determinar la conveniencia de realizar la perforación bajo balance.

BIBLIOGRAFÍA

1. Unidad de perforación y mantenimiento de pozos, “Un Siglo de la Perforación en México”, Tomo IX, Técnicas Especiales de Perforación, PEMEX Exploración y Producción, 2000.
2. Maurer Engineering Inc., “Underbalanced Drilling & Completion Manual”, Halliburton, 1998.
3. Mendoza Ortega Carlos Abel, “Análisis del Efecto de la Afluencia de Formaciones Sobre la Perforación Bajo Balance”, Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2003.
4. Flores Arteaga Francisco Javier, “Perforación Bajo Balance con Tubería Flexible”, Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2004.
5. García Vela Luis Gerardo”Perforación Bajo Balance: Equipos y Técnicas”, Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2005.
6. Torres Gracia Marcela, “Consideraciones Técnico Económicas para la Aplicación de las Técnicas de Perforación Bajo Balance”, Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
7. William Rehm, Greg Chitty, Don Purvis, “Underbalanced Drilling”, Petroleum Technology Transfer Council, 2001.
8. Noel Monjure, “IADC-UBO Committee Classification System for Underbalanced Wells”, 2001.
9. McLennan John, Carden Richard S., Curry David, Stone C. Rick, Wyman Richard E., “Underbalanced Drilling Manual”, Gas Research Institute, Chicago Illinois, 1997.
10. Pérez Tellez C., Smith J. R., Edwards, “Improved Bottomhole Pressure Control for Underbalanced Drilling Operations”, IADC/SPE 872225, Drilling Conference, Dallas Texas, 2004.

11. Yánez M. Maclovio, Valenzuela J. Martín, “Tecominoacán 408: First Underbalanced Drilling Application in México”, SPE 35320, International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa Tabasco, 1996.
12. Bourgoyne A. T. y col. “Applied Drilling Engineering”. Society of Petroleum Engineers, 2ª edición, Richardson, Tx., 1991.
13. León Loya J. G., “Optimización de la Perforación Factores que Afectan a la Velocidad de Penetración”, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., 1993.
14. Cade Randall, Kirvelis Ringys, Jennings Jeffrey, “Does Underbalanced Drilling Really Add Reserves?”, IADC/SPE 81626, Underbalanced Technology Conference and Exhibition, Houston Texas, 2003.
15. Tangedahl Michael J., “Well Control: Issues of Underbalanced Drilling”, SPE 37329, Eastern Regional Meeting, Columbus Ohio, 1996.
16. Murphy, R. D., Thompson, P. B., “A Drilling Contractor’s View of Underbalanced Drilling”, IADC/SPE 74445, Drilling Conference, Dallas Texas, 2002.
17. Williams Murray, Lewis Derrick, Bernard C. J., “A Safe Approach to Drilling Underbalanced Starts with Project Management” SPE/IADC 85294, Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 2003.
18. www.slb.com
19. www.weatherford.com
20. www.spe.org